DIRECTION DE L'ENVIRONNEMENT ET DES ETABLISSEMENTS CLASSES

DIRECTION DES HYDROCARBURES

GES-PETROGAZ

EVALUATION ENVIRONNEMENTALE STRATEGIQUE (EES) DU SECTEUR PETROLIER ET GAZIER DU SENEGAL

Rapport Provisoire – Volume 2 (Annexes)

Janvier 2024

TABLE DES MATIERES

Table des matières.....ii
1. Introduction 1
2. Contenu du volume 2 1

1. INTRODUCTION

Le Volume 2 de l'Evaluation Environnementale Stratégique (EES) du secteur pétro-gazier au Sénégal contient des rapports détaillés qui peuvent être lus en complément au Volume 1 – qui représente le rapport principal.

2. CONTENU DU VOLUME 2

Le volume 2 contient les Annexes suivants :

1. Annexe 1 : la note de cadrage de l'EES
2. Annexe 2 : Situation de Référence Environnementale et Sociale et Description du Cadre Juridique et Institutionnel
3. Annexe 3 : Risques, mesures d'atténuation et recommandations
4. Annexe 4 : Engagement des Parties Prenantes

Annexe 1 : Note de Cadrage de l'EES

REPUBLIQUE DU SENEGAL
Un Peuple - Un But - Une Foi

MINISTERE DE L'ENVIRONNEMENT, DU DEVELOPPEMENT DURABLE ET DE LA TRANSITION ECOLOGIQUE

MINISTERE DU PETROLE ET DES ENERGIES

DIRECTION DE L'ENVIRONNEMENT ET DES ETABLISSEMENTS CLASSES

DIRECTION DES HYDROCARBURES

GES-PETROGAZ

EVALUATION ENVIRONNEMENTALE ET SOCIALE STRATEGIQUE (EESS) DU SECTEUR PETROLIER ET GAZIER DU SENEGAL

NOTE DE CADRAGE

LE 2 NOVEMBRE 2022

ELARD LEBANON		
RÉPUBLIQUE DU SÉNEGAL MINISTERE DE L'ENVIRONNEMENT ET DU DEVELOPPEMENT DURABLE MINISTERE DU PÉTROLE ET DES ENERGIES GES- PETROGAZ	**Type de Document**	**Final**
	Ref Contrat	**C1576/2Z**
ÉVALUATION ENVIRONNEMENTALE ET SOCIALE STRATÉGIQUE (EESS) DU SECTEUR PETROLIER ET GAZIER DU SÉNEGAL	**No. de Pages:**	**93**
Note de Cadrage	**Révision no.:**	**B**

Contrôle du Document

Révision / Date	**Rédigé par:**	**Revu par:**	**Approuvé par:**
A-pour Révision du Client **Le 22 Aout 2022**	Nabila Kabbara Rita Al Hachache Ahmad El Mourad Bilal Smairi	Rachad Ghanem	Ricardo Khoury
B-pour Approbation du Client **Le 2 Novembre 2022**	Nabila Kabbara Rita Al Hachache Ahmad El Mourad Bilal Smairi	Rachad Ghanem	Ricardo Khoury
C-pour Distribution **Enter Date**			

Clause de non-responsabilité

Ce rapport a été rédigé par ELARD/ HPR Ankh Consultants/ Envirotech Consulting, avec toute la compétence, le soin et la diligence raisonnables dans le cadre du contrat avec le client, en intégrant nos Conditions Générales de Vente et en tenant compte des moyens qui y sont consacrés en accord avec le client. Les informations contenues dans ce rapport sont, à notre connaissance, correctes au moment de la distribution. Les interprétations et recommandations sont basées sur notre expérience, en utilisant des compétences et un jugement professionnels raisonnables, et sur la base des informations dont nous disposions. Ce rapport est confidentiel pour le client et nous n'acceptons aucune responsabilité envers les tiers à qui ce rapport, ou une partie de celui-ci, est rendu public. Une telle partie s'appuie sur le rapport à ses propres risques.

TABLE DES MATIERES

Table des Matières ii
Liste des Tableaux iv
Liste des Figures v
Acronymes vi
1. Introduction 1
1.1 Contexte de l'Etude 1
1.2 Aperçu du Secteur Pétrolier et Gazier au Sénégal 2
1.2.1 Activités Existantes 2
1.2.2 Blocs Pétroliers 2
1.2.3 Activités Envisagées 5
1.3 Description du Développement Pétro-Gazier 14
1.3.1 Les Enjeux et Aspects du Développement Pétro-Gazier 14
1.3.2 Les Buts du DPG dans le Cadre des ODD 15
1.3.3 Les Aspects hors du Champ du Développement Pétro-Gazier 31
1.4 Les Exigences de L'EESS 34
1.4.1 Qu'est-ce une EESS ? 35
1.4.2 Phases d'une EESS 35
1.5 L'Equipe du Consortium 36
1.6 Compréhension de la Mission 37
1.6.1 Objectifs de la Mission 37
1.6.2 Prestations 38
2. La Méthodologie de L'EESS 39
2.1 Mission 1: Cadrage 39
2.1.1 Activité 1.1: Mobilisation de L'Equipe 39
2.1.2 Activité 1.2: Identification des Parties Prenantes 39
2.1.3 Activité 1.3: Elaboration du plan de Consultation 44
2.1.4 Activité 1.4: Analyse Documentaire pour L'Identification des Questions Environnementales et Sociales 48
2.1.5 Activité 1.5: Tenue de l'Atelier de Lancement et Validation du Plan de Travail et du Plan de Consultation 60
2.1.6 Activité 1.6: Elaboration de Rapport de Démarrage 60
2.1.7 Activité 1.7: Intégration des Commentaires 60
2.2 Mission 2: Etablissement de la Situation de Reference Environnementale et Description du Cadre Réglementaire et Institutionnel, et Evaluation des Capacités 61
2.2.1 Activité 2.1: Collecte des Informations Existantes et Analyse Critique des Données 61
2.2.2 Activité 2.2: Établissement de la Situation de Référence Environnementale 61
2.2.3 Activité 2.3: Evaluation et Analyse des Cadres Politique, Juridique et Institutionnel 63

2.3 Mission 3: Identification des Risques Lies a la Sante, la Sécurité, l'Environnement et le Social 64
2.4 Mission 4: Atténuation et Surveillance 66
2.5 Mission 5: Formulation de Recommandations 67
2.5.1 Rédaction du Rapport de l'EESS 68
2.5.2 Consultation Finales, Examens et Approbation 69
2.6 Mission 6: Plan de Formation- Renforcement des Capacités des Acteurs 70
3. Le Cadrage de l'EESS 71
3.1 Champ Géographique 71
3.2 Champ Thématique 71
3.3 Zone d'Influence 72
3.4 Activités Evaluées dans le Cadre de l'EESS 72
3.5 Scénarios et Alternatives 72
4. Liste Recapitulative des Besoins en Formation et Renforcements des Capacites 74
5. La Planification des Travaux 75
5.1 Les Livrables Attendus 75
5.2 Le Calendrier des Travaux 76
6. References 77
Annexes 78

LISTE DES TABLEAUX

Tableau 1-1 Réseau de Distribution de gaz Naturel au Sénégal 2
Tableau 1-2 Projets Potentiels Pétroliers et Gaziers Proposés pour le Développement du Secteur au Sénégal 5
Tableau 1-3 Le Calendrier pour le Démarrage des Centrales Gaz et Conversion des Centrales Heavy Fuel Oil (HFO) au gaz (Plan Directeur, 2022) 13
Tableau 2-1 Résultats Intermédiaires pour le Plan de Mobilisation et la Communication (Source: (Ministere du Petrole et des Energies; Luqman West Africa; Afrique Communication, 2021)) 44
Tableau 2-2 Informations Requises pour le Développement de l'EESS, les Documents Disponibles et les Lacunes 54

LISTE DES FIGURES

Figure 1-1 Carte des Permis de Recherche d'Hydrocarbures 1
Figure 1-2 Sites potentiels d'Atterage (Site d' Installation) du Gazadoc GTA 10
Figure 1-6 Sites Potentiels d'Atterrage du Gazoduc Yakaar/Teranga 10
Figure 1-7 Sites Potentiels d'Atterrage du Gazoduc Yakaar/Teranga 10
Figure 1-8 Site Potentiel d'Atterrage du Gazoduc Sangomar et le Site de Traitement du Gaz 11
Figure 1-9 Tracé du Gazoduc Terrestre entre Mboro et Cap de Biches 11
Figure 1-10 Localisation de la Raffinerie de Dakar 12
Figure 1-11 Localisation du Site Potentiel de la Raffinerie SAR 2.0 12
Figure 1-12 Localisation des Installations de Stockage des Hydrocarbures 13
Figure 1-13 Les Axes, Objectifs et Programmes de la Lettre de Politique du Secteur de L'Environnement et du Developpement Durable (LPSEDD) 33
Figure 3-1 Les Incertitudes Liés au Secteur Pétrolier et Gazier 73

ACRONYMES

AMP	Aires Marines Protégées
ANAM	Agence Nationale des Affaires Maritimes
ANSP	Autorité Nationale de Sûreté Portuaire
APD	Avant-Projet Détaillée
BAU	Business as Usual
BIP	Meilleures Pratiques de l'Industrie
BP	British Petroleum
CGHE	Center for Glabal Health Engagement
CGQA	Centre de Gestion de la Qualité de l'Air
CNEE	Commission Néerlandaise pour l'Evaluation Environnementale
CN-ITIE	Comité National de l'Initiative pour la Transparence dans les Industries Extractives
CN-ITIE	Comité National de l'Initiative pour la Transparence dans les Industries Extractives
COJES	Collectif des Journalistes Economiques du Sénégal
COPETAO	Compagnie des Pétroles Total Afrique de l'Ouest
COS-PETROGAZ	Comité d'Orientation Stratégique de Pétrole et du Gaz
CPDN	Contribution Prévue Déterminée au Niveau National
CSE	Centre de Suivi Ecologique
DAMCP	Direction des Aires Marines Communautaires Protégées
DEEC	Direction de l'Environnement et des Établissements Classés
DEIE	Division des Études d'Impact Environnemental
DH	Direction des Hydrocarbures
DPC	Direction de la Protection Civile
DPG	Développement Pétro-Gazier
DPSP	Direction de la Protection et de la Surveillance des Pêches
DREEC	Direction Régionale de l'Environnement et des Établissements Classés
EDD	Étude de Danger
EESS	Évaluation Environnementale et Sociale Stratégique
EIES	Étude d'Impact Environnementale et Sociale
FEED	Front End Engineering and Design
FID	Décision Finale d'Investissement
FMI	Fonds Monétaire International
GdS	Gouvernement du Sénégal
GES	Gaz à Effet de Serre
GNL	Gaz Naturel Liquéfié

GTA	Grand Tortue Ahmeyim
GTI	Groupe de Travail Interministériel
HASSMAR	Haute Autorité chargée de la Coordination de la Sécurité Maritime, de la Sûreté Maritime et de la Protection de l'Environnement Marin
HFO	Heavy Fuel Oil
ICES	International Council for the Exploration of the Sea
ICPE	Installations Classées pour la Protection de l'Environnement
IPIECA	L'association mondiale de l'industrie pétrolière et gazière pour l'amélioration des performances environnementales et sociales.
ISE	Institut des Sciences de l'Environnement
ITIE	Initiative pour la Transparence dans les Industries Extractives
JAMP	Joint Assessment and Monitoring Programme
LPDSE	Lettre de Politique de Développement du Secteur de l'Energie
LPSDPA	Lettre de Politique Sectorielle de Développement de la Pêche et de l'Aquaculture
MEDD	Ministère de l'Environnement et du Développement Durable
MEPC	Ministère de l'Economie du Plan et de la Coopération
MFB	Ministère des Finances et du Budget
MMO	Manuel de Mise en Œuvre
MNV	Mesure, la Notification et la Vérification
MPE	Ministère du Pétrole et des Énergies
MPEM	Ministère des Pêches et de l'Économie Maritime
MW	Megawatt
ODD	Objectif de Développement Durable
OGP	International Association of Oil and Gas Producers
ONG	Organisations Non-Gouvernementales
OSPAR	Convention for the Protection of the Marine Environment of the North-East Atlantic
PAD	Port Autonome de Dakar
PAP	Plans d'Actions Prioritaires
PCGES	Plan Cadre Gestion Environnemental et Sociale
PDP	Plan de Développement et de Production
PIB	Produit Intérieur Brut
PMC	Plan de Mobilisation et de Communication
PME PMI	Petites et Moyennes Entreprises
PP	Parties Prenantes
PRCM	Partenariat Régional pour la Conservation de la Zone Côtière et Marine en Afrique de l'Ouest

PSE	Plan Sénégal Emergent
REDD+	Réduction des Emissions Provenant de la Déforestation et de la Dégradation des Forêts
RI	Résultats Intermédiaires
SAP	Société Africaine des Pétroles
SAR	Société Africaine de Raffinage
SNDD	Stratégie Nationale de Développement Durable
SPG	Secteur Pétrolier et Gazier
STEM	Sciences, Technologie, Ingénierie et Mathématiques
TDR	Termes de Références
UNEP	United Nations Environment Program

1. INTRODUCTION

Suite à la découverte d'importants gisements de gaz et de pétrole ces dernières années dans les côtes sénégalaises, la préservation de l'environnement marin et la gestion de la biodiversité constituent des enjeux majeurs auxquels le Sénégal doit faire face en matière de respect des lois et règlements ainsi que de traités et autres engagements internationaux. Une Evaluation Environnementale et Sociale Stratégique (EESS) sera donc préparée pour le secteur pétro-gazier au Sénégal.

1.1 CONTEXTE DE L'ETUDE

Les recherches de gaz et pétrole au Sénégal ont débuté en 1952. Entre 1952 et 1977, 122 puits d'exploration furent forés en onshore par la Société Africaine des Pétroles (SAP) et la Compagnie des Pétroles Total Afrique de l'Ouest (COPETAO). Après une certaine accalmie des activités de recherche, un regain est constaté entre 1966 et 1979 avec 29 puits (principalement en offshore) d'exploration forés. En 1981, l'Etat a décidé de créer la Société des Pétroles du Sénégal, «PETROSEN », et depuis, 53 puits d'exploration, d'évaluation et de production ont été forés aussi bien en offshore qu'en onshore (Petrosen, 2019).

Actuellement, le champ onshore de Gadiaga est le seul champ gazier en production au Sénégal. Cependant, entre 2014 et 2017, un certain nombre de découvertes pétrolières et gazières importantes notamment en offshore ont été faites. Deux projets, Sangomar et Grand Tortue Ahmeyim (GTA), ont récemment atteint la décision finale d'investissement (FID[1]), tandis qu'une troisième trouvaille (Yakaar-Teranga) est également candidate à l'investissement. Le Sénégal a déjà commencé à se préparer à l'investissement nécessaire à la mise en ligne des projets Sangomar et GTA. Le Sénégal est sur le point de devenir un pays producteur et exportateur d'hydrocarbures (pétrole et gaz naturel) et la production de pétrole et de gaz au Sénégal devrait actuellement commencer en 2023 pour les projets GTA et Sangomar et en 2023/2024 pour Yakaar-Teranga (Natural Resource Governance Institute, 2021).

Cependant, une Evaluation Environnementale et Sociale Stratégique (EESS) n'a pas encore été préparée pour le secteur pétro-gazier. Suite à 5 ans de préparation depuis 2017, cette étude vient de débuter et ce rapport présente la Note de cadrage de l'EESS. La note de cadrage présente la compréhension de la mission, la planification du travail et des rencontres, la démarche à entreprendre, les outils de collecte et d'analyse des données, le périmètre du projet, ainsi qu'une liste récapitulative des besoins en formation et renforcement des capacités des membres du Comité technique national pour la mise en œuvre adéquate des résultats de l'EESS.

[1] FID fait référence à la décision des investisseurs de travailler à la mise en œuvre d'un projet d'investissement et après cela, des engagements financiers majeurs auront lieu

1.2 APERÇU DU SECTEUR PETROLIER ET GAZIER AU SENEGAL

1.2.1 Activités Existantes

De petits gisements de gaz ont été découverts à Diamniadio en 1987 et 1993 puis à Gadiaga en 1997. Actuellement, le Sénégal produit du gaz à partir du champ onshore de Gadiaga et transporte le gaz jusqu'au Cap des Biches par pipeline où il est utilisé par l'usine de fabrication de ciment SOCOCIM. Dans le passé, le champ gazier onshore de Diamniadio (qui est maintenant épuisé) fournissait du gaz à SOCOCIM. Le gaz produit fut livré à la centrale électrique du Cap des Biches de la SENELEC pour la production d'électricité aussi. Les réseaux de distribution de gaz naturel au Sénégal sont présentés dans le Tableau 1-1.

Après plusieurs campagnes d'exploration infructueuses, du pétrole lourd a été découvert au large de la Casamance, au niveau du Dôme Flore et du Dôme Géa, en 1967. Ce pétrole n'a pas été exploité n'étant pas rentable en raison de sa qualité. Donc le Sénégal n'est pas actuellement un pays producteur de pétrole mais importe du pétrole pour ses besoins internes. Cependant, il existe au Sénégal la raffinerie Société Africaine de Raffinage (SAR) qui est la seule raffinerie du Sénégal et le principal fournisseur de pétrole raffiné et située dans la région de Dakar où se trouve une grande partie des installations industrielles du pays. Les capacités de raffinage de la SAR sont proches de 120 tonnes par heure et sont limitées par le pétrole brut (PWC, QED Consulting, Channoil, SLR, 2022).

Tableau 1-1 Réseau de Distribution de gaz Naturel au Sénégal

Site	Gazoduc trajet
De Gadiaga jusqu'au Cap des Biches	Gazoduc Gadiaga – Kabor (Station de collecte et d'épuration de Kabor) – 34 km Gazoduc Kabor – Cap des Biches (TAG au cap des Biches) – 9 km
Diamniadio (maintenant épuise) jusqu'à SOCOCIM	Gazoduc Diamniadio – Kabor – 6 km Gazoduc Kabor – SOCOCIM - 3,2 km Gazoduc Kabor – Cap des Biches – 9 km

1.2.2 Blocs Pétroliers

Le territoire Sénégalais est divisé en 29 blocs dont 7 sont Onshore, 13 Offshore et 9 en Offshore profond (Figure 1-1). Depuis 1953, puits d'exploration, d'évaluation et de production ont été forés aussi bien en offshore qu'en onshore. Les plus récents sont localisés dans la zone de Gadiaga/Sadiaratou (onshore) (Petrosen, 2019). Cependant, les ressources onshore sont actuellement relativement réduites au Sénégal et le nombre d'explorations offshore a récemment augmenté dans les eaux sénégalaises. Des projets de forage d'exploration (d'évaluation des ressources) et de production en offshore par des sociétés pétrolières et gazières internationales en partenariat avec PETROSEN sont en cours. Les activités d'exploration-production des hydrocarbures qui constituent l'amont pétrolier, sont menées sur toute l'étendue du bassin sédimentaire sénégalais (Woodside; Earth Systems; Xodus Group, n.d.). Le Tableau 1-1présente

l'ensemble des prospects et des découvertes pétrolières et gazières actuelles au large du Sénégal. La date prévue de début de la production des principaux projets pétroliers et gaziers en cours de développement au Sénégal est 2023. Il est à noter que ce tableau sera mis- à -jour en coordination avec les parties prenantes.

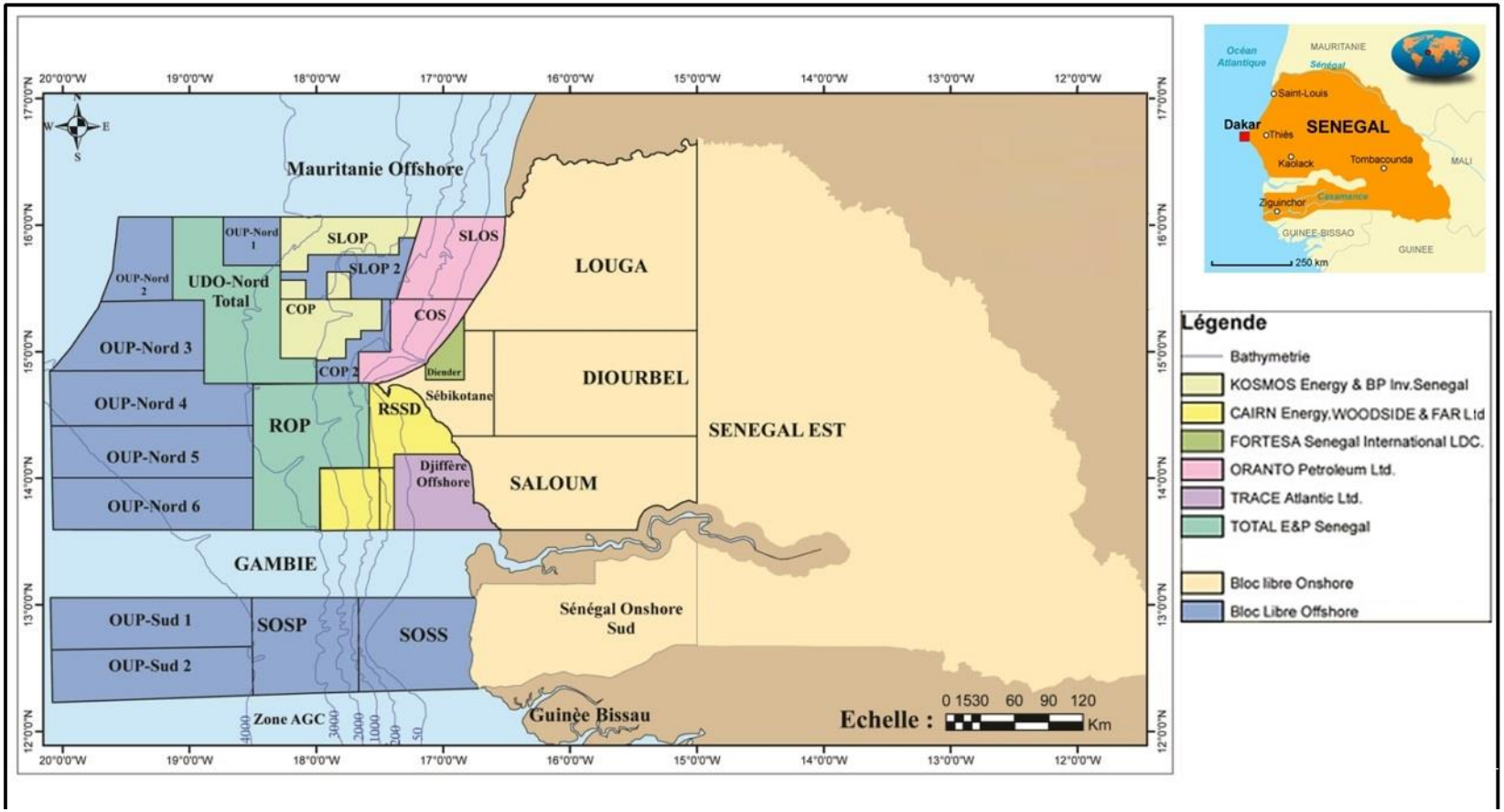


Figure 1-1 Carte des Permis de Recherche d'Hydrocarbures

Source: Initiative pour la Transparence dans les Industries Extractives (ITIE) au Sénégal (2019)

Tableau 1-1 Vue d'Ensemble des Prospects et des Découvertes Pétrolières et Gazières Actuelles au Large du Sénégal (Woodside; Earth Systems; Xodus Group, n.d.)

Bloc	Prospect/Puit	Opérateur	Partenaire(s)	Type de ressource	Estimation du volume de la ressource	Notes
Saint-Louis Profond	Projet gazier Tortue/ Ahmeyim au Sénégal (également connu sous le nom de « Grand Tortue-Ahmeyim ») Puit Teranga-1; puit Yakaar-1 (anciennement Teranga Ouest)	BP (60%) (opérateur)	Kosmos Energy (30%) (Exploration lead) PETROSEN (10%)	Gaz	15 Tcf (total combiné avec la Mauritanie et le Senegal) 3,002 bcf de gaz commercial (Senegal)	La participation de BP dans le bloc Saint louis profond est de 60% contre 30% pour Kosmos Energy et 10% pour PETROSEN. Un rapport d'étude d'impact sur l'environnement a été préparé pour le projet Grand Tortue / Aheyim (GTA) Phase 1 (BP). Le projet comprend des installations offshores situées à environ 125 km de la côte à la frontière maritime entre la Mauritanie et le Sénégal, un hub GNL près des côtes à 13 km de Saint -Louis et un gazoduc reliant les installations offshores au hub. Le projet GTA est le plus avancé et comprend la collecte de gaz en mer et le transport du gaz vers une installation de GNL flottant dans les eaux côtières adjacentes à Saint Louis. Ce projet est le plus avancé et dans sa première phase, le GNL est déchargé vers un méthanier et exporté vers les marchés internationaux par voie maritime.
Cayar Profond	-	BP (60%) (opérateur)	Kosmos Energy (30%) (Exploration lead) PETROSEN (10%)	Gaz	-	La participation de BP dans le bloc Cayar Profond est de 60% contre 30% pour Kosmos Energy et 10% pour PETROSEN.

Bloc	Prospect/Puit	Opérateur	Partenaire(s)	Type de ressource	Estimation du volume de la ressource	Notes
Bloc Rufisque Offshore Profond	-	TOTAL (90%)	PETROSEN (10%)	-	-	La participation de TOTAL dans le bloc Rufsique Offshore Profond est de 90% contre 10% pour PETROSEN. Un rapport d'étude d'impact sur l'environnement a été préparé pour le projet de forage dans le bloc Rufisque Offshore Profond (Total). Le bloc est situé au large du Sénégal à environ 67 km sud-ouest de Dakar.
Bloc Rufisque	-	Cairn Energy PLC (40%) Transfert du statut d'opérateur à Woodside en 2018	Woodside (35%) FAR (15%) PETROSEN (10%)	-	-	La participation de Cairn Energy PLC (statut d'opérateur a été transféré à Woodside) dans le bloc Rufsique est de 40% contre 35% pour Woodside, 15% pour FAR et 10% pour PETROSEN.
Bloc Sangomar Offshore	-		Woodside (35%) FAR (15%) PETROSEN (10%)	-	-	La participation de Cairn Energy PLC (statut d'opérateur a été transféré à Woodside) dans le bloc Sangomar Offshore est de 40% contre 35% pour Woodside, 15% pour FAR et 10% pour PETROSEN. Un rapport d'étude d'impact sur l'environnement a été préparé pour le projet développement du champ Sangomar (Woodside). Le champ est situé au large du Sénégal à environ 100 km sud de Dakar
Bloc Sangomar	FAN (FAN-1)	-	Woodside (35%) FAR (15%) PETROSEN (10%)	Pétrole	-	
	SNE (SNE-1, SNE-2, SNE-3, SNE-4, SNE-5, SNE-6, VR-1)	-		Pétrole / Gaz	Champ SNE 346- 998	La participation de Woodside dans le bloc Sangomar Offshore

Bloc	Prospect/Puit	Opérateur	Partenaire(s)	Type de ressource	Estimation du volume de la ressource	Notes
Offshore Profond	SNE Nord (SNE Nord-1)	-		Pétrole / Gaz	MMbbl de Pétrole >1 Tcf de gaz	Profond est de 35%, la participation de FAR est de 15% et celle de PETROSEN est de 10%
	FAN Sud (FAN Sud-1)	-		Pétrole / Gaz		
Bloc Djiffere	-	TAOL Senegal (Djiffere) Ltd, filiale de Trace Atlantic Oil Ltd (« Trace ») (45,9 %)	La FAR a la possibilité d'acquérir une participation directe de 75 % en forant un puits d'exploration avant le 31 juillet 2018 (sous réserve d'approbations gouvernementales)	-	-	La participation d'Atlantic Oil dans le bloc Djiffere est de 45,9%. La FAR a la possibilité d'acquérir une participation directe de 75 %
Sénégal Offshore Sud	-	African Petroleum (90%)	-	-	-	La participation d'African Petroleum dans le bloc Sénégal Offshore Sud est de 90%

1.2.3 Activités Envisagées

Divers projets potentiels pétroliers et gaziers ont été proposés pour le développement du secteur au Sénégal. Ces projets sont présentés dans le Tableau 1-2.

Tableau 1-2 Projets Potentiels Pétroliers et Gaziers Proposés pour le Développement du Secteur au Sénégal

Développements Anticipés	Sous-développement Anticipés/ Description de l'activité	Site et description	Notes
Réseau Gazier du Sénégal (RGS)	Atterrage du gazoduc sous-marin GTA et début du gazoduc terrestre vers Mboro	Il a trois sites d'atterrissage potentiels: Le site nord qui se tient à l'extérieur de la zone protégée; Le site central qui se trouve dans une zone protégée; et Le site sud qui se trouve dans une zone protégée	Voir Figure 1-2 pour la localisation des sites
	Atterrage du gazoduc sous-marin Yakaar-Teranga et tronçon vers l'installation du traitement du gaz	Le site d'atterrage du gazoduc est près du lac Rose, sur une zone adjacente (3,5 km) à une aire marine protégée. La zone est située dans un site qui sera développée comme une zone touristique	Voir Figure 1-3 pour la localisation du site
	Installation de traitement du gaz Yakaar-Teranga et tronçon du gazoduc de 9 km vers un raccordement avec le gazoduc Mboro – Cap de Biches	Le site se trouve dans une zone destinée au développement résidentiel et touristique. Le terrain du site a été acquis par plusieurs promoteurs et quelques travaux préliminaires de construction ont déjà été entrepris	Voir Figure 1-4 pour la localisation du site
	Atterrage du gazoduc sous-marin Sangomar et le gazoduc vers l'unité du traitement du gaz	Woodside a identifié des sites potentiels pour l'atterrage du gazoduc sous-marin et l'unité de traitement du gaz Sangomar (Figure 1-5)	Voir Figure 1-5 pour la localisation du site

Développements Anticipés	Sous-développement Anticipés/ Description de l'activité	Site et description	Notes
	Gazoducs Terrestres: Gazoduc terrestre entre Saint Louis et Mboro (c. 100 km). Gazoduc terrestre entre Mboro et Cap de Biches (c. 70 km). Gazoduc terrestre entre Cap de Biches et Bel Air (c. 20 km). Gazoduc entre Cap de Biches et Malicounda. Un tracé préliminaire du gazoduc a été étudié par MJM Energy et RGS a terminé une étude pré-FEED. De Cap de Biches à Bargy (vers 10 km), le gazoduc traversera une zone urbaine. Autres Gazoducs seront nécessaires pour approvisionner les futures centrales à gaz.	Pour le gazoduc terrestre entre Saint Louis et Mboro: Un tracé préliminaire du gazoduc a été étudié par MJM Energy. Les 50 premiers km au sud de Saint Louis semblent suivre un itinéraire proche de la côte, puis se rapprochent de l'intérieur des terres à mesure que le gazoduc approche de Mboro. Pour le gazoduc terrestre entre Mboro et Cap de Biches: Un tracé préliminaire du gazoduc a été étudié par MJM, Energy3 et RGS a terminé une étude pré-FEED. De Mboro à la centrale de Tobene (environ 15 km), le tracé traverse des terres qui comprennent une mosaïque de zones urbaines et de terres cultivées. Pour le gazoduc terrestre entre Cap de Biches et Bel Air: Un tracé préliminaire du gazoduc a été étudié par Energy3 et RGS a terminé une étude pré-FEED. Le gazoduc traverse des terres qui sont principalement occupées par des zones urbaines denses. Pour le gazoduc entre Cap de Biches et Malicounda: Un tracé préliminaire du gazoduc a été étudié par MJM Energy et RGS a terminé une étude pré-FEED. De Cap de Biches à Bargy (vers 10 km), le gazoduc traversera une zone urbaine.	Voir Figure 1-6 pour tracé du gazoduc terrestre entre Mboro et Cap de Biches

Développements Anticipés	Sous-développement Anticipés/ Description de l'activité	Site et description	Notes
		L'emplacement des autres gazoducs nécessaires n'avait pas été encore défini.	
Centrale HFO convertie au gaz	-	-	Voir le Tableau 1-3 pour le calendrier de démarrage des centraux gaz et conversion des centrales HFO au gaz
Nouvelles installations industrielles alimentées en gaz et le développement du réseau de distribution de gaz	-	Le développement du réseau de distribution de gaz n'avait pas encore commencé et, par conséquent, les tracés des gazoducs ne sont pas connus.	-
Construction et l'exploitation des installations de liquéfaction et d'exportation du Gaz Naturel Liquéfié (GNL)	-	Pour GTA 1, le Hub sera située à environ 10/11 km des côtes. Des emplacements appropriés pour les installations se trouvent à proximité du nouveau port d'énergie minérale de Sendou-Bargny ou du nouveau port de Ndayane.	-
Approvisionnement du pétrole brut	Un projet d'expansion visant à augmenter la capacité de production et à permettre à l'installation de traiter un brut composé à 75 % de brut provenant de Sangomar et à 25 % de brut Bonny light. Un projet d'approvisionnement des hydrocarbures par 2 nouveaux oléoducs sous-marins (sealines) depuis un Conventional Bouy Mooring (CBM) située à 9 km de la côte. L'Avant-Projet Détaillée (APD) est en cours. Un nouvel oléoduc enterré pour transporter les hydrocarbures vers les	Les projets avancés pour l'approvisionnement du pétrole brut seront menés à la raffinerie SAR de Dakar	Voir Figure 1-8 pour la localisation de la raffinerie de Dakar

Développements Anticipés	Sous-développement Anticipés/ Description de l'activité	Site et description	Notes
	installations de la société SENSTOCK est compris dans le projet. La SAR opère 3 oléoducs enterrés pour transporter essence, fioul lourd HFO et gazole vers les dépôts de stockage au port de Dakar. La SAR envisage d'arrêter l'opération de ces 3 oléoducs, car le stockage des hydrocarbures du port sera relocalisé au Port de Sendou/Bargny (PWC, QED Consulting, Channoil, SLR, 2022).		
Nouvelle Raffinerie	La SAR envisage de développer un projet pour une nouvelle raffinerie SAR (avec une capacité de 100 000 barils par jours).	Le site n'est pas encore défini cependant des terres appartenant à la SAR adjacentes aux installations existantes et actuellement occupées par une petite zone humide pourraient être un site possible	Voir Figure 1-8 pour la localisation du site
Construction du Hub d'importation	-	L'emplacement du hub n'a pas été identifié. Cependant, le hub pourrait être située à proximité de la SAR, à la place de la SAR ou à un autre endroit comme le port de Sendou- Bargny ou le nouveau port de Ndayane	-
Stockage et logistique	Il est prévu de déplacer une partie/la majeure partie de la capacité de stockage du port de Dakar vers le nouveau port de Sendou-Bargny Le site de Senstock Mboa est approvisionné en hydrocarbures depuis la raffinerie par un oléoduc enterré. Un projet d'expansion est en cours utilisant un terrain	Les installations de stockage des hydrocarbures seront localisées au port Sendou-Bargny, le site de Senstock Mboa, et au port de Dakar.	Voir Figure 1-9 pour la localisation des installations de stockage des hydrocarbures

Développements Anticipés	Sous-développement Anticipés/ Description de l'activité	Site et description	Notes
	adjacent au site qui est déjà la propriété de SENSTOCK. Le port de Sendou-Bargny comprend une jetée et des zones de stockage pour les produits en vrac. La construction est en cours depuis 3 ans. La capacité de stockage des hydrocarbures est de 90 000 m3 d'hydrocarbures liquides.		

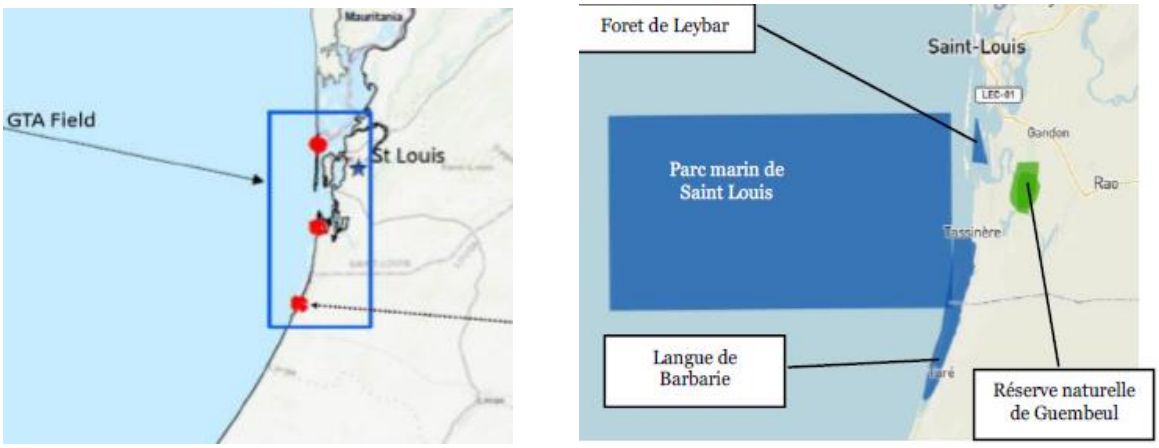


Figure 1-2 Sites potentiels d'Atterage (Site d' Installation) du Gazadoc GTA

Figure 1-3 Sites Potentiels d'Atterrage du Gazoduc Yakaar/Teranga

Figure 1-4 Sites Potentiels d'Atterrage du Gazoduc Yakaar/Teranga

Figure 1-5 Site Potentiel d'Atterrage du Gazoduc Sangomar et le Site de Traitement du Gaz

Figure 1-6 Tracé du Gazoduc Terrestre entre Mboro et Cap de Biches

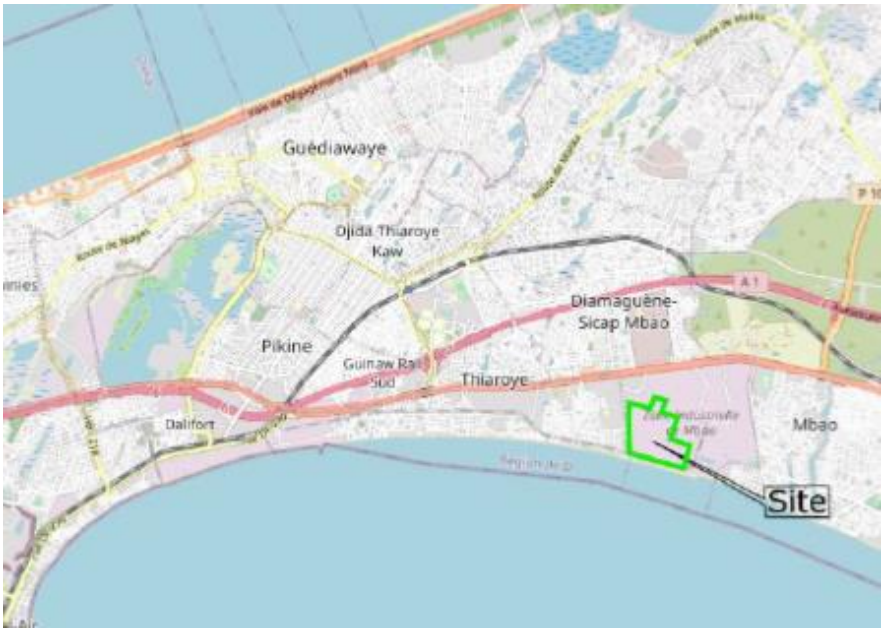


Figure 1-7 Localisation de la Raffinerie de Dakar

Figure 1-8 Localisation du Site Potentiel de la Raffinerie SAR 2.0

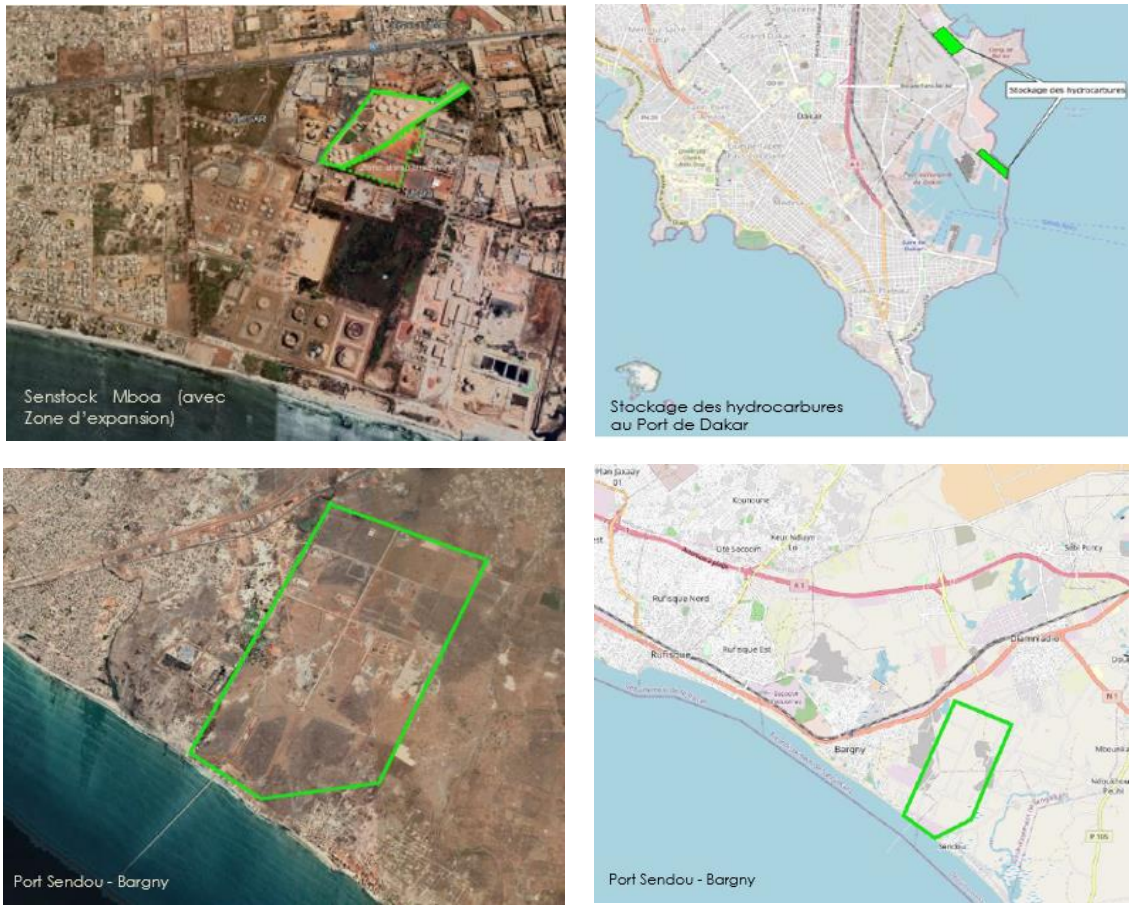


Figure 1-9 Localisation des Installations de Stockage des Hydrocarbures

Tableau 1-3 Le Calendrier pour le Démarrage des Centrales Gaz et Conversion des Centrales Heavy Fuel Oil (HFO) au gaz (Plan Directeur, 2022)

Centrale	Operateur	MW	Années du fonctionnement HFO	Année du démarrage du fonctionnement au gaz
Karpower Powership [a]	Karpower	200	-	2021
Bel-Air / C6 [a]	Senelec	60	2021	2022
Bel Air / C6 [a]	Senelec	33	2021	2022
Bel-Air / TAG4 [a]	Senelec	30	2021-2023	2024
Cap-des-Biches-C4 [a]	Senelec	30	2021-2025	2026
Cap-des-Biches-Contour Global [a]	IPP	88	2021-2025	2026
Malicounda [b]	PIPo	120	2021-2025	2026
Tobene [b]	IPP	115	-	2026
Cap des Biches dual [c]	Celik Energy, GE	300	-	2025
Cap des Biches EPC [c]	Senelec	120	-	2025

Centrale	Operateur	MW	Années du fonctionnement HFO	Année du démarrage du fonctionnement au gaz
Mboro (c)	IPP	300	-	2025
Installations de 10 nouvelles CCGT (c)	IPP	3,300	-	2025-2035
Saint-Louis (c)	IPP	225	-	2025

(a) Installations HFO existantes converties au gaz
(b) Installations en construction avec démarrage en HFO puis converties au gaz
(c) Installations futures

1.3 DESCRIPTION DU DEVELOPPEMENT PETRO-GAZIER

1.3.1 Les Enjeux et Aspects du Développement Pétro-Gazier

Le Développement Pétro-Gazier (DPG) du secteur au Sénégal est sujet à plusieurs enjeux, notamment économiques et diplomatiques, selon le Centre des Hautes Etudes de Défense et de Sécurité (Centre des Hautes Etudes de Defense et de Sécurité, 2021) mais aussi environnementaux et sociaux.

1.3.1.1 Enjeux Diplomatiques

La découverte de gisement de gaz entre les eaux sénégalaises et mauritaniennes ajoute une dimension diplomatique au DPG. En effet, ces deux pays sont désormais liés et l'intensité des négociations et des revenus impacteront leurs relations futures. Les rapports entre ces deux pays n'ont pas toujours été au beau fixe et sont caractérisés, par intermittence, par des incidents mineurs entre pécheurs sénégalais et gardes côtiers mauritaniens. Toutefois, les accords de coopération pour le développement et l'exploitation du champ gazier GTA signé en février 2018, pourraient contribuer à améliorer les relations entre ces deux pays frontaliers (Centre des Hautes Etudes de Defense et de Sécurité, 2021).

1.3.1.2 Enjeux Economiques

Le développement pétrolier et gazier du Sénégal a une composante importante liée à l'économie du pays. Environ 85% de l'électricité produite dans le pays provient de centrales électriques qui utilisent du fuel lourd, dérivé du pétrole ou importé. Avec la découverte du pétrole, le surplus est considérable. Par exemple, le Sénégal peut collecter jusqu'à FCFA 560 milliards par an pendant 30 ans sur les seuls gisements de GTA et de Sangomar. Cela permettra de réajuster le budget national et d'anticiper des changements structurels de l'économie, notamment par la diversification des exportations. Ces ressources permettent également au Sénégal de disposer d'autres mécanismes de mobilisation de fonds par les entrées de devises étrangères. Selon les projections du Fonds Monétaire International (FMI), le secteur pétrolier et gazier devrait apporter 6 à 7 % de points de PIB au Sénégal sur 20 ans.

De plus, la chaîne d'approvisionnement en gaz joue un rôle clé pour la création d'emplois directs et indirects. Le terminal gazier au Port Autonome de Dakar (PAD) est une installation d'infrastructure de navires propulsés au gaz naturel liquéfié (GNL) qui permettra au Sénégal

d'exploiter ses réserves de gaz. Avec une capacité de stockage de 140 000 m^3, le terminal pourra fournir un grand nombre de services gaziers aux pays voisins, créant ainsi des emplois dans le secteur des transports par exemple. Grâce aux opportunités offertes par la loi sur le contenu local, les activités pétrolières et gazières peuvent également contribuer au développement des organisations industrielles locales en promouvant les petites et moyennes entreprises (PME/PMI). Ce dernier peut maximiser le compte dans des activités connexes telles que le raffinage et la pétrochimie. Ainsi, le Sénégal, comme le Nigeria, aura une plus grande propriété nationale des actifs des projets pétroliers et une opportunité d'accroître la présence des secteurs privés et industriels locaux dans les activités pétrolières et gazières. L'enjeu est donc de pouvoir allouer de manière optimale les retombées positives pour financer le développement national.

1.3.1.3 Enjeux Environnementaux et Sociaux

À ce jour, les enjeux de l'exploration des hydrocarbures au Sénégal relèvent principalement de la transparence des contrats pétroliers, de la gouvernance des recettes pétrolières et des retombées anticipées pour les Sénégalais. A ce titre, l'Etat sénégalais s'est engagé au sein de l'Initiative pour la Transparence dans les Industries Extractives (ITIE), organisation internationale dont l'objet est de mettre en œuvre une norme internationale destinée à évaluer la manière dont les revenus des ressources pétrolières, gazières et minérales d'un pays sont gérées de manière transparente (Total EP; Tropica Environmental Consultants; Artelia, 2018).

Les enjeux environnementaux de l'exploration concernent moins les opérations pétrolières en mode normal (comme les déchets pétro-gazier), que les risques de pollution accidentelle aux hydrocarbures, dont les conséquences sur la biodiversité marine et côtière peuvent s'avérer importantes. Les enjeux sociaux sont relatifs aux impacts de l'exploration et de l'exploitation d'hydrocarbures à grande échelle sur les activités de pêche, tourisme et le trafic maritime. L'emploi et le recours aux entreprises locales pour la fourniture de biens et de services aux compagnies pétrolières sont également des opportunités amenées à moyen terme par le développement du secteur des hydrocarbures (Total EP; Tropica Environmental Consultants; Artelia, 2018).

1.3.2 Les Buts du DPG dans le Cadre des ODD

La communauté internationale s'est engagée en 2015 dans un nouvel agenda déclinant les 17 Objectifs de Développement Durable (ODD) à l'horizon 2030. Cet agenda inclut 169 cibles et une série d'indicateurs que tous les pays se doivent de mettre en œuvre tout en tenant compte de la variété des situations ainsi que de leurs spécificités. Le DPG va avoir un rôle à jouer quant à la réalisation des Objectifs de Développement Durable selon le Tableau 1-2.

Tableau 1-2 Les Actions Gouvernementales Nécessaires dans le Cadre du DPG pour Réaliser les ODD (PWC, QED Consulting, Channoil, SLR, 2022)

Objectif du Développement Durable	Exigences pour les Entreprises Internationales des Secteurs Pétrolier et Gazier	Action Gouvernementales
1. Pas de pauvreté	• Engager un processus de collaboration avec les communautés pour développer des accords de développement communautaire adaptés à leurs contextes locaux spécifiques et conclure un accord formel pour garantir le bénéfice des communautés locales • Pour d'autres actions, voir [7], [16], [13], [8] et [5].	-
2. Faim « zéro »	• Évaluer de manière collaborative la manière dont les opérations proches de l'agriculture de subsistance ou de la production alimentaire à petite échelle (y compris la pêche) peuvent coexister de manière constructive. • Planifier des infrastructures qui peuvent également profiter à l'agriculture ou à la pêche. • Partager les connaissances sur l'efficacité énergétique et la réduction des GES avec	-

Objectif du Développement Durable	Exigences pour les Entreprises Internationales des Secteurs Pétrolier et Gazier	Action Gouvernementales
	les entreprises de fabrication d'engrais chimiques. • Pour d'autres actions, voir [13].	
3. Bonne santé et bien	• Effectuer des évaluations d'impact sur la santé et préparer des plans d'action santé pour les employés et les communautés. • Effectuer des évaluations des risques professionnels, gérer les risques en concevant des installations sûres, préparer et mettre en œuvre des politiques de sécurité et des formations, fournir des équipements de protection individuelle. • Protéger les travailleurs et les communautés des maladies infectieuses, des maladies non transmissibles, des maladies mentales et de la toxicomanie en élaborant et en mettant en œuvre des stratégies de prévention et d'intervention. • Concevoir des programmes de prestations pour améliorer l'accès aux services préventifs.	Renforcer les systèmes de santé publique afin qu'ils puissent répondre aux risques sanitaires et aux épidémies potentiellement exacerbés par le développement de projets pétroliers et gaziers

Objectif du Développement Durable	Exigences pour les Entreprises Internationales des Secteurs Pétrolier et Gazier	Action Gouvernementales
	• Prévenir et atténuer les effets sur la santé des émissions atmosphériques et des rejets d'effluents (voir [7], [9], [11], [12] et [13]. • Promouvoir la sécurité routière.	
4. Education de qualité	• Établir une stratégie d'entreprise pour le contenu local (« Local content ») afin de promouvoir le développement durable conformément à la politique gouvernementale. • Évaluer les lacunes en matière de compétences et investir dans l'éducation, la formation de la main-d'œuvre et les programmes techniques pour combler les lacunes. • Investir dans l'éducation et la formation à l'utilisation responsable de l'énergie et aux nouvelles technologies. • Soutenir les efforts nationaux d'éducation et de développement des compétences.	• Appliquer la politique de contenu local aux entreprises internationales et nationales • Développer des centres d'éducation et de formation au secteur pétrolier et gazier
5. Egalité entre les sexes	• Développer des politiques de contenu local intégrant une approche genre	S'associer avec des sociétés pétrolières et gazières internationales et nationales pour anticiper et atténuer les impacts négatifs, par exemple, par le

Objectif du Développement Durable	Exigences pour les Entreprises Internationales des Secteurs Pétrolier et Gazier	Action Gouvernementales
	• Soutenir la participation pleine et effective des femmes à tous les niveaux de prise de décision. • Développer les opportunités d'emploi pour les femmes et la représentation féminine dans la direction. • S'associer avec le gouvernement du Sénégal pour anticiper et atténuer les impacts négatifs, par exemple par le biais de campagnes d'information publique sensibles au genre sur des sujets pertinents. • Établir des partenariats avec des établissements d'enseignement pour développer l'intérêt des femmes pour l'enseignement des STEM - sciences, technologie, ingénierie et mathématiques - afin d'autonomiser les femmes dans l'industrie pétrolière et gazière	biais de campagnes d'information publique sensibles au genre sur des sujets pertinents.
6. Eau propre et assainissement	• Développer une stratégie de gestion de l'eau dans l'entreprise.	• Etudier l'implantation des futures installations pour éviter la dégradation des ressources en eau.

Objectif du Développement Durable	Exigences pour les Entreprises Internationales des Secteurs Pétrolier et Gazier	Action Gouvernementales
	• Comprendre la gestion des risques de pénurie d'eau. • Maximisez l'efficacité de l'utilisation de l'eau. • Gérer les eaux produites et les eaux usées avec un traitement, un rejet et une surveillance appropriés conformément à la réglementation. • Adopter une approche participative de la gestion de l'eau. • Partager l'usage des infrastructures liées à la gestion de l'eau	• Soutenir les initiatives de protection et d'accès aux ressources en eau. • Définir des valeurs limites de rejet d'eaux usées conformément aux meilleures pratiques de l'industrie, les intégrer dans la réglementation environnementale du Sénégal et faire respecter la conformité par les opérateurs pétroliers et gaziers. • Développer des politiques conjointes eau-énergie. • Promouvoir la participation des sociétés pétrolières et gazières opérant à terre dans les programmes de gestion de l'eau au niveau des bassins versants
7. Energie propre et d'un coût abordable	• Travailler avec les communautés locales pour déterminer la meilleure façon d'accorder les investissements dans les projets avec les besoins des communautés et tirer le meilleur parti des opportunités pour développer des infrastructures énergétiques à usage partagé.	• Accroître la part du gaz naturel dans le mix énergétique du Sénégal • Accroître la part des énergies et technologies alternatives dans le mix énergétique du Sénégal. • Développer une stratégie d'accès à l'énergie à long terme qui soit cohérente

Objectif du Développement Durable	Exigences pour les Entreprises Internationales des Secteurs Pétrolier et Gazier	Action Gouvernementales
	• Mettre en œuvre les meilleures pratiques de l'industrie en matière d'efficacité énergétique dans l'exploitation et la production.	avec l'objectif de renforcer la réponse mondiale au changement climatique. • Fournir une énergie d'un coût abordable pour la consommation domestique: l'accès peut être rendu possible en reflétant le coût réel de l'énergie de manière transparente, en tirant le meilleur parti des actifs déjà en place et en recherchant les options les moins coûteuses. • Créer un climat d'investissement attractif pour les nouveaux services énergétiques. • Créer un cadre politique / réglementaire qui soutient le développement de sources d'énergie à faibles émissions de GES. • Développer les interconnexions régionales pour les énergies renouvelables et l'accès au gaz naturel
8. Travail décent et croissance économique	• Effectuer une évaluation des compétences et communiquer des attentes raisonnables et réalistes	• Promouvoir la diversification économique pour atteindre des niveaux plus élevés de productivité économique.

Objectif du Développement Durable	Exigences pour les Entreprises Internationales des Secteurs Pétrolier et Gazier	Action Gouvernementales
	• Développer des politiques claires et transparentes sur le recrutement, l'emploi et le renforcement des capacités des employés. • Favoriser le plein emploi local et le développement de la main-d'œuvre grâce à l'éducation et aux programmes de formation. • Incorporer les entreprises locales dans la chaîne d'approvisionnement, soit par l'approvisionnement direct de biens et services par l'entreprise, soit par l'approvisionnement indirect via des sous-traitants. • Soutenir les programmes gouvernementaux pour renforcer la capacité des entreprises locales	• Dialogue multipartite pour promouvoir des politiques axées sur le développement. • Développer des programmes d'entreprise pour renforcer la capacité des entreprises locales qui approvisionnent les sociétés pétrolières et gazières internationales afin de les rendre compétitives et de développer les pratiques santé, sécurité et main-d'œuvre au niveau requis. • Les politiques doivent également définir ce que signifie « local », car l'impact sur le développement de l'approvisionnement auprès d'entreprises situées à proximité du projet sera probablement très différent de celui d'une entreprise internationale n'ayant qu'une implantation dans le pays hôte.
9. Industrie, innovation et infrastructures	• Améliorer les infrastructures et technologies existantes pour les rendre durables • Évaluer les opportunités potentielles d'infrastructures à usage partagé	Développer l'accès à l'énergie hors réseau dans les zones rurales et isolées en fournissant un accès au butane et aux énergies renouvelables (éolienne et solaire).

Objectif du Développement Durable	Exigences pour les Entreprises Internationales des Secteurs Pétrolier et Gazier	Action Gouvernementales
	• Améliorer les capacités technologiques et le transfert de connaissances, par exemple en octroyant des licences ou en vendant des technologies à des entreprises ou fournisseurs locaux et / ou en produisant des efforts conjoints de recherche et de développement, des coentreprises, des partenariats entre des sociétés pétrolières internationales et nationales/publiques, des échanges universitaires ou des partenariats public-privé.	
10. Inégalités réduites	• S'acquitter de toutes les redevances fiscales de manière transparente • Évaluer et prévenir les impacts des inégalités dans la planification des projets, en utilisant les évaluations d'impact socio-économiques et sur les droits humains pour identifier les moyens de prévenir les risques et impacts accrus sur les groupes marginalisés. • Assurer la transparence en ce qui concerne les revenus et impliquer les parties prenantes pour éviter de créer des	• Améliorer la gestion des recettes fiscales et améliorer la gouvernance locale afin que les recettes fiscales soient investies judicieusement au profit de la population locale. • Orienter les revenus issus des ressources pour atteindre une croissance économique plus large et éviter le « syndrome hollandais » - où le développement du pétrole et du gaz provoque un afflux de devises étrangères qui augmente la valeur de la monnaie

Objectif du Développement Durable	Exigences pour les Entreprises Internationales des Secteurs Pétrolier et Gazier	Action Gouvernementales
	tensions sociales en définissant des attentes raisonnables liées aux avantages potentiels locaux et nationaux d'une entreprise pétrolière et gazière et en identifiant les moyens pour les entreprises et les communautés locales de mieux travailler ensemble. • Atténuer les impacts du changement climatique (voir [13] ci-dessous). • Fournir un accès à l'énergie (voir [7] ci-dessus.	nationale, rendant les industries nationales moins compétitives.
11. Villes et communautés durables	• Mettre en œuvre des processus de gestion, protection et sauvegarde du patrimoine culturel et naturel. • Les nouveaux projets ou les agrandissements d'installations doivent être planifiés à l'avance pour réduire les impacts potentiels sur les communautés • Travailler avec les autorités locales et les communautés pour planifier et suivre les migrations des demandeurs d'emploi et des entrepreneurs de l'extérieur de la	Coordonner une planification rigoureuse du développement urbain et régional. Planifiez les futures villes avec des systèmes municipaux et résidentiels à haut rendement, des systèmes de transport public robustes, une gestion améliorée des déchets et des infrastructures intégrées.

Objectif du Développement Durable	Exigences pour les Entreprises Internationales des Secteurs Pétrolier et Gazier	Action Gouvernementales
	zone pour développer et mettre en œuvre des stratégies d'atténuation.	
12. Consommation et production responsables	• Intégrer l'approche de gestion des produits (« Product Stewardship ») dans les systèmes de gestion de l'entreprise, y compris l'analyse du cycle de vie des produits et le développement de processus de gestion des déchets. • Introduire une gestion écologiquement rationnelle et efficace des produits chimiques et des déchets. • Améliorer la durabilité de la chaîne d'approvisionnement	• Promouvoir une approche coordonnée pour plus de durabilité entre les sociétés pétrolières et gazières, le gouvernement et les ONG, comme le groupe de travail sur les carburants et les produits de l'IPIECA. • Soutenir le développement de projets intersectoriels de gestion des déchets
13. Mesures relatives à la lutte contre les changements climatiques	• Travailler avec les gouvernements, les universités et la société civile pour promouvoir les technologies de soutien, telles que la séquestration géologique du dioxyde de carbone à grande échelle, afin de contribuer à la réalisation des engagements du Sénégal en matière d'émissions de GES • Développer une compréhension globale des implications du changement	• Élaborer des mesures politiques • Promouvoir des projets de séquestration géologique du dioxyde de carbone à grande échelle

Objectif du Développement Durable	Exigences pour les Entreprises Internationales des Secteurs Pétrolier et Gazier	Action Gouvernementales
	climatique sur les activités, y compris les risques économiques et physiques pour les infrastructures et les opérations. • Assurer la résilience au changement climatique des installations et des infrastructures et mettre en œuvre des stratégies d'adaptation et de gestion. • Soutenir les programmes pour éviter la dégradation des terres et pour la restauration des terres dégradées, par exemple en participant directement aux programmes nationaux de réduction des émissions provenant de la déforestation et de la dégradation des forêts (REDD +) soutenus par l'ONU (par exemple, par l'achat de crédits ou l'investissement dans un programme innovant mécanisme de financement) • Minimiser les émissions de GES en adoptant les meilleures pratiques en matière d'efficacité énergétique, de réduction des émissions de torchage et fugitives et en minimisant les émissions de méthane	

Objectif du Développement Durable	Exigences pour les Entreprises Internationales des Secteurs Pétrolier et Gazier	Action Gouvernementales
14. Vie aquatique	• Incorporer les évaluations environnementales dans les plans de gestion. • Contribuer à réduire le taux d'acidification des océans, en diminuant les émissions de GES (voir [13], et soutenir des programmes tels que la « Blue Carbon Initiative » qui vise à protéger les écosystèmes côtiers qui séquestrent et stockent le carbone. • Adopter les meilleures pratiques en matière de gestion des risques et de prévention des déversements. Appliquer les normes de prévention de la pollution convenues au niveau national et régional. • Préparer des plans d'intervention en cas de déversement. • Transférer et partager les connaissances sur le milieu marin et les technologies associées. Assurer une coordination avec les organismes de recherches sur la biodiversité du Sénégal et d'autres parties prenantes.	• Se préparer à la gestion d'un déversement majeur d'hydrocarbures. • Nettoyer et assainir les zones qui ont été polluées par les opérations pétrolières et gazières antérieures. • Mettre en œuvre les meilleures pratiques de l'industrie (BIP) pour la prévention de la pollution. • Ratifier les conventions de l'OMI concernant l'intervention en cas de déversement

Objectif du Développement Durable	Exigences pour les Entreprises Internationales des Secteurs Pétrolier et Gazier	Action Gouvernementales
15. Vie terrestre	• Intégrer les principes et considérations de conservation de la biodiversité et des services écosystémiques dans les systèmes de gestion d'entreprise. Coordonner les programmes avec les stratégies et plans d'action nationaux pour la biodiversité. • Mettre en œuvre la hiérarchie d'atténuation pour d'abord éviter et minimiser les impacts avant d'envisager des mesures correctives (la restauration et les compensations doivent être un dernier recours). Rechercher des opportunités de conservation. • Minimiser les impacts par l'utilisation de nouvelles technologies. • Si, après évitement, minimisation et restauration, les opérations ont encore des impacts négatifs sur l'environnement, les entreprises devraient mettre en œuvre des actions de compensations de biodiversité pour éviter toute perte nette de biodiversité. • Adopter une approche de conservation à l'échelle du paysage où la conservation	Promouvoir la mise en place d'un partage des connaissances multi-acteurs.

Objectif du Développement Durable	Exigences pour les Entreprises Internationales des Secteurs Pétrolier et Gazier	Action Gouvernementales
	et la gestion des impacts sont considérées de manière holistique au lieu d'employer une approche basée sur le site.	
16. Paix, justice et institutions efficaces	Intégrer les notions de respect des droits de l'homme dans les évaluations d'impact. Mener des consultations des communautés transparentes et inclusives pour permettre le respect des droits des communautés potentiellement affectées. Assurer une gestion rapide et responsable des requêtes et des préoccupations des communautés. Mener un engagement communautaire spécifique avec les peuples autochtones, conformément à la Déclaration des Nations Unies sur les droits des peuples autochtones et à la convention de l'OIT Intégrer des systèmes anti-corruption	• Développer les institutions grâce aux Compagnies Pétrolières Nationales • Accroître la responsabilité, l'efficacité et la transparence des institutions.
17. Partenariats pour la réalisation des objectifs	• Développer et diffuser des technologies énergétiques durables • Participer au dialogue	• Renforcer les capacités du gouvernement • Renforcer la coordination entre les initiatives

Objectif du Développement Durable	Exigences pour les Entreprises Internationales des Secteurs Pétrolier et Gazier	Action Gouvernementales
		• Incorporer les ODD dans les politiques • Appliquer les indicateurs ODD.

1.3.3 Les Aspects hors du Champ du Développement Pétro-Gazier

Le Gouvernement à travers les lettres de politiques sectorielles et/ou les plans locaux de développement tentent de répondre aux exigences du nouvel agenda à travers la mise en place d'un plan stratégique baptisé le Plan Sénégal Émergent (PSE) ainsi que la Stratégie Nationale de Développement Durable (SNDD), Contribution Prévue Déterminée au Niveau National (selon l'accord de Paris sur le climat), la Lettre de politique sectorielle du Ministère de l'Environnement et du Développement Durable (MEDD), la Lettre de Politique Sectorielle de Développement de la Pêche et de l'Aquaculture (LPSDPA), la Stratégie Nationale pour les Aires Marines Protégées (AMP) du Sénégal et la Lettre de Politique de Développement du Secteur de l'Energie (LPDSE).

1.3.3.1 Plan Sénégal Emergent

Le Plan Sénégal Émergent (PSE) a été mis en œuvre en 2013, a permis de consolider les politiques et stratégies nationales antérieures en un plan de développement ambitieux et intégré avec une aspiration unique qui est celle d'un « Sénégal émergent en 2035 avec une société solidaire dans un État de droit ». Le PSE poursuit 3 priorités:

1. La transformation structurelle de l'économie à travers le développement équilibré de nouveaux secteurs créateurs d'emplois, d'inclusion sociale et de prospérité,

2. La promotion du capital humain, l'amélioration des conditions de vie des populations et la lutte contre les inégalités sociales,

3. La garantie d'une bonne gouvernance pour renforcer la stabilité sociale, protéger les droits et consolider l'État de droit.

L'adoption du PSE a donné lieu à un programme accéléré de réformes de la réglementation visant à moderniser l'administration civile et à promouvoir des investissements de masse dans l'économie nationale. Le PSE est mis en œuvre au moyen de Plans d'Actions Prioritaires (PAP) quinquennaux comportant des initiatives se déclinant à travers divers projets et programmes de développement inscrits dans un cadre budgétaire. L'actuel PAP 2014-2018 comprend 27 projets phares et 17 programmes majeurs de réforme couvrant différents secteurs, dont l'énergie, l'éducation, la santé et les infrastructures. Ces projets et programmes intègrent la stratégie sénégalaise de réalisation des objectifs de développement durable des Nations Unies ainsi que des plans thématiques nationaux permanents relatifs à la biodiversité, l'adaptation au changement climatique et la réduction de la pauvreté.

Le développement du secteur pétro-gazier joue un rôle important dans le PSE et le PAP, notamment dans le cadre de l'axe stratégique 1 et particulièrement son premier objectif stratégique qui consiste à promouvoir des secteurs moteurs de croissance, d'exportations et d'inclusion sociale.

En effet, la découverte de gaz et de pétrole offshore, au large des côtes sénégalaises, est une opportunité pour accélérer les performances économiques du pays. Les réserves gazières de Grand Tortue (Saint Louis) et pétrolières de SNE-1 (Sangomar) sont respectivement estimées à 20 Tcf60 (560 milliards m^3) et 530 millions de barils de pétrole.

Elles devraient contribuer, à moyen et long terme, à une transformation structurelle de l'économie et une amélioration des conditions de vie des populations. Cette découverte permettrait d'accroître, entre autres, la production d'énergie (Stratégie « Gas to Power»), de réduire le coût de l'électricité, de développer des métiers liés au pétrole, d'augmenter les recettes de l'État via les redevances et les taxes, de réduire la dépendance énergétique.

Par ailleurs, il convient de prendre en compte la prise en charge des problèmes environnementaux ainsi que la mise en œuvre de politiques susceptibles de développer un contenu local de qualité.

1.3.3.2 Stratégie Nationale de Développement Durable (SNDD)

La Stratégie Nationale de Développement Durable (SNDD) adoptée en 2015, a comme objectif de créer un environnement favorable à la conciliation entre l'exigence d'une croissance forte et soutenue et la préservation des équilibres écologiques, sociaux et territoriaux.

1.3.3.3 Contribution Déterminée au Niveau National

En 2016, le Sénégal s'est lancé dans le processus de mise à jour de sa Contribution Prévue Déterminée National (CPDN) pour en faire une Contribution Déterminée National (CDN) qui constitue l'engagement du pays dans le cadre de l'accord de Paris. Cette transition répond principalement à des impératifs de réactualisation des données (sectorielles, macro-économiques, démographiques etc.) utilisées lors de l'élaboration de la CPDN, mais également à la nécessité de prendre en charge des composantes essentielles telles que la Mesure, la Notification et la Vérification (MNV), les besoins en renforcement de capacités et en transfert de technologie, essentiels pour une bonne mise en œuvre de la CDN ainsi que l'intégration des émissions issues de l'industrie pétrolière et gazière dont le début de production est prévu en 2022.

La Contribution Déterminée au niveau National (CDN) du Sénégal s'inscrit dans le cadre de sa stratégie de développement, le Plan Sénégal Émergent (PSE), ainsi que ses programmes sectoriels de gestion durable de ses ressources naturelles et environnementales. Sur l'option inconditionnelle, les réductions d'émissions par rapport à leur trajectoire prévue sont de 4% et 5% respectivement en 2025 et 2030. Cette réduction pourra être portée à 23% et 29% respectivement, aux horizons 2025 et 2030, par rapport à la situation de référence, si le Sénégal bénéficie du soutien de la communauté internationale avec des financements conséquents, la facilitation du transfert de technologies écologiquement rationnelles et du renforcement de ses capacités institutionnelles et humaines, dans le domaine du changement climatique (CDN+).

1.3.3.4 Lettre de politique sectorielle du Ministère de l'environnement et du développement durable (MEDD)

La politique a été adoptée en 2021 pour la période 2021-2025. Elle est basée en gros sur la lettre précédente adopter pour la période 2016-2020. Elle est déclinée sur deux axes stratégiques, deux objectifs spécifiques et quatre programmes comme présenté ci-dessous (Figure 1-10).

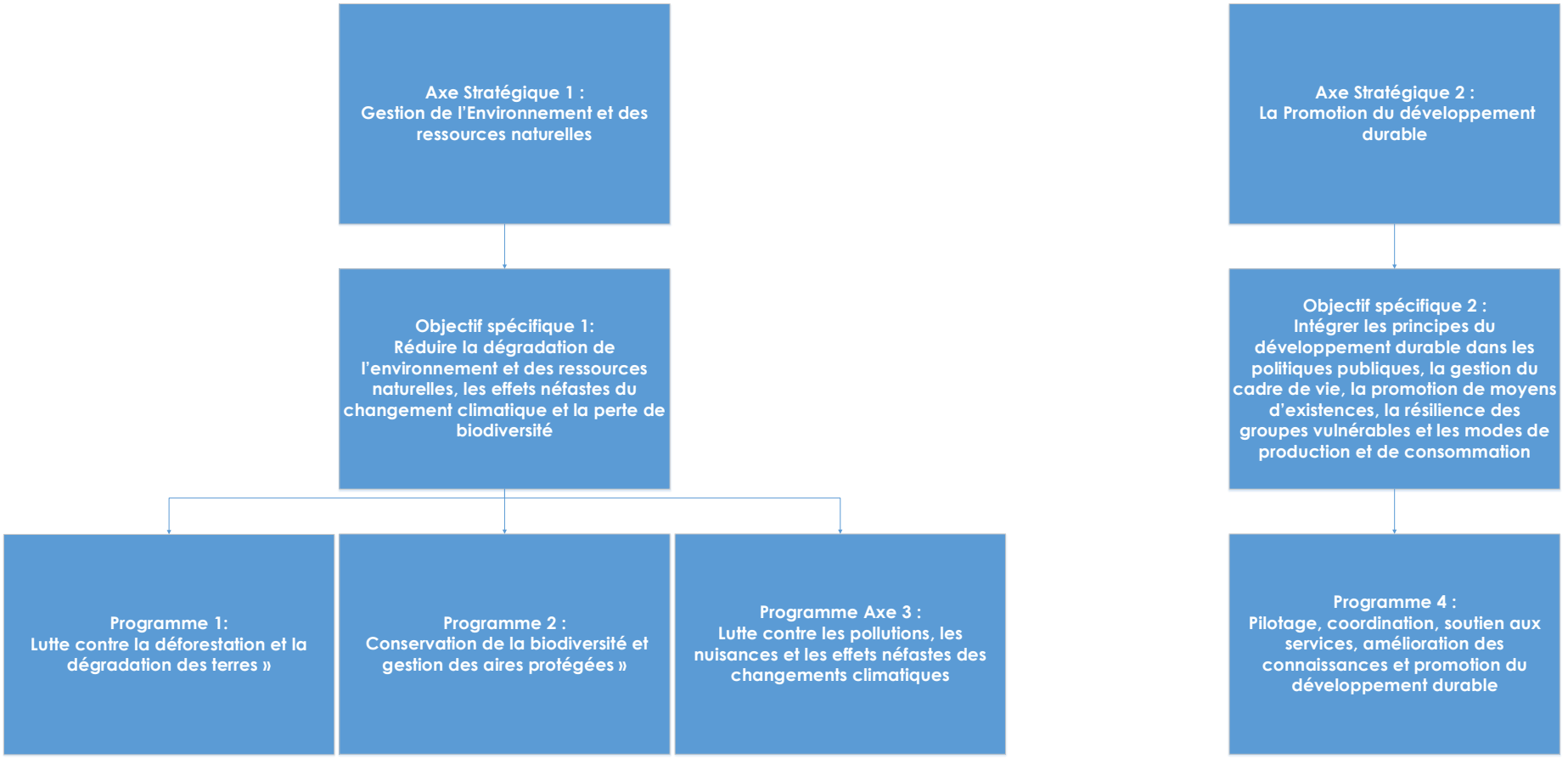


Figure 1-10 Les Axes, Objectifs et Programmes de la Lettre de Politique du Secteur de L'Environnement et du Developpement Durable (LPSEDD)

1.3.3.5 Lettre de politique sectorielle de développement de la pêche et de l'aquaculture (LPSDPA)

La politique a été adoptée en mai 2016 pour une période allant de 2016 à 2023. Elle s'inscrit dans la vision du PSE, et fait suite à l'ancienne lettre politique de 2008. Elaborée de manière participative, la nouvelle LPSDPA constitue le socle et le cadre de référence des interventions sectorielles de l'Etat et des partenaires au développement. Le document vise à rendre durable la gestion de la pêche maritime et continentale, à créer les bases d'un développement accéléré de l'aquaculture au Sénégal, et à valoriser les produits halieutiques.

1.3.3.6 Stratégie nationale pour les aires marines protégées (AMP) du Sénégal

La stratégie a été élaborée en 2013 par la DAMCP. Celle-ci s'articule autour de 3 axes stratégiques d'intervention:

- Axe stratégique n°1: renforcement institutionnel, création et gestion des AMP;
- Axe stratégique n°2: contribution des AMP à la gestion durable des ressources halieutiques, à la conservation de la biodiversité marine et côtière et à l'amélioration des conditions et moyens d'existence des communautés locales; et
- Axe stratégique n°3: développement de la recherche scientifique au service des AMP.

1.3.3.7 Lettre de Politique de Développement du Secteur de l'Energie (LPDSE)

La Lettre de Politique de Développement du Secteur de l'Energie (LPDSE) publiée en octobre 2012 sous-entend une nouvelle politique énergétique de l'Etat du Sénégal dont les orientations fondamentales encadrent le secteur des hydrocarbures.

Cette Lettre de Politique, a été révisée et étendue pour la période 2019-2023 et vise les objectifs suivants:

- Assurer un approvisionnement sécurisé du pays en énergie suffisante et en qualité;
- Développer l'accès à l'électricité à moindre coût avec une qualité et une continuité de service;
- Renforcer l'accès des populations aux combustibles modernes de caisson; et
- Renforcer la gouvernance, la régulation, le financement et le suivi-évaluation du secteur.

1.4 LES EXIGENCES DE L'EESS

Le besoin de préparer une EESS pour le secteur fut soulevé durant la conférence nationale de développement durable en 2017; malgré les retards pour lancer l'étude, elle reste pertinente pour orienter le secteur dans une logique de développement durable.

1.4.1 Qu'est-ce une EESS ?

Une Evaluation Environnementale Sociale Stratégique (EESS) est un processus systématique pour évaluer les conséquences environnementales des initiatives publiques afin de s'assurer qu'elles sont pleinement incluses et traitées de manière appropriée au stade le plus précoce possible de prise de décision en parallèle avec les considérations économiques et sociales. L'EESS d'un projet sert comme matrice de démarrage et de départ pour un projet prospectif considéré pour un investissement. L'EESS a pour objectif d'intégrer les préoccupations et considérations en matière d'environnement dans le processus décisionnel général à l'échelle nationale, y compris les politiques environnementales et sociales. L'EESS sera disponible et couvrira toutes les phases de l'exécution du projet.

L'EESS devra être préparée dans un cadre dynamique inclusif et participatif et avec la recherche de synergies parmi les différentes parties prenantes.

Les valeurs ajoutées d'une EESS sont les suivantes:

- Informe les activités d'exploration dans les blocs attribués et les activités d'exploration ultérieures découlant des futurs cycles de licences;
- Informe les prochains cycles d'octroi de licences concernant les blocs à ouvrir en tenant compte des critères environnementaux et socio-économiques;
- Informe les politiques environnementales sur les Plans de Développement et de Production (PDP);
- Assure la cohérence avec les autres plans/stratégies/politiques nationaux, régionaux et sectoriels;
- Engage les parties prenantes et le public intéressé dans une approche participative et aide à instaurer la confiance;
- Appui un alignement de politiques environnementales avec les pays voisins à travers les consultations transfrontalières;
- Aide à combler les lacunes existantes dans les normes et politiques environnementales et sociales;
- Fourni des cadres de gestion et de suivi environnementaux pour le secteur; et
- Informe le processus d'EIE, réduisant ainsi les risques de retards dans les activités commerciales liées aux approbations environnementales nécessaires.

1.4.2 Phases d'une EESS

Trois phases d'une EESS peuvent se distinguer au cours du processus pour le développement du rapport final: les investigations préliminaires, l'étude approfondie, et l'analyse des données et la rédaction des rapports.

La méthodologie détaillée de l'EESS est présentée dans la section 2.

1.4.2.1 Les Investigations Préliminaires

Dans cette première étape, on a recours aux études et rapports publiés pour une bonne compréhension des activités accomplies au paravent, et les futurs projets à l'échelle nationale. Tout document pertinent déjà publié ou non devra être à la disposition de l'équipe pour une collection de données et d'informations efficace et compréhensive.

En plus de la revue approfondie des documents disponibles, des visites sur le chantier seront indispensables pour une acquisition des conditions actuelles de l'environnement, ce qui servira comme référence. Suite aux données collectées durant les visites in-situ, plus d'investigations pourront être initiées, ce qui rend l'indulgence de la situation foncière initiale rigide, et l'évaluation des effets rigoureuse.

En complément de la revue documentaire (voir section 2.1.4) et des visites in-situ, l'équipe aura à organiser des consultations publiques (CP) avec les parties prenantes (PP), comme l'exige l'article 4 de la loi N°2001-01 du 15 janvier 2001 portant Code de l'environnement du Sénégal. Ce texte législatif stipule le droit du public à participer à la prise de décision.

1.4.2.2 L'Etude Approfondie

Cette étape comprend une analyse des cadres juridique, politique, et institutionnel relatif au projet. Les établissements prenants en relation direct au projet seront énumérés, en plus de leurs tâches et responsabilités envers l'exécution du projet.

En outre, la zone du projet et la zone d'influence directe seront examinées pour bien définir l'état référentiel environnemental et socio-économique (inclus les aspects santé et sécurité).

De plus, les scénarios d'évolution possibles du secteur devront être examinés. Ces scénarios ont été élaborés dans le rapport du plan directeur, avec une évaluation préliminaire des effets anticipés suite à l'exécution de chacun.

1.4.2.3 L'Analyse des Données et la Rédaction des Rapports

Suite aux deux étapes ci-dessus, l'équipe sera capable d'analyser les données pour conceptualiser les effets et impacts environnementaux et sociaux résultants de l'exécution du DPG, en plus des enjeux qui peuvent survenir au cours de son cycle de vie.

Les résultats de cette analyse seront inclus dans le rapport de l'EESS, en décrivant les mesures d'atténuation recommandées ainsi qu'un Plan Cadre de Gestion Environnementale et Social su DPG.

1.5 L'EQUIPE DU CONSORTIUM

ELARD est une société spécialisée dans le domaine des études environnementales et sociales, y compris les études EESS et EIES, avec un accent particulier sur le secteur pétrolier et gazier depuis 25 ans. ELARD est le chef de file du projet.

HPR ANKH CONSULTANTS (Sénégal) est une entreprise indépendante de conseil qui a mené à bien de nombreux et divers projets en Afrique depuis plus de 15 ans. Hpr Ankh Consultants, agréé pour l'exercice des activités relatives aux évaluations environnementales, est un bureau

d'experts-conseils basé à Dakar (Sénégal) et à Bangui (République Centrafricaine). Il offre à sa clientèle des prestations de services professionnels diversifiés dans les champs d'expertises environnementales et sociales.

Envirotech Consulting est un bureau d'études d'ingénierie et conseil Ivoirien qui effectue des services d'ingénierie à multi-disciplines dans les domaines de l'environnement, de l'énergie, l'Alimentation en eau potable, Traitement et Distribution, Stations de pompage, Systèmes d'eaux usées et pluviales. Fort des énormes progrès réalisés et de l'expérience acquise, il était indispensable qu'Envirotech Consulting exporte son expertise dans la sous-région. Envirotech Consulting est agrée par l'ANDE (année 2021).

1.6 COMPREHENSION DE LA MISSION

La mission est intitulée « Evaluation Environnementale Stratégique (EES) du secteur pétro-gazier du Sénégal (Offshore et Onshore)». L'Évaluation Environnementale et Sociale Stratégique (EESS) représente l'outil d'analyse par excellence, pour:

- Améliorer le processus de décision par l'intégration des préoccupations environnementales, sociales et économiques
- Aider à atteindre les résultats de développement à long terme du pays en intégrant les aspects environnementaux, sociaux, les considérations de santé, de sûreté et de Sécurité dans les politiques pétrolières et gazières, ainsi que leurs cadres réglementaire et économique.

Dans le cadre du développement des activités et du renforcement des capacités proposés pour les secteurs pétrolier et gazier, l'EESS fournira un examen sectoriel global des impacts potentiels, positifs et négatifs, et identifiera les gaps dans les réglementations, les capacités institutionnelles et mécanismes de consultation publique. L'EESS vise à être un cadre stratégique pour le renforcement de la durabilité environnementale et sociale du secteur pétrolier et gazier au Sénégal, le renforcement de la capacité du pays à traiter les problèmes de santé et de sécurité dans ce secteur.

1.6.1 Objectifs de la Mission

1.6.1.1 Objectif General

L'objectif général de la mission est de prendre en compte la protection de l'environnement et du milieu socio-économique dans le cadre du DPG.

1.6.1.2 Objectifs Spécifiques

Les objectifs spécifiques de l'EESS sont entre autres:

- L'identification, la description et l'évaluation des enjeux, risques et des impacts environnementaux et sociaux potentiels directs, indirects, court, moyen et long-terme, cumulatifs et transfrontaliers;
- Identifier toutes les parties prenantes et leurs préoccupations;

- Sur la base de la législation et de la règlementation nationale existante dans le domaine de la gestion environnementale, sociale, sanitaire et sécuritaire, identifier les écarts avec les exigences de la Banque Mondiale, permettant ainsi d'identifier les besoins règlementaires complémentaires pour garantir selon des pratiques internationales, une gestion appropriée des risques et des impacts potentiels;
- La rédaction de recommandations / de directives opérationnelles pour éviter, supprimer ou atténuer les risques et impacts, qui seront immédiatement applicables au secteur pétrolier et gazier, et puis transposés dans la réglementation nationale.

1.6.2 Prestations

L'étude se divisera en six missions majeures:

- Mission 1 (actuelle): Cadrage;
- Mission 2: Etablissement de la situation de référence environnementale et description du cadre réglementaire et institutionnel, et évaluation des capacités
- Mission 3: Identification des risques liés à la santé, la sécurité, l'environnement et le social;
- Mission 4: Atténuation et surveillance;
- Mission 5: Formulation de recommandations;
- Mission 6: Plan de formation

2. LA METHODOLOGIE DE L'EESS

La section 1.6.2 a décrit les différentes missions qui doivent être compléter pour arriver à une étude EESS finale. Cette section va discuter les différentes missions pour présenter la méthodologie de l'EESS.

2.1 MISSION 1: CADRAGE

2.1.1 Activité 1.1: Mobilisation de L'Equipe

L'équipe de gestion du projet fut mobilisée dès le 14 juin 2022, avant même la notification du contrat (qui fut réalisé le 22 juillet 2022) afin de commencer à planifier l'étude et préparer cette note de cadrage. L'équipe de gestion du projet comprend le chef de l'équipe, M. Ricardo Khoury, M. Bilal Smairi et M. Gaskel Sene.

2.1.2 Activité 1.2: Identification des Parties Prenantes

Les parties prenantes qui vont avoir un rôle dans ce projet sont identifiées et présentés dans le Tableau 2-1. L'identification des parties prenantes devra être révisée continuellement au cours de la durée de vie du développement du projet, afin d'assurer que toutes les parties prenantes susceptibles d'être concernées ou intéressées soient incluses dans les activités d'implication et de consultation.

Tableau 2-1 Liste des Parties Prenantes, Leur Responsabilité et Objectif de communication

Parties Prenantes	Responsabilités/Objectifs de communication
Parties Prenantes Institutionnelles	
La Présidence de la République	Responsabilités: • L'octroi et renouvellement des concessions d'exploitation d'hydrocarbures ; • L'octroi et le renouvellement des permis de recherche d'hydrocarbures ; • L'octroi des autorisations d'exploitation provisoires ; et • L'approbation des conventions rattachées aux permis de recherche d'hydrocarbures et des contrats pétroliers.
Ministère du Pétrole et des Énergies (MPE)	Responsable de la mise en œuvre et du suivi de la politique du gouvernement pour le secteur des hydrocarbures. Le Ministre chargé des Hydrocarbures conçoit puis propose au Président de la République la politique générale ainsi que les normes applicables au secteur des produits pétroliers • **Le Comité national des hydrocarbures** est chargé notamment: o Se proposer les modifications à apporter à la réglementation applicable au secteur o D'émettre un avis sur les demandes d'octroi de licences ;

Parties Prenantes	Responsabilités/Objectifs de communication
	o De proposer des sanctions à l'encontre des titulaires de licence en cas de manquement à leurs obligations. La composition et les règles de fonctionnement du Comité seront fixées par décret. • **La Direction des Hydrocarbures**, est chargé d'assister le Ministre dans le développement et la réglementation de l'industrie pétrolière et gazière. • **La société pétrolière nationale**. La fonction de société pétrolière nationale est exercée par la Société des Pétroles du Sénégal, en abrégé PETROSEN. Elle est notamment chargée: o De promouvoir le bassin sédimentaire sénégalais ; o D'entreprendre, à la demande et pour le compte de l'Etat, des activités de prospection, de recherche, d'exploitation, de transport et de commercialisation des hydrocarbures liquides et gazeux à l'état brut, seule ou conjointement avec toute autre société, filiale ou non, dans le cadre d'association, ou toute forme de groupement possible o De détenir, à la demande et pour le compte de l'Etat, les participations de l'Etat dans les gisements d'hydrocarbures et dans le capital des sociétés titulaires de contrat pétrolier. • **GES-PETROGAZ:** L'Unité d'exécution et de gestion, dénommée « GES-PETROGAZ » est chargée de l'exécution et de la gestion au quotidien des décisions du COS-PETROGAZ. L'unité a pour missions d'assurer la coordination et le suivi de la mise en œuvre de tous les documents stratégiques, programmes et plans d'action ainsi que des stratégies pour la promotion et le développement des projets pétroliers et gaziers. • **Société Africaine de Raffinage (SAR)**: La SAR assure la disponibilité et la qualité des hydrocarbures pour les industries et les distributeurs • **Senelec** est responsable de la production, du transport, de la distribution, de l'achat et de la vente, et de l'importation et de l'exportation d'énergie. • **Réseau Gazier du Sénégal (RGS)** responsable pour le transport par canalisation d'hydrocarbures ou par tout autre moyen acceptable et conforme à la réglementation gazeux et/ou produits associés; la construction, l'exploitation, l'entretien, la maintenance et le développement de réseaux de transport.
Ministère de l'Environnement et du	**La Direction de l'Environnement et des Établissements Classés (DEEC)** est responsable de la mise en œuvre de la politique environnementale au Sénégal et de l'approbation et de la surveillance des études

Parties Prenantes	Responsabilités/Objectifs de communication
Développement Durable (MEDD)	environnementales. La DEEC est représentée au niveau régional par les Directions Régionales de l'Environnement et des Établissements Classés (DREEC). La DREEC assure le secrétariat du Comité Technique National, chargé de la validation des études d'impact environnemental et social. La division des études d'impacts environnemental (DEIE) est chargée de valider les termes de référence des évaluations environnementales d'impact des projets, des évaluations environnementales stratégiques des politiques et programmes, d'évaluer la recevabilité des évaluations d'impact sur l'environnement, d'assurer le suivi de la mise en œuvre des Plans de gestion environnementale, et de donner un avis technique sur les projets soumis et de préparer pour le Ministre de l'Environnement la décision relative au certificat de conformité environnementale. **Le Centre de Gestion de la Qualité de l'Air (CGQA)** Le CGQA est placé sous la tutelle du Ministère de l'environnement et du développement durable et intégré à la DEEC. • Assure la veille sur la pollution de l'air ambiant ; • Informe le public sur l'état de la qualité de l'air ; • Fournit à l'état des rapports sur la pollution de l'air pour une prise de décision ; • Evalue les rejets de pollutions à la source ; et • Met en place un observatoire de la qualité de l'air.
Ministère responsable du travail et des affaires sociales	Assurer que les entreprises qui entreprennent des opérations pétrolières ont un impact positif sur l'emploi et l'impact social du pays, et que ces entreprises respectent toute clause des accords qui traite de ces questions.
Ministère des Finances et du Budget (MFB)	Est le "destinataire" des flux financiers qui découlent des opérations pétrolières, y compris les redevances, les primes, les paiements résultant d'une part de production de l'État et les taxes.
Ministère de l'Economie du Plan et de la Coopération (MEPC)	Chargé de rechercher les ressources extérieures pour le financement des programmes de développement, en rapport avec le ministère en charge des finances, le ministère en charge des affaires étrangères et les ministères sectoriels concernés. Encore chargé de suivre l'exécution des conventions et accords de financement relatifs aux projets et programmes.
Ministère des Pêches et de l'Économie Maritime (MPEM)	• La Direction de la Protection et de la Surveillance des Pêches (DPSP) assure la surveillance des pêches. • L'Agence Nationale des Affaires Maritimes (ANAM, précédemment la Marine marchande), qui est aussi l'Autorité

Parties Prenantes	Responsabilités/Objectifs de communication
	nationale de sûreté portuaire (ANSP), intervienne entre autres dans la sureté et la sécurité des plateformes pétrolières et gazières. • La société nationale du Port autonome de Dakar accueille et assure les opérations commerciales ou autres des navires de soutien engages dans l'exploration et l'exploitation pétrolière.
Le Ministère de l'Intérieur à travers la compagnie de gendarmerie maritime, la Brigade de la zone des hydrocarbures, la Brigade du port de commerce	La Direction de la Protection Civile (DPC) (Sous la tutelle du Ministère de l'Intérieur), accueille et assure les opérations commerciales ou autres des navires de soutien engagés dans l'exploration et l'exploitation pétrolière. Le rôle du DPC comprend la validation des Etudes de Danger (EDD) des installations classées.
La Primature	La Primature à travers la Haute Autorité chargée de la Coordination de la Sécurité Maritime, de la Sûreté Maritime et de la Protection de l'Environnement Marin (HASSMAR) participe dans la coordination de l'action de l'État en mer, y inclues les interventions en cas de déversement d'hydrocarbures.
Le Comité d'Orientation Stratégique du Pétrole et du Gaz (COS-PETROGAZ)	Le COS-PETROGAZ est chargé de conseiller le Président de la République dans la définition et l'orientation stratégique de l'exploitation du pétrole et du gaz afin qu'elle profite à tous les sénégalais.
Le Comité National de l'Initiative pour la Transparence dans les Industries Extractives (CN-ITIE)	La ITIE est une norme internationale avec comme objectif l'amélioration de la transparence dans la gestion des ressources minières, gazières, et pétrolière.
Commission Néerlandaise pour l'Evaluation Environnementale (CNEE)	Conseille les gouvernements sur la qualité des informations environnementales par des rapports d'Évaluation Environnementale Stratégique.
Structures Décentralisées	
Les élus et leaders locaux	Les collectivités locales sont le lien officiel entre les populations et le Gouvernement du Sénégal (GdS). Ils voient dans le développement des projets pétroliers et gaziers une opportunité de revenus substantiels pour l'Etat et les territoires pour lutter contre la pauvreté, investir dans l'éducation, la santé, les infrastructures et promouvoir le bien-être social des populations.
Communautés	
La population sénégalaise	Communautés touchées par le Développement. Définies comme les communautés affectées par une perte de moyens de subsistance et des impacts environnementaux.

Parties Prenantes	Responsabilités/Objectifs de communication
Le Secteur Privé	
Secteur Privé National	Ce secteur privé national exige une plus forte implication dans la gestion des projets pétroliers et gaziers, souhaite la baisse du coût de production des industries et le développement de l'entreprenariat local et réclame l'accès au contenu local à travers une clause de la préférence nationale.
Des compagnies pétrolières (privées)	Les grandes compagnies pétrolières en charge de l'exploitation des ressources du SPG sont Total, WOODSIDE, KOSMOS, British Petroleum, CNOCC, Oryx Petroleum, CAP Energy, FAR, African Petroleum, et CAIRN. Ces compagnies sont obligées de respecter les codes pétroliers, les codes de l'environnement, les codes gaziers, etc., et d'être en phase avec l'Etat dans la stratégie de développement des ressources pétrolières et gazières. Leur participation à la mise en place d'un système performant de suivi et d'alerte sur les impacts environnementaux est nécessaire.
La société civile	
Organismes internationaux/nationaux et Organisations Non Gouvernementales (ONG) locales	Cela comprend les Associations, Organisation Non Gouvernementale (ONG) et en particulier celles qui sont actives dans les domaines de l'environnement et des questions sociales comme ENDA LEAD, GREEN Sénégal, etc., syndicats, organisations professionnelles, les leaders d'opinions, influenceurs politiques, religieux, les communautés locales et les groupes autochtones, les associations de pêcheurs en cas de production offshore, etc. et qui devraient être consultés tout au long de la durée de vie du développement.
Le Partenariat Régional pour la Conservation de la Zone Côtière et Marine en Afrique de l'Ouest (PRCM)	Coalition d'acteur travaillant sur les problématiques du littoral ouest africain et couvrant 7 pays y compris le Sénégal.
Universités et instituts de recherché	
Universités et instituts de recherche	Comme CERES-LOCUSTOX, CSE ISE, INPG, CRODT, etc. peuvent fournir des informations utiles concernant l'environnement, la culture, etc. de la région et peuvent avoir un intérêt dans le projet

On peut encore considérer d'autres groupes d'intérêts dont les plus remarquables sont:

- Les médias: La presse est le relais indispensable pour une bonne information des populations et de tous les acteurs sur la situation du secteur pétrolier et gazier au Sénégal. Le Collectif des Journalistes Economiques du Sénégal (COJES) pourra être un partenaire dynamique;
- La diaspora: Elle est constituée par des expatriés sénégalais travaillant dans le secteur formel ou informel de leur pays d'accueil. Ils ont une certaine capacité à développer des partenariats techniques et/ou financiers pour appuyer le GdS dans la gestion des projets pétroliers et gaziers;
- Groupes vulnérables (y compris les personnes âgées, malades et handicapées, les foyers diriges par des femmes ayant de jeunes enfants, etc.);
- Les experts nationaux: juristes, économistes et autres du secteur pétrolier et gazier etc.;
- Pays voisin avec lequel il existe un désaccord frontalier;
- Les jeunes: Constituent une des cibles prioritaires de communication compte tenu de leur poids démographique et de leur importance comme demandeurs de formation et d'emploi ; et
- L'AGC est une agence internationale créée entre la Guinée-Bissau et le Sénégal pour gérer l'exploitation et l'administration communes de la zone maritime partagée par les deux pays dans une zone de développement commune. L'AGC est l'agence internationale chargée de la gestion et de l'administration de ce domaine.

2.1.3 Activité 1.3: Elaboration du plan de Consultation

2.1.3.1 Méthodologie du Plan de Consultation

Suite à la Stratégie 2021-2025 et le Plan de Communication Triennal du Sénégal dans le Secteur du Pétrole et du Gaz, cinq résultats intermédiaires (RI) sont considérés pour le plan de mobilisation et de communication (PMC) des consultations avec les parties prenantes (PP) (Tableau 2-1). Ces documents seraient utiles pour préparer un plan de consultation pour l'EESS qui soit en accord avec ces lignes directives.

Tableau 2-1 Résultats Intermédiaires pour le Plan de Mobilisation et la Communication (Source: (Ministere du Petrole et des Energies; Luqman West Africa; Afrique Communication, 2021))

Résultats Intermédiaires	Eléments d'Orientation
RI.1.1. Développer des cadres de concertation et de dialogue	Il s'agit à ce niveau de mettre en place des espaces de concertation pour faciliter le dialogue, la concertation entre les PP institutionnelles et les acteurs concernés par la gestion des projets pétroliers et gaziers. Ces cadres vont permettre d'éviter les malentendus

Résultats Intermédiaires	Eléments d'Orientation
	et faciliter le développement de consensus forts pour le développement du secteur.
RI.1.2. Conduire un plaidoyer sur la gestion participative	Les attentes de tous les acteurs du secteur sont importantes. Ainsi, il s'agira de développer des actions de plaidoirie pour mobiliser toutes les PP et les engager dans une gestion concertée, afin de créer un climat paisible au sein du secteur.
RI.2.1. Engager un débat public sur la gouvernance du pétrole et du gaz	La découverte du pétrole et du gaz a suscité de vives polémiques alors que ce secteur névralgique requiert beaucoup de sérénité. En engageant, le débat sur les modalités de gouvernance, les recettes attendues et les modalités de leur répartition, cela permettra d'amoindrir les éventuelles tensions et de délivrer une information de qualité en direction de tous les citoyens.
RI.2.2. Informer sur les innovations, les projets & programmes pétroliers et gaziers du Gouvernement du Sénégal (GdS)	Il s'agit de mettre à la disposition des PP et de tous les acteurs, les projets et les innovations qui seront développés et les retombées que cela peut engendrer pour chacun d'entre eux.
RI.2.3. Engager les autorités dans la communication du secteur	La communication sera un instrument essentiel pour assurer la dissémination de l'information auprès des populations. Dès lors, il est indispensable que les autorités du secteur, porteuses d'expertise et d'informations stratégiques, soient mobilisées pour informer de manière régulière sur l'état d'avancement de tous les projets du secteur;

Le plan de consultation sera développé pour engager toutes les PP du projet. La sélection des PP sera basée sur une évaluation de l'influence et dans quelle mesure ces parties seront impliquées durant toutes les phases du projet. Ce faisant, les PP comprennent les bénéficiaires et les personnes affectées des secteurs privé et publique, dont les agences gouvernementales, la société civile, les organisations non-gouvernementales, et les organisations du secteur pétrolier et gazier et d'autre organismes cités dans le Tableau 2-1. Ces PP seront divisées en deux catégories: PP internes et PP externes (Ministère du Petrole et des Energies; Luqman West Africa; Afrique Communication, 2021). La section 2.1.2 de ce document élabore l'identification des PP pour ce projet, en plus décrivant le rôle de chacune.

Cette méthodologie aidera à achever les objectifs de l'EESS, suite à l'engagement des PP concernées pour une bonne maitrise de l'identification des enjeux, risques, et des impacts environnementaux et sociaux. Cela permettra d'analyser les lacunes au niveau du secteur pétro-gazier, et l'élaboration des recommandations sur-mesure au contexte national du Sénégal. La valeur ajoutée des PP durant les consultations sera prise en considération tout au long du cycle du projet.

Durant la réunion de démarrage, les deux secteurs de la pêche et du tourisme ont été pris en compte, vus les impacts que le projet pourrait avoir sur les PP des secteurs. L'engagement de ces deux secteurs sera primordial durant le développement du plan de consultation pour éviter tout conflit entre le secteur pétro-gazier et ces secteurs.

2.1.3.2 Plan de Consultation

La démarche suivie pour le plan de consultation compte sur l'approche recherche-analyse, y compris une analyse de la situation initiale, l'analyse des différents groupes de PP et l'analyse des différents scénarios. Le plan de consultation devrait manifester les différents intérêts des PP, y compris les préoccupations, ainsi que les recommandations pour le développement de l'EESS. Toute contribution des PP sera incorporée dans le rapport. Pour assurer une application fructueuse du plan de consultation, il est nécessaire de préparer une analyse documentaire pour l'identification des questions environnementales et sociales, suite à la situation foncière initiale disponible pour le secteur pétrolier et gazier (Plan Directeur, 2022). Une cartographie sera préparée une fois la liste des PP est finalisée.

Des séances de consultation et des ateliers communautaires seront organisés durant lesquels les PP seront engagées. Ces ateliers serviront comme milieu de discussion des avis et perceptions des parties sur les questions environnementales et sociales liées aux secteurs pétrolier et gazier et à la gestion des ressources naturelles et des biens communs. Des plateformes de mobilisation seront proposées pour garantir la participation des PP, et pour rendre l'accès à l'information facile (MPE/ (Ministere du Petrole et des Energies; Luqman West Africa; Afrique Communication, 2021).

Le plan de consultation devra prendre en compte les préoccupations des PP les plus faibles et vulnérables, ainsi que leurs suggestions à l'échelle de la politique gouvernementale pour remédier les lacunes existantes. Les séances de consultation aideront à identifier les préoccupations prioritaires au niveau environnemental et social, et à trouver des solutions technologiques, institutionnelles, et politiques applicables et réalisables.

Une stratégie de communication sera mise en place avec des outils pratiques de mise en œuvre tout en prenant en considération les conditions des différents segments de la population (langage, analphabétisme, besoin de simplifier ou de vulgariser les messages, messages visuels, etc.).

De plus, un cadre pour la cohabitation entre le secteur pétro-gazier et les secteurs de la pêche et du tourisme sera mis en place. A l'échelle internationale, l'EESS proposera un cadre de coordination avec les pays potentiellement impactés par les activités pétro-gazières du Sénégal.

En effet, le plan de consultation considèrera une politique de transparence totale avec les PP, en rendant les livrables principaux disponibles en ligne pour être consultés. La stratégie de communication sera disséminée sur des émissions radio sur Sud Fm en langue nationale pour permettre à la population de mieux s'imprégner de ce qui se fait et comprendre les enjeux.

La gestion des plaintes sera organisée en créant des cellules d'appui chez les autorités administratives compétentes. Ces cellules seront des conseils de quartier ou autres.

Plus concrètement, nous proposons de suivre la démarche suivante:

- Affichage en ligne du rapport ainsi qu'un résumé du rapport ;
- Dissémination aux parties prenantes selon les procédures coutumières au Sénégal (réseaux sociaux, lettres officielles, etc.)
- Organisation d'un atelier technique de validation à Dakar (pour le livrable 2 et le rapport EESS provisoire)
- Organisation de sessions de consultations régionales avec les autorités administratives et les communautés locales et représentants des secteurs économiques (pour le livrable 2 et le rapport EESS provisoire)
- Formulaire de consultation / commentaire en ligne.

2.1.4 Activité 1.4: Analyse Documentaire pour L'Identification des Questions Environnementales et Sociales

2.1.4.1 Identification des Questions Environnementales et Sociales

Les questions stratégiques suivantes (entre autres) liées à la santé, sécurité, environnement et enjeux socio-économiques associées à l'augmentation des activités du secteur privé dans le secteur du pétrole et du gaz doivent être étudiées durant la préparation de l'EESS:

- Pétrole et gaz offshore: effets des levées sismiques et des expositions aux énergies sonores sous-marine sur les zones biologiques d'importance; élimination des fluides de forage et des déblais de forage; dans les puis éprouvés, l'élimination de grandes quantités d'eau de formation produite; les impacts environnementaux et sociaux associés à la construction et à l'exploitation des installations de soutien côtières telles que les ports, les routes d'accès, les installations de traitement, l'élimination des déchets en mer, l'incinération des déchets en mer; impacts directs et indirects sur la pêche (industrielle et artisanale); les conséquences sur les habitats marins et les fonctions écologiques de (i) l'augmentation de la turbidité de l'eau résultant de la perturbation des sédiment benthiques, et (ii) des déversements accidentels; effets sur le paysage, le tourisme, les communautés de pêcheurs et les valeurs Commerciales du littoral touché.

- Pétrole et gaz onshore: principales sources de risques potentiels: installations qui entrainent des demandes accrues de conversion des terres, émissions potentielles de GES liées à la conversion de l' utilisation des terres, demande accrue d'eau et d'eau potable, perte de biodiversité; transformation des écosystèmes naturels et perte conséquente de services environnementaux associés à ces écosystèmes; augmentation des GES face à une éventuelle déforestation des écosystèmes forestiers; augmentation de la consommation et de la contamination de l'eau; conflits sociaux éventuels sur l'accès aux ressources locales; sécurité des communautés; routes d'accès et infrastructures associées au défrichement de sites, perte de biodiversité, fragmentation des habitats, réinstallation et perte de moyens de subsistance, sécurité des communautés; Installations d'usines de traitement et développement des installations pétrochimiques associées (rejet de contaminants; pollution de l'air et de l'eau; impacts des déversements accidentels; sécurité des collectivités).

- En ce qui concerne la préparation aux déversements d'hydrocarbures, les interventions d'urgence et la gestion des crises, identifier les agences gouvernementales existantes au Sénégal ayant ces responsabilités (mandats, rôles et responsabilités définis), et la capacité intégrée existante (ou le manque de celle-ci) pour la planification d'urgence et la réponse aux événements du secteur pétrolier et gazier

- Impacts potentiels sur les habitats naturels importants, les fonctions écologiques qu'ils remplissent, le degré de menaces pesant sur les sites et les priorités de conservation. Envisager les perturbations des voies de migration de la faune et les habitats en raison de la pollution sonore, du trafic et des clôtures; les déversements d'hydrocarbures sur les sites de forage terrestres et extracôtiers; les changements du paysage; l'érosion des

plateformes de puits et des routes; brume, produits chimiques toxiques et pollution de l'air et de l'eau par la poussière; les gaz à effet de serre (GES) ; torchage de gaz et effets de la pollution Lumineuse sur les écosystèmes de la faune.

2.1.4.2 Analyse Documentaire

Plusieurs documents sont déjà disponibles et leur description est présentée dans le Tableau 2-2. Le Tableau 2-2 présente les informations requises pour le développement de l'EESS, les documents disponibles et les informations pertinentes.

Tableau 2-2 Les Documents Disponibles

	Nom du Document	Auteur	Date	Description
1	Elaboration d'un plan directeur pour le développement du secteur pétrolier et gazier au Sénégal – Projet de rapport final – Volet environnemental et social	QED, PwC Advisory, Channoil, SLR	2022	Ce document présente des informations nécessaires pour une bonne compréhension du contexte environnemental et social dans lequel le secteur pétrolier et gazier sera développé au Sénégal. Le document présent les projets de développement proposés et les aspects environnementaux et sociaux développés comprendront une évaluation des risques et des enjeux, des mesures d'atténuation, et une évaluation des émissions de GES liés à ces projets.
2	Elaboration d'un plan directeur pour le développement du secteur pétrolier et gazier au Sénégal – Projet de rapport final – Phase 3 – Draft	QED, PwC Advisory, Channoil, SLR	2022	Présente les différents scénarios d'offre et de demande du Plan Directeur et évaluons les options stratégiques pour le développement des meilleurs projets. Le document discute ensuite les sensibilités à l'offre et à la demande et examine l'impact de celles-ci sur les options du projet.
3	Développement du Champ SNE Phase 1 - Etude d'impact environnemental et social	Woodside Energy	-	Etude d'Impact Environnemental et Social réalisée pour le projet de Développement du champ SNE-Phase 1.
4	Présentation développée lors de l'atelier de démarrage qui comprend les activités typiques liées au secteur pétrolier et gazier - Réunion de cadrage et de démarrage de l'évaluation environnementale stratégique du secteur pétro-gazier offshore et onshore	Direction des Hydrocarbures	2022	Présente les grandes orientations du schéma directeur pétrole et gaz du Sénégal, le cadre juridique applicable au secteur pétrolier et gazier, stratégie de communication et perception de la population du secteur, enjeux environnementaux et sociaux, études et données disponibles et pertinentes pour l'EESS, et une Stratégie de consultation du Public.
5	Rapport Diagnostic - Audit des capacités institutionnelles, organisationnelles et humaines pour une gestion durable et efficiente des ressources pétrolières et gazières au Sénégal	SOFRECO Perspective	2021	Présentation du rôle de l'Etat dans la gestion de l'amont pétrolier, discussion des capacités institutionnelles et organisationnelles et les capacités humaines, identification des forces et des faiblesses au niveau de capacité institutionnelles, organisationnelles et humaines en place au

	Nom du Document	Auteur	Date	Description
				Sénégal, et identification des meilleurs pratiques internationales.
6	Evaluation environnementale stratégique: aperçu sur le secteur pétrolier et gazier	Ministère du Pétrole et des Energies	2022	Présentation du potentiel du bassin sédimentaire Sénégalien, présentation du champ gazier de GTA, et du projet Sangomar et une grande orientation du schéma directeur pétrole et gaz du Sénégal.
7	Etude d'Impact Environnemental et Social de la Phase 1 du Développement du Champ Sangomar – Dossier ICPE – Addendum relatif aux Installations sous-marines	Woodside Energy	2022	Une mise à jour du dossier Installations Classées pour la Protection de l'Environnement (ICPE) de l'EIES du développement du champ Sangomar Phase 1 pour les opérations de Forage et complétions.
8	Développement et Mise en œuvre d'une Stratégie de Communication et d'un plan de mobilisation des parties prenantes - Stratégie 2021-2025 et plan de communication triennal du Sénégal dans le secteur du Pétrole et du Gaz	Afrique Communication, LUQMAN West Africa	2021	Le document constitue la stratégie de Communication du Gouvernement du Sénégal pour le développement des projets pétroliers et gaziers au Sénégal.
9	European Standard EN16260	Comité Européen de Normalisation (CEN)	2012	Norme européenne qui décrit les méthodes, les exigences et les équipements pour les études visuelles des fond marins utilisant un matériel d'observation commandé à distance et/ou tracté pour la collecte de données environnementales.
10	Guidelines for Offshore Environmental Monitoring	Climate and Pollution Agency (Klif)	2011	Cette directrice présente les activités de surveillance, des paramètres à analyser, des méthodes à utiliser, de l'accréditation nécessaire et des modèles de rapports.
11	Norwegian Oil and Gas recommended guidelines for sampling and analysis of produced water	Norwegian Oil and Gas	2012	Directrices élaborées pour obtenir la pratique la plus uniforme possible afin d'obtenir des résultats d'analyse comparables pour l'eau produite provenant de différents champs de production,
12	Examen de l'EIES du Projet de production de gaz - Grand Tortue, Ahmeyim - Phase 1	Commission Néerlandaise pour l'évaluation environnementale	2018	Formulation d'un avis sur l'examen de l'EIES relative au Projet de production de gaz Grand Tortue / Ahmeyim à Saint-Louis.
13	Cadre juridique environnemental applicable aux activités pétrolières et gazières au Sénégal	Sanou Dakono	-	Cadre juridique environnemental applicable aux activités pétrolières et gazières comprennent les

	Nom du Document	Auteur	Date	Description
				textes législatifs et réglementaires nationaux, de conventions internationales et les bonnes pratiques.
14	Compte rendu de l'atelier de validation des Tdr de l'EES et de lancement des travaux du Groupe de Travail Interministériel (GTI) sur l'Evaluation Environnementale Stratégique du Secteur Pétro-Gazier Offshore du Sénégal les 8 et 9 décembre 2020 à l'Hôtel Ndiambour de Dakar.	DEEC/MEDD DH/MPE	-	Compte rendu pour l'atelier de validation des TdRs de l'EES et de lancement des travaux du Groupe de Travail Interministériel (GTI) sur l'Evaluation Environnementale Stratégique du Secteur Pétro gazier Offshore du Sénégal. Cette EES a pour objectif principal de définir le plan cadre de gestion environnementale et sociale du secteur et l'élaboration d'un Plan de Développement Offshore durable.
15	Guidelines for waste management with special focus on areas with limited infrastructure	International Association of Oil and Gas Producers (OGP)	2008	Ce document met l'accent et fournit des directives sur les principes et les pratiques de gestion efficace des déchets, ainsi que des informations sur les flux de déchets et les technologies généralement applicables dans les opérations d'exploration et de production.
16	ICES Advice 2008, Book 1 - JAMP Guidelines for monitoring contaminants in biota and sediments	ICES	2008	Veiller à ce que des directives de surveillance soient en place pour soutenir un programme de surveillance environnementale tenant compte des directives JAMP pour la surveillance des contaminants dans les sédiments (Accord OSPAR 2002-16) et des directives JAMP pour la surveillance des contaminants dans le biote (accord OSPAR 1999-2)
17	Norwegian Oil and Gas Recommended guidelines for Coexistence with the fishing sector when conducting seismic surveys	Norwegian Oil and Gas	2013	Directives qui assurent la contribution à une meilleure coexistence entre l'industrie pétrolière et le secteur de la pêche en fournissant des conseils aux opérateurs lors de la planification et de l'exécution de l'acquisition de données sismiques.
18	Environmental, Health and Safety Guidelines for Offshore Oil and Gas Development	World Bank Group	2015	Ces directives comprennent des informations pertinentes pour l'exploration sismique, les forages exploratoires et de production, les activités de développement et de production, les opérations de pipelines en mer, le transport en mer, le chargement et le déchargement des pétroliers. Ils contiennent

	Nom du Document	Auteur	Date	Description
				également des impacts potentiels à terre qui pourraient résulter des activités pétrolières et gazières offshore.
19	Convention d'Abidjan- Convention Relative à la coopération en matière de protection et de mise en valeur du milieu marin et des zones côtières de l'Afrique de l'Ouest et du Centre - Convention UNEP	UNEP	1981	Convention pour la Protection de l'environnement marin et des zones côtières de l'Afrique de l'Ouest et du Centre contre toute forme de pollution d'origine humaine.
20	Managing Oil and Gas Activities in Coastal Areas	IPIECA/OGP Biodiversity Working Group	2012	Ce document présente des considérations et recommandations pour l'exploitation du pétrole et du gaz dans les zones côtières.
21	Etude d'Impact environnemental et social – Project de production de gaz Grand Tortue / Ahmeyim – Phase 1 Rapport final consolide intégrant les revues règlementaires de la Mauritanie et du Sénégal	Golder, CSA, Ecodev, Tropica consultants	2019	Rapport de l'étude environnemental et social du projet de production de gas Grand Tortue/Ahmeyim – Phase 1
22	Etude d'Impact Environnemental et Social du projet de Forage offshore du Bloc AGC Profond	CNOOC	2020	Etude d'Impact Environnemental et Social (EIES) réalisée pour le forage du puits d'exploration offshore Gainde proposé.
23	Forage d'exploration pétrolière sur le Bloc Rufisque Offshore Profond Étude d'Impact Environnemental et Social	Tropica, Artelia Eau & Environnement	2018	Etude d'impact environnemental et social du projet de forage d'exploration sur le Bloc Rufisque Offshore Profond (ROP)

Tableau 2-2 Informations Requises pour le Développement de l'EESS, les Documents Disponibles et les Lacunes

Informations Requises	Documents/ Informations Disponibles	Lacunes
Contexte et objet du projet	• Plan directeur pétrolier et gazier au Sénégal et les termes de références comprend le contexte et l'objet du projet	-
Objet et champ d'application de L'EESS	• Plan directeur pétrolier et gazier au Sénégal: Comprend le champ d'application du L'EESS • Les termes de références: Comprend l'objet de l'EESS	-
Méthodologie adoptée pour l'EESS: • Processus de l'EESS • Structure du rapport d'EESS • Méthodologie pour la mobilisation des parties prenantes et les consultations publiques • Méthodologie des études de base • Analyse juridique et politique • Approche et méthodologie d'évaluation	• Les termes de références: Comprend une méthodologie générale adoptée pour l'EESS et le contenu minimum du rapport EESS final • Développement et Mise en œuvre d'une Stratégie de Communication et d'un plan de mobilisation des parties prenantes: Comprend les parties prenante et méthodologie pour la mobilisation des parties prenantes	Méthodologie pour: • Les études de base • Analyse juridique et politique • L'identification des impacts, atténuation, surveillance, et différents scenarios
Description des activités et des différents scenarios: - Localisation géographique du projet	• Plan directeur pétrolier et gazier au Sénégal: Phase II, décrits les projets et comprend les sites potentiels pour le développement du projet	-
Description des activités typiques (y compris les technologies, les différentes méthodes, installations, services, systèmes, outils, etc.), applicables au contexte sénégalais, associées aux phases: • D'exploration	• Présentation développée lors de l'atelier de démarrage: Comprend les activités typiques liées au secteur pétrolier et gazier • EESS pour la préparation, exploitation, et production du gaz et pétrole offshore au Liban	• Données précédentes acquises lors d'études antérieures, et investigations géophysiques utilisant des technologies avancées

Informations Requises	Documents/ Informations Disponibles	Lacunes
• Développement • Production • Déclassement		• Description des activités typiques menées précédentes durant les phases d'exploration, développement, production et déclassement au Sénégal
Différents scénarios pour les activités pétrolières et gazières	Plan directeur pétrolier et gazier au Sénégal: Comprend des estimations des émissions des GES et polluants atmosphérique pour le scenario Business as Usual (BAU)	Discussion d'autres scenarios comme le « Développement lent», « Développement rapide », etc.
Conditions de base de la zone d'études: • Caractéristiques géographiques • Géologie • Écosystèmes et biodiversité • Qualité de l'eau de mer • Qualité des sédiments • Qualité de l'air • Bruit • Situation culturelle de la zone d'étude • Situation socioéconomique de la zone d'étude (économie, population, démographie et conditions de vie, secteur du tourisme, industrie, infrastructures de transport, électricité, gestion des déchets, approvisionnement de l'eau, santé, éducation)	• Plan directeur pétrolier et gazier au Sénégal: Comprend un résumé des principales caractéristiques de l'environnement du Sénégal (table 1, page 4) et spécifiquement: La situation géographique de Sénégal, Etat de l'environnement social et socio-économique, changement climatique, ressources en eaux, environnement marin et côtier, l'état des terres, conservation de la biodiversité, les défis environnementaux. • Développement du Champ SNE Phase 1: Comprend une description de l'environnement physique au Sénégal, l'environnement biologique au Sénégal, le contexte économique national, secteur pétrolier et gazier au Sénégal, pêche maritime, infrastructure et services, sante, pauvreté et éducation, archéologie et patrimoine culturel (Information pour le Sénégal	Situation culturelle et situation socioéconomique plus détaillée et spécifique pour la zone d'étude

Informations Requises	Documents/ Informations Disponibles	Lacunes
	et plus spécifique pour les régions de Dakar, Thiès, et Fatick)	
Cadre stratégique, juridique et institutionnel au Sénégal (Cadre Institutionnel, Législation nationale, Lois et règlements, Normes et directives internationales de l'industrie, Plans, programmes, et stratégies)	• Développent du champ SNE Phase 1: Section 2 comprend le cadre stratégique, juridique et institutionnel au Sénégal (Lois et règlements, législations nationales, droit et normes internationaux, cadre institutionnel, législations principales, etc.) • Rapport Diagnostic: Comprend une revue juridique du secteur pétrolier et gazier sénégalais (Section 4) l'environnement institutionnel pétrolier du Sénégal (Section 5), et l'évolution de l'environnement institutionnel pétrolier du Sénégal (Section 6) • Cadre juridique environnemental applicable aux activités pétrolières et gazières au Sénégal (Présentation power point)	-
Analyse des objectifs de développement durable	• Développement du Champ SNE Phase 1: Comprend le cadre stratégique y compris les objectifs de développement durable que le secteur pétrolier et gazier doit s'aligner avec (page 39). • Plan directeur pétrolier et gazier au Sénégal – Section 3.2.6 (Page 61) comprend les objectifs de développement durables définis par les Nations Unies et les exigences associées	-

Informations Requises	Documents/ Informations Disponibles	Lacunes
	recommandés par les entreprises internationales des secteurs pétrolier et gazier	
Identification et analyse des contraintes/incidences/impacts potentiel et risques environnementaux pendant les activités de reconnaissance, la phase d'exploration, la phase de développement et de production et la phase de déclassement	• Présentation développée lors de l'atelier de démarrage: Comprend les activités typiques et les incidences potentielles liées au secteur pétrolier et gazier et à chaque phase (activités de reconnaissance, la phase d'exploration, la phase de développement et de production et la phase de déclassement) • Plan directeur et gazier au Sénégal: Tableau 2 comprend les principaux impacts et risques environnementaux et sociaux relatifs au secteur pétrolier et gazier offshore, tableau 3 comprend les principaux impacts et risques environnementaux et sociaux relatifs au secteur pétrolier et gazier onshore) • Développement du Champ SNE Phase 1: Comprend l'étude d'impact environnemental et social – Section 9.0 et 10.0 pour les impacts sur le fond marin, empreinte des gaz à effet de serre, qualité de l'eau de mer, aspects de la biodiversité: Mammifères Marins, tortues marines et poisson, les oiseaux, génération des déchets et risque de rejets accidentels, économie nationale, emploi, achat de biens et de services, transport maritime et autre usagers de la mer, pêche industrielle, pêche artisanale, santé et sécurité	-

Informations Requises	Documents/ Informations Disponibles	Lacunes
	des collectivités, tourisme, archéologie et patrimoine culturel, risques de rejets accidentels (pour le développement du champ SNE).	
Impacts sur la qualité de l'air, qualité des eaux, biodiversité terrestre et aquatique, environnement côtier, tourisme, moyens de subsistance, propriétés, sante publique y compris: • Principales Mesures de Contrôle Existantes • Évaluation des impacts • Mesures d'Atténuation Proposées • Impacts cumulatifs • Évaluation des impacts résiduels	• Développement du Champ SNE Phase 1. Section 9.0 et 10.0 comprend les directives internationales prises en compte pour l'évaluation des impacts, gestion et atténuation, impacts résiduels, impacts cumulatifs et transfrontières (pour le développement du champ SNE) et section 12.0 pour un plan de gestion environnementale et sociale • Plan directeur pétrolier et gazier au Sénégal: Comprend les mesures d'atténuation et plans recommandés pour chaque activité proposée. Comprend les estimations des émissions des GES et de la pollution atmosphériques, estimation des réductions des émissions par rapport au scenario « Business As Usual ». Comprend Directives de bonnes pratiques (Section 3.2.4), et les impacts négatifs potentiel et mesures d'atténuation pour les oléoducs et les gazoducs (Figure 55) • Environmental, health and safety guidelines for offshore oil and gas development (World Bank Group): Comprend les impacts et les mesures d'atténuation spécifiques (environnement, santé et sécurité spécifique au secteur gazier et pétrolier)	• Estimation des émissions de GES et des polluants atmosphérique par phase (la phase de développement et de production et la phase de déclassement) • Impacts cumulatifs et évaluation des impacts résiduels spécifique au projet • Mesures d'atténuation proposée pour chaque phase (la phase de développement et de production et la phase de déclassement)

Informations Requises	Documents/ Informations Disponibles	Lacunes
Analyse des alternatives	Plan directeur pétrolier et gazier au Sénégal: Comprend des localisations alternatives	Technologies alternatives, des alternatives de gestion des déchets, des projets onshore vs offshore, etc.
Indicateurs à surveiller et responsabilité du suivi	Environmental, Health and Safety Guidelines for Offshore Oil and Gas Development (World Bank Group): Comprend les indicateurs (paramètre et directive) et les indicateurs mesurables y compris les niveaux d'effluents provenant de l'exploitation pétrolière et gazière offshore.	Indicateur clés, indicateur type (mesurable), programme de suivi-évaluation, et les parties responsables pour toutes les activités incluses dans le projet (activités onshore)
Renforcement des capacités	Développement et Mise en œuvre d'une Stratégie de Communication et d'un plan de mobilisation des parties prenantes: Chapitre 8 (page 37) comprend le plan de formation de renforcement des capacités dans le secteur pétrolier et gazier y compris l'objectif, résultats attendus, l'équipe chargée de la coordination et de la communication, rôles et responsabilités, stratégies de déploiement, etc.	-

2.1.5 Activité 1.5: Tenue de l'Atelier de Lancement et Validation du Plan de Travail et du Plan de Consultation

L'atelier de lancement de l'étude d'évaluation environnementale et sociale stratégique a eu lieu le mardi 14 juin 2022, en présence des membres du Groupe de Travail Interministériel (GTI) ainsi que les consultants du groupement ELARD/ HPR ANKH Consultants/ ENVIROTECH Consulting. Le procès-verbal de la réunion (qui contient la liste des parties prenantes qui étaient présents) et la présentation donnée par le consultant sont inclus en Annex 1 et Annex 2 respectivement. Les sujets principaux de la réunion étaient à propos des moyens de communication avec les parties prenantes, surtout la population Sénégalaise, l'importance de conduire une étude EESS pour le secteur pétro-gazier au Sénégal, et le milieu récepteur du projet, et les considérations économiques et sociales.

Durant cette réunion, les parties prenantes et les membres du comité technique ont échangé sur les orientations méthodologiques et l'approche de travail proposées par l'équipe de consultant. Le plan de travail élaboré a été validé durant la réunion de cadrage et est inclus dans la section 5. Cette réunion avait aussi pour but de revoir les TDRs de l'EESS avec toutes les observations, suggestions, et commentaires.

2.1.6 Activité 1.6: Elaboration de Rapport de Démarrage

Le rapport de démarrage est le premier résultat de l'activité 1 de ce projet. Suite à la réunion de lancement, le plan de travail de l'EESS doit considérer les éléments suivants:

- Rédaction des objectifs clairs de l'EESS, et le résultat ou la contribution attendue de l'EESS au niveau du secteur pétrolier et gazier au Sénégal;
- Délinéation de la zone géographique (toute la ZEE) et les champs d'application où les activités d'exploitation et de production (E&P) auront lieu;
- L'élaboration de tous les impacts environnementaux, sociaux, sanitaires, et de sécurité qui pourront survenir suite à l'exécution de projets E&P au Sénégal;
- Considération des activités relatives à chaque scénario étudié; et
- Examen des politiques clés qui interfèrent avec les activités pétrolières et gazières.

L'équipe d'experts sera mobilisée et la compréhension du projet, des tâches, et des résultats attendus sera vérifiée. Une identification des PP sera menée pour pouvoir élaborer un plan de consultation bien spécifique au public ciblé. Les questions environnementales et sociales identifiées ensuite serviront comme matrice pour analyser les lacunes au niveau du secteur pétrolier et gazier au Sénégal. Enfin, et suite à la réunion de lancement durant laquelle le plan de travail et le plan de consultation sont validés, l'élaboration du rapport de démarrage sera possible.

2.1.7 Activité 1.7: Intégration des Commentaires

Les commentaires reçus sur la note de cadrage ont été incorporés dans cette version révisée.

2.2 MISSION 2: ETABLISSEMENT DE LA SITUATION DE REFERENCE ENVIRONNEMENTALE ET DESCRIPTION DU CADRE REGLEMENTAIRE ET INSTITUTIONNEL, ET EVALUATION DES CAPACITES

2.2.1 Activité 2.1: Collecte des Informations Existantes et Analyse Critique des Données

La première partie de la mission 2 sera consacrée à la collecte des données existantes nécessaires à l'établissement de l'étude.

L'ensemble des documents nécessaires seront identifiés puis récupérés auprès des organismes compétents et institutions étatiques et privés.

Lors du recueil et de la lecture des différents documents récupérés, le Consultant vérifiera leur pertinence. Le Consultant réalisera une synthèse globale des documents et études récupérés, et les commentera afin d'en faire ressortir leurs intérêts et leurs insuffisances pour la suite des études. Cela sera en complément avec la synthèse déjà faite et présenter dans la section 2.1.4.2.

Le consultant réalisera une fiche synthétique (fiche de lecture) des documents, nécessaires à la réalisation de l'étude, dans laquelle il indiquera les éléments clés contenus dans le dossier ainsi qu'une évaluation de la pertinence des informations (à actualiser, insuffisamment précis, donnée de qualité validée, etc.).

La masse d'information est importante et le travail consistera à extraire de chaque document les éléments utiles à l'établissement de l'état des lieux et la mise en perspective du secteur.

A partir de l'analyse bibliographique, le consultant sera à même de cibler précisément les besoins des investigations de terrain.

La collecte d'informations portera en premier lieu sur l'ensemble des études techniques menées au cours des dernières années (EIES, schémas directeurs, études d'APD, etc.). Les documents de portée générale ou spécifique dans des domaines périphériques seront également collectés et analysés.

2.2.2 Activité 2.2: Établissement de la Situation de Référence Environnementale

Au cours de cette phase, le consultant devra:

- Préparer des cartes des zones les plus susceptibles d'être affectées par les activités proposées et prévues du secteur des hydrocarbures; et identifier les caractéristiques environnementales et sociales de ces zones, en identifiant les écosystèmes sensibles, les zones protégées, les zones à haute valeur de biodiversité, les espèces en danger, les zones potentiellement occupées ou utilisées;
- Mener une évaluation préliminaire des pêcheries pour aider à comprendre les types d'impacts qui pourraient être ressentis par les activités du pétrole et du gaz sur les communautés de pêcheurs et le niveau d'engagement qui serait nécessaire pour éviter les conflits potentiels. Cela doit inclure une carte des zones de pêche qui peuvent être superposées avec les zones susceptibles d'être affectées par les activités

du Pétrole et du gaz. Cela devrait également inclure les revenus moyens au niveau individuel provenant des activités de pêche artisanale;

- Identifier les problèmes perçus, en rapport avec le développement du pétrole et du gaz et son impact économique sur les communautés locales et les groupes vulnérables; Identifier et cartographier les principaux acteurs du secteur pétrolier et gazier, y compris les communautés locales et les groupes vulnérables, qui devraient être consultés. L'objectif est d'améliorer la compréhension des intérêts, des préoccupations et des incitations des parties prenantes, d'identifier les principaux facteurs et obstacles, et de définir les options stratégiques et thématiques à examiner. Le consultant décrira la méthodologie el les ressources qui ont été nécessaires pour identifier et cartographier les parties prenantes. Une bonne implication des parties prenantes nécessite, entre autres:
    - Impliquer activement les experts locaux et les leaders d'opinion dans le processus de l'EESS;
    - Utilisation d'un langage compréhensible et approprié / non technique;
    - Sensibiliser et encourager la participation du public; et
    - Mener les actions autour des engagements du secteur, sur les lieux des parties prenantes concernées (communautés), faciliter le transport quand cela est nécessaire, et bien organiser les incitations participatives.

L'ensemble des données concernant l'environnement du projet sera collecté:

- Climat: température, précipitations, vents, etc;
- Géologie et Hydrogéologie: nature et caractéristiques des sols et sous-sols et des nappes souterraines; et
- Milieu naturel: faune, flore, milieu aquatique (quantité et qualité des eaux, etc.).

Un état des lieux du contexte environnemental général de la ville sera établi.

Des reconnaissances de terrain complèteront la phase de cette étude de manière à appréhender le contexte environnemental.

Le recensement de tous les exutoires sera effectué et confirmé par des visites de terrain.

Suite à ce recensement et sur la base des données existantes, le consultant caractérisera chaque milieu récepteur identifié:

- Localisation.
- Le ou les usages actuels du milieu récepteur.
- La vulnérabilité (exposition aux risques de pollution) et la sensibilité (effets des différents types de pollution).

- La situation ou non dans une zone à « enjeu sanitaire »: captage utilisé pour la consommation humaine, zone à proximité de site de pêche ou de baignade.

- La situation ou non dans une zone à « enjeu environnemental »: Forte suspicion de contamination par une pollution (domestique, industrielle, agricole ou pluviale).

- La qualité actuelle du milieu: physico-chimique (MES, DBO_5, DCO, O_2 dissous, température, NH^{4+}, NTK, NO^{3-}, PT, etc.), bactériologique (germes témoins, par exemple coliformes totaux ou E. Coli), physique, biologique.

Le Consultant réalisera un inventaire de la réglementation en vigueur au niveau national et international fixant les exigences et les objectifs de qualité et de protection des milieux récepteurs.

2.2.3 Activité 2.3: Evaluation et Analyse des Cadres Politique, Juridique et Institutionnel

Durant cette activité, le consultant devra:

- Compiler et décrire les politiques, lois, réglementations et directives pertinentes en matière environnementale, sociale, de sécurité et de santé au travail au Sénégal pour le secteur du pétrole et du gaz, y compris les exigences relatives aux autorisations environnementales. Cela comprend également:

    - Les exigences existantes en matière de santé, sécurité, environnement et social au travail qui sont incluses dans les contrats de partage de production pétrolière, et gazière avec l'Etat;

    - Identifier les institutions responsables de la gouvernance du secteur pétrolier et gazier

    - Les mandats et responsabilités des décideurs et des autorités compétentes pour autoriser, surveiller et faire appliquer les réglementations environnementales, sociale, de santé et de sécurité au travail dans le secteur pétrolier et gazier;

    - La coordination entre les activités du pétrole et du gaz, la gestion de l'environnèrent et des ressources naturelles, la santé et la sécurité au travail et les institutions d'intervention d'urgence; dépenses du secteur et des institutions environnementales pour la réglementation environnementale et sociale, et son application dans le secteur

    - L'adéquation du système d'EIE au Sénégal, et identification des lacunes potentielles dans l'autorisation environnementale, l'examen de l'EIE et le suivi de l'application de l'EIE;

    - La capacité des institutions aux niveaux central et local à résoudre les controverses entre les activités pétrolières et gazières dans les sites offshore et onshore et les pêcheurs ainsi que les propriétaires fonciers et / ou les utilisateurs des terres. Cela devrait également prendre en compte d'éventuelles

controverses impliquant des personnes ayant un attachement collectif à la terre; et

- Les mécanismes (le cas échéant) pour la distribution sociale des avantages aux personnes affectées, et faire des recommandations pour les améliorer.

- Évaluer la capacité organisationnelle et institutionnelle des parties prenantes (y compris les communautés locales) et des populations vulnérables affectées par les activités dans le secteur pétrolier et gazier;

- Évaluer - sur la base des études d'impact sur l'environnement et des études dc cas existantes, des entretiens approfondis avec les principales parties prenantes individuelles et de l'expérience du secteur pétrolier international - l'adéquation des cadres juridiques et institutionnels existants et la capacité des institutions gouvernementales concernées par le secteur pétrolier et gazier et les organisations non gouvernementales aux niveau national et communautaire pour faire face aux potentiels du développement du pétrole et du gaz.

- Le consultant mènera une série de consultations sur le premier rapport intermédiaire dans le cadre d'ateliers nationaux. Les ateliers doivent servir à saisir les perceptions et les contributions des parties prenantes concernées sur les priorités sur la santé, la sécurité, l'environnement et le social liées au secteur du pétro le et du gaz, et sur les interventions ou politiques gouvernementales proposées correspondantes nécessaires pour y répondre. Le consultant doit s'assurer que les perceptions des parties prenantes vulnérables sont prises en compte el intégrées à l'analyse.

2.3 MISSION 3: IDENTIFICATION DES RISQUES LIES A LA SANTE, LA SECURITE, L'ENVIRONNEMENT ET LE SOCIAL

Dans cette phase, le consultant devra:

- Identifier et évaluer les conséquences et les risques environnementaux et sociaux, y compris les risques liés au changement climatique associés aux développements existants et aux plans d'investissement dans le secteur du pétrole et du gaz, ainsi que les risques et problèmes de sécurité et de santé communautaires et professionnels pertinents pour le secteur;

- Identifier et cartographier les zones géographiques qui seront incluses dans l'évaluation de base de l'EESS;

- Développer des critères pour hiérarchie les questions de santé, de sécurité, sur l'environnement et le social dans le contexte de Sénégal pour le secteur du pétrole et du gaz. Dans la mesure du possible, ces critères doivent permettre une quantification pour comparer objectivement et catégoriser les problèmes concurrents; Identifier et analyser les impacts et opportunités potentiels spécifiques au genre dans le secteur du pétrole et du gaz – y compris la manière dont les hommes et les femmes peuvent expérimenter différemment les risques et les avantages du secteur.

- Les questions stratégiques de santé, sécurité, environnemental et social suivantes, liées à l'augmentation des activités du secteur privé dans le secteur du pétrole et du gaz doivent être étudiées. Certaines ont été déjà présentées dans la section 2.1.4.1 et répétées dessous:

    - **Pétrole et gaz offshore**: effets des levées sismiques et des expositions aux énergies sonores sous-marine sur les zones biologiques d'importance; élimination des fluides de forage et des déblais de forage; dans les puis éprouvés, l'élimination de grandes quantités d'eau de formation produite; les impacts environnementaux et sociaux associés à la construction et à l'exploitation des installations de soutien côtières telles que les ports, les routes d'accès, les installations de traitement, l'élimination des déchets en mer, l'incinération des déchets en mer; impacts directs et indirects sur la pêche (industrielle et artisanale); les conséquences sur les habitats marins et les fonctions écologiques de (i) l'augmentation de la turbidité de l'eau résultant de la perturbation des sédiment benthiques, et (ii) des déversements accidentels; effets sur le paysage, le tourisme, les communautés de pêcheurs et les valeurs Commerciales du littoral touché.

    - **Pétrole et gaz onshore**: principales sources de risques potentiels: installations qui entrainent des demandes accrues de conversion des terres, émissions potentielles de GES liées à la conversion de l' utilisation des terres, demande accrue d'eau et d'eau potable, perte de biodiversité; transformation des écosystèmes naturels et perte conséquente de services environnementaux associés à ces écosystèmes; augmentation des GES face à une éventuelle déforestation des écosystèmes forestiers; augmentation de la consommation et de la contamination de l'eau; conflits sociaux éventuels sur l'accès aux ressources locales; sécurité des communautés; routes d'accès et infrastructures associées au défrichement de sites, perte de biodiversité, fragmentation des habitats, réinstallation et perte de moyens de subsistance, sécurité des communautés; Installations d'usines de traitement et développement des installations pétrochimiques associées (rejet de contaminants; pollution de l'air et de l'eau; impacts des déversements accidentels; sécurité des collectivités);

    - En ce qui concerne la préparation aux déversements d'hydrocarbures, les interventions d'urgence et la gestion des crises, identifier les agences gouvernementales existantes au Sénégal ayant ces responsabilités (mandats, rôles et responsabilités définis), et la capacité intégrée existante (ou le manque de celle-ci) pour la planification d'urgence et la réponse aux événements du secteur pétrolier et gazier;

    - Examiner les impacts potentiels sur les habitats naturels importants, les fonctions écologiques qu'ils remplissent, le degré de menaces pesant sur les sites et les priorités de conservation. Envisager les perturbations des voies de migration de la faune et les habitats en raison de la pollution sonore, du trafic et des clôtures; les déversements d'hydrocarbures sur les sites de forage terrestres et extracôtiers; les changements du paysage; l'érosion des plateformes de puits

et des routes; brume, produits chimiques toxiques et pollution de l'air et de l'eau par la poussière; les gaz à effet de serre ; torchage de gaz et effets de la pollution Lumineuse sur les écosystèmes de la faune.

- Tenir compte des impacts potentiels cumulatifs/ synergiques/ secondaires, des impacts induits ainsi que des impacts des développements individuels dans le secteur du pétrole et du gaz à court, moyen et long terme;
- Fournir un résumé des impacts potentiels stratégiques des développements actuels et proposés dans le secteur du pétrole et du gaz, sur les services écosystémiques et les composantes environnementales et sociales valorisées identifiées, y compris:
    - Les services d'approvisionnement, qui sont les produits que les gens obtiennent des écosystèmes;
    - Services de régulation, qui sont les avantages que les gens tirent de la régulation des processus écosystémiques tels que le contrôle des crues et la régulation du climat;
    - Les services culturels, qui sont des avantages non matériels que les gens tirent des écosystèmes tels que les avantages récréatifs, esthétiques et spirituels; et
    - Services de soutien, qui sont des processus naturels qui maintiennent d'autres services, y compris le cycle des nutriments et la photosynthèse qui soutiennent les trois catégories ci-dessus.

2.4 MISSION 4: ATTENUATION ET SURVEILLANCE

Le consultant identifiera les mesures d'atténuation potentielles et les exigences de surveillance pour chaque impact stratégique potentiel. Ces mesures d'atténuation des impacts stratégiques dans le secteur des Hydrocarbures peuvent inclure, entre autres:

- Mise en œuvre d'une législation appropriée, y compris des normes légales de rejet environnemental pour les émissions dans l'air, l'eau et le sol;
- Mise en place de mécanismes de participation du public;
- Organisation institutionnelle révisée, rationalisation et clarification de la responsabilité environnementale;
- Création de nouvelles agences gouvernementales ct / ou renforcement d'agences gouvernementales spécifiques;
- Examen des mécanismes d'autorisation environnementale et sociale;
- Application des meilleures pratiques internationales en matière d'environnement, de social, de santé et de sécurité, et de normes opérationnelles pour le secteur;
- Création d'aires protégées ou de zones d'exclusion (zones tampons);
- Création de mécanismes de répartition sociale des bénéfices, redevances, etc.;

- Des indicateurs spécifiques peuvent être sélectionnés pour permettre le suivi de l'efficacité des mesures d'atténuation proposées. L'indicateur peut être simple ou combiné (indice complexe) comme des indices établis, par ex. représentant la réduction de la pauvreté, les espèces d'oiseaux migrateurs, la qualité de l'eau, etc.

2.5 MISSION 5: FORMULATION DE RECOMMANDATIONS

Sur la base de l'analyse et de l'engagement des parties prenantes menées au cours des phases précédentes, le consultant identifiera les changements ou ajouts nécessaires aux politiques, lois, règlements et lignes directrices pour combler les lacunes identifiées. L'EESS envisagera différentes manières de combler ces lacunes en tenant compte du contexte sénégalais et proposera une matrice politique, législative et règlementaire comprenant des recommandations et un plan d'action pour leur mise en œuvre et leur suivi. Les priorités pourraient être structurées en termes immédiats, à court terme (1 à 2 ans) et à moyen terme (3 à 5 ans), y compris l'estimation des coûts du plan d'action.

Les objectifs du plan d'action EESS sont les suivants:

- Présenter une série de recommandations découlant des principales conclusions de l'EESS, y compris besoins de renforcement des capacités des autorités compétentes de l'administration publique;
- Les changements ou des ajouts à la structure institutionnelle et aux nonnes environnementales et sociales existantes au Sénégal pour le secteur du pétrole et du gaz;
- Les problèmes techniques tels que:
    - Identification des installations et projets associés au cours des différentes phases de développement des activités pétrolières et gazières typiques (ex. sismique, forage d'exploration, évaluation, développement et construction, production, transport, commercialisation, démantèlement);
    - Identification et gestion des impacts et effets cumulatifs/ synergiques ! secondaires;
    - Analyses alternatives (ex. localisation, technologie, gestion, optimisation);
    - Screening des projets potentiels de réinstallation involontaire; Dépistages des impacts sur les groupes vulnérables et autres communautés locales, et actions pour renforcer la résolution des conflits;
    - Développement de plans de gestion environnementale et sociale exploitables qui peuvent être opérationnalisés (y compris des indicateurs quantitatifs à mesurer objectivement).
- Suggérer un calendrier prioritaire pour la mise en œuvre des recommandations;
- Identifier l'agence gouvernementale de la mise en œuvre;

- Fournir certains coûts préliminaires qui devront être confirmés et ajustés par les autorités gouvernementales compétentes; Fournir aux parties prenantes des opportunités suffisantes de suivi et de suivi de la mise en œuvre des mesures prioritaires pour protéger la composante environnementale et sociale valorisée et les services écosystémiques stratégiques à la lumière du développement du secteur du pétrole et du gaz.

2.5.1 Rédaction du Rapport de l'EESS

La rapport final d'EESS aura le suivant comme contenu minimum:

- Table des matières;
- Liste des Sigles et Acronymes;
- Résumé exécutif en français et en anglais;
- Brève description du contenu conceptuel du projet (points d'analyse de l'énoncé, l'aperçu des options stratégiques) et des projets/programmes potentiels qui s'y rapportent;
- Méthodologie adoptée pour l'EESS;
- Situation environnementale, socioéconomique et culturelle de la zone d'études;
- Zone d'influence des activités petro-gazières et situation environnementale, socioéconomique et culturelle;
- Analyse de la problématique environnementale et sociale et des objectifs de développement durable;
- Cadre politique, économique, juridique et institutionnel relatif au secteur pétrolier, en matière d'environnement et un aperçu des politiques de sauvegarde environnementales et sociales déclenchées, ainsi qu'une analyse des conditions requises par les différentes politiques;
- Identification et analyse des contraintes/incidences et risques environnementaux (y compris technologiques) et sociaux (directs, indirects et cumulatifs) potentiels associés aux investissements prévus et leurs mesures de gestion;
- Analyse des options stratégiques durables;
- Définition de mesures préventives et d'une stratégie de gestion environnementale et sociale durable des investissements du SDAD;
- Proposition de mesures d'atténuation, compensation et bonification des impacts potentiels identifiés;
- Recommandations;
- Plan de suivi environnemental et social réaliste et économiquement efficace destiné à alléger ou éviter les impacts négatifs identifiés y compris quelques indicateurs clés et

les rôles et responsabilités, indicateurs types, simples et mesurables, un programme de suivi-évaluation et les parties responsables de la mise en œuvre de ce plan;

- Proposition d'un programme de renforcement institutionnel, d'identification des ressources humaines et des besoins en formation, si nécessaire;
- Résumé des consultations des parties prenantes de l'EESS dans la ville de Dabou et/ou au besoin, dans ses environs;
- Conclusion;
- Références bibliographiques;
- Annexes:
    - Détail des consultations des parties prenantes de l'EESS, incluant la structure/personne consultée, dates, listes de participants, problèmes soulevés, et réponses données et PV des consultations, etc.;
    - TDR de l'EESS; et
    - Autres.

2.5.2 Consultation Finales, Examens et Approbation

Le consultant combinera les rapports intermédiaires, les éléments clés du rapport de cadrage et l'ensemble des commentaires reçus du département en charge du pétrole et du gaz, d'autres parties prenantes concernées et de la Banque Mondiale dans un rapport provisoire. Ce rapport provisoire doit être diffusé par le département.

Le consultant présentera le rapport provisoire lors des ateliers: Au total 6 ateliers techniques de validation des livrables de l'EESS suivis de 7 séances d'audiences publiques au niveau des régions concernées (Dakar, Thiès, Louga, Saint-Louis, Fatick, Kaolack, Ziguinchor) qui seront organisées pour discuter les résultats de l'EESS durant le cours de l'établissement des projets de Directives dans des lieux à convenir avec le Client. Ces séances seront organisées pour le livrable 2 ainsi que pour le rapport provisoire de l'EESS.

L'objectif principal des ateliers est d'obtenir les commentaires des parties prenantes sur l'EESS.

L'organisation de ces ateliers dépendra de l'évolution de la situation sanitaire, et des ateliers par vidéo-conférence pourraient être organisées si les restrictions de déplacements empêchent l'organisation d'ateliers physiques mais tout changement devrait obtenir l'accord du Client.

A la suite des ateliers, le consultant révisera le rapport provisoire en fonction des contributions des parties prenantes, documentera les consultations et leurs résultats dans le rapport, et soumettra un rapport final au Client pour examen et approbation. Le Consultant enverra aussi une copie de ce rapport à la Banque Mondiale pour commentaires et observations.

Le consultant préparera le rapport final, intégrant les révisions suggérées par le Client et la banque Mondiale.

Le consultant peut être appelé à participer à des discussions de suivi nécessaires pour diffuser et expliquer davantage les conclusions et recommandations de l'EESS, en particulier au gouvernement sénégalais, à ses institutions et à la Banque Mondiale.

2.6 MISSION 6: PLAN DE FORMATION- RENFORCEMENT DES CAPACITES DES ACTEURS

Pendant toutes les missions détaillées ci-dessus (1 à 5), le consultant est censé de soutenir les efforts de renforcement des capacités des parties prenantes, y compris les responsables du Gouvernement et les collectivités locales, à travers des formations dans la gestion durable du secteur du pétrole et du gaz.

Le renforcement des capacités des acteurs est un défi, comme le stipule l'article 53 du code pétrolier de 1998 qui dispose « les titulaires de conventions ou de contrats de services ainsi que les entreprises travaillant pour leur compte doivent […] contribuer à la formation professionnelle des cadres et techniciens sénégalais suivant les stipulations de la convention ou du contrat de services applicable, lequel doit prévoir l'établissement d'un programme annuel de formation».

- Faire de l'éducation une priorité nationale en ciblant chaque niveau de l'enseignement, à partir du primaire jusqu'au supérieur, selon des modalités adaptées aux besoins locaux et nationaux;
- Veiller à ce que l'infrastructure matérielle et les ressources humaines qui fournissent les effectifs et les services nécessaires aux établissements d'enseignement soient en place et améliorées au fil du temps, grâce aux efforts de tous les acteurs, notamment des titulaires de permis;
- Faire un recrutement prioritaire des compétences locales (un ratio obligatoire pourrait être fixé), la formation et le renforcement des capacités des ressources humaines et leur emploi sur chaque niveau de la chaine pétrolière et gazière;
- Réglementer la diffusion de l'information: la production de données actualisées de référence et d'autres informations à des fins de planification nationale, et la diffusion de ces informations auprès des personnes, communautés et autres acteurs de la société civile bénéficiant des conditions égales d'accès, afin de veiller à ce que les consultations entre les différentes parties puissent se dérouler sur un pied d'égalité;
- Publier le Plan de Gestion Environnementale dans des formes accessibles aux différents acteurs, afin de permettre le suivi; et
- Faire en sorte que tous les éléments du programme de préparation aux situations d'urgence devront reposer sur la consultation et la coopération constantes avec les acteurs locaux et les pouvoirs publics.

3. LE CADRAGE DE L'EESS

3.1 CHAMP GEOGRAPHIQUE

Le champ géographique sera délimité par les différents blocs indiqués dans la Figure 1-1. Il inclura la zone d'influence relative à chaque impact comme décrit dans la section 3.3.

3.2 CHAMP THEMATIQUE

Le champ thématique de l'EESS va être inclure en principe les activités upstream et midstream (aval et transport des hydrocarbures) reliés aux activités petro-gazières prévues dans le plan de développement pétro-gazier.

Parmi ces activités, les impacts sur les milieux et secteurs suivant vont être étudiés:

- Protection des écosystèmes- milieux marins et terrestres;
- Protection des écosystèmes- environnement côtier;
- Protection des écosystèmes- Air;
- Changement climatique;
- Environnement acoustique;
- Déchets;
- Exposition aux catastrophes naturelles;
- Pressions environnementales transfrontalières;
- Gouvernance environnementale;
- Conditions sociales;
- Education;
- Patrimoine culturel;
- Santé
- Crime;
- Paysages et agrément visuel;
- Economie générale;
- Energie;
- Pêche;
- Agriculture;
- Tourisme;

- Infrastructure; et
- Industrie.

3.3 ZONE D'INFLUENCE

Les zones d'influences qui vont être inclues dans l'étude vont être liées directement aux milieux et secteur qui sont listés dans la section 3.2 et aux activités inclus dans l'étude. Par exemple, cela peut s'agir de l'ampleur du bruit sous-marin qui sera généré pendant les activités de forage proches de certains milieux marins. La zone impactée par ces bruits dans les milieux marins sera la zone d'influence spécifique à cet impact.

3.4 ACTIVITES EVALUEES DANS LE CADRE DE L'EESS

La réunion de démarrage a permis de cibler les grandes orientations du développement du secteur pétro-gazier au Sénégal:

- Activités d'exploration et de production offshore;
- Activités d'exploration et de production onshore;
- L'infrastructure relative aux activités listés au-dessus .

La liste des activités finale sera élaborée avec le client après avoir rédigé la version finale de la note de cadrage qui va inclure les commentaires reçus. Pour le moment, les activités peuvent inclure ceux qui sont listés dans le Tableau 1-1.

3.5 SCENARIOS ET ALTERNATIVES

L'étude va évaluer plusieurs scénarios et alternatives pour les activités liées au DPG.

Les scénarios sont des descriptions de la façon dont l'avenir pourrait se dérouler. Ils servent d'outil pour aller au-delà de nos attentes étroites de l'avenir. Chaque scénario est une histoire logique d'un avenir possible. Le but des scénarios n'est pas de prédire l'avenir mais de développer des stratégies robustes de gestion pour différents cas de figure

Le secteur pétrolier et gazier dépend d'un grand nombre d'incertitudes comme illustré dans la Figure 3-1.

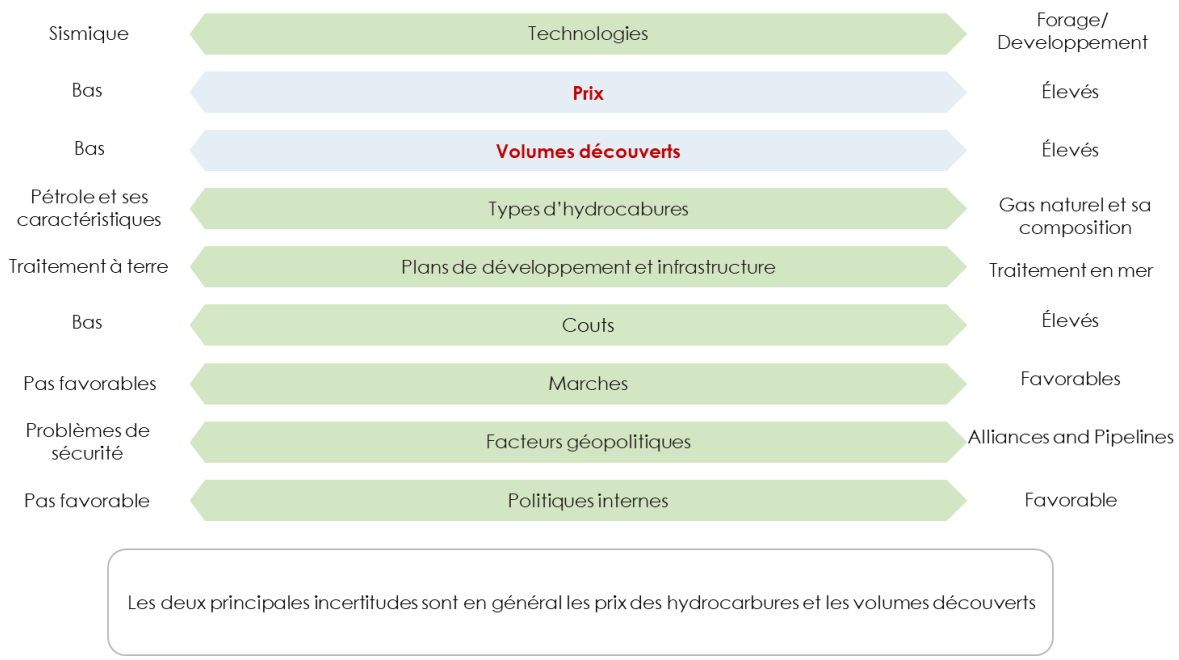


Figure 3-1 Les Incertitudes Liés au Secteur Pétrolier et Gazier

On a les suivants comme exemples de scénario pour le secteur:

- Scenario 0: Pas de développement additionnel du secteur pétro-gazier
- Scenario 1: Pas de découvertes commerciales au-delà de ceux découverts déjà (seuls champs d'exploration)
- Scenario 2: Faible taux de production (eg. 0.2 tcf/an)
- Scenario 3: Taux de production élevé (eg. 1.1 tcf/an)

Les scénarios vont à leur tour déterminer plusieurs alternatives pour le secteur, par exemple:

- Une seule plate-forme de forage par rapport à plusieurs plates-formes de forage fonctionnant à tout moment;
- Options de développement (biais onshore vs biais off-shore);
- Politique Zéro-décharge en mer vs décharges autorisées;
- Politique d'exportation des déchets par rapport à la politique de gestion des déchets dans le pays;
- Alternatives liées aux technologies dans toutes les phases;
- Alternatives d'emplacement;
- Options d'exportation, y compris les pipelines d'exportation et l'infrastructure GNL; et
- Offshore **et** onshore ou seulement offshore?

4. LISTE RECAPITULATIVE DES BESOINS EN FORMATION ET RENFORCEMENTS DES CAPACITES

Suite au développement du plan directeur et à la réunion de lancement des parties prenantes (PP), et pour être conforme à la stratégie 2021-2025 et Plan de Communication Triennal du Sénégal dans le Secteur du Pétrole et du Gaz, les besoins en formation et renforcement des capacités sont cités ci-dessous:

- Renforcement des capacités d'obtention de Manuel de Mise en œuvre (MMO) environnementaux à bord des plateformes offshore et onshore;
- Renforcement et approfondissement des études et des recherches scientifiques pour identifier les écosystèmes et les habitats naturels qui pourront être affecter par le secteur (exemple: les mangroves, les coraux, les canyons, les nurseries, les couloirs de migration des espèces) ;
- Renforcement des capacités en formation Bosuet Huet pour les missions de suivi offshore et onshore (procès-verbal de la réunion de démarrage);
- Renforcement de la participation du secteur privé en assurant une bonne documentation et une implication adéquate à toutes les activités de communication prévues, trainings et leur formation adéquate sur la réglementation et les opportunités de ce secteur nouveau pour les entrepreneurs sénégalais;
- Exigence d'une étude d'audit environnemental de tout site pétrolier ;
- Renforcement des capacités de communication digitale des PP internes;
- Développement de compétences par la mobilisation et la formation d'experts;
- Renforcer les capacités en techniques de communication d'engagement d'acteurs et de mobilisation;
- Consolider les compétences en management stratégique de la communication (formaliser la documentation des processus de Communication; concevoir des mécanismes de suivi et d'évaluation des effets de la communication.);
- Développer les capacités de communication interne et d'engagement des parties prenantes internes;
- Développer des capacités de communication digitale pour les acteurs du secteur du pétrole et du gaz;
- Améliorer la maîtrise de la prise de parole en public dans les débats et dans les médias;
- Développer des capacités de gestion d'une communication de crise (Ministere du Petrole et des Energies; Luqman West Africa; Afrique Communication, 2021).

Des besoins additionnels de renforcement en capacité seront évalués durant l'EESS.

5. LA PLANIFICATION DES TRAVAUX

5.1 LES LIVRABLES ATTENDUS

Tableau 5-1 présente les livrables attendus avec le délai de livraison tenant compte de la date de notification du contrat étant le 22 juillet 2022.

Tableau 5-1 Les Livrables Attendue et leur Délai de Livraison

Livrable	Contenu	Délai de Livraison
Rapport de Cadrage de Démarrage avec le Plan de Travail Définitif	La note de Cadrage au démarrage de l'étude, contenant la compréhension de la mission, la planification du travail et des rencontres, la démarche à entreprendre, les outils de collecte et d'analyse des données, le périmètre du projet. Une liste récapitulative des besoins en formation, renforcement des capacités des membres du Comité technique national pour la mise en œuvre adéquate des résultats de l'EESS sera proposée. A ce stade, une liste des parties prenantes concernées par l'EESS sera rédigée avec une description de leur niveau d'implication, elle sera approuvée par le Comité	22 Août 2022
Premier Rapport Intermédiaire	Un premier rapport intermédiaire portant sur la situation de référence environnementale et sociale ainsi qu'une description du cadre juridique et institutionnel et l'évaluation des capacités	22 Décembre 2022
Second Rapport Intermédiaire	Un second rapport intermédiaire portant sur le résumé stratégique et technique des propositions de modèles de développement offshore et onshore (des activités pétrolières type et une identification des risques et effets liés sur la santé, la sécurité, l'environnement et le social	22 Mars 2023
Troisième Rapport Intermédiaire	Un troisième rapport intermédiaire portant sur les mesures d'atténuations, de compensation et de suivi-surveillance. Il comportera également les recommandations sous forme de plan d'actions et une proposition de Directives	22 Mai 2023

Livrable	Contenu	Délai de Livraison
	techniques opérationnelles qui seront incluses dans le futur PCGES Offshore et Onshore. Ce résumé stratégique et technique constituera une étape clé pour le projet et fera l'objet d'une concertation approfondie avec les parties prenantes et d'une approbation formelle	
Rapport Provisoire d'EESS	Le rapport sera accompagné d'un plan cadre de gestion environnementale et sociale comportant un volet Offshore et un volet Onshore ainsi qu'un mécanisme de gestion des plaintes MGP	22 Juin 2023
Le Rapport Final d'EESS Comportant le Plan Cadre de Gestion Environnementale et Sociale	Le rapport final d'EESS comportant le PCGES Offshore et Onshore reprenant et finalisant le rapport provisoire et intégrant les résultats des consultations publiques, les observations et recommandations du Comité technique suite au rapport provisoire, annexé des TDR et de tout autre document jugé pertinent.	22 Juillet 2023

5.2 LE CALENDRIER DES TRAVAUX

Le calendrier des travaux est présenté sous forme de schéma Gantt en Annex 3.

6. REFERENCES

Centre des Hautes Etudes de Defense et de Sécurité. (2021). *Exploitation pétrolière et gazière au Sénégal: Enjeux et défis.* Retrieved from https://cheds.gouv.sn/wp-content/uploads/2021/05/NA_Exploitation-petroliere-et-gaziere-au-Senegal_Enjeux-et-defis.pdf

ELARD. (2022, June 14). Réunion de cadrage et de démarrage de l' évaluation environnementale stratégique du secteur pétro-gazier offshore et onshore.

ELARD; HPR ANKH Consultants; Envirotech Consulting. (2022). Procès Verbal de la Réunion de Cadrage et de Démarrage. Dakar, Senegal.

Ministère de l'Environnement et du Développement Durable. (2015). *Contribution Prevue Determinee au Niveau National (CPDN)*. Retrieved August 22, 2022, from https://www.ctc-n.org/sites/www.ctc-n.org/files/UNFCCC_docs/cpdn_-_senegal.pdf

Ministere du Petrole et des Energies; Luqman West Africa; Afrique Communication. (2021). *Stratégie 2021-2025 et plan de communication triennal du Sénégal dans le secteur du Pétrole et du Gaz.* Retrieved August 22, 2022

Ministère du Petrole et des Energies; Luqman West Africa; Afrique Communication. (2021). *Stratégie 2021-2025 et plan de communication triennal du Sénégal dans le secteur du Pétrole et du Gaz.* Retrieved August 22, 2022

Natural Resource Governance Institute. (2021). *Opportunities and Challenges for Senegal in Oil and Gas Production: Lessons LEarned from Other New Producers.* Retrieved August 22, 2022, from https://resourcegovernance.org/sites/default/files/documents/opportunities_and_challenges_for_senegal_in_oil_and_gas_production.pdf

Petrosen. (2019). *Historique de l'Exploration Pétrolière au Sénégal*. Retrieved August 22, 2022, from https://www.petrosen.sn/index.php/historique/

PWC, QED Consulting, Channoil, SLR. (2022). *Elaboration d'un Plan Directeur pour le Développement du Secteur Pétrolier et Gazier au Sénégal.* Retrieved August 6, 2022

Total EP; Tropica Environmental Consultants; Artelia. (2018). *Forage d'exploration pétrolière sur le Bloc Rufisque Offshore Profond- Etude d'Impact Environnemental et Social.*

Woodside; Earth Systems; Xodus Group. (n.d.). *Développement du Champ SNE Phase 1- Etude d'Impact Environnemental et Social.* Retrieved August 22, 2022

ANNEXES

ANNEXE 1: PROCES VERBAL DE LA REUNION DE CADRAGE

REPUBLIQUE DU SENEGAL
Un Peuple - Un But - Une Foi

MINISTERE DE L'ENVIRONNEMENT, DU DEVELOPPEMENT DURABLE ET DE LA TRANSITION ECOLOGIQUE

MINISTERE DU PETROLE ET DES ENERGIES

DIRECTION DE L'ENVIRONNEMENT ET DES ETABLISSEMENTS CLASSES

DIRECTION DES HYDROCARBURES

GES-PETROGAZ

EVALUATION ENVIRONNEMENTALE ET SOCIALE STRATEGIQUE (EESS) DU SECTEUR PETROLIER ET GAZIER DU SENEGAL
PROCES VERBAL DE LA REUNION DU CADRAGE
LE 14 JUIN 2022

1. Introduction

Le mardi 14 juin 2022 s'est tenue la réunion de cadrage de l'étude d'évaluation environnementale stratégique (EES) du secteur pétro-gazier du Sénégal (Offshore et Onshore) pour le Ministère de l'Environnement et du Développement durable (MEDD). La réunion s'est tenue en présence des membres du Groupe de Travail interministériel (GTI) ainsi que les consultants du groupement ELARD / HPR ANKH Consultants / ENVIROTECH Consulting.

Outre les discussions sur le contenu des termes de références de cette importante étude, cette rencontre a également eu pour objectifs de permettre aux membres du comité technique et autres parties prenantes clés d'échanger sur les orientations méthodologiques et l'approche de travail proposées par l'équipe de consultant.

Pour rappel, l'EESS sera élaborée par le groupement de cabinet Elard, Envirotech consulting et HPR Hankh consulting, qui est le Bureau d'étude agréé par le Ministère de l'Environnement et du Développement durable (MEDD), pour la réalisation des évaluations environnementales au Sénégal.

La réunion est présidée par M. Papa Samba BA, Directeur des hydrocarbures et modérée par M. Cheikh FOFANA, Directeur Adjoint de l'Environnement et des Etablissements Classées (DEEC) qui ont, tour à tour, prononcé leurs mots de bienvenue.

En plus des membres du comité technique national, la réunion a enregistré la participation d'opérateur pétrolier (Woodside), d'ONG (ENDA LEAD), de centres de recherche et universitaire (CERES-LOCUSTOX, CSE ISE etc) (*cf. Liste de présence).*

2. Présence

Au de la réunion (total 35 personnes ont participé voir liste de présence en Annexe 1), représentant les entités suivantes :

- CNEE
- Commission néerlandaise pour l'évaluation environnementale
- GES-Petrogas
- Enda Lead
- Petrosen exp
- DEEC
- CGHE
- HASS MAR
- CQHSE/PAD
- CSE
- CERES

- CGQA
- DEIE
- PRCM
- ANAM
- MEDD
- MPE/DH
- CN/ITTE
- Woodside Energy
- MPEM
- MINT
- PRCM
- HPR ANKH
- Envirotech consulting
- ELARD

3. Agenda

L'agenda de la réunion se trouve ci-dessous. Les présentations sont disponibles en Annexe 2.

Horaires	Activités	Responsable
09h-09h15	**Accueil des participants**	
9h-15 9h 20	**Mot de bienvenue du Directeur des Hydrocarbures**	D H
9h 20-9h 25	**Allocution du Directeur Adjoint de l'Environnement et des Etablissements Classés**	D.A DEEC
09h25- 09h30	**Mot du représentant CNEE**	
09h30-09h45	**Présentation des participants**	
9h 45- 9h 50	**Présentation de l'Agenda**	
9h50 – 10h05	**Présentation des grandes orientations du schéma directeur pétrole et gaz du Sénégal**	DH

10h 05-10h20	**Présentation du cadre juridique applicable au secteur pétrolier et gazier**	DEEC
10h20- 10h30	**Discussions/échanges**	
10h30-10h45	**Pause-Café**	
10h45-11h	**Stratégie de communication et perception de la population du secteur**	ITIE
11h-11h15	**Rappel des attentes contenues dans les TDR de l'EESS**	DEEC
11h15- 11h45 **11h45- 12h10** **12h10-12h40**	**Présentation du groupement** **Compréhension des TDR de l'EES** **Enjeux environnementaux et sociaux** **Méthodologie et Plan de travail**	Consultants
12h40-13h	**Discussions/Echanges**	
13h-13h10	**Etudes et données disponibles et pertinentes pour l'EESS**	CTN
13h10-13h40 **13h40-14h**	**Stratégie de consultation du Public proposée** **Discussions/Prochaines Etapes** **Clôture** **Pause Déjeuner**	Consultants

4. Déroulement de la réunion

Présidant la séance, Monsieur le Directeur des hydrocarbures a rappelé l'objectif global de cette importante étude stratégique avant de donner la parole à chaque participant pour les présentations d'usage où chacun a également décliné ses attentes.

Ainsi, les principales attentes formulées tournent autour des points suivants :

- Promouvoir une synergie entre les différents acteurs pour une prise en charge globale des préoccupations du secteur pétro-gazier ;
- Mettre en place un plan de suivi des différentes activités liées à l'EESS ;
- Relever le défi d'une gestion saine, durable et pacifique des ressources pétro-gazières ;
- Promouvoir une transparence environnementale ;
- Réussir la cohabitation pacifique entre les différents acteurs potentiellement impactés par les activités d'hydrocarbures (pêche, tourisme, biodiversité…) ;
- Promouvoir l'adoption d'outils performants d'aide à la gestion des pollutions ;
- Mettre en place un dispositif de prévention et de règlement des conflits que peuvent générer cette exploitation du pétrole ;
- Elaborer des normes qui tiennent compte de la protection de la biodiversité marine et côtière, des écosystèmes marins, côtiers et terrestres ;
- Promouvoir des mécanismes de compensation et de dédommagement des acteurs subissant des pertes suite à cette exploitation ;
- En cas de déplacement de populations, mettre en œuvre un PAR.

A la suite de ces interventions, une présentation des grandes orientations du schéma directeur a été faite par M. Yakhya BADIANE de la DH. Cette présentation donne un aperçu global du secteur ainsi que les perspectives.

En effet, Mr Badiane est revenu sur le potentiel du bassin sédimentaire, la présentation du champ gazier de GTA et du bloc Sangomar sans oublier les grandes orientations du schéma directeur pétrole et gaz du Sénégal.

Faisant le point sur le cadre juridique et la gouvernance environnementale du secteur pétro-gazier, M. DAKONO de la DEEC a revisité les textes de lois, les règlements, les conventions internationales et bonnes pratiques pertinentes appliquées au secteur pétrolier et gazier avant de donner la parole à M. PAYE de l'ITIE qui a présenté la stratégie de communication de l'ITIE avec un accent particulier sur la perception des sénégalais envers le secteur pétrolier.

Cette perception se résume par les difficultés d'accès à l'information et l'insuffisance ou parfois la non-adéquation des stratégies de communication des acteurs publics du secteur.

A la suite de ces exposés introductifs, la parole a été donnée au chef de mission du groupement de consultants pour dérouler leurs présentations. Dans son exposé, le chef de mission est revenu sur les points ci-après :

- *Présentation du groupement de cabinet des consultants ;*
- *Compréhension des TdR de L'EESS déclinée en 6 taches ;*
- *Enjeux environnementaux et sociaux ;*
- *Méthodologie et plan de travail ;*
- *Stratégie de consultation du public proposée ;*
- *Conclusion et prochaines étapes.*

Après la présentation du Consultant, une liste d'intervenants a été ouverte pour recueillir les observations, questions et discussions des participants.

5. Observations et questions

Un résumé des questions soulevées suite à chaque présentation est présenté ci-dessous :

- Quels sont les moyens de communications qui vont être utilisés pour sensibiliser la population ?
- Est-ce qu'il sera prévu des normes sécuritaires ?
- Est-ce que la convention d'Abidjan est adaptée par notre pays ?
- Quel sera le périmètre d'intervention de l'étude ?
- Comment se passera la consultation publique ?
- Est-ce que la situation de référence des fonds marins est disponible et à jour ?
- Quelle nomenclature donner à ces nouvelles installations ?
- Pourquoi faire l'EESS maintenant alors qu'il y'a des études d'impact déjà réalisées ?
- Est-ce que le traitement des déchets est à la charge de Woodside ?
- Y'aurait-il des possibilités de pré-lecture des rapports par les opérateurs pétroliers avant les séances de consultation publique et de validation ?
- Quels sont les impacts environnementaux et sociaux qui peuvent résulter des activités d'exploration et de production pétrolières et gazières on shore et offshore ?
- Est-ce que vous avez bien cerné le processus afin de pouvoir évaluer les conséquences environnementales d'une telle étude ?
- Quelles sont les considérations économiques et sociales d'un tel projet ?
- Quels sont les champs d'application de l'étude ?
- Est-ce que les études sont en cohérence avec les autres plans stratégiques des secteurs pertinents ?
- Quel est l'état de référence du milieu récepteur du projet ?

- Est-ce que les entreprises qui travaillent dans le secteur du pétrole présentent périodiquement leur bulletin de sécurité ?

6. Discussions et réponses

Suite à chaque présentation, des questions ont été soulevées par les participants et plusieurs discussions se sont déroulées. Un résumé des discussions tenues est présenté ci-dessous:

- L'EESS devrait permettre d'orienter le secteur petro gazier de façon à éviter les problèmes sociaux, éviter les impacts sur les écosystèmes et appuyer une exploitation durable du secteur

- Le besoin de préparer une EESS pour le secteur fut soulevé durant la conférence nationale de développement durable en 2017 ; malgré les retards relatifs pour lancer l'étude, elle reste pertinente pour orienter le secteur dans une logique de développement durable

- Parmi les impacts importants dans le secteur sont les fuites et accidents majeurs, les émissions atmosphériques et les impacts sur les écosystèmes

- L'EESS devra proposer un cadre stratégique de développement du secteur avec la délimitation des zones à éviter du à leur importance écologique, l'évaluation des impacts cumulatifs, la prise en considération des aspects de santé et de sécurité, et le développement d'un cadre pour les compensations, lorsqu'elles sont nécessaires

- L'EESS devra être préparée dans un cadre dynamique inclusif et participatif et avec la recherche de synergies parmi les différentes parties prenantes

- Le représentant de la Commission néerlandaise pour l'évaluation environnementale a mis l'accent sur le besoin de respecter trois paramètres fondamentaux durant la préparation de l'EESS : la procédure, le processus et le contenu ; l'EESS doit être en accord avec le protocole de Kiev, les normes Environnementales et Sociales de la Banque Mondiale et les normes nationales

- Une attention particulière aux impacts potentiels sur les secteurs de la pêche et du tourisme doit être prise en compte ; un accent particulier a été mis sur le besoin d'intensifier la communication avec les différentes parties prenantes et le groupes qui pourraient être affectés par le secteur pétro-gazier ; il est important de préciser que le secteur de la pêche offre 600,000 emplois et celui du tourisme en offre 1 million ; ces secteurs doivent absolument être préservés et il fait pouvoir anticiper de potentiels conflits entre le secteur pétro-gazier et ces secteurs, et en particulier la pêche offshore ; au cas d'impacts, un cadre de compensation clair et juste doit être mis en place

- Il faut que l'EESS permette de mettre en place un cadre qui pour la cohabitation entre le secteur pétro-gazier et les secteurs de la pêche et du tourisme

- Une stratégie de communication doit être mise en place avec des outils pratiques de mise en œuvre tout en prenant en considération les conditions des différents segments de la population (langage, analphabétisme (qui touche 60% de la population), besoin de simplifier/vulgariser les messages, messages visuels, etc.)

- Il est fondamental d'établir un état de référence de qualité pour servir comme base pour l'évaluation stratégique ; il est important de bien identifier les sites vulnérables et de les avoir cartographiés afin de servir d'appui pour l'analyse

- Le consultant a confirmé que les états de référence seront établis et les cabinets s'engagent à rencontrer tous les services capables de fournir des données récentes pour avoir l'occasion de faire l'état des lieux avant et après exploitation

- Cet état de référence doit bien préciser les zones importantes de biodiversité marine, côtière et terrestre ainsi que les aires protégées ; cela aidera à identifier les espaces où les activités petro-gazières ne doivent pas avoir lieu

- Les opérateurs attendent être engages dans le processus de l'EESS et sont prêts à mettre en place les recommandations de l'étude une fois approuvée

- Les aspects transfrontaliers doivent être pris en considération et l'EESS devra proposer un cadre de coordination avec les pays potentiellement impactes par les activités petro-gazières du Sénégal

- L'EESS devra prendre en compte les services d'approvisionnement des écosystèmes

- Le secteur pétro-gazier est un secteur émetteur d'émissions atmosphériques ; il est important de mettre en place des conditions pour réduire l'impact du secteur sur la qualité de l'air ainsi que les émissions de Gaz à effet de serre (GES) (impactes sur le changement climatique). Il faut mettre l'accent sur la gestion, le contrôle des émissions du Sulfure d'hydrogène (S2h), des émissions de CO2, des NOX, des COV, du souffre SO2, pour réduire l'empreinte carbone de ces GES.

- Il faut renforcer les capacités d'obtention de MMO environnementaux à bord des plateformes offshore

- Il faut renforcer les capacités en formation Bosuet Huet pour les missions de suivi offshore

- Il faut établir la situation de référence dès le point de départ

- L'EESS devra contribuer à une évaluation des normes tout en prenant en compte le contexte local ; certaines normes utilisées dans d'autre pays ne peuvent pas être appliquées au Sénégal (eg. il faut prendre en compte les niveaux naturels de certains éléments et ne pas exiger des normes qui ne pourraient jamais être atteintes au Sénégal à cause de niveaux naturels déjà élevés) ; l'exemple des normes OSPAR appliquées aux zones tempérées a été donnée comme exemple ; la norme de Cadmium est très élevée tandis que le Sénégal observe des niveaux élevés naturellement ; le protocole de Barcelone pourrait être plus adapté aux conditions Sénégalaises. Il faut donc élaborer des normes qui tiennent compte des spécificités de nos écosystèmes et ne pas copier les normes utilisées dans d'autre pays.

- Il faut essayer d'impliquer tous les acteurs utiles à cette évaluation en mettant l'accent sur les moyens de communication avec les techniques de sensibilisation des différents acteurs.

- Il faut donner l'opportunité aux populations de participer activement à la consultation du public.

- Il faut intégrer l'ITIE et ENDA LEAD pour une meilleure communication et diffusion de l'information

- Mettre à disponibilité l'étude aux parties prenantes n'est pas suffisant ; il est important que l'étude soit aussi accessible ; il faut bâtir une stratégie de communication qui prenne en

considération l'accessibilité de 'information ; assurer la transparence de l'information environnementale est essentiel

- Pour la disponibilité des rapports, tout été mis en ligne et disponible pour tout le monde et pour la stratégie de communication il existe même des émissions radio sur Sud Fm qui parle du pétrole intitulée « Waxtane sunu pétrole » en langue nationale pour permettre à la population de mieux s'imprégner de ce qui se fait et comprendre les enjeux.

- Il faut que le cadre juridique et technique du secteur assure la sécurité des installations pétrolières

- Les grandes orientations du développement du secteur pétro-gazier sont basés sur :

    - Priorité pour le gas-to-power
    - Mettre en place un réseau de transmission et distribution
    - Export de GNL
    - Développement du secteur pétrochimique
    - Construction d'une nouvelle raffinerie (30,000 barils par jour)

- La portée de l'EESS prendra en compte les secteurs upstream et midstream et pas le secteur downstream

- Le cadre juridique existant met en place déjà plusieurs politiques environnementales et sociales :

    - Interdiction de déversement des rejets de forage dans le milieu marin
    - Principes de contenu local
    - Règlementation des dispersants
    - Gestions des rejets eaux usées et émissions atmosphériques

- L'EESS doit évaluer l'impact du secteur pétro-gazier sur la Contribution Déterminée Nationale (CDN) du Sénégal

- Le Protocol additionnel de la convention d'Abidjan doit être prise en considération dans l'analyse juridique ; ce Protocol est en processus de ratification par le Sénégal ; il est essentiel d'assurer la domestication de ce Protocol ; une étude est en cours et sera prise en considération dans l'EESS. On peut trouver déjà beaucoup de normes de la convention d'Abidjan intégrées dans le nouveau code pétrolier et gazier. Il y'a aussi la charte de Lomé qui a été ratifiée en février au Sénégal.

- DEEC a fait savoir qu'une réactualisation de la nomenclature et une mise à jour du guide méthodologique de l'étude de danger au niveau de la division des installations classées est en cours pour l'intégration et la prise en compte de ces nouvelles installations

- Il existe des normes de sécurité au Sénégal qui exigent la préparation d'études de danger ; il est important de revoir la législation du travail et sa pertinence au secteur pétro-gazier

- La stratégie de communication doit prendre en considération aussi la communication de crise ; il est aussi important que le secteur mette en place un mécanisme de gestion des plaintes en accord avec les normes internationales

- En rapport avec les autorités administratives compétentes, créer des cellules d'appui à la gestion des plaintes qui sont des conseils de quartier ou autres

- Le cadre juridique doit aussi prendre en compte les conventions de Rotterdam de Stokholm, de Vienne, le Protocole de Montréal, CITES, sur les espèces migratrices, de Bamako, la convention de Londres sur la pollution des mers relevant des déchets, la convention MARPOL, de Bâle et de Minamata, ainsi que la Convention de l'UNESCO sur l'archéologie sous-marine

- Le GES-Petrogaz est en train de préparer une stratégie de communication ; elle sera prise en compte dans l'EESS

- L'objectif non-officiel de contenu local dans le secteur est de 50% d'ici 2030

- Il est important de définir le périmètre d'intervention de l'étude ; ce périmètre est relié aux activités petro-gazières prévues dans le plan de développement pétro-gazier

- Le consultant a fait savoir que le périmètre d'intervention dépendra du plan d'actions du Gouvernement mais en principe c'est le Upstream qui est concerné et une partie du midstream (aval et transport des hydrocarbures) ; tout dépendra des études géologiques présentées et des états de référence.

- Il est important d'étudier aussi les impacts de la lumière, impacts sur les oiseaux, les couloirs de migration, les canyons, les mangroves, les nurseries, et élaborer des plans de sauvegarde et de suivi environnemental

- Il faut sauvegarder, protéger au moins une zone, une aire marine spécialement pour la biodiversité marine élevée au statut de patrimoine mondiale avec ou sans gisement pétro gazier

- Il faut faire la cartographie des parties prenantes

- Il faut adopter une démarche participative dynamique en y intégrant toutes les parties prenantes et il faut élaborer un plan d'engagement des parties prenantes. Dans la stratégie d'engagement des parties prenantes il faut prendre en considération aussi les groupes intéressés et responsables pour la restauration des fonds marins, ainsi que les aspects juridiques et règlementaires ; les aspects transfrontaliers doivent être pris en considération aussi dans la détermination des parties prenantes.

- Le consultant a fait savoir que pour la consultation publique, il est prévu d'identifier les parties prenantes et d'essayer d'impliquer le maximum pour une meilleure prise en charge des préoccupations et cela se fera de manière individuelle ou groupée.

- L'EESS devra proposer les mécanismes d'intégration de ses recommandations dans le cadre juridique national

- Il faut établir une cartographie des risques et proposer des mesures de mitigation

- Il faut élaborer un plan d'intervention d'urgence en alerte précoce

- Il faut exiger la transparence des entreprises qui sont dans l'exploitation du pétrole et du gaz actuellement au Sénégal

- Il faut proposer un plan pour la gestion des données marines et côtières

- Il faut avoir une bonne estimation des paramètres de la qualité de l'air

- Il faut proposer un dispositif de mesures, de surveillance, de contrôle et de suivi

- Il faut avoir un bon outil d'aide à la décision

- Se rapprocher des structures comme la FAO, le CRODT, les majors (Woodside, BP, Total) pour une collecte de données des fonds marins

- Woodside ne traite pas directement les déchets mais les achemine dans les installations agréées de SEPCO.

- Plusieurs études sont en cours et devraient être partagées avec les consultants de l'EESS telles que la campagne de collecte de données faite par la FAO (centre de recherche océanographique), étude sur les normes et standards de produits pétro-gaziers et le plan d'action en biodiversité entre le Sénégal et la Mauritanie

- Le rapport de cadrage devra présenter l'approche du consultant sur la structure de l'EESS particulièrement sur la division des aspects offshore et onshore

- Il faut elaborer un protocole avec les autorités sur la protection et la préservation des fouilles archéologiques des fonds marins

- L'EESS devra servir comme outil à la prise de décision ; pour cela, il sera utile aux consultants de recevoir une liste de décisions à prendre ainsi que les documents stratégiques et leur calendrier

- La phase de déclassement des installations pétrolières devra prendre en considération la possibilité d'avoir des plateformes-récifs

- Il faut prendre en compte les problématiques liées au changement climatique et se référer aux engagements du Sénégal dans la CDN

- Le consultant a fait savoir que :

    - Toutes les observations seront prises en charge et intégrées dans la note de cadrage qui va être soumise.

    - Sur les aspects environnementaux et sécuritaires, en relation avec la sécurité, des mesures seront proposées dans le rapport.

    - Concernant la préoccupation de certaines parties prenantes, le consultant a assuré que le processus est continu et qu'il va se rapprocher de toutes les structures concernées par le projet.

4. <u>Conclusions</u>

Au terme de la réunion, le Comité technique, s'est réjoui de la pertinence de cette rencontre d'échanges et de partage ainsi que des recommandations qui en sont issues

Le président a également félicité les consultants pour leur niveau de compréhension très satisfaisant des attentes liées à cette étude tout en les exhortant à intégrer toutes les recommandations dans la note de cadrage qui devra être validée.

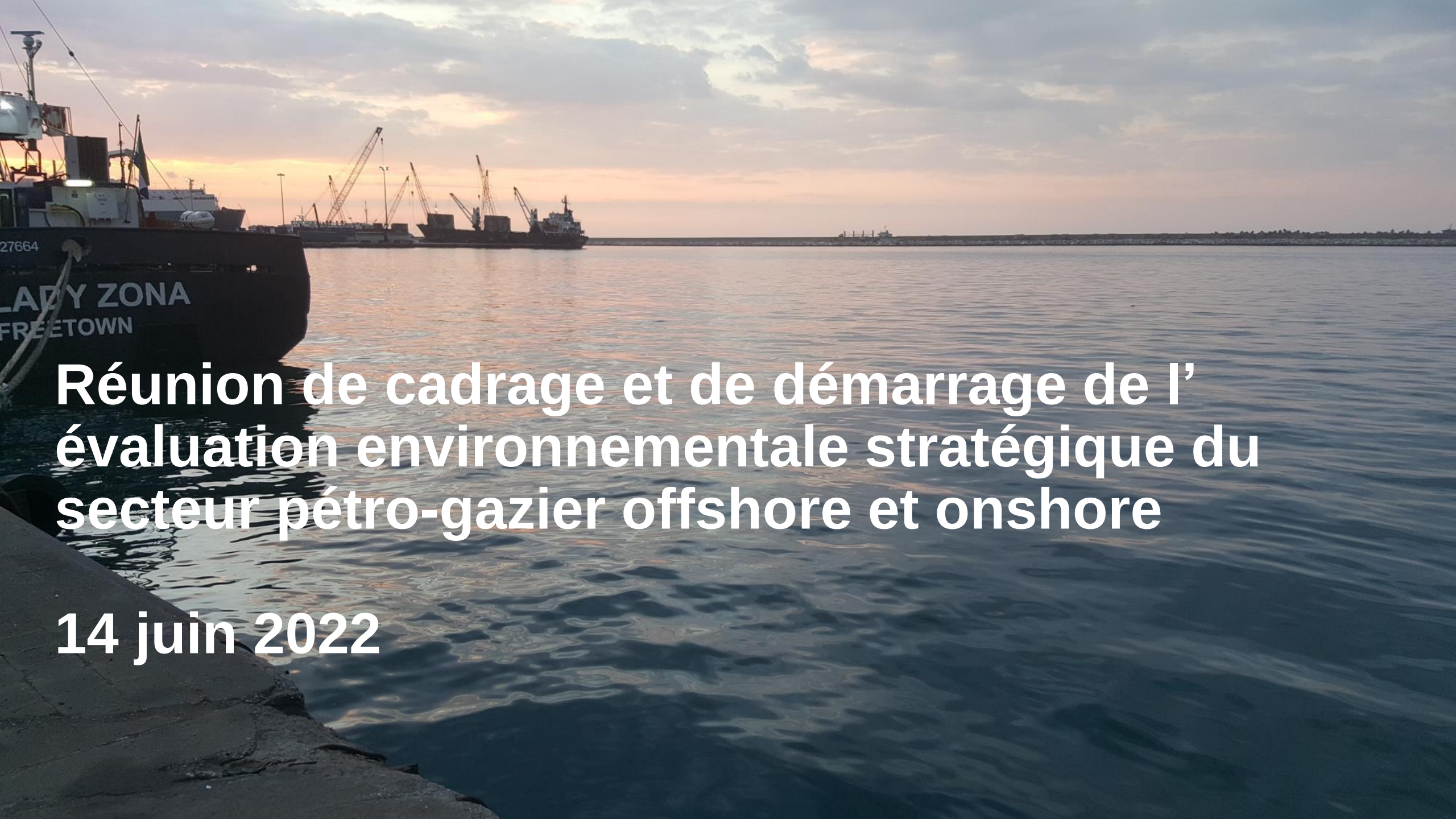
Le GTI est généralement d' accord avec la méthodologie et l'approche du consultant qui semble bien en accord avec les termes de référence de l'étude. Le consultant présentera le premier livrable, le rapport de cadrage, dans un délai de 1 mois suite à la date de signature du contrat.

Entretemps GES-Petrogaz enverra les informations suivantes aux consultants :

- Liste des études disponibilités avec référence/source/contact
- Liste des décisions et documents stratégiques qui pourront bénéficier de l'EESS
- Le DPG et le Schéma directeur du secteur avec les projets en cours et planifiés
- La Stratégie Gas to Power
- Le diagnostic institutionnel préparé par SOFRECO
- Le Stakeholder Engagement Plan (SEP) si disponible

Sur ce, la séance a été levée à 16h30.

ANNEXE 2: PRESENTATION DONNEE LORS DE LA REUNION DE CADRAGE



Réunion de cadrage et de démarrage de l’ évaluation environnementale stratégique du secteur pétro-gazier offshore et onshore

14 juin 2022

Accueil

Agenda

1. Présentation des grandes orientations du schéma directeur pétrole et gaz du Sénégal
2. Présentation du cadre juridique applicable au secteur pétrolier et gazier
3. Stratégie de communication et perception de la population du secteur
4. Rappel des attentes contenues dans les TDR de l'EESS
5. Présentation du groupement
6. Compréhension des TDR de l'EES
7. Enjeux environnementaux et sociaux
8. Méthodologie et Plan de travail
9. Etudes et données disponibles et pertinentes pour l'EESS
10. Stratégie de consultation du Public proposée
11. Discussions/Prochaines Etapes
12. Déjeuner

Présentation des grandes orientations du schéma directeur pétrole et gaz du Sénégal

DH

Présentation du cadre juridique applicable au secteur pétrolier et gazier

DEEC

Stratégie de communication et perception de la population du secteur

ITIE

Présentation du groupement

CONSULTANTS

Présentation du Groupement

Compréhension des TDR de l’EES

CONSULTANTS

Compréhension des TdR (1)

Tache 1: Cadrage du Développement Pétro gazier (DPG), et sa relation avec les autres plans et programmes existants et/ou préconisés

Pourquoi un DPG: les problèmes à résoudre par une décision stratégique	Les buts du DPG : les grandes options pour mettre en œuvre les ODD dans les secteurs offshore et onshore	Les aspects hors du champ du DPG : relations entre le DPG et les autres plans et programmes	Les axes stratégiques du DPG sélectionné et les alternatives

Tache 2: la situation de référence environnementale et sociale ainsi qu'une description du cadre juridique et institutionnel et l'évaluation des capacités

Conditions initiales	Les problèmes environnementaux et sociaux jugés significatifs	Evolution pressentie de l'état environnemental et social sans et avec le projet.	Sélection et justifications des indicateurs de performance	Cadre juridique et institutionnel et évaluation des capacités

Tache 3 : Evaluation des risques et impacts

Evaluation (individuelle pour chaque sujet de l'EESS)	Accidents	Effets cumulatifs	Effets régionaux & transfrontières

Compréhension des TdR (2)

Tache 4: Recommandations pour le DPG : actions, mise en œuvre, budget

Points clés et des conclusions concernant les effets des scénarios / alternatives	Mesures de mitigations	Suivi (Monitoring) et indicateurs de performance	Autres recommandations

Tache 5: Rapport EESS provisoire

Tache 6 : Rapport EESS final intégrant les résultats des consultations publiques et les observations et recommandations du Comité technique

Enjeux environnementaux et sociaux

CONSULTANTS

Question

QUELS SONT LES IMPACTS ENVIRONNEMENTAUX ET SOCIAUX QUI PEUVENT RÉSULTER DES ACTIVITÉS D'EXPLORATION ET DE PRODUCTION PÉTROLIÈRES ET GAZIÈRES ONSHORE ET OFFSHORE ?

Comprendre le cycle de vie des activités d'exploration et de production (E&P) et les problems environnementaux et sociaux potentiels

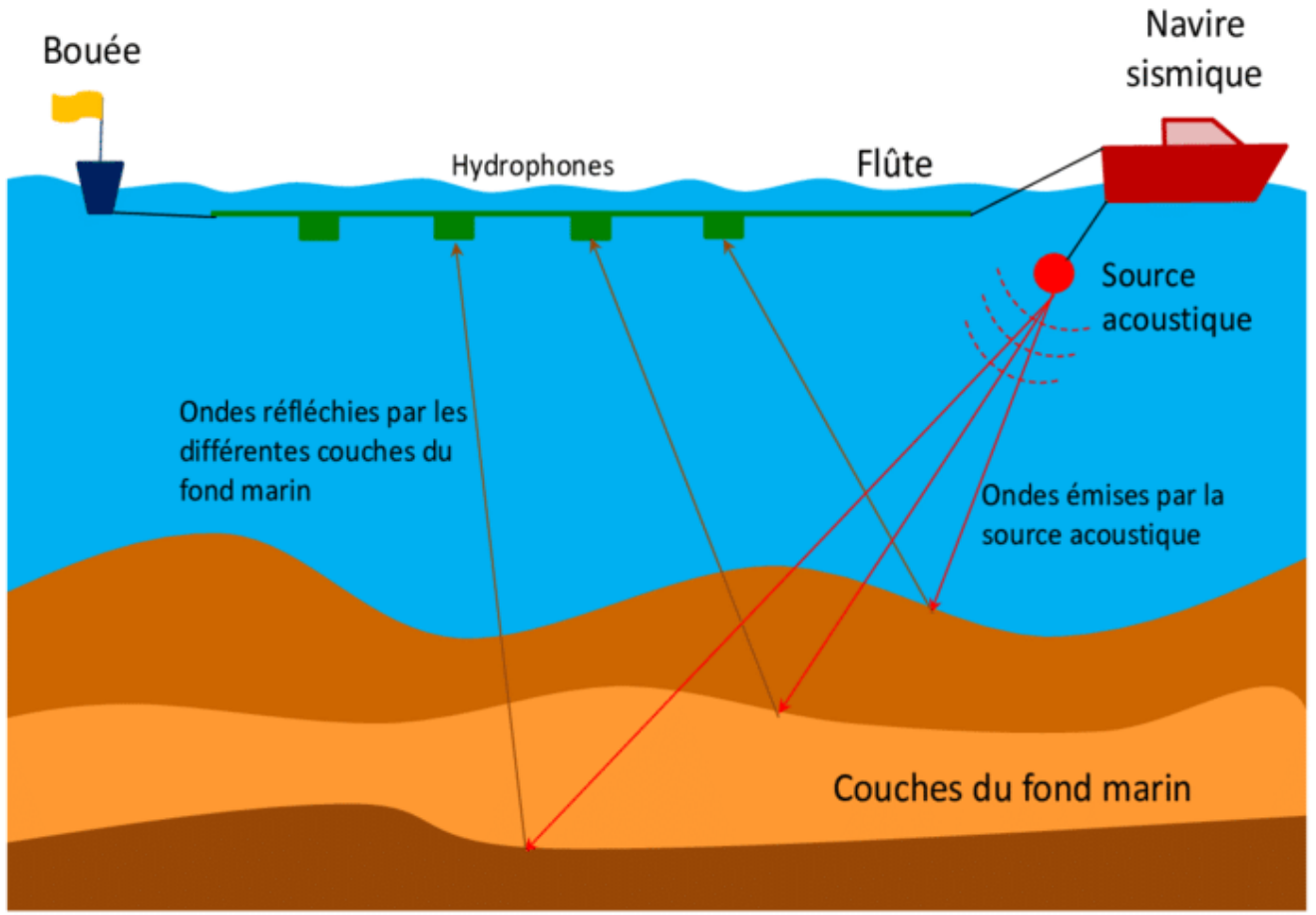
Cycle de vie E&P

Activités associées :
- Levé sismique
- Forage exploratoire
- Logging (sources radioactives)

Incidences potentielles :
- Perturbation acoustique de la faune
- Perturbation du fond marin (offshore)
- Écosystèmes marins et terrestres
- Pollution de l'eau
- Émissions atmosphériques
- Bruit (y compris le bruit sous-marin au large)
- Contamination radiologique
- La production de déchets

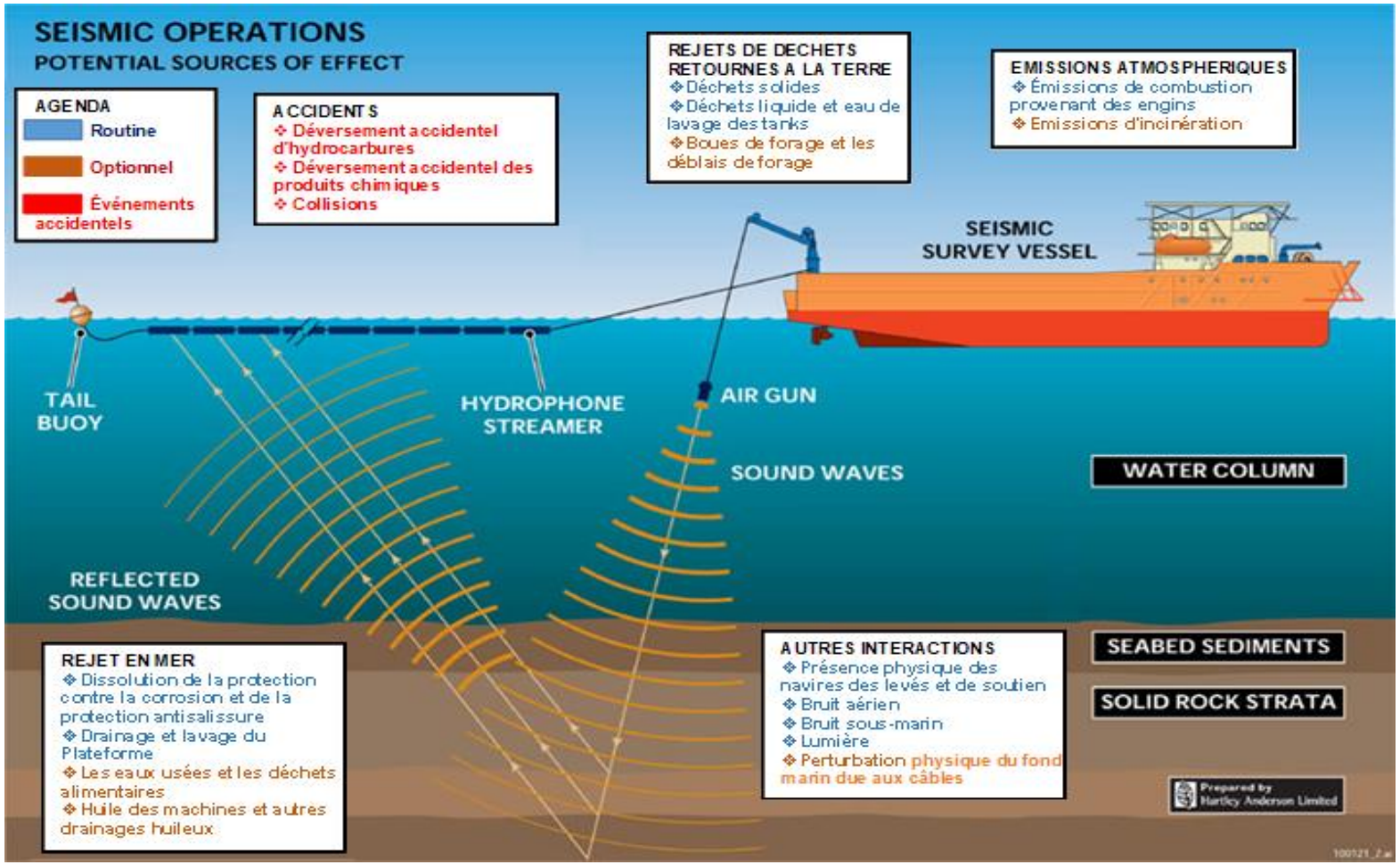
Phase d'exploration - Levés (offshore)

Sources potentielles d'effets environnementaux d'un levé sismique



Phase d'exploration - Levés (offshore)

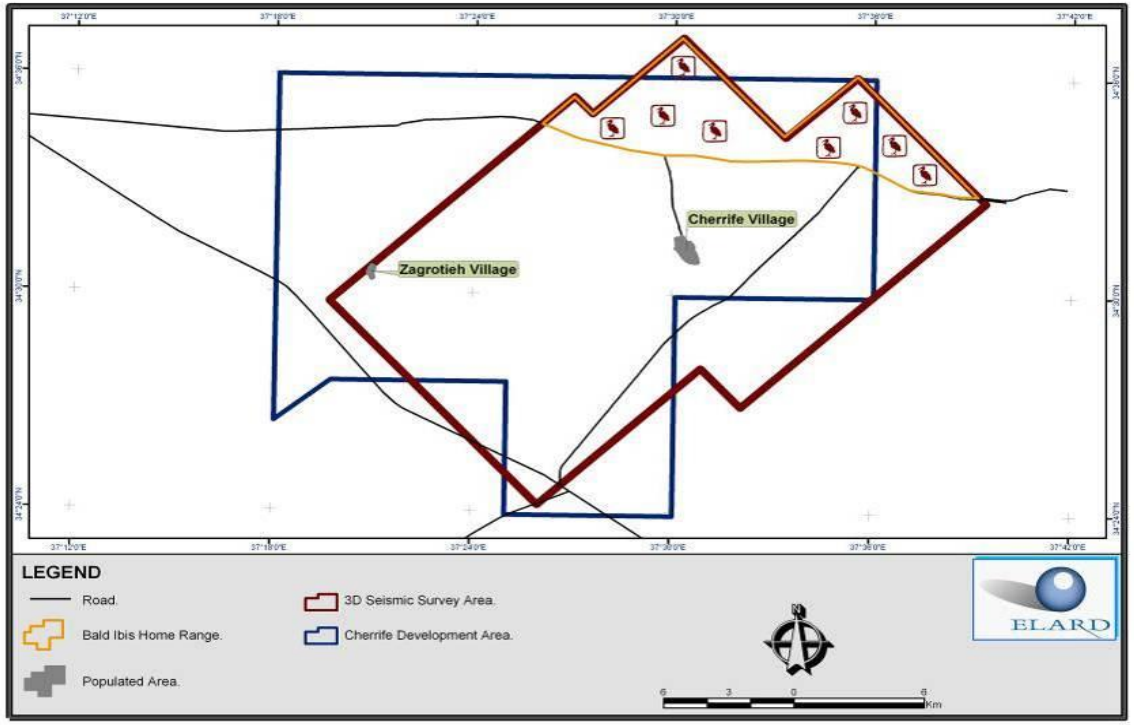
Sources potentielles d'effets environnementaux d'un levé sismique



Phase d'exploration - Levés (onshore)

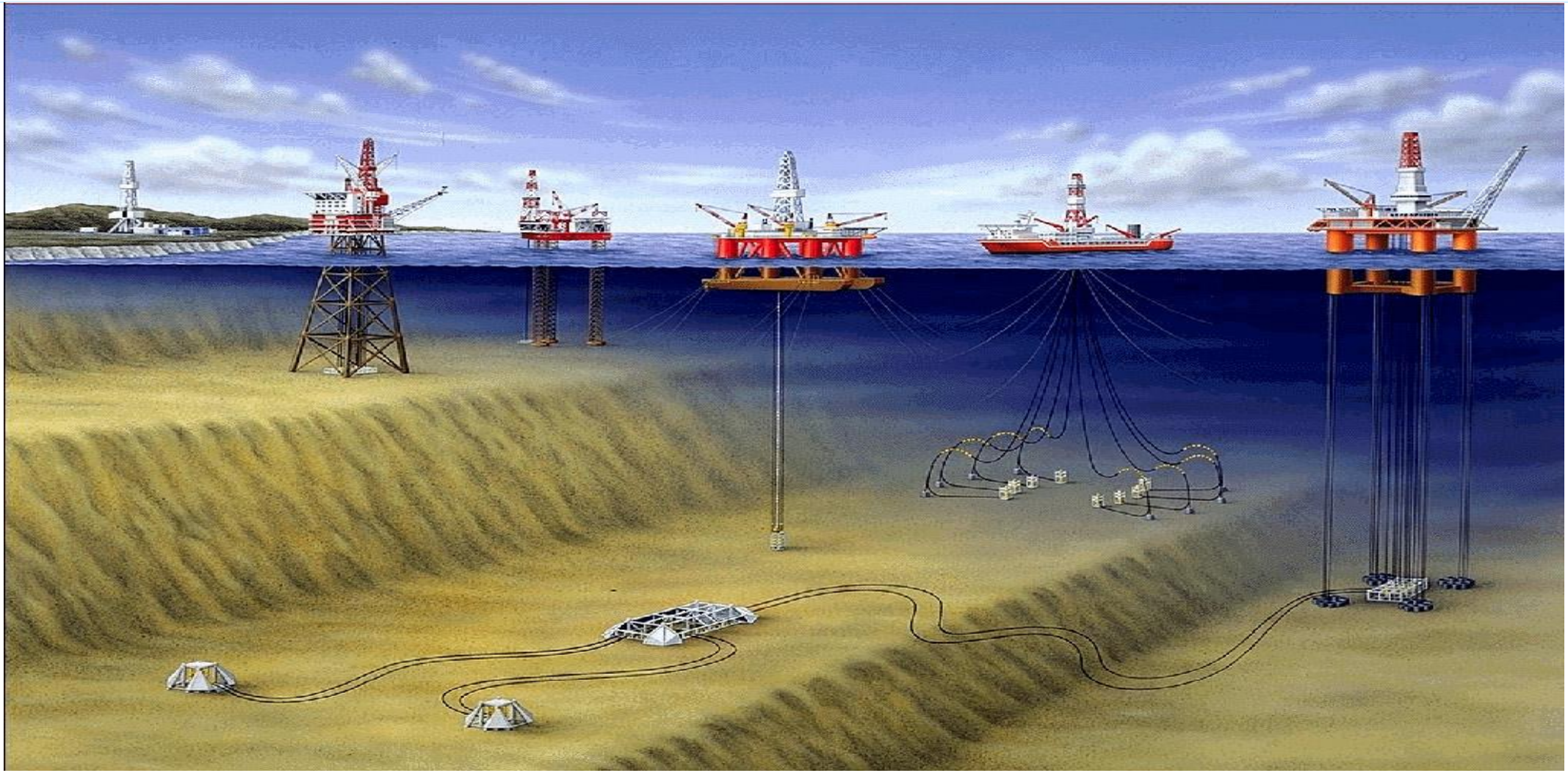
- L'Ibis chauve (NBI) est sur la liste rouge des espèces menacées publiée par l'UICN (Union internationale pour la conservation de la nature). Ils sont officiellement considérés comme en danger critique.
- Certaines des quelques espèces qui existent se reproduisaient dans une zone de la Syrie où des campagnes sismiques étaient prévues.
- Le calendrier et le phasage de la campagne ont été prolongés pour éviter la saison de reproduction (juin-juillet)

Phase d'exploration - Levés (onshore)



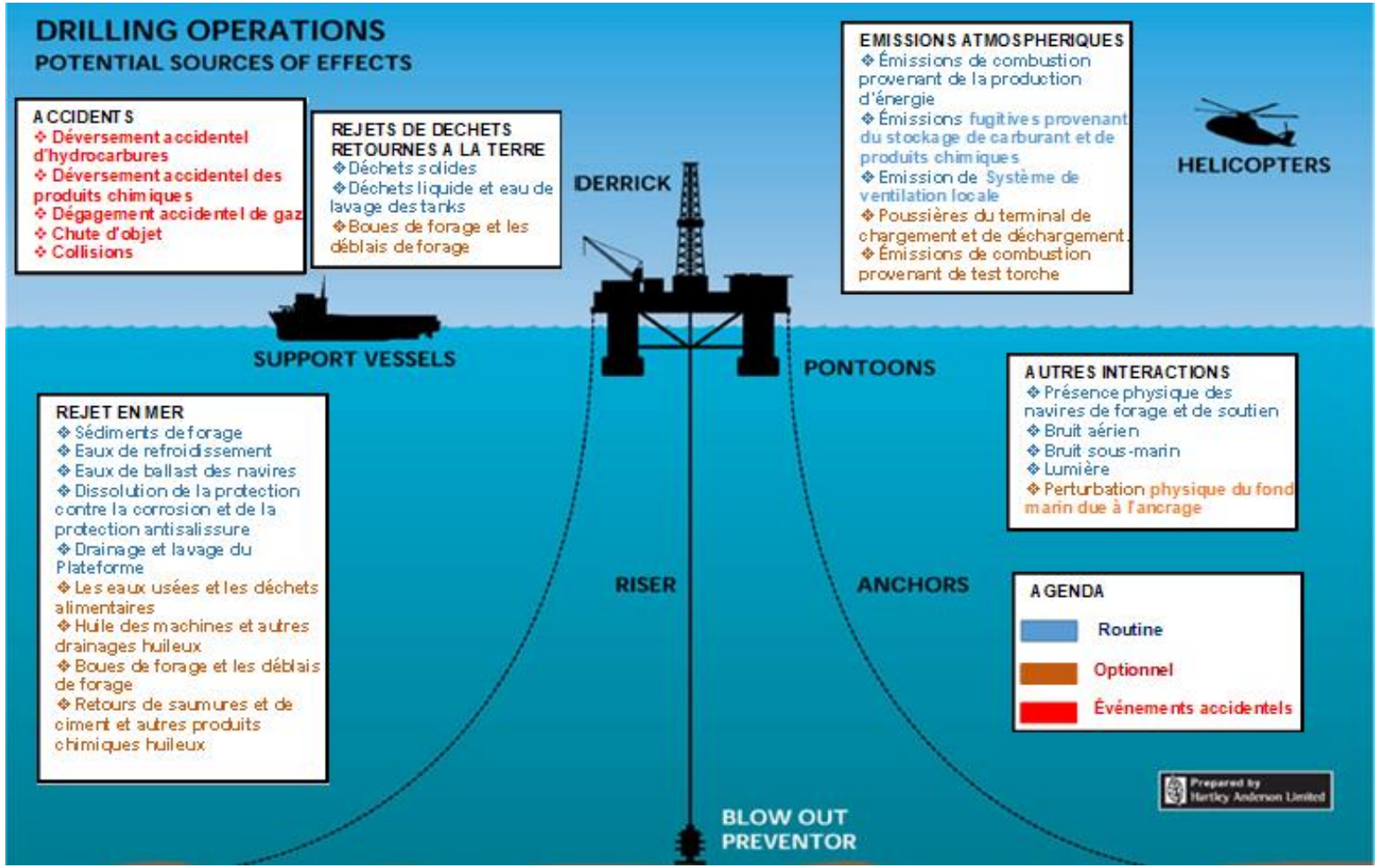
- L’organization BirdLife international a joué un rôle important (ONG internationale)
- En impliquant les communautés locales, les consultants ont pu localiser et géo-positionner les sites où l'Ibis chauve avait été vu

Phase d'exploration - Forage (offshore)

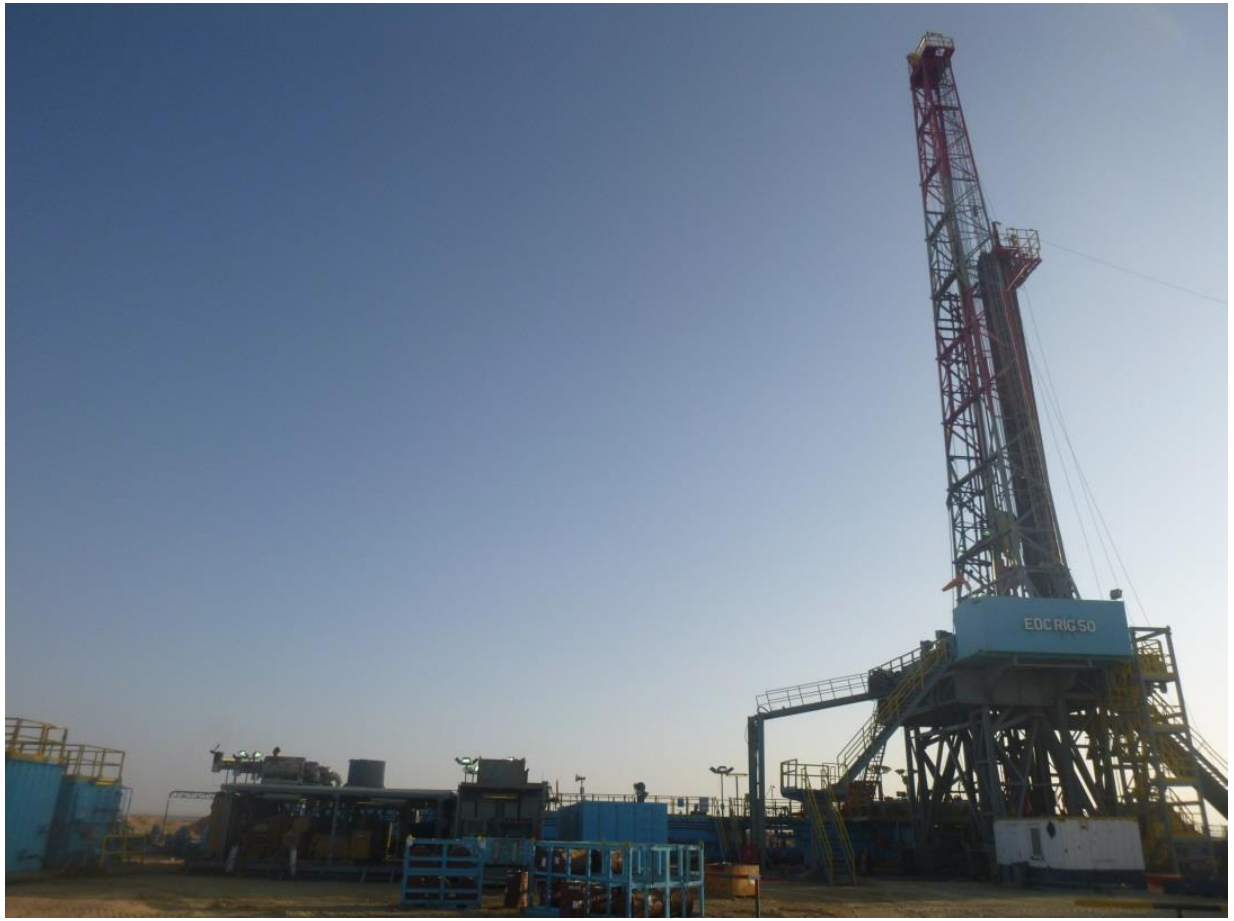


Phase d'exploration - Forage (offshore)

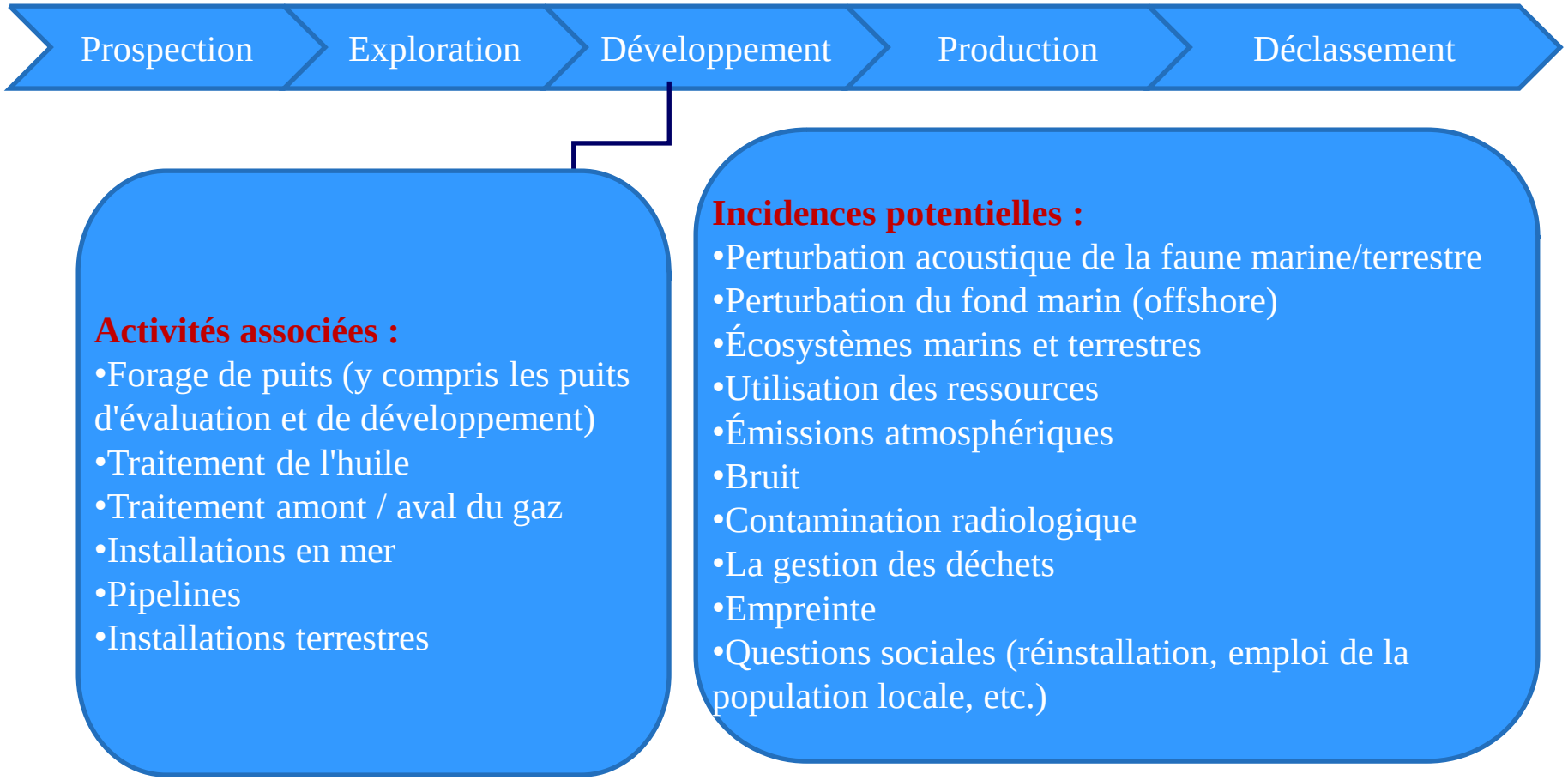
Sources potentielles d'effets environnementaux du forage d'exploration



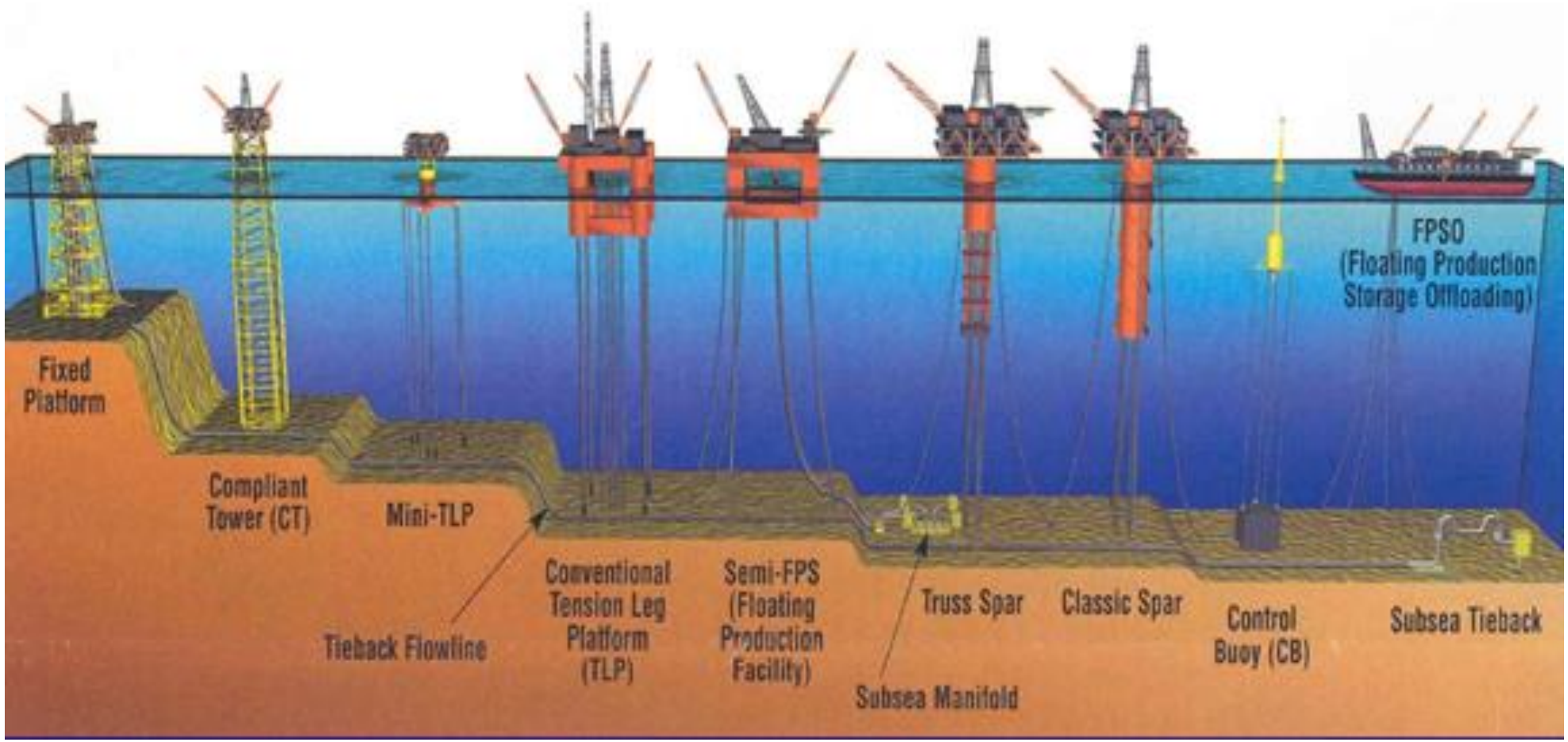
Phase d'exploration - Forage (onshore)



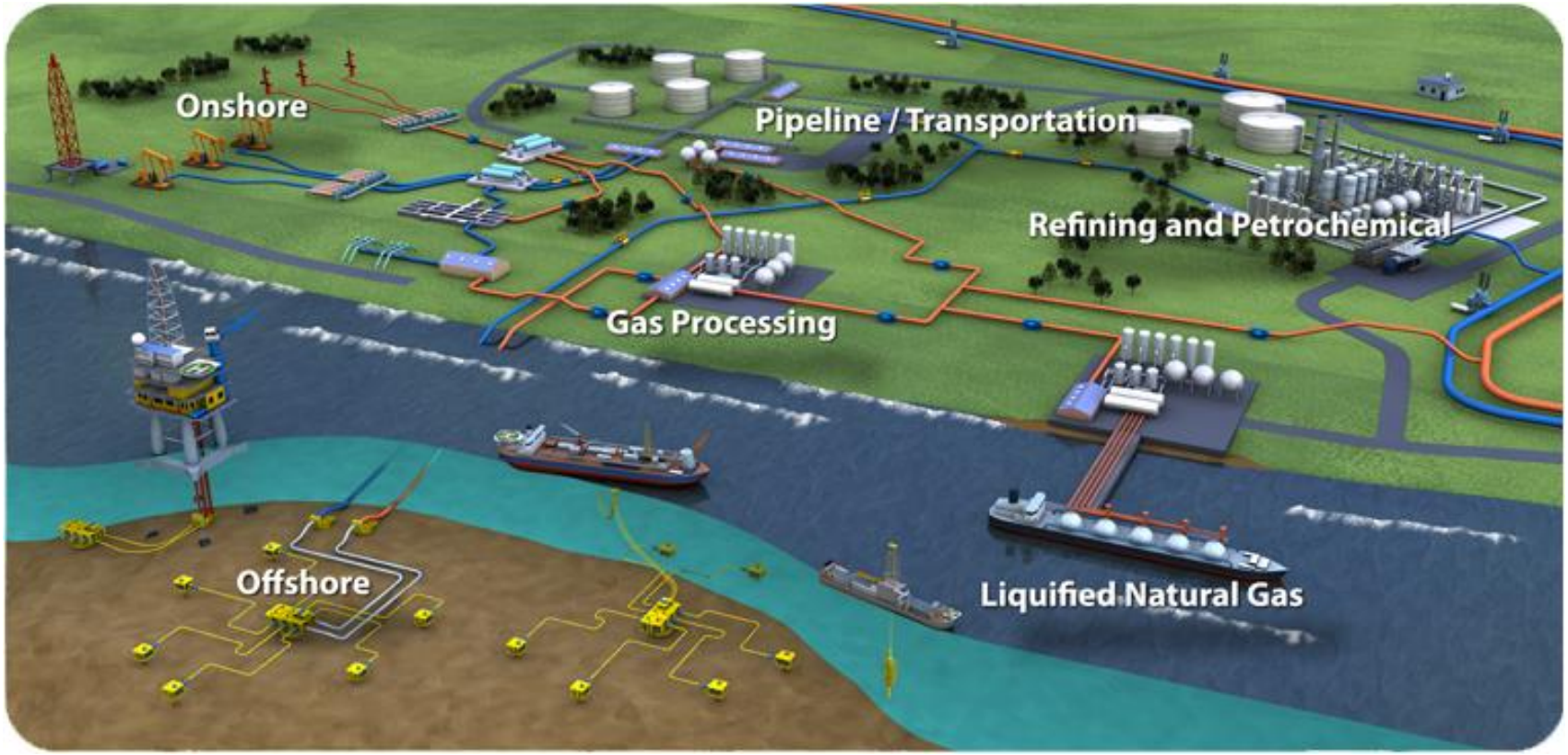
Cycle de vie E&P



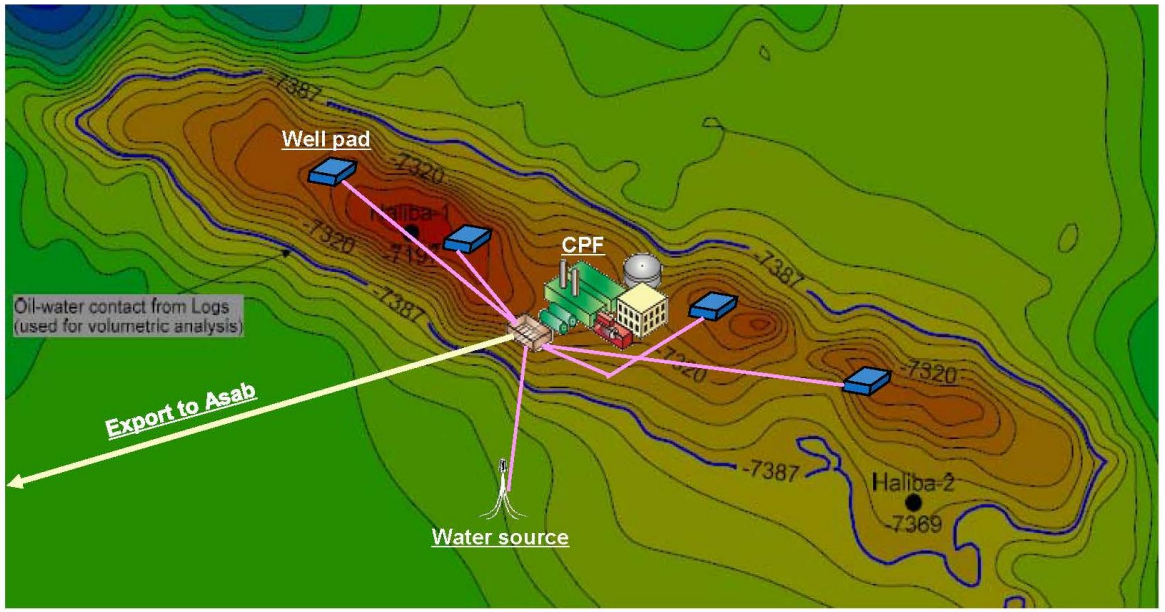
Phase de développement (offshore)



Phase de développement



Phase de développement (Onshore)



- 4 satellite well pads
  - Total 12 producers
  - Total 10 injectors
- Water supply system

- 1 Central Processing Facility (CPF)
  - Produced fluid processing and treatment
  - Water injection system
  - Gas re-injection system
  - Oil storage tank
  - Export system to Asab

Phase de développement - Traversées de pipelines

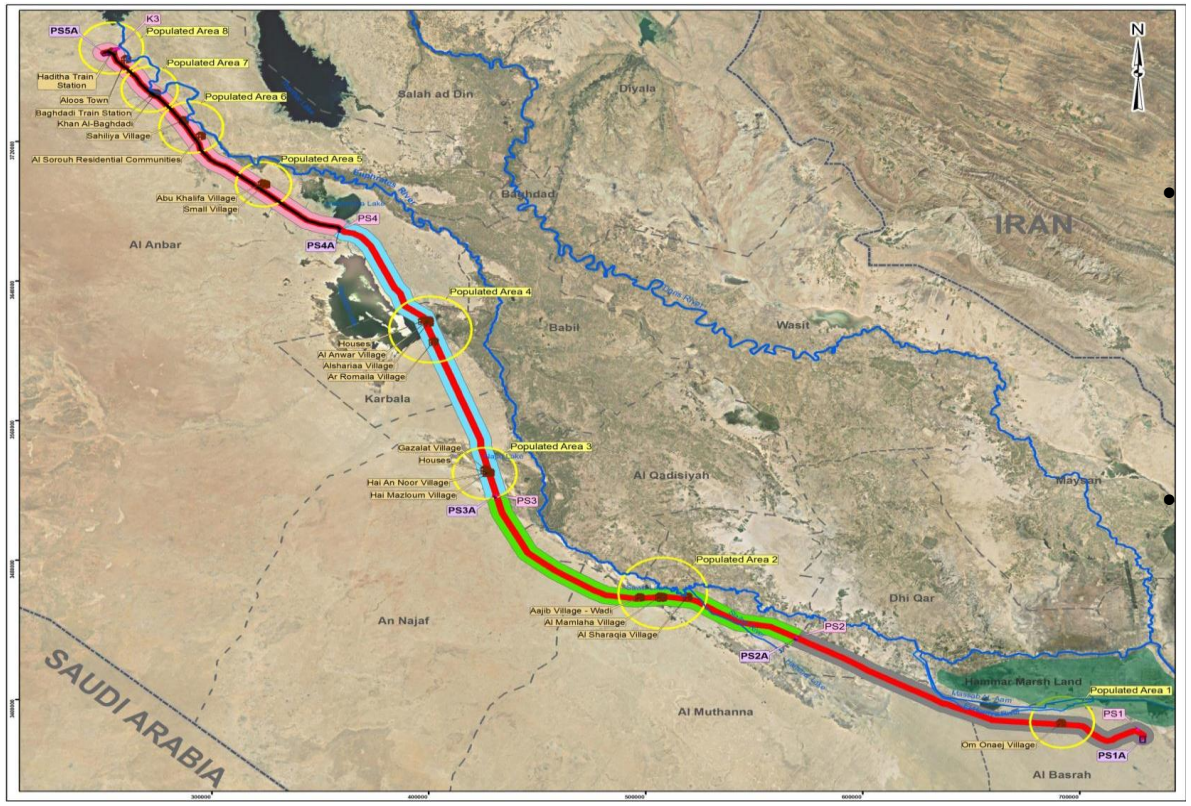
Tutu Euphrates Softshell

Château d'Al Rahba

Une réserve naturelle de Najaf

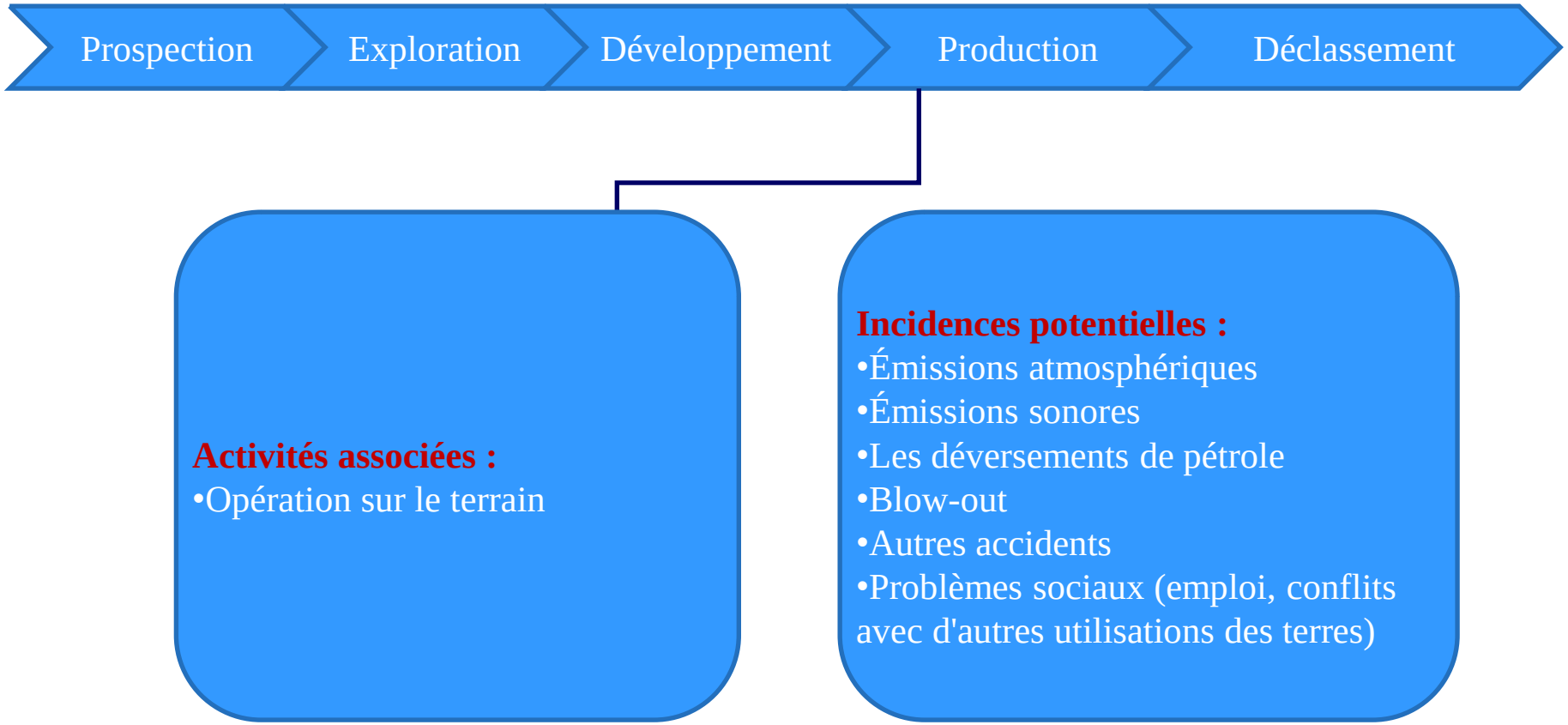
Rivière Slaibat

Phase de développement - Questions sociales

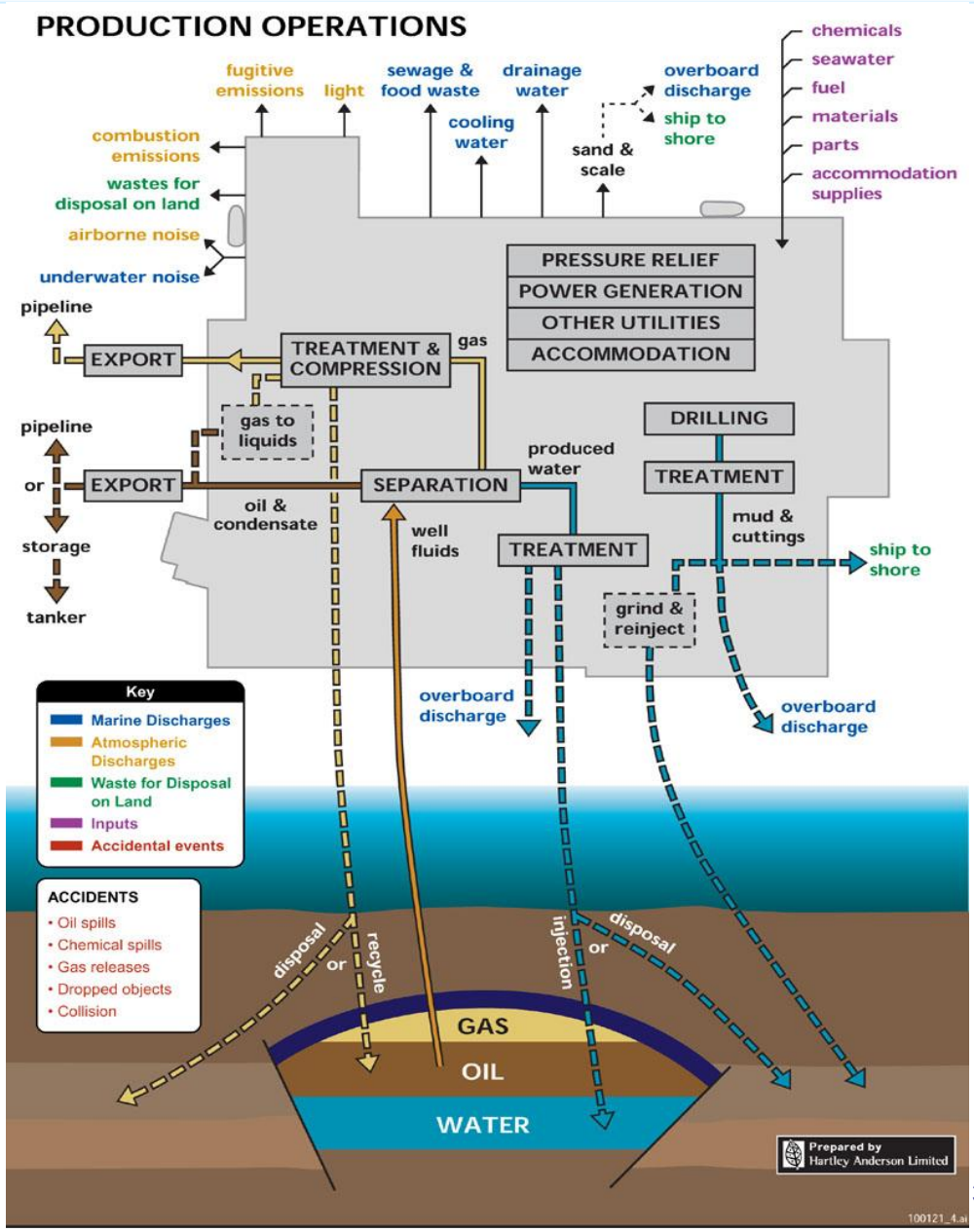


- Besoin de réinstallation de la population vivant à proximité des installations proposées ou de la population affectée
- La plupart des institutions financières internationales ont exigent des plans d'action de réinstallation (PAR) équitables et transparents
- D'autres problèmes sociaux comprennent les conflits avec d'autres utilisations des terres, l'impact négatif sur d'autres activités économiques (par exemple, le tourisme)

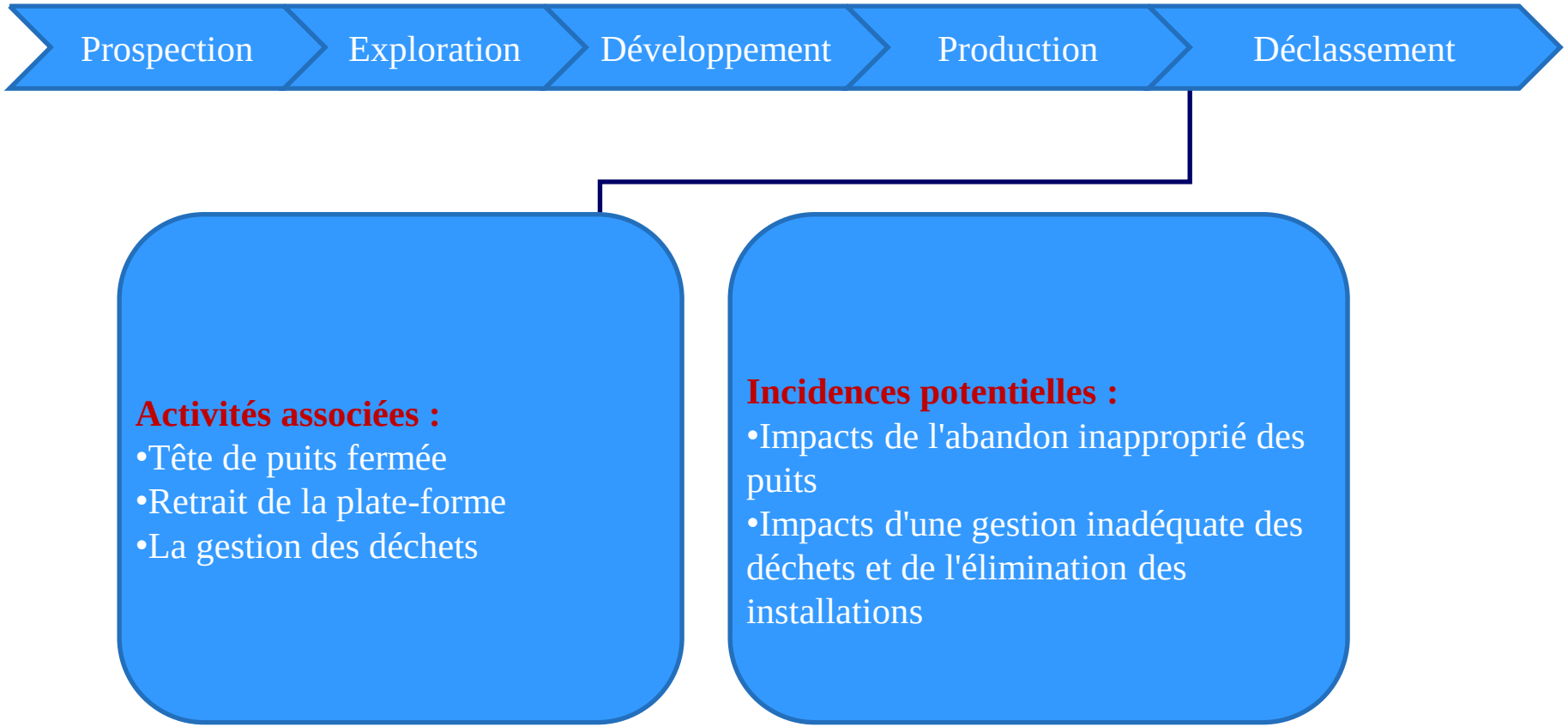
Cycle de vie E&P



Phase de Production



Cycle de vie E&P



Méthodologie et Plan de travail

CONSULTANTS

QU'EST-CE QUE UNE EESS ?

Un processus systématique pour évaluer les conséquences environnementales des initiatives publiques afin de s'assurer qu'elles sont pleinement incluses et traitées de manière appropriée au stade le plus précoce possible de prise de décision en parallèle avec les considérations économiques et sociales.

PLAN/PROGRAMME SUJET A L'EESS: DPG

L'EESS doit être élaborée pour un plan comprenant :

1. **Objectifs clairs**
2. **Zone géographique (toute la ZEE) et champ d'application (toute la chaîne de valeur des activités E&P)**
3. **La portée des impacts environnementaux, sociaux, sante, sécurité**
4. **Une liste d'activités (qui dépendra de divers scénarios)**
5. **Les politiques clés – par exemple :**

- ✓ Priorité au marché domestique
- ✓ Préférence pour l'exportation de pétrole par rapport à l'utilisation domestique de pétrole
- ✓ Politiques environnementales et sociales

VALEURS AJOUTEES D’UNE EESS

Informe les activités d'exploration dans les blocs attribués et les activités d'exploration ultérieures découlant des futurs cycles de licences

Informe les prochains cycles d'octroi de licences concernant les blocs à ouvrir en tenant compte des critères environnementaux et socio-économiques

Informe les politiques environnementales sur les Plans de développement et et de production (PDP)

Assure la cohérence avec les autres plans/stratégies/politiques nationaux, régionaux et sectoriels

Engage les parties prenantes et le public intéressé dans une approche participative et aide a instaurer la confiance.

Appui un alignement de politiques environnementales avec les pays voisins a travers les consultations transfrontalières

Aide à combler les lacunes existantes dans les normes et politiques environnementales et sociales ;

Fourni des cadres de gestion et de suivi environnementaux pour le secteur et

Informe le processus d'EIE, réduisant ainsi les risques de retards dans les activités commerciales liées aux approbations environnementales nécessaires

CADRE RÉGLEMENTAIRE ET POLITIQUE

La législation et normes nationales et internationales (eg. normes SFI)

Conventions et accords ratifiés

Stratégies et plans :

- L'engagement du Sénégal envers les objectifs de développement durable de l'ONU - 2030
- Stratégie des aires marines protégées
- Stratégie et plan d'action nationaux pour la biodiversité
- Stratégie nationale de gestion de la qualité de l'air
- Contribution prévue déterminée au niveau national dans le cadre de la CCNUCC (changement climatique)
- Plan national d'urgence en cas de déversement d'hydrocarbures
- Stratégie du Ministère de l'Agriculture
- La vision intégrée du secteur industriel

ETAT DE REFERENCES (onshore et offshore)

- Bathymétrie/topographie
- Courants, vagues, vent, marées
- Qualité des sédiments/sols
- Caractéristiques chimiques et physiques de l'eau de mer/eaux de surface / aquifères
- Sismicité
- Hydrates de gaz /Glissements de terrain
- Planctons / Benthos / Necton (offshore)
- Mammifères marins / tortues / scellés /Habitats marins protégés
- Zones d'importance particulière (côtière)
- Aires protégées
- Biodiversité terrestre
- Pêcheries et ressources halieutiques / Agriculture
- Qualité de l'air et émissions de GES
- Environnement Acoustique
- Population, démographie et conditions de vie
- Économie
- Crime
- Infrastructure
- Gestion des déchets et des eaux usées
- Archéologie
- Santé
- Tourisme

CONDITIONS DE BASE
Exemple: Aires marines protégées

Aspect	Sources des données/ commentaires	État de base	Relation avec le programme	Indicateur et tendance probable sans le programme
Habitats marins protégés/ sensibles	Stratégie des aires marines protégées du Liban,MoE, 2012 Convention RAMSAR sur les zones humides	**- Les AMP existantes déclarées par la loi sont :** 1. Réserve naturelle des îles Palmiers (PINR) 2. Réserve naturelle de la côte de Tyr (TCNR) **- Les AMP proposées comprennent :** 1.Nakoura; 2. Rochers de Sidon ; 3.RaouchehFalaises et Grottes ; 4. Plate-forme extérieure du port de Beyrouth ; 5. Byblos; 6.MedfounZone rocheuse ; sept.Batrounmur phénicien ; 8. Ras ElTchékaaFalaises ; 9.EnfePéninsule ; dix.LitaniEstuaire ; 11.AwallyEstuaire; 12.DamourEstuaire; 13.NahrEstuaire d'Ibrahim ; 14.AreedaEstuaire; **- OCEANA (2010) a proposé 4 sites en eaux profondes à l'intérieur des eaux territoriales libanaises :** 1. Escarpement de Beyrouth, 2. Canyon Saint Georges, 3.JuniéCanyon et 4. Canyon aigre. **- Sites côtiers RAMSAR :** 1. Cap promontoire et falaises de RasShaqa 2. NIP 3. TCNR dont les sources de Ras El Ain.	Les AMP déclarées imposent des restrictions aux activités E&P. La protection et la préservation des AMP déclarées et proposées doivent être prises en considération dans toute activité offshore/onshore.	• Couverture des aires protégées par rapport aux aires marines (Réf. ODD, C140501) • Préservation des caractéristiques des AMP et des AMP proposées • Pourcentage de la superficie des aires protégées directement affectées par les activités anthropiques • Pourcentage de superficie d'habitats sensibles/protégés affectés par les impacts liés aux activités pétrolières

CADRE DES OBJECTIFS, INDICATEURS ET CIBLES DE L'EESS

Exemple

Facteur de durabilité	Objectifs	Sous-objectifs	Spécifique au secteur/Objectifs	Indicateur	Type d'indicateur*	Indicateur Cible
Protection des écosystèmes (environnement marin)	Conserver et utiliser durablement les océans, les mers et les ressources marines pour le développement durable (réf. SDG #14)	D'ici 2025, prévenir et réduire de manière significative la pollution marine de toutes sortes, en particulier les activités terrestres, y compris les débris marins et la pollution par les nutriments (Réf. ODD, T#14.1)	Prévenir les pollutions marines de toutes sortes et assurer la bonne application des normes applicables au sein du secteur	Indice d'eutrophisation côtière et densité de débris plastiques flottants (Réf. SDGs C140101)	S	Réduire
				Part des rejets en mer des activités pétrolières offshore conformes aux exigences nationales et internationales	P	100%
				Métaux lourds dans les sédiments le long de la côte libanaise et à différentes profondeurs	S	Respecter les normes
				Moyennes des températures, de la salinité et de la turbidité de l'eau.	S	Respecter les normes
				Caractéristiques chimiques de l'eau de mer le long de la côte libanaise à travers la colonne d'eau	S	Respecter les normes
				Nombre de déversements atteignant la côte	P	N'augmente pas
				Part des activités pétrolières offshore prenant en compte les géorisques dans leur conception (glissements sous-marins,en surpressionsecteurs)	R	100%
				Pétrole dans l'eau de mer (ppm)	S	Respecter les normes

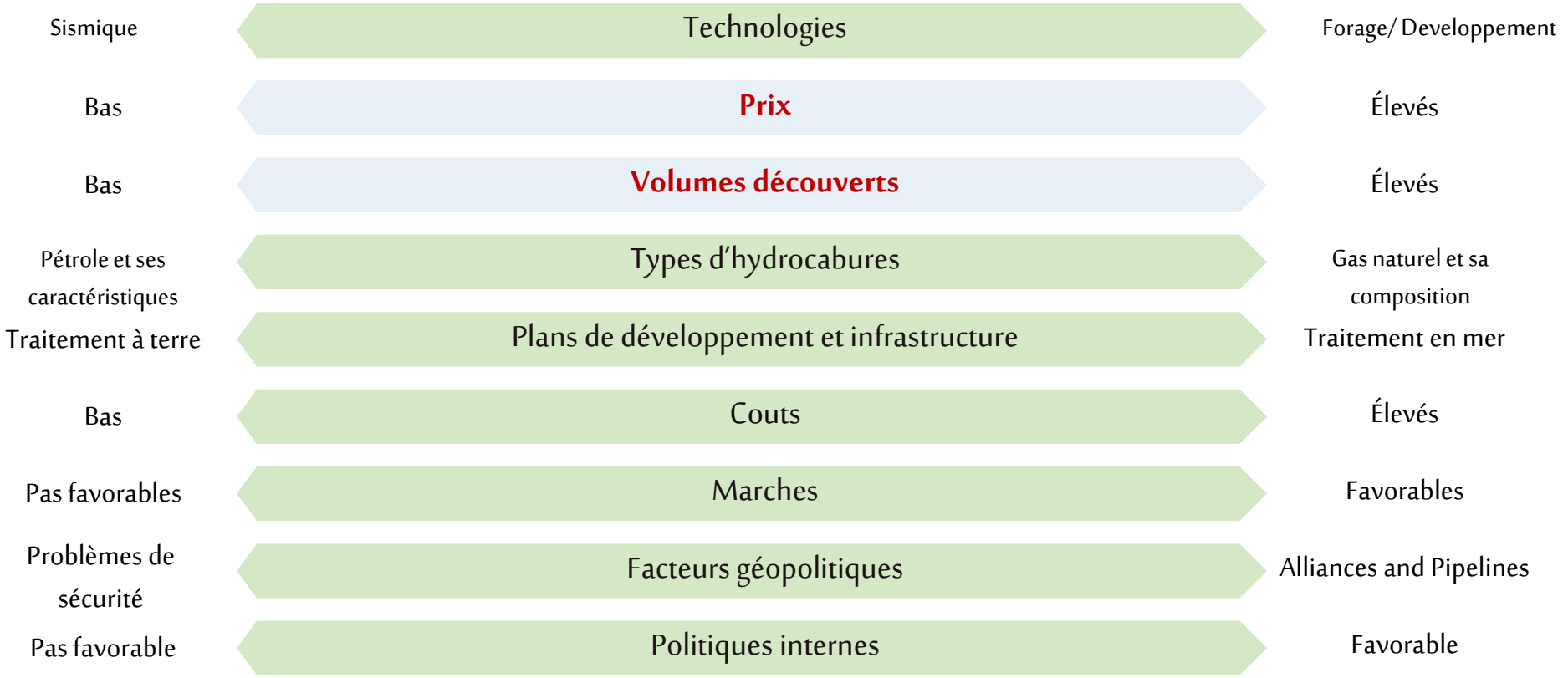
FACTEURS DE DURABILITÉ

- Protection des écosystèmes – Milieu marin
- Protection des écosystèmes (environnement côtier)
- Protection des écosystèmes - Air
- Changement climatique
- Environnement acoustique
- Déchets
- Exposition aux catastrophes naturelles
- Pressions environnementales transfrontalières
- Gouvernance environnementale
- Conditions sociales
- Éducation
- Patrimoine culturel
- Santé
- Crime
- Paysages et agrément visuel
- Économie générale
- Énergie
- Pêche
- Agriculture
- Tourisme
- Infrastructure
- Industrie

SCENARIOS

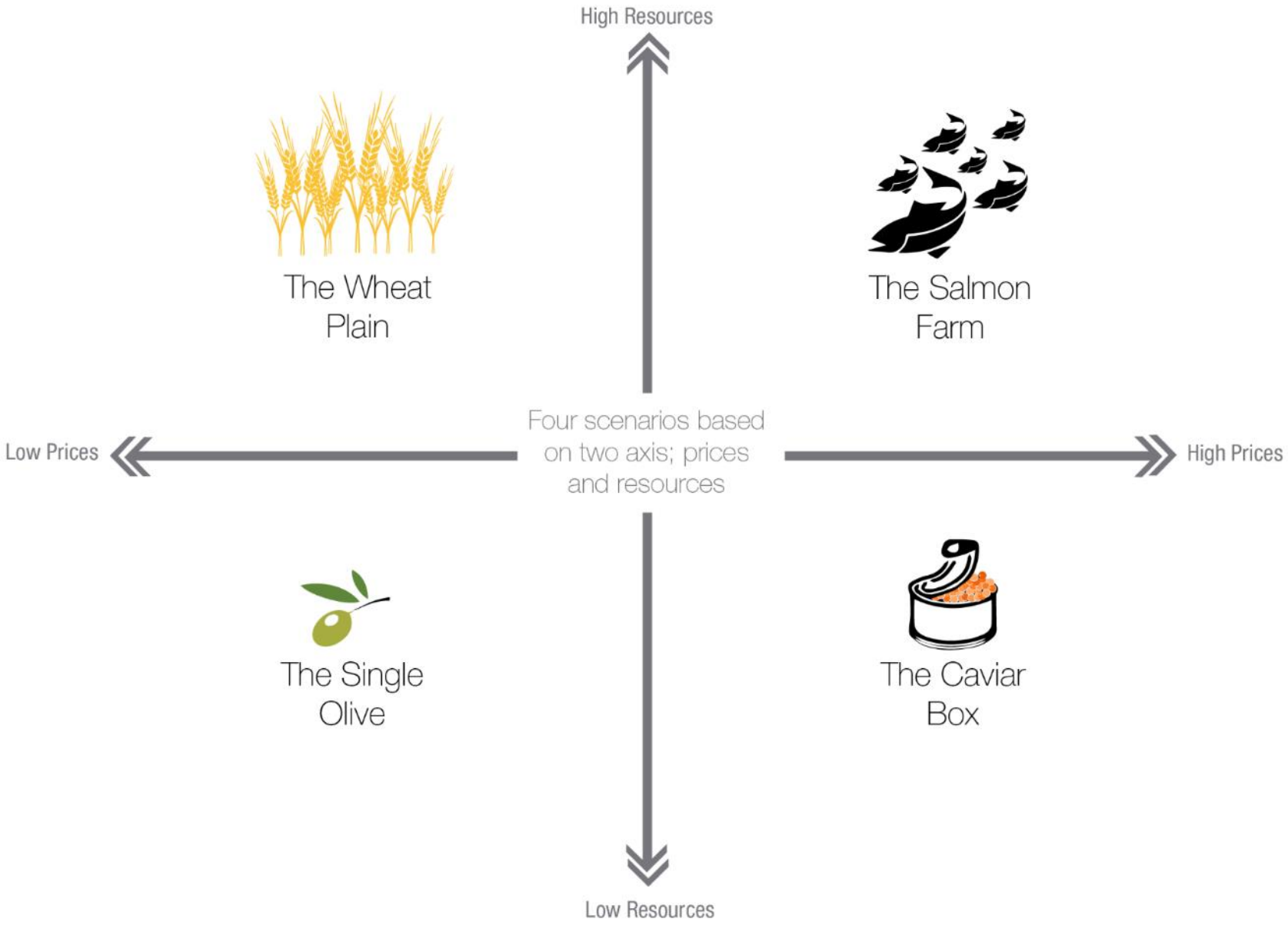
1. Les scénarios sont des descriptions de la façon dont l'avenir pourrait se dérouler
2. Les scénarios servent d'outil pour aller au-delà de nos attentes étroites de l'avenir
3. Chaque scénario est une histoire logique d'un avenir possible
4. Le but des scénarios n'est pas de prédire l'avenir mais de développer des stratégies robustes de gestion pour différents cas de figure

Le secteur pétrolier et gazier dépend d'un grand nombre d'incertitudes.



Les deux principales incertitudes sont en général les prix des hydrocarbures et les volumes découverts

Exemple de Scenarios



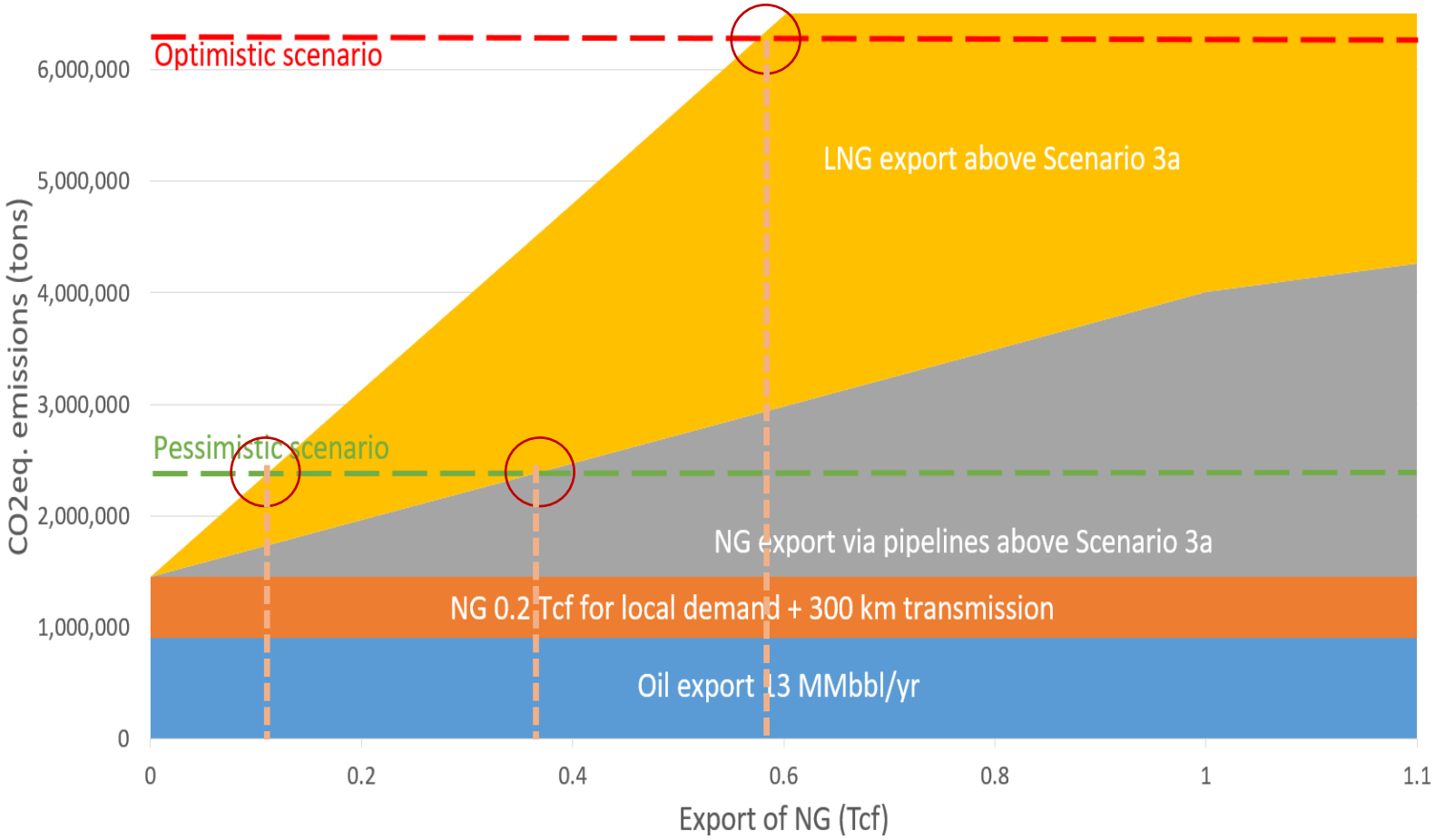
EXEMPLES DE SCENARIOS POUR LE SECTEUR

- Scenario 0: Pas de développement du secteur petro-gazier
- Scenario 1: Pas de découvertes commerciales (champs d’exploration)
- Scenario 2: Faible taux de production
- Scenario 3: Taux de production élevés

ALTERNATIVES (exemples)

- Une seule plate-forme de forage par rapport à plusieurs plates-formes de forage fonctionnant à tout moment
- Options de développement (biais on-shore vs biais off-shore)
- Politique Zéro-décharge en mer vs décharges autorisées
- Politique d'exportation des déchets par rapport à la politique de gestion des déchets dans le pays
- Alternatives liées aux technologies dans toutes les phases
- Alternatives d'emplacement
- Options d'exportation, y compris les pipelines d'exportation et l'infrastructure GNL
- Offshore ET onshore ou seulement offshore?

EXEMPLE – ANALYSE IMPACT SUR LES POLITIQUES DE CHANGEMENT CLIMATIQUE



LIVRABLES ET CALENDRIER

Produits livrables	Contenu	Calendrier
Une note de cadrage de démarrage de l'étude	Compréhension de la mission, la planification du travail et des rencontres, la démarche à entreprendre, les outils de collecte et d'analyse des données, le périmètre du projet. Une liste récapitulative des besoins en formation, renforcement des capacités des membres du Comité technique national pour la mise en œuvre adéquate des résultats de l'EESS sera proposée. A ce stade, une liste des parties prenantes concernées par l'EESS sera rédigée avec une description de leur niveau d'implication, elle sera approuvée par le Comité	1 mois après ordre de service (14 juillet 2022)
Premier rapport intermédiaire	La situation de référence environnementale et sociale ainsi qu'une description du cadre juridique et institutionnel et l'évaluation des capacités	4 mois après 1er livrable (14 novembre 2022)
Second rapport intermédiaire	Résumé stratégique et technique des propositions de modèles de développement offshore et onshore (des activités pétrolières type et une identification des risques et effets liés sur la santé, la sécurité, l'environnement et le social	3 mois après 2e livrable (14 février 2023)
Troisième rapport intermédiaire	Les mesures d'atténuations, de compensation et de suivi-surveillance. Il comportera également les recommandations sous forme de plan d'actions et une proposition de Directives techniques opérationnelles qui seront incluses dans le futur PCGES Offshore et Onshore	2 mois après 3e livrable (14 avril 2023)
Rapport provisoire d'EESS accompagné d'un plan cadre de gestion environnementale et sociale comportant un volet Offshore et un volet Onshore	Rapport provisoire EESS	1 mois après 4e livrable (14 mai 2023)
Le rapport final d'EES comportant le plan cadre de gestion environnementale et sociale	Rapport final EESS	2 mois après 5e livrable (14 juillet 2023)
Total livrables		12 mois

Etudes et données disponibles et pertinentes pour l’EESS

CTN

Stratégie de consultation du Public proposée

CONSULTANTS

Axes directeurs pour la consultation des parties prenantes et le public

- Etre basée sur une identification et analyse approfondies des parties prenantes (est-ce que le Stakeholder Engagement Plan est prêt? Il est mentionné dans les TdR?)
- Ateliers de consultation des livrables avec les parties prenantes clefs
- Division par types d' intérêts, eg.:
  - Groupe I : Acteurs liés à l'utilisation des hydrocarbures et des infrastructures
  - Groupe II : Secteurs/parties prenantes potentiellement affectés
  - Groupe III : Biodiversité
  - Groupe IV : Qualité de l'air et changement climatique
  - Groupe V : Préparation et réponse aux situations d'urgence
  - Groupe VI : Déchets et produits chimiques

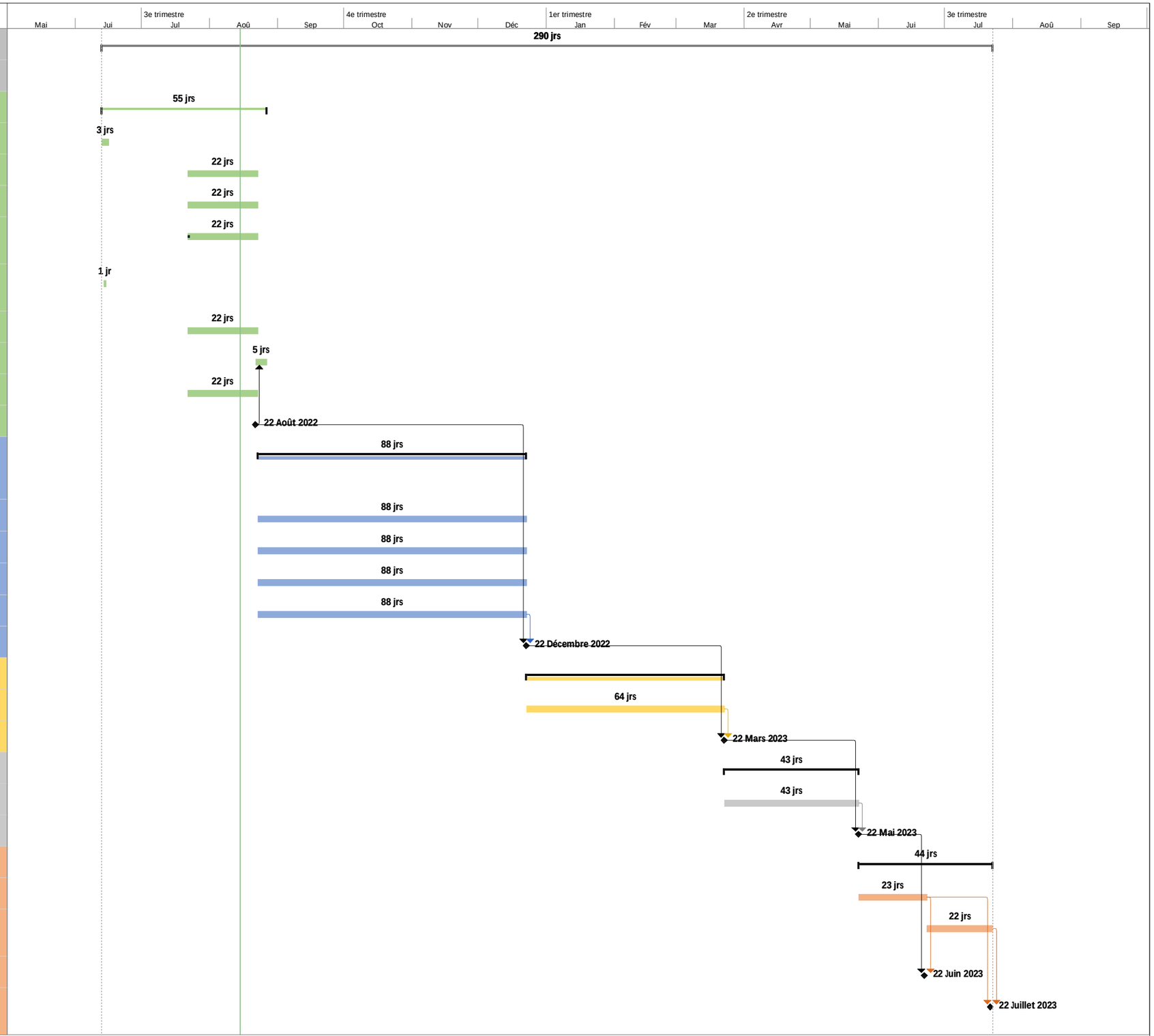
Axes directeurs pour la consultation des parties prenantes et le public (2)

- Stratégies de consultations avec les groupes vulnérables et le communautés locales/ économiques ?
- Transparence totale et stratégie de communication claire
- Livrables principaux seront disponibles en ligne pour révision pour une période de 30 jours

Discussions / Prochaines Etapes

ANNEXE 3: SCHEMA GANTT DU PROJET

N°	Task Name	Durée	Début	Fin
0	**EESS du Secteur Pétro-gazier du Sénégal**	**290 jrs**	**Lun 13-06-22**	**Sam 22-07-23**
1				
2	**Mission 1: Cadrage**	**55 jrs**	**Lun 13-06-22**	**Ven 26-08-22**
3	Activité 1.1: Mobilisation de l'équipe	3 jrs	Lun 13-06-22	Mer 15-06-22
4	Activité 1.2: Identification des parties prenantes	22 jrs	Ven 22-07-22	Lun 22-08-22
5	Activité 1.3: Elaboration de plan de consultation	22 jrs	Ven 22-07-22	Lun 22-08-22
6	Activité 1.4: Analyse documentaire pour l'identification des questions environnementales et sociales	22 jrs	Ven 22-07-22	Lun 22-08-22
7	Activité 1.5: Tenue de l'atelier de lancement et validation du plan de travail et du plan de consultation	1 jr	Mar 14-06-22	Mar 14-06-22
8	Activité 1.6: Elaboration du rapport de démarrage	22 jrs	Ven 22-07-22	Lun 22-08-22
9	Activité 1.7: Intégration des commentaires	5 jrs	Lun 22-08-22	Ven 26-08-22
10	Rédaction de la Note de Cadrage	22 jrs	Ven 22-07-22	Lun 22-08-22
11	**Livrable 1: Note de Cadrage**	**0 jr**	**Lun 22-08-22**	**Lun 22-08-22**
12	**Mission 2: Etablissement de la situation de reference environnementale et description du cadre reglementaire et institutionnel, et evaluation des capacités**	**88 jrs**	**Mar 23-08-22**	**Jeu 22-12-22**
13	Activité 2.1: Collecte des informations existantes et analyse critique des donneés	88 jrs	Mar 23-08-22	Jeu 22-12-22
14	Activité 2.2: Etablissement de la situation de référence environnementale	88 jrs	Mar 23-08-22	Jeu 22-12-22
15	Activité 2.3: Evaluation et analyse des cadres politique, juridique and intitutionnel	88 jrs	Mar 23-08-22	Jeu 22-12-22
16	Rédaction du premier rapport intérmediaire	88 jrs	Mar 23-08-22	Jeu 22-12-22
17	**Livrable 2: Premier Rapport Intérmediaire**	**0 jr**	**Jeu 22-12-22**	**Jeu 22-12-22**
18	**Mission 3: Identification des risques liés à la santé, sécurité, l'environnement et le social**	**64 jrs**	**Ven 23-12-22**	**Mer 22-03-23**
19	Rédaction du deuxème Rapport Intérmediaire	64 jrs	Ven 23-12-22	Mer 22-03-23
20	**Livrable 3: Deuxième Rapport Intermédiaire**	**0 jr**	**Mer 22-03-23**	**Mer 22-03-23**
21	**Mission 4: Attenuation et Surveillance**	**43 jrs**	**Jeu 23-03-23**	**Lun 22-05-23**
22	Rédaction du Troisième Rapport Intérmediaire	43 jrs	Jeu 23-03-23	Lun 22-05-23
23	**Livrable 4: Troisième Rapport Intermédiaire**	**0 jr**	**Lun 22-05-23**	**Lun 22-05-23**
24	**Mission 5: Formulation de Recommandations**	**44 jrs**	**Mar 23-05-23**	**Sam 22-07-23**
25	Rédaction du rapport provisoire d'EESS	23 jrs	Mar 23-05-23	Jeu 22-06-23
26	Rédaction du rapport final d'EESS comportant le plan cadre de gestion environnementale et sociale	22 jrs	Ven 23-06-23	Sam 22-07-23
27	**Livrable 5: Rapport Prisoire d'EESS**	**0 jr**	**Jeu 22-06-23**	**Jeu 22-06-23**
28	**Livrable 6: Rapport Final d'EESS Comportant le Plan Cadre de Gestion Environnementale et Sociale**	**0 jr**	**Sam 22-07-23**	**Sam 22-07-23**



Project: EESS du Secteur Pétro-ga
Date: Lun 15-08-22

Task	Project Summary	Manual Task	Start-only	Deadline	Baseline Milestone		
Split	Inactive Task	Duration-only	Finish-only	Critical	Baseline Summary		
Milestone	Inactive Milestone	Manual Summary Rollup	External Tasks	Critical Split	Progress		
Summary	Inactive Summary	Manual Summary	External Milestone	Baseline	Manual Progress		

You created this PDF from an application that is not licensed to print to novaPDF printer (http://www.novapdf.com)

Annexe 2 : Situation de Référence Environnementale et Sociale et Description du Cadre Juridique et Institutionnel

REPUBLIQUE DU SENEGAL
Un Peuple - Un But - Une Foi

MINISTERE DE L'ENVIRONNEMENT, DU DEVELOPPEMENT DURABLE ET DE LA TRANSITION ECOLOGIQUE

MINISTERE DU PETROLE ET DES ENERGIES

DIRECTION DE L'ENVIRONNEMENT ET DES ETABLISSEMENTS CLASSES

DIRECTION DES HYDROCARBURES

GES-PETROGAZ

EVALUATION ENVIRONNEMENTALE ET SOCIALE STRATEGIQUE (EESS) DU SECTEUR PETROLIER ET GAZIER DU SENEGAL

Volume 2 – Annexe 2

Situation de Référence Environnementale et Sociale et Description du Cadre Juridique et Institutionnel

Janvier 2024

TABLE DES MATIERES

Liste des Tableaux vi
Liste des Figures viii
Liste Des Acronymes xi
1. Introduction 12
2. Les Activités Entreprises Lors de la Préparation du Deuxième Livrable 12
2.1 Activité 2.1 : Collecte des Informations Existantes et Analyse Critique des Données 12
2.1.1 Le Processus de Collecte des Informations 12
2.1.2 Analyse des Documents Acquis et Analyses des Ecarts 19
2.2 Activité 2.2: Etablissement de la Situation de Référence Environnementale 27
2.2.1 Zones Onshore et Offshore susceptibles d'être affectées (Areas of Influence) 27
2.2.2 Situation de référence des zones onshore susceptibles d'être affectées 30
2.2.2.1 Le Climat 30
2.2.2.1.1 Précipitation 30
2.2.2.1.2 Température 35
2.2.2.1.3 Vent 37
2.2.2.1.4 Humidité 44
2.2.2.2 Qualité de L'Air 46
2.2.2.3 Gaz à Effet de Serre (GES) 47
2.2.2.4 L'Environnement Acoustique 47
2.2.2.5 La Biodiversité et Ecosystèmes 47
2.2.2.5.1 La Faune 47
2.2.2.5.2 La Flore 49
2.2.2.5.3 Zones Importantes de Biodiversité Terrestre 56
2.2.2.6 Archéologie 61
2.2.2.7 Géologie 63
2.2.2.8 Hydrogéologie 69
2.2.2.9 Risques naturels 73
2.2.2.10 Environnement Socio-Economique 73
2.2.2.10.1 Région de Dakar 74
2.2.2.10.2 Région de Thiès 81
2.2.2.10.3 Région de Saint-Louis 88
2.2.2.10.4 Région de Louga 100
2.2.2.10.5 Région de Fatick 112
2.2.2.10.6 Région de Ziguinchor 120
2.2.2.10.7 Région de Tambacounda 127
2.2.2.10.8 Région de Kédougou 133

2.2.3 Situation de Reference dans les zones Offshore susceptibles d'être affectées ... 142
2.2.3.1 Le Climat ... 142
2.2.3.1.1 Précipitation ... 142
2.2.3.1.2 Température ... 142
2.2.3.1.3 Vent ... 142
2.2.3.1.4 Humidité ... 143
2.2.3.2 Qualité de L'Air ... 143
2.2.3.3 L'Environnement Acoustique Sous-Marin ... 143
2.2.3.4 Les Zones Côtières ... 143
2.2.3.5 Caractéristiques Physiques du Milieu Marin ... 144
2.2.3.5.1 Les Côtes Rocheuses ... 144
2.2.3.5.2 Les Côtes Sableuses ... 144
2.2.3.5.3 Les Zones à Mangroves ... 145
2.2.3.5.4 Bathymétrie ... 146
2.2.3.5.5 Courants Marins ... 147
2.2.3.5.5.1 Courants Horizontaux ... 147
2.2.3.5.5.2 Courants Verticaux ... 148
2.2.3.5.6 Les Marées ... 149
2.2.3.5.6.1 Caractéristiques Physiques ... 151
2.2.3.5.6.2 Caractéristiques Chimiques ... 153
2.2.3.5.7 Sédiments ... 155
2.2.3.6 La Biodiversité Marine ... 157
2.2.3.6.1 La Faune ... 157
2.2.3.6.1.1 Zooplanktons et phytoplanktons ... 157
2.2.3.6.1.2 Mammifères Marins ... 158
2.2.3.6.1.3 Ichytofaune ... 164
2.2.3.6.1.4 Tortues de mer ... 170
2.2.3.6.1.5 Avifaune marine ... 174
2.2.3.6.2 La Flore ... 176
2.2.3.6.3 Benthos ... 177
2.2.3.6.4 Zones Importantes de Biodiversité Marine ... 178
2.2.3.6.4.1 Zones de protection marine (AMP), réserves de biosphère et parcs nationaux 178
2.2.3.6.4.2 Les habitats à enjeux : zones de reproduction, nurseries et voies de migration 179
2.2.3.6.4.3 Les voies de migration ... 180
2.2.3.6.4.4 Zone de reproduction et nurserie ... 182

2.2.3.7 Archéologie sous-Marine 183
2.2.3.8 Géologie du plateau continental sénégalais 183
2.2.3.9 Navigation maritime 184
2.2.3.10 Risques naturels 186
2.2.3.11 Le Secteur Pêcherie 186
2.2.4 Identification des Milieux Récepteurs Onshore 203
2.2.5. Identification des Milieux Récepteurs Offshore 209
2.3 Activité 2.3 : Evaluation et Analyses des Cadres Politique, Juridique et Institutionnel 218
2.3.1 Cadre Juridique 218
2.3.1.1 Cadre Juridique International 218
2.3.1.2 Cadre Juridique Nationale 225
2.3.2 Cadre Politique 260
2.3.2.1 Politique environnementale et sociale 260
2.3.2.1.1 Plan Sénégal Emergent (PSE) 260
2.3.2.1.2 Plan National d'intervention d'Urgences en Mer (PNIUM) 260
2.3.2.1.3 Plan National de Gestion des Accidents et Réglementation en Cas de Catastrophe 260
2.3.2.1.4 Contribution Déterminée au Niveau National 260
2.3.2.1.5 Fonds de Gestion des Situations d'Urgences 261
2.3.2.1.6 Principe du Pollueur Payeur 261
2.3.2.1.7 Lettre de politique sectorielle de développement de la pêche et de l'aquaculture (LPSDPA) 261
2.3.2.1.8 Plan National de Lutte contre la Pollution Marine (Plan POLMAR) 261
2.3.2.1.9 Lettre de Politique Sectorielle de Développement de l'Industrie 262
2.3.2.1.10 Plan National d'Action pour l'Environnement 262
2.3.2.1.11 Stratégie Long Terme de Bas Carbone 2050 262
2.3.2.1.12 Stratégie Nationale de Développement Durable (SNDD) 263
2.3.2.1.13 Stratégie de gestion des écosystèmes de la mangrove 264
2.3.2.1.14 Stratégie nationale pour les aires marines protégées (2013 et actualisée en 2020) (AMP) du Sénégal 264
2.3.2.2 Politique énergétique 264
2.3.3 Cadre Institutionnel 265
2.3.3.1 La Présidence de la République 265
2.3.3.2 Ministère de l'Environnement et du Développement durable et de la Transition écologique 265
2.3.3.3 Direction de l'Environnement et des Établissements Classés (DEEC) 266
2.3.3.4 Centre de Gestion de la Qualité de l'Air (CGQA) 266
2.3.3.5 Comités régionaux de suivi environnemental 266

2.3.3.6 Ministère du Pétrole et des Energies 266
2.3.3.7 Comité national des Hydrocarbures 267
2.3.3.8 La société pétrolière nationale. 267
2.3.3.9 COS-PETROGAZ 267
2.3.3.10 GES-PETROGAZ : 267
2.3.3.11 Société Africaine de Raffinage (SAR) : 267
2.3.3.12 Réseau Gazier du Sénégal (RGS) 268
2.3.3.13 SENELEC 268
2.3.3.14 Ministère de la Santé et de l'action Sociale 268
2.3.3.15 Le Service National d'Hygiène 268
2.3.3.16 Le Ministère de l'Intérieur 268
2.3.3.17 Direction de la Protection Civile 269
2.3.3.18 Ministère de l'Urbanisme, du Logement et de l'Hygiène publique 269
2.3.3.19 Ministère des Collectivités territoriales, de l'Aménagement et du Développement des territoires 269
2.3.3.20 Municipalités, Gouverneurs et Préfets 269
2.3.3.21 Commissions communales chargées de l'environnement 270
2.3.3.22 Ministère du Travail, du Dialogue social et des Relations avec les institutions 270
2.3.3.23 Ministère des Forces Armées 270
2.3.3.24 La Haute Autorité chargée de la Coordination de la Sécurité maritime, de la Sûreté maritime et de la Protection de l'Environnement marin, HASSMAR 270
2.3.3.25 Ministère de la Pêche et de l'Economie Maritime 271
2.3.3.26 Agence Nationale des Affaires Maritimes (ANAM) 271
2.3.3.27 Ministère de l'Eau et de l'Assainissement 272
2.3.3.28 Ministère du Développement industriel et des Petites et moyennes industries 272
2.3.3.29 Ministère de l'Economie, du Plan et de la Coopération 272
2.3.3.30 Direction du développement du secteur privé 272
2.3.3.31 Comité National de l'Initiative pour la Transparence dans les Industries Extractives (CN-ITIE) 273
2.3.3.32 ONG, OCB et Sociétés Civiles 273
2.3.4 Capacités Institutionnelles 273
2.3.5 Consultations Initiales 274
References 275

LISTE DES TABLEAUX

Tableau 1: Les Documents Disponibles 13

Tableau 2: Informations Requises pour le Développement de l'EESS, les Documents Disponibles et les Lacunes 19

Tableau 3: 7 sites d'amas de tumulus les plus importants et les plus représentatifs dans le Delta du Saloum 62

Tableau 4 : Répartition de la population de Dakar selon le sexe et la circonscription administrative 74

Tableau 5: Nombre d'abonnés selon le type d'abonnement 77

Tableau 6 : Consommation d'énergie électrique selon le type d'abonnement, par circonscription administrative en 2019. 78

Tableau 7 : Répartition de la population de Thiès selon le sexe et la circonscription administrative 81

Tableau 8 : Evolution du nombre d'abonnés selon le type d'abonnement, par circonscription administrative 84

Tableau 9 : Situation des mines en 2019 87

Tableau 10 : répartition de la population de Saint-Louis selon le sexe et la circonscription administrative 88

Tableau 11 : répartition de la population de Louga selon le sexe et la circonscription administrative 100

Tableau 12: Répartition de la Population de Fatick Selon le Sexe et la Circonscription Administrative 112

Tableau 13: Répartition des services selon le département en 2018 117

Tableau 14 : Répartition des marchés selon le statut et le département en 2019 118

Tableau 15 : Répartition de la population de Ziguinchor selon le sexe et la circonscription administrative 120

Tableau 16: Quelques chiffres sur différentes spéculations cultivées dans la région 124

Tableau 17: répartition de la population de Tambacounda selon le sexe et la circonscription administrative 127

Tableau 18: répartition de la population de Kédougou selon le sexe et la circonscription administrative 134

Tableau 19: Cétacés dont la présence est avérée ou supposée dans la zone d'étude 159

Tableau 20: Espèces de poissons classées sur la liste rouge d'IUCN présents dans la zone du projet 167

Tableau 21: Espèces de poissons classées sur la liste rouge d'IUCN présents dans la zone du projet 170

Tableau 22: Tortues présentes dans la zone d'étude 171

Tableau 23: Escales portuaires, temps passé dans les ports, âge des navires et taille en 2021 185

Tableau 24: Evolution des mises à terre de la pêche industrielle de 2016 0 2019 189

Tableau 25 : Distance de la côte des principaux emplacements de pêche de la Grande côte 191

Tableau 26 : récapitulatif de la pêche par site de la Grande côte en 2016 193

Tableau 27 : Récapitulatif de la pêche au niveau du département de Mbour ainsi que la flotte de pirogue 194

Tableau 28 : dix espèces les plus débarquées dans le département Mbour 195

Tableau 29 : Répartition en poids et en valeur des différents groupes zoologiques exploités en 2013 dans la région de Fatick 197

Tableau 30 : Répartition des mises à terre par espèces en 2019 199

Tableau 31: Répertoire des titres pétroliers offshore du Sénégal 201

Tableau 32 : Activités envisagées dans le cadre du projet et récepteurs onshore 204

Tableau 33 : Extraits de la Norme sénégalaise NS05-061, Juillet 2001, Eaux usées et de son arrêté d'application 237

Tableau 34 : Extraits de la Norme sénégalaise NS05-062, Octobre 2003, Pollution atmosphérique – Norme de rejets 239

Tableau 35 : Normes environnementales et Sociales de la Banque mondiale et pertinences pour les travaux 245

Tableau 36 : Analyse comparée des exigences des Normes Environnementales et Sociales et des dispositions nationales et provisions ad'hoc pour compléter le déficit du système national 249

LISTE DES FIGURES

Figure 1: Évolution moyenne annuelle de la pluviométrique en mm des stations de Saint-Louis, Louga, Linguère, Thiès et Dakar de 1991 à 2020. 31

Figure 2: Évolution moyenne annuelle de la pluviométrique en mm des stations de Mbour, Fatick et Kaolack de 1991 à 2020. 32

Figure 3: Évolution moyenne annuelle de la pluviométrique en mm des stations de Ziguinchor et Cap Skiring de 1991 à 2020. 33

Figure 4: Évolution moyenne mensuelle de la pluviométrique en mm des stations de Saint-Louis, Louga, Linguère, Thiès et Dakar de 1991 à 2020. 33

Figure 5: Évolution moyenne mensuelle de la pluviométrique en mm des stations de Mbour, Fatick et Kaolack de 1991 à 2020. 34

Figure 6: Évolution moyenne mensuelle de la pluviométrique en mm des stations de Mbour, Fatick et Kaolack de 1991 à 2020. 35

Figure 7: Variation des températures moyennes mensuelles en degré Celsius des stations de Saint-Louis, Louga, Linguère, Thiès et Dakar de 1991 à 2020. 35

Figure 8: Variation des températures moyennes mensuelles en degré Celsius des stations de Mbour, Fatick et Kaolack de 1991 à 2020. 36

Figure 9: Variation des températures moyennes mensuelles en degré Celsius des stations de Ziguinchor et Cap Skiring de 1991 à 2020. 37

Figure 10: Vitesse moyenne mensuelle des vents en m/s des stations de Saint-Louis, Louga, Linguère, Thiès et Dakar de 1991 à 2020. 38

Figure 11: Vitesse moyenne mensuelle des vents en m/s des stations de Mbour, Fatick et Kaolack de 1991 à 2020. 39

Figure 12: Vitesse moyenne mensuelle des vents en m/s des stations de Ziguinchor et de la station Cap Skiring de 1991 à 2020. 39

Figure 13: Direction dominante des vents à la station de Saint Louis de 1991 à 2020. 41

Figure 14: Direction dominante des vents à la station de Fatick de 1991 à 2020. 43

Figure 15: Direction dominante des vents à la station de Ziguinchor de 1991 à 2020. 44

Figure 16: Variation mensuelle de l'humidité relative moyenne en pourcentage des stations de Saint-Louis, Louga, Linguère, Thiès et Dakar de 1991 à 2020. 45

Figure 17: Variation mensuelle de l'humidité relative moyenne en pourcentage des stations de Mbour, Fatick et Kaolack de 1991 à 2020. 45

Figure 18: Variation mensuelle de l'humidité relative moyenne en pourcentage des stations de Ziguinchor et de Cap Sikiring de 1991 à 2020. 46

Figure 19: Diversité des Espèces Animales 49

Figure 20: Carte de la Végétation du Sénégal 50

Figure 21: steppe dans la zone du Ferlo (*Source : ISE)* 50

Figure 22: savane arbustive (A) et savane boisée (B) (*Source : ISE)* 51

Figure 23: Forêt Claire (A) et Forêt Galerie (B) (*Source : ISE)* 51

Figure 24: Individu de Cassia Sieberiana 54

Figure 25: Carte du Réseau hydrographique du Sénégal 55

Figure 26: Fleuve Sénégal (A), fleuve Gambie (B) et lac rose (C) (*Source : ISE)* 56

Figure 27: Aires terrestres protégées du Sénégal 57

Figure 28: Carte des zones clés de conservation de la biodiversité du Sénégal, source : UICN, 2016 58

Figure 29: Quelques espèces végétales endémiques 59

Figure 30: Eland de Derby (Taurotragus derbianus), une espèce en Danger Critique d'Extinction 61

Figure 31: Cadre structural du bassin côtier mauritano-sénégalo- guinéen, Socle précambrien (1) ; couverture protérozoïque supérieur (1 000 Ma) et Paléozoïque (2) ; chaîne panafricaine et hercynienne (3) ; couverture méso-cénozoïque (4), (Sow E. H., 1992). 64

Figure 32: Géologie de la Grande côte du Sénégal (Source : Diaw E.H.B. et Ndiaye B., 2000). 66

Figure 33: Géologie de la Petite côte. 1 : Groupe de Diass (Campanien terminalMaastrichtien): sables, grès, argiles. 2 : Groupe du Cap-Vert (Paléocène): grès calcaires, marnes. 3: Formation de Thiès (Yprésien): argiles, marnes et calcaires. 4: Formations de Lam-Lam et Taïba (Lutétien-Bartonien): marnes, calcaires, calcaires à Nummulites. 5 : Formation du Saloum (Miocène moyen et supérieur): sables, grès, argiles. Quaternaire. 6: basaltes et dolérites. 7: dunes rouges. 8 : alluvions récentes (Sarr R, 2013). 68

Figure 34: Géologie de la Basse Casamance et des rivières du Sud (Cormier Salem, 1999). 69

Figure 35: Limites de la zone marine et côtière du Sénégal 144

Figure 36: Morphologie du littoral 145

Figure 37: Bathymétrie le long de la côte sénégalaise obtenue en combinant les données GEBCO 146

Figure 38: Circulation de surface de l'océan à l'échelle régionale, du sud Marocain à la Sierra Leone (Source : Faye et al., 2015) 148

Figure 39: Variations mensuelles de l'IUC sur la période 2000-2020 149

Figure 40: Variations interannuelles de la hauteur maximale observées de la marée 150

Figure 41: Variations interannuelles du marnage de 1980 à 2021 à Dakar 150

Figure 42: Variations comparées des coefficients de marées entre 2021 et 2022 151

Figure 43: Température moyenne annuelle dans la ZEE du Sénégal 151

Figure 44: Température moyenne mensuelle de la ZEE du Sénégal 153

Figure 45: Salinité moyenne annuelle dans la ZEE du Sénégal 154

Figure 46: Valeurs minimales (A) et maximales (B) de la salinité dans la ZEE du Sénégal 154

Figure 47: Distribution de la moyenne annuelle de l'oxygène dissous dans la ZEE du Sénégal 155

Figure 48: Nature des fonds marins du plateau continental sénégalais (Source : CRODT, 2019) 156

Figure 49: Aire de distribution de l'espèce Sousa teuszii (Source : KÜKENTHAL, 1892) 161

Figure 50: Dauphin à bosse de l'Atlantique (Sousa teuszii) (Source: VAN WAEREBEEK, K. et. al., 2003) 162

Figure 51: *Cachalot (Physeter macrocephalus)* (Source : IUCN RED LIST) 162

Figure 52: Rorqual commun (Balaenoptera physalus) (Source : IUCN RED LIST) 163

Figure 53: Rorqual boréal (Balaenoptera borealis) (Source : IUCN RED LIST) 164

Figure 54: Baleine bleue (Balaenoptera musculus) (Source : IUCN RED LIST) 164

Figure 55: Du haut vers le bas : Le Listao (Katsuwonus pelamis) et le Patudo (Thunnus obesus) (Source: HTTP://WWW.GUIDEDESESPECES.ORG) 165

Figure 56: Sardinelle ronde (Sardinella aurita) et Sardinelle plate (Sardinella maderensis) (Source : UNION AFRICAINE) 166

Figure 57: Tortue verte en phase de ponte (Popenguine) (Source : DIOUCK, 2013) 173

Figure 58: Richesse relatives de huit espèces d'oiseaux de mer (Source: Grecian et al., 2016) 175

Figure 59: Phaéton à bec rouge (Phaethon aethereus) (Source : OISEAUX.NET) 176

Figure 60: Localisation des aires protégées (source : données ANAT 2022) 179

Figure 61: Carte des zones prioritaires de conservation (Source : Diouf P. S., 2016) 180

Figure 62: Migration saisonnière des principales espèces de pélagiques dans la zone sénégalo-mauritanienne (Source : BOELLY, 1979, FREON 1988, PAULY 1993) 182

LISTE DES ACRONYMES

ANSD	Agence nationale de la statistique et de la démocratie
AV	Avant Jésus Christ
BTP	Bâtiment et travaux public
CEDEAO	Communauté économique des états de l'Afrique de l'ouest
CRODT/ISRA	Centre de recherche océanographique de Dakar Thiaroye/Institut sénégalais de recherche agronomique
DPM	Direction de la pêche maritime
EES	Evaluation environnemental stratégique
EIES	Etude d'impact environnemental et social
EP	Epervier
FD	Dormant
FFC	Filets filtrant à crevette
FMD	Filet Maillant Dérivant
GAIPES	Groupement des Armateurs et Industriels de la Pêche maritime au Sénégal
GECF	Gas Exporting Countries Forum/GECF
GES	Gaz à Effet de Serre
GNL	Gaz naturel liquéfié
GTA	Grande Tortue Ahmeyim
ICOMOS	Conseil International des Monuments et des Sites
ICS	Industries Chimiques du Sénégal
ICV	Indice Côtier de Vulnérabilité
MA	Millions d'années
OPEP	Organisation de pays exportateur de pétrole
PAS-PNA	Projet d'Appui Scientifique aux processus de Plans Nationaux d'Adaptation
PROCOVAL	Promotion de la Cogestion des pêcheries par le développement de la Chaîne de Valeur
SDP	Service Départemental des Pêches
SENELEC	Société nationale d'électricité
SRPS	Service Régional des Pêches et de la Surveillance.
ST	Senne tournante
UPAMES	Union Patronale des Mareyeurs Exportateurs du Sénégal
ZCIT	Zone de convergence intertropicale
ZEE	zone économique exclusive

1. INTRODUCTION

Suite à la découverte d'importants gisements de gaz et de pétrole ces dernières années dans les côtes sénégalaises, la préservation de l'environnement marin et la gestion de la biodiversité constituent des enjeux majeurs auxquels le Sénégal doit faire face en matière de respect des lois et règlements ainsi que de traités et autres engagements internationaux. Une Evaluation Environnementale et Sociale Stratégique (EESS) sera donc préparée pour le secteur pétro-gazier au Sénégal.

Ce document est le premier rapport intermédiaire qui présente la situation de référence environnementale et sociale ainsi qu'une description du cadre juridique et institutionnel au Sénégal. L'objectif principal de ce rapport est la description de l'état de référence de l'environnement biophysique et socio-économique et l'évaluation et analyse des cadres politique, juridique et institutionnelle.

La première partie de ce livrable est consacrée à la présentation des données et sources utilisées à l'établissement de ce livrable. Ensuite, la situation de référence environnementale est établie. Le cadre politique, juridique et institutionnel est ensuite présenté.

2. LES ACTIVITES ENTREPRISES LORS DE LA PREPARATION DU DEUXIEME LIVRABLE

2.1 ACTIVITE 2.1 : COLLECTE DES INFORMATIONS EXISTANTES ET ANALYSE CRITIQUE DES DONNEES

2.1.1 *Le Processus de Collecte des Informations*

Différents documents ont été rassemblés pour recueillir les informations nécessaires à l'élaboration de l'EESS. Les documents ont été obtenus soit par le client, soit en effectuant un examen documentaire.

Les documents actuellement disponibles et leur description est présentée dans le Tableau 1.

Tableau 1: Les Documents Disponibles

#	Nom du Document	Auteur	Date	Description
1	Elaboration d'un plan directeur pour le développement du secteur pétrolier et gazier au Sénégal – Projet de rapport final – Volet environnemental et social	QED, PwC Advisory, Channoil, SLR	2022	Ce document présente des informations nécessaires pour une bonne compréhension du contexte environnemental et social dans lequel le secteur pétrolier et gazier sera développé au Sénégal. Le document présent les projets de développement proposés et les aspects environnementaux et sociaux développés comprendront une évaluation des risques et des enjeux, des mesures d'atténuation, et une évaluation des émissions de GES liés à ces projets.
2	Elaboration d'un plan directeur pour le développement du secteur pétrolier et gazier au Sénégal – Projet de rapport final – Phase 3 – Draft	QED, PwC Advisory, Channoil, SLR	2022	Présente les différents scénarios d'offre et de demande du Plan Directeur et évaluons les options stratégiques pour le développement des meilleurs projets. Le document discute ensuite les sensibilités à l'offre et à la demande et examine l'impact de celles-ci sur les options du projet.
3	Développement du Champ SNE Phase 1 - Etude d'impact environnemental et social	Woodside Energy	-	Etude d'Impact Environnemental et Social réalisée pour le projet de Développement du champ SNE-Phase 1.
4	Présentation développée lors de l'atelier de démarrage qui comprend les activités typiques liées au secteur pétrolier et gazier - Réunion de cadrage et de démarrage de l'évaluation environnementale stratégique du secteur pétro-gazier offshore et onshore	Direction des Hydrocarbures	2022	Présente les grandes orientations du schéma directeur pétrole et gaz du Sénégal, le cadre juridique applicable au secteur pétrolier et gazier, stratégie de communication et perception de la population du secteur, enjeux environnementaux et sociaux, études et données disponibles et pertinentes pour l'EESS, et une Stratégie de consultation du Public.
5	Rapport Diagnostic - Audit des capacités institutionnelles, organisationnelles et humaines pour une gestion durable et efficiente des ressources pétrolières et gazières au Sénégal	SOFRECO Perspective	2021	Présentation du rôle de l'Etat dans la gestion de l'amont pétrolier, discussion des capacités institutionnelles et organisationnelles et les capacités humaines, identification des forces et des faiblesses au niveau de capacité institutionnelles, organisationnelles et humaines en place au Sénégal, et identification des meilleurs pratiques internationales.

#	Nom du Document	Auteur	Date	Description
6	Evaluation environnementale stratégique: aperçu sur le secteur pétrolier et gazier	Ministère du Pétrole et des Energies	2022	Présentation du potentiel du bassin sédimentaire Sénégalien, présentation du champ gazier de GTA, et du projet Sangomar et une grande orientation du schéma directeur pétrole et gaz du Sénégal.
7	Etude d'Impact Environnemental et Social de la Phase 1 du Développement du Champ Sangomar – Dossier ICPE – Addendum relatif aux Installations sous-marines	Woodside Energy	2022	Une mise à jour du dossier Installations Classées pour la Protection de l'Environnement (ICPE) de l'EIES du développement du champ Sangomar Phase 1 pour les opérations de Forage et complétions.
8	Développement et Mise en œuvre d'une Stratégie de Communication et d'un plan de mobilisation des parties prenantes - Stratégie 2021-2025 et plan de communication triennal du Sénégal dans le secteur du Pétrole et du Gaz	Afrique Communication, LUQMAN West Africa	2021	Le document constitue la stratégie de Communication du Gouvernement du Sénégal pour le développement des projets pétroliers et gaziers au Sénégal.
9	European Standard EN16260	Comité Européen de Normalisation (CEN)	2012	Norme européenne qui décrit les méthodes, les exigences et les équipements pour les études visuelles des fond marins utilisant un matériel d'observation commandé à distance et/ou tracté pour la collecte de données environnementales.
10	Guidelines for Offshore Environmental Monitoring	Climate and Pollution Agency (Klif)	2011	Cette directrice présente les activités de surveillance, des paramètres à analyser, des méthodes à utiliser, de l'accréditation nécessaire et des modèles de rapports.
11	Norwegian Oil and Gas recommended guidelines for sampling and analysis of produced water	Norwegian Oil and Gas	2012	Directrices élaborées pour obtenir la pratique la plus uniforme possible afin d'obtenir des résultats d'analyse comparables pour l'eau produite provenant de différents champs de production,
12	Examen de l'EIES du Projet de production de gaz - Grand Tortue, Ahmeyim - Phase 1	Commission Néerlandaise pour l'évaluation environnementale	2018	Formulation d'un avis sur l'examen de l'EIES relative au Projet de production de gaz Grand Tortue / Ahmeyim à Saint-Louis.

#	Nom du Document	Auteur	Date	Description
13	Cadre juridique environnemental applicable aux activités pétrolières et gazières au Sénégal	Sanou Dakono	-	Cadre juridique environnemental applicable aux activités pétrolières et gazières comprennent les textes législatifs et réglementaires nationaux, de conventions internationales et les bonnes pratiques.
14	Compte rendu de l'atelier de validation des Tdr de l'EES et de lancement des travaux du Groupe de Travail Interministériel (GTI) sur l'Evaluation Environnementale Stratégique du Secteur Pétro-Gazier Offshore du Sénégal les 8 et 9 décembre 2020 à l'Hôtel Ndiambour de Dakar.	DEEC/MEDD DH/MPE	-	Compte rendu pour l'atelier de validation des TdRs de l'EES et de lancement des travaux du Groupe de Travail Interministériel (GTI) sur l'Evaluation Environnementale Stratégique du Secteur Pétro gazier Offshore du Sénégal. Cette EES a pour objectif principal de définir le plan cadre de gestion environnementale et sociale du secteur et l'élaboration d'un Plan de Développement Offshore durable.
15	Guidelines for waste management with special focus on areas with limited infrastructure	International Association of Oil and Gas Producers (OGP)	2008	Ce document met l'accent et fournit des directives sur les principes et les pratiques de gestion efficace des déchets, ainsi que des informations sur les flux de déchets et les technologies généralement applicables dans les opérations d'exploration et de production.
16	ICES Advice 2008, Book 1 - JAMP Guidelines for monitoring contaminants in biota and sediments	ICES	2008	Veiller à ce que des directives de surveillance soient en place pour soutenir un programme de surveillance environnementale tenant compte des directives JAMP pour la surveillance des contaminants dans les sédiments (Accord OSPAR 2002-16) et des directives JAMP pour la surveillance des contaminants dans le biote (accord OSPAR 1999-2)
17	Norwegian Oil and Gas Recommended guidelines for Coexistence with the fishing sector when conducting seismic surveys	Norwegian Oil and Gas	2013	Directives qui assurent la contribution à une meilleure coexistence entre l'industrie pétrolière et le secteur de la pêche en fournissant des conseils aux opérateurs lors de la planification et de l'exécution de l'acquisition de données sismiques.
18	Environmental, Health and Safety Guidelines for Offshore Oil and Gas Development	World Bank Group	2015	Ces directives comprennent des informations pertinentes pour l'exploration sismique, les forages exploratoires et de production, les activités de développement et de production, les opérations de pipelines en mer, le transport en mer, le chargement et le déchargement des pétroliers. Ils contiennent également des

#	Nom du Document	Auteur	Date	Description
				impacts potentiels à terre qui pourraient résulter des activités pétrolières et gazières offshore.
19	Convention d'Abidjan-Convention Relative à la coopération en matière de protection et de mise en valeur du milieu marin et des zones côtières de l'Afrique de l'Ouest et du Centre - Convention UNEP	UNEP	1981	Convention pour la Protection de l'environnement marin et des zones côtières de l'Afrique de l'Ouest et du Centre contre toute forme de pollution d'origine humaine.
20	Managing Oil and Gas Activities in Coastal Areas	IPIECA/OGP Biodiversity Working Group	2012	Ce document présente des considérations et recommandations pour l'exploitation du pétrole et du gaz dans les zones côtières.
21	Etude d'Impact environnemental et social – Project de production de gaz Grand Tortue / Ahmeyim – Phase 1 Rapport final consolide intégrant les revues règlementaires de la Mauritanie et du Sénégal	Golder, CSA, Ecodev, Tropica consultants	2019	Rapport de l'étude environnemental et social du projet de production de gas Grand Tortue/Ahmeyim – Phase 1
22	Etude d'Impact Environnemental et Social du projet de Forage offshore du Bloc AGC Profond	CNOOC	2020	Etude d'Impact Environnemental et Social (EIES) réalisée pour le forage du puits d'exploration offshore Gainde proposé.
23	Forage d'exploration pétrolière sur le Bloc Rufisque Offshore Profond Étude d'Impact Environnemental et Social	Tropica, Artelia Eau & Environnement	2018	Etude d'impact environnemental et social du projet de forage d'exploration sur le Bloc Rufisque Offshore Profond (ROP)
24	Analyse microéconomique et modélisation bioéconomique de la pêcherie artisanale de	Aliou Ba	2017	Contexte physique, biologique et social de la pêche artisanale au Sénégal

#	Nom du Document	Auteur	Date	Description
	sardinelles au Sénégal. Sciences de l'environnement. Université Cheikh Anta Diop de Dakar			
25	Situation Economique et Sociale (SES) du Sénégal et des différentes régions de la ZIP	ANSD	2019	Situation economique et sociale au Sénégal
26	Défis des activités de pêche au Sénégal : le cas de la région de Ziguinchor. Rapport sur l'Afrique de l'Ouest/numéro 15	Barthélemy Blédé, André Diouf et Pascaline Compaoré	2015	Poids des activités de pêche à Zinguinchor, Defis du secteur de la pêche à Zinguinchor, la gestion participative des activités de peche
27	Etude d'impact environnemental et social (EIES) interconnexion pour fourniture et fonctionnement au gaz de la centrale barge KARPOWER	-	2021	Etude d'impact environnemental et social (EIES) du projet d'interconnexion pour fourniture et fonctionnement au gaz de la centrale barge
28	Etude d'impact environnemental et social du projet construction d'un terminal de stockage de gaz de pétrole liquéfié (GPL) sur le site du port de Bargny-Sendou	EGS	2022	Etude d'impact environnemental et social du projet construction d'un terminal de stockage de gaz de pétrole liquéfié (GPL) d'une capacité de 20 000 m^3 sur le site du port de Bargny-Sendou
29	L'aménagement du littoral de la Casamance : quels enjeux au regard de sa dynamique actuelle	Mamadou Thior, Tidiane Sane, Cheikh T Wade, Oumar Sy et Luc Descroix	2021	Contraintes environnementales et socioéconomiques permettant d'esquisser un schéma d'aménagement du littoral de la Casamance. Proposition de stratégies de protection et d'aménagement de cette région.
30	Prospections archéologiques sous-marines aux abords de l'île de Gorée (Sénégal)	Max Guérout	2019	Prospection archéologique sous-marine aux abords de Gorée dans le but d'y retrouver les vestiges du passé maritime de l'île et de l'histoire de la traite.
31	Mission d'évaluation technique conjointe ICOMOS/UICN du 29	ICOMOS/UICN	2010	Informations sur l'archeologie au Sénégal

#	Nom du Document	Auteur	Date	Description
	septembre au 6 octobre 2010 : Delta du Saloum (Sénégal) No 1359			
32	Les amas coquilliers du Delta du Saloum, étude archéologique subaquatique	Moussa Wele	2018	Nouvelles recherches archéologique subaquatiques
33	Projet d'Appui Scientifique aux processus de Plans Nationaux d'Adaptation (zone côtière au Sénégal)	-	2018	Etat des lieux des connaissances scientifiques sur les changements climatiques pour les secteurs des ressources en eau, de l'agriculture et de la zone côtière au Sénégal
34	Projet d'Appui Scientifique aux processus de Plans Nationaux d'Adaptation (PAS-PNA) (Fatick).	-	2019	Evaluation de la vulnérabilité du secteur de la zone côtière à la variabilité et aux changements climatiques dans la région de Fatick
35	Évolution Morpho-sédimentaire et impacts des ouvrages de Protection sur le Littoral de Rufisque, Petite Côte, Sénégal	Ndour A.	2015	Évolution Morpho-sédimentaire et impacts des ouvrages de Protection sur le Littoral de Rufisque, Petite Côte, Sénégal
36	Caractérisation des sites critiques côtiers pour les ressources de petits pélagiques au Sénégal	CRODT	2019	Capitalisation des connaissances sur les sites critiques côtiers pour les petits pélagiques au Sénégal

2.1.2 *Analyse des Documents Acquis et Analyses des Ecarts*

Le Tableau 2 présente les informations requises pour le développement de l'EESS, les documents disponibles et les informations pertinentes.

Tableau 2: Informations Requises pour le Développement de l'EESS, les Documents Disponibles et les Lacunes

Informations Requises	Documents/ Informations Disponibles	Lacunes
Contexte et objet du projet	• Plan directeur pétrolier et gazier au Sénégal et les termes de références comprend le contexte et l'objet du projet	-
Objet et champ d'application de L'EESS	• Plan directeur pétrolier et gazier au Sénégal: Comprend le champ d'application du L'EESS • Les termes de références: Comprend l'objet de l'EESS	-
Méthodologie adoptée pour l'EESS: • Processus de l'EESS • Structure du rapport d'EESS • Méthodologie pour la mobilisation des parties prenantes et les consultations publiques • Méthodologie des études de base • Analyse juridique et politique • Approche et méthodologie d'évaluation	• Les termes de références: Comprend une méthodologie générale adoptée pour l'EESS et le contenu minimum du rapport EESS final • Développement et Mise en œuvre d'une Stratégie de Communication et d'un plan de mobilisation des parties prenantes: Comprend les parties prenante et méthodologie pour la mobilisation des parties prenantes	Méthodologie pour: • Les études de base • Analyse juridique et politique • L'identification des impacts, atténuation, surveillance, et différents scenarios
Description des activités et des différents scenarios: - Localisation géographique du projet	• Plan directeur pétrolier et gazier au Sénégal: Phase II, décrits les projets et comprend les sites potentiels pour le développement du projet	-
Description des activités typiques (y compris les technologies, les différentes méthodes, installations, services, systèmes,	• Présentation développée lors de l'atelier de démarrage: Comprend les activités typiques liées au secteur pétrolier et gazier	• Données précédentes acquises lors d'études

Informations Requises	Documents/ Informations Disponibles	Lacunes
outils, etc.), applicables au contexte sénégalais, associées aux phases: • D'exploration • Développement • Production • Déclassement	• EESS pour la préparation, exploitation, et production du gaz et pétrole offshore au Liban	antérieures, et investigations géophysiques utilisant des technologies avancées • Description des activités typiques menées précédentes durant les phases d'exploration, développement, production et déclassement au Sénégal
Différents scénarios pour les activités pétrolières et gazières	Plan directeur pétrolier et gazier au Sénégal: Comprend des estimations des émissions des GES et polluants atmosphérique pour le scenario Business as Usual (BAU)	Discussion d'autres scenarios comme le « Développement lent», « Développement rapide », etc.
Conditions de base de la zone d'études: • Caractéristiques géographiques • Géologie • Écosystèmes et biodiversité • Qualité de l'eau de mer • Qualité des sédiments • Qualité de l'air • Bruit • Situation culturelle de la zone d'étude • Situation socioéconomique de la zone d'étude (économie, population, démographie et conditions de vie, secteur du tourisme, industrie, infrastructures de	• Plan directeur pétrolier et gazier au Sénégal: Comprend un résumé des principales caractéristiques de l'environnement du Sénégal (table 1, page 4) et spécifiquement: La situation géographique de Sénégal, Etat de l'environnement social et socio-économique, changement climatique, ressources en eaux, environnement marin et côtier, l'état des terres, conservation de la biodiversité, les défis environnementaux. • Développement du Champ SNE Phase 1: Comprend une description de l'environnement physique au Sénégal, l'environnement biologique au Sénégal, le contexte économique national, secteur	-

Informations Requises	Documents/ Informations Disponibles	Lacunes
transport, électricité, gestion des déchets, approvisionnement de l'eau, santé, éducation)	pétrolier et gazier au Sénégal, pêche maritime, infrastructure et services, sante, pauvreté et éducation, archéologie et patrimoine culturel (Information pour le Sénégal et plus spécifique pour les régions de Dakar, Thiès, et Fatick) • Documents comprennent des informations sur les conditions de base de la zone d'études : o Archéologie : ➢ Les amas coquilliers du Delta du Saloum, ´étude archéologique subaquatique. Université Cheikh Anta Diop (UCAD) ➢ Prospections archéologiques sous-marines aux abords de l'île de Gorée (Sénégal) ➢ Mission d'évaluation technique conjointe ICOMOS/UICN du 29 septembre au 6 octobre 2010 : Delta du Saloum (Sénégal) o Tourisme, Emploi, Energie, Economie, Demographie: ➢ Situation Economique et Sociale (SES) du Sénégal et des différentes régions de la ZIP o Environnement Acoustique ➢ Étude d'impact environnemental et social du Projet de production de gaz Grand Tortue / Ahmeyim - Phase 1.	

Informations Requises	Documents/ Informations Disponibles	Lacunes
	➢ Etude d'impact environnemental et social (EIES) interconnexion pour fourniture et fonctionnement au gaz de la centrale barge KARPOWER (mai 2021) o Qualité de l'air et émissions de gaz à effet de serre ➢ Étude d'impact environnemental et social du Projet de production. de gaz Grand Tortue / Ahmeyim - Phase 1. Juin 2019 ; ➢ Etude d'impact environnemental et social (EIES) interconnexion pour fourniture et fonctionnement au gaz de la centrale barge KARPOWER (mai 2021) o Pêche et ressources halieutiques, Qualité des sediments ➢ Analyse microéconomique et modélisation bioéconomique de la pêcherie artisanale de sardinelles au Sénégal. Sciences de l'environnement ➢ Caractérisation des sites critiques côtiers pour les ressources de petits pélagiques au Sénégal ➢ Évolution Morpho-sédimentaire et impacts des ouvrages de Protection sur le Littoral de Rufisque, Petite Côte, Sénégal ➢ Défis des activités de pêche au Sénégal : le cas de la région de Ziguinchor. Rapport sur l'Afrique de l'Ouest/numéro 15 o Faune et Flore, oiseaux de mer	

Informations Requises	Documents/ Informations Disponibles	Lacunes
	➢ Etude d'Impact Environnemental et Social de la Phase 1 du Développement du Champ Sangomar ➢ Etude d'Impact Environnemental et Social du projet de Forage offshore du Bloc AGC Profond- Février 2020 ➢ Forage d'exploration pétrolière sur le Bloc Rufisque Offshore Profond - Étude d'Impact Environnemental et Social ➢ Forage d'exploration pétrolière sur le Bloc Rufisque Offshore Profond - Étude d'Impact Environnemental et Social ➢ (ICBP Migratory Birds Program et WWF/UICN International Education Project ➢ OISEAUX.NET ➢ GRECIAN WJ ET AL. 2016 SEABIRD DIVERSITY HOTSPOT LINKED TO OCEAN PRODUCTIVITY IN THE CANARY CURRENT LARGE MARINE ECOSYSTEM. BIOL. LETT. 12: 20160024.	
Cadre stratégique, juridique et institutionnel au Sénégal (Cadre Institutionnel, Législation nationale, Lois et règlements, Normes et directives internationales de l'industrie, Plans, programmes, et stratégies)	• Développent du champ SNE Phase 1: Section 2 comprend le cadre stratégique, juridique et institutionnel au Sénégal (Lois et règlements, législations nationales, droit et normes internationaux, cadre institutionnel, législations principales, etc.) • Rapport Diagnostic: Comprend une revue juridique du secteur pétrolier et gazier sénégalais (Section 4) l'environnement institutionnel pétrolier du Sénégal (Section 5), et l'évolution de l'environnement institutionnel pétrolier du Sénégal (Section 6)	-

Informations Requises	Documents/ Informations Disponibles	Lacunes
	• Cadre juridique environnemental applicable aux activités pétrolières et gazières au Sénégal (Présentation power point)	
Analyse des objectifs de développement durable	• Développement du Champ SNE Phase 1: Comprend le cadre stratégique y compris les objectifs de développement durable que le secteur pétrolier et gazier doit s'aligner avec (page 39). • Plan directeur pétrolier et gazier au Sénégal – Section 3.2.6 (Page 61) comprend les objectifs de développement durables définis par les Nations Unies et les exigences associées recommandés par les entreprises internationales des secteurs pétrolier et gazier	-
Identification et analyse des contraintes/incidences/impacts potentiel et risques environnementaux pendant les activités de reconnaissance, la phase d'exploration, la phase de développement et de production et la phase de déclassement	• Présentation développée lors de l'atelier de démarrage: Comprend les activités typiques et les incidences potentielles liées au secteur pétrolier et gazier et à chaque phase (activités de reconnaissance, la phase d'exploration, la phase de développement et de production et la phase de déclassement) • Plan directeur et gazier au Sénégal: Tableau 2 comprend les principaux impacts et risques environnementaux et sociaux relatifs au secteur pétrolier et gazier offshore, tableau 3 comprend les principaux impacts et risques environnementaux et sociaux relatifs au secteur pétrolier et gazier onshore) • Développement du Champ SNE Phase 1: Comprend l'étude d'impact environnemental et	-

Informations Requises	Documents/ Informations Disponibles	Lacunes
	social – Section 9.0 et 10.0 pour les impacts sur le fond marin, empreinte des gaz à effet de serre, qualité de l'eau de mer, aspects de la biodiversité: Mammifères Marins, tortues marines et poisson, les oiseaux, génération des déchets et risque de rejets accidentels, économie nationale, emploi, achat de biens et de services, transport maritime et autre usagers de la mer, pêche industrielle, pêche artisanale, santé et sécurité des collectivités, tourisme, archéologie et patrimoine culturel, risques de rejets accidentels (pour le développement du champ SNE).	
Impacts sur la qualité de l'air, qualité des eaux, biodiversité terrestre et aquatique, environnement côtier, tourisme, moyens de subsistance, propriétés, sante publique y compris: • Principales Mesures de Contrôle Existantes • Évaluation des impacts • Mesures d'Atténuation Proposées • Impacts cumulatifs • Évaluation des impacts résiduels	• Développement du Champ SNE Phase 1. Section 9.0 et 10.0 comprend les directives internationales prises en compte pour l'évaluation des impacts, gestion et atténuation, impacts résiduels, impacts cumulatifs et transfrontières (pour le développement du champ SNE) et section 12.0 pour un plan de gestion environnementale et sociale • Plan directeur pétrolier et gazier au Sénégal: Comprend les mesures d'atténuation et plans recommandés pour chaque activité proposée. Comprend les estimations des émissions des GES et de la pollution atmosphériques, estimation des réductions des émissions par rapport au scenario « Business As Usual ». Comprend Directives de bonnes pratiques (Section 3.2.4), et les impacts négatifs potentiel	• Estimation des émissions de GES et des polluants atmosphérique par phase (la phase de développement et de production et la phase de déclassement) • Impacts cumulatifs et évaluation des impacts résiduels spécifique au projet • Mesures d'atténuation proposée pour chaque phase (la phase de développement et de production

Informations Requises	Documents/ Informations Disponibles	Lacunes
	et mesures d'atténuation pour les oléoducs et les gazoducs (Figure 55) • Environmental, health and safety guidelines for offshore oil and gas development (World Bank Group): Comprend les impacts et les mesures d'atténuation spécifiques (environnement, santé et sécurité spécifique au secteur gazier et pétrolier)	et la phase de déclassement)
Analyse des alternatives	Plan directeur pétrolier et gazier au Sénégal: Comprend des localisations alternatives	Technologies alternatives, des alternatives de gestion des déchets, des projets onshore vs offshore, etc.
Indicateurs à surveiller et responsabilité du suivi	Environmental, Health and Safety Guidelines for Offshore Oil and Gas Development (World Bank Group): Comprend les indicateurs (paramètre et directive) et les indicateurs mesurables y compris les niveaux d'effluents provenant de l'exploitation pétrolière et gazière offshore.	Indicateur clés, indicateur type (mesurable), programme de suivi-évaluation, et les parties responsables pour toutes les activités incluses dans le projet (activités onshore)
Renforcement des capacités	Développement et Mise en œuvre d'une Stratégie de Communication et d'un plan de mobilisation des parties prenantes : Chapitre 8 (page 37) comprend le plan de formation de renforcement des capacités dans le secteur pétrolier et gazier y compris l'objectif, résultats attendus, l'équipe chargée de la coordination et de la communication, rôles et responsabilités, stratégies de déploiement, etc.	-

2.2 ACTIVITE 2.2: ETABLISSEMENT DE LA SITUATION DE REFERENCE ENVIRONNEMENTALE

2.2.1 *Zones Onshore et Offshore susceptibles d'être affectées (Areas of Influence)*

La zone d'étude correspond aux régions côtières du Sénégal ainsi que les eaux marines sous placées sous juridiction sénégalaises.

D'une superficie de 196 722 km², le Sénégal est situé à l'extrême ouest du continent africain. Il est limité au nord par la Mauritanie, à l'Est par le Mali, au sud par la Guinée Conakry et la Guinée Bissau, à l'ouest par l'Océan atlantique. La Gambie constitue une enclave au sein. Le pays dispose d'une façade maritime de 720 km.

Sur le plan administratif, le pays compte quatorze (14) régions dont les chefs-lieux sont les villes de: Dakar, Tambacounda, Matam, Saint-Louis, Kaolack, Fatick, Kaffrine, Ziguinchor, Sédhiou, Kolda, Diourbel, Louga, Thiès et Kédougou. Sa façade atlantique est structurée en 6 régions concernées par le projet ? Ce sont du nord au sud :

Région de Saint-Louis : Créée par la loi N° 2002-002 du 15 février 2002 et le décret N° 2002-166 du 21 février 2002 qui ont établi ses limites actuelles, la région s'étend sur une superficie de 19 034 km² soit 6,6 % du territoire national. Elle est limitée au Nord par le fleuve Sénégal, au sud par la région de Louga, à l'est par la région de Matam et à l'ouest par l'Atlantique.

Elle est située à 270km de Dakar et sa population est passée de 1 009 170 habitants en 2017 à 1 036 009 habitants en 2018, soit une densité de 54 habitants au Km² en 2018.

Région de Louga : Créée par la loi N°7661 du 26 juin 1976 qui consacra la partition de l'ex région de Diourbel en deux entités administratives distinctes, la région de Louga couvre une superficie de 24 847 km² (entre la latitude 14°70 et 16°10 Nord et les longitudes 14°27 et 16°50 Ouest). C'est la 3ème région du Sénégal en termes de superficie après les régions de Tambacounda (59 602 km²) et Matam (29 424 km²). Elle est limitée au nord par la région de Saint-Louis, au sud par celles de Kaolack et Diourbel, à l'est par la région de Matam, à l'ouest par la région de Thiès et l'océan atlantique. Sa population était estimée en 2019 à 1 032 645 habitants dont 50,25% du sexe féminin contre 49,75% d'hommes, soit environ 6,4% du total national sur 12% du territoire Sénégalais. Sa densité moyenne est de 38habitants au km². Sa population est inégalement répartie entre les départements : Louga 42,7%, Kébémer 29,6% et Linguère 27,7%. La population de la région de Louga est caractérisée par une extrême jeunesse avec un taux de fécondité assez élevé, malgré une tendance à la baisse. L'écrasante majorité de la population (78,3%) réside en milieu rural.

Région de Dakar : La région de Dakar est l'une des 14 régions administratives du Sénégal. Elle est la capitale économique, politique et culturelle du pays. C'est la plus petite en termes de superficie (550 km² soit 0,28% du territoire national). Elle abrite cependant la plus grande part de la population sénégalaise avec une densité de peuplement de 6 786 hbts/km² en 2019.

Dakar en tant que région, a une position géographique très stratégique car se situant à l'extrême ouest de la presqu'île du Cap-Vert, tout au bord de l'océan atlantique. Elle est comprise entre les longitudes 17° 10 et 17° 32 Ouest et les latitudes 14° 53 et 14° 35 Nord. Elle est limitée à l'est par la région de Thiès et par l'Océan Atlantique dans ses parties nord, ouest et sud. Sa position géographique, son statut administratif et la diversité de ses activités économiques lui confèrent plus d'atouts par rapport au reste du pays.

Région de Thiès : Située à 70 km de Dakar, elle est à l'ouest du pays, en couronne autour de la presqu'île du Cap-Vert. Elle s'étend sur une superficie de 6 601 km^2, soit 3,4% du territoire national, et est limitée au nord par la région de Louga, au sud par la région de Fatick, à l'est par les régions de Diourbel et Fatick et à l'ouest par la région de Dakar et l'océan atlantique.

Région de Fatick : La région de Fatick est issue de la partition de l'ex-région du Sine Saloum en 1984. Elle est limitée à l'est par la région de Kaolack, à l'ouest par l'océan atlantique, au nord-est par la région de Diourbel, au nord-ouest par la région de Thiès et au sud par la Gambie. Elle s'étend sur une superficie de 6685km² et comptait en 2019 une population de 870 361 habitants dont 438 104 femmes (ANSD, projection 2019). La densité de sa population est de 130 habitants/km².

Région de Ziguinchor : La région de Ziguinchor est située à 12°33' latitude nord et 16°16' de longitude ouest, déclinaison magnétique 13°05. Situé au sud-ouest du Sénégal, elle occupe une superficie de 7339km^2 soit 3,73% du territoire national. Elle est limitée au nord par la République de Gambie, au sud par la République de Guinée Bissau, à l'est par les régions de Kolda et Sédhiou et à l'ouest par l'océan atlantique.

Le Sénégal constitue, de par sa position géographique sur le continent africain, la porte d'accès par la mer à l'Afrique de l'ouest et au golfe de Guinée. Il constitue ainsi le trait d'union entre le golfe de Guinée et les côtes atlantiques des pays d'Afrique du nord. Le Sénégal représente également le « hub » occidental naturel des pays de la bande sahélo-saharienne.

Son espace maritime au large de la presqu'île du Cap vert se situe au confluent des grandes routes maritimes reliant l'Amérique du sud à l'Europe et à l'Afrique, et l'océan indien à l'Atlantique du nord-est par le cap de Bonne Espérance.

Le Sénégal dispose d'une frange côtière de plus de 720 kilomètres, d'une zone économique exclusive (ZEE) s'étendant sur 200 milles nautiques et une superficie 212.000km**²**. Il dispose de cinq frontières maritimes (1 avec la Mauritanie, deux avec la Gambie, une avec la Guinée Bissau, 1 avec le Cap-Vert.

Son plateau continental peu profond (inférieur à 100m) et relativement étroit s'étend jusqu'à 100 km à son point d'envergure maximal mais ne fait que quelques kilomètres au large de la péninsule du Cap Vert.

Le Sénégal est l'un des pays les plus stables d'Afrique de l'Ouest même si les problèmes sécuritaires dans les pays voisins (Mali notamment) constituent un risque à considérer pour sa stabilité.

La moitié de la population estimée à un peu plus de 16 millions d'habitants, est concentrée dans les centres urbains et 67% (plus de 2/3) sont concentrés sur la côte atlantique

L'économie nationale a connu de forts taux de croissance économique (croissance du PIB de 6 et 7 pour cent entre 2014 et 2019). Elle a toutefois subi comme partout ailleurs dans le monde, les contrecoups de la pandémie du COVID-19 de 2019 à 2022 et récemment (depuis mars 2022) de la Guerre en Ukraine. Elle devrait cependant s'améliorée en 2023 avec la production des premiers barils de pétrole et mètres cubes de gaz.

Le Sénégal devrait rejoindre dès 2023 le club des puissances gazières, grâce notamment au projet Grande Tortue Ahmeyim (GTA). Le pays a rejoint, le mardi 25 octobre 2022, le Forum des pays exportateurs de gaz (Gas Exporting Countries Forum/GECF), une organisation intergouvernementale visant à défendre les intérêts des principaux pays exportateurs de gaz naturel. L'adhésion de Dakar, qui aura un statut d'observateur dans une première étape, à ce forum appelé également *« l'OPEP du gaz »* a été avalisée par la 24e conférence ministérielle du GECF qui s'est tenue au Caire

Tous les secteurs ont soutenu la croissance de l'économie du pays en 2018. Le secteur agricole a été particulièrement robuste en raison de programmes d'appui et d'importants investissements dans les infrastructures dans le cadre du Plan Sénégal Émergent. Les perspectives moyennes du pays sont dans l'ensemble encourageantes.

Le pays a un des secteurs électriques les plus avancés de la zone CEDEAO et un des taux d'accès à l'électricité les plus élevés. Plus de soixante-deux (62) pour cent de sa population a accès à l'électricité, dont quatre-vingt-douze (92) pour cent dans les centres urbains et plus de 40 pour cent dans les zones rurales. L'ambition du gouvernement est l'accès universel à l'horizon 2025. Pour atteindre cet objectif, l'état fait des efforts pour relever le taux d'électrification en milieu rural qui reste relativement faible en dépit de la mise en place d'un plan d'action d'électrification rurale en 1998. Les efforts du gouvernement n'ont pas atteint les résultats escomptés dans ce domaine malgré l'implication des acteurs privés.

Le secteur de l'électricité est confronté au déficit financier de fonctionnement de la SENELEC qui est couvert par le gouvernement d'année en année. Les tarifs d'électricité élevés de 0,18 USD par kWh en 2021, soit 80% de plus que la référence mondiale de 0,10 USD par kWh, ne couvrent pas le coût du service (0,24 USD par kWh). Les perspectives du secteur sont dominées par la découverte et le développement planifié du gaz naturel qui, avec les énergies renouvelables, sera à l'avant-garde des efforts du gouvernement pour modifier le mix énergétique et moderniser le secteur de l'électricité.

Le secteur de l'électricité du pays est dominé par la SENELEC, un service public intégré verticalement. Cette entreprise contrôle le transport et la distribution d'électricité en plus de près de la moitié de la capacité de production du pays. Les IPP possèdent l'autre moitié et vendent directement à la SENELEC.

Le pays a fait d'énorme effort dans le cadre de la gestion de l'environnement et des ressources. Ces efforts sont illustrés par l'adoption d'un nouveau Code de l'Environnement en 2001, d'un nouveau code minier (loi n° 2016-32 du 08 novembre 2016), d'un Code Forestier qui pour la première fait mention des services écosystémiques en 2018.

Du point de vue institutionnel, la gestion de l'environnement est assurée par le Ministère de l'Environnement et du Développement Durable (MEDD) à travers la direction de l'Environnement et des Établissements Classées (DEEC). Cette dernière assure la validation de la sélection environnementale des projets, des TDRs et des études environnementales.

Chaque région dispose d'une division régionale de l'environnement et des établissements classés (DREEC) agissant au nom de la DEEC. La DREEC est l'entité responsable au niveau régional, de la gestion de l'environnement. Elle travaille en collaboration avec le Comité Régional de suivi

environnemental, l'ARD, les Services techniques régionaux, les collectivités territoriaux et tous autres les acteurs pertinents.

2.2.2 *Situation de référence des zones onshore susceptibles d'être affectées*

La partie onshore de la zone d'étude est structurée en trois sous-zones climatiques (Malou et al. 1998) :

- La Grande côte ou littoral nord qui correspond à la partie côtière des régions de Saint-Louis et Louga, et le littoral nord de la région de Thiès. Cette sous-zone couvre une partie de la zone écogéographique des Niayes et du delta du fleuve Sénégal.
- La Petite côte qui correspond au littoral sud de la région de Thiès et la partie côtière de la région de Fatick.
- La Basse Casamance correspondant à frange côtière de la région de Casamance

Les sections qui suivent décrivent l'état actuel de ses composantes biophysiques et socioéconomiques.

2.2.2.1 Le Climat

La zone d'étude appartient au domaine climatique tropical sahélien à deux saisons déterminées par la migration latitudinale de la ZCIT : une saison sèche longue et aride qui dure de novembre à juin ; et une saison humide allant de juillet à octobre.

De juin à août (été boréal), on assiste à une migration vers le nord (19° N) de la ZCIT et de la ceinture de pluie tropicale qui y est associée. Ce phénomène apporte de l'air chargé d'humidité au-dessus du bassin du fleuve Sénégal. De fortes turbulences au sol sont associées au système de front de la mousson. Les températures moyennes se situent autour de 27 °C et les précipitations moyennes autour de254mm en août.

De décembre à février (hiver), la ZCIT redescend vers le sud (5° N), ce qui amène des conditions fraîches et sèches dans la zone (Leroux, 2001). Pendant cette saison les températures peuvent chuter jusqu'à 22 °C et des précipitations hors-saison à l'état de trace peuvent occasionnellement être enregistrées en janvier. Les alizés du nord-ouest sont alors la caractéristique atmosphérique dominante (Nicholson, 2000 ; Mhammdi et al. 2014).

2.2.2.1.1 Précipitation

GRANDE COTE

Précipitations

L'analyse des données pluviométriques permet de faire un certain nombre d'observations sur les variations mensuelles et interannuelles.

Précipitation annuelle

Les pluies à Dakar se caractérisent par une très forte variabilité spatiale et temporelle. Ainsi, sur une série de 30 ans (1991-2020), les totaux pluviométriques varient selon les années au niveau des 5 stations étudiées (Saint-Louis, Dakar, Linguère, Thiès et Dakar). Le graphique suivant met en

évidence le caractère irrégulier de la pluviométrie caractérisée par des années de baisse (1992, 1997, 2014, 2018) et de forte pluviométrie (en 2010 aux stations de Dakar, Saint-Louis, Thiès et Linguère).

Sur la période de 1991 à 1998, on observe sur les 5 stations un cumul annuel de pluie inférieure à 500 mm. De 1999 à 2001, on observe une baisse brutale des pluies au niveau des stations de Dakar, Thiès, Louga et Saint-Louis. Tandis qu'à Linguère elles avoisinent les 600mm.

Les précipitations les plus importantes sont observées à Linguère avec un cumul annuel ayant atteint 782,9mm en 2010 et 815,4 mm en 2020.

Néanmoins, du fait de sa position géographique Dakar est la station la plus pluvieuse avec 663.4 mm en 2005, 576.5 mm en 2010, 648.4 mm en 2012 et 650 mm en 2015. La station de Saint louis est la moins pluvieuse avec 52.6mm en 1992, 110.8mm en 1996, 139.7mm en 2004, et 112.8 en 2014.

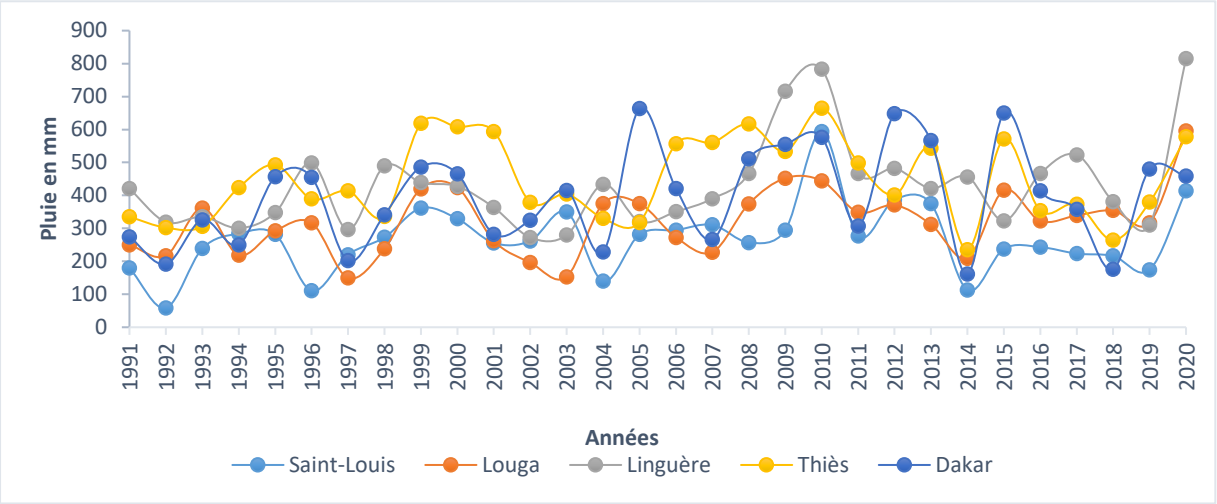


Figure 1: Évolution moyenne annuelle de la pluviométrique en mm des stations de Saint-Louis, Louga, Linguère, Thiès et Dakar de 1991 à 2020.

PETITE COTE

L'analyse de la courbe des précipitations annuelles de la série 1991-2020 montre une évolution interannuelle variable. Ces précipitations sont marquées par des fluctuations très remarquables avec des moyennes pluviométriques de 634,9 mm à Kaolack, 561,5 mm à Mbour et 595 mm à Fatick. Les années 2020 à Kaolack, 2015 à Mbour et 2020, 2009 à Fatick, sont les plus pluvieuses avec respectivement des cumuls de 891 mm, 953 mm et 337 mm.

Les volumes de pluies les plus basses sont enregistrées durant les années 2014 à Kaolack (424 mm), 2018 à Mbour (265 mm) et 2007 à Fatick (337 mm).

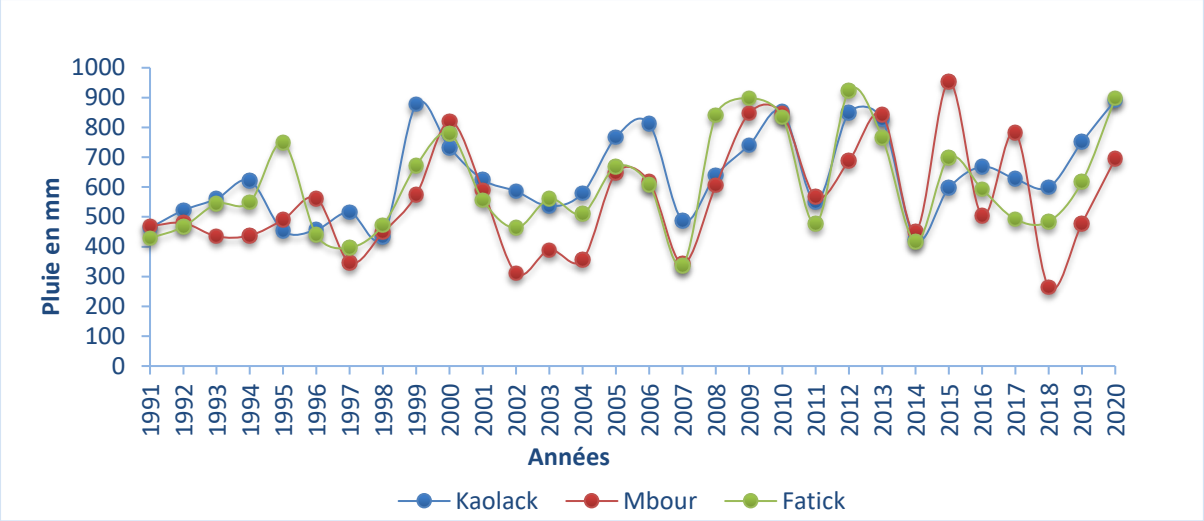


Figure 2: Évolution moyenne annuelle de la pluviométrique en mm des stations de Mbour, Fatick et Kaolack de 1991 à 2020.

BASSE CASAMANCE

La figure ci-après montre l'évolution des précipitations annuelles pour la période allant de 1991 à 2020 aux stations de Ziguinchor et de Cap Skiring.

L'évolution des précipitations au cours de cette période (1991-2020) montre que les apports pluviométriques sont variables d'une année à une autre sur les deux stations.

- La station de Ziguinchor reçoit en moyenne une pluviométrie de1324,65 mm ; le maximum a été observé en 2020 avec un cumul de 2041 mm et le minimum est atteint en 2002 avec 811 mm.

- La station de Cap Skiring quant à elle est marquée par une moyenne de 1255,06 mm pour cette période. Le maximum y est atteint en 2020 avec un cumul de 2022,2 mm et un minimum de 826,5 mm en 2003.

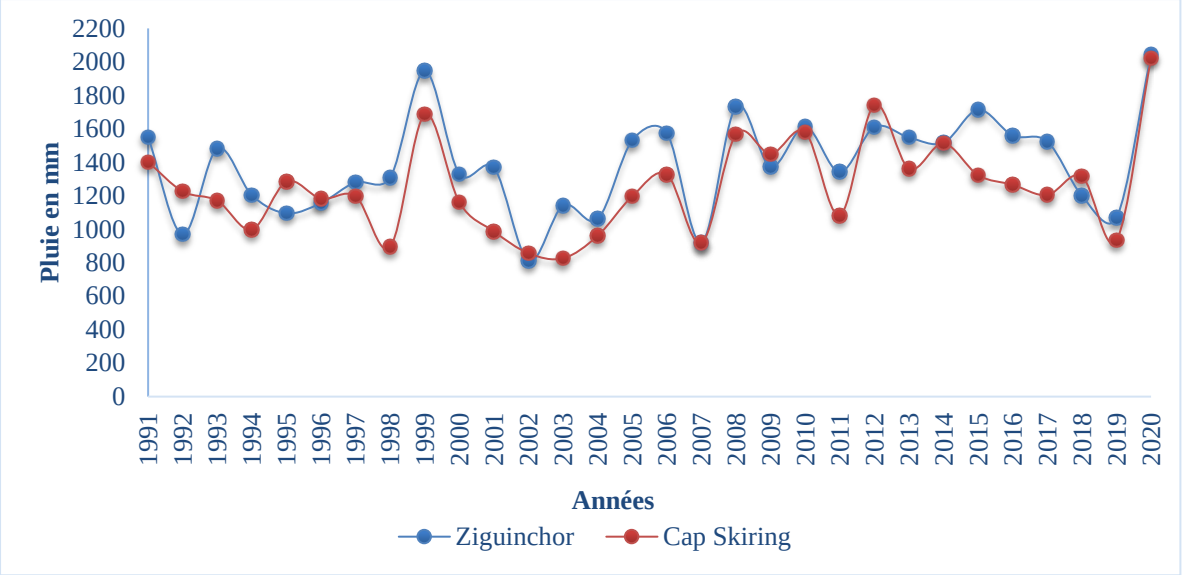


Figure 3: Évolution moyenne annuelle de la pluviométrique en mm des stations de Ziguinchor et Cap Skiring de 1991 à 2020.

Précipitation mensuelle

La saison des pluies dure en général 5 mois (de Juin à Octobre). Elle s'installe progressivement à partir de juillet car, en juin la pluviométrie reste très faible sur les 5 stations. Les maximums de pluies sont enregistrés aux mois d'août et de septembre. Le mois d'août est le mois le plus pluvieux avec 179.1 mm de pluie à Thiès, 165.5 mm à Dakar, 159.9 mm à Linguère, 132.1 mm à Louga et 91.2 mm à Saint-Louis. Le mois octobre où l'on note une diminution brutale des pluies marque la fin de la saison des pluies. Au niveau de la station de Dakar, de 142.4 mm en septembre, la pluviométrie passe à 26.9 mm en octobre.

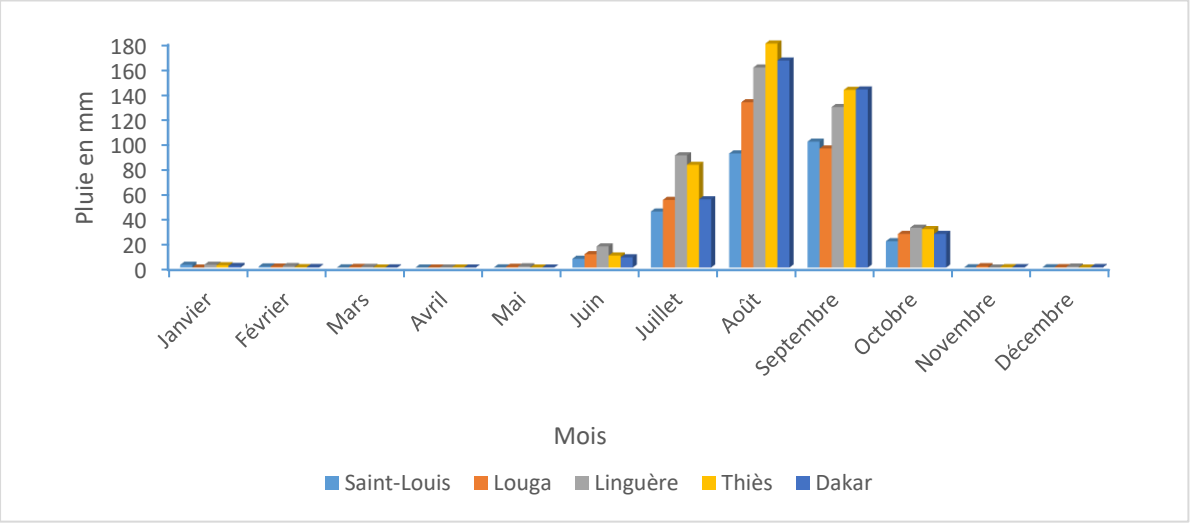


Figure 4: Évolution moyenne mensuelle de la pluviométrique en mm des stations de Saint-Louis, Louga, Linguère, Thiès et Dakar de 1991 à 2020.

PETITE COTE

Les précipitations mensuelles se caractérisent par leur faiblesse mais aussi leurs grandes variabilités inter mensuelles. L'analyse des trois stations (Kaolack, Mbour et Fatick) montre une concentration

des précipitations sur cinq mois de Juin à Octobre. La distribution de ces précipitations dans le temps et dans l'espace est étroitement liée à la pénétration de la mousson.

L'analyse de l'évolution mensuelle des précipitations montre une inégale répartition de la pluie. Le maximum se situe au mois d'Août (237,9 mm à Kaolack, 233,9 mm à Mbour et 238 mm à Fatick), suivi du mois de Septembre (191,6 mm à Kaolack, 183,4 mm à Mbour et 177,8 mm à Fatick) et de Juillet avec 120,1 mm à Kaolack, 94,38 mm à Mbour et 115, 3 mm à Fatick. Ces trois représentent le cœur de l'hivernage.

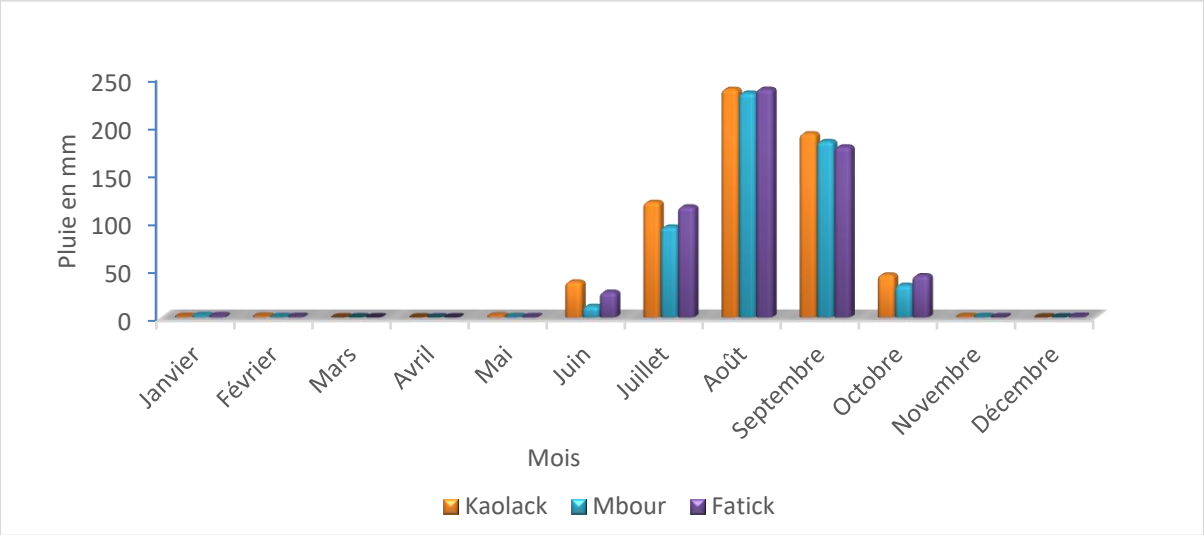


Figure 5: Évolution moyenne mensuelle de la pluviométrique en mm des stations de Mbour, Fatick et Kaolack de 1991 à 2020.

BASSE CASAMANCE

Les stations de Ziguinchor et Cap Skiring présentent un climat marqué par deux saisons bien déterminées :

- Une saison sèche, qui dure généralement de novembre à mai. Les pluies enregistrées correspondent à des perturbations d'origine polaire constituant le phénomène de « heug » ou « pluies hors saison »

- Une saison des pluies, de Juin à octobre, pendant laquelle est enregistrée l'essentiel des précipitations. Elle est souvent marquée par une inégale répartition des précipitations dans le temps et dans l'espace. Pendant l'hivernage les précipitations moyennes mensuelles varient entre 93,23 mm en Juin et 465,77 mm en Août pour Ziguinchor et 51,66 mm et 424,16mm pour Cap Skiring. Ainsi, durant cette saison, les précipitations les plus importantes sont notées au mois d'Août tandis que celles qui sont plus faibles sont enregistrées au mois de Juin qui coïncide avec le début de l'hivernage pour les deux stations.

La figure ci-dessous montre la variation moyenne mensuelle des précipitations.

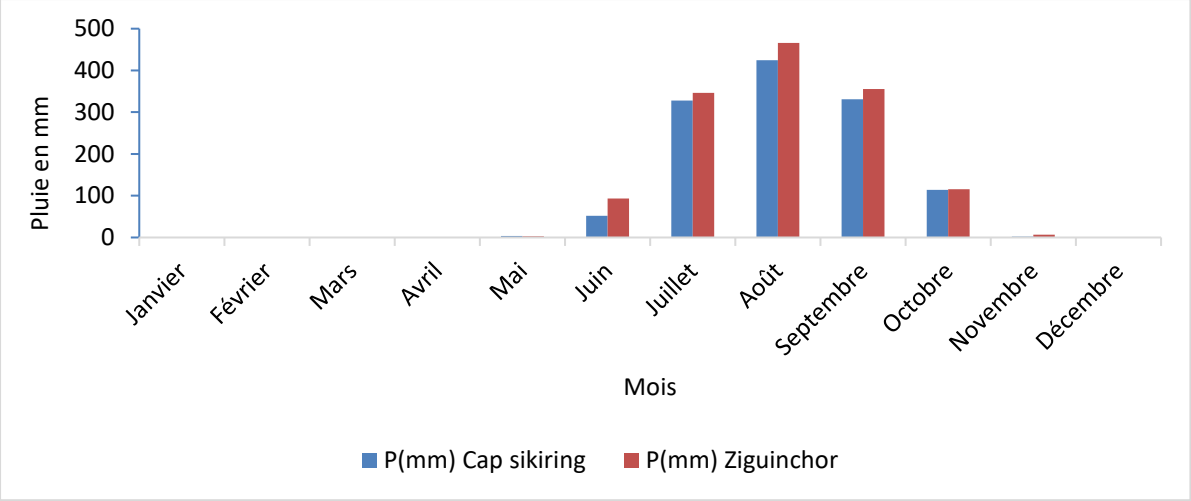


Figure 6: Évolution moyenne mensuelle de la pluviométrique en mm des stations de Mbour, Fatick et Kaolack de 1991 à 2020.

2.2.2.1.2 Température

GRANDE COTE

Les températures

L'analyse des données de température dans les différentes stations révèlent une forte variabilité saisonnière. La figure ci-dessous de variation des températures moyennes mensuelles montre que l'évolution des températures est unimodale, à l'exception de Linguère, avec un minimum en février et un maximum en octobre. Les températures les plus basses sont observées au mois de février avec 21.5°C à Dakar et 25.5°C à Thiès, Louga et Saint Louis. Les températures les plus élevées sont observées en Octobre autour de 28°C à Dakar, Thiès, Louga et Saint louis. Cependant, la station de Linguère se distingue de cette évolution. La variation des températures à cette station est bimodale avec un minimum obtenu en janvier 27.9°C et en Décembre 25.4°C. Les températures maximales interviennent en mai (32.8°C) et en juin (32.3°C).

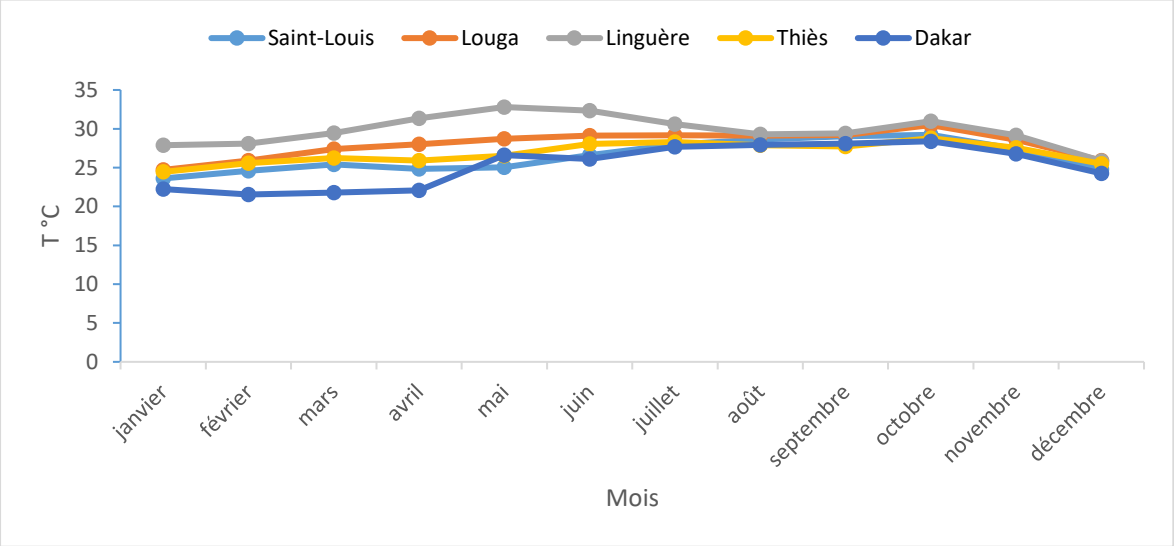


Figure 7: Variation des températures moyennes mensuelles en degré Celsius des stations de Saint-Louis, Louga, Linguère, Thiès et Dakar de 1991 à 2020.

PETITE COTE

Les valeurs moyennes mensuelles des températures se situent entre 25,24° C et 31,59° C. L'éloignement par rapport à l'océan Atlantique a pour conséquence l'augmentation des températures. Les moyennes les plus basses sont enregistrées aux mois de Décembre, Janvier et Février avec des valeurs qui se situent au mois de Janvier à 25,49° C à Fatick, 26,73°C à Kaolack et 25,24°C à Mbour. En effet, le mois le plus chaud diffère d'une station à une autre. A Fatick le mois de Juin est plus chaud et enregistre 30,4°C, à Kaolack c'est le mois de Mai avec 31,59 °C et Aout pour Mbour avec 29°C.

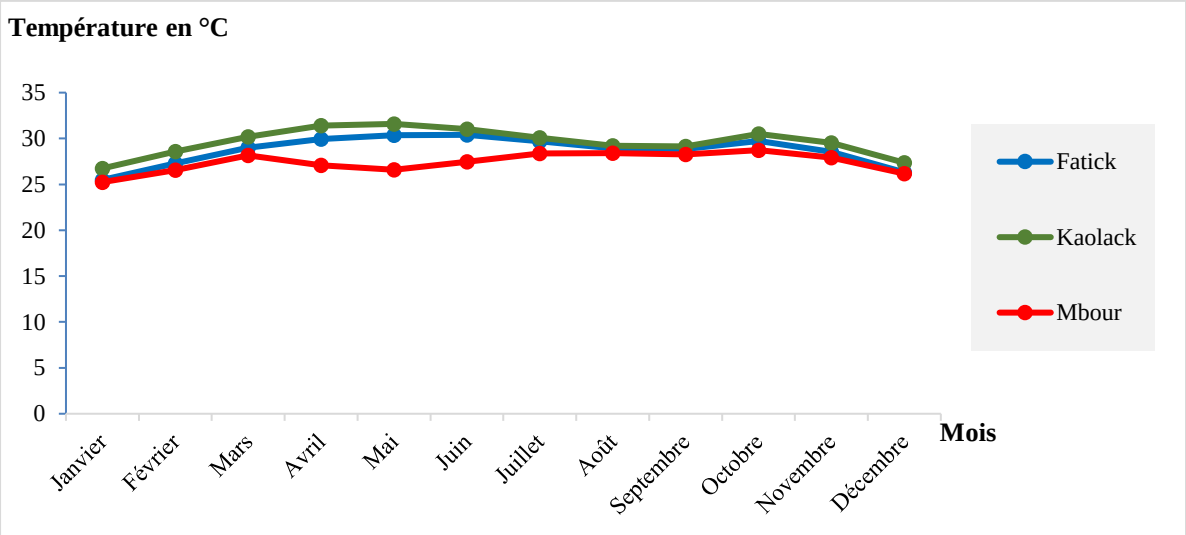


Figure 8: Variation des températures moyennes mensuelles en degré Celsius des stations de Mbour, Fatick et Kaolack de 1991 à 2020.

BASSE CASAMANCE

La basse Casamance est située sur le littoral. Elle bénéficie d'un micro climat caractérisé par une baisse des températures. Le graphique ci-dessous montre l'évolution des températures moyennes pour les stations de Cap Skiring et de Ziguinchor.

L'évolution des températures moyennes mensuelles laisse apparaitre un régime thermique uni-modal pour les deux stations. Les moyennes maximales sont atteintes aux mois de Juin (29,80°C) pour la station de Ziguinchor et 27,81°C au mois de Juillet pour la station de Cap Skiring. Les moyennes minimales sont enregistrées au mois de Janvier pour les stations de Ziguinchor et de Cap Skiring avec respectivement 25,97 et 24,89°C.

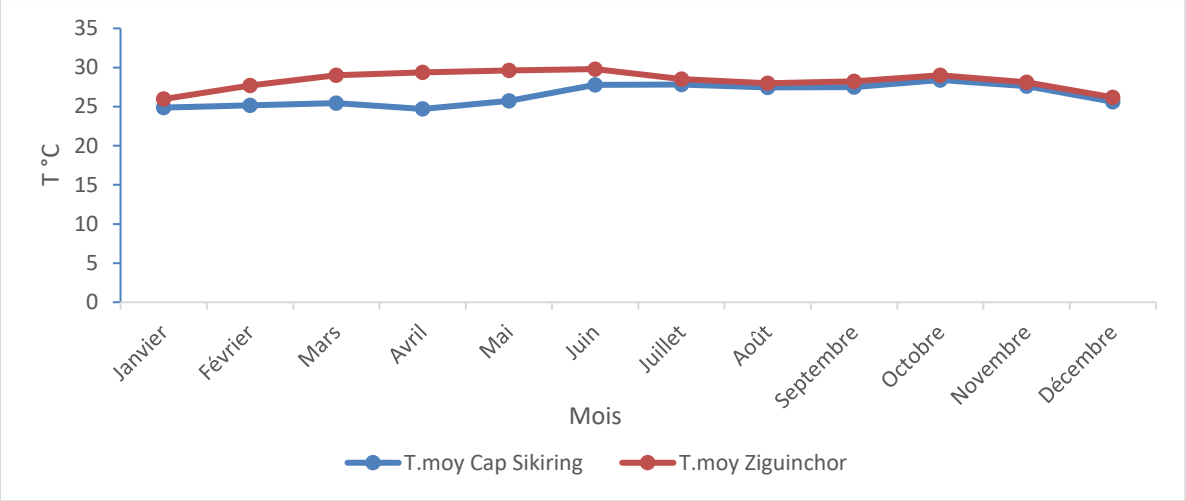


Figure 9: Variation des températures moyennes mensuelles en degré Celsius des stations de Ziguinchor et Cap Skiring de 1991 à 2020.

2.2.2.1.3 Vent

GRANDE COTE

Vents

Les vents se caractérisent par leur vitesse et leur direction.

Vitesse des vents

L'évolution de la vitesse moyenne des vents montre une variabilité inter mensuelle au niveau des 5 stations étudiées. On note deux séquences : une première séquence de faible vitesse et une deuxième séquence dont la vitesse est forte. Ce qui traduit une certaine saisonnalité dans la circulation des vents. Mais, les fluctuations des vents enregistrés au niveau de ces stations montrent des variations non simultanées. Les stations côtières (Dakar et Saint Louis) présentent les vitesses de vent les plus importantes.

L'évolution de la vitesse des vents montre une augmentation d'octobre à avril. La vitesse du vent est plus importante à la station de Dakar ; de 3,3 m/s en octobre, elle passe à 5,4 m/s en avril.

A partir du mois de mai, elle diminue légèrement. Et la vitesse maximale est obtenue au mois d'avril avec 3,9 m/s à Thiès, 4,6 m/s à Saint-Louis, et 5,4 m/s à Dakar. Le mois de septembre enregistre la vitesse minimale, en dessous de la moyenne, qui est de 3,3 m/s.

A la station de Linguère les vents sont faibles et présentent de légères variations ; de 1,3 m/s en octobre, elle passe à 2,3 m/s en juin. En effet, la vitesse la plus faible est observée à cette station en octobre (1,3 m/s) et la vitesse maximale 5.4 m/s en Avril à Dakar.

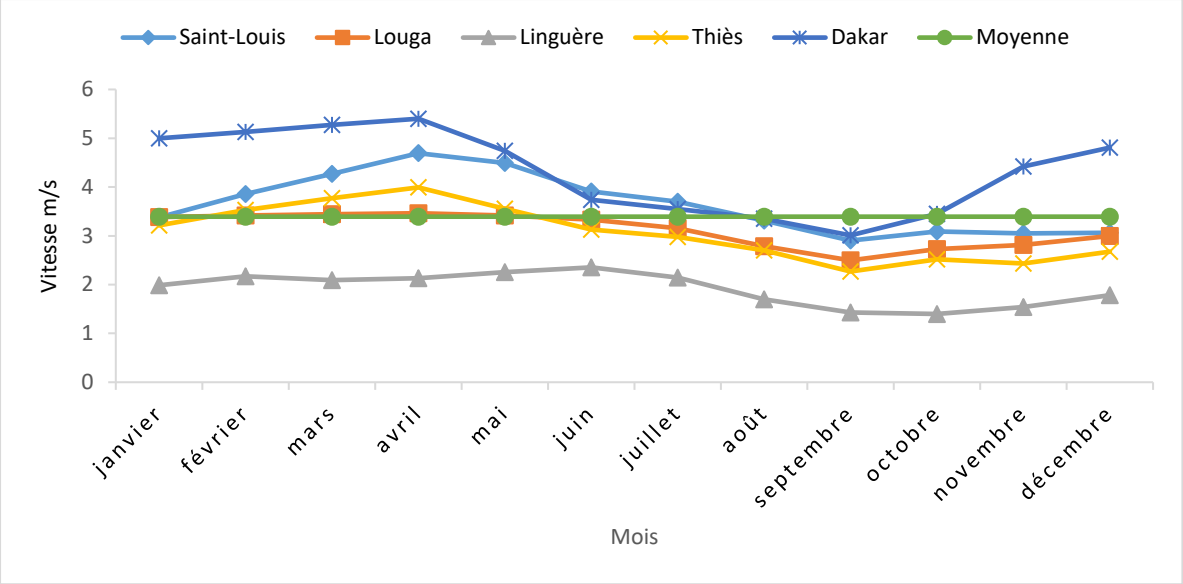


Figure 10: Vitesse moyenne mensuelle des vents en m/s des stations de Saint-Louis, Louga, Linguère, Thiès et Dakar de 1991 à 2020.

PETITE COTE

Les vitesses moyennes mensuelles évoluent entre 3,469 m/s et 1,65 m/s. L'analyse de la vitesse moyenne des vents montre deux tendances. Durant la première tendance, les courbes évoluent en hausse avant d'atteindre les valeurs les plus élevées au mois de Février, Mars et Avril (3 m/s) à Fatick, en Avril (3,469 m/s) à Kaolack et en Février (2,976 m/s) à Mbour. Cette période coïncide à la saison sèche où les vents d'alizés dominent.

La deuxième montre une diminution de la vitesse des vents. Cette tendance va se poursuivre jusqu'aux mois de Novembre et Décembre pour la station de Mbour. Les minimums sont enregistrés en Septembre à Kaolack avec 1,65 m/s, à Fatick avec 2 m/s et Mbour 1,8 m/s. La baisse considérable de la vitesse s'observe durant l'hivernage et est due à la charge hygrométrique du vent.

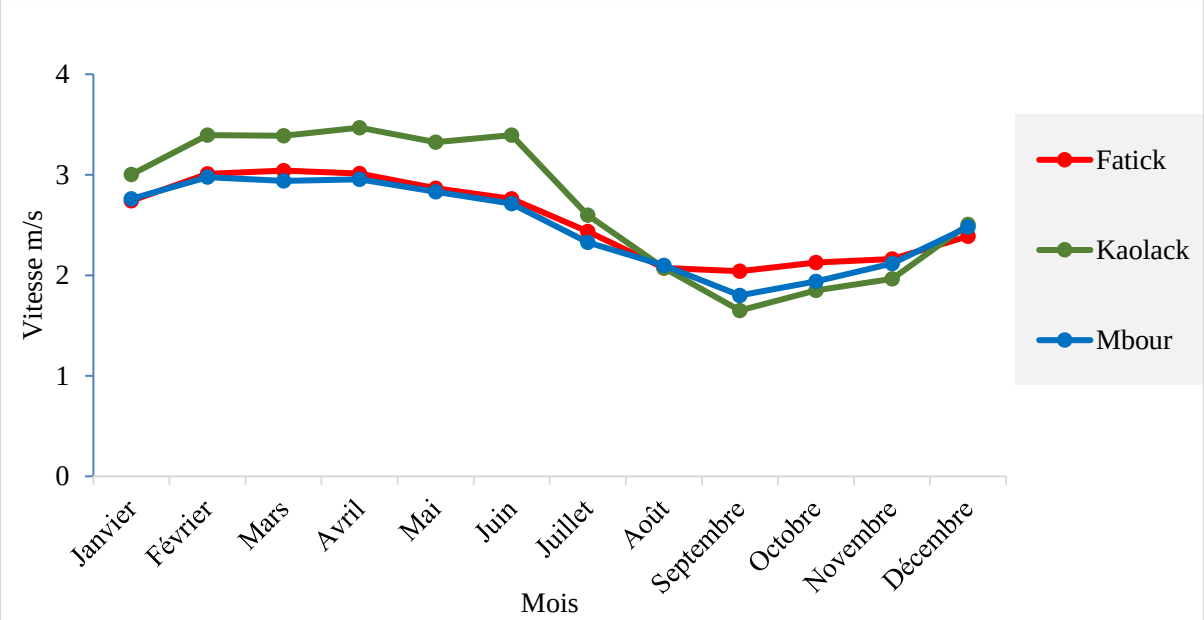


Figure 11: Vitesse moyenne mensuelle des vents en m/s des stations de Mbour, Fatick et Kaolack de 1991 à 2020.

BASSE CASAMANCE

Les centres d'actions donnent naissance à trois types de flux qui arrivent dans la basse Casamance avec des vitesses relativement faibles dans l'ensemble. Le graphique ci-dessous montre l'évolution de la vitesse des vents sur la période allant de 1991 à 2020 pour les stations de Cap Skiring et de Ziguinchor.

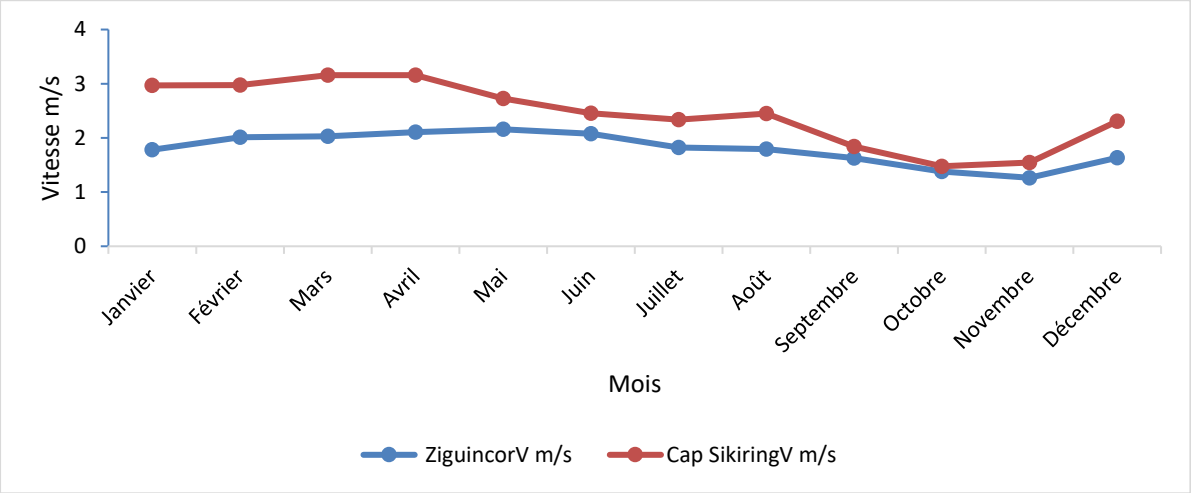


Figure 12: Vitesse moyenne mensuelle des vents en m/s des stations de Ziguinchor et de la station Cap Skiring de 1991 à 2020.

L'analyse de la courbe d'évolution de la vitesse des vents fait apparaitre deux périodes : une période pendant laquelle les vitesses moyennes mensuelles des vents sont élevées et une autre période où les valeurs des vitesses moyennes sont moins importantes.

La première période correspond à la saison sèche. C'est la période allant de février à mai avec des valeurs comprises entre 2,16 au mois de mai et 2,01 m/s au mois de février pour la station

Ziguinchor ; au niveau de la station Cap Skiring la vitesse des vents varie entre 2,46 au mois de Juin et 3,16 m/s aux mois de mars et avril. Le maximum des vitesses moyennes mensuelles est enregistré au mois de Mai avec 2,16 m/s pour la station de Ziguinchor et 3,16 m/s aux mois de Mars et Avril pour la station Cap Skiring. Ces Moyennes constituent en même temps les vitesses maximales de ces séries.

Cette élévation des vitesses moyennes mensuelles est due à la faiblesse du vent en teneur hygrométrique. Ce flux est dominé par une circulation d'Alizé dont l'essentiel se trouve dans le quadrant N à E.

La seconde période correspond à la saison des pluies allant de Juillet à Novembre. La vitesse moyenne mensuelle est très faible avec des valeurs comprises entre de 1,82 m/s en juillet et 1,26 m/s en novembre pour la station de Ziguinchor et 1,48 au mois d'Octobre pour la station de Cap Skiring. Cette période comporte les vitesses minimales des deux séries qui sont enregistrées aux mois de Novembre avec 1,28 m/s pour la station de Ziguinchor et 1,48 m/s pour Cap Skiring. La quasi-totalité de la circulation est enregistré dans le quadrant O à SO. Il s'agit de la circulation de Mousson qui est un vent chaud et humide. La faible vitesse au sol est due à son caractère humide qui rend certains paramètres climatiques comme la température et l'insolation faible en basse Casamance.

Direction du vent

GRANDE COTE

A Saint Louis :

L'évolution du vent est marquée par la présence de deux secteurs principaux. D'abord, les vents quadrant Nord à Est, monopolisent la circulation de novembre à mars. Durant cette période, la direction N est la plus marquée, avec des fréquences qui varient entre un maximum de 80 % en mars et un minimum de 53 % en janvier. Cette direction est suivie par celle du NE, qui domine en décembre avec 57 % des fréquences.

Enfin, les vents Ouest à Nord-ouest, dominent la circulation d'avril à octobre. De ces directions, celle du NW est la plus marquée en juin, juillet et septembre avec respectivement 47 %, 70 % et 63 % des fréquences. Elle est suivie par celle de l'ouest enregistré en août, soit 57 % des observations.

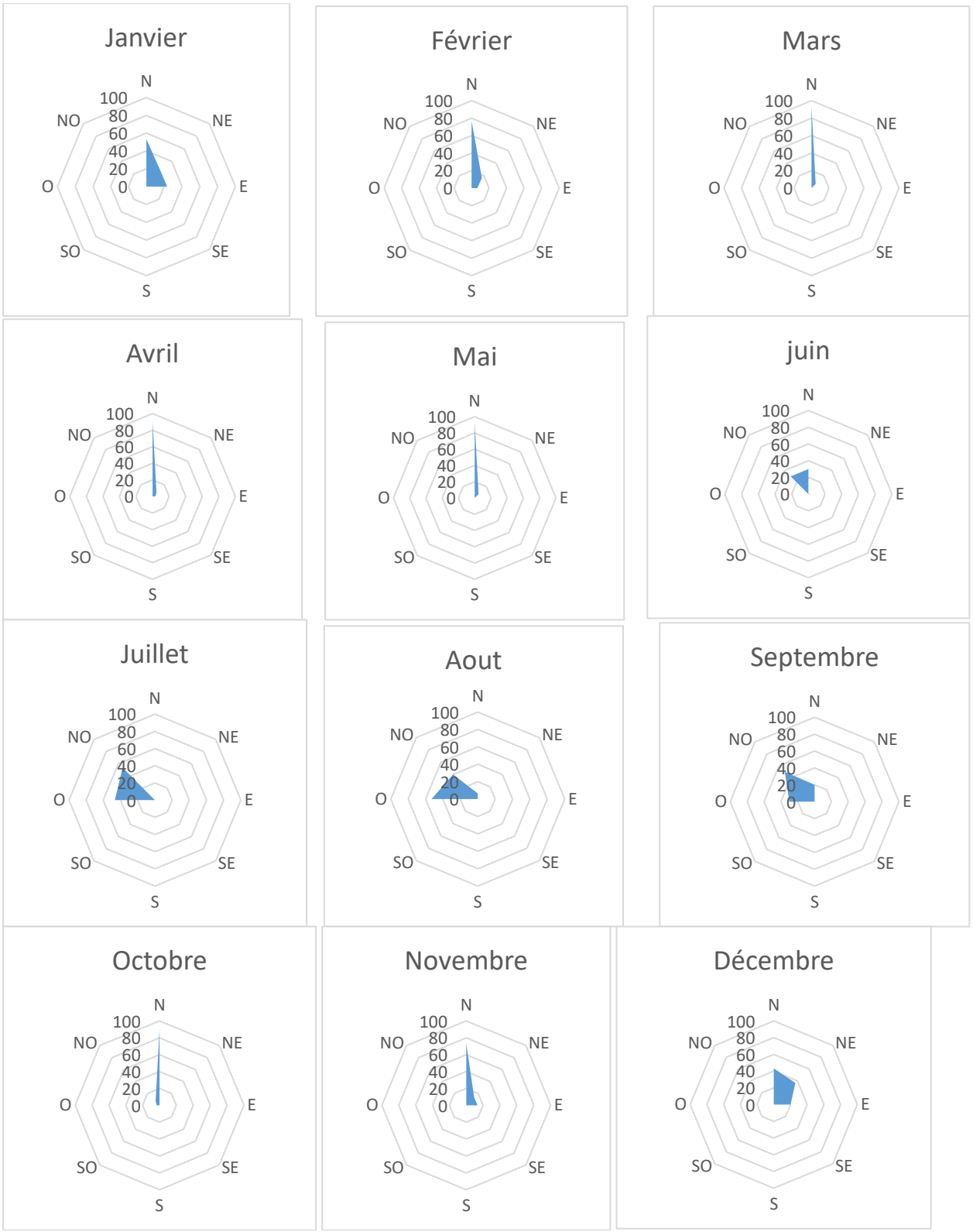


Figure 13: Direction dominante des vents à la station de Saint Louis de 1991 à 2020.

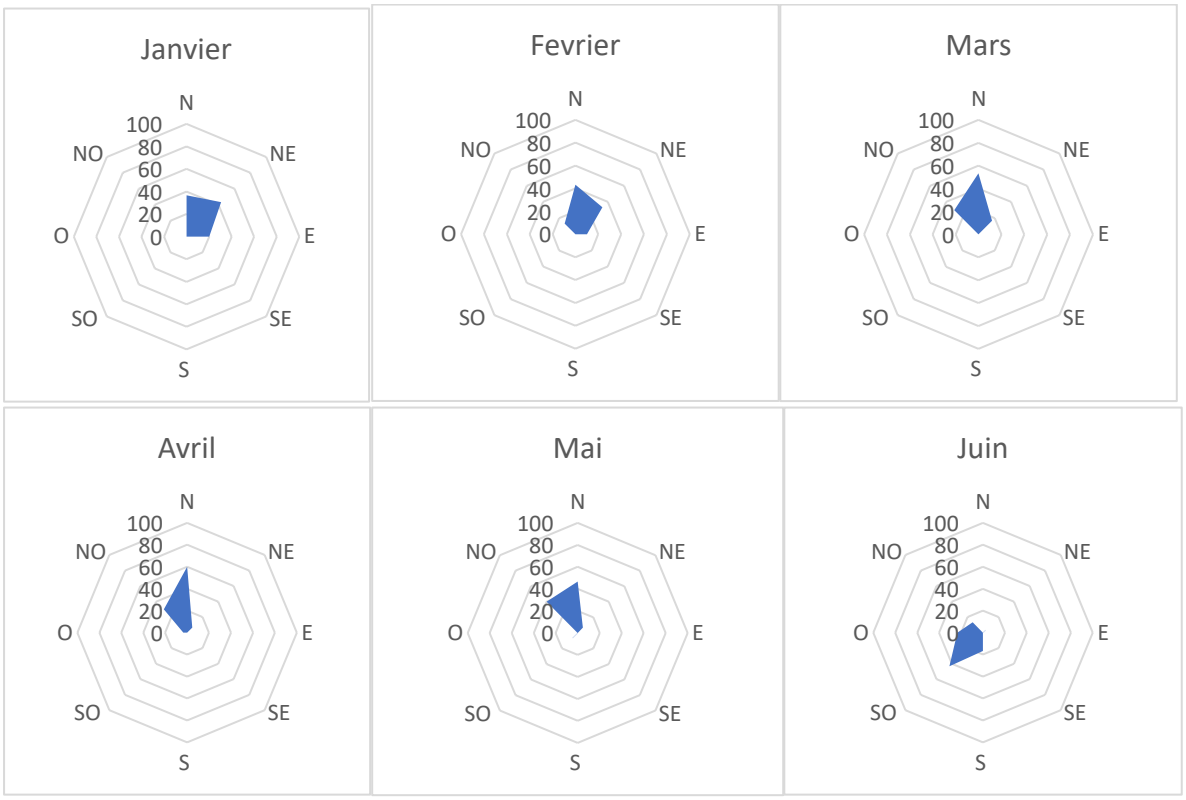
PETITE COTE

A Fatick :

La station de Fatick nous révèle 3 grandes situations :

- de janvier à avril soufflent les vents d'Est de 100 % à 66,9 % du total avec prédominance pour le Nord 55 % en février, 70 % en mars, 66,9 % en avril, suivi de l'Est, 36,6 % en janvier et 27,4 % en février.

- de mai à octobre, viennent les vents d'Ouest avec plus de 63,8 % ; 100 % en août, prédominance du secteur SW ; 82 % en Juin, 87,7 % en juillet et 42 % pour la direction Ouest.; - En novembre-décembre, reviennent les vents d'Est à 100 % avec prédominance du secteur nord 54,7 % en novembre, et de l'Est 62,6 % en décembre.



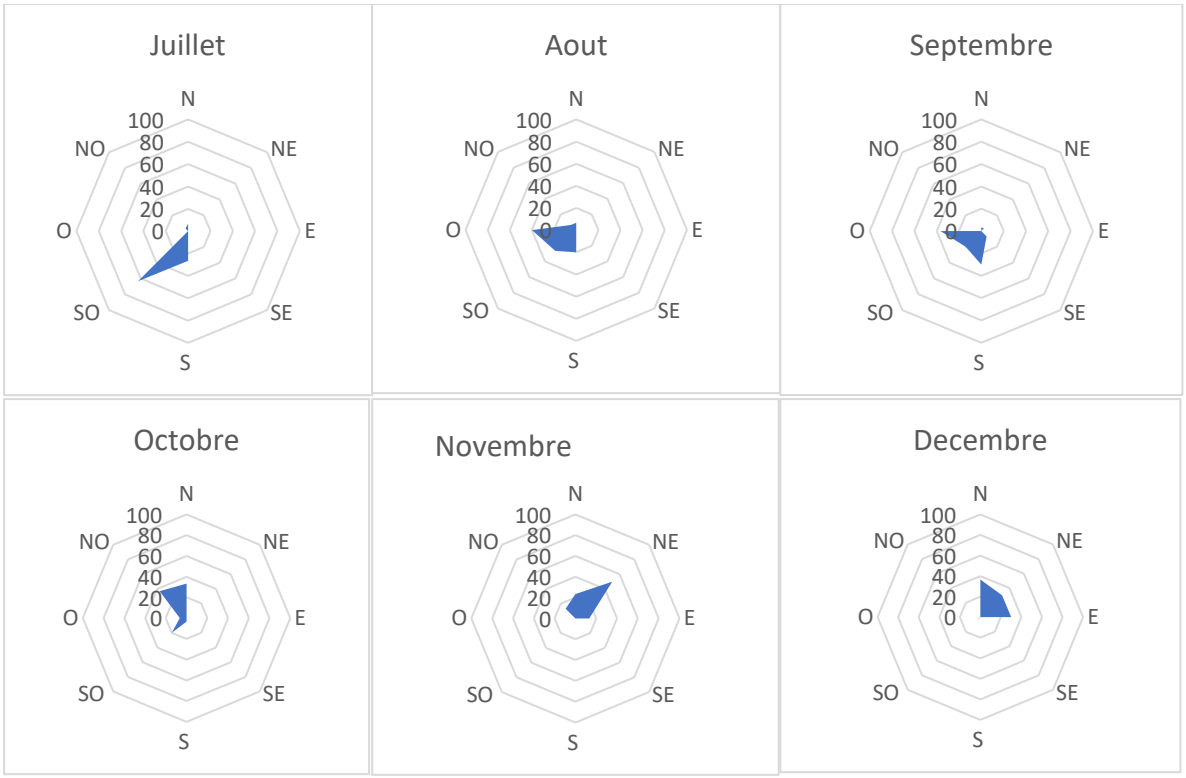


Figure 14: Direction dominante des vents à la station de Fatick de 1991 à 2020.

BASSE CASAMANCE

A Ziguinchor :

La circulation des vents dans cette frange côtière ouest africaine est régie par les anticyclones des Açores et de Sainte-Hélène. L'analyse des directions moyennes mensuelles est basée sur une série de 30 ans de mesures à la station de Ziguinchor. Les directions prédominantes sont traduites en degré suivant les secteurs retenus (N, NE, E, SE, S, SW, W, NW). Deux variations de fréquences directionnelles sont identifiées, il s'agit :

- Du secteur Nord à Est allant de novembre à février, période pendant laquelle les vents sont souvent forts et réguliers. Cependant la direction Nord-est domine la circulation à plus de 30% des flux d'air. Cette période correspond à la saison sèche marquée par la circulation de l'alizé continental.
- Du secteur ouest largement dominant (70 à 80% des vents), allant de mars à octobre où les vents sont presque calmes. Cette période est marquée par une partie de la saison sèche (mars, avril et mai) pendant laquelle les circulations d'alizés dominent et durant toute la saison pluvieuse (de juin à octobre) marquée par la circulation de la mousson.

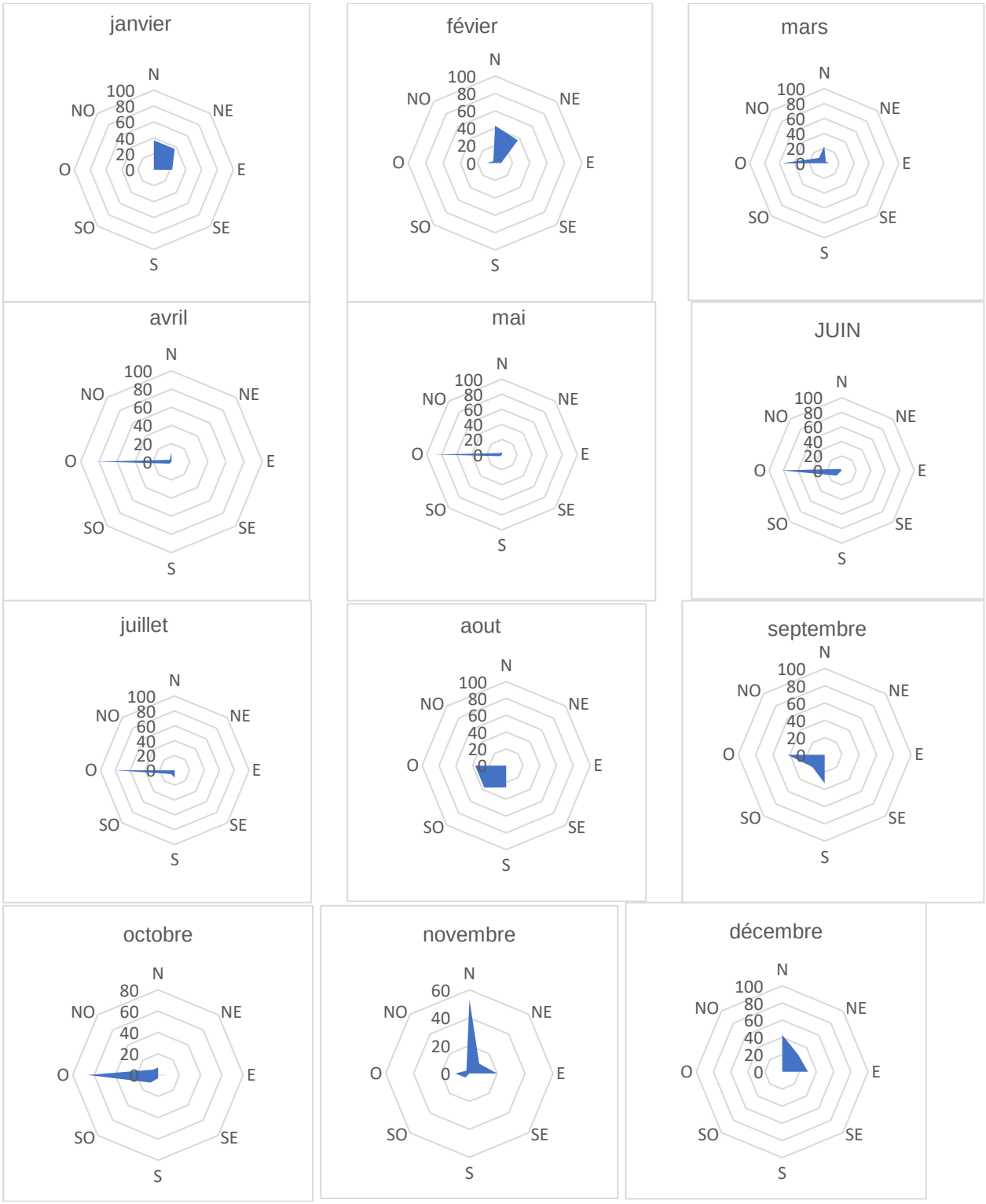


Figure 15: Direction dominante des vents à la station de Ziguinchor de 1991 à 2020.

2.2.2.1.4 Humidité

GRANDE COTE

Humidité relative

L'humidité est plus est importante au niveau des stations de Dakar et Saint-Louis du fait de leur proximité avec l'océan. La variabilité des valeurs mensuelles à ces stations est faible. La station de Linguère se démarque et se caractérise par une humidité relativement faible.

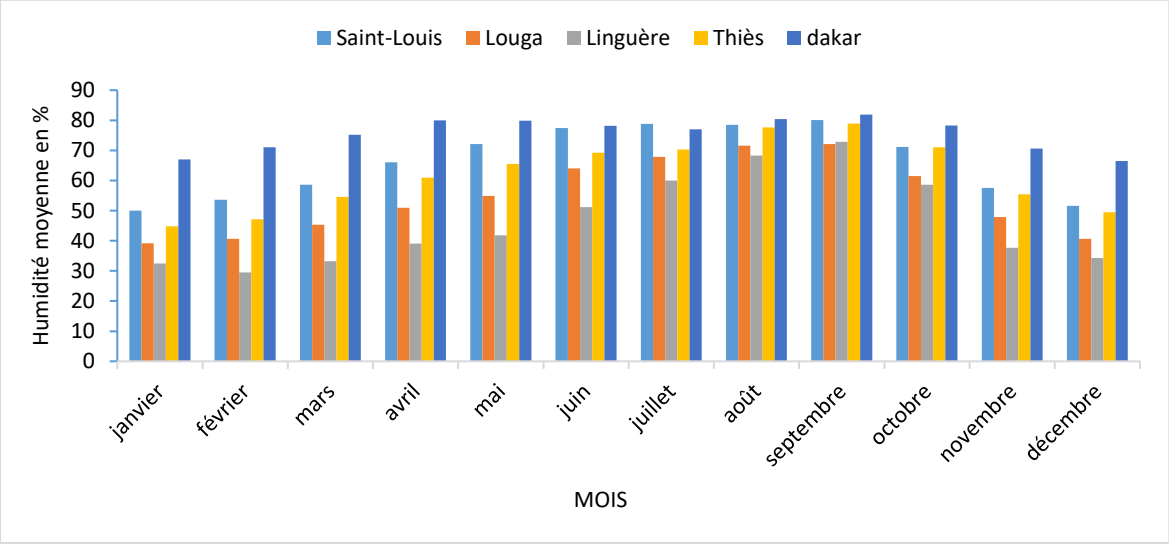


Figure 16: Variation mensuelle de l'humidité relative moyenne en pourcentage des stations de Saint-Louis, Louga, Linguère, Thiès et Dakar de 1991 à 2020.

PETITE COTE

L'analyse de l'humidité relative montre des valeurs moyennes mensuelles variant entre 82,48 % et 38,71 %. Le maximum de l'humidité relative mensuel est atteint durant l'hivernage entre le mois de Juillet et Septembre avec des valeurs qui dépassent 80 % en Septembre au niveau des trois stations. Ces valeurs importantes durant cette période sont dues à la saturation de l'air. Les valeurs de l'humidité diminuent considérablement au cours des mois de Décembre, Janvier et Février où les valeurs ne dépassent pas 50 %. Les minima sont atteints en Février.

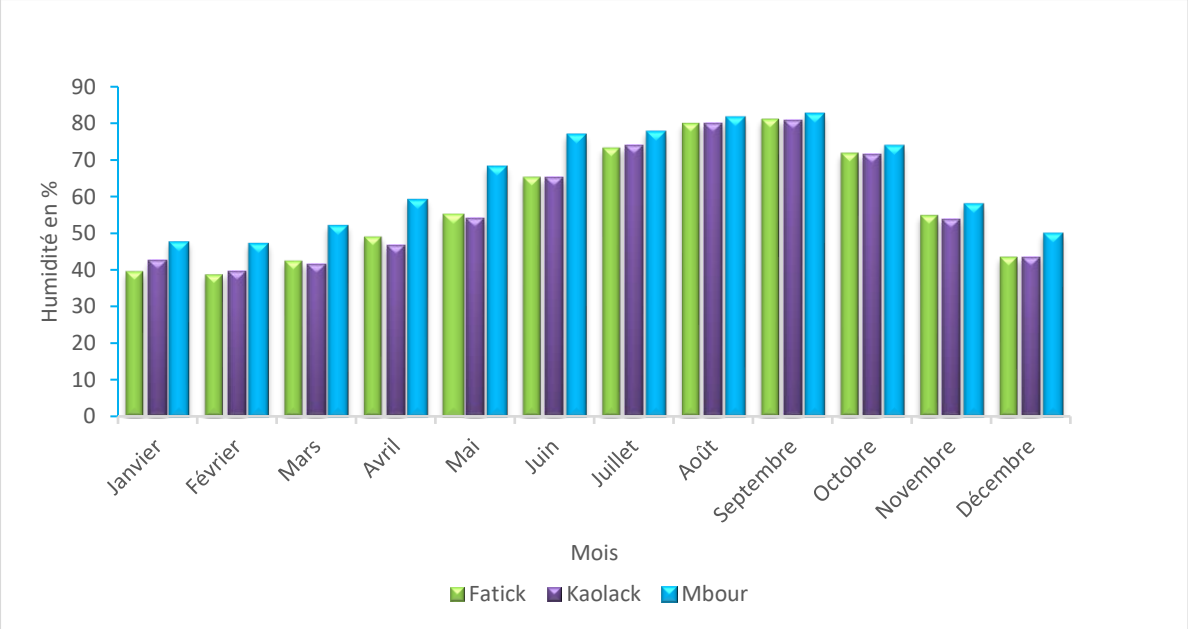


Figure 17: Variation mensuelle de l'humidité relative moyenne en pourcentage des stations de Mbour, Fatick et Kaolack de 1991 à 2020.

BASSE CASAMANCE

L'humidité relative de l'air est conditionnée par les vents et la température avec des valeurs contrastées entre les saisons. Le graphique ci-après montre l'évolution des moyennes mensuelles de l'humidité relative durant cette période (1991-2020).

Les valeurs maximales de l'humidité relative sont enregistrées au mois d'août et celles minimales en février avec respectivement 85,13% et 52,12% pour Ziguinchor et 84,19% et 53,39% pour Cap Skiring.

Les conditions hygrométriques en Base Casamance justifient l'importance des valeurs de l'humidité relative.

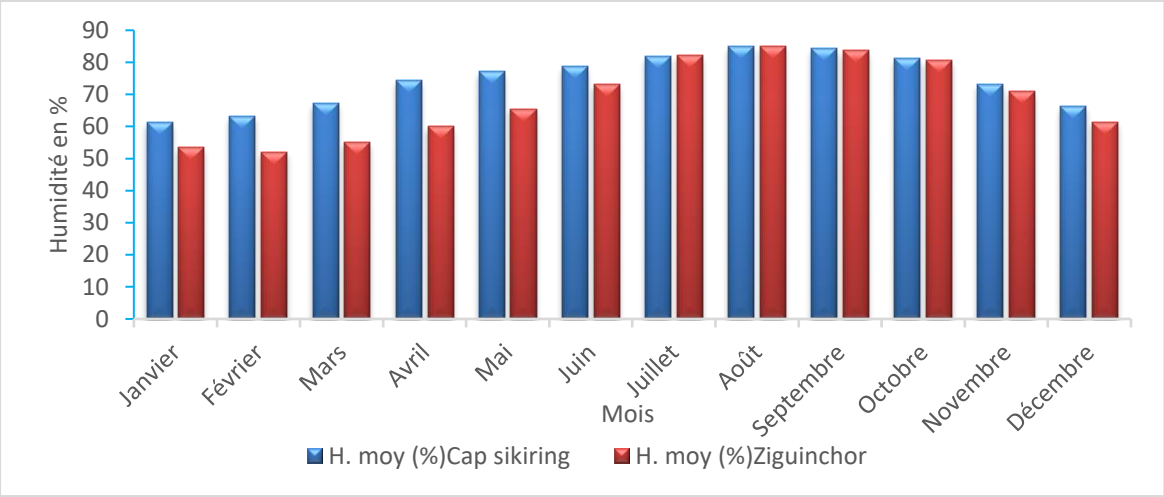


Figure 18: Variation mensuelle de l'humidité relative moyenne en pourcentage des stations de Ziguinchor et de Cap Sikiring de 1991 à 2020.

2.2.2.2 *Qualité de L'Air*

Les mesures de la qualité de l'air sont très limitées dans la zone d'étude même si quelques études ont été faites çà et là dans le cadre d'évaluations environnementales de projets.

A Dakar cinq stations de suivi de la qualité de l'air recueillent quotidiennement des données sur la qualité de l'air depuis 2010. Ces stations se concentrent principalement sur les PM, les NOx, les SOx ; les COV, l'O3, le CO. Les données collectées à ces stations ont montré que la qualité de l'air est fonction des saisons. Elle va de passable à mauvaise à voire très mauvaise de janvier à fin mai avant de s'améliorer pour devenir bonne de juin à octobre avec l'arrivée des pluies. La période de fin octobre à mi-novembre est une période de transition avant que l'air ne redevienne passable à mauvaise voire très mauvaise (MEDD-2015).

La qualité de l'air à Dakar est caractérisée par une forte concentration en PM et autres polluants liés à la combustion des hydrocarbures dans les moteurs des véhicules fonctionnant pour la plupart au diesel. Les autres villes devraient présenter des situations similaires avec des teneurs moins élevées en rapport avec les véhicules en circulation.

Les villages côtiers qui échappent à ces centres urbains devraient présenter des qualités de l'ai typiques des milieux agricoles ruraux. C'est-à-dire des qualités de l'air bonne à excellentes.

2.2.2.3 Gaz à Effet de Serre (GES)

Les émissions courantes et prévues de GES dans le secteur pétro-gazier sont liées au fonctionnement de la machinerie (Navires de prospection sismiques, de forage d'exploration et/ou d'appréciation, activités de développement et de production, de transport), aux torchage, aux émissions liées au réseau de distribution du gaz entre le réseau de transport et le consommateur final et incluent les fuites diffuses sur le réseau et les pertes qui surviennent lors de certaines opérations de maintenance ou d'accidents.

A ces émissions de gaz à effet de serre s'ajoutent celles des unités traitement et de liquéfaction (fumées de combustion des brûleurs) qui sont principalement composées de dioxyde de carbone provenant de la combustion du gaz utilisé pour vaporiser le GNL.

Les fuites de gaz quant à eux libéreront dans l'air du méthane (au minimum 85 % de CH_4), de faibles quantités de gaz lourds (éthane C_2H_6, propane C_3H_8, etc.), d'azote, de dioxyde de carbone (CO_2), de composés sulfurés et d'eau.

À noter que GN et le GNL étant composés essentiellement de méthane. Ils ont les mêmes émissions de GES par unité de chaleur de combustion, donc des émissions à l'utilisation quasi identiques.

2.2.2.4 L'Environnement Acoustique

Aucune mesure de bruit à grande échelle n'a été documentée dans la zone d'étude. Toutefois les mesures de bruit en limite de propriété effectuées à Dakar dans le cadre d'EIES de projet, révèlent pour la plupart des niveaux inférieurs aux seuils admis (EIES du projet interconnexion pour fourniture et fonctionnement au gaz de la centrale barge KARPOWER –Mai 2021).

Cette situation devra être le cas dans les autres villes de la zone d'étude. Les villages et milieux ruraux qui échappent à ces villes doivent avoir des niveaux sonores bons à excellents.

2.2.2.5 La Biodiversité et Ecosystèmes

2.2.2.5.1 La Faune

La diversité des écosystèmes du Sénégal traduit une diversité et une richesse des ressources fauniques. Selon la Monographie Nationale sur la Biodiversité, la faune du Sénégal regroupe environ 4 330 espèces identifiées (RdS, 1998). Ces espèces sont réparties en plusieurs groupes taxinomiques dominés par les invertébrés (RdS, 1998). Ces Invertébrés demeurent un groupe très hétérogène dans lequel les insectes constituent la classe la plus diversifiée suivie des mollusques et des crustacés (Diouck *et al*., 2017 ; RdS, 2014 ; RdS, 2015a). La classe des insectes représente le groupe le plus abondant avec environ 46% des effectifs d´invertébrés. Les mollusques représentent environ 16% et sont constitués de près de 40 familles dont une centaine d'espèce de bivalves, de gastéropodes et de céphalopodes (Thiao, 2009, cité par RdS, 2014). Les crustacés retrouvés au Sénégal sont très variés. Il existe aussi d'autres groupes d'invertébrés qui sont faiblement représentés mais restent cependant peu documentés (RdS, 2014).

Selon le rapport de Diouck *et al*. (2017), les vertébrés qui sont les mieux connus comptent environ 1 400 espèces au Sénégal et toutes les classes de vertébrés y sont présentes notamment les poissons, les amphibiens, les reptiles, les oiseaux et les mammifères. Selon ces auteurs et en référence à la *FishBase* 2012, la classe des Poissons comptent environ 799 espèces dont 652 espèces marines et 147 espèces d'eaux douces alors que celles des Amphibien est la moins représentée au Sénégal avec 02 espèces seulement mais dont les populations sont très abondantes (RdS, 2014). Les Reptiles comprennent 100 espèces avec notamment des crocodiles, de serpents, de lézards (varans) et des tortues. Les Oiseaux qui comptent 623 espèces réparties dans 100 familles, constituent le groupe de Vertébrés le plus diversifié. Les oiseaux marins sont représentés essentiellement par les goélands, les sternes, les mouettes, les cormorans, le balbuzard e l'huitrier-pie. Il importe aussi de souligner la présence de l'Autruche à cou rouge, la grue couronnée et la grande outarde qui ont des statuts de protection. La volaille y est aussi représentée avec 8 espèces et des effectifs élevés (Diouck *et al*., 2017 ; RdS, 2014 ; RdS, 2015a).

La classe des Mammifères regroupe 192 espèces réparties en 65 genres et 32 familles. En général, les grands mammifères sauvages sont rencontrés dans les parcs nationaux, essentiellement dans ceux du Niokolo-Koba, du Delta du Saloum et de la Basse Casamance. Ils sont aussi présents dans la zone d'intérêt cynégétique de la Falémé (Sané et Mbaye, 2007 ; DPN, 2010 ; DPN, 2018 ; Diop *et al.,* 2013). Les mammifères marins inventoriés sont notamment les baleines, les dauphins, les lamantins, les marsouins, et les phoques moines (Thiao, 2009, cité par RdS, 2014).

Quant aux Mammifères domestiques, ils présentent des effectifs assez élevés et sont essentiellement représentés par des bovins (10 races dont 3 locales et 7 introduites), des ovins (8 races dont 4 introduites), des caprins (5 races dont 3 importées), des porcins, des équins (8 races dont 4 importées), des asins et des camelins (1 race locale chacune).

Parmi ces 4330 espèces animales, seules 04 sont considérées comme étant endémiques du

Sénégal. Il s'agit de poisson de genre *Hétérotis*, *Mormynus*, *Protopterus*, et *Gymnarchus* qui vivent dans les cours d'eau de pays (RdS, 1998).

La faune du Sénégal est relativement diversifiée à cause de la diversité des écosystèmes et des biotopes. Environ 4330 espèces ont été identifiées (MEPN, 1998). La figure 10 ci-après qui fournit des indications sur le nombre des espèces réparties en différents groupes taxonomiques montre une nette prédominance des insectes suivis des mollusques et des oiseaux.

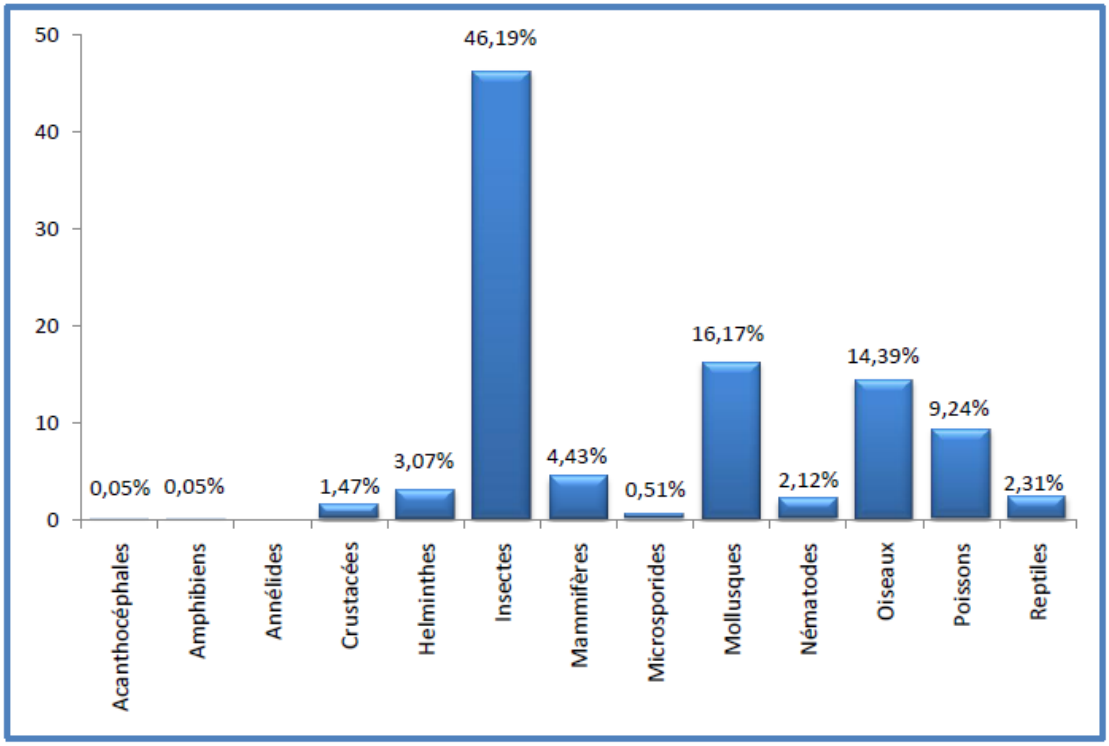


Figure 19: Diversité des Espèces Animales

2.2.2.5.2 La Flore

Au Sénégal, les écosystèmes terrestres sont des composantes essentielles de l'environnement.

Forêts, savanes, steppes, formations végétales particulières (palmeraie, bambouseraie, formations halophytes, plantations forestières, parcs agroforestiers, etc.), accueillent une diversité faunistique et floristique d'une exceptionnelle richesse (RdS, 1993 ; RdS, 1998 ; RdS, 2005a). C'est ainsi que plusieurs rapports ont été produits par divers acteurs pour une meilleure caractérisation de ces écosystèmes (Sambou, 2004 ; FAO, 2010 ; DPN, 2010 ; Diop et al., 2013 ; RdS, 2014 ; Touré et André, 2014 ; RdS, 2015a ; RDS, 2015b ; Diouck et Kane, 2017 ; DPN, 2018).

Selon ces auteurs, le Sénégal, de par sa position en zone de transition climatique, présente une diversité d'écosystèmes terrestres représentés par les principales formations végétales suivantes : les steppes, les savanes et les forêts.

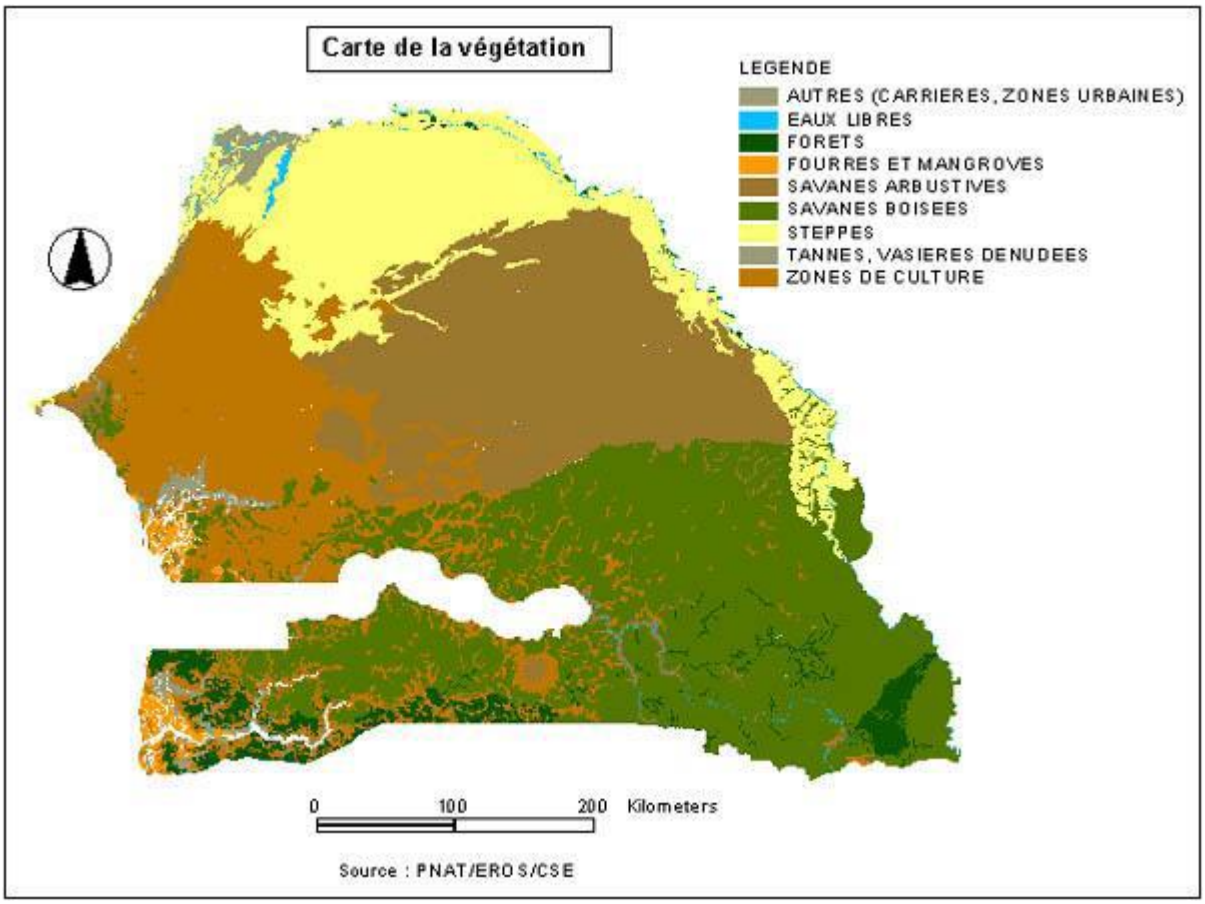


Figure 20: Carte de la Végétation du Sénégal

Les steppes

Les steppes couvrent le tiers nord du pays et sont constituées par un tapis herbacé plus ou moins continu dominé par Borreria verticillata, Indigofera oblongifolia, Chloris prieurii, Schoenofeldia gracilis et d'autres herbacées du genre Aristida et Cenchrus. Elles sont parsemées d'espèces ligneuses épineuses comme Acacia raddiana, A. senegal, A. seya et Balanites aegyptiaca.

Figure 21: steppe dans la zone du Ferlo (*Source : ISE)*

Les savanes

Au Sénégal, les savanes couvrent le tiers centre du territoire et sont caractérisées par des savanes arborées à arbustives qui se retrouvent dans la partie Nord et des savanes boisées localisées dans la partie Sud du pays. Les savanes arborées à arbustives sont caractérisées par des espèces ligneuses comme *Cordyla pinnata, Ficus sycomorus, Diospyros mespiliformis, Dichrostachys*

cinerea, Acacia macrostachya, Combretum spp, Ziziphus mauritiana, Sclerocarya birrea, Neocarya macrophylla. Les savanes boisées sont dominées par des espèces telles que *Sterculia setigera, Lannea acida, Sclerocarya birrea, Pterocarpus erinaceus, Parkia biglobosa, Terminalia macroptera et Daniellia oliveri.* Dans ces formations végétales, la strate herbacée est marquée par des espèces des genres A*ndropogon*, *Hyparrhenia*, *Digitaria*.

Figure 22: savane arbustive (A) et savane boisée (B) (*Source : ISE)*

Les forêts

Peu nombreuses, les forêts sont situées généralement dans la partie sud du pays où elles sont représentées par des forêts claires, des forêts denses sèches et des forêts galeries. Les forêts claires sont localisées en Haute et Moyenne-Casamance et sont caractérisées principalement par des espèces telles que: *Pterocarpus erinaceus, Khaya senegalensis, Daniellia oliveri, Ceiba pentandra, Terminalia macroptera*. La Basse Casamance est la seule partie du pays où se trouvent les forêts denses sèches, ces dernières se présentent sous forme de reliques et sont dominées par *Erythrophleum lasianthum, Elaeis guineensis, Detarium senegalense, Malacantha alnifolia, Parinari excelsa, Pentaclethra macrophylla, Raphia sudanica, Carapa procera*.

Figure 23: Forêt Claire (A) et Forêt Galerie (B) (*Source : ISE)*

D'autres types de peuplement forestiers considérés comme étant des formations végétales particulières existent aussi au Sénégal. Il s'agit notamment de :

- **Des forêts galeries** situées le long des principaux cours d´eau et estuaires et sont caractérisées par des espèces telles *que Elaeis guineensis, Erythrophleum lasianthum, Khaya senegalensis, Carapa procera, Alchornea cordifolia ;*
- **De la palmeraie** constituée principalement de formations à *Elaeis guineensis* ou à *Borassus Borassus akeassii* (rônier);

- **De la bambouseraie** localisée surtout en Sénégal Oriental et en Haute Casamance ;
- **Des formations halophytes** des tannes dominées par une espèce végétale (*Tamarix senegalensis*) principalement dans les zones deltaïques et estuariennes du pays ;
- **Des plantations forestières** avec des espèces comme *Casuarina equisetifolia, Anacardium occidentale*, *Eucalyptus camaldulensis, Tectona grandis, Gmelina arborea, Acacia senegal.*

A côté de ces différents écosystèmes, le Sénégal présente de grands ensembles des écosystèmes agricoles connus sous le nom de parcs agro-forestiers (Diédhiou *et al*. 2014. RdS, 2014, Sène, 2014, Ndiaye, 2018). Ces parcs sont généralement des espaces agraires caractérisés par l'association des plantes cultivés et d'espèces végétales ligneuses épargnées par les agriculteurs. Les travaux de Diatta (2013) cités par RdS (2014) ont révélé la présence de treize systèmes à parcs agroforestiers que sont :

- Le parc à *Faidherbia albida*, localisé au centre-ouest du pays, sur les sols sableux du bassin arachidier ;
- Le parc à *Acacia tortilis subsp. raddiana*, qui constitue une formation de type pseudo-steppe arbustive ou arborée, rencontré dans la partie sud de la zone sylvo-pastorale;
- Le parc à *Acacia senegal*, que l'on rencontre dans la zone sylvo-pastorale, dans les terroirs agricoles et les parcours pastoraux des villages ;
- Le parc à *Adansonia digitata*, localisé dans la partie ouest du pays, aux environs de Thiès et Dakar, dans la partie sud-est du pays (région de Kédougou et département de Goudiri);
- Le parc à *Cordyla pinnata*, qui est concentré dans la zone sud du bassin arachidier (régions de Fatick et Kaolack) mais aussi dans une bande allant de la région de Kafrine la région de Tambacounda à l'Est ;
- Le parc à *Elaeis guineensis*, situé dans la région des Niayes et en Casamance ;
- Le parc à *Parkia biglobosa*, localisé au Sénégal oriental et en Casamance.
- Le parc à *Sterculia setigera*, localisé en Haute Casamance, dans le Sénégal oriental et dans la partie sud-est de la région de Kaolack ;
- Le parc à *Borassus akeassi*, présent au centre nord et dans le sud du bassin arachidier, dans les terroirs sérères de Fatick et Thiès, au Sénégal oriental et en Casamance ;
- Le parc à *Detarium senegalense*, dans les îles du Delta du Saloum (Niodior, Dionouar, Betenty , Moundé, Siwo
- Le parc à Balanites aegyptiaca, localisé dans la partie nord du pays notamment dans les terroirs limitrophes de la vallée du fleuve Sénégal ;
- Le parc à Neocarya macrophylla, dans les îles du Delta du Saloum (Falia) et en Basse Casamance ;

Le Sénégal compte environ 3645 espèces végétales, réparties dans 1.277 genres (Rds, 2015a). Les plantes á fleur regroupent environ 2 504 espèces environ réparties dans 165 familles et environ 1.000 genres dont 70% de Dicotylédones et 30% de Monocotylédones. Parmi les familles, on retrouve les Gramineae, les Fabaceae, les Cyperaceae, les Rubiaceae, les Composeae, les Euphorbiaceae, les Convolvulaceae et les Scrophulariaceae. Les espèces herbacées constituent plus de 50% de la flore. Les genres dominants sont les Indigofera et Cyperus avec chacune 44 espèces, Ipomoea avec 38 espèces, Crotalaria avec 33 espèces, suivis des genres Ficus avec 30 espèces, Tephrosia et Hibiscus avec 22 espèces, Euphorbia avec 20 espèces.

Les derniers inventaires floristiques d´envergure (Sambou, 2004 ; PROGEDE, 2014) ont révélé une diversité floristique relativement élevée dans les différentes formations forestières du pays. Ces études ont révélé que les familles les plus représentées sont celles des Combretaceae, des Caesalpiniaceae, des Rubiaceae, des Mimosaceae et des Fabaceae. Ces familles font partie des plus importantes de la flore vasculaire du Sénégal (Bâ & Noba, 2001). Le genre Combretum renferme le plus grand nombre d'espèces. La distribution spatiale des espèces est liée aux

conditions écologiques, aux caractères propres aux espèces et aux facteurs anthropiques. Certaines espèces comme *Combretum glutinosum, Combretum nigricans, Acacia macrostachya, Bombax costatum, Terminalia macroptera* sont moins sensibles aux feux de brousse et à la sècheresse, alors que d'autres telles que *Pterocarpus erinaceus, Cordyla pinnata, Sclerocarya birrea, Lannea acida* sont plutôt vulnérables à ces facteurs et ont tendance à se confiner dans les bas-fonds où les conditions leurs sont encore favorables (Lykke & Sambou, 1998 ; Lykke, 1998, Lykke & Sambou, 2002). En outre, certaines espèces du genre *Combretum* et *Acacia* présentent une large distribution géographique et sont abondantes et communes à presque tous les forets alors que d'autres comme *Khaya senegalensis, Parkia biglobosa, Neocarya macrophylla, Detarium microcarpum, Borassus akeassii, Prosopis africana* sont plutôt confinées dans des milieux particuliers.

Du coté des végétaux inférieurs le pays compte environ 1141 espèces comprenant des virus, des bactéries, des bryophytes, des lichens, des algues, des lycophytes et des monilophytes (Rds, 2015a) :

Les virus
Au total, 17 familles et 44 espèces sont recensées pour le pays (MEPN, 1998). Ce nombre regroupe seulement les virus pathogènes pour l'homme et les végétaux. Ils comprennent les Hepatovirus, les HIV ou Retrovirus, les Myxovirus et les Arbovirus.

Les bactéries
Au total, 39 genres ont été isolés dans ce groupe systématique dont 35 en médecine humaine avec plus de 6000 souches (Institut Pasteur) et 4 genres du sol (Rhizobium, Azorhyzobium, Bradyrhizobium, Sionrhizobium) isolés par l'IRD et l'ISRA avec 1800 souches identifiées (MEPN, 1998). La valeur taxonomique peu connue de ces souches laisse penser que certaines pourraient être élevées au rang d'espèces. Dans le genre Rhizobium, cinq espèces nouvelles ont été découvertes au cours des dernières années.

Les champignons et les lichens
Environ 137 espèces de champignons parasites des plantes cultivées et de champignons mycorhiziens et 7 espèces de lichens ont été identifiées. Chez les champignons parasites de plantes cultivées, les genres Cercospora et Furarium sont les plus connus. Par contre, pour les champignons mycorhiziens, les genres Glomus avec 6 espèces, Gaspera et Scutellospora avec chacun deux espèces et le genre Acaulospora avec une espèce sont les genres les mieux connus. D'autres espèces de champignons appartenant aux familles des Bolétacées, des Agariacées, des Polyporacées et des Gastromycètes ont été également identifiées.

Les végétaux
Les algues, les mousses et les lichens constituent les groupes les moins connus. Les Pré spermaphytes sont peu représentés avec des espèces introduites du genre Cycas. Le groupe des plantes à fleurs est le plus connu au Sénégal. Les Dicotylédones sont représentées par 1737 espèces et les Monocotylédones par 720 espèces. Selon les informations disponibles, les Angiospermes comptent environ 165 familles regroupant plus de 1000 genres et 2500 espèces.

Les familles les plus importantes sont les Graminées et les Fabacées avec respectivement 285 et 284 espèces. Viennent ensuite les familles des Cypéracées avec 188 espèces, des Rubiacées avec 104 espèces, des Composées avec 96 espèces et des Euphorbiacées avec 87 espèces. Ces familles représentent avec celles des Césalpiniacées, des Mimosacées, des Convolvulacées et

des Scrophulariacées, plus de 50% de l'ensemble de la flore du Sénégal. La famille des Graminées représente la plus grande diversité avec 93 genres. Elle forme avec la famille des Papilionacées (58 genres), des Composées (56 genres), et des Rubiacées (45 genres) près du quart de l'ensemble des genres des Angiospermes et 38% environ des genres du Sénégal.

Les genres qui présentent le plus grand nombre d'espèces sont dans l'ordre les genres Indigofera et Cyperus avec 44 espèces, Ipomoea avec 38 espèces, Crotalaria avec 33 espèces, suivis des genres Ficus avec 30 espèces, Tephrosia et Hibiscus avec 22 espèces, Euphorbia avec 20 espèces.

Les principales familles de la flore du Sénégal sont dominées par les espèces herbacées qui constituent plus de 50% de la flore. Les Graminées et les Cypéracées totalisent par exemple 473 espèces herbacées, soit plus de 18% du nombre total d'espèces de plantes à fleurs rencontrées au Sénégal. Les autres familles dominantes y compris celles de la classe des Dicotylédones sont surtout représentées par des herbacées.

Figure 24: Individu de Cassia Sieberiana

Le Sénégal présente aussi un réseau hydrographique relativement dense comprenant des fleuves, des rivières et des lacs. Ces écosystèmes fluviaux et lacustres abritent une diversité biologique concentrée essentiellement dans les plaines d'inondation. En effet, le pays est traversé par cinq systèmes fluviaux et des rivières appartenant aux bassins des fleuves Sénégal, Saloum, Gambie et Casamance. Il dispose aussi de lacs dont les plus importants sont le lac de Guiers situé au Nord et le lac Tamna situé au centre ouest.

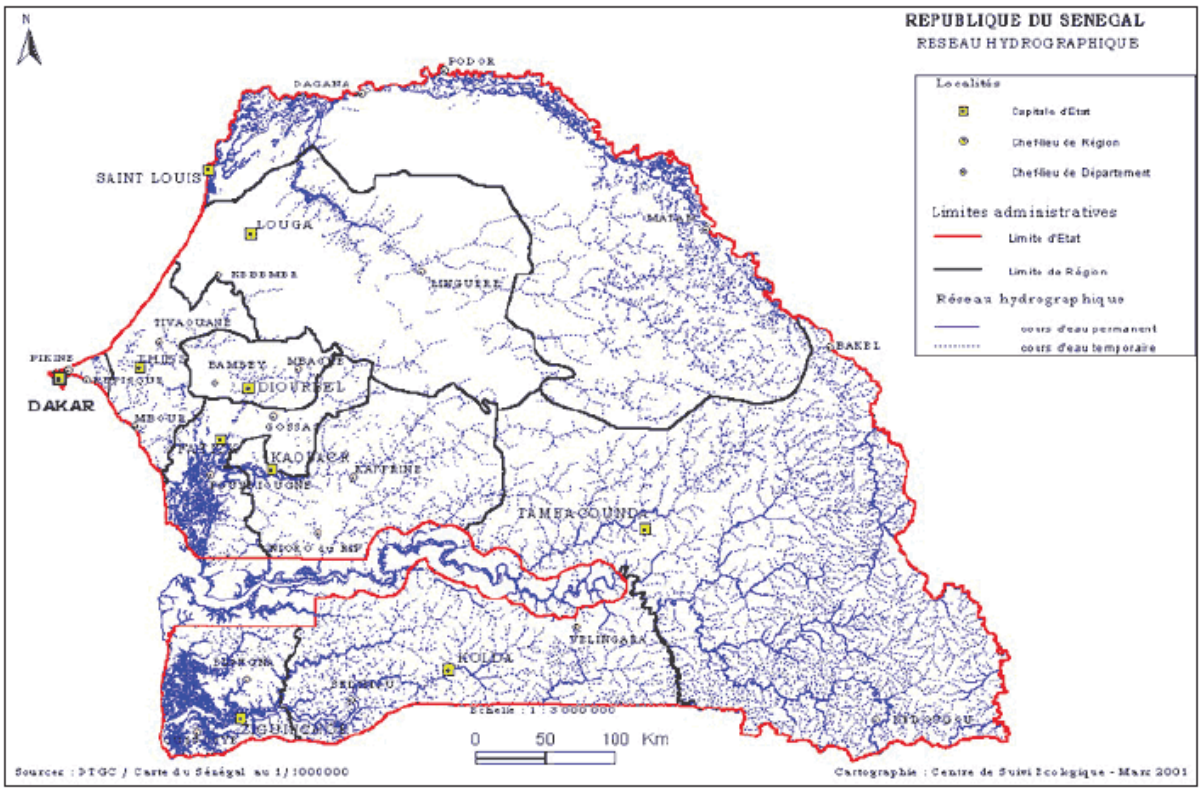


Figure 25: Carte du Réseau hydrographique du Sénégal

Source : http://www.au-senegal.com/IMG/png/hydrographie.png

Le fleuve Sénégal constitue la plus importante ressource en eau du pays. Son bassin versant couvre une superficie de 290 000 km2 dont 27 500 km2 au Sénégal. En plus de ces fleuves et rivières, le pays dispose de lacs dont les plus importants sont le lac de Guiers situé au Nord et le lac Tamna situé au centre ouest. Ces écosystèmes fluviaux et lacustres abritent une diversité biologique concentrée essentiellement dans les plaines d'inondation.

Figure 26: Fleuve Sénégal (A), fleuve Gambie (B) et lac rose (C) (*Source : ISE)*

2.2.2.5.3 Zones Importantes de Biodiversité Terrestre

Au Sénégal, la stratégie de conservation de la biodiversité in situ est essentiellement basée sur la création d´aires protégées. Parmi ces aires protégées, certaines ont été classées comme étant des zones clés de conservation de la biodiversité (Key Biodiversity Area ou KBA).

Aires protégées
Les aires protégées au Sénégal peuvent être classées en deux groupes. Un premier groupe créé par décret, constitué par le domaine classé est composé des Parcs Nationaux, des Forêts Classées, des Aires Marines Protégées, de Réserves (R. naturelles, R. de Biosphère, R. spéciales), des périmètres de reboisement. Un second groupe d´aires protégées localisé dans le domaine protégé et formé par les forêts sacrées, les Réserves Naturelles Communautaires et les Aires du Patrimoine Autochtone Communautaire.

Dans le domaine classé, le Sénégal compte 06 parcs nationaux, 05 Réserves de Biosphère, environ 200 Forêts Classées, 02 Réserves Spéciales de faune, une Réserve Spéciale Botanique. Au plan international, certaines de ces aires bénéficient d´un renforcement de leur statut :

Parcs Nationaux:
Parc national de la Basse-Casamance (PNBC)
Parc national du delta du Saloum (PNDS)
Parc national des îles de la Madeleine (PNIM)
Parc national de la Langue de Barbarie (PNLB)
Parc national du Niokolo-Koba (PNNK)

Parc national des oiseaux du Djoudj (PNOD)

Forêts :

Forêt classée de Patako
Forêt classée de Samba Dia
Forêt de Bissine
Forêt classée de Goumel Niandane

Réserves Naturelles:

M'bour
Palmarin
Popenguine (RNP)
Somone
Kalissaye (ROK)
Réserve sylvo-pastorale de Doli
Fathala
Bandia
Boundou (RNCB)
Réserve naturelle urbaine de la grande Niaye de Pikine et dépendance

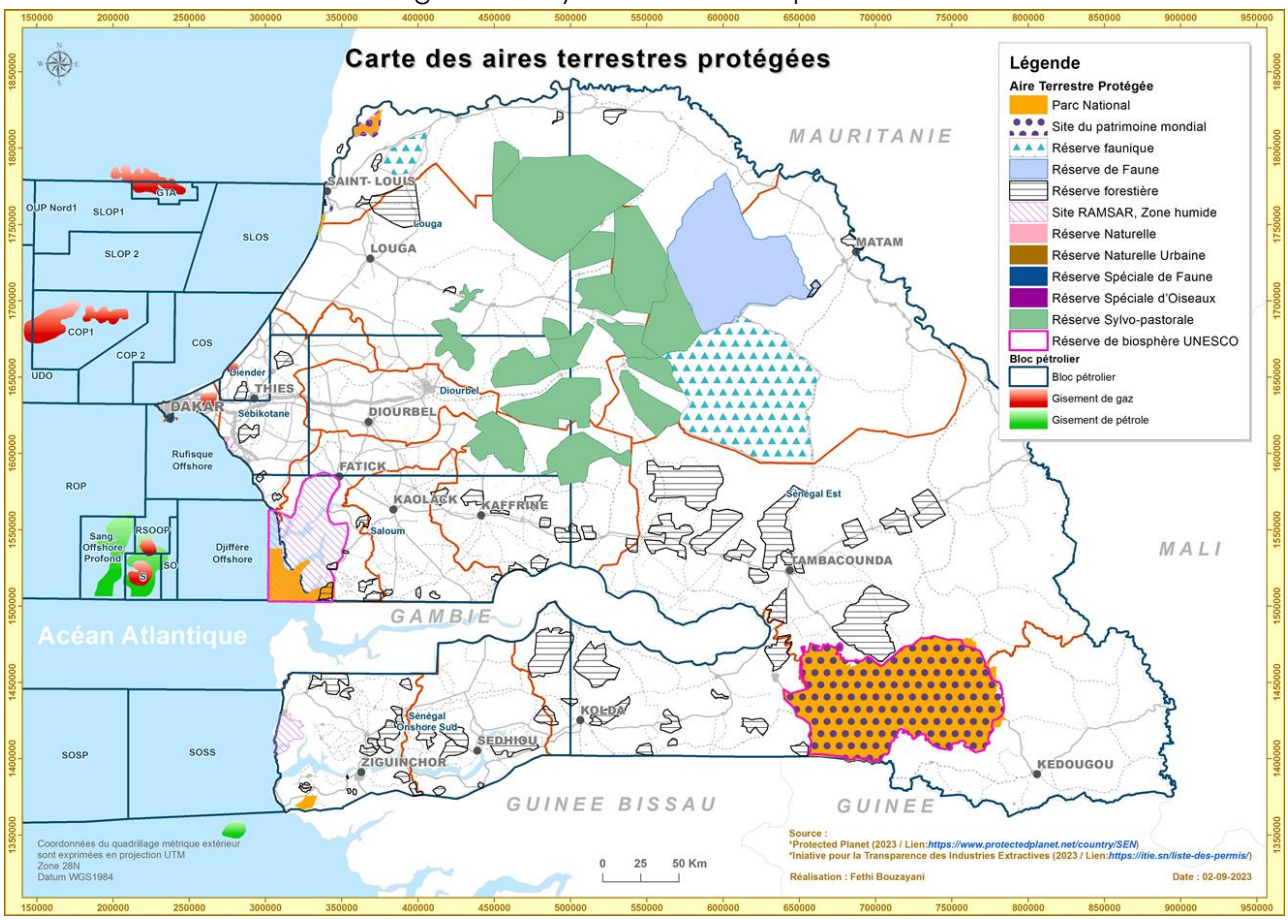


Figure 27: Aires terrestres protégées du Sénégal

Zones clés de conservation de la biodiversité (Key Biodiversity Area ou KBA)

La création de zones clés pour la biodiversité (KBA) vient renforcer l´objectif de conservation et de l'utilisation durable des ressources biologiques.

Selon l´UICN (2016), les zones clés pour la biodiversité (KBA) sont définies selon un ensemble de critères et de seuils liés à des sous-ensembles taxonomiques, écologiques et thématiques de

la biodiversité (présence d'espèces ou d'écosystèmes menacées, espèces vivant dans une zone géographiquement limitée, intégrité écologique, etc.). Le Sénégal compte 21 zones clés pour la biodiversité (Figure 28).

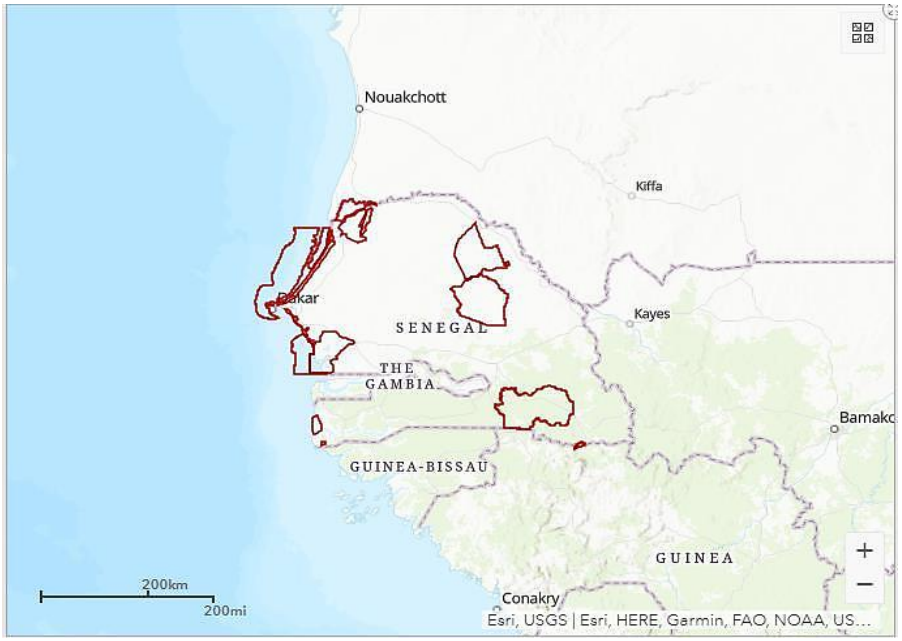


Figure 28: Carte des zones clés de conservation de la biodiversité du Sénégal, source : UICN, 2016

Statut des espèces

La plupart des espèces végétales et animales présentent au Sénégal ont une large distribution au niveau de la sous-région, contrairement à d'autres espèces qui sont considérées comme endémiques du Sénégal. Dans les deux catégories, certaines espèces sont rares et/ou menacées.

Les espèces endémiques

Le nombre d'espèces végétales considérées comme endémiques du Sénégal est variable selon les auteurs. Il serait de 26 selon Brenan (1978) et de 31 selon UICN (1991). D'après une étude plus récente (PGIES, 2004), il existerait 33 espèces endémiques au Sénégal. Une de ces espèces, Berhautia senegalensis, appartient à un genre endémique du Sénégal (genre Berhautia). Pour l'essentiel, ces espèces considérées comme endémiques du Sénégal se retrouvent soit dans la partie sud du pays qui est plus arrosée, où dans des biotopes humides de la partie nord comme les Niayes. Parmi ces espèces qui sont pour l'essentiel des espèces herbacées, 17 seraient potentiellement menacées et 10 sont considérées comme effectivement menacées.

Les espèces animales considérées comme endémiques du Sénégal appartiennent à la classe des poissons. Elles sont essentiellement rencontrées dans les eaux douces ou saumâtres des rivières (Protopterus) et des fleuves notamment le fleuve Sénégal (Heterotis, Mormyrus, Mormyrops Gymnarchus). La conservation de ces espèces dépend beaucoup de la pluviométrie.

Cyperus Lateriticus

Berhautia Senegalensis

Laurembergia Tetrandra

Figure 29: Quelques espèces végétales endémiques

Les espèces disparues, rares et/ou menacées

De nombreuses espèces animales auraient disparu du Sénégal, y compris des espèces probablement pas encore connues. Des vertébrés comme le damalisque (Damaliscus lunatus), l'oryx algazelle (Oryx dammati) et la girafe (Giraffa camelopardalis) ont disparu de la nature.

L'oryx algazelle a été réintroduit dans le Ferlo où la gazelle damma (Gazella dama) a été introduite avec succès. La Girafe existe à nouveau dans le pays mais en captivité dans les réserves de Bandia et Fathala.

Les espèces considérées comme rares et/ou menacées sont soit protégées par la législation et la réglementation forestière, ou signalées par les organisations internationales de conservation en vue de leur protection.

Pour les espèces végétales, le Code forestier du Sénégal distingue des espèces intégralement protégées et des espèces partiellement protégées en fonction de l'ampleur des menaces qui pèsent sur elles. Les espèces intégralement protégées au nombre de 12 (code forestier, 1998)

sont considérées par l'Administration des Eaux et Forêts comme les plus menacées à cause de leur faible abondance (espèces rares) ou de l'exploitation abusive dont elles font l'objet.

Leur abattage ou leur ébranchage est par conséquent formellement interdits sauf dérogation accordée par l'Administration des Eaux et Forêts, pour des raisons scientifiques ou médicinales.

Les espèces partiellement protégées au nombre de 14 ne peuvent être abattues que sur autorisation du Service des Eaux et Forêts. Ces espèces sont considérées comme moins menacées que les précédentes. La fragilité des palmiers a conduit les autorités sénégalaises à interdire la saignée d'Elaeis guineensis, de Borassus aethiopum et de Raphia spp.

Le Centre Mondial de Surveillance Continue de la Conservation de la Nature (WCMC) signale 32 espèces qui seraient menacées au Sénégal du fait d'une surexploitation de leur bois, de leur fruit ou des deux (annexe 2). Les prélèvements effectués dépasseraient largement le rythme et les capacités de régénération de ces espèces.

Concernant les espèces animales, sur les 400 espèces de poissons signalées au Sénégal, au moins 10 sont considérées comme menacées d'extinction à cause de la surpêche ou de la destruction de leurs habitats. Presque tous les reptiles (crocodiles, serpents et tortues de mer) sont menacés d'extinction pour diverses raisons. Sur les 100 espèces signalées sur la Liste Rouge de l'UICN, 38 sont menacées de disparition. La surexploitation et la destruction des habitats sont considérées comme les principales causes de menaces qui pèsent sur ces espèces, notamment les espèces de tortues et de crocodiles. Les serpents sont généralement tués à cause de la peur qu'ils inspirent.

Quatorze (14) des 192 espèces de mammifères recensées au Sénégal sont menacées d'extinction. Parmi les espèces les plus menacées (UICN, 2004) on peut citer le Chimpanzé (Pan troglodytes), le Colobe bai (Procolobus badius temmincki) et le Lycaon (Lycaon pictus).

Le Chimpanzé et le Colobe bai sont des espèces inféodées aux forêts galeries et aux forêts sèches dont l'état de dégradation très poussé au Sénégal oriental constitue une véritable menace. Les autres espèces considérées comme menacées de disparition sont: Loxodonta africana, Profelis aurata, Acinonyx jubatus, Dorca gazelle, Felovia vae, Phocoena, Eptesicus platyops, Panthera leo, Gazella rififrons, Barbastella, Trichechus senegalensis et Taurotragus derbianus.

Figure 30: Eland de Derby (Taurotragus derbianus), une espèce en Danger Critique d'Extinction

Les espèces d'oiseaux menacées comprennent Accipiter erythropus, Acisoma panorpoides, Achrocephalus arundinaceus, Actitus hypoleucos, Aethriamanta rezia, Agriocnemis exilis, Alaemon alaudipes, Alcedo cristata, Alopochen aegyptica et Anastomus lamelligerus.

L'ampleur de la dégradation des habitats liée à la péjoration climatique et aux activités anthropiques est telle qu'on peut penser que certaines espèces très sensibles à ces modifications sont menacées de disparition ou ont même disparu. Cependant, il n'existe pas de travaux assez poussés permettant de statuer sur la disparition d'espèces pour l'ensemble du territoire sénégalais. De récents programmes de suivi de la flore et de la végétation à travers le pays (EROS Data Center, ISE, CSE) commencent néanmoins à rendre compte de l'évolution relative de la diversité de la flore et de la végétation. Par ailleurs, des micro-organismes redoutables comme les virus de la peste et de la variole ainsi que les bactéries intracellulaires du typhus ont fortement régressé voire disparu.

2.2.2.6 *Archéologie*

Le Néolithique a été considéré comme une mutation technique, économique et sociale. Les populations de l'actuelle espace sénégambien ont bénéficié d'un milieu bioclimatique favorable avec la transgression marine du Nouakchottien (6500-5500 BP) durant laquelle la mer a occupé le rivage atlantique depuis Nouadhibou en Mauritanie jusqu'au sud de Saint-Louis, dans le delta du Sénégal. On assiste à la naissance des bancs de coquillages (*Anadara senilis*, *Cardium edule*, etc.) et d'une végétation de mangrove et à l'installation de l'homme sur les dunes rouges de l'Ogolien pour se protéger des intempéries. Ainsi il s'est produit une concentration de sites archéologique sur la façade occidentale de la zone, à proximité des points d'eau et des roches taillables.

La culture matérielle de la côte atlantique du Sénégal est diversifiée : vestiges lithiques, céramiques, osseux, etc. Des vestiges archéologiques datant du Néolithique ont été découverts au Cap-manuel (Hache polie découverts par Descamps 1979) et à Kounoune (poterie) dans la Pesqu'île du Cap-vert, à Khant (deux harpons en bois et ivoire), à Kayar (six harpons)

Ailleurs des tumuli ont été découverts dans le delta du Saloum. Situé à 150 km au sud de Dakar, le Delta du Saloum est une zone de 2250 km^2 couverte de mangrove. Les communautés qui y vivent mènent depuis plus de deux millénaires, des activités basées principalement sur les ressources halieutiques notamment l'exploitation des mollusques. La zone qui forme un paysage culturel exceptionnel grâce à ces multiples aspects culturels, naturels et archéologiques est inscrite depuis 2011 sur la liste du patrimoine mondial de l'UNESCO.

De multiples recherches archéologiques dans le delta du Saloum ont révélé la présence d'amas coquilliers anthropiques dont l'édification se situe entre le IVe siècle AV. J.C et le IVe siècle après J.C (THILMANS et al. 1974 ; 1982 ; 2000). La particularité de ces amas, c'est qu'ils sont associés à des tumuli coquilliers funéraires dont l'édification beaucoup plus tardive, a débuté au IVe siècle après J.C pour se poursuivre jusqu'au XVIe siècle. Ces amas coquilliers surmontés de tumulus funéraires sont considérés comme une exception mondiale. Plusieurs recherches archéologiques, ethnographiques, pédoclimatiques... effectuées de 1939 à l'actuel, ont permis de mieux comprendre l'histoire de la zone qui occupe une place importante dans la cartographie des sites protohistoriques de la Sénégambie.

D'après les travaux de la Mission d'évaluation technique conjointe ICOMOS/UICN qui s'est rendue sur le bien du 29 septembre au 6 octobre 2010, les 17 sites d'amas de tumulus considérés comme étant les plus importants et les plus représentatifs par le nombre de tumulus, leur qualité individuelle, ou leurs significations symboliques encore présentes sont les suivants :

Tableau 3: 7 sites d'amas de tumulus les plus importants et les plus représentatifs dans le Delta du Saloum

Site	Nombre de Tumulus
Tioupane-Boumak et Tioupane-Boundaw	222
Ndafafe	20
Ndiamon-Badat	149
Site N°35, près de Dionewar	11
Fandanga	17
Ndiouta-Boumak	26
Site N°9, sur le bolon Bakhalou	6
Site N°14, rive droite du Diombos	77
Dioron-Boumak	125
Dioron-Boundaw	12
Site N°45, rive droite du Bandiala	14
Site N°90, bolon Bossinka nord	63
Bandiokouta	30

Site	Nombre de Tumulus
Site N°67, bolon Oudierin	72
Site N°46, rive gauche du Bandiala	33

Actuellement, avec les multiples menaces anthropiques et naturelles qui pèsent sur l'écosystème du delta du Saloum, on assiste à la disparition d'une partie de ces amas coquilliers. En effet, le réchauffement climatique global et la montée du niveau de la mer se sont traduits par une érosion côtière sans précédent aggravée par l'ouverture suite à une tempête en 1987, de la brèche Sangomar. Du coup, une grande partie des amas a été submergée par les eaux, ce qui a entrainé une perte de la stratigraphie complète des nécropoles.

L'exploitation par l'homme des amas coquilliers est une autre cause de destruction de ce patrimoine du delta du Saloum. En effet, les populations locales prélèvent le coquillage pour approvisionner le secteur du BTP notamment de centres urbains comme Foundiougne, Kaolack.

2.2.2.7 Géologie

Le milieu appartient au bassin sédimentaire méso-cénozoïque sénégalo-mauritanien. Ce bassin s'étend sur 1 400 km du Cap Barbas en Mauritanie au Nord jusqu'au Sud de Bissau en Guinée Bissau. Il est caractérisé pour l'essentiel par son relief très faible (Ndoye S., 2003). En effet, il forme un vaste plateau qui culmine rarement à des altitudes supérieures à 50 m. Il est largement recouvert par des dépôts récents plio-quaternaires qui masquent les terrains plus anciens du Méso-Cénozoïque visibles dans la partie amont du fleuve Sénégal, sur la presqu'île du Cap-Vert et dans la falaise de Thiès (Roger J. et *al.*, 2009 in Touré M A, 2018).

Le bassin sédimentaire sénégalais occupe la plus grande partie du territoire sénégalais, les terrains anciens, birimiens à paléozoïques n'affleurant qu'au Sud-est du pays, à la frontière avec la Guinée et le Mali. Il est limité au Nord par le fleuve Sénégal et drainé au Sud par le Saloum, le fleuve Gambie et le fleuve Casamance.

Le bassin sédimentaire sénégalais constitue un segment du bassin mauritano-sénégaloguinéen, vaste bassin côtier de marge continentale passive (Roger J. et al., 2009 in Touré M A, 2018) (figure ci-dessous). A l'Ouest, le bassin est largement ouvert sur l'atlantique central. A l'Est et au Sud-est, il est limité par la chaîne hercynienne des Mauritanides et le bassin de Taoudéni. Au Sud, il est borné par le bassin de Bové. Long de 1300 km, dans son extension maximale (MauritanieGuinée Bissau), ce bassin atteint une largeur maximale d'environ 550 km à la latitude de Dakar.

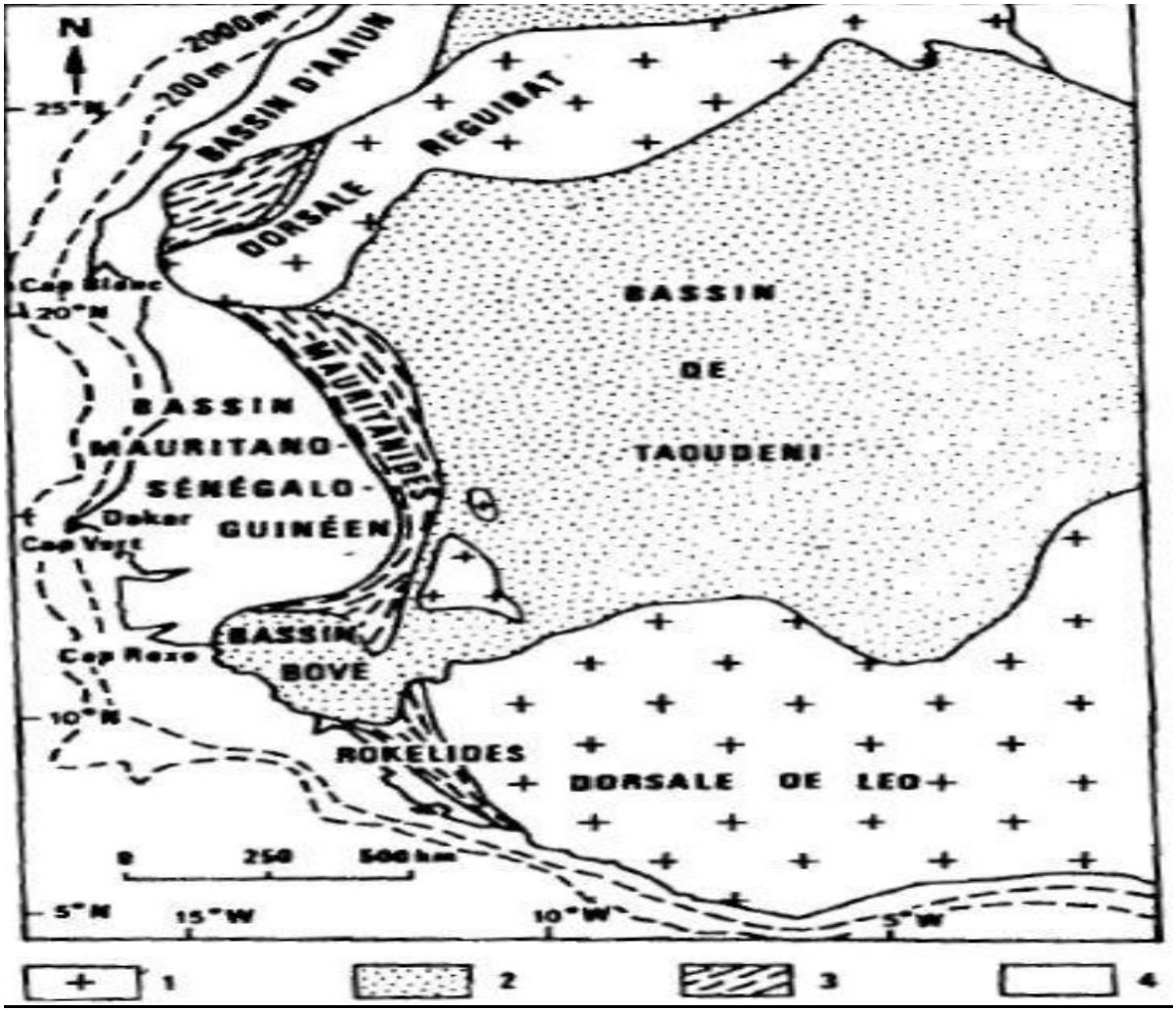


Figure 31: Cadre structural du bassin côtier mauritano-sénégalo- guinéen, Socle précambrien (1) ; couverture protérozoïque supérieur (1 000 Ma) et Paléozoïque (2) ; chaîne panafricaine et hercynienne (3) ; couverture méso-cénozoïque (4), (Sow E. H., 1992).

Le bassin sénégalo-mauritanien est constitué d'assises sédimentaires Mésozoïques et Cénozoïques reposant sur un substratum d'âge et de nature imprécis dans ses parties centrales et occidentales et sur du Protérozoïque et du Paléozoïque sédimentaire et métamorphique ou granitique dans ses parties méridionales et orientales (Sow E. H., 1992).

GRANDE COTE

Cette partie comprend le Delta et les Niayes.

Le delta du fleuve Sénégal

Il se situe sur les terrains méso-cénozoïques (Secondaire et Tertiaire) du bassin sénégalo-mauritanien et les formations les plus anciennes retrouvées datent du Jurassique (Ère Secondaire). Ces couches sont recouvertes par les formations plus récentes du Quaternaire.

Le Secondaire

Il est représenté par les formations du Jurassique et du Crétacé. Ces dépôts sont constitués à l'Est par des faciès détritiques, surtout gréseux. Ces dépôts détritiques deviennent plus grossiers vers la partie supérieure du Crétacé (Maastrichtien).

Le Tertiaire

Il est aussi appelé l'ère Cénozoïque ou Paléogène. Il s'étend sur environ 65 millions d'années (65 Ma -1,8 Ma). Le Tertiaire est divisé en deux grandes époques le Nummulitique (Paléocène, Éocène et Oligocène) et le Néogène (Miocène et Pliocène).

Le Quaternaire

Il est la dernière ère géologique et la plus courte période. Il s'étend sur -2,5 millions d'années à nos jours. Le Quaternaire est marqué par une alternance de périodes pluviales (glaciaires) et inter pluviales (interglaciaires), caractérisées par des phases de régression et de transgression marines. Il est divisé en trois grandes périodes le Pléistocène, l'Holocène et l'Actuel qui sont à leur tour divisés en étages selon l'avancée ou le recul de la mer. La sédimentation du Quaternaire est essentiellement détritique à faciès continentaux, entrecoupés de temps à autre par des dépôts margino-littoraux sur la bordure atlantique et dans les deltas et estuaires du Sénégal, du Sine-Saloum, de la Gambie et de la Casamance.

Le littoral et les Niayes

Cette partie est également inscrite sur le Bassin Sédimentaire Sénégalo-mauritanien. On note au niveau de cet espace l'existence de formations géologiques affleurantes constituées de sables dunaires datant du Quaternaire (2M-1,5MA). Ces dépôts sableux, qui diffèrent les uns des autres selon la texture, la couleur, l'origine du matériel, les conditions et la période de mise en place, sont relayés par des séries sédimentaires datant du Secondaire et du Tertiaire, comprises entre le Crétacé supérieur et le Continental Terminal (100 MA-7 MA) et réparties en plusieurs niveaux ou étages. Il s'agit des formations anté-quaternaires dont les plus anciennes remontent au Trias (225 MA-195 MA) et au Jurassique (195 MA-136 MA) mais dont les mieux connues datent du Crétacé (136 MA-65 MA) représenté par des calcaires détritiques alternant avec des sables et des grès (Diouf, N., 1991 ; Ndiaye, R., 2000 ; Ndiaye, R., 2004).

Le Maestrichtien, dont l'épaisseur est variable, est formé d'une couche assez homogène de grès à ciment plus ou moins marneux ou calcaire. Il est surmonté par le **Pléistocène inférieur** dominé par des calcaires gréseux à la base puis marneux au sommet, mélangés par endroit à des sables et à des marnes sableuses.

L'Eocène inférieur présente, pour l'essentiel, deux faciès incarnés par une série de marnes argileuses assez épaisse à la base et des calcaires argileux peu épais au-dessus. L'épaisseur de l'Eocène augmente également d'Est en Ouest jusqu'à atteindre un maximum de 200 mètres. **Le Lutétien** est formé par une alternance de marne et de calcaire. Il est surmonté par un étage plus varié sur le plan lithologique : le Lutétien supérieur qui débute par un conglomérat calcaire (figure ci-dessous) coiffé de marnes blanches et qui se termine à Taïba par des argiles feuilletées dites marnes de Lam-Lam sur lesquelles repose une couche phosphatée.

L'étage post-lutétien, lithologiquement plus composite, est formé par un ensemble de couches géologiques dominées par les dépôts phosphatés de l'Eocène supérieur, les

phosphates de chaux, les dépôts limoneux et sableux de l'Oligocène, les tufs et basaltes du Miocène ainsi que les cuirasses ferrugineuses du Pliocène qui affleurent sur le horst de Ndiass et dans la presqu'île du Cap-vert (Sambou K, 2011).

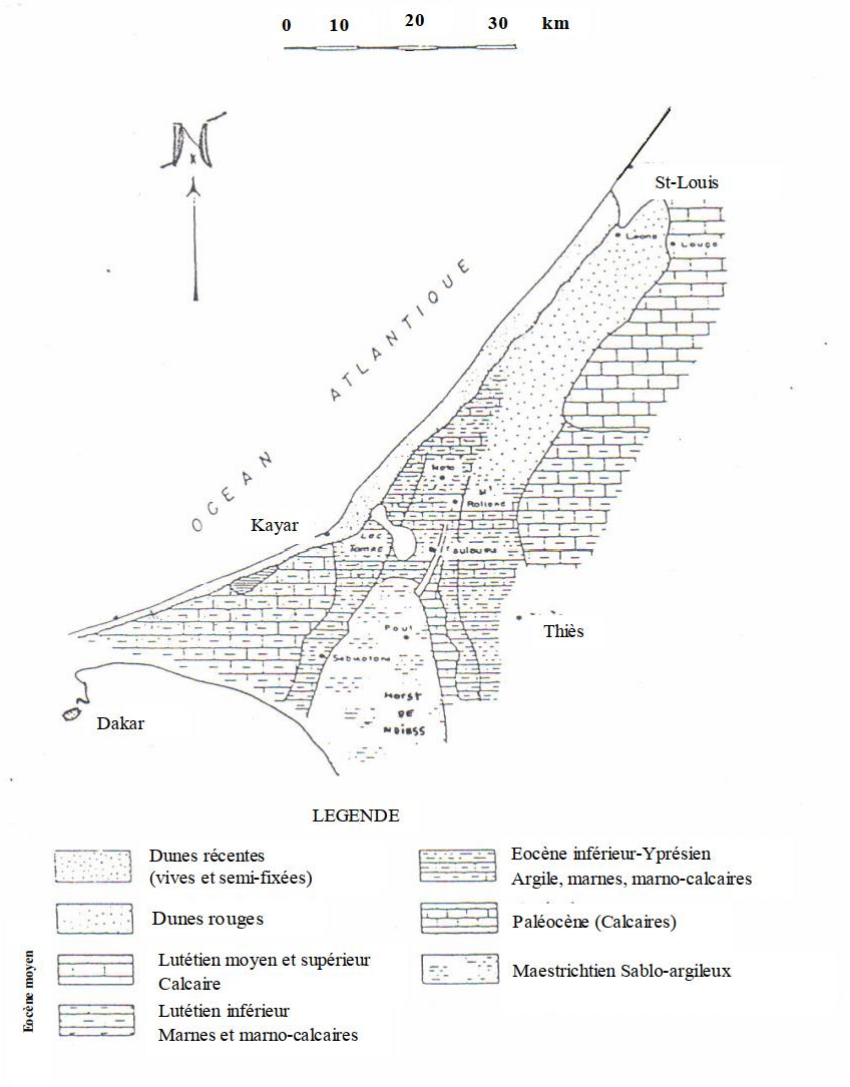


Figure 32: Géologie de la Grande côte du Sénégal (Source : Diaw E.H.B. et Ndiaye B., 2000).

PETITE COTE

Le Paléocène

Le Paléocène n'affleure que dans la partie occidentale du Sénégal (Michel P., 1973). Il est caractérisé à la base par des apports détritiques qui sont rapidement relayés par des dépôts carbonatés d'origine chimique et biochimique (marnes calcaires, calcaires) en offshore et onshore.

Le Paléocène présente des faciès lithologiques diversifiés à dominantes calcaires avec des dépôts détritiques argilo-marneux et gréso-calcaires à la base. Ces calcaires gréseux sont blanchâtres à grisâtres (Ndoye S., 2003). Le Thanétien est représenté par des calcaires coquilliers d'une épaisseur variant entre 70 à 111 m (Sarr R., 1995).

L'Eocène

L'Eocène est divisé en Eocène inférieur (Yprésien), moyen (Lutétien et·Bartonien) et supérieur (Priabonien).

Eocène inférieur (Yprésien)

L'Eocène inférieur (Yprésien) est constitué d'argiles et de marnes feuilletées blanches à attapulgite et horizons phosphato-glauconieux silicifiés (Formation de Thiès) (Roger J. et al., 2009 in Touré M A, 2018). L'Eocène inférieur, représenté par les formations de Thiès, affleure au niveau de la petite côte.

Eocène moyen (Lutétien et Bartonien)

Après le grand épisode de l'Yprésien, le Lutétien est marqué par l'installation d'une plate-forme carbonatée à faciès alternants marno-carbonatés, riches en faune marine (discocyclines, oursins et mollusques variés). Sur la marge occidentale du bassin, la formation de Lam-Lam constitue une série d'alternances de marnes à discocyclines et de calcaires jaunes à mollusques, oursins et algues, épaisse d'une vingtaine de mètres. Cette formation affleure en petite portion dans le Nord-est de la Petite.

Le Continental Terminal

Dans le bassin sénégalo-mauritanien, le Continental Terminal est post-Eocène et se situe en dessous de la cuirasse latéritique Pliocène. Il est une formation détritique présentant les marques d'une intense altération ferralitique avec des concrétionnements et des cuirassements ferrugineux, la néoformation de kaolinite, des mouvements importants de la silice. Il est généralement discordant sur les formations les plus anciennes et il est souvent recouvert par le Quaternaire (Ndoye S., 2003). Il constitue une puissante unité gréseuse, accessoirement argileuse, qui couvre une large part du bassin sédimentaire sénégalais.

Le Continental Terminal est surmonté par une formation cuirassée issue d'une altération latéritique en climat chaud et humide à la fin du Pliocène et au début du Pléistocène. Cette cuirasse est parfois recouverte par les sables du Quaternaire.

Le Quaternaire

Les dépôts d'âge quaternaire constituent la majeure partie des affleurements du Bassin sénégalais. Ils comprennent des formations marines, continentales et volcaniques. Se distinguent le Quaternaire marin et le Quaternaire continental. Le Quaternaire marin correspond au Nouakchottien dont les accumulations de coquillages (Anadara senilis principalement) couvrent de vastes superficies. Il s'agit de dépôts de plages épaisses (1 à 2 m) indiquant la position du rivage à la côte plus de 3 m, il y a environ 5 500 ans (Bellion Y., 1987 in Ndoye S., 2003).

Au niveau de la petite côte, le Quaternaire marin est représenté par des formations deltaïques et littorales :

- La formation deltaïque se caractérise par des vases et sables coquilliers des slikkes, schorres et lagunes interdistributaires.

- La formation littorale est représentée par les sables des plages et des cordons dunaires. Ce sont les manifestations les plus récentes de l'empreinte marine post-transgressive régularisant le littoral.

Le Quaternaire continental est constitué de formations très variées. La formation éolienne du Quaternaire continental constituée par des sables rubéfiés des dunes continentales recouvre la formation de Thiès et la formation de Lam-Lam (figure ci-dessous).

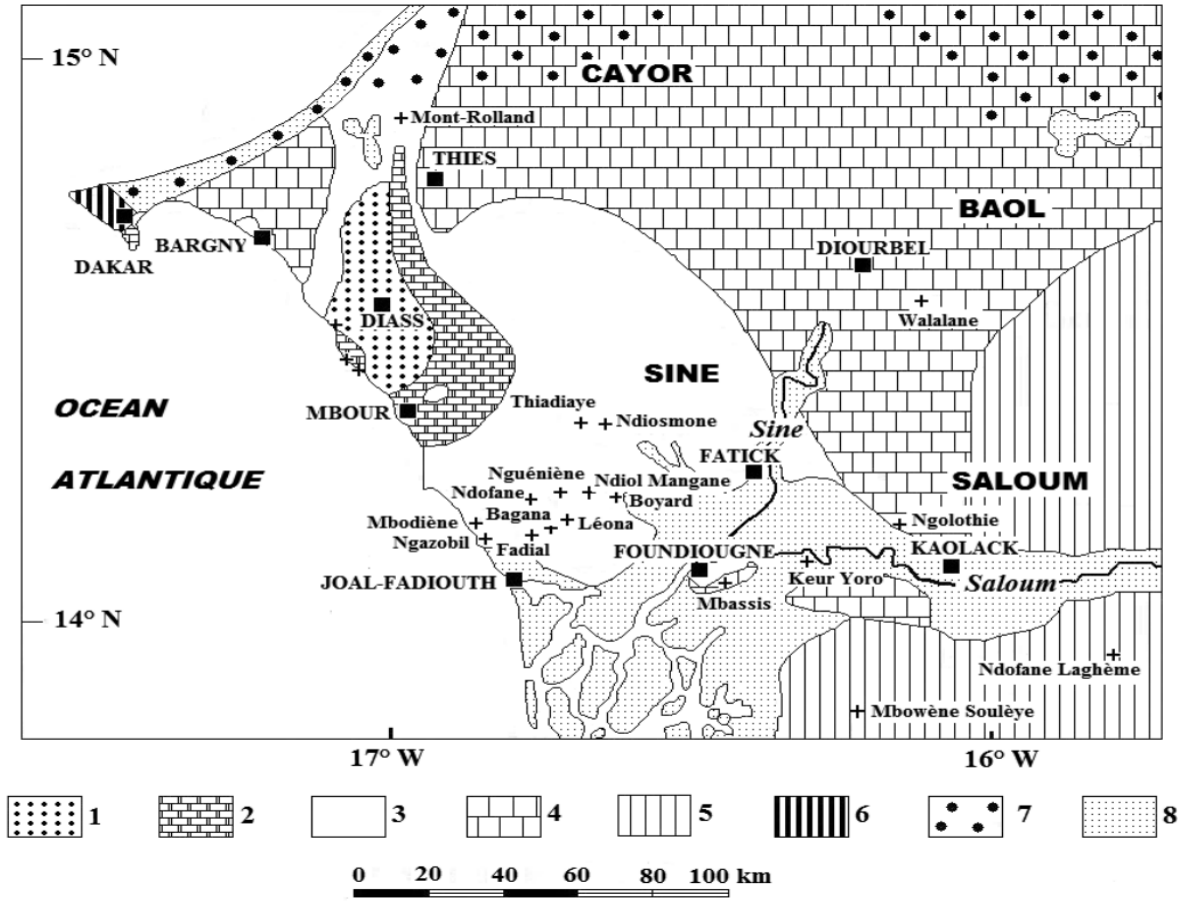


Figure 33: Géologie de la Petite côte. 1 : Groupe de Diass (Campanien terminalMaastrichtien): sables, grès, argiles. 2 : Groupe du Cap-Vert (Paléocène): grès calcaires, marnes. 3: Formation de Thiès (Yprésien): argiles, marnes et calcaires. 4: Formations de Lam-Lam et Taïba (Lutétien-Bartonien): marnes, calcaires, calcaires à Nummulites. 5 : Formation du Saloum (Miocène moyen et supérieur): sables, grès, argiles. Quaternaire. 6: basaltes et dolérites. 7: dunes rouges. 8 : alluvions récentes (Sarr R, 2013).

BASSE CASAMANCE

Les formations géologiques de la Basse Casamance appartiennent au bassin sédimentaire sénégalo-mauritanien (figure ci-dessous). Les formations sédimentaires rencontrées sont d'âge mésozoïque, cénozoïque et quaternaire. Elles sont de vastes séries monoclinales à pendage ouest s'ennoyant sous l'océan.

Au Quaternaire, la transgression Nouakchottienne avait porté le niveau de la mer à plus d'un mètre au-dessus du niveau actuel. Après le Nouakchottien un courant Nord-Sud de dérive

littorale ferme le Golfe de la Casamance vers 3900-3500 B.P. par une série de cordons littoraux. Ces derniers auront pour effet de réduire les apports marins et de ralentir l'évolution morphologique. C'est vers 1500 B.P. que la Casamance prend sa forme actuelle (Diouf et al., 1986).

Les formations superficielles sont composées de plusieurs ensembles entre autres, nous avons les terrasses sableuses, généralement entourées de cordons sableux et de mangrove et les cordons littoraux qui bordent le littoral de la Casamance du Nord au Sud, parfois modelés en dunes vives.

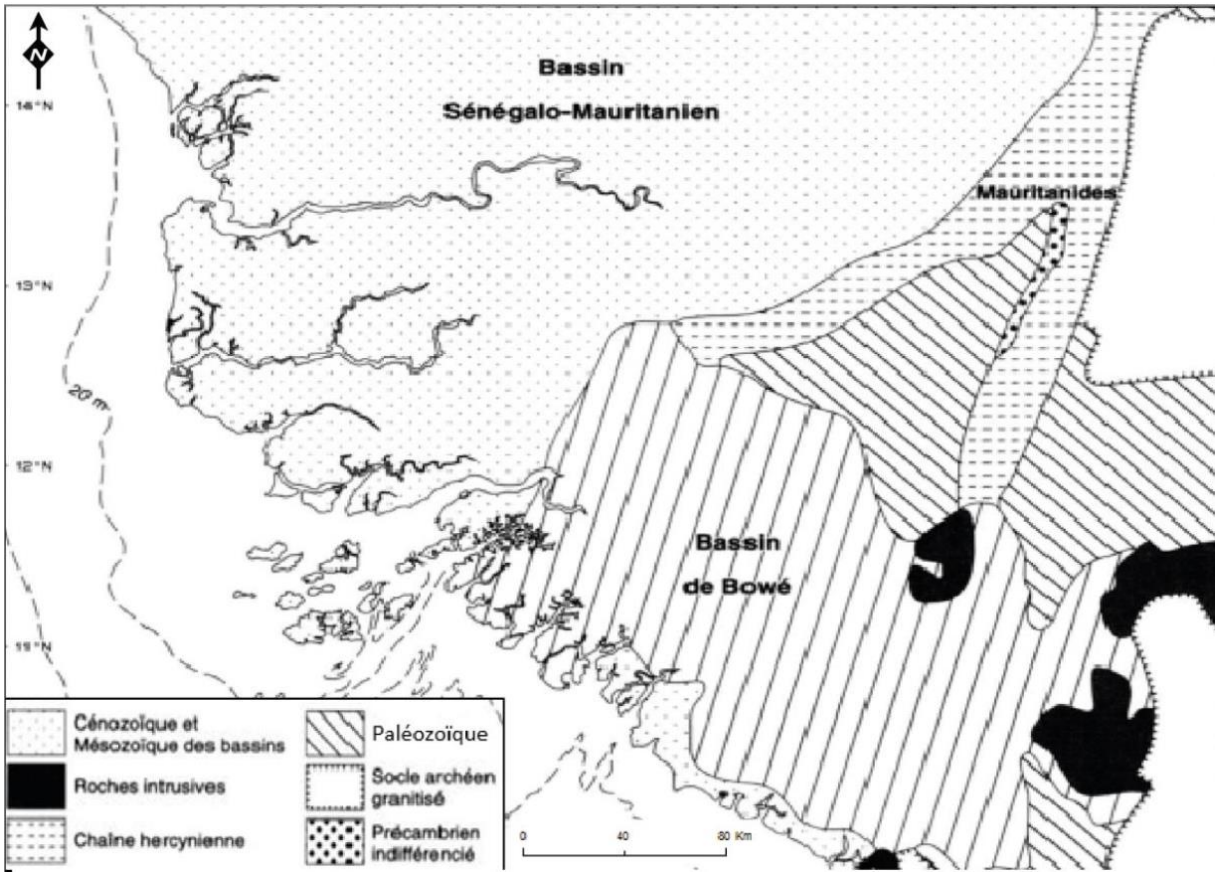


Figure 34: Géologie de la Basse Casamance et des rivières du Sud (Cormier Salem, 1999).

2.2.2.8 Hydrogéologie

GRANDE COTE

La grande Côte est traversée par un système aquifère de plusieurs nappes dont les plus importantes sont la nappe du Maestrichtien, la nappe du Paléocène, la nappe du Lutétien et surtout celle des sables quaternaires.

La nappe Maestrichtienne

Elle est la plus profonde. Elle constitue un immense réservoir estimé entre 300 et 500 km^3. La nappe maestrichtienne est atteinte par les forages entre 100 m et 300 m de profondeur. Son débit moyen varie de 50 à 96 100 m3-1h. Elle joue un rôle très important dans l'alimentation du bétail et des villes (Michel P, 1973).

Les nappes du Paléocène et Eocène

Elles sont marquées par des formations calcaires, marno-calcaires et marneuses. Les réserves sont estimées à 100 km^3. La profondeur des puits varie entre 20 et 50 m. Le niveau statique de la nappe du Paléocène varie de 15 cm à Bousnakh et 76,6 m à Baback (Notto). Lorsque la nappe est surmontée par la couche marneuse de l'Eocène, elle est semi-captive. La couche devient une surface de recharge majeure si elle est libre en continuité avec le Continental Terminal. La profondeur du toit est de 100 m au niveau de Thiès (Desthieux G, 2000).

L'aquifère éocène surmonte celle du Paléocène. La nappe de l'Eocène présente un potentiel hydrique faible tout au moins dans sa partie médiane. La qualité de l'eau y est souvent médiocre à cause d'une forte minéralisation qui, comme entre Lompoul et Rao, peut varier de 92 à 900 mg / l de résidus secs.

Les nappes du Quaternaire

Elles comprennent la nappe des dunes rouges fixées (Quaternaire moyen), la nappe des sables et argiles du Quartenaire, qui est une nappe d'eau salée, la nappe des dunes jaunes et blanches semi-fixées où vives est alimentée par eaux de la pluie, la nappe alluviale des alluvions marines (Quaternaire récent), qui est saumâtre et est alimentée en partie par la crue des cours d'eau et la nappe des alluvions fluviatiles (Quaternaire récent) alimentée par les eaux de crue du fleuve Sénégal.

La nappe des sables du littoral est captée dans les Niayes à partir de 0 à 20 m. Cette nappe est exploitée par les Industries Chimiques du Sénégal (ICS) et Taïba Ndiaye mais aussi par tous les maraîchers.

Les nappes superficielles sont constituées par les formations gréseuses, sableuses et sablo-argileuses et quelquefois graveleuses. Les réserves globales sont estimées entre 50 à 75 milliards de m^3 d'eau (DGPRE, 2014).

PETITE COTE

Les niveaux aquifères sont composés de trois grands systèmes : le système profond le système superficiel et le système intermédiaire.

La nappe profonde du Maestrichtien

Le réservoir est constitué de sables avec des intercalations d'argiles passant parfois à des formations marneuses (Diop S., 1986, in Ndoye S., 2003). L'épaisseur moyenne de la nappe est de 200 à 250 m. Sa productivité est assez bonne. Les forages bien que captant les niveaux supérieurs du réservoir donnent facilement des débits de 150 à 250 m3/h (Ndoye S., 2003). L'aquifère est partout présent dans le Sine (Région de Fatick). Plus de la moitié des forages la captent à des profondeurs qui varient entre 200 et 450 m avec des hauts débits de plus de 100 m3/h (Faye B, 2018).

La nappe semi profonde du Paléocène

L'aquifère paléocène se trouve principalement dans l'ouest du Sénégal. Il est retrouvé à Dakar dans sa partie Sud, à Thiès précisément à Mbour, aussi au niveau de Fatick dans la partie Nord-Ouest. Cet aquifère constitue l'une des principales sources d'eau potable pour Dakar. Le

système aquifère intermédiaire mesure entre 40 et 120 m d'épaisseur, avec une profondeur de la nappe entre quelques mètres et une profondeur de 102,5 mètres. La profondeur de forage typique varie entre 7,6 et 540 m. La présence élevée de fer, de fluor et la salinité est notée dans ces eaux.

La nappe de l'Eocène

L'aquifère de l'Eocène est peu productif. Néanmoins, la nappe est captée par des forages au niveau de la Petite côte (villages de Nobadane et Pombane dans la region de fatick). La profondeur est de 51 m. La concentration en fluore dans ces forages est importante (à Pombane 6,5 mg /l et à Nobandane 3,5 mg /l) (Faye B, 2018).

La nappe du Continental Terminal

La nappe du Continental Terminal est rencontrée dans les sables entre 30 et 70 m de profondeur. Les débits obtenus variant entre 30 à 75 m3/h. L'eau est d'excellente qualité, le résidu sec étant de l'ordre de 100 à 300 mg/l. La teneur en fluor n'atteint jamais 1 mg/l. Elle est comprise entre 0,1 et 0,4 mg/l. En outre, l'eau du Continental Terminal est très bonne pour l'irrigation.

La nappe phréatique

Elle est captée par les puits. Cependant, elle est très menacée dans la Région de Fatick par l'intrusion des eaux des rias du Sine et du Saloum. La profondeur de la nappe varie entre -5 et 20 m. Elle est captée par les puits à des profondeurs inférieures à 5 m dans les localités de Tattaguine, Bacobof, Soudiane Balla, Loul Sessène, Faoye, Diofior, Ndangane, Palmarin Ngallou, Mbissel, Ndiémou, Fayil, Diarrère, Niakhar et de Fatick. Elle est atteinte à des profondeurs comprises entre 5 et 10 m dans les villages de Diouroup, Ndiongolor, Ndiol Khokhane, Ngohé Mbadatte et Ndoss Diaraf. La nappe est presque partout salée avec des conductivités électriques qui varient de moins 750 µS/cm à plus de 3 000 µS/cm (Faye B, 2018).

BASSE CASAMANCE

Eaux souterraines

Les eaux souterraines sont stockées dans trois nappes différentes. Il s'agit de la nappe phréatique du Continental Terminal, la nappe semi profonde du Miocène et la nappe profonde du Maestrichtien.

La nappe phréatique du Continental Terminal

Elle est captée par les puits traditionnels. La profondeur de cet aquifère varie entre 10 et 20 m suivant l'endroit où l'on se situe : bas-fonds (1 à 2 m), versants (2 à 15 m) et plateaux (15 à 20 m). Cette nappe assure la moitié des besoins en eau de la population.

La nappe semi profonde du Miocène

Cet aquifère est captée par les forages à une profondeur variant entre 100 et 150 m avec un débit moyen de 20 à 40 m^3/h. son eau est douce à l'exception de la frange marine où elle est salée.

La nappe profonde du Maestrichtien

Comme la précédente nappe, le Maestrichtien est également capté par les forages. Cette nappe est la plus profonde (200 à 500 m) et la plus abondante en eau. Son débit moyen varie entre 50 et 200 m3/h. Son eau est douce et de très bonne qualité mais salée sur le littoral.

Les eaux superficielles

GRANDE COTE

La zone des Niayes ou grande côte qui va de Dakar à Saint-Louis est marquée par une faible quantité d'eau superficielle. La quasi-totalité de ses lacs et marigots ont tarit du fait de la péjoration climatique. Elle ne dispose que de quelques lacs et dépressions inter-dunaires où la nappe est affleurante.

Les lacs

Les plus connus sont : le lac Retba, le lac Mbawane, le lac Tanma, les lacs Youi, Warouwaye et Mbeumbeuss. Il y'a également le lac Talounde près de Diogo, lac Khondio situé à 2km de Mboro, lac Ndialor qui est à quelques km de Diogo, Balounguère et Mbandekhère à Fass Boye et le lac Diek Ndiar près de Mbetete. Cependant bon nombre de ces lacs ont perdu de leur envergure et de leur importance. Sur la bande côtière allant de Dakar à Saint-Louis, il n'existe que des marres temporaires, ou pérennes, tributaires de la pluviométrie.

Les cours d'eau temporaires : marigots

Le long de la grande côte la quasi-totalité des marigots ont presque tous tari. Cependant les vestiges d'un réseau hydrographique ancien sont retrouvés au niveau des massifs dunaires. On peut citer les marigots de Sangalkam, de Mayegui et de Malika qui se jetaient dans le lac Retba ; le Sanegobidene et le Malingore qui se jettent dans le lac Mbawane.

PETITE COTE

Elles sont pour l'essentiel des rias, des bolongs et des mares. Les rias et les bolongs sont souvent pérennes, tandis que les mares sont temporaires.

Les Cours d'eau pérennes

Les défluents du Saloum sont principalement le Sine Saloum, les bolongs de Djilor, Faoye, Khabak et leurs ramifications qui s'insinuent à l'intérieur du territoire.

Les cours d'eau temporaires et les mares

Les cours d'eau temporaires sont constitués de vallées fossiles tributaires de l'hivernage. Nous pouvons retenir les vallées fossiles de Khabak, du Sine, de Poultock Ndiosmone et de Mbissel. Nous notons, les mares de Kallé et Nérane à Diouroup, les mares de fambare et Oyéve à Loul Sessène, les mares de Ndamlor, de Ndindi, de Dielmon et defassaroh à Fimela, les mares de Mbourouwaye et de Mbin Gorko à Tattaguine, les mares de Sangaré, de Tagdiam à Diarrère, de Ndangane, de Faoye, de Simal et de la Somone (Faye B, 2018).

BASSE CASAMANCE

La Basse Casamance est densément drainée par un réseau hydrographique lâche dont le cours d'eau principal est le fleuve Casamance avec une superficie de 20150 km2. Ses affluents

sont le Soungroungrou, les marigots de Baïla, Bignona, Diouloulou, Badiapour, Elandianboul, Guidel, Kamobeul, Affiniam. Ces cours d'eau sont localisés dans les villages éponymes et sont soumis à l'influence marine. Ce fleuve et ses affluents ont favorisé la pratique de plusieurs activités dans cette partie de la Casamance dont les plus importants sont la pêche artisanale, la pisciculture et la riziculture. Le transport maritime y est également pratiqué.

En effet, cette présence massive de l'eau dans cette partie a facilité la pratique de l'élevage (abreuvement du bétail) et le développement de la végétation.

2.2.2.9 Risques naturels

La zone d'étude fait partie d'un ensemble relativement stable La dernière éruption volcanique à Dakar s'est déroulée, il y a 700.000 et 800.000 ans. Le volcan des Mamelles n'a pas plus émis des signaux d'alerte depuis des décennies. Il est selon le Professeur Papa Goumba Lô, dans un sommeil profond qui risque de se prolonger. Selon l'universitaire la cause du prolongement du sommeil du volcan est la libération des magmas des volcans des îles de Fogo et de Brava au Cap-Vert. Selon M. LO, « tant que magma est craché par les deux volcans, et que les gaz continuent d'y échapper, le reste va bouillir mais il ne sortira pas. L'activité en cours dans des îles capverdiennes stabilise le magma aux Mamelles ».

Le risque sismique est donc très faible dans la zone d'étude. Le principal risque naturel redouté dans la zone reste les inondations. En effet, une des manifestions des changements climatiques et une augmentation des phénomènes météorologiques extrêmes notamment les inondations, l'intrusion du biseau salée et la salinisation des nappes, la salinisation et l'acidification des sols notamment dans les bassins des estuaires, Saloum et Casamance, dans le delta du fleuve et dans une moindre mesure dans la vallée de la Somone.

Les inondations sont un phénomène récurrent dans les principales villes du Sénégal. Elles sont reconnues comme un problème urbain se produisant dans les points bas des zones urbaines durant la saison des pluies. A Saint-Louis elles sont également associées aux crues du fleuve. Une augmentation de la fréquence des pluies exceptionnelles pourrait se traduire par une aggravation du phénomène d'autant que la construction des infrastructures d'assainissement ne suit pas le rythme de l'urbanisation. Par ailleurs d'après les projections du GIEC, au rythme actuel du réchauffement une bonne partie du littoral sénégalais risque de se retrouver sous les eaux à l'horizon 2100.

Ainsi, à Saint Louis, l'ouverture du « Canal de délestage » avait permis de « soulager » les habitants des inondations de 2003 en évacuant les eaux de pluie vers la mer. De 4 mètres, à l'époque, la largeur de la brèche a atteint plus 5 km, provoquant des nombreuses perturbations.

2.2.2.10 Environnement Socio-Economique

La zone d'influence du projet recouvre les régions côtières (Saint-Louis, Louga, Dakar, Thiès, Fatick, Ziguinchor) ainsi que celles de Tambacounda et Kédougou. Les caractéristiques socio-économiques (démographie, économie, services sociaux, patrimoine culturel, etc.) de chacune de ces régions est présentée dans les section qui suivent.

2.2.2.10.1 Région de Dakar

La région de Dakar représente la capitale du pays sur tous les plans notamment économique, politique et culturelle. Aussi, elle a une position géographique très stratégique car se situant à l'extrême ouest de la presqu'île du Cap-Vert, tout au bord de l'océan atlantique. Elle est comprise entre les 17° 10 et 17° 32 de longitude Ouest et les 14° 53 et 14° 35 de latitude Nord. Elle est limitée à l'Est par la région de Thiès et par l'Océan Atlantique dans ses parties Nord, Ouest et Sud.

De façon classique, la région de Dakar compte cinq (5) départements : Dakar, Pikine, Guédiawaye et Rufisque et Keur Massar qui est une nouvelle création ;

Profil démographique

Le poids démographique de la région de Dakar ne cesse d'augmenter d'année en année. Et comme connu de tous, Dakar demeure la région la plus peuplée du Sénégal en englobant en moyenne 23% de la population sénégalaise depuis 2013. En 2022, la population de la région est estimée à 4 042 225 hab. De façon globale, dans la région de Dakar, les femmes sont un peu plus nombreuses que les hommes avec 50,63% de la population en 2022.

La répartition spatiale des habitants de la région de Dakar est caractérisée par une disparité dans le peuplement des circonscriptions administratives. Au niveau départemental, le département de Pikine reste le plus peuplé. En termes de proportion, en 2022, la population de la région s'est répartie ainsi au sein des départements : Pikine (37,32%), Dakar (36,53%), Rufisque (15,64%) et Guédiawaye (10,51%). Ces chiffres n'ont quasiment pas changé par rapport aux données des années précédentes notamment celles de 2018 et 2019.

Tableau 4 : Répartition de la population de Dakar selon le sexe et la circonscription administrative

Circonscription administrative	Hommes	Femmes	Ensemble
Dép. Dakar	744740	731929	**1476669**
Dép. Guédiawaye	210538	214221	**424759**
Dép. Pikine	762559	745986	**1508545**
Dép. Rufisque	316704	315548	**632252**
Région de Dakar	**1995516**	**2046709**	**4042225**

***Source** : ANSD, projections démographiques.*

Profil social

L'éducation

En 2019, le préscolaire compte 1017 établissements dont 32 cases des tout-petits, 884 écoles maternelles et 101 garderies d'enfants. Dans la région, 960 sur 1017 des établissements dénombrés en 2019 sont privés soit une proportion de 94% pour 4 633 enseignants dont 3 849 femmes et 784 hommes. Le nombre d'enfants inscrit est estimé à 71 269 dont 52% de filles. Ayant le plus grand nombre d'établissements, le département de Dakar concentre 46% des enfants préscolarisés.

Les établissements d'enseignement élémentaire de la région de Dakar ont vu leur effectif passer de 460 192 à 469 053 soit une hausse de 2% pour un total de 1 525 établissements recensés (2018-2019) contre 1469 en 2017-2018. Les 70% de ces établissements sont privés.

Le personnel enseignant des établissements du cycle moyen de la région de Dakar était dénombré à 5 936 dont 4 568 hommes soit 77% du personnel enseignant. Ce personnel était constitué de 3 012 permanents, de 1 038 contractuels et de 1 886 vacataires représentant respectivement 51%, 17% et 32% du personnel enseignant du cycle moyen.

En 2018-2019, le Taux Brut de Scolarisation (TBS) global de la région de Dakar a été estimé à 107,38% soit une hausse de 0,62% par rapport à l'année scolaire 2017-2018. Ce taux était de 75% dans le cycle moyen et de 55% dans le cycle secondaire.

La santé

La région de Dakar compte le plus grand nombre de structures de santé du pays. En effet, près de 60% des hôpitaux sont concentrés dans le département de Dakar (8 sur 14 des hôpitaux) pendant que chacun des autres départements n'en ont que 2.

Au total, 10 postes de santé sans maternité ont été éliminés dans la région de Dakar dont 7 dans le département de Dakar, 1 dans le département de Pikine et 2 dans le département de Rufisque. Quant à la création des postes de santé complets, elle a plus concerné le département de Pikine qui en a eu 06. Ainsi, le nombre de postes de santé complets de la région est passé de 63 à 75.

Les structures de santé privées recensées dans la région sont de 793 dont plus de la moitié sont concentrées dans le département de Dakar (489 soit 62%). Les départements de Pikine et Guédiawaye en ont détenu respectivement : 183 (23%) et 62 (8%). En 2019, il a été dénombré 7 305 agents de santé alors qu'en 2018, leur effectif était de 7 053.

La culture

La région de Dakar s'est dotée d'un certain nombre d'infrastructures culturelles importantes. C'est ainsi qu'en 2017, la région a enregistré 44 centres de documentation et bibliothèques dont les 29 sont logés dans le département de Dakar, 8 à Pikine, 6 à Rufisque et 1 à Guédiawaye. En ce qui concerne les cinémas, les effectifs diminuent à cause de leur transformation de plus en plus en lieux de culte. Pour ce qui est des galeries d'art et musée, ils sont tous concentrés dans le département Dakar avec 13 galeries d'art et 8 musées. Par ailleurs on constate que les effectifs n'ont pas évolué entre 2016 et 2017.

L'eau et l'assainissement

L'approvisionnement des populations en eau est une réelle préoccupation pour les autorités. Face à la demande croissante, l'Etat a mis en place des politiques dans le secteur de l'eau permettant de venir à bout du déficit. Cependant, le secteur de l'eau est placé sous la tutelle du Ministère de l'hydraulique qui assure la préparation et l'exécution des politiques définies par le gouvernement. Le ministère de l'hydraulique assure à travers la Direction de l'hydraulique, la tutelle de la Sénégalaises Des Eaux (SDE) et de la Société Nationale des Eaux du Sénégal (SONES).

La région de Dakar dispose globalement des ressources en eau relativement suffisantes pour l'alimentation de la population. C'est ainsi que la production est passée de 114 799 595 m3 en 2017 à 82 789 094 m3 en 2018 soit une baisse de 28% en valeur relative. Malgré cela, la consommation a augmenté entre 2017 et 2018 passant de 92 228 391 m3 à 93 407 660m3 soit une hausse de 1%. La population de Dakar est souvent confrontée à des pénuries d'eau du fait d'une part à la vétusté des installations mais aussi d'autre part à des pertes sur les réseaux engendrant l'inaccessibilité de la production aux consommateurs.

L'augmentation du volume de consommation est étroitement liée à l'accroissement de la population car la région de Dakar est une zone de destination surtout pour l'immigration dans la sous-région et l'exode rural pour les localités voisines. Concernant le nombre de réseaux d'Adduction à l'Eau Potable (AEP), la région en dispose qu'un. Pour ce qui est de la longueur du réseau, elle s'est étendue sur 5 731 713 mètres en 2018 contre 3 653 384 mètres en 2017 soit une augmentation de 57%.

Concernant la production en eau et du volume de consommation, excepté le département de Dakar (baisse de production de 11% et de consommation de 1%), les départements de Guédiawaye, Pikine et Rufisque ont connu une hausse par rapport à ces indicateurs d'où la production a connu une baisse de 11%.

L'amélioration des conditions de vie des populations sénégalaises s'inscrit en droite ligne des objectifs et des axes du Plan Sénégal Emergent (PSE). D'ailleurs, le gouvernement a initié l'élaboration d'une stratégie nationale d'assainissement urbain avec la participation de tous les acteurs. Cette stratégie met l'accent sur les approches participatives axées sur la demande pour une meilleure couverture des besoins en assainissement des populations.

L'Office National de l'Assainissement du Sénégal (ONAS) est l'opérateur public en charge de la maîtrise d'ouvrage, de l'exploitation, de la maintenance et du développement des installations collectives et individuelles d'assainissement d'eaux usées et pluviales dans les grands centres urbains.

Les indicateurs sur l'accès à l'assainissement dans la région de Dakar sont en légère hausse en 2019 par rapport à l'année 2018, hormis le taux de dépollution de l'eau affecté par une baisse de 2 points de pourcentages durant cette période. En effet, l'allongement du réseau d'assainissement a progressé de 7% passant de 1 264 883 mètres en 2018 à 1 356 476 mètres en 2019 ; même constat pour le nombre d'abonnés qui a augmenté de 4% en 2019, soit 49 010 d'abonnés de plus que 2018 (1 098 080 abonnés). Pour le taux d'accès, il est en hausse de 0,5 point de pourcentage en 2019 (31,86%) par rapport à 2018 (32%). S'agissant du taux de traitement des eaux usées, il est passé de 54% à 60%, soit une augmentation de 5,5 points de pourcentage. Toutefois, il est important de noter que le nombre de réseaux d'assainissements de la région ainsi que leur localisation géographique n'ont pas évolué durant la période (06 de réseaux d'assainissement existants en 2018 et 2019).

L'énergie

La production énergétique au Sénégal est dominée par les produits pétroliers importés, d'où la dépendance envers l'extérieur et la cherté de l'énergie surtout électrique, influencée par les cours mondiaux. En outre, la croissance démographique très rapide et la modernisation

des équipements de consommation entrainent une hausse de la demande en énergie alors que l'offre ne suit pas cette demande. L'alimentation en électricité de la région de Dakar est assurée par la Société Nationale d'Electricité du Sénégal (SENELEC). Sa mission se résume à la production, au transport et à la distribution de l'énergie électrique à des coûts accessibles à la clientèle. Ainsi en 2019, Le nombre d'abonnés à la SENELEC dans la région de Dakar se chiffre à 722 945. Entre 2018 et 2019, l'évolution des abonnés a connu une variation positive de 10%. Cette variation est plus élevée dans les départements de Rufisque et Pikine avec des proportions respectives de 16% et 12%. En termes de répartition géographique, on note des disparités importantes entre les départements. Le département de Dakar, concentre près de la moitié des abonnés (47%). Il est suivi du département de Pikine, Rufisque et Guédiawaye abritant respectivement 31,5%, 15,6% et 6% d'abonnés.

La quasi-totalité des clients de la région sont abonnés à l'électricité basse tension. Les clients abonnés à l'électricité moyenne tension se retrouve essentiellement dans le département de Dakar alors que ceux abonnés à la haute tension se concentrent à Rufisque.

Tableau 5: Nombre d'abonnés selon le type d'abonnement

Circonscription administrative	Année	BT	MT	HT	Exportations	Total
Département de Dakar	2018	316 184	890			317 074
	2019	339 129	979			340 108
	Variation (en %)	7,26				7,26
Département de Guédiawaye	2018	41 919				41 919
	2019	43 126				43 126
	Variation (en %)	2,88				2,88
Département de Pikine	2018	202 856				202 856
	2019	227 327				227 327
	Variation (en %)	12,06				12,06
Département de Rufisque	2018	96 793		3		96 796
	2019	112 381		3		112 384
	Variation (en %)	16,10		0,00		16,10
Région de Dakar	2018	657 752	890	3		658 645
	2019	721 963	979	3		722 945

Circonscription administrative	Année	BT	MT	HT	Exportations	Total
	Variation (en %)	9,76	10,00	0,00		9,76

Source : SES Dakar 2019

En 2019, la consommation totale de la région de Dakar en électricité est évaluée à 2 079 723 397,40 KWh ce qui représente 58% de la consommation nationale. Entre 2018 et 2019, la consommation d'énergie au niveau de la région a augmenté de 35%. Cette hausse est observable pour les différentes catégories de clients mais reste particulièrement prononcé pour les clients basse tension (49%) et ceux vivant dans le département de Pikine (59%).

Tableau 6 : Consommation d'énergie électrique selon le type d'abonnement, par circonscription administrative en 2019.

Circonscription administrative	BT (kwh)	MT (kwh)	HT (kwh)	Total (kwh)
Département de Dakar	688 058 738	773 509 895	0	1 461 568 633
Département de Guédiawaye	53 666 295	0	0	53 666 295
Département de Pikine	258 061 723	0	0	258 061 723
Département de Rufisque	133 442 404	0	172 984 342	306 426 746
Région de Dakar	1 133 229 160	773 509 895	172 984 34	2 079 723 397,4

Source : SES Dakar 2019

La gestion des Déchets

La gestion des ordures est une chaîne. Elle passe par le ramassage, la collecte, le nettoiement, l'évacuation jusqu'à la décharge. Aujourd'hui, la gestion des déchets solides de Dakar est sous la responsabilité de l'Unité de coordination de la gestion des déchets (UCG). Elle est chargée d'assurer la coordination, le suivi et le contrôle de la mise en œuvre des actions complémentaires de nettoiement, collecte et traitement des déchets, d'assurer la maîtrise d'ouvrage du programme complet de gestion de déchets en s'appuyant sur les opérateurs privés et d'impulser une dynamique participative durable des populations autour de l'assainissement de leur cadre de vie. Le Ministère de la gouvernance Locale a mis en place un Programme d'Urgence de Propreté (PUP) pour permettre à la capitale, avec des résultats très significatifs de se débarrasser de ses ordures. Ceci, s'est fait pas l'injection de moyens financiers et techniques très importants.

Profil économique

L'agriculture

L'activité agricole continue de résister à l'urbanisation galopante dans la région de Dakar. Les cultures vivrières pratiquées sont : le mil, le sorgho et le maïs et les cultures industrielles ont axées sur l'arachide d'huilerie, le manioc, la pastèque et le niébé.

La production de légumes est très diversifiée au niveau de la région. La production de légumes est passée de 1 202 288 tonnes à 1 349 016 tonnes soit une hausse de 12,2% et pour les fruits, la production a été de 244 072 tonnes en 2018 puis de 275 440 tonnes en 2019.

Les différentes spéculations de légumes cultivées sont : l'oignon, la pomme de terre, la tomate industrielle, la tomate cerise, le melon, le haricot vert, les choux pommés, le Gombo, la patate douce, la carotte, le Bissap, etc. Et pour les fruits, il s'agit principalement de la mangue, de la banane etc.

L'élevage

Le capital bétail de la région de Dakar est dominé par l'élevage de l'espèce ovine avec 253 563 têtes, soit 72% de l'effectif total du bétail de la région. L'élevage des caprins et des bovins est très développé également dans la région, constituant respectivement 18% et 07% du cheptel. Outre les ruminants, l'élevage de la volaille industrielle demeure le plus important avec 53 042 766 poussins produits en 2019.

La région de Dakar dispose de peu d'infrastructures et d'équipements avicole et pastoral. En effet, lors de la campagne 2018-2019, la région ne dispose que de 04 parcs de vaccination, de 02 abattoirs modernes et de 42 Pharmacies et cliniques vétérinaires.

La pêche et l'aquaculture

La production de la pêche artisanale de la région de Dakar s'élève à 55 384 tonnes de poissons constituant un chiffre d'affaires de 48 602 437 500 FCFA pour l'année 2019. La quantité de poisson produite a augmenté de 22%. Le chiffre d'affaires a baissé de 1% soit une valeur de 616 155 500 CFA de moins qu'en 2018 (49 218 593 000 FCFA).

La pêche industrielle a enregistré environ 74 341,7151 de tonnes d'espèces débarquées. Cependant, cette production débarquée a diminué de 37% par rapport à la quantité récoltée en 2018 (117 591 tonnes) impactant le chiffre d'affaires de 37%, passant de 88 252 308 000 FCFA en 2018 à 55 345 147 841,57 FCFA.

La superficie aquacole empoissonnée en 2019, s'élève à 3,2 hectares (ha) et la production à 256,67 tonnes. Ces chiffres révèlent une baisse de 19% par rapport à la superficie et de 60% par rapport au rendement de 2018. La région de Dakar compte au total 27 producteurs ou promoteurs aquacoles.

Le commerce

Entre 2018 et 2019, le nombre de marchés dans la région de Dakar n'a pas connu une évolution. S'agissant de la répartition géographique, les départements de Dakar et Pikine regroupent l'essentiel des équipements marchands avec respectivement 32% et 38% des marchés. Au niveau régional, près de 3 marchés sur 4 sont permanents (73%).

Le nombre de commerçants enregistré dans la région de Dakar est resté constant entre 2018 et 2019 (36 714). Le département de Dakar concentre 70% de cet effectif suivi de Pikine (27%). Dans le département de Guédiawaye, on retrouve une infime partie de commerçants avec une proportion 2%. En termes de profil, cette population est essentiellement constituée de détaillants (99,7%). Quel que soit le département la proportion de grossistes reste inférieure à 1%.

Dans la région de Dakar, les prix ont progressé en 2019 de 0,7%. L'indice des prix à la consommation est passé de 102,9 en Janvier 2019 à 103,9 en Décembre 2019, soit une hausse de 1,0%. L'inflation est surtout notée entre août, où la hausse des prix a presque atteint les 2,0% et octobre 2019.

L'artisanat

Par rapport à l'année 2016, l'effectif des villages artisanaux n'a pas connu une évolution. Le village artisanal de Soumbédioune est devenu la vitrine de l'artisanat Dakarois.

Le nombre d'artisans inscrits à la chambre de métiers selon la section et la forme juridique varie d'une zone à une autre. Toutefois, l'effectif des entreprises individuelles évoluant dans le secteur de la production se chiffre à 105 entreprises, celles menant leurs activités dans le secteur des services sont au nombre de 35 et celles évoluant dans le secteur de l'Art enregistrent un effectif de 15 entreprises.

Les entreprises, évoluant dans le secteur de la production, sont en majorité dans le département de Dakar, soit 79 entreprises sur 105. Les autres sont abritées dans les autres départements avec respectivement 13 entreprises à Pikine et 9 à Guédiawaye.

Le tourisme

La région de Dakar occupe une place centrale dans les activités du secteur du tourisme et de l'hôtellerie. Ainsi, elle dispose d'une gamme variée de produits touristiques. En termes de capacité d'hébergement, la région capitalise 127 hôtels, 109 résidences/appart-hôtels, 9 campements et 80 auberges, soit un total de 325 réceptifs en 2019.

Le pôle compte 7 428 chambres en 2019 contre 6 953 chambres ciblées en 2018, soit une hausse de 7%. La région compte en outre 231 restaurants, 287 agences de voyages et 248 guides.

En 2018, un total de 1 100 901 arrivées de touristes non-résidents est enregistré sur le territoire régional. Ce chiffre est en hausse de 19% par rapport au nombre d'arrivées non résident dénombré en 2017 (922 492 touristes). Le nombre d'arrivées globales a aussi progressé en 2018 par rapport à l'année précédente, passant de 1 107 427 touristes à 1 387 860 touristes.

Mines

Au total, La région de Dakar compte 44 carrières actives en 2019 contre 43 en 2018. Ces carrières s'activent principalement dans l'extraction du sable, du calcaire, de la latérite, des coquillages et des moellons durant cette période. La plupart de ces carrières se trouvent dans le département de Rufisque plus particulièrement dans la commune de Bambilor et de Sébikotane. Le département de Pikine abrite aussi des carrières de sable dans la zone de

Yeumbeul et celui de Dakar dispose d'une carrière d'exploitation de coquillages à Ngor. En 2019, les recettes de l'exploitation des ressources minérales s'élèvent à 457 369 979 FCFA Ce chiffre a reculé de 9% par rapport aux recettes de 2018 qui s'élevaient à 502 2360 001. Cette diminution des recettes provient de la baisse des gains de trois secteurs phares des mines à Dakar qui sont l'extraction du sable, le Calcaire et le Coquillage. A l'opposé de cette tendance, on note une augmentation des recettes liées à l'exploitation de la latérite (plus de 1%) et des moellons (135%). Cette tendance haussière pourrait s'expliquer par la mise en œuvre de grands chantiers de concentration dont le pôle urbain de Diamniadio.

2.2.2.10.2 Région de Thiès

La région de Thiès est située à 70 km de Dakar. Elle se situe à l'ouest du pays, en couronne autour de la presqu'île du Cap-Vert. Elle s'étend sur une superficie de 6 601 km2, soit 3,4% du territoire national, et est limitée au Nord par la région de Louga, au Sud par la région de Fatick, à l'Est par les régions de Diourbel et Fatick et à l'Ouest par la région de Dakar et l'Océan Atlantique.

Elle comporte trois (03) départements administrés par des conseils départementaux : Mbour, Thiès et Tivaouane. Le département de Thiès compte 15 communes, Mbour en compte 16 et le département de Tivaouane 18.

Profil démographique

La population est estimée en 2 280 458 habitants en 2022. Le nombre d'hommes est un peu plus important que celui des femmes. En effet, les hommes représentent 50,09% de la population.

Les données issues des projections montrent que la population est inégalement répartie sur le territoire régional. L'essentiel de la population de la région de Thiès soit 74,7% est concentré dans les départements de Mbour et Thiès qui occupent respectivement 37,4% et 37,3% de la population. Le département de Tivaouane abrite 25,3% de la population.

Tableau 7 : Répartition de la population de Thiès selon le sexe et la circonscription administrative

Circonscription administrative	Hommes	Femmes	Ensemble
Dép. Mbour	432001	420690	**852691**
Dép. Thiès	422492	428843	**851335**
Dép. Tivaouane	288465	287968	**576432**
Région de Thiès	**1142454**	**1138004**	**2280458**

Source : *ANSD, projections démographiques.*

Profil social

L'éducation

Dans la région de Thiès, le nombre d'établissements d'accueil de la petite enfance s'élève en 2019 à 424 structures dont 214 du privés (soit 50,47%), 146 du public (soit 34,4%) et 64

communautaires (15%). Les garderies représentent un peu plus du quart des établissements d'accueil (187) avec 181 garderies de type privé. Elles sont suivies par les écoles maternelles (128), les cases des tout-petits (58). Les cases communautaires sont les moins représentées parmi les structures avec 51 cases (soit 12% des structures). Par rapport au statut de l'établissement à savoir privée ou publique, à l'exception des garderies où on note une présence massive du secteur privée, l'essentiel des établissements d'accueil est composé d'établissement public et d'écoles communautaires.

Les établissements d'enseignement élémentaires se chiffrent à 1176 établissements contre 1133 en 2017/2018 soit une augmentation de 3%. Suivant le statut, 8 établissements sur 10 sont du public contre 20% du privé. Cependant, les établissements du privé ont enregistré une plus grande augmentation entre 2017/2018 et 2018/2019 avec une hausse de 12,7% alors que pour ceux du public, elle est de 1,8%. Les mêmes tendances sont observées au niveau des départements avec une remarque pour le département de Mbour qui compte plus d'établissements privés que les autres départements avec un taux de 26%.

En 2019, la région de Thiès compte 159 établissements du moyen dont 79% du public et 21% du privé. Par rapport à l'année 2018, ces établissements ont enregistré un accroissement de 5% notamment avec une augmentation des établissements du privé de 13% et ceux du public de 2%. Par rapport au département, Mbour compte le plus d'établissements du moyen avec 74 établissements suivi du département de Thiès avec 55 établissements. Tivaouane dispose du plus petit nombre avec 31 établissements. Toutefois, en observant les taux de variation, Tivaouane enregistre la plus grande augmentation avec 11% suivi respectivement des départements de Mbour (6%) et de Thiès (2%).

La santé

L'analyse de la carte sanitaire en 2019 montre que la région de Thiès est relativement bien fournie en infrastructures. En effet, elle compte 513 infrastructures publiques dont 335 cases de santé, 166 postes de santé, 9 centres de santé et 3 hôpitaux. Les départements de Thiès et Mbour sont les plus équipés en infrastructures avec respectivement 65 structures à Thiès et 64 à Mbour. S'agissant du département de Tivaouane, il enregistre 49 infrastructures de santé. Par rapport à l'année précédente le nombre d'infrastructures n'a pas évolué.

La région de Thiès capitalise deux (2) hôpitaux privés (Saint Jean de Dieu et Barthimée) qui sont abrités dans le département de Thiès. S'agissant des départements de Mbour et Tivaouane, il est noté une absence d'hôpitaux privés. Par ailleurs, d'autres structures sanitaires sont logées dans la région notamment 10 cliniques privées dont 6 à Mbour et 4 structures à Thiès, 77 postes de santé privés, 71 cabinets de soins infirmiers et 165 officines de pharmacie.

Au plan de la couverture en hôpitaux, centre et poste de santé où la norme fixée dans le cadre du PNDSS était d'un centre de santé pour 50.000 habitants, d'un poste de santé pour 10.000 habitants en zone urbaine et d'un poste de santé pour 5.000 habitants en zone rurale, et un hôpital pour 150 000 habitants, la région est loin d'atteindre ces objectifs.

Le nombre d'habitants par centre de santé est de 233 967 et le nombre d'habitants par hôpital est de 701 902, soit respectivement 4,67 fois plus élevé que les normes fixées par l'OMS. Le nombre d'habitants pour un poste de santé est de 12 685 habitants (soit 1,26 fois plus élevé

que les normes de l'OMS). Au vu de ces chiffres, des efforts restent à fournir pour assurer une bonne couverture sanitaire des populations de la région et être au niveau des normes de l'OMS.

La culture

Le Centre Culturel Régional représente l'un des centres d'intérêt et le principal réceptacle d'activités culturelles et artistiques de la région. Parmi les infrastructures à vocation culturelle, outre les trois (03) CDEPS de Thiès, Mbour et Tivaouane, on peut citer :

- La Manufacture Sénégalaise des Arts Décoratifs (MSAD);
- Le Musée Régional dans un état avancé de détérioration;
- Le Village des Arts ;
- Le palais des Arts ;
- Les espaces Jeunes dans les trois départements;
- L'Agora de la place de France;
- La promenade des Thièssois ;
- L'Espace Business Center (EBC) ;
- La Meute ;
- La maison socioculturelle Keur Yaye.

Le patrimoine matériel de la région de Thiès est composé, en 2019, de 39 sites historiques et monuments répartis dans les trois départements. Le tableau ci-dessous dresse la liste des sites historiques et monuments dans chacun de trois départements de la région. Treize (13) de ces sites historiques et monuments se trouvent dans le département de Mbour quinze (15), dans le département de Thiès et onze (11) à Tivaouane.

L'eau et l'assainissement

Les usages multiples de l'eau montrent avec acuité les enjeux qui existent autour de sa gestion en termes de production mais également de préservation. L'approvisionnement en eau de la région de Thiès est principalement obtenu à travers ses eaux souterraines, les eaux de surface étant presque inexistantes.

Les centres urbains de la région de Thiès faisant partie du périmètre affermé de la société Sen'eau sont alimentés en grande partie par des batteries de forages qui captent pour la plupart le Paléocène et le Maestrichtien, hormis le département de Tivaouane (Mékhé, Pire et Tivaouane ville) qui est alimenté exclusivement par le Lac de Guiers. Les eaux ainsi produites répondent aux critères édictés en matière de potabilité : conformité physicochimique et bactériologique contrôlée suivant les standards fixés par l'OMS. Le réseau d'adduction à l'eau potable de la région de Thiès s'étendait sur une longueur de 2 983,22 km en 2018 pour s'établir à 2997,595 km en 2019, soit une hausse de 0,5%. Cette tendance haussière du réseau est observée au niveau de tous les départements de la région avec 3,9% à Tivaouane, 0,6% à Thiès et 0,1% à Mbour (0,1%). Pour ce qui est de la production régionale, le volume d'eau passe de 28 234 254 m3 en 2018 à 27 675 920 m3 entre 2018 et 2019, soit une baisse de 2%. Cette baisse de la production s'est également observée dans le département de Tivaouane. Par contre, les départements de Mbour et Thiès ont enregistré une hausse de la production de 4,3% et 2,2%, respectivement.

L'assainissement occupe une place importante dans une localité pour le bien-être de la population. Le gouvernement, conscient de cela, a initié l'élaboration d'une stratégie

nationale d'assainissement urbain avec la participation de tous les acteurs locaux, basée sur les approches participatives axées sur la demande pour une meilleure couverture. Aussi, à travers l'axe 3 du PSE et dans la dynamique mondiale des ODD, le gouvernement s'est fixé des objectifs pour résorber le gap en matière d'assainissement.

Le patrimoine de la région de Thiès est partagé entre les différentes communes de la région à savoir Thiès, Tivaouane, Mbour et Saly. Le réseau d'assainissement de la ville de Thiès est de type séparatif avec des quartiers assainis. Il existe un réseau de drainage des eaux pluviales géré par la mairie et un réseau d'eaux usées domestique géré par l'ONAS. Le réseau d'eaux usées s'étend sur 90,995 Km au niveau des départements de Thiès et Tivaouane. La zone Nord est caractérisée par un réseau ancien (1970) en amiante ciment sur 15 km avec une plage de diamètre compris entre 250 et 700 mm, un réseau neuf (2007) en PVC DN250 mm sur 25 km. Le réseau de la zone Sud s'étend sur 35 km en PVC DN 250 mm connecté à la station de pompage de Sampathé. Quant à la ville de Mbour, son réseau est constitué d'une longueur de 28,902 kilomètres linéaires qui est divisé en 2 bassins : le bassin N° 1 et le bassin N° 2. Le bassin N°1 est constitué de collecteur en PVC d'eaux usées venant des quartiers Thiocé Ouest. Onze Novembre, et Escale avec des diamètres de 200 mm, 250 mm et 315 mm, pour une longueur de 21,344 kilomètres linéaires. Le bassin N°2 concerne uniquement le quartier Tefess situé dans un bas fond. Il est composé de 7 557 mètres linéaires de collecteurs en PVC d'eaux usées de diamètres respectifs de 200 mm, 250 mm et 315 mm. Pour ce qui est de la commune de Saly, elle dispose d'un réseau d'égout d'un linéaire de 7 km avec cinq stations de pompage.

L'énergie

L'alimentation en électricité du pays est assurée par la Société Nationale d'Electricité du Sénégal (SENELEC). Sa mission se résume à la production, au transport et à la distribution. En 2019, la SENELEC a enregistré 242 454 abonnés, soit une hausse de 11% par rapport à 2018. Cette progression est observée dans les différents départements de la région (10% à Mbour et Thiès 10%, 15% à Tivaouane). Il urge de signaler que la quasi-totalité des clients de la SENELEC au niveau de la région, soit 99,7%, sont abonnés à l'électricité basse tension, par contre ceux qui sont abonnés à la moyenne ne représentent que 0,21% de la clientèle régionale. S'agissant de l'électricité en haute tension, la région n'en dispose qu'un seul abonné qui est la société des industries chimiques du Sénégal (ICS). Par ailleurs, il est constaté que la plupart des clients de la SENELEC sont abrités dans les départements de Mbour et de Thiès.

Tableau 8 : Evolution du nombre d'abonnés selon le type d'abonnement, par circonscription administrative

Circonscriptions administratives	Années	BT (basse tension)	MT (Moyenne tension)	HT (Haute tension)	Total
Thiès	**2018**	86 725	175		86 900
	2019	95 179	203		95 382
	Variation en %	10	16		10
Mbour	**2018**	87 134	225		87 359
	2019	95 949	255		96 204
	Variation en %	10	13		10

Circonscriptions administratives	Années	BT (basse tension)	MT (Moyenne tension)	HT (Haute tension)	Total
Tivaouane	**2018**	44 059	47		44 106
	2019	50 802	65	1	50 868
	Variation en %	15	38		15
Région de Thiès	**2018**	217 918	447		218 365
	2019	241 930	523		242 454
	Variation en %	11	17		11

Source : SES Thiès 2019

La consommation en électricité de la région est estimée à 657 558 kwh en 2018, contre 4 832 629 kwh en 2019, accusant une augmentation de 4 175 071 kwh en valeur absolue. Cette hausse s'explique par le niveau de consommation très élevé de la société des industries chimiques du Sénégal. En ce qui concerne la consommation en électricité basse et moyenne tension selon la circonscription administrative, le département de Mbour s'affiche comme le plus grand consommateur d'électricité de la région avec une consommation estimée à 336 659 kwh, soit 48,74% de la consommation régionale. Il est suivi par le département de Thiès qui enregistre une consommation de 288 869 de kwh soit 41,82%. Le département de Tivaouane arrive en troisième position avec une consommation de 65 101 kwh.

Tout bien pesé, l'énergie électrique demeure une nécessité pour la population, car elle permet d'améliorer leur cadre de vie et de propulser l'économie.

La gestion des déchets

La gestion des déchets solides de la région de Thiès est confiée à l'unité de coordination de la gestion des déchets (UCG) qui est chargée d'assurer la coordination, le suivi et le contrôle de la mise en œuvre des actions complémentaires de nettoiement, de collecte et de traitement des déchets, d'assurer la maîtrise d'ouvrage du programme complet de gestion de déchets en s'appuyant sur les opérateurs privés et d'impulser une dynamique participative durable des populations autour de l'assainissement de leur cadre de vie. Les municipalités ont la responsabilité de la gestion des déchets solides ménagères et de la salubrité publique. Elles sont aussi interpellées dans la gestion des déchets biomédicaux car leurs services de nettoiement assurent l'enlèvement des bacs à ordures dans la plupart des structures de santé.

Profil économique

L'agriculture

Du point de vue de la production, la région occupe la première place pour l'horticulture (avec un tiers de la production nationale, ce qui est une performance exceptionnelle eu égard à la superficie régionale) et le manioc, la deuxième pour l'arboriculture fruitière. Elle occupe une place importante dans le bassin arachidier. Encore aujourd'hui, l'arachide demeure l'une des principales cultures commerciales du pays, et la zone à laquelle elle a donné son nom est

grande productrice de céréales. Les principales cultures pratiquées dans la région sont : le mil, l'arachide, le niébé, le maïs, le sorgho, le manioc, etc.

L'élevage

La région de Thiès compte 884 399 têtes en 2019. Les ovins représentent 58% de l'effectif total et les bovins sont au nombre de 276 039 têtes constituant les espèces les plus représentées dans la région. Viennent ensuite, les équins qui enregistrent la proportion la plus faible, soit 11% du cheptel. En ce qui concerne la volaille, un effectif de 1247950 sujets est enregistré au niveau du service de l'élevage dont 178325 à Thiès, 189500 sujets à Tivaouane. S'agissant de la répartition spatiale des effectifs, les statistiques indiquent que le département de Mbour abritait 41% du cheptel de la région et les départements de Thiès et de Tivaouane enregistrent respectivement 38% et 20% du cheptel. En outre, il est important de noter que l'élevage des moutons occupe une place de choix dans le secteur de l'élevage. Comparativement à l'année précédente, le nombre de bétails est passé de 703706 têtes à 884399 têtes, soit une hausse de 24%. Cette augmentation s'est observée dans toutes les espèces.

La pêche

La région de Thiès dispose d'une double façade maritime (Nord et Sud) séparée par le littoral de la région de Dakar. Elle contribue de manière considérable à la sécurité alimentaire au niveau national par les débarquements de produits halieutiques avec 55% en moyenne des mises à terre. La côte-nord (grande côte), joignant les départements de Thiès et Tivaouane, est marquée par l'existence d'une campagne de pêche annuelle particulière (octobre à juin). Celle-ci mobilise une forte concentration de population de pêcheurs, mareyeurs et transformatrices en provenance d'horizons divers rendant exigües les aires de débarquement et de transformation artisanale à certaines périodes à Cayar et à Fass Boye. La côte sud, représentant une section du littoral de la petite côte, se situe dans le département de Mbour, avec de grands ports de pêche comme Joal, Mbour, Ngaparou et Pointe Sarène, est marquée par une activité de pêche annuelle permanente.

Le commerce

La région de Thiès bénéficie d'un secteur informel très dynamique avec un nombre important d'unités économiques qui évoluent dans le commerce. L'enquête sur les Petites et Moyennes Entreprises (PME) réalisée par l'ANSD en 2013, a révélé que près de 45% des PME de la région évoluent dans ledit secteur. On note de larges possibilités de création d'unités porteuses liées notamment au conditionnement et à la transformation de produits agro-alimentaires tels que les fruits et légumes, le lait, le poisson, la viande etc. De surcroit, la région de Thiès est une sorte de trait d'union entre la capitale et l'intérieur du pays, ce qui accroit davantage les flux commerciaux.

Au total, la région de Thiès, compte 46 marchés en 2019 dont 25 marchés permanents et 21 marchés hebdomadaires. Par rapport aux départements, Thiès compte le plus de marché avec 18 marchés, suivis respectivement des départements de Mbour (16) et de Tivaouane (12). De plus, le département de Tivaouane compte plus de marchés hebdomadaires que de marchés permanents alors que l'inverse est observé pour le département de Thiès.

L'artisanat

La région de Thiès compte, par ailleurs, un secteur artisanal très dynamique, réparti en trois sections (Art, Production et Service). L'activité artisanale joue un rôle important dans l'activité économique et sociale de la région et se développe essentiellement autour des villages artisanaux administré par la chambre des métiers. Elle assure l'insertion professionnelle des jeunes et offre de la formation, et de la qualification.

En 2019, la région de Thiès enregistrait 3 villages artisanaux dont un village dans chaque département. Comparativement à l'année précédente, le nombre de villages artisanaux n'a pas connu de variation.

Le tourisme

Le tourisme constitue l'un des secteurs les plus importants de la région. Il contribue à l'économie régionale à travers toutes les activités connexes et constitue un secteur créateur d'emplois. L'offre touristique dans la région est essentiellement balnéaire, et est concentrée entre Saly Portudal, Nianning, Somone et Toubab Dialaw. La région bénéficie d'immenses potentialités liées à sa position stratégique, ses sites touristiques, ses grands hôtels et ses belles plages. Sur le plan de la culture, le patrimoine de la région est constitué de sites historiques et de monuments répartis dans les trois départements.

Mines

La région de Thiès présente un potentiel minier assez diversifié. La diversité des formations géologiques offre une large variété de minerais susceptibles d'être exploitées. En effet entre 2018 et 2019, le nombre de carrières est passé de 28 à 36, accusant une hausse de 29%. Les carrières de calcaire sont plus présentes dans la région avec un effectif de 13 carrières qui sont abritées dans les localités de Bandia et Pout. Elles sont suivies par les carrières de sable et de basalte qui enregistrent respectivement 10 et 9 carrières. Les carrières de grés et d'argile ne représentent que 11%.

La situation minière au niveau de la région se chiffre à 6 sites en 2018 pour s'établir à 4 sites en 2019, accusant une baisse de 33%.

Tableau 9 : Situation des mines en 2019

Type	Nombre	Localisation
Attapulgite	02	Pout, Mbodiéne
Phosphate	01	ALLOU KAGNE
Sable titanifère	01	DIOGO
Total 2018	6	
Total 2019	4	
Variation en %	33	

Source : SES Thiès 2019

Au niveau de la région de Thiès, la production des carrières passe de 4 621 277 m^3 en 2018 à 4 833 683 m^3 en 2019, accusant une hausse de 5% en volume. La production du sable a connu une variation considérable du volume de sa production qui est passé de 740 460 m3 en 2018

à 769 987 m³ en 2019, soit une hausse relative de 4%, de même que le calcaire et le silex qui ont enregistré des hausses respectives de 72% et 229% par rapport à l'année précédente. La latérite, le Basalte, et l'argile ont connu une baisse importante de production durant cette période. Quant à la production de Zircon (CGO), elle s'est statuée à 4 980 914 570 FCFA en 2019 contre 4 265 065 420 FCFA en 2018, soit une augmentation de 17%. La production minière de la région a enregistré une valeur de 153 736128 FCFA pour l'attapulgite et 9 304 000 FCFA pour le Phosphate.

2.2.2.10.3 Région de Saint-Louis

La région de Saint-Louis qui s'étend sur une superficie de 19 034 Km² couvre environ 6,6% du territoire national. Elle est limitée au Nord par le Fleuve Sénégal, au Sud par la région de Louga, à l'Est par la région de Matam et à l'Ouest par l'Océan atlantique. Elle est située à 270 km de Dakar et sa population est passée de 1 120 585 habitants en 2021 à 1 150 062 habitants en 2022, soit une densité de 60 habitants au Km² en 2022.

La région de Saint-Louis est composée depuis le découpage opéré en 2002, des départements de Dagana, Podor et Saint-Louis. Par ailleurs, l'acte III de la décentralisation qui sous-tend la communalisation intégrale a fait passer le nombre de communes de 19 à 38. Le département de Podor qui est le plus étendu compte plus de communes, soit 22 sur les 38 communes de la région là où celui de Saint-Louis n'en compte que 5. La région comprend 41 collectivités locales en ajoutant aux communes les trois conseils départementaux.

Profil démographique

En 2022, la population régionale de Saint-Louis est estimée à un million cent cinquante mille soixante-deux (1 150 062) hab., soit 6,48 % de la population sénégalaise. Au nombre de cinq cent soixante-quinze mille deux cent un (575201), soit 50,01 %, les femmes sont légèrement plus nombreuses que les hommes.

La répartition selon le Département laisse transparaitre des inégalités. Le Département de Podor concentre les 2/5 de la population régionale, soit 40,79 %. Ceux de Saint-Louis et Dagana abritent respectivement 32,62 % et 26,59 % de la population.

Tableau 10 : répartition de la population de Saint-Louis selon le sexe et la circonscription administrative

Circonscription administrative	Femme		Homme		Total	
	Nb	%	Nb	%	Nb	%
Dép. de Dagana	147941	25,72 %	157870	27,46 %	305811	26,59 %
Dép. de Podor	240118	41,75 %	228984	39,83 %	469102	40,79 %
Dép. de Saint-Louis	188435	32,53 %	186714	32,71 %	375149	32,62 %
Région de Saint-Louis	575201	100 %	574861	100 %	1150062	100 %

Source : ANSD, projections démographiques

Dans la région, un peu plus de quatre dixième (40,7%) de la population est âgé de moins de 15 ans et 5,8 % ont 60 ans et plus. La population active ou celle des adultes (15 – 59 ans) représente 53,5% de celle régionale (ANSD, SES Saint-Louis 2019).

Profil social

L'éducation

Les infrastructures préscolaires sont ressorties à 217 unités en 2019 dans la région avec 143 infrastructures publiques, 6 communautaires et 68 privées. Plus de la moitié des infrastructures (58,5%) se trouvent dans le département de Saint-Louis au moment où une infrastructure sur cinq se situe dans le département de Dagana. Il convient de noter l'absence d'infrastructures communautaires dans le département de Saint-Louis.

L'effectif des enfants préscolarisés s'est établi en 2018/2019 à 14 823 soit une hausse de 4,3% par rapport à l'année scolaire 2017/2018. Leur répartition selon le sexe révèle qu'il y a légèrement plus de filles (8 008) que de garçons (6 815).

Le taux brut de préscolarisation est ressorti en 2019 à 16,3% contre 15,9% en 2018, soit un écart de 0,4 point de pourcentage. Ce taux est plus élevé chez les filles que chez les garçons avec respectivement 17,7% et 14,2% en 2018 et 18,1% et 14,6% en 2019. Ce qui donne un indice de parité de 1,25 en 2018 et 1,24 en 2019.

Les infrastructures de l'élémentaire sont évaluées à 833 en 2018/2019 avec 800 écoles primaires issus du public et 33 qui ressortent du privé. Il est décelé une hausse de 1,6% des infrastructures du primaire entre 2017/2018 et 2018/2019. Relevons qu'il n'y a pas d'écoles élémentaires dans le département de Podor et qu'il y en a une seule dans le département de Dagana.

L'effectif des élèves de l'enseignement primaire s'est établi à 159 086 en 2018/2019 contre 155 542 en 2017/2018 soit une hausse relative de 2,3%. Cette augmentation est occasionnée par la hausse de 2,6% des filles passant ainsi de 86 772 à 89 006 et de 1,9% des garçons passant de 68 770 à 70 080 entre ces deux années scolaires. Les effectifs ont plus évolué dans les départements de Saint-Louis (3,1%) et de Podor (2,9%) et seulement 0,6% dans celui de Dagana.

Le taux Brut de Scolarisation (TBS) est ressorti à 94,6% en 2019 contre 94,1% en 2018 soit une légère hausse de 0,5 point de pourcentage. Ce taux est plus élevé chez les filles avec 109,2% en 2019 et 108,5% en 2018 que chez les garçons avec respectivement 80,8% en 2019 et 80,7% en 2018.

Le nombre d'infrastructures dans le moyen secondaire est évalué à 152 en 2018/2019 contre 157 en 2017/2018 soit un recul de 3,2%. Cette diminution des infrastructures est occasionnée par la baisse de 4,4% des infrastructures publiques du secondaire en dépit de la hausse de 4,8% de celles privées. Le nombre d'infrastructures a augmenté de 2,9% dans le département de Dagana tandis que des baisses respectives de 4,2% et 6,0% sont enregistrées dans les départements de Podor et Saint-Louis.

Le nombre d'élèves du cycle moyen est ressorti à 49 347 en 2019 contre 49 382 en 2018 soit une baisse de 0,1%. Celle-ci est engendrée par la diminution de 0,4% des effectifs des garçons malgré la hausse de 0,2% des effectifs des filles. Pour ce qui est du cycle secondaire, 23 356 ont été dénombrés en 2019 contre 24 115 en 2018 soit également une baisse de 3,1%. Ce repli

du nombre d'élèves dans les lycées est occasionné par les baisses respectives de 3,1% et de 3,3% des filles et des garçons.

Au titre du cycle moyen, le Taux brut de Scolarisation s'est établi à 48,7% en 2019 soit une amélioration de 0,2 point de pourcentage par rapport à 2018. Ce taux est resté en faveur des filles tant en 2018 qu'en 2019 avec un indice de parité de 1,35 en 2019 contre 1,34 en 2018.

Concernant le cycle secondaire (lycée), le taux brut de Scolarisation est ressorti à 33,3% en 2019 et est également en faveur des filles avec 36,1% contre 30,7% pour les garçons. Ce qui équivaut à un indice de parité de 1,18 en 2019 contre 1,17 en 2018.

Après trois années de stagnation, le nombre de structures d'Enseignement Technique et de Formation Professionnelle (ETFP) a évolué en hausse (14,3 %) entre 2018 et 2019 soit, 3 unités supplémentaires. Cette hausse est imputable au secteur public dans les départements de Dagana et de Podor. Toutefois, le secteur privé concentre toujours plus de la moitié des structures de la d'ETFP dénombrées dans la région.

Le département de Saint-Louis concentre près de sept (65,21%) structures sur dix de la région et l'ensemble des établissements privés.

Dans la région de Saint-Louis, l'enseignement technique et la formation professionnelle a accueilli 3336 élèves ou apprenants en 2019 soit une hausse de 19,9%. La hausse des effectifs est notée dans tous les départements en particulier dans celui de Dagana. Cependant, ce phénomène est plus observé chez les garçons (29,3%) que chez les filles (11,2%).

Les garçons sont globalement en supériorité numérique (51,74% des effectifs) par rapport aux apprenants de sexe féminin (48,26%). Il convient de noter que les filles sont majoritaires (62%) dans le département de Podor.

La santé

En 2019, la région de Saint-Louis compte 3 EPS (établissements publics de santé) et 3 infirmeries situées dans les MAC (maison d'arrêt et de correction), également répartis dans les 3 départements. Les centres de santé sont au nombre de 8 dont 3 dans chacun des départements de Dagana et Podor et 2 dans le département de Saint-Louis. Par ailleurs, les postes de santés sont chiffrés à 112 dont 58 à Podor, 36 à Dagana et 18 à Saint-Louis. Les infirmeries militaires, quant à elles, sont au nombre de 2 (une pour chacun des départements de Podor et Saint-Louis) et les cases de santé fonctionnelles au nombre de 191 dont 99 à Podor, 49 à Dagana et 43 à Saint-Louis. Cependant, seul le département de Saint-Louis renferme une inspection médicale des écoles.

Entre 2018 et 2019, ces statistiques sont restées les mêmes à l'exception des postes de santé où on note une augmentation d'un poste de santé dans le département de Dagana.

La région abrite également des établissements publics de santé non hospitaliers. Il s'agit de la banque de sang régionale qui s'occupe des produits sanguins et dérivés, de la pharmacie régionale d'approvisionnement qui distribue les médicaments et produits essentiels, des centres de promotion et de réinsertion sociale, de la brigade de l'hygiène et du centre de formation en santé. Les centres de promotion et de réinsertion sociale sont chargés de donner

des conseils et orientations et le centre de formation en santé assure une formation continue en santé. La brigade régionale d'hygiène, met l'accent sur la surveillance, le contrôle, la répression et l'IEC c'est-à-dire information, éducation, communication et le SAMU se charge de la régulation des urgences ainsi que des évacuations.

Les structures sanitaires privées de la région en 2019 sont réparties en 3 catégories : les cabinets privés médicaux et paramédicaux (37), les dispensaires privés ou confessionnels (4) et les officines privées (39). Relativement aux départements, celui de Saint-Louis vient en tête avec 42 structures privées (16 cabinets, 3 dispensaires et 23 officines). Il est suivi du département de Podor qui polarise 20 structures (7 cabinets et 13 officines) et enfin vient le département de Dagana avec 18 structures dont 14 cabinets médicaux, 1 dispensaire et 3 officines.

A l'exception des cabinets médicaux et paramédicaux où on note une fermeture dans chacun des départements de Dagana et Podor, les statistiques relatives aux structures sanitaires privées de la région sont restées inchangées entre 2018 et 2019.

Concernant le niveau des indicateurs de couverture sanitaire, la région de Saint-Louis a affiché en 2019, une situation correspondant à un poste de santé pour 9 495 habitants, un centre de santé pour 132 942 habitants et un hôpital pour 354 514 habitants. En 2018, ces statistiques étaient de l'ordre de 9 333 habitants pour un poste de santé, 129 501 habitants pour un centre de santé et 345 336 habitants pour un hôpital. En référence aux normes de l'OMS, seule la couverture en poste de santé reste conforme, même si le nombre d'habitants par poste de santé a augmenté en 2019. Cependant, en dépit du non-respect des normes de l'OMS, les nombres d'habitants par hôpital et par centre de santé ont augmenté en 2019.

Les contraintes dans le secteur de la santé concernent :

- Le gap en ressources humaines à tous les niveaux (médecins, sage-femme, infirmiers...);
- L'inégale répartition de ces ressources humaines dans la région. Les médecins spécialistes sont concentrés dans la zone urbaine de Saint-Louis et les structures sanitaires de l'intérieur souffrent d'un déficit de tous ordres de médecins (pédiatre, cardiologue, chirurgien).
- L'absence de spécialités comme la neurochirurgie ou des cancérologues.
- La vétusté du parc de véhicules qui n'a pas reçu de dotations nouvelles depuis 2016.

L'eau et l'assainissement

L'eau

L'accès à l'eau est l'un des défis majeurs à relever dans la région de Saint-Louis. L'approvisionnement en eau potable des populations ainsi que la gestion des ressources en eau sont sous le contrôle de la Direction Régionale de l'hydraulique (DRH) de Saint-Louis. Cette dernière s'appuie au niveau central sur La Direction de l'Hydraulique (DH), la Direction de la Gestion et de la Planification des Ressources en Eau (DGPRE) et l'Office de Forages Ruraux (OFOR) et au niveau régional sur la Brigade Hydrologique de Saint-Louis et la Brigade des Puits et Forages de Ndioum.

En 2019, la région de Saint-Louis compte au total 4 usines de production, dont 2 dans le département de Dagana, et 1 dans chacun des départements de Podor et de Saint-Louis.

Concernant les châteaux d'eau, ils sont au nombre de 11 (6 dans le département de Dagana, 3 dans celui de Saint-Louis et 2 dans le département de Podor). Le département de Saint-Louis présente le plus grand nombre de branchements avec 36 512 branchements à domicile, 407 branchements dans les lieux publics et 464 bornes fontaines. Dans le département de Dagana, on dénombre 10 213 branchements à domicile, 190 bornes fontaines et 166 branchements publics. Ces statistiques sont respectivement de l'ordre de 3 465 ; 51 et 85 pour le département de Podor.

Au cours de l'année 2018, le nombre de réseaux d'adduction en eau potable est chiffré à 6 dans la région de Saint-Louis dont 2 dans chaque département. Ce nombre n'a pas évolué en 2019. Contrairement au nombre de réseaux, la longueur des réseaux a connu une augmentation de 9,4 % en 2019. Cette hausse est plus accentuée dans le département de Saint-Louis (12,5%), suivi du département de Podor (3,3%) et elle est moins importante dans le département de Dagana (0,5%). Par contre, au niveau de la production d'eau potable, même si on note une augmentation de 7,5% au niveau régional, elle est plus importante dans le département de Podor où elle est à l'ordre de 16,4%.

Le nombre de branchements effectués par SEN'EAU en 2019 dans la région de Saint-Louis s'élève à 2121 branchements, dont 1153 sociaux et 968 ordinaires. Comparativement à l'année 2018, le nombre total de branchements a connu une hausse de 12,2%. Cette tendance à la hausse est plus accentuée au niveau des branchements sociaux qui ont augmenté de 19,7% contre une augmentation de 4,3 % des branchements ordinaires. De même, les renouvellements de réseau ont connu une augmentation de 20,3% entre les deux périodes. Par contre, les extensions de réseau sont passées de 16 527 en 2018 à 10 806 en 2019 soit une baisse de 34,6%.

La répartition selon le département indique un décrochage important du département de Saint-Louis par rapport aux autres départements en matière de branchements et d'extensions de réseau. En effet, en 2019, un total de 1624 branchements a été dénombré dans le département de Saint-Louis, contre 358 dans le département de Dagana et 139 dans celui de Podor. Cette tendance est la même au niveau des extensions de réseau où la répartition fait ressortir 10 202 dans le département de Saint-Louis, 400 dans le département de Dagana et 204 dans celui de Podor. La tendance à la baisse est observée dans l'ensemble des départements. De même, le nombre total de branchements a diminué dans les départements de Dagana et Podor et a connu une hausse de 32,6 % dans Saint-Louis département. A l'inverse, les renouvellements de réseau ont augmenté dans les départements de Dagana et Podor et baissé dans celui de Saint-Louis.

En 2019, dans la région de Saint-Louis, 51 553 abonnés ont été dénombrés en milieu urbain contre 49 219 en 2018, soit une augmentation de 4,7%. La majeure partie de ces abonnés sont de types « privés » (50190). Les abonnés de type « officiels » et « affaires » sont au nombre de 705 et 658, respectivement.

Par ailleurs, le département de Saint-Louis concentre le plus grand nombre d'abonnés (37383), il est suivi du département de Dagana (10569) et du département de Podor (3601). A l'image de la situation régionale, on note la dominance des abonnés de type « privés » dans chaque département.

La saturation de la capacité de production des départements de Dagana et de Saint-Louis et les difficultés de la production disponible à couvrir correctement la demande sont les principales contraintes auxquelles doivent faire face les services techniques de l'Hydraulique.

L'assainissement

En milieu urbain, le taux d'accès des ménages à des latrines est de 97% dans la région en 2017 et la proportion de ménages avec latrines adéquates est de l'ordre de 88%. Le taux d'accès est supérieur à 80% dans les collectivités locales à l'exception des communes de Bodé Lao, Ndioum et de Golléré où il est à l'ordre de 78%, 73% et 67% respectivement.

Dans certaines grandes communes comme Saint-Louis, Dagana, Richard-Toll et, entre autres, Rosso Sénégal, le taux est de 100%. Par ailleurs, seule la commune de Saint-Louis compte 100% de ménages avec des latrines adéquates.

En milieu rural, le taux global d'accès des ménages à des latrines est de 67% en 2018. Les communes de Gandon et Bokhol présentent les taux les plus élevés, soient respectivement 94% et 92%. A contrario, le taux est plus faible dans les communes de Boké Dialloubé et de Gamadji Saré où il est de 47 % et de 33% respectivement.

En ce qui concerne le pourcentage de ménages avec des latrines adéquates, il est estimé à 46,8% au niveau régional. Les communes de Mery, de Gandon, de Mbolo Birane, de Diama, et de Ngnith présentent les meilleures situations avec plus d'un ménage sur deux ayant des latrines adéquates, en 2018.

NB : les statistiques de 2019 ne sont pas disponibles.

L'énergie

Les sources d'énergie utilisées par les ménages et les autres acteurs économiques sont principalement le bois, l'électricité et le gaz.

L'utilisation du bois se fait en deux formes : le bois de chauffe ou le charbon de bois. La coupe de bois ou sa transformation en charbon est formellement interdite dans la région de Saint-Louis. Cependant les populations rurales sont autorisées au ramassage pour l'usage domestique.

En termes d'offre en électricité, il y a deux concessionnaires dans la région : la SENELEC et la Compagnie Maroco-Sénégalaise d'Electricité. Il apparait au plan régional que le taux d'accès à l'électricité dans les ménages en 2018 est de 67%. Ce taux a connu un bond de 16% par rapport à 2016 où il se situait à 51% (RGPHAE 2013). La région de Saint-Louis dépasse le taux d'accès national qui était de 61.7% en 2017.

La fourniture de GAZ est assurée par plusieurs concessionnaires dont Total Gaz, Touba Gaz et Lobbou Gaz. L'offre est principalement constituée par les bouteilles de 2,7 kg, 6 kg et 12 kg utilisées dans les ménages et celles de 32 et 38 kg disponibles sur commande.

L'urbanisation et l'habitat

L'urbanisation est un phénomène démographique se traduisant par une tendance à la concentration de la population dans les zones urbaines. Le phénomène est mesuré parle taux d'urbanisation qui est la proportion des individus vivant en milieu urbain.

L'analyse de la répartition spatiale de la population montre que 49,3% des habitants de la région vivent en milieu urbain. Un léger relèvement de l'urbanisation est noté passant de 48,7% en 2018 à 49,3% en 2019. En outre, la population féminine reste plus importante que celle masculine tant en milieu urbain qu'en milieu rural.

Les autorisations de construire comportent une série de demandes qui se base sur la circonscription administrative. Elles sont nécessaires pour veiller sur le respect des normes en matière d'urbanisme et d'architecture. Au cours de l'année 2018, 204 demandes d'autorisation de construire ont été enregistrées dans la région de Saint-Louis, dont 188 dans le département de Saint-Louis et 16 dans celui de Dagana. Comparée à l'année 2017, les demandes ont baissé relativement de 1%.

Parmi les demandes d'autorisations de construire enregistrées dans la région en 2018, 81 sont destinées à des constructions ne s'arrêtant qu'au rez-de-chaussée et 123 concernent des demandes de construction à étages. Les demandes pour constructions se limitant en rez-de-chaussée ont augmenté respectivement de 15,3% en 2017 et de 19,1% en 2018. Par contre, les demandes pour des constructions à étages ont connu une baisse de 10,9% en 2018, après avoir plus que doublé en 2017.

La majeure partie des demandes est faite pour un usage d'habitation (188 sur 204). Il s'en suit les demandes pour construction de bureaux au nombre de 8, celles pour des établissements commerciaux (5). Il existe quelques demandes pour des lieux de cultes, soit 3 demandes enregistrées en 2018.

La culture

Le patrimoine culturel de Saint-Louis, matériel et immatériel, est riche et varié. Il tire sa richesse de la créativité de ses populations. L'artisanat se nourrit de savoir-faire anciens et bénéficie de nombreuses influences maures, wolofs et peulhs.

La région dispose d'importants sites culturels dont certains sont classés patrimoine mondial de l'UNESCO en 2000. Ils sont constitués d'éléments de patrimoine historique et architectural, d'espaces naturels et de produits d'animation culturelle.

Pour le patrimoine historique et architectural, il faut mettre en avant :

- Le Pont Faidherbe ;
- La Gouvernance ;
- La place Faidherbe ;
- La station de pompage d'eaux du village de Mbakhana vieille de plus d'un siècle ;
- Le château du Baron Roger à Richard Toll qui est une bâtisse imposante à étage avec sa façade monumentale ;
- Le Fort de Faidherbe à Podor construit en 1854 ;
- L'île à Morphil avec ses mosquées en banco.

Parmi les espaces naturels, on peut citer :

- Le Parc de la Langue de Barbarie, créé en 1976 et qui couvre 2 000 ha ;

- La réserve spéciale de faune de Geumbeul créé en 1983 avec une superficie de 720 ha
- Le Parc National des Oiseaux de Djoudj, troisième réserve ornithologique mondiale créé en 1971 et classé patrimoine mondial de l'UNESCO en 1981 avec une superficie de 16 000 ha ;
- La zone de chasse des « trois marigots » ;
- Les dunes rouges de Ndiayène Pendao vers Podor constituent également une partie du patrimoine naturel.

Ces éléments de patrimoine répertoriés combinés à la faune riche et variée et au fleuve Sénégal font de Saint-Louis une destination touristique à part entière.

Le patrimoine immatériel de la région est visible à travers des expressions et ou activités dont certaines revêtent un caractère religieux. Les principales expressions culturelles sont :

- Les régates
- Les simbs (faux lion)
- Le festival international de jazz
- La prière des deux rakkas.

Profil économique

La région de Saint-Louis occupe une place de choix dans les stratégies nationales de développement économique. Elle se distingue particulièrement dans le secteur primaire et dans l'agroalimentaire. L'économie de la région repose essentiellement sur l'agriculture et sur l'élevage. La région contribue fortement à la production nationale de céréales, en plus d'assurer la totalité de la production de la canne à sucre et de la tomate industrielle. L'oignon ainsi qu'une partie importante du riz local sont cultivées dans la région.

Entre autres secteurs attrayants, il faut noter la pêche qui participe au dynamisme de l'économie locale. Les productions halieutiques régionales alimentent aussi bien le reste du pays que les pays frontaliers.

L'agriculture

La campagne 2019/2020 est marquée dans l'ensemble par des contreperformances dans des grandeurs agricoles autant pour les superficies emblavées que pour les productions et les rendements. Toutefois, les niveaux de contraction diffèrent d'une spéculation à l'autre.

S'agissant du mil, les superficies emblavées sont passées de 2 487,0 ha à quelques 1550,0 entre les deux campagnes, soit une baisse de plus du tiers (37,7 %) de surfaces emblavées. Cette situation semble impacter en partie sur la production qui a grandement baissé (de 94,8 %) en se situant à 31,3 tonnes. Par ailleurs, cette situation se reflète aussi par les rendements à l'hectare qui sont de l'ordre de 20Kg/ha contre 240Kg/ha pour la précédente campagne.

Concernant le sorgho, la production a baissé d'un plus de la moitié (57,5 %), passant de 5 985,0 tonnes à 2 546,3 tonnes. Il faut noter que pour le sorgho, 5 150,0 ha ont été emblavés durant la campagne 2019/2020 contre 9 100 ha pour la campagne 2018/2019, soit une diminution de 43,4% entre les deux campagnes agricoles. En conséquence, le rendement à l'hectare est en baisse et ce de 24,9 % en s'établissant à 494,4 kilogrammes à l'hectare.

Pour ce qui est de la culture de maïs, les superficies emblavées ont enregistré une baisse de moitié passant de 3082,0 ha à 1573,3 ha. Cette baisse s'est répercutée sur la production laquelle a diminué de près de trois quarts. En effet, la production est estimée à 2562,5 tonnes pour la campagne 2019/2020 contre 9354,0 tonnes pour la campagne d'avant faisant passer les rendements à leur tour de 3035,0 à 1628,7 kilogrammes à l'hectare.

Pour le riz, les niveaux de baisse sont moindres comparativement aux niveaux de contraction notés pour les spéculations citées plus haut. Les superficies emblavées sont ressorties même en légère hausse de 371 ha en valeur absolue entre les deux campagnes. Toutefois la production s'est contractée de 5,9 % passant de 402 704,0 tonnes à 378 891 tonnes sous l'effet de la baisse des rendements qui sont estimés à 6 008,0 Kg/ha contre 6 423,0 Kg/ha pour la campagne 2018/2019.

Il faut noter que la production de mil, de sorgho et de mais se fait en grande partie dans le département de Podor qui concentre respectivement 96,8 %, 87,4 % et 76,3 % des superficies emblavées pour lesdites cultures. En revanche, le riz reste plus cultivé dans le département de Dagana qui a totalisé 79 % des surfaces emblavées pour la campagne 2019/2020.

Les principales contraintes de l'agriculture sont liées à :

- La vétusté et parfois à l'absence de parc automobile dans les SDDR ;
- La vétusté des locaux des SDDR ;
- L'insuffisance et la vétusté des aménagements de certains périmètres ;
- L'insuffisance du matériel agricole (tracteurs, moissonneuse batteuses, houe, semoir, etc.) ;
- L'insuffisance de pistes de production dans le Delta combinée à la dégradation des pistes existantes ;
- La persistance des problèmes phytosanitaires ;
- Des difficultés de drainage dans le Delta ;
- La non fonctionnalité de certains points de collecte d'arachide ;
- L'insuffisance des infrastructures de stockage des produits agricoles.

L'élevage

Relativement aux effectifs du cheptel, les bovins se sont accrus de 3,0% entre les campagnes 2018/2019 et 2019/2020 soit 374 413 en 2019/2020, les ovins de 6,0% entre ces mêmes deux campagnes passant de 542 230 en 2018/2019 à 575 006. Les caprins sont évalués à 403 595 durant la campagne 2018/2019 et 424 362 pendant la campagne 2019/2020. Les équins sont passés de 26 678 en 2018/2019 à 27 135 en 2019/2020, soit une hausse de 1,7%.

Le nombre total d'abattages contrôlés de viande s'est accru de 27,4% entre les campagnes 2018 et 2019. Cette hausse est variable suivant les espèces considérées. Ainsi, le nombre de bovins abattus s'est amélioré de 29,4% tandis qu'on observe une diminution des abattages chez les ovins (48,6%), les caprins (56,4%) et les caméliens (16,4%).

L'augmentation des abattages de bovins est corrélée aux hausses de 26,2% du nombre de taureaux abattus, de 9,4% des bœufs abattus, de 35,2% des vaches et de 34,5% des veaux et/ou vêles abattus.

Par rapport au poids des bêtes abattues, on enregistre une augmentation globale de 11,6% de tonnes expliquée par la hausse de 17,4% de la viande de bovins.

La production de peaux et cuirs s'est fortement accrue entre 2018 et 2019 avec une hausse de 137,4%. Cette augmentation est due à la hausse de 52,3% de la production de cuirs qui est passée de 10 373 en 2018 à 15 801 en 2019.

Au cours de la période sous revue, la production de peaux ovines est passée de à 14 107 unités en 2018 à 76 462 en 2019. Enfin, celle des peaux caprines est passée de 26 099 à 27 804 unités soit une hausse de 6,5%. Relevons tout de même que des disparités sont notées selon les départements.

Les principaux intervenants du secteur sont le Service Régional de l'Elevage et des Productions animales (SREPA) et les différents Services Départementaux de l'Elevage et des Productions Animales (SDPA) de Saint-Louis, Dagana et Podor.

Les autres intervenants sont essentiellement composés d'ONG (ASSTEL, ENDA ENERGIE, Fondation MON'3, YELLITARE, ONG 3D, etc.), de projets (PRAPS, DRIARS, REDISSE, etc.), d'associations (APESS) et de coopératives (CPLDD). Leurs domaines d'intervention sont essentiellement axés sur l'alphabétisation, la santé animale, les infrastructures pastorales, l'énergie, l'agriculture, le pastoralisme, la filière lait, la filière des petits ruminants et l'aviculture moderne.

Le secteur de l'élevage est confronté à plusieurs contraintes au nombre desquelles :

- Salinisation des terres ;
- Terres argileuses ;
- Dépendance de la pluviométrie ;
- Les maladies parasitaires ;
- La sous-estimation du cheptel ;
- Problème d'eau pour l'abreuvement du bétail dans le diéri.

La pêche et l'aquaculture

La région de Saint-Louis compte 129 villages de pêcheurs dans les départements de Dagana et de Podor pour la pêche continentale. Ce nombre de villages de pêcheurs est resté constant sur les 4 dernières années pour chacun des départements.

Concernant les embarcations, un total de 6 891 pirogues est dénombré dans la région en 2019 contre 6 700 en 2018, soit une augmentation de 2,9%. La pêche maritime concentre l'essentiel des embarcations : soit huit pirogues sur dix (81,1% de l'arsenal de pirogues). Il faut noter que les embarcations pour la pêche continentale se répartissent entre le département de Podor (39,8%) et celui de Dagana (60,2).

Quant aux pêcheurs, leur nombre est estimé à 18 492 en 2019 contre 17 990 en 2018. Le nombre a augmenté de 2,8% entre les deux années reflétant l'augmentation de 2,5% du nombre d'acteurs de la pêche continentale et de 2,9% de celui noté pour la pêche maritime.

La production est scindée selon les espèces : poissons, mollusques, crustacées. En 2019, la région a enregistré une production de 48 175 tonnes de poissons, soit une augmentation de 31,6% par rapport à l'année d'avant. Le niveau de production de poissons est porté essentiellement par le département de Saint-Louis qui concentre plus de 97 % de la production. Dans ce département, la production a augmenté de 36,2%. Il faut noter que le

département de Dagana a enregistré une baisse de près de la moitié de la production de 2018 avec celle-ci qui est passée de 1 926 tonnes à 1010 tonnes.

S'agissant des mollusques et des crustacés, exclusivement pêchés dans le département de Saint-Louis, leurs productions respectivement estimées à 123,2 et 18,6 tonnes sont en baisse respectivement de 61,5% et de 48,3% par rapport à 2018. En termes monétaires, la situation est à l'image des quantités. La valeur de la production a augmenté de 34,2% pour les poissons et a baissé respectivement de 62,5% pour les mollusques et de 52,3% pour les crustacés.

Le sous-secteur de l'aquaculture constitue un maillon important dans la stratégie de croissance accélérée. En 2019, les infrastructures de production aquacole dénombrées dans la région ont augmenté par rapport à 2018. Le nombre de cages est passé de 149 à 173, soit une augmentation de 16,1%. Concernant les étangs et les bassins, ils ont augmenté respectivement de deux et de trois unités par rapport à leur nombre de 2018.

La région de Saint-Louis a enregistré une augmentation de la production aquacole entre 2018 et 2019. Les quantités de poissons récoltés sont ressorties en hausse de 12,9% en passant de 155 tonnes à 175 tonnes (soit une augmentation de 20 tonnes). Cette situation est à lier en partie avec l'augmentation des quantités empoissonnées lesquelles sont passées de 0,775 tonne à 0,85 tonne entre les deux années. S'agissant de la production d'aliments, elle est en hausse de 14,3%.

Les intervenants du secteur de la pêche sont entre autres le personnel des services techniques régionaux de la pêche (ingénieurs, techniciens supérieurs et agents techniques des pêches), les projets (COSEG, DER, PUMA), les ONG comme GIZ, etc.

Le secteur de la pêche fait face à nombre de contraintes parmi lesquelles :

- Le manque d'infrastructures adéquates de débarquement et de conservation des produits ;
- La fragilité et inadaptation des pirogues en bois ;
- L'exigüité des zones de pêche ;
- La surexploitation avec comme conséquence l'épuisement des ressources halieutiques ;
- L'accès de plus en plus difficile aux eaux mauritaniennes ;
- Insécurité de la navigation, en particulier, au niveau de l'embouchure.

Les contraintes dans le sous-secteur de l'aquaculture sont liées à :

- L'insuffisance de l'aliment industriel et surtout l'absence d'aliment de calibre adapté pour les larves et alevins ;
- Le coût élevé des infrastructures et des aliments de poissons ;
- La vétusté des infrastructures existantes de production ;
- La forte prédation des alevins par les oiseaux ;
- L'insuffisance de la logistique ;
- L'insuffisance de ressources humaines pour l'appui.

L'industrie

La région de Saint-Louis bénéficie de la présence de grosses unités agro industrielles telles que la CSS, la SOCAS, les GDS et d'autres sociétés exportatrices qui constituent de réels atouts pour l'exploitation de ses potentialités agricoles.

Le tourisme

Avec son paysage admirable, son architecture imposante et ses monuments remarquables, et son vaste patrimoine culturel, Saint-Louis est une destination bien aimée des touristes. En 2019, le nombre de réceptifs touristiques de la région de Saint-Louis a connu une augmentation à hauteur de 59%. Cette tendance à la hausse est constatée au niveau du nombre de lits et de chambres qui ont connus des variations respectives de 12,8% et de 27,7% entre 2018 et 2019.

Le commerce

La région de Saint-Louis est caractérisée par l'existence de deux types de marchés que sont : les marchés permanents et ceux hebdomadaires. Sur la période 2016-2018, le nombre de marchés n'a pas évolué et est resté constant à 26 dans la région avec 15 marchés permanents et 11 marchés hebdomadaires. Leur répartition selon les départements montre que 11 marchés se trouvent dans le département de Podor, 8dans le département de Dagana et 7 dans celui de Saint-Louis.

En outre, il est ressorti qu'il n'existe qu'un seul marché hebdomadaire dans le département de Saint-Louis au moment où 7 ont été dénombrés dans celui de Podor et 3 dans celui de Dagana. Quant aux marchés permanents, ils sont majoritaires dans le département de Saint-Louis avec 6 marchés. Le nombre de marché permanents dans celui de Dagana est de 5 et Podor en compte 4.

Le nombre de commerçants est de 3812 en 2016, 3906 en 2017 et 5057 en 2018. Ainsi, il a augmenté de 2,5% entre 2016 et 2017 et de 29,0% entre 2017 et 2018.Cette hausse est essentiellement engendrée par l'importance des détaillants qui se sont accrus de 29,7% entre 2017 et 2018. Ces détaillants qui constituent l'essentiel des commerçants représentent 97,4% en 2016, 97,0% en 2017 et 97,2% en 2018.

Il faut noter également qu'il n'y a peu de grossistes dans la région avec 7 en 2016, 14 en 2017 et 21 en 2018. Les grossistes représentent ainsi seulement 0,2% des commerçants en 2016 et 0,4% en 2017 et 2018. Toutefois, leur augmentation s'avère être importante avec 100% entre 2016 et 2017 et 50% entre 2017 et 2018.

Quant aux demi-grossistes, ils sont au nombre de 91 en 2016, 102 en 2017 et 122 en 2018, ce qui correspond à une hausse de 12,1% entre 2016 et 2017 et de 19,6% entre

L'artisanat

Le secteur de l'artisanat joue un rôle crucial dans l'activité socio-économique de la région où il existe des villes réputées être touristiques. En 2019, le nombre d'artisans inscrits à la Chambre des métiers de Saint-Louis est évaluée à 6535 soit une augmentation de 4,2% relativement à l'année 2018. Ainsi, 4947 entreprises ont été inscrites en 2019 contre 1588 compagnons. En outre, les artisans inscrits évoluent essentiellement dans la section production avec 3834 unités soit 58,7% des artisans. Ceux qui exercent des activités dans la section service sont au nombre de 1761 soit 26,9% et les autres sont dans l'artisanat de l'art.

En 2019, c'est essentiellement l'artisanat de l'art qui a enregistré la plus grande hausse par rapport à l'année 2018 soit 11,6 % au moment où ceux inscrits dans les services n'ont augmenté que de 4,0% et ceux qui sont dans la production 2,6%. Il faut toutefois relever que des variations différenciées ont été notées entre les départements.

Le transport

La région de Saint-Louis est traversée par la route nationale numéro 2 communément appelée RN2. Les grandes villes traversées par cet axe sont Saint-Louis, Ross Béthio, Richard Toll, Dagana, Ndioum, etc. Le réseau routier est également représenté par d'autres voies à l'intérieur comme les axes :

- Keur Momar Sarr-Ngnit-Richard-Toll ;
- Keur Momar Sarr-Mbane-Richard-Toll ;
- Boucle du riz.

Les véhicules particuliers personnels, les taxis urbains et les camionnettes constituent les types de véhicules les plus représentés du parc automobile. Ces types de véhicules sont en augmentation dans la région avec des hausses respectives de 11,9%, 5,1% et 9,6% entre 2016 et 2017.

2.2.2.10.4 Région de Louga

La région de Louga couvre une superficie de 24 847 km². Ce qui la place, en termes de superficie, à la 3ème place au plan national. Elle est limitée au Nord par la région de Saint-Louis, au Sud par celles de Kaolack et Diourbel, à l'Est par la région de Matam, à l'Ouest par la région de Thiès et l'Océan Atlantique.

Profil démographique

D'après les projections démographiques de l'ANSD, la population de la région de Louga est estimée à 1 121 619 habitants en 2022 dont 558 654 hommes et 562 965 femmes, soit un peu plus de femmes que d'hommes.

La répartition spatiale montre que le Département de Louga est de loin plus peuplé que les deux autres. En effet, il mobilise 42,69 % de la population régionale contre 29,64 % pour le Département de Kébémer et 27,67 % pour celui de Linguère.

Tableau 11 : répartition de la population de Louga selon le sexe et la circonscription administrative

Circonscription administrative	Femme		Homme		Total	
	Nb	%	Nb	%	Nb	%
Dép. de Kébémer	166 851	29,64 %	165 561	29,63 %	332 412	29,64 %
Dép. de Linguère	154 013	27,35 %	156 350	27,98 %	310 363	27,67 %
Dép. de Louga	244 283	43,01 %	234 560	42,39 %	478 844	42,69 %
Région de Louga	562 965	100 %	558 654	100 %	1 121 619	100 %

Source : *ANSD, projections démographiques*

La population de la région de Louga est caractérisée par une extrême jeunesse avec un taux de fécondité assez élevé, malgré une tendance à la baisse. L'écrasante majorité de la population (78,3%) réside en milieu rural (ANSD, SES Louga 2019).

Profil social

L'éducation

Au niveau de la région de Louga, les établissements dédiés à la petite enfance ont augmenté de 4,1%, tous types et statuts confondus, en passant de 296 à 308 infrastructures entre 2018 et 2019. La répartition des établissements permet de constater que le département de Louga concentre à lui seul 77,3% des infrastructures en 2019 (77% en 2018) tandis que les départements de Kébémer et de Linguère ne regroupent, respectivement, que 11% et 11,7% des établissements.

Au courant de l'année 2019, le nombre de petits-enfants dans les établissements s'élève à 17 906 individus contre 21 212 individus en 2018, d'où une baisse globale de 15,6%.

La région de Louga présente un taux global de préscolarisation de 19,6% pour l'année 2019 témoignant une baisse de la fréquentation préscolaire de 25,2% car, en 2018 ce taux était de 26,2%. La répartition régionale du TBPS selon le sexe montre une disparité en faveur des filles (indice de parité 1,2 en 2019) alors qu'il révélait une parité de 0,98 pour l'année 2018. En effet, le TBPS global des filles est de 21,3% contre 18% pour le sexe opposé.

En termes d'établissements d'enseignement élémentaire, la région de Louga en dénombre globalement 948 infrastructures pour l'année 2019 contre 926 infrastructures en 2018. En effet, le nombre d'écoles élémentaires a augmenté de 2,4% en valeur relative, soit 22 écoles en valeur absolue. Les établissements publics constituent l'essentiel des infrastructures dans la région avec 94,6% du total contre 96,7% en 2018. Les écoles privées ne représentent que 5,4% en 2019 contre 3,3% en 2018.

Le nombre d'élèves dans les écoles élémentaires de la région de Louga a connu une hausse de 4%. En effet, les effectifs sont passés de 113000 élèves en 2018 à 117493 élèves pour l'année 2019. Les classes sont majoritairement dominées par les filles avec 54,2% en 2019 contre 45,8% de garçons.

Le Taux Brut d'Accès à l'enseignement élémentaire dans la région de Louga a connu globalement un accroissement de 0,3% en passant de 90,3% en 2018 à 90,6% en 2019. Le TBA des filles qui s'établit à 101,2% en 2019 est supérieur à celui des garçons de la même année qui se table à 80,7%. Par ailleurs, il est à noter que, le TBA des filles a connu une légère augmentation de 0,8% en 2019 comparativement à 2018. Au même moment, le TBA des garçons a chuté de 0,2% en 2019 par comparaison à 2019.

Le nombre d'établissements d'enseignement du premier cycle et deuxième cycle n'a pas connu de fortes variations entre 2018 et 2019 dans la région de Louga. En effet, pour l'année 2019, la région de Louga, avec ses 525 groupes pédagogiques compte au total 72 CEM dont une école privée (contre 73 CEM en 2018) au niveau du premier cycle. Le deuxième cycle concentre 142 groupes pédagogiques, 5 établissements publics d'enseignement secondaires (5 établissement en 2018). Par ailleurs, entre 2018 et 2019, le nombre d'établissements mixtes

(1er et 2em cycle) reste le même avec au total 43 écoles dont 17 établissements publics contre 26 établissements privés.

Le nombre d'élèves dans les établissements du moyen de la région de Louga s'est globalement accru de 2,8% en passant 11087 à 11392 élèves entre 2018 et 2019. Cet accroissement des effectifs est exclusivement constaté dans les établissements privés qui ont vu leur nombre d'élèves augmenté de 19,8% pendant que les CEM publics enregistrent une baisse de 1,8% du nombre d'élèves entre 2018 et 2019. Pour l'année 2019, plus de la moitié de l'effectif total est constitué de garçons, soit 53,1% des élèves (contre 52,2% en 2018) comparativement au nombre de filles, soit 46,9% de l'effectif (contre 47,8% en 2018).

Au courant de l'année 2019, la région de Louga présente un Taux Brut de Scolarisation global de 33,9% dans le moyen et de 22,8% dans le secondaire contre respectivement 34,8 et 22,7% en 2018. On note ainsi une baisse de 2,6% du TBS dans le moyen et une légère hausse de 0,5% du TBS dans le secondaire. Il convient de souligner que, pour l'année 2019, le TBS global est en faveur des filles que ce soit dans le moyen (Indice de parité 1,4%) comme dans le secondaire (Indice de parité 1,3%).

En dépit des engagements du Sénégal pour une scolarisation universelle à l'horizon 2030, la Région de Louga semble être à la traine tant en matière d'accès à l'école, que du point de vue du maintien dans le système. En effet, une importante frange d'enfants en âge de scolarisation est restée en dehors du système éducatif. Et même si des avancées sont notées dans la scolarisation, il convient de signaler une dégradation de la qualité et de l'efficacité interne du système avec des taux de redoublement élevés et un niveau préoccupant de l'achèvement scolaire.

La santé

La Région Médicale de Louga comprend huit (8) districts sanitaires (Kébémer, Darou Mousty, Linguère, Dahra, Louga, Coki, Keur Momar Sarr, Sakal). Pour l'année 2019, les infrastructures sanitaires répertoriées dans la région, tous statuts confondus, sont au nombre de 553 contre 548 en 2018, d'où une augmentation de 0,9%. La part du public (495 structures) demeure de loin dominante avec 89,5% des infrastructures contre seulement 10,5% pour le privé. La Région dispose de deux (2) hôpitaux, tous relevant du public, Etablissement Public de Santé de niveau 2 (Centre Hospitalier Régional Amadou Sakhir Mbaye sis dans la capitale régionale et un EPS de niveau 1, Hôpital Magatte Lô de Linguère). De même, les onze (11) centres de santé dont bénéficie la région sont dans le public.

Les cases de santé constituent numériquement l'essentiel des infrastructures au niveau du public (73,9%) en 2019. Il est à noter une diminution de 1,3% du nombre de cases de santé qui est passé de 371 à 366 unités entre 2018 et 2019. Par contre, pour la même période, les postes de santé ont connu une variation positive de 4,5% en passant de 111 à 116 unités. Ils représentent 23,4% des infrastructures publiques de la région.

La distribution des infrastructures sur l'espace régional connaît un déséquilibre, avec une plus faible densité dans le département de Linguère.

La répartition des infrastructures publiques de santé suivant le département en 2019 montre globalement une plus grande concentration à Louga (41,2%). Les départements de Kébémer

et Linguère abritent respectivement 34,6% et 24,2% des infrastructures du public tous types confondus.

Contrairement aux infrastructures publiques, les structures sanitaires privées ont vu leur nombre s'accroître globalement de 9,4% entre 2018 et 2019. En effet, la région de Louga dénombre au total 58 infrastructures privées en 2019 contre 53 unités pour l'année 2018.

Les structures sanitaires privées sont constituées essentiellement par les officines de pharmacie (74,1%) réparties inégalement entre les trois départements : Louga 60,5% ; Linguère 20,9% et Kébémer 18,6% en 2019.

La répartition des structures sanitaires privées suivant le département montre que Louga abrite globalement la plus grande proportion soit 58,6%. Les départements de Linguère et Kébémer concentrent respectivement 22,4% et 19% des infrastructures privées.

Au regard de la couverture des infrastructures de santé, la Région de Louga demeure globalement bien loin des normes requises par l'Organisation Mondiale de la Santé (OMS). La distribution des infrastructures sur l'espace régional connaît un déséquilibre, avec une plus faible densité dans le département de Linguère.

Pour une prise en charge conforme aux normes de l'OMS, les ratios agents de santé/ population demeurent globalement très faibles au niveau de la région.

Malgré une amélioration au fil des années, 6,5% des accouchements se font à domicile. L'incidence du paludisme reste très faible dans la région. La couverture vaccinale est globalement satisfaisante. Les écarts pourraient découler des erreurs de reporting ou même de rétention de données.

L'eau et l'assainissement

L'eau

L'alimentation en eau potable, dans la région de Louga en zone urbaine (Louga, Kébémer, Guéoul, Ndande, Dahra et Linguère) et certains villages le long des conduites adduction Lac de Guiers, est assurée par la SEN'EAU.

Par ailleurs, d'autres services techniques déconcentrés du ministère de l'Eau interviennent particulièrement dans la zone rurale de la région de Louga. Il s'agit :

- De la division régionale de l'hydraulique ;
- Des deux brigades des puits et forages ;
- Et de la subdivision de maintenance.

Dans la Région de Louga, en dehors de l'Etat du Sénégal central qui intervient dans la production et la distribution d'eau potable à travers le Budget Consolidé d'Investissement (Réalisation ouvrages de captage, Réalisation Château d'eau), plusieurs projets et programmes ont investi le secteur. Le tableau ci-dessous indique pour chaque intervenant son domaine d'intervention :

Autre intervenant	Mission
Programme d'urgence de Développement Communautaire (PUDC)	Réalisation de forages multi villages
PASEPAR	Réalisation de forages multi villages
Projet Sectoriel Eau et Assainissement (PSEA)	Réalisation de forages multi villages
Programme national pour le Développement Local (PNDL)	Réalisation de Réseaux d'adduction d'eau potable, Construction de château d'eau
Programme d'Appui aux Filières Agricole-Extension (PAFA-E)	Réalisation de forages multi villages, réalisation d'adduction d'eau
Programme Saoudien	Réalisation de forages multi villages
PASA LOUMAKAF	Réalisation de forages multi villages
FADEC	Réalisation de forages multi villages
PLAN SENEGAL	Réalisation de forages multi villages
AXA / SOS SAHEL	Réalisation d'unités de potabilisation

Les infrastructures de la SEN'EAU pour assurer le service public d'eau dans la région de Louga:

- L'usine de Keur Momar SARR de capacité de production de 130 000 m3/jour
- 3 forages alimentant la ville de Louga
- 2 forages alimentant la ville de Dahra
- 1 forage alimentant la ville de Linguère
- 1066 km de réseau d'eau de diamètre DN 300 à DN 63
- 4 réservoirs de stockage à Louga Ville (3x 400 m3 ; 1 x 1100 m3)
- 3 réservoirs de stockage à Kébémer (1 x 80 m3 ; 1 x 100 m3 ; 1 x 400 m3
- 1 Réservoir de stockage à Guéoul (1 x 350 m3)
- 3 réservoirs de stockage à Dahra (1 x 250 m3 ; 1 x 150 m3 ; 1 x 500 m3)
- 2 réservoirs de stockage à Linguère (1 x 1000 m3 ; 1 x 300 m3)

Les centres de Guéoul, Kébémer et Ndande sont alimentés par raccordement sur l'adduction lac de Guiers qui dessert Dakar.

Le milieu urbain de la région de Louga compte au total 30 184 abonnés en 2019 au réseau d'eau de la SEN'EAU contre 29 016 abonnés pour l'année 2018, d'où une variation positive de 4% du nombre total d'abonnements. Suivant le type, les privées présentent de loin la plus grande proportion avec 97,3% des branchements en 2019 contre 97,2% en 2018. Les Gros consommateurs et l'Administration représentent respectivement 1,6% et 1,2% des abonnements, quelle que soit l'année.

A en croire à la direction de la SEN'EAU, pour la période de 2018 à 2019, le réseau d'eau potable s'est accru de 2,2% de sa longueur (soit 14 839 mètres en termes absolus) sur l'ensemble du territoire urbain de la région de Louga. En effet, le réseau est passé de 663 746 mètres en 2018 à 678 585 mètres pour l'année 2019. En termes de réseaux d'eau, les localités de Louga et Dahra demeurent les plus desservies avec respectivement 42,1% et 20,3% du réseau total.

La production totale d'eau potable en milieu urbain a connu une augmentation de 5,5% (soit 332 413 m3) en passant de 6 055 118 m3 à 6 387 531 m3 entre 2018 et 2019. Au même moment,

la consommation d'eau en milieu urbain s'est accrue de 4,8% dans la région. En effet, la consommation est passée de 5 468 006 m3 en 2018 à 5 724 729 m3 en 2019.

En termes d'infrastructures hydrauliques rurales, la Région de Louga compte 309 ouvrages en 2019 contre 301 ouvrages en 2018. Les infrastructures sont inégalement réparties entre les trois départements de la région de Louga. Le département de Linguère concentre la plus importante proportion des forages avec 52,4% contre 25,2% et 22,3% respectivement pour les départements de Kébémer et Louga. Le nombre de bornes fontaines s'est également accru de 8,3% dans la région en passant de 4244 à 4596 unités entre 2018 et 2019. En outre, pour la même période, le nombre de villages raccordés est passé de 3269 à 3507 villages, soit une variation positive de 7,3%. Toutefois, les puits hydrauliques n'ont pas connu de variations, la région compte 512 puits au total, quelle que soit l'année.

La région de Louga présente un taux global de 92,3% d'accès à l'eau en 2019 comparativement en 2018 avec un taux global de 91,8%. En dépit de ces résultats obtenus en termes d'accès à l'eau, le taux reste toutefois en-deçà de la norme ODD.

L'assainissement

Les systèmes d'assainissement existant dans la région sont l'assainissement collectif dans une partie de la ville de Louga et l'assainissement autonome dans le reste de la région. Par rapport à l'organisation du sous-secteur, deux composantes sont à distinguer ; l'assainissement urbain et l'assainissement rural.

Des difficultés subsistent dans l'estimation des indicateurs d'accès à l'assainissement urbain au niveau régional. Par contre pour ce qui est de la commune de Louga, le niveau des branchements sociaux a connu une hausse sensible entre 2018 et 2019 grâce à la mise en œuvre du « programme d'assainissement des 10 villes ».

Il est à noter que dans la commune de Louga les taux de traitement des eaux usées et de disponibilité des stations ont atteint 100%. Le nombre d'abonnés aux réseaux d'assainissement s'est accru de 35,4% en passant de 4223 à 5719 abonnés pour la période de 2018 à 2019. L'accroissement du nombre d'abonnés a occasionné un rehaussement de 10 points pourcentage du taux d'accès à l'assainissement qui est passé de 36% à 46% dans la commune.

Le taux d'accès à l'assainissement rural a connu une hausse entre 2018 et 2019, passant de 54,6% à 56%. Cette progression de 1,4 point est surtout le fait du PSEA (Programme Sectoriel Eau Assainissement) qui a doté 892 ménages de la région en ouvrages d'assainissement amélioré. Par ailleurs l'analyse spatiale de la situation de l'accès à l'assainissement dans la région révèle l'existence d'importantes disparités entre les départements. En effet, Linguère reste le département le plus faiblement pourvu avec un taux d'accès en légère baisse de 37,3 à 37% entre 2018 et 2019. En revanche Kébémer affiche les meilleurs taux avec une progression nette 1,1 points entre les deux années (de 68,8 % à 69,9 %). Il est suivi de Louga dont le taux d'accès suit une tendance similaire passant de 58,3 % à 58,6%.

Il est toutefois à noter qu'en dépit de la hausse du taux d'accès au niveau régional, celui-ci 'est en deçà de l'objectif 2019 de la feuille de route Post-OMD du secteur qui est de 57%. Ce

qui signifie des efforts supplémentaires doivent être fait pour installer durablement la région dans la voie de l'atteinte des ODD.

L'urbanisation et l'habitat

Comme la majeure partie des régions du Sénégal, la région de Louga est très peu urbanisée. Pour l'année 2019, elle affiche un taux d'urbanisation global de 21,9% qui reste en-dessous de la moyenne nationale (42,7% en 2019). Le taux d'urbanisation régional connaît une augmentation de 0,9% entre 2018 et 2019.

Sur l'ensemble des départements de la région, celui de Louga se montre étant le plus urbanisé et affiche un taux d'urbanisation de 30% en 2019 largement en-dessus de la moyenne régionale. Depuis l'année 2017, ce taux n'a pas varié. Le département de Linguère présente un taux d'urbanisation qui avoisine la moyenne avec 20,6%. Cependant, le département de Kébémer est très faiblement urbanisé avec seulement 10,8%.

Le service régional d'urbanisme de Louga a enregistré au total 138 demandes d'autorisation de construire pour l'année 2019 contre 136 demandes en 2018. Cette légère augmentation correspond à une variation positive de 1,5%. Les demandes enregistrées dans le département de Louga représentent 97,1% de l'ensemble des demandes enregistrées dans la région. Le département de Linguère n'a obtenu que 2,9% des demandes d'autorisation de construire, soit 4 demandes en valeur absolue.

En termes d'autorisations, 10 ont été délivrées dans l'ensemble de la région de Louga en 2019 contre 53 autorisations pour l'année 2018, d'où une baisse considérable de 81,1%. Environ 70% des autorisations ont été délivrées dans le département de Louga tandis que les départements de Linguère et de Kébémer n'ont bénéficié que de 20% et 10% des autorisations respectivement.

Dans la région de Louga, 6 autorisations de construire sont destinées pour des besoins d'habitations, 7 autorisations à des établissements commerciaux. Il est à noter qu'aucune autorisation n'a été destiné aux lieux de cultes ni aux établissements touristiques en 2019.

La culture

Le nombre d'infrastructures dédiées à la culture dans la région de Louga est passé globalement de 11 unités en 2018 à 14 unités pour l'année 2019, soit une augmentation de 27,3% en valeurs relatives. En réalité, le sous-secteur de la culture a bénéficié de l'ouverture de 4 nouvelles infrastructures culturelles en 2019 malgré la fermeture d'un (1) Centre de Lecture et d'Animation Culturelle (CLAC).

Les infrastructures culturelles dans la région de Louga sont constituées majoritairement de Théâtres, salle et aire de spectacle (35,7%), de Bibliothèques et centre de documentation (28,6%). Les Centres culturels et les Studios d'enregistrement représentent également (28,6%). La région ne dispose que d'un (1) seul musée, soit 7,2% des infrastructures culturelles.

Le patrimoine culturel de la région de Louga est riche de sites et monuments historiques classés par arrêté N°12.09.2007/MCPHC/DPC de septembre 2007 répartis entre les départements.

Ainsi, le département de Louga concentre d'importants sites dont l'Ancienne Caserne de l'Artillerie, la Poste, la Gare Ferroviaire et le Kadd Gui en face de cette gare. De plus, le site historique de « Toundou Diéwol » et le Daara de Coki représentent de lieux monumentaux tout aussi importants.

A Linguère nous retrouvons le Tata d'Alboury Ndiaye à Yang-Yang, les Ruines du Poste Militaire de Faidherbe, la Résidence Royale de Yang-Yang, la Stèle représentant la Mosquée du Tata de Yang-Yang et là celle du Champ de Bataille de Guillé à Mbeulekhé.

Quant au département de Kébémer le Quai de Kébémer la Gare Ferroviaire de Ndande, le Puits de Kalom à Ndande, la Tombe de Kocc Barma Fall à Ndiongué Fall, les Champs de Bataille de Dékheulé et ceux de Loro.

En dehors de ce patrimoine classé par le Ministère en charge de la Culture, il existe d'autres sites qu'il convient de signaler.

- Dans le département de Louga : le village de Beul Gueye, les Champs de Bataille de Samba Sadio, le Sanctuaire de Ouarack, la Maison d'Abdoulaye Ndiaye dernier Tirailleur Sénégalais à Thiowor.
- Dans le département de Kébémer : les Forges de Kabdou, le village de Sanghe, le Mausolée de Modou Rokhaya Fall , le Penc de Macodou Sall à Sagatta.
- Dans le département de Linguère : le Mausolée de Bouna Alboury Ndiaye, les Champs de Bataille de Ndiamé Ndiaye, le Village Affé Djolof.

La gestion des déchets

Dans toutes les communes de la région de Louga, la problématique de la préservation et de l'amélioration du cadre de vie se pose avec acuité. En effet, le système de ramassage quotidien des ordures se fait particulièrement dans certaines communes comme Louga, Kébémer, Darou Mousty, Niomré, Linguère, Dahra et Ndande.

Il faut noter que dans la région, la prolifération de dépotoirs d'ordures qui dégradent et pollue le cadre de vie et cette situation est due à l'absence de décharges publiques contrôlées dans toutes les communes. Néanmoins des efforts sont faits par certaines collectivités territoriales avec l'appui de la coopération décentralisée et celui des services techniques pour la réalisation de décharges publiques contrôlées. C'est ainsi que les Communes de Louga, Darou Mousty, Ndande et Guéoul ont eu à construire de décharges publiques contrôlées et qui sont fonctionnelles.

Les déchets biomédicaux, on constate que les différentes structures sanitaires de la région ne disposent pas de technologie de gestion rationnelle. Les déchets sont brûlés dans des fosses ou mis en décharge publique. On les retrouve même quelquefois dans les dépotoirs sauvages. Cependant, on constate l'utilisation d'incinérateurs au niveau des infrastructures hospitalières qui ne sont pas au norme et ne respectant pas ainsi la sécurité et la protection de l'environnement.

Comparer à l'année 2018, où il existait qu'une seule décharge publique contrôlée pour le compte de la commune de Ndande, la région dispose de deux (02) autres décharges publiques contrôlées au niveau des communes de Louga et Darou Mousty. Une quatrième décharge contrôlée est en cours de réalisation dans la commune de Guéoul.

Donc avec le programme « zéro déchets » et les « cleaning days », des initiales sont en cours au niveau des collectivités territoriales pour la mise en place de décharges publiques contrôlées.

Profil économique

La région de Louga est une zone à vocation essentiellement agropastorale. En effet, l'économie régionale dépend essentiellement de l'agriculture et de l'élevage et dans une moindre mesure de la pêche du fait de la rareté des ressources halieutiques. Mais Louga est aussi une région de longue tradition culturelle. C'est une région à économie très fluctuante qui vacille selon les performances ou contreperformances des activités rurales, qui, malgré la dégradation constante de l'environnement, arrivent à réaliser certains résultats intéressant.

L'agriculture

Le secteur agricole est coiffé par la DRDR au niveau régional et par le SDDR au niveau départemental. D'autres intervenants sont également présents dans le secteur. C'est le cas du PASA/LouMaKaf, du PAFA-E, et de l'ANCAR.

La région dispose en moyenne de 63 magasins de stockage des intrants et matériels agricoles avec au moins un magasin par commune. On note également 22 fermes agricoles mises en place par le PASA.

Le mil, le sorgho, le maïs et le riz dans une moindre mesure sont les principales céréales cultivées dans la région de Louga. La production céréalière globale de la région de Louga a diminué en moyenne de 36% entre les campagnes agricoles 2017/2018 et 2018/2019 passant de 84384 tonnes à 53697 tonnes.

Dans la région de Louga, le mil demeure de loin la céréale la plus importante en termes de production. Il constitue en effet 71,2% de la production céréalière régionale en 2019 et environ 94% pour la campagne 2017/2018.

Les cultures industrielles permettent de diversifier et de valoriser la production agricole. Elles sont généralement des cultures de plein champ et favorisent le développement des revenus des exploitants agricoles ainsi que l'activité économique des zones rurales.

Durant la campagne 2018/2019, la région de Louga a produit 104 567 tonnes d'arachide, 157 650 tonnes de pastèque, 76 530 tonnes de manioc ainsi que des quantités non négligeables en sésame et en Béref.

Tous les trois départements se sont distingués dans la production d'arachide et particulièrement celui de Linguère avec plus de 41% de la production régionale.

Les départements de Louga et de Linguère ont porté la production régionale de pastèque avec respectivement des pourcentages de 42,6% et de 45,5%. Durant la campagne 2018/2019, même si on note d'importantes quantités produites d'arachide et de Béref ; les productions de ces deux spéculations ont connu respectivement des baisses de 41,3% et 4,2% par rapport à la campagne précédente.

Les contraintes présentes dans le secteur sont :

- L'irrégularité de la pluviométrie et sa mauvaise répartition ;
- La présence endémique des ravageurs des cultures comme l'espèce Amsacta SP et les pucerons au niveau de la région ;
- Les moyens limités de la DRDR et SDDR pour le suivi des activités comme le maraichage.

L'élevage

La région de Louga bénéficie de la présence de grands projets d'élevage tels que le PASA LouMaKaf, le PAFA-E, le PRAPS qui ont construit des bergeries, chèvreries et poulaillers afin d'augmenter le rendement des espèces à cycle court. De même, l'installation des forages a impacté sur l'accès à l'eau.

Entre 2018 et 2019, aucune évolution des effectifs du cheptel n'est notée dans la région de Louga. L'espèce bovine qui occupe 43% de l'ensemble des effectifs du cheptel est la plus représentée dans la région. Elle est suivie de près par l'espèce caprine qui représente 38% des effectifs du cheptel en 2019.

Cependant l'élevage fait face à des contraintes au nombre desquelles :

- La transhumance ;
- La récurrence des feux de brousse ;
- L'obsolescence des matériels de vaccination ;
- L'insuffisance et la vétusté de parcs de vaccination ;
- Le refus de vaccination de certains éleveurs ;
- L'insuffisance voire l'absence de moyens logistiques ;
- L'insuffisance de la chaine de froid ;
- L'insuffisance des infrastructures pastorales ;
- La gestion inappropriée des zones agro-pastorales ;
- L'insuffisance de circuits modernes de transformation et de commercialisation des produits de l'élevage.

La pêche

La Région de Louga ne dispose d'aucune usine de transformation de produits halieutiques. Au titre des infrastructures de pêche, il convient de noter l'existence de deux (2) quais, un (1) à Lompoul (département de Kébémer) et un autre à Potou (département de Louga).

Le seul site de transformation artisanale aux normes est localisé dans le département de Kébémer qui abrite aussi l'unique marché moderne de poisson de la Région de Louga. Les départements de Kébémer et de Louga comptent chacun un complexe frigorifique et une fabrique de glace.

Au total, la pêche artisanale dans la Région de Louga est pratiquée sur seize (16) sites (pêche continentale et pêche maritime) dont 14 sont situés dans le département de Louga soit 87,5%. Pour l'essentiel, les villages de pêcheurs concernent la pêche continentale avec 68,8% des sites de la région en 2019 contre 31,2% pour le volet maritime.

La pêche continentale est pratiquée exclusivement dans le département de Louga notamment dans l'arrondissement de Keur Momar Sarr avec la présence du Lac de Guiers.

Le nombre de pêcheurs dénombrés dans la Région de Louga en 2019 s'élève à 1728 agents, soit une baisse de 27% par rapport à l'année précédente.

Plus de 7 pêcheurs sur dix (72%) s'activent dans la pêche maritime. La pêche continentale concerne 28% du total de la région.

Le département de Kébémer concentre plus de la moitié des pêcheurs dénombrés en 2019 dans la Région de Louga soit 59,6% contre 40,4% pour le département de Louga. 83% des pêcheurs du volet maritime exercent leur activité dans le département de Kébémer contre 17% dans celui de Louga. La pêche continentale ne concerne que le département de Louga.

Globalement les embarcations enregistrées en 2019 s'élèvent à 506 unités soit une baisse de 3% comparativement à l'année précédente. Plus de la moitié des embarcations se trouvent dans le département de Kébémer avec 59%, contre 41% dans le département de Louga. Les embarcations recensées sont composées de pirogues à moteurs qui représentent 68% et de pirogues à voile 32% en 2019

En 2019, 3048 engins de pêche ont été répertoriés dans le Région de Louga contre 2099 unités en 2018 soit une hausse relative de 31%. Environ sept (7) engins de pêche sur dix(10) se trouvent dans le département de Kébémer (73% contre 60% en 2018).Le département de Louga concentre 27% des engins de pêche en 2019 contre 40% en 2018, soit une baisse relative de 13%.

Les engins de pêche sont constitués de filets dormants (43%), de filets maillants encerclant (29%), filet maillant dérivant 29%, et de ligne (1%).

Le commerce

La Région de Louga est riche globalement de trente-huit (38) marchés dont onze (11) permanents (29%) et vingt-sept (27) hebdomadaires (71%). Le département de Linguère concentre 39% des marchés de la région, tous types confondus. Les départements de Louga et Kébémer abritent respectivement 32% et 29% des marchés recensés dans la région. Les marchés hebdomadaires sont localisés, pour une plus grande partie, dans le département de Linguère soit 48% contre 30% et 22% respectivement dans les départements de Louga et Kébémer. Le département de Kébémer est le siège de 45,4% des marchés permanents de la région contre 36,4% à Louga et 18,2% à Linguère.
La Région de Louga compte en 2017 un effectif de 766 commerçants, tous types confondus, dont 93% de détaillants et 7% de demi-grossistes. La région ne compte aucun commerçant grossiste (ANSD, SES Louga 2017).

L'artisanat

La population artisanale de la région de Louga est estimée à 60 000 artisans dont 45.000. Presque tous les métiers artisanaux figurant au répertoire national des métiers sont exercés dans la région de Louga. Cependant, on note une prédominance de 32 corps de métiers dont les métiers du textile et de l'habillement qui regroupent 43% des unités artisanales, les métiers du bâtiment (19%) et les métiers de la transformation (16%).

La classification socioéconomique des artisans inscrits à la Chambre de Métiers de Louga montre que, plus de la moitié (51%) des entreprises artisanales sont dans la production.

Vient ensuite l'artisanat d'art qui concerne surtout les Très Petites et Micros Entreprises Artisanales (TPMEA) concentrant près des 2/5 des effectifs (soit 39%) et l'artisanat de service qui regroupe 10% des entreprises artisanales.

Au regard de la répartition des entreprises artisanales par département, on constate que le département de Louga concentre plus de la moitié (53%) des unités artisanales de la région. Il est suivi par le département de Kébémer qui abrite 25% des entreprises artisanales. Le département de Linguère qui concentre 22% des effectifs reste le moins bien loti en entreprises artisanales.

L'artisanat représente une des mamelles de l'économie régionale à côté des activités agro pastorales. Il joue un rôle important dans l'économie de la région de Louga avec la création de milliers d'emplois et de valeur ajoutée. Par ailleurs, il contribue à la formation qualifiante et à l'insertion de nombreux jeunes souvent exclus du système scolaire et constitue une alternative à l'émigration clandestine.

Cependant, la contribution de l'artisanat à l'économie régionale demeure faible comparativement aux énormes potentialités et atouts dont dispose la région qui jouit par ailleurs d'une longue tradition artisanale et culturelle. S'il veut occuper une place de choix dans l'économie de la région en termes de création de richesses et de contribution au PIB régional, le secteur de l'artisanat doit faire face à un certain nombre de défis d'ordre organisationnel et managérial, d'encadrement technique, de formation et d'équipement des acteurs, de financement et de promotion des produits artisanaux.

Malgré l'importance du nombre d'entreprises existant, peu sont inscrites au répertoire des Métiers, bien l'immatriculation au Registre de Métiers n'est pas obligatoire.

A cela aussi, il y a lieu d'ajouter l'inexistence de donnée statistiques fiables aussi bien au niveau national que régional.

L'absence de données statistiques sur la situation de l'artisanat, nous oblige à l'analyser à partir du répertoire des Métiers, tenu à la Chambre de Métiers de Louga.

L'artisanat reste le secteur économique le plus diversifié au niveau régional et constitue le seul creuset de formation professionnelle de la région. Actuellement les jeunes reçoivent grâce à l'artisanat le bagage nécessaire pour s'assurer un avenir professionnel.

L'apprentissage dans le secteur artisanal est la seule forme de formation professionnelle qui existe dans la région. La durée de l'apprentissage est plus ou moins longue (5 à 12 ans) suivant les corps de métiers.

Quelques contraintes ont été notées dans le secteur et se dessine comme suit:

- Contraintes liées à la Production
- Contraintes liées à la commercialisation
- Contraintes liées au financement
- Contraintes liées à l'organisation des acteurs
- Contraintes liées à l'insertion socio professionnelle des apprentis, des sortants de l'enseignement technique et de la formation professionnelle

Le transport

Le parc automobile de la Région de Louga, tous types confondus, s'est accru de 3,3% passant de 1110 à 1481 unités entre 2017 et 2018. La distribution du parc automobile selon le type en 2018 révèle une prédominance des voitures particulières qui constituent plus de la moitié soit 56%(52% en 2017). Les camionnettes et les motos (deux roues) concentrent respectivement 16% et 14% du parc régional (ANSD, SES Louga 2017).

Les autres composantes du parc automobile de la Région de Louga sont : les taxis interurbain (5%), les camions (2%), les semi-remorques (2%), les tracteurs routiers (3%), les taxis urbains (1%) et les autocars 8 places (1%).

Le principal axe routier de la région de Louga est constitué par la RN2 qui traverse plusieurs localités comme Kébémer, Louga, Guéoul et Louga. On y retrouve également d'autres corridors au nombre desquelles :

- La route Kébémer-Loumpoul ;
- La route Louge Keur Momar Sarr ;
- La route Louga-Dahra ;
- La route Kébémer-Darou Mousty, etc.

Les contraintes relevées dans le secteur du transport à Louga sont:

- L'étroitesse du réseau routier ;
- La vétusté du parc automobile ;
- Le mauvais état de certaines routes, etc.

2.2.2.10.5 Région de Fatick

La région de Fatick est limitée à l'Est par la région de Kaolack, à l'Ouest par l'Océan Atlantique, au Nord par la région de Diourbel, au Nord-Ouest par la région de Thiès et au Sud par la Gambie. Elle s'étend sur une superficie de 6685 km². Elle est organisée administrativement en:

- Trois (03) départements : Fatick, Gossas et Foundiougne ;
- Neuf (09) arrondissements : Ndiob, Fimela, Niakhar, Tattaguine, Djilor, Niodior, Toubacouta, Colobane, Ouadiour;
- Quarante (40) communes depuis l'entrée en vigueur de l'acte III de la décentralisation qui a consacré la communalisation intégrale.

Profil démographique

En 2022, la population de La région de Fatick est évaluée à 965 912 habitants dont 485 656 femmes (ANSD, projection 2022). La densité de sa population est de 144 habitants/km². Cependant, la population de la région de Fatick est inégalement répartie entre les départements de ladite région. En effet, la capitale administrative de la région, Fatick, est le département le plus peuplé avec 47,5 % de l'ensemble de la population en 2022. Il est suivi par le département de Foundiougne (39,1 %) et celui de Gossas est le moins peuplé (13,4%).

Tableau 12: Répartition de la Population de Fatick Selon le Sexe et la Circonscription Administrative

Circonscription administrative	Hommes	Femmes	Ensemble
Dép. FATICK	227 283	231 392	**458 675**
Dép. FOUNDIOUGNE	185 632	192 187	**377 819**
Dép. GOSSAS	65 336	64 078	**129 414**
Région de FATICK	**480 256**	**485 656**	**965 912**

Source : ANSD- RGPHAE Projections démographiques 2022

Profil social

L'éducation

La région de Fatick est caractérisée par la jeunesse de sa population qui accroît considérablement la demande potentielle en éducation. Après dix ans de mise en œuvre du PDEF, le système éducatif reste confronté à des problèmes d'efficacité et d'efficience. C'est ainsi, qu'à l'instar du pays, la région de Fatick est inscrite dans le cadre du Programme d'Amélioration de la Qualité, de l'Equité et de la Transparence dans le secteur de l'Education et de la Formation (PAQUET-EF). Ainsi en 2019, En 2019, le nombre d'établissements de la petite enfance est de 157 dont 61 garderies, 53 cases des tout-petits, 19 écoles maternelles, 19 classes préscolaires à l'élémentaire et 5 centres d'éveil. Suivant le statut, la région compte 89 établissements publics contre 68 établissements privés. Au niveau des cases des tout-petits, toutes les structures d'accueil de la petite enfance sont publiques. Par ailleurs, les classes préscolaires à l'élémentaire et les écoles maternelles sont essentiellement du secteur public. La région comptait 397 personnels, majoritairement composé de femmes (84,4%), pour 11 100 apprenants, majoritairement composée de filles (52,3%). Le taux brut de préscolarisation de la région de Fatick a connu une hausse de 0,7 point de pourcentage, en passant de 11,7% en 2018 à 12,4% en 2019.

En 2019, l'enseignement élémentaire de la région de Fatick enregistre 133 446 élèves inscrits dont 68 238 filles, soit 51,1%. Cet effectif est réparti dans 712 écoles élémentaires fonctionnelles. Suivant le statut, 94% des écoles élémentaires sont publiques. Les écoles privées occupent ainsi une faible proportion et sont au nombre de 42 dans la région. Quant à l'effectif du personnel enseignant à l'élémentaire, il est évalué à 4 549. Près de trois quarts des enseignants à l'élémentaire sont des hommes (73,2%) et une forte concentration s'est opérée au niveau public. Dans la même période, 169 établissements moyens et secondaires ont été dénombrés répartis en 98 établissements moyens (CEM), 5 établissements secondaires (lycée) et 66 établissements mixtes. Cependant, le secteur public occupe toujours la première place avec une part de 63,9% des établissements moyens et secondaires. Le corps enseignant des cycles moyen et secondaire de la région compte 2996 professeurs dont 2483 hommes (82,9%) et 5133 femmes (17,1%), pour un effectif de 75111 apprenants majoritairement composés de filles (53%).

Le secteur de l'éducation est confronté à des difficultés qui peuvent se résumer ainsi :

- La résistance à la scolarisation ;
- Le déficit de formation des personnels enseignant et administratif ;
- Le déficit des infrastructures surtout pour le préscolaire ;
- La pléthore d'abris provisoires au niveau élémentaire et moyen ;

- L'offre éducative non adaptée à la demande (Gossas et Foundiougne) ;
- Le déficit de fonctionnalité des comités et conseils de gestion (surtout échelle départementale et communale) ;
- Le déficit de moyens logistiques dans les IEF

La santé

En 2019, ladite région compte ainsi un (01) hôpital régional (EPS), huit (08) centres de santé, cent cinq (105) postes de santé, cent quatre-vingt-neuf (189) cases de santé. Concernant les structures de santé privées, un (01) cabinet médical privé, vingt-et-un (21) pharmacies privées, neuf (09) dispensaires privés catholiques, cinq (05) service santé militaire, onze (11) cabinets de soins/infirmeries privés, un (1) centre hospitalière de malades mentaux (DALAL XEL), un (1) centre de médecine traditionnelle (MALANGO) sont dénombrés. Les infrastructures sanitaires sont plus concentrées dans les départements de Fatick et Foundiougne. Ces infrastructures sont construites avant 2019.

Le secteur sanitaire de la région de Fatick est confronté à plusieurs contraintes liées à une insuffisance de poste de santé, de cases de santé et de personnel qualifié (sage-femme, infirmier, etc.), mais aussi à un manque d'équipements des cases de santé et une insuffisance et vétusté des ambulances médicalisées.

L'urbanisation et l'habitat

Dans la région de Fatick, la population urbaine réside dans les 9 communes que sont : Fatick, Diofior, Diakhao, Foundiougne, Passy, Sokone, Soum, Karang Poste et Gossas. En 2019, cette population, majoritairement constituée de femmes (69 169 contre 65 442 hommes), est estimée à 134 612 habitants sur 870 361 habitants de la région, soit un taux d'urbanisation de 15,5 %. Il faut noter que la population urbaine s'est plus concentrée dans les départements de Foundiougne (48,7%) et Fatick (39,8%) particulièrement dans les communes de Fatick, Sokone, Karang poste et Passy. Le reste (11,5%) réside dans le département de Gossas. En 2019, la région de Fatick compte 9049 parcelles nouvellement loties et 2294 parcelles attribuées. Ces lotissements concernent six (06) communes que sont : Toubacouta, Sokone, Djilor, Colobane, Diofior et Dionewar.

En ce qui concerne l'habitat, 212 demandes d'autorisation de construire ont été enregistrées à la Division Régionale de l'Urbanisme dont 178 autorisées, soit un taux d'acceptation de 83,96%. Ces demandes, qui étaient au nombre de 121 en 2018, ont ainsi augmenté de 75,21% en 2019. L'essentiel des demandes ont été enregistrées dans le département de Fatick (62,74%) en 2019. Par ailleurs, en 2019, près de deux tiers (63,4%) des demandes de construire sont destinées à l'habitation dans les zones de Fatick et Gossas. Quelques demandes de construction d'établissements touristiques (22,8%) et de lieux de culte (8,4%) ont été enregistrées durant cette année.

La culture

La région de Fatick dispose de 14 infrastructures culturelles en 2019 dont 9 dans le chef-lieu de département, 4 à Foundiougne et 1 à Gossas. En dehors du centre culturel régional, les autres infrastructures sont les bibliothèques et centre de documentation (04), le centre de lecture et d'animation culturelle, les aires de spectacle (03), les musées (02) et les studios

d'enregistrement (03). La région ne dispose pas de salle de cinéma, ni de manufacture et encore moins de galerie d'art pour les activités culturelles.

En ce qui concerne le patrimoine culturel, la région de Fatick est riche en sites et monuments historiques et lieux de mémoire. On peut citer à titre d'exemple :

- La Mosquée d'El Hadj Amadou DEME de Foundiougne ;
- Les Amas de Soukouta, situé en terre ferme à 1 km à l'Est du Bandiala (33 tumulus),
- Le Marigot de Danki, champ de bataille ;
- Les Vestiges de la Maison du Bour Sine Salmon Faye, village de Khodjil-Ndiongolor ;
- Mausolée de Maba Diakhou BA, à Mbel Fandane ;
- Le Xooy de Diakhao ou Yaa mack (Rite divinatoire pratiqué chaque année à la veille de l'hivernage) ;
- Le Ndiagnar (Danse traditionnelle de réjouissance dans les iles du Saloum).

La culture de la région est confrontée à un manque de formation des acteurs, à une faible implication des collectivités locales et à une insuffisance d'infrastructures culturelles (salle de spectacles, studio d'enregistrements, musée…).

L'eau et l'assainissement

Malgré la mauvaise qualité de l'eau dans certaines zones du Sine Saloum, la région de Fatick dispose de beaucoup de ressources en eau suffisantes pour l'alimentation de sa population. En effet, la production est passée de 1 732 062 m3 en 2017 à 1 996 457 m3 en 2018, soit une augmentation de 15,3% en valeur relative. Au cours de ces années, tout le volume d'eau produit est en excès par rapport à l'utilisation. Cependant, le volume d'eau consommé a aussi augmenté entre temps de 1,2% et cela peut se justifier avec l'accroissement de 3,4% de la population urbaine de Fatick. Par ailleurs, la longueur des réseaux d'adduction à l'eau Potable (AEP) est de 182 210 en 2017 et 7 144 m y ont été ajoutée en 2018.

La société des eaux (SDE) compte 9 432 abonnés dans la région en 2018 contre 9 170 en 2017, soit une hausse de 3%. La majeure partie de ces abonnés sont du privé (95,2%). Le nombre de clients officiels et pour les affaires ne représente que 2,7% et 2,2%, respectivement. Près de la moitié des abonnés du SDE à Fatick sont localisés dans le département de Fatick, soit 49,4% en 2017 et 49,6% en 2018.

La gestion des déchets

Il n'existe pas de décharges contrôlées et autorisées dans la région de Fatick. Aucune décharge de la région ne répond aux normes d'aménagements prévus à cet effet par les lois et règlements du Sénégal, en particulier le Code de l'Environnement pour accueillir les déchets des différentes circonscriptions de la région.

Pour ce qui concerne les déchets liquides à savoir les eaux usées, c'est la même situation qui est notée. Les eaux usées domestiques sont rejetées dans la nature sans aucune forme de traitement préalable. Néanmoins dans le cadre de l'amélioration des conditions de vie des populations, une station d'épurations est en cours de finalisation et bientôt sera fonctionnel au niveau du département de Fatick.

Profil économique

L'agriculture

En 2019-2020, la Production Céréalière (mil, sorgho, maïs et riz pluvial) a connu une hausse de 12% par rapport à l'hivernage 2018-2019. Elle est évaluée à 264 069 tonnes. Dans la région de de Fatick, le mil demeure de loin la céréale la plus importante en termes de production. Il constitue en effet 68,92% de la production céréalière régionale en 2019. Le maïs, vient loin derrière le mil avec 22% de la production céréalière. La production du Sorgho et du riz pluvial se chiffre respectivement à 5,38% et à 3,70% de la production céréalière régionale.

En 2018-2019, l'Arachide est la principale culture de rente, occupe 15,46 % des superficies totales cultivées et représente 15,20 % de la production nationale. En outre, 175 399 ha sont exploités pour une production de 228 149 tonnes de graines dans la région de Fatick. Ces résultats placent la région au second rang au niveau national. En 2019-2020, la Production arachidière a enregistré une augmentation de 5% par rapport à la campagne de 2018-2019. En effet, la production régionale a atteint 239 750 tonnes de coques contre 228 149 tonnes en 2018-2019. La région conserve toujours son second rang à l'échelle nationale comme ce fut le cas en 2018-2019. Les autres performances réalisées concernent les cultures telles que le niébé, le manioc, la pastèque et le sésame avec les résultats déclinés ci-dessous :

- Niébé : 21 280 ha/12 045 t (4ème rang)
- Manioc : 4 390 ha/46 261 t (5ème rang)
- Pastèque : 6 000 ha/55 050 t (7ème rang)
- Sésame : 5 150 ha/2 540 t (3ème rang)

En ce qui concerne le maraichage, d'après la DAPSA, 450 tonnes de Gombo sont obtenues au niveau régional en 2019-2020. Par ailleurs, 387,635 tonnes d'Oignon sont produites par le Réseau des producteurs de Keur Samba Guèye dans le département de Foundiougne.

Malgré que l'agriculture soit la principale activité économique de la région, elle est confrontée à différents problèmes qui ralentissent son développement. On peut citer :

- La vulnérabilité aux aléas climatiques à cause de sa forte exposition à la variabilité pluviométrique ;
- La salinisation des terres (27% de la superficie régionale) surtout dans le département de Fatick ;
- La baisse de fertilité et Pauvreté des sols notée surtout dans les départements de Gossas et de Fatick ;
- Le problème de sécurisation des périmètres maraîchers :
- Les difficultés d'accès au crédit agricole pour les producteurs et leurs organisations ;
- L'enclavement de beaucoup de zones de production surtout les zones insulaires ;

L'élevage

La région de Fatick est constituée de trois (03) Institutions Départementales des Services Vétérinaires (IDSV) sous la tutelle d'une Institution régionale des Services Vétérinaires (IRSV). De 2018 à 2019, aucune évolution du personnel des services vétérinaires n'a été notée. Ces services sont composés de 30 agents dont 17 agents techniques d'Elevage, 7 ingénieurs des travaux d'Elevage et 2 docteurs vétérinaires. La plupart d'entre eux (3/4) sont de sexe masculin.

Dans la région de Fatick, le cheptel est estimé à 1 270 520 bestiaux en 2019 contre 1 240 908 en 2018, soit une hausse de 2,4%. Cette hausse est observée au niveau de chaque espèce.

En sus, durant ses périodes, plus de la moitié du cheptel appartiennent à la famille des ovins ou caprins (59%). Il s'en suit les bovins qui représentent 21% de l'effectif total puis les porcins avec une proportion de 9%. Les espèces équines et asines viennent en dernière position avec respectivement une part de 7% et 4%. Par ailleurs, les volailles sont surtout représentées, dans la région, par les poulets traditionnels et quelques dindes, les canards et dans une moindre mesure les pigeons achetés au niveau des marchés hebdomadaires. Ainsi, 2 234 058 têtes ont été dénombrées en 2019 contre 2 164 509 têtes en 2018, soit une hausse de 3,2%.

Selon la circonscription administrative, en 2018 et 2019, le département de Fatick apparaît comme la principale zone d'élevage de la région avec une proportion de 40% du bétail contre 31% et 29% pour Gossas et Foundiougne, respectivement. La même tendance s'observe avec la répartition spatiale des avicoles où 43% des volailles sont localisées dans le département de Fatick, 29% à Gossas et 28% à Foundiougne.

La pêche

Dans la région de Fatick, l'essentiel des services de la pêche se concentre au niveau du département de Foundiougne avec une proportion de 71,4% en 2018. Les services de pêche de la région sont composés de 10 postes de contrôle, 09 Conseil Local de Pêche Artisanale (CLPA), 03 Comité Local de Pêche (CLP), 01 centre de pêche et 01 centre de surveillance côtière.

Tableau 13: Répartition des services selon le département en 2018

Départements	Postes de contrôle	CLPA	CLP	Centre de pêche	CENTRE COTIERE
FATICK	3	2	1	1	1
FOUNDIOUGNE	7	7	2	1	0
Total	10	9	3	1	1

Source : SES Fatick 2017-2018

En ce qui concerne les infrastructures de pêche, la région compte 01 quai de pêche, 03 unités de fabrique de glace, 01 marché moderne aux poissons, 01 quincaillerie maritime et 01 centre de pêche. En 2018, les services de pêche de la région comptent 33 agents dont 24,2% de femmes. Il est composé de 4 ingénieurs de pêches, 04 techniciens supérieurs des pêches, 07 agents techniciens de pêches (tous des hommes) et 18 ASP dont 7 femmes.

Il faut souligner l'absence de docteur vétérinaire parmi ce personnel.

S'agissant de la pêche artisanale maritime de la région de Fatick, elle se caractérise en 2018, par un parc piroguier composé de 11 32 pirogues actives, soit une baisse de 169 pirogues par rapport à l'année 2017. Le nombre de pêcheurs quant à lui, a connu une progression très importante de 34% entre 2015 et 2018 liée au retour des pirogues basées en Mauritanie. Il s'est stabilisé cette année passant de 71 177 pêcheurs 2016 à seulement 71 531 pêcheurs en 2017 (soit 0,5% d'évolution). Les poissons, les mollusques et les crustacés sont les trois groupes zoologiques les plus exploités dans la région.

A l'image de la situation du secteur des pêches au Sénégal, les pêcheries de la région de Fatick sont confrontées à des problèmes d'ordres divers liés notamment :

- La durabilité de la ressource liée à sa mauvaise exploitation (mauvaises pratiques de pêche) et aux conditions d'existence des acteurs ;
- L'insuffisance ou l'absence d'infrastructures adaptées dans la plupart des localités du Saloum, les conditions difficiles de travail des femmes transformatrices, la faiblesse des revenus (femmes transformatrices et pêcheurs), l'accès difficile aux crédits formels et la présence d'un système informel de financement des étrangers (guinéens, burkinabés et maliens) peu avantageux pour les autochtones.

Le commerce

En 2019, le nombre total de marchés répertoriés dans la région est de 46 dont 27 permanents et 19 hebdomadaires. On note que les départements de Fatick et de Foundiougne sont les plus dotés. Ils disposent respectivement de 11 et 9 marchés permanents et de 8 et 7 marchés hebdomadaires. En revanche, le département de Gossas a comptabilisé 11 marchés dont 7 permanents.

Tableau 14 : Répartition des marchés selon le statut et le département en 2019

Infrastructures	Départements			Total
	Fatick	Foundiougne	Gossas	
Marchés permanents	11	9	7	27
Marchés hebdomadaires	8	7	4	19
Total	19	16	11	46

Source : SES Fatick 2019

Le secteur du commerce est à un niveau de développement très faible dans la région Il reste dépendant dans son approvisionnement des régions de Kaolack, Diourbel, Thiès et Dakar. Cette situation pourrait s'expliquer par le fait que la région ne dispose d'aucune infrastructure industrielle d'envergure. Seules les microentreprises s'activant dans la transformation des produits agricoles, des produits de la pêche et du traitement du sel y sont installées.

L'artisanat

La région de Fatick dispose d'un seul village artisanal localisé dans le département de Fatick. Le village artisanal joue un rôle important pour la vulgarisation et l'écoulement des produits artisanaux. Il est aussi un moyen attractif de touristes. De ce fait, des politiques doivent être menées allant dans le sens de doter chaque département de villages artisanaux.

En 2019, Le nombre d'artisans inscrits à la chambre des métiers de Fatick s'élève à 8 635 contre 8 137 en 2018, soit une hausse de 6,12%. Selon la forme juridique, la plupart des inscrits en 2019 sont des entreprises individuelles artisanales (97,7%) et le reste des GIE (2,3%).

Suivant la circonscription administrative, plus de la moitié de ces artisans (58,4%) sont localisés dans le département de Fatick. Le département de Foundiougne regroupe 25,4% et celui de Gossas 16,1%. Une analyse de la répartition entreprises individuelles du secteur de l'artisanat suivant la classification socio-économique permet de constater que plus de la moitié du nombre de ces artisans (59,4%) évoluent dans le domaine de la production. Le reste œuvre dans l'artisanat artistique et créatif (23,5%) et les activités de service (17%).

L'artisanat joue un rôle régulateur de premier plan dans le développement socio-économique et représente une part importante de l'activité économique de la région. Toutefois, ce secteur est souvent oublié dans les différentes stratégies de lutte contre la pauvreté malgré son fort potentiel.

Le tourisme

Le tourisme connait depuis 2015 une nouvelle dynamique. Dans la région de Fatick, le nombre d'entrées de touristes enregistrés en 2018 s'élevait à 18 564 contre 20 385 en 2019 soit une hausse de 9,81%. En effet, la région offre un large éventail d'établissements d'hébergement touristique. Avec une répartition sensiblement égale en termes de nombre de réceptifs entre les départements de Foundiougne et de Fatick. Le département de Gossas reste le seul à ne pas disposer de structure d'hébergement touristique. En 2019, la région a enregistré une légère augmentation du nombre de structures d'hébergement passant de 103 en 2018 à 109 en 2019 soit une augmentation de 15% en valeur relative. Cette augmentation de réceptifs a permis d'augmenter la capacité d'accueil, passant de 1064 chambres et 2087 lits en 2018 à 1143 chambres et 2238 en 2019 soit une augmentation respective de 6,9% et 6,7%.

2.2.2.10.6 Région de Ziguinchor

La région de Ziguinchor est située à 12°33' Latitude Nord et 16°16' de Longitude Ouest, déclinaison magnétique 13°05. Elle est limitée au Nord par la République de Gambie, au Sud par la République de Guinée Bissau, à l'Est par les régions de Kolda et Sédhiou et à l'Ouest par l'Océan Atlantique.

Elle est née de la réforme administrative de juillet 1984 qui scinde l'ancienne région de la Casamance en deux entités administratives : la région de Kolda et celle de Ziguinchor. Elle est composée de 3 départements (Bignona, Oussouye et Ziguinchor), de 8 Arrondissements, de 30 Communes et d'environ 502 villages.

Profil démographique

Les projections démographiques officielles, estiment la population de la région de Ziguinchor à 729 951 habitants en 2022 (environ 4% de la population du Sénégal). En effet, la population de la région de Ziguinchor ne cesse de s'accroître depuis 1976, année du premier recensement de la population du Sénégal. Le taux d'accroissement le plus élevé est noté entre 1976 et 1988 et s'établit à 4,0%.

Le département de Bignona concentre la majeure partie de la population avec une part estimée à 46% de la population totale. Il est suivi de celui de Ziguinchor qui compte 330 003 habitants et représente 45% de la population totale. Oussouye est le moins peuplé et ne représente que 9% de la taille totale de la population de la région. Suivant le sexe, il a été noté une supériorité numérique des hommes sur les femmes autant selon le milieu de résidence que le département.

Tableau 15 : Répartition de la population de Ziguinchor selon le sexe et la circonscription administrative

Circonscription administrative	Hommes	Femmes	Ensemble
Dép. Ziguinchor	167464	162539	**330003**
Dép. Bignona	173968	161736	**335704**
Dép. Oussouye	33164	31080	**64245**
Région de Ziguinchor	**374672**	**355279**	**729951**

Source : *ANSD, projections démographiques.*

Profil social

L'éducation

En 2019, la région de Ziguinchor comptait 275 établissements d'accueil de la petite enfance. L'essentiel de ces infrastructures sont des établissements publics avec un pourcentage de 60% du total. Les établissements privés sont au nombre de 111, soit 40% du total. En outre, les écoles maternelles sont plus fréquentes dans la région avec une part estimée à 43% du nombre totale des infrastructures. Les cases communautaires ne représentent que 12 % du total et en constituent la minorité. Le personnel des établissements d'accueil de la petite

enfance quant à lui s'élevait à 1 265 agents dans la région de Ziguinchor. Ces agents sont majoritairement composés d'hommes avec un nombre de 784, soit 70% de la taille totale du personnel.

Dans la même période, la région de Ziguinchor comptait 477 établissements d'enseignement élémentaire contre 474 en 2018, soit une hausse de 3 unités en 2019. Ces établissements sont pour l'essentiel des publics avec un pourcentage de 91% du total en 2019. Aussi, il a été dénombré 3 119 groupes pédagogiques. L'essentiel de ces derniers sont des classes simples avec un nombre de 2 894, soit 93% de l'ensemble des classes de la région. Les classes multigrades viennent en deuxième position en représentant 6% du total des classes de la région. Les classes doubles flux sont les moins nombreux dans la région et ne représentent que 1%.

En 2019, le personnel des établissements d'enseignement élémentaire s'élevait à 8 415 agents dans la région de Ziguinchor pour un effectif de 108 223 élèves.

Le nombre d'infrastructures scolaires du niveau moyen se chiffre à 105 établissements avec 86,66% qui sont du public. Les infrastructures du niveau secondaire, quant à elles sont au nombre de 72 avec 68,06% d'établissements privés. Le nombre de groupes pédagogiques répertoriés dans la région de Ziguinchor pour le moyen et pour le secondaire est respectivement 1 265 et 775. En outre, on dénombre 1 726 enseignants du moyen général en 2018 dont 1 145 permanents, 531 contractuels et 50 vacataires. Parmi ces 1 726 enseignants, 1 474 sont de sexe masculin et 1 365 enseignent dans des établissements publics. On dénombre aussi dans la région de Ziguinchor 1 003 enseignants dans le secondaire général dont 635 permanents, 327 contractuels et 41 vacataires. Les enseignants du public sont largement majoritaires et représentent 88% de l'effectif total. De même, les enseignants de sexe masculin dominent avec 90% du personnel.

Dans la région de Ziguinchor, on dénombre 50 677 élèves de l'enseignement moyen et 30 523 élèves du secondaire Les élèves de sexe masculin sont plus nombreux aussi bien dans l'enseignement moyen que secondaire. Les élèves du public de la région de Ziguinchor représentent 91% des effectifs du cycle moyen et 62% du cycle secondaire en 2018.
Les taux bruts de scolarisation (TBS) global du moyen et du secondaire sont respectivement 90% et 78%.

Les infrastructures de l'enseignement technique et de la formation professionnelle sont au nombre de 28 dans la région de Ziguinchor en 2018. Ces infrastructures sont pour la majorité des établissements publics. En effet, 68% des infrastructures de l'enseignement technique et de la formation professionnelle sont publiques. Le département de Ziguinchor regroupe 68% des infrastructures. La région compte 139 enseignants de l'enseignement technique et de la formation professionnelle en 2018 pour un effectif de 1 361 élèves.

En ce qui concerne l'enseignement supérieur, la région de Ziguinchor compte 20 établissements dont 2 universités. Les établissements supérieurs publics sont moins nombreux que ceux du privé. Ces derniers représentent 75% du total. Les enseignants dénombrés sont au nombre de 333. Parmi eux, 185 enseignent dans les universités de la région, soit un pourcentage de 55% de l'effectif total du personnel enseignant du supérieur. On note également que 183 parmi l'ensemble des enseignants répertoriés enseignent dans les

établissements du public. S'agissant de l'effectif des apprenants, en 2018, on a dénombré un effectif total de 6 096 étudiants dont 3 978 hommes et 2 118 femmes. Les étudiants du public sont plus nombreux que ceux du privé. En effet, les étudiants du public représentent 75% de l'effectif total des étudiants. Ceci s'explique surtout par la présence de l'Université Assane Seck de Ziguinchor. De même, les étudiants de sexe masculin sont plus nombreux dans la région de Ziguinchor. Ils représentent 65% de l'effectif total des étudiants en 2018.

La santé

En 2019, il a été dénombré dans la région de Ziguinchor 237 infrastructures sanitaires publiques et parapubliques. Le nombre d'infrastructures est resté identique par rapport à l'année 2018. Ces infrastructures sont majoritairement composées de postes de santé qui en représentent 51%, suivis des cases de santé qui représentent 41% de l'ensemble des infrastructures sanitaires publiques et parapubliques de la région. La région ne compte que deux hôpitaux de première référence sis dans le département de Ziguinchor et plus précisément dans la commune de Ziguinchor. Les centres de santé sont au nombre de 5 dont 3 se localisent dans le département de Bignona ; les départements de Ziguinchor et d'Oussouye comptent chacun un Centre de santé. En effet, le nombre d'infrastructures sanitaires publiques et parapubliques n'a pas connu d'évolution entre 2018 et 2019. La région compte également un certain nombre d'établissements publics de santé non hospitaliers. On peut citer la pharmacie régionale d'approvisionnement (PRA) qui est spécialisée dans les médicaments et produits essentiels. Également, On peut citer la Brigade régionale d'hygiène qui joue le rôle de surveillance, de contrôle, de répression et d'inspection en matière d'hygiène. Enfin, il a été noté l'existence d'un centre régional de formation en santé dans la région de Ziguinchor qui assure la formation initiale des infirmiers et sages-femmes d'Etat. S'y ajoutent le centre infection sexuellement transmissible et le bureau régional de l'éducation et de l'information pour la santé.

Au cours de l'année 2019, la région de Ziguinchor faisait état de 81 structures sanitaires privées. Ces structures sont composées d'officines de pharmacie qui en représentent les 43%. Viennent en deuxième place les postes de santé connus qui sont au nombre 20, soit 25%. Le personnel des structures de santé de la région de Ziguinchor, quant à lui, s'élevait à 1202 agents, répartis entre le public avec 1 179 agents et le privé avec 23 agents. En outre, l'essentiel du personnel de santé est composé d'ASC-Matrones qui représentent 39% de la taille du personnel. Ils sont suivis des aides infirmiers qui en représentent les 14%. En troisième position, les sage-femmes et les infirmiers avec le même nombre d'agents chacun (149) et représentent 12% de l'effectif total. Les techniciens supérieurs de santé sont au nombre de 43 et représentent ainsi 4% de la taille totale du personnel de santé.

Jeunesse et Sport

Dans la région de Ziguinchor, les associations de jeunesse sont essentiellement constituées de : Mouvements de jeunes à caractère national, d'associations affiliées aux mouvements navétanes et d'autres associations de jeunes déclarées. En 2019, la région disposait de 865 associations de jeunes.

Par ailleurs, au niveau départemental, Ziguinchor avec 369 associations de jeunes, regorge 53,1% associations déclarées et 43,6% associations affiliées aux mouvements navétanes. S'en

suivent ceux de Bignona (337 associations) et d'Oussouye (159 associations) dont respectivement 90,8% associations affiliées aux mouvements navétanes et 67,3% associations déclarées.

En ce qui concerne le sport, En 2019, il a été dénombré 571 clubs affiliés aux différentes ligues dans la région. La discipline sportive la plus pratiquée est le sport scolaire avec 5 094 licenciés. Il est suivi du Football avec 525 professionnels ayant leur licence. L'athlétisme vient en troisième position avec un total de 353 licenciés. S'en suivent le Basketball et le Karaté avec respectivement 271 et 189 licenciés. Le Volleyball et l'Handisport sont parmi les sports les moins pratiqués dans la région. Toutefois, les randonneurs avec 04 clubs, ne disposent d'aucune licence professionnelle. Dans la même période, la région de Ziguinchor faisait état de 161 infrastructures sportives. Parmi toutes ces infrastructures que compte la région, les terrains de football sont largement majoritaires avec 131 du nombre total d'infrastructures, soit 81%. Les stades et terrains clôturés viennent en deuxième position avec un nombre total de 15 infrastructures. Ils sont suivis par les plateaux fonctionnels, les Dojo et les terrains de Handball avec respectivement 07, 05 et 02 infrastructures. Une seule infrastructure sportive est consacrée au Volleyball dans la région.

L'insuffisance du plateau sportif est une véritable contrainte dans la région de Ziguinchor. Ceci freine le développement de certaines disciplines comme le basketball, le volleyball, etc.

La culture

Au titre de l'exercice 2019, il a été dénombré au total 67 infrastructures culturelles dans la région. Les bibliothèques et centre de documentation, les salles de théâtre et les studios d'enregistrement sont les plus nombreux dans la région. En outre, la région ne compte qu'un seul centre culturel sis dans le département de Ziguinchor. Le matériel comprend les sites et monuments historiques qui ont une valeur culturelle exceptionnelle. Ainsi, il a été dénombré 20 sites et monuments historiques dans la région dont 09 dans le département de Ziguinchor, 06 dans celui de Bignona et 05 à Oussouye. En ce qui concerne le patrimoine culturel immatériel, il est constitué exclusivement d'expressions culturelles et de rites essentiellement basés sur la transmission: il s'agit d'une culture vivante qui mérite d'être protégée, sauvegardée et conservée en vue d'une transmission valorisée aux nouvelles générations. A titre d'exemple on peut citer :

- LE MASQUE DU KOSSE BAÏNUNCK ;
- LE BOUKOUT ;
- LE KANKOURANG ;
- ET LE KALAW (ESSOULALOU).

Les contraintes du secteur de la culture dans la région de Ziguinchor sont diverses et concernent le centre culturel. Le centre culturel le concernant ne dispose pas d'un théâtre de verdure pour la promotion et il est difficile de diffuser ses produits culturels. On peut aussi noter qu'il y a un manque de matériels de sonorisation pour couvrir certaines activités. Il n'y a pas de budget d'animation et il manque d'appui de la part des collectivités locales en général.

L'eau et l'assainissement

En 2019, la région de Ziguinchor a enregistré un nombre important d'ouvrages hydrauliques. En effet, il a été dénombré 11 251 Bornes fontaines, 82 forages et 275 villages raccordés dans la région.

Au point de vue de la qualité de l'eau, la minéralisation reste favorable sauf dans les zones polluées du bassin du Fleuve Casamance et de ses affluents. Au point de vue quantitatif, les ressources en eau de la région de Ziguinchor sont assez suffisantes pouvant ainsi satisfaire les besoins en eau des populations, les besoins agricoles, industriels et touristiques.

Il existe un réseau d'assainissement des eaux usées dans la ville de Ziguinchor et une station de pompage. Également, on note l'existence de réseaux de drainage des eaux pluviales à Ziguinchor, Bignona et Oussouye. Présentement dans la région de Ziguinchor, aussi bien en milieu urbain qu'en milieu rural, c'est l'assainissement autonome qui prévaut. Le réseau d'égout construit dans la ville de Ziguinchor n'est pas encore fonctionnel. Au titre de l'année 2019, la région comptait 01 seul réseau d'assainissement existant. En effet, ce réseau relève du département de Ziguinchor. Ce réseau est long de 19 504 mètres et concerne 750 abonnements. En outre, pour une prévision de 1200 branchements, le taux d'accès s'est situé à 62,5%. Le taux d'accès en milieu rural de la région s'élève à 48 % en 2019.

La gestion des déchets

La gestion des déchets reste largement marquée par de nombreuses contraintes. En effet que ce soit les déchets ménagers, industriels, médicaux et biomédicaux, on peut dire qu'il n'existe pas de système de gestion écologiquement rationnel. La prise en charge des déchets ménagers incombe aux collectivités locales. Conformément à la loi portant transfert de compétences, celles-ci ont reçu compétences en matière d'environnement et de gestion des ressources naturelles. A ce titre, le décret n° 96 -1134 du 27 décembre 1996 modifié précise les domaines d'actions de chaque type de collectivités.

Profil économique

L'agriculture

Dans la région de Ziguinchor, les questions agricoles sont gérées par un service technique de l'Etat dénommé Direction Régionale du Développement Rural (DRDR). Ce service technique est secondé au niveau des départements par des Services Départementaux de Développement Rural (SDDR). Ces services facilitent le développement de l'Agriculture dans la région en conseillant, aidant et assistant les acteurs de ce secteur. Les infrastructures agricoles composées de bâtiments, de matériels et d'équipements agricoles sont bien présentes dans la région. Mais, il est important de signaler que ces infrastructures aussi bien au niveau régional que départemental sont dans un état de vétusté prononcée.

Les principales spéculations rencontrées dans la région sont : le Riz, le mil, le sorgho, le maïs, qui constituent la principale culture vivrière et commerciale. Ainsi au titre de la campagne 2018/2019, 139 004 tonnes de Riz ont été produite ce qui représente 93,99% de la production régionale.

Tableau 16: Quelques chiffres sur différentes spéculations cultivées dans la région

Spéculation	Prod (T)
Riz	139 004
Mil	4 378
Sorgho	588
Maïs	3 921

Source : SES Ziguinchor 2019

En ce qui concerne les cultures industrielles, nous avons l'arachide d'huilerie, le niébé, le Bissap, le manioc, la pastèque et le sésame qui sont cultivés dans la région. Pour la production, il a été noté dans la région une hausse pour toutes les cultures de rentes, excepté celles de bissap où on note une forte baisse (80%) en 2019 par comparaison à 2018.

Les contraintes du secteur agricole de la région de Ziguinchor se résument principalement en trois points :

- Les lenteurs dans la mise en place du matériel et des intrants agricoles ;
- Un personnel réduit avec des départs à la retraite non remplacés ;
- Le retard dans l'installation de l'hivernage ;
- Le manque de produits phytosanitaires.

L'élevage

Au cours de l'exercice 2019, le nombre d'agents des services techniques de l'élevage s'élevait à 16 dans la région de Ziguinchor. L'essentiel des agents des services techniques de l'élevage est constitué d'agents techniques d'élevage représentant 63% du personnel. Ils sont suivis des Ingénieurs des Travaux de l'élevage qui sont au nombre de trois (03) dans la région, soit 19%. De plus, il a été dénombré un seul Docteur vétérinaire dans la région de Ziguinchor. Globalement, dans la région, le nombre d'infrastructures pastorales et avicoles n'a pas varié en 2019 comparée à 2018. Les fermes modernes d'embouche bovine, ovine, caprine, asine sont les plus nombreuses dans la région (26), suivis des fermes avicoles modernes et des pharmacies et cliniques vétérinaires (21 chacun). Viennent en troisième position les abattoirs modernes et les unités de transformation de produits laitiers avec respectivement 07 et 06 infrastructures. En outre, il a été noté dans la région une faible présence de centres zootechniques (02) et des parcs à vaccination (03).

Parmi les contraintes de l'élevage, nous pouvons citer d'une part les faibles ressources financières avec un budget de fonctionnement très faible qui limite les interventions au niveau local et les moyens logistiques précaires. D'autres parts, il y'a celles relatives, entre autres, à l'inexistence de projets dans ce domaine depuis les indépendances, à l'insuffisance d'infrastructures pastorales, au caractère extensif de l'activité avec les fortes mortalités du cheptel avicole et caprin, à l'absence de circuits modernes de transformation et de commercialisation des produits de l'élevage.

La pêche

La région de Ziguinchor dispose, d'une façade maritime de 85 km et d'un important réseau hydrographique, composé d'un fleuve axial de 300 km de long, auquel se rattachent de très nombreux bolongs, ce qui lui confère une grande richesse en ressources halieutiques et offre d'énormes potentialités pour la pêche maritime, lagunaire et fluviale. En 2019, la région de Ziguinchor a enregistré en moyenne 1 242 pirogues motorisées et 960 pirogues à voiles par mois. Le nombre d'engins de pêche a également évolué avec une hausse moyenne mensuelle de 3 368 pour les Filet Dormant (FD), 633 Filets filtrant à crevette (FFC), 393 Filet Maillant Dérivant (FMD), 100 Palangre (Pal), 96 Senne tournante (ST), 86 Ligne (LG), 80 Epervier (EP), 43 Filet Maillant encerclant, 08 Senne de plage (SP) et 02 Piège (Pie).

Au titre de l'année 2019, la région de Ziguinchor a enregistré 74 828 541 kg de ressources halieutiques par rapport à 67 490 972 kg en 2018, soit une hausse de 7 337 569 kg en 2019. Les poissons constituent l'espèce dominante avec un cumule des deux semestres de 69 378 047 kg. Les Mollusques et les Crustacés ont également connu des hausses avec des quantités respectives de 3 196 204 kg et 2 254 290 kg.

Le commerce

En 2019, la région comptait 15 marchés permanents dont 5 à Ziguinchor, 7 à Bignona et 3 à Oussouye. Il n'a pas été noté l'existence de marchés hebdomadaires dans toute la région.

La région faisait état de 1 630 commerçants en 2019. Ce nombre est en progression de 78 points par rapport à 2018. Les commerçants sont essentiellement composés de détaillants et représentent 95% du total de la région. Ils sont suivis des ½ grossistes et des grossistes avec un cumul de 78 commerçants, soit 5% de l'ensemble des commerçants.

Les contraintes majeures de ce secteur sont dues à la crise qui sévit dans la région depuis maintenant trois décennies et qui ne milite pas pour le développement des activités de commerce. Ceci a pour conséquence le manque de marchés hebdomadaires qui sont un endroit idéal pour les échanges commerciaux. On note également un accès difficile dans les zones de production (noix de cajou, mangue et autres). A côté, il y a la faible valorisation de la production locale et la difficulté pour les entrepreneurs d'accéder au financement.

L'artisanat

En 2019, la région de Ziguinchor comptait 04 villages artisanaux. Ce nombre n'a connu aucune évolution entre 2018 et 2019. A l'échelle départementale, Bignona disposait de 02 villages artisanaux tandis que ceux de Ziguinchor et d'Oussouye n'en comptaient qu'un chacun.

Au terme de l'année 2019, la chambre de métiers de Ziguinchor comptait 6 344 artisans dont 3 646 spécialisés dans la production, 2 113 fournisseurs de services et 585 des métiers d'art. Suivant la forme juridique, le choix de l'inscription des artisans à la chambre de métiers était porté en entreprise individuelle excepté 169 GIE. Ce dernier est majoritairement composé d'artisans spécialisés dans la production avec un pourcentage de 85% du total.

Les contraintes rencontrées par le secteur de l'artisanat sont entre autres le manque d'organisation du secteur et des machineries désuètes, les difficultés d'accès au financement et au foncier, surtout la rareté des marchés d'écoulement mais aussi le non harmonisation des interventions.

Le tourisme

En 2019, la région de Ziguinchor a enregistré 24 227 arrivées de touristes dans les différents établissements hôteliers. A cet effet, la majeure partie des Touristes sont des non-résidents et sont surtout enregistrés aux mois de janvier et décembre. En revanche, ils sont moins fréquents aux mois de juillet et Aout. Il a été noté également une fréquence pour l'accueil de résidents sénégalais aux mois de janvier et novembre. Par contre, les résidents non sénégalais sont enregistrés plus au mois de février.

2.2.2.10.7 Région de Tambacounda

La nouvelle région couvre actuellement une superficie de 42 706 km². Elle compte 50 collectivités locales dont 46 Communes et 4 départements ; 12 arrondissements, 1434 Villages dont 569 dans le département de Tambacounda soit 40%, 174 villages dans le département de Bakel soit 12%, et 404 dans le département de Goudiry soit 28% et 287 villages dans le département de Koumpentoum soit 20%.

C'est la région la plus périphérique du Pays : elle partage 325 Km de frontière avec le Mali à l'Est, 62 Km avec la Mauritanie au Nord-Est et 162 Km avec la Gambie à l'Ouest. La région est limitée, au Nord par la République Islamique de Mauritanie et les régions de Louga et de Matam, au Sud par la région de Kédougou et la République de Guinée, à l'Est par les Républiques du Mali et Islamique de Mauritanie, à l'Ouest par la République de Gambie et les régions de Kolda et de Kaffrine. A cela s'ajoute le voisinage avec la république de la Guinée-Bissau.

Profil démographique

La population de la région de Tambacounda est estimée à 937182 hab. en 2022. Avec une superficie de 42706 km2, la région de Tambacounda est la plus vaste du Sénégal. Toutefois c'est l'une des régions les moins peuplées avec une densité de 22 hab. au km².

La population de la région de Tambacounda est majoritairement rurale avec 76% contre 24% pour la population urbaine (ANSD, SES 2019).

Globalement en 2022 le département de Tambacounda compte 43,91 % du total des individus. Bakel vient en seconde position avec 20,38 %. Les départements de Koumpentoum et de Goudiry sont les moins peuplés. Aussi bien en milieu rural qu'urbain les hommes sont en supériorité numériques par rapport aux femmes.

Tableau 17: répartition de la population de Tambacounda selon le sexe et la circonscription administrative

Circonscription administrative	Femme		Homme		Total	
	Nb	%	Nb	%	Nb	%
Dép. de Bakel	94344	20,34 %	96676	20,41 %	191020	20,38 %
Dép. de Tambacounda	203801	43,94 %	207715	43,87 %	411516	43,91 %
Dép. de Goudiry	79294	17,10 %	78685	16,62 %	157979	16,86 %
Dép. de Koumpentoum	85898	18,62	90769	19,10	176667	18,85

Circonscription administrative	Femme		Homme		Total	
	Nb	%	Nb	%	Nb	%
Région de Tambacounda	463735	100 %	473447	100 %	937182	100 %

Source : *ANSD, projections démographiques*

Profil social

L'éducation

Entre 2018 et 2019, le nombre d'établissement dans la région de Tambacounda est passé de 124 à 157 établissements d'accueil de la petite enfance soit une hausse de 27%. Par département, on constate que Tambacounda compte 52% des établissements, suivi du département de Bakel avec 22%. Les départements de Koumpentoum et de Goudiry enregistrent moins d'établissements de la petite enfance avec respectivement 16% et 10% du total régional. Par ailleurs 77% des établissements relèvent du public.

On constate globalement une évolution de l'effectif de la petite enfance de l'ordre de 22% dans la région entre 2018 et 2019. Cette évolution est de 21% chez les filles contre 23% chez les garçons.

Le taux brut de préscolarisation des enfants de la région s'est amélioré entre 2018 et 2019. En effet, il est passé de 13,4% en 2018 à 14,3% en 2019 soit un gain de 0,9 points de pourcentage. De 2018 à 2019, l'écart entre le taux brut de préscolarisation des filles et celui des garçons s'est resserré. Il est de 1,5 point de pourcentage en 2019 contre 1,8 en 2018.

Le nombre d'établissements de l'élémentaire dans la région de Tambacounda en 2019 est de 769(publics et non publics) contre 722 en 2018, soit une hausse de 7%. Leur répartition selon le département montre que Tambacounda compte plus du tiers (35%) du total des établissements. Il est suivi par le département de Goudiry qui enregistre 25%. Bakel et Koumpentoum en comptent respectivement 21% et 19%. En outre, seul un établissement de l'élémentaire sur dix (10%) est situé dans le milieu rural de la région, ceci quel que soit le département considéré. Enfin, on note que dans la région de Tambacounda la presque totalité (97%) de ces établissements relèvent du public.

Le nombre d'élèves des établissements de l'élémentaire dans la région de Tambacounda est passé de 106 348 en 2018 à 116 480 en 2019 soit une augmentation de l'ordre de 9,5%. L'analyse selon le statut montre que les élèves du privé sont au nombre de 6476 soit 5,6%. Selon le milieu de résidence, la zone rurale compte 70,4% des élèves du primaire. Selon le sexe, les filles prennent légèrement le dessus sur les garçons avec respectivement 52% et 48%. Cependant, dans le privé on constate que ce sont les garçons qui sont plus nombreux avec 53,3%.

A l'instar du préscolaire, il convient de noter que le taux brut de scolarisation de l'élémentaire s'est légèrement amélioré entre 2018 et 2019 (78,7% en 2019 contre 77,8% en 2018 soit un gain de 0,9 point de pourcentage). Cette performance est aussi constatée au niveau des garçons où le taux brut de scolarisation est passé de 72,9% en 2018 à 73,2% en 2019. Chez les filles par

contre, il y a eu une amélioration du taux brut de scolarisation passant de 83,3% en 2018 à 84,6% en 2019.

Le nombre d'établissements de l'enseignement moyen secondaire dénombrés en 2019 dans la région est de 90 contre 78 en 2018 soit 12 établissements de plus. La répartition de ces établissements selon le département montre que 45,6% du total se trouvent à Tambacounda, 30% dans le département de Bakel. Les départements de Goudiry et Koumpentoum, quant à eux, comptent respectivement 13,3% et 11,1%. Toutefois nous pouvons constater que, plus de la moitié (53,3%) de ces infrastructures sont implantées en milieu urbain.

Entre 2018 et 2019, le taux brut de scolarisation de l'enseignement moyen est resté constante (30,7%) même si au niveau désagrégé on constate quelques changements dont une baisse au niveau du TBS des garçons (30,2% en 2018 contre 29,7% en 2019) compensée par une légère hausse au niveau des filles (31,3% en 2018 contre 31,8% en 2019). Par ailleurs, le TBS de l'enseignement secondaire s'est substantiellement amélioré entre 2018 et 2019 en passant de 15,1% à 18,5% soit un gain 3,4 points de pourcentage.

La santé

Entre 2018 et 2019, les structures de santé fonctionnelles de la région de Tambacounda ont connu globalement une hausse de 1,1%. Cette hausse est attributaire au nombre de postes de santé qui a augmenté de 6%. Pour les autres types de structures le nombre est resté inchangé en une année.

Globalement de nombreux défis sanitaires sont à relever dans la région de Tambacounda. Le manque de structures sanitaires fonctionnelles constitue un handicap majeur. La couverture en personnel sanitaire qualifié ne répond pas souvent aux normes recommandées par l'OMS. Toutefois le bilan des programmes de santé en 2019 est satisfaisant. La prise en charge de ces manquements contribuerait à améliorer le système sanitaire de la région.

L'urbanisation et l'habitat

La répartition de la population urbaine de la région de Tambacounda montre globalement que les citadins représentent 24% de la population totale de la région.

Globalement les autorisations de construire ont augmenté de 4% entre 2018 et 2019. Concernant les lieux d'habitation, on note une baisse de 11% pour les rez-de-chaussée et une hausse de 27% pour les maisons à étage. La même tendance s'observe pour les établissements commerciaux avec une baisse de 30% pour les rez-de-chaussée et une augmentation de 150% pour les étages. La délivrance des autorisations pour les lieux de culte et les établissements touristiques sont très faibles.

La gestion des déchets

A l'image des autres régions du Sénégal, le problème de la gestion du cadre de vie se pose avec acuité dans la région de Tambacounda qui ne dispose pas de décharge contrôlée répondant aux normes environnementales. La seule décharge provisoire existante au niveau de la commune de Tambacounda et qui est utilisée actuellement est une ancienne carrière située à la périphérie de la ville (ANSD, SES Tambacounda 2015).

Avec l'accroissement de la population, l'urbanisation croissante et le développement des quartiers périphériques, les pratiques les plus courantes en matière de gestion des ordures ménagères sont le dépôt sauvage et l'incinération. Il en est de même dans la zone rurale.

En termes d'élimination, aucune commune ne dispose d'une décharge contrôlée ou de Centre d'Enfouissement Technique. La décharge sauvage constitue la règle dans toutes les communes. Le risque est d'autant plus grand que ces décharges reçoivent tous les types de déchets : ménagers, industriels et même hospitaliers. Ces types de déchets sont retrouvées en général tout le long de la filière, depuis la collecte jusqu'aux lieux de rejets (décharges).

Profil économique

L'agriculture

Les énormes potentialités agricoles dont dispose la région de Tambacounda font d'elle un pôle attractif pour le développement de l'agriculture.

En 2019, le principal service technique régional qui exerce la tutelle dans le domaine de l'Agriculture est la Direction régionale de l'Agriculture (DRDR) et ses services déconcentrés en l'occurrence, les quatre Services départementaux du développement rural (SDDR). On note aussi la présence de certains agents de l'agriculture dans les chefs lieu d'arrondissement.

En 2019 comme pour les années antérieures, plusieurs structures interviennent dans le secteur agricole de la région de Tambacounda. Parmi celles-ci nous avons le P2RS, le PADAER, la FAO, le FNRAA, le DRIARS, etc.

La présente compagne révèle une diminution de l'ordre de 80% de la superficie allouée à la culture du riz contrairement à la compagne précédente (2017-2018) où une augmentation de l'ordre de 287% avait été notée. La diminution des superficies pour la culture du riz concerne principalement les départements de Tambacounda et de Bakel avec respectivement 91% et 64%. Par ailleurs, la superficie attribuée à la culture du mil a augmenté de 20% au niveau régional. Cette hausse est imputable au département de Goudiry qui passe de 10223 ha en 2018 à 14 100 ha en 2019 soit une progression de 38% et au département de Bakel avec 835 ha en 2018 et 1440 ha en 2019 soit une progression de 72%. Les autres spéculations (le sorgho et le Maïs) n'ont pas significativement évolué en termes de superficie.

En ce qui concerne l'évolution de la production des cultures vivrières, de manière globale, on note une variation positive pour le sorgho, le mil et le maïs avec respectivement (45%, 28% et 16%). La production du riz pendant la compagne agricole 2018-2019 a connu une baisse significative de l'ordre de 74% au niveau régional, de 89% dans le département de Tambacounda et de 22% dans le département de Bakel.

Dans l'ensemble, on enregistre une hausse de la production de la majorité des spéculations sauf l'arachide et le coton. En effet, la production d'arachide dans la région de Tambacounda est passée de 205 160 tonnes à 159 422 tonnes soit une baisse de 22%. Cette contre-performance de la filière arachide est imputable au département de Tambacounda avec une baisse de 45%. En ce qui concerne le coton, la production est nulle sur tous les départements.

L'agriculture fait face à plusieurs contraintes dans la région de Tambacounda. Parmi elles :

- L'insuffisance de matériel agricole motorisé pour certaines opérations (labour, semis, Pulvérisation, récolte transformation) ;
- Les difficultés d'accès au marché liés à l'état défectueux des routes ou pistes et aux zones enclavées après l'installation de l'hivernage ;
- La diminution de la main d'œuvre dans les campagnes due à l'exode des jeunes ;
- La réception tardive des engrais ;
- L'accès (physique et économique) limité aux intrants de qualité (Semences, engrais, produits phytosanitaires) ;
- L'accès limité au financement agricole ;
- La perte post récolte surtout en ce qui concerne la banane liée en partie au transport;

L'élevage

La région de Tambacounda située au sud-est du pays, possède des atouts et potentialités géophysiques avérés. Vaste de 42.706 km2 et région pluvieuse de Juin à mi-octobre, elle possède un tapis herbacé dans toute sa zone rurale permettant aux bétails grands et petits ruminants de posséder de la nourriture durant la période de saison sèche. La région possède un réseau fluvial abondant avec la falémé, le fleuve Sénégal et la Gambie et certains affluents comme le Niériko, le Badougou, etc…, ces zones sont propices au développement de l'élevage en facilitant l'abreuvement et fournissant assez de possibilités pour les aliments de bétail. L'élevage dans cette partie du Sénégal oriental est composé d'espèces bovines, de petits ruminants, des asins et des équins.

Pour ce qui est des infrastructures et équipements pastoraux et avicoles, on note une nette amélioration dans les départements de Bakel, Goudiry et Koumpentoum. En effet, en ce qui concerne les parcs de vaccinations, le département de Bakel et de Koumpentoum en possèdent respectivement 15 et 18 en 2019 contre respectivement 4 et 2 en 2018. De même que le département de Goudiry qui en possède 11 alors que le nombre de parc était nul en 2018.

L'immensité de la région, frontière avec des pays d'élevage comme la Mauritanie et le Mali, la maîtrise de l'effectif du cheptel et le suivi vétérinaire sont les handicaps au développement du secteur de l'élevage. Les feux de brousse en zone rurale empêchant au bétail de disposer d'aliments sont les contraintes au développement du cheptel dans la région. Le manque de moyens de locomotion pour le personnel technique de terrain est l'une des plus grandes contraintes que rencontre le secteur de l'élevage de la région. Le département de Goudiry devra être doté de parc de vaccination pour mieux sécuriser les effectifs du cheptel.

La pêche

La pêche est l'un des secteurs prioritaires (de la région) favorables à son développement économique et social. L'activité de pêche est menée principalement dans les départements de Tambacounda et de Bakel. En 2019, les espèces mises à terres ont globalement connu une hausse de 39% par rapport à l'année 2018. La même tendance est observée dans les départements de Bakel et de Tambacounda avec une augmentation respective de 49% et 31% entre 2018 et 2019. Dans le département de Bakel la production d'espèces comme Heterotisniloticus et Polypterussnegalensis a considérablement augmenté en une année. Toutefois des baisses significatives ont également été observées chez des espèces comme

Papyrocranusafer et Tetraodonlineatus. Dans le département de Tambacounda les hausses de production les plus importantes ont été observées chez les espèces telles que Polypterussnegalensis et Alestes spp avec respectivement 3289% et 396%.

Toutefois le secteur est confronté à des menaces liées à la production artisanale de l'or avec l'usage du mercure.

Le tourisme

La région de Tambacounda de par sa position stratégique offre de nombreuses opportunités favorables à l'activité touristique. Elle constitue la destination de plusieurs nationalités. L'un des principaux sites d'attraction touristique dont dispose la région est le parc Niokolokoba, large de plus de 100 km.

Les principaux réceptifs dont dispose la région de Tambacounda sont constitués d'hôtels, de campements et d'auberges. Selon le département, on constate que Tambacounda a enregistré une baisse de 4% du nombre total de ses réceptifs. Cette baisse est la résultante de celle constatée au niveau des campements (14%). Goudiry a connu une hausse (150%) du nombre total de ses réceptifs entre 2015 et 2016. La hausse constatée à Goudiry est la résultante d'une augmentation du nombre d'auberges.

La destination Tambacounda est caractérisée par l'arrivée de plusieurs nationalités. De plus, hormis les Africains de la sous-région qui arrivent le plus souvent, on note une forte affluence de touristes européens.

Toutefois, le secteur du tourisme de la région de Tambacounda est confronté à un certain nombre de contraintes constituant un frein à l'essor du secteur dans la région. S'agit principalement :

- Du faible niveau de qualification professionnelle du personnel de l'hôtellerie et du tourisme ;
- D'une absence de desserte aérienne et un réseau routier défectueux ;
- D'une absence de promotion pour la destination Tambacounda ;
- D'un manque d'agenda culturel

Les mines

La région de Tambacounda est l'une des régions du Sénégal à potentiel minier très important. De nombreuses exploitations ont été faites par des entreprises mais jusque-là les ressources minières sont sous-exploitées et les emplois que le secteur est susceptible de générer ne sont pas effectifs.

Les recettes minières ont généré 52132371 millions de francs CFA en 2019. Ces recettes sont versées par des structures diverses. La société AREZKI a versé 64%, Boya S.A (or) et SGO (carrière sable) ont contribué chacune à hauteur de 8%. La société GH Mining vient en troisième position avec 6%. Les exploitants de sable et la CSE ont faiblement contribué avec respectivement 1% et 2%.

Le commerce

L'effectif des marchés n'a pas évolué entre 2017 et 2019. Il existe 11 marchés permanents et 22 marchés hebdomadaires dans la région. Le total des marchés s'élève à 33. Le département de Tambacounda en dispose 14 soit 43%. Il est suivi de Bakél (27%), Koumpentoum (21 %) et Goudiry (9%).

L'activité commerciale est plus développée dans le département de Tambacounda et elle est moins importante à Goudiry. On remarque aussi que le département de Bakel possède le nombre de marchés permanents le plus élevé (05). Les marchés hebdomadaires ruraux permettent, entres autres, à la population rurale des zones enclavées d'écouler leurs productions agricoles (arachide, mil, sorgho, maïs…) ; les produits forestiers (gomme arabique, fruits de baobab…) et leurs bétails (moutons, vaches, chèvres, chevaux, ânes ...).

Le secteur du commerce à Tambacounda, malgré ses atouts, est cependant confronté à beaucoup de contraintes de nature conjoncturelle ou structurelle qui influent négativement sur son développement.

Le transport

Malgré les nombreux efforts faits dans la réhabilitation, la construction et l'entretien du réseau routier, les défis à relever sont nombreux. La région compte plusieurs voies de communication terrestres dont principalement la RN1, la RN6 et la RN7.

Les immatriculations de véhicules enregistrées en 2019 dans la région de Tambacounda concernent les véhicules importés d'occasions, les deux roues, les véhicules neufs et les ré-immatriculations (changement de titulaire et de région et changement de résidence).

2.2.2.10.8 Région de Kédougou

Kédougou est l'une des 14 régions administratives du Sénégal. Frontalière avec la région de Tambacounda, le Mali et la Guinée, elle est située dans l'extrême Sud-Est du pays.

Profil démographique

En 2022, la population de la région de Kédougou est estimée à 203 723 habitants. Le poids démographique de la région par rapport au niveau national demeure faible. En effet, Kédougou ne représente que 1,1% de la population du Sénégal.

Il apparait que la population de la région connait une croissance assez rapide. Les éléments déclencheurs de cette poussée démographique peuvent être liés, entre autres, au désenclavement de la région avec le bitumage des routes Kédougou – Dialacoto en 1981 et Kédougou – Saraya en 1986, à la forte migration internationale due à la situation politique instable dans les pays limitrophes à la région, à l'exploitation industrielle de l'or à partir des années 2009 et 2010 et à la ruée vers l'orpaillage.

La structuration spatiale selon le sexe de la population régionale reste déséquilibrée à travers les différents départements. En effet, le département de Kédougou concentre toujours plus de la moitié de la population régionale ; soit 51,88 %. Les départements de Saraya et de Salémata occupent respectivement 33,51 % et 14,61 % de la population régionale.

Tableau 18: répartition de la population de Kédougou selon le sexe et la circonscription administrative

Circonscription administrative	Femme		Homme		Total	
	Nb	%	Nb	%	Nb	%
Dép. de Kédougou	51236	52 %	54453	51,76 %	105689	51,88 %
Dép. de Salémata	15059	15,28 %	14702	13,97 %	29761	14,61 %
Dép. de Saraya	31275	32,72 %	36998	34,27 %	68273	33,51 %
Région de Kédougou	98521	100 %	105202	100 %	203723	100 %

Source : *ANSD, projections démographiques*

Profil social

L'éducation

Entre les périodes scolaires 2017/2018 et 2018/2019, le nombre d'établissement d'accueil de la petite enfance a diminué de cinq unités et concerne le secteur public. Ainsi, durant l'année scolaire 2018/2019, la région de Kédougou compte 44 établissements dont 42 publics et 2 privés alors que ce chiffre était à 49 établissements en 2017/2018.

L'effectif des enfants fréquentant les établissements d'accueil de la petite enfance a faiblement augmenté entre 2018 et 2019. Ainsi, durant la première année, ces établissements comptaient 3 081 apprenants en 2018 alors qu'en 2019 ce nombre se situe à 3 323 enfants ; soit une hausse de 7,9%. Cette hausse est tributaire de celle du nombre de garçons et de filles. Les garçons sont passés de 1 581 garçons en 2018 à 1 587 enfants en 2019 ; soit une hausse de 5,7%. La proportion des filles a augmenté de 9,9% passant de 1 580 filles en 2018 à 1 736 en 2019.

La répartition des élèves de la petite enfance selon le sexe montre que les filles sont plus nombreuses que les garçons. En 2019, la proportion de filles a connu une légère hausse puisqu'elles représentent 52,2% des élèves de la petite enfance alors que cette proportion se situait à 51,3% en 2018.

Le TBPS global de la région de Kédougou s'est légèrement amélioré en passant de 17,5% à 17,8% entre 2018 et 2019.

Les établissements d'enseignement constituent le premier maillon de l'apprentissage. Ils abritent les apprenants ainsi que les enseignants. Dans la région de Kédougou, le nombre d'écoles élémentaires s'est stabilisé à 285 écoles de 2016 à 2018. Cependant, on note la création de six nouvelles écoles en 2019 portant le nombre de structures à 291 établissements d'enseignement élémentaire.

L'effectif des élèves de l'enseignement élémentaire de l'année académique 2018/2019 est évalué à 34 880 élèves contre 47 618 élèves en 2017/2018. Entre ces deux années, une baisse de 26,8% a été enregistrée.

Au niveau régional, le TBA a connu une baisse entre 2018 et 2019. En 2018, le TBA s'est établi à 157,0%. Ce taux se situe à 130,1% en 2019. Cela traduit que tous les enfants en âge légal d'aller à l'école y sont allés durant cette année. En plus de ces enfants, ceux ayant l'âge d'aller à l'école se sont aussi inscrits. Cela pourrait être lié au phénomène des inscriptions tardives des enfants. Ce taux se situait à 147,0% en 2017.

Le réseau d'offre de l'enseignement moyen est passé de 221 établissements en 2018 à 166 en 2019 ; soit la fermeture de 55 établissements. Ces fermetures concernent essentiellement les groupes pédagogiques dans les départements de Kédougou et Saraya.

Durant l'année scolaire 2018/2019, l'enseignement moyen était fourni à 8 361 élèves dont 4 740 garçons (56,7% du total des élèves).

Au niveau régional, le TBS du cycle moyen est passé de 49,9% en 2018 à 50,3% en 2019 ; soit une timide hausse de 0,4 point de pourcentage. En 2019, il apparait que l'intensité de la fréquentation scolaire est plus importante chez les garçons que les filles. Ainsi, le TBS chez les garçons est de 55,5% contre 44,9% pour les filles.

La santé

Le nombre Les infrastructures sanitaires de la région est resté stable (116 unités) en 2017 à 2018. De même ce nombre est resté constant entre 2018 et 2019.

Depuis 2014, la région de Kédougou ne dispose d'aucun hôpital. Cependant, la région en disposait un seul dans le village de Ninéfécha mais celui-ci est fermé. Entre 2017 à 2018, la région ne dispose que de 3 centres de santé dont celui de Kédougou qui fait office du pôle hospitalier. Le nombre de postes de santé est passé de 27 postes en 2016 pour s'établir à 32 postes en 2018. Le nombre était de 29 postes en 2017. En effet, le nombre de postes de santé complets est passé de 20 structures en 2016 à 21 et 22 structures les deux années suivantes. Cette situation est due à l'augmentation d'une structure dans le département de Kédougou en 2017 et en 2018. Aussi, les postes de santé sans maternité passent de 7 à 10 entre 2016 et

2018. Par rapport aux cases de santé, leur nombre reste sur une tendance baissière. Le nombre de cases de santé se situe à 81 cases en 2018 contre 83 en 2017 et 84 en 2016.

Par ailleurs, la région dispose d'autres Etablissements Publics de Santé Non Hospitalier (EPSNH). Il s'agit de la Pharmacie Régionale d'Approvisionnement (PRA), du Bureau Régional de l'Education et de l'Information pour la Santé (BREIPS), de la Brigade régionale d'Hygiène et du Centre de formation en santé.

Ainsi, dans la région de Kédougou, le plus grand effort demeure l'absence d'hôpital. Toute la population n'a aucun accès à ce type de structure sanitaire. Aussi, des efforts supplémentaires doivent être faits pour rester sur les normes OMS relatives au nombre d'habitant par centre de santé. La norme OMS indique un centre de santé pour 50 000 habitants alors que ce ratio se situe à 57 493 et 59 423 habitants par centre de santé respectivement en 2017 et 2018.

En revanche, la région affiche de bonne performance quant au ratio d'accès aux postes de santé. En effet, les normes recommandent un poste de santé pour 10 000 habitants. Les réalisations de ce ratio montrent un taux d'accès aux postes de santé de près de 1/6 000. C'est-à-dire 6 000 habitants pour un poste de santé qui est en dessous de la norme OMS.

L'eau et l'assainissement

L'eau

Depuis 2016, la région de Kédougou ne dispose que d'un seul réseau d'Adduction d'Eau Potable (AEP). Ce réseau est localisé dans le département de Kédougou plus précisément dans la commune de Kédougou. Dans les autres départements, il n'y a aucun réseau AEP (SES Kédougou 2017-2018).

Globalement, le nombre d'abonnés de la SDE s'est établi à 2 096 abonnés en 2018 en passant par 2 053 abonnés en 2017 et 1 993 abonnés en 2016. On note, d'une part, une augmentation de 60 abonnés entre 2016 et 2017 et, d'autre part, un surplus de 43 abonnés entre 2017 et 2018.

La distribution d'eau en milieu rural est essentiellement fournie par les forages et puits hydrauliques dans la région de Kédougou. La brigade des puits et forages assure le suivi et l'enregistrement des ouvrages hydrauliques au niveau de la région.

En 2018, la région de Kédougou compte 138 ouvrages hydrauliques. Ces ouvrages sont constitués de 92 bornes fontaines et 46 forages. Cependant, il faut signaler que la région ne dispose d'aucun puits hydraulique. En 2017, les bornes fontaines sont évalués à 14 et les forages estimés à 8. Cela montre une nette évolution du nombre d'ouvrage hydraulique entre ces deux années. Cette situation pourrait être imputable aux actions combinées du PUDC, du PUMA et des partenaires qui interviennent dans la région pour l'amélioration de la fourniture et de l'accès à l'eau potable.

La répartition des ouvrages hydrauliques suivant le département montre que la majorité de ces ouvrages sont dans le département de Kédougou (52 bornes fontaines et 26 forages). Dans le Saraya, on enregistre 34 bornes fontaines et 17 forages. Contrairement au

département de Salémata, le nombre d'ouvrages hydrauliques est trop faible (6 bornes fontaines et 3 forages seulement).

L'assainissement

Les ouvrages d'assainissement collectifs et individuels font gravement défaut à la région de Kédougou. Il n'y a ni de station d'épuration sur le territoire régional ni d'édicules publics dans les structures sociales de base (écoles, postes et cases de santé…). Le caractère rural de la région semble être corrélé au niveau d'équipements des ménages en mode d'assainissement.

Pour l'assainissement, la topographie du milieu et les exécutoires naturelles peuvent faciliter la collecte, le drainage et l'évacuation des eaux pluviales. Cependant, l'accès à l'assainissement est encore très faible dans la région, tant du point de vue des équipements individuels que collectifs. Le réseau d'évacuation qui existe est localisé dans la commune de Kédougou avec les aménagements routiers. Pour les eaux usées, aucun réseau n'est identifié au niveau de la région.

Sur la base des résultats de l'Enquête Démographique et de Santé Continue (EDS-Continue), le taux d'accès des populations rurales du Sénégal à des installations sanitaires améliorées s'établit en 2015 à 36,7%. En 2017, les résultats de la même source ont permis d'établir ce taux d'accès à 39,8% ; soit une hausse de 3,1 points par rapport à l'année 2015. Cette tendance donne une indication nette sur le niveau des besoins à satisfaire dans ce sous-secteur dans une optique d'absorber efficacement la forte demande liée non seulement à la progression démographique mais aussi à la qualité et à la durée de vie des ouvrages.

Les ouvrages d'assainissement collectifs font gravement défaut dans la région. Il n'y a ni de station d'épuration sur le territoire régional ni d'édicules publics dans certaines structures sociales de base (écoles, postes et cases de santé…). La situation est beaucoup plus préoccupante en zone rurale où seuls certains grands villages disposent de quelques latrines basiques et la quasi-totalité des populations s'adonnent à la défécation à l'air libre (DAL). Cette situation, combinée aux déversements anarchiques des eaux usées domestiques, favorise la multiplication des eaux stagnantes, foyers de développement des gîtes larvaires vecteurs de plusieurs maladies telles que le paludisme.

Les indicateurs attendus dans le secteur de l'assainissement n'ont pas atteint les cibles. Ces indicateurs ont trait à la construction de latrines familiales. Dans ce secteur le niveau de réalisation est assez faible et se situe à 1,3%. Ce faible taux de réalisation est lié au retard d'exécution des projets déjà ficelés (BID-UEMOA) mais aussi à la faible génération de la demande conformément aux nouvelles orientations de l'état en politique d'assainissement (Approche Marché).

L'urbanisation et l'habitat

Selon le milieu de résidence, la population de la région vie majoritairement en milieu rural. Ainsi, la population résidant en zone rurale est estimée à plus de 75%. Cette situation pourrait être liée à la configuration de la région qui ne dispose que de trois zones considérées comme urbaines ; les chefs-lieux de communes des trois départements (Kédougou, Salémata et Saraya).

La culture

Avec un fort potentiel culturel, la région de Kédougou souffre, aujourd'hui, d'infrastructures culturelles. Depuis 2017, la région ne dispose que de 15 infrastructures pour les manifestations culturelles. De plus, la quasi-totalité de ces infrastructures est localisée dans le département de Kédougou. En effet, dans ce département, sont localisées 13 infrastructures culturelles dont 4 bibliothèques et centres de documentation, 4 salles de théâtres et aires de spectacles, 2 centres culturels, 2 studios d'enregistrement et un musée.

La région de Kédougou regorge d'un patrimoine culturel riche et diversifié à travers différentes ethnies.

Par rapport aux sites historiques, la région dispose d'un site historique ancien de la période coloniale. Il s'agit du site de Itato dans le département de Kédougou. Ce site a servi de comptoir d'esclaves lors de la traite des esclaves.

Par ailleurs, la région dispose d'un patrimoine culturel immatériel très riche. Ce patrimoine immatériel est connu à travers les expressions culturelles et rites.

Les activités culturelles s'expriment à travers les manifestations culturelles comme les initiations en pays Bedik (Iwol, Ethiowar, Dandé) et en pays Bassari (Ethiolo, Eganga, Koté, etc.).

On enregistre également d'autres rendez-vous culturels comme la fête du Nionéné dans le Tomboronkoto, le Festival de Folklore et des produits agricoles de Bandafassi, les journées culturelles de Fongolimbi, le Festival des Ethnies Minoritaires du Sénégal oriental organisé par l'Association des Minorités Ethniques (AME), en phase de relance.

Grâce à la beauté exceptionnelle de ses paysages culturels, le Pays Bassari est classé, Patrimoine mondial de l'Humanité par l'UNESCO depuis juin 2012. Ce classement synonyme de label certifié, n'est malheureusement pas encore assez valorisé pour booster le tourisme culturel, l'éco-tourisme, les rencontres et échanges.

La gestion des déchets

La collecte et l'évacuation des déchets constituent un réel problème dans la région de Kédougou. Le réseau de collecte des ordures ménagères est très peu développé. Le dépôt sauvage constitue le principal moyen utilisé pour évacuer les déchets bien qu'une faible partie de la population fait recours au ramassage par camion ou par pousse-pousse. Cependant, le ramassage par camion n'est pas régulier. Selon le RGPHAE 2013, 70,1% de la population de Kédougou effectuait le dépôt sauvage de leurs ordures. L'incinération est aussi utilisée par 9,4% pour se débarrasser de leurs ordures. Les ménages faisant recours au camion pour évacuer les ordures ne représentaient que 1,8%.

Profil économique

Au plan économique, la région dispose d'un secteur primaire avec d'importants atouts essentiellement liés à des conditions éco-géographiques assez favorables.

Avec une bonne pluviométrie, beaucoup de ménages pratiquent l'agriculture pluviale. Ainsi, 69% des ménages pratiquaient l'agriculture en 20131. De même, l'élevage et la pêche sont

aussi des activités courantes pratiquées par la population avec une bonne partie s'activant dans l'élevage ; 49,6%2 en 2013. Cependant, avec le développement de l'orpaillage, bon nombre de la population déserte l'agriculture en faveur de l'orpaillage.

Le secteur secondaire de la région connait une évolution remarquable ces dernières années à la faveur du développement de l'exploitation minière. Cette évolution favorise le développement des PME et PMI évoluant dans le tertiaire. En 2016, la région de Kédougou compte 6 2153 unités économiques avec près de 80% s'activant dans le commerce, le transport, la restauration et les bars.

Aussi, le secteur touristique connait une dynamique non négligeable et pourrait, avec une structuration efficace, tirer davantage profit de l'attraction naturelle de la région et de la richesse de ses produits culturels.

L'agriculture

Les principales cultures vivrières de la région de Kédougou sont le sorgho, le maïs, le riz et le fonio. Cependant, le mil et le niébé sont cultivés sur de petites dimensions au niveau du département de Kédougou. Durant les deux campagnes, différents éléments peuvent être facteurs explicatifs de certaines performances. Il s'agit, entre autres éléments, de :

- La combinaison des programmes réguliers et des actions des projets ;
- La mise en place des semences ;
- La bonne pluviométrie ;
- L'évolution de la mécanisation ;
- La facilitation de l'accès aux intrants ;
- L'utilisation davantage de semences certifiées ;
- Augmentation des aménagements.

Par rapport à la production, on note une prédominance des productions de maïs et riz dans la production céréalière. Ainsi, les productions de maïs et de riz représentent respectivement 44% et 42% de la production de céréales régionales. La production de fonio ne représente que 2% de la production totale de céréale.

Dans la région de Kédougou, deux types de cultures industrielles sont généralement les plus pratiquées : l'arachide d'huilerie et le coton.

L'élevage

Les conditions pluviométriques satisfaisantes confèrent à la région de Kédougou un paysage de savane arborée avec une bonne biomasse. Toutefois, les parcours de cette zone présentent, pendant une partie de l'année, une faible valeur nutritive, du fait d'une forte teneur en lignine. Dans cette zone, une forte présence de glossines limite l'élevage.

L'élevage extensif demeure le type pratiqué par la quasi-totalité des éleveurs avec comme caractéristique principal un bétail laissé en divagation. Ce type d'élevage est surtout encouragé par l'existence de pâturages riches et diversifiés (importantes quantités de biomasses herbacées et arbustives) mais aussi et surtout par les espèces qui sont élevées dont la race ndama qui est rustique. Dans cette zone, une forte pression de glossines limite l'élevage au point que seuls les taurins Ndama, les moutons et chèvres nains peuvent vivre dans les zones infestées de glossines.

Le cheptel de la région de Kédougou est estimé, en 2017, à 94 666 têtes. Ce nombre a évolué entre 2016 et 2017. Entre 2016 et 2017, le nombre de têtes du cheptel a connu une hausse de 3,5%. Cette hausse est caractéristique des hausses de 3,5% du nombre de bovins, ovins et caprins.

La divagation permanente des troupeaux, le vol de bétail, les feux de brousse, l'abattage non contrôlé et le manque d'organisation des groupements d'éleveurs sont parmi les nombreuses contraintes auxquelles est confronté le secteur de l'élevage.

Les mines et l'industrie

La région de Kédougou recèle un important potentiel minier ; ce qui en fait un pôle d'attraction pour les investisseurs. Le substratum géologique de la région est constitué essentiellement de socle précambrien. Ces terrains anciens, communément appelés « formations birimiennes », constituent une province métallogénique de grande importance qui abrite de nombreux gisements et indices d'or, de fer, d'uranium, de lithium, d'étain, de molybdène, de cuivre, de marbre et de nickel. Les activités minières ont boosté le secteur de l'artisanat qui était très embryonnaire durant ces dernières années.

L'évolution du nombre d'unités industrielles dans le domaine des matériaux de construction s'est améliorée entre 2018 et 2019. En 2019, quatre unités industrielles s'activent dans la région. Celles-ci sont localisées dans les départements de Kédougou et Saraya. Le département de Salémata ne dispose d'aucune unité industrielle dans la fabrication de matériaux de construction.

Par rapport à l'industrie extractive, on note une stabilité du nombre d'unités entre 2018 et 2019. Ce nombre est de cinq d'unités extractives dont trois unités localisées dans le département de Kédougou et deux à Saraya.

Par rapport au type d'activité, il apparait que, en 2019, deux unités industrielles exercent dans l'exploitation de sable. Ces unités sont localisées à Pondala et à Bandafassi. De même, des unités industrielles se situant à Mako s'activent dans l'exploitation du Basalte. Ainsi, il a été dénombré trois unités d'exploitation de Basalte à Mako en 2019. Ces unités existaient depuis 2018. Il y a aussi les gisements de fer de la Falémé avec d'importantes réserves de bonne qualité. Cependant, leur mise en valeur est conditionnée par la réalisation d'infrastructures de désenclavement (transport ferroviaire et évacuation portuaire) qui représentent 80% des investissements. Il existe, dans la commune de Bembou, la présence d'une unité pour l'exploitation du fer de la Falémé.

A part les industries extractives, le tissu industriel de la région de Kédougou est très peu développé. Deux grandes entreprises interviennent dans l'industrie de la région : La SODEFITEX et le Groupe Yéllitaré. La SODEFITEX, demeure la principale industrie, qui s'active dans la région de Kédougou. Ses missions sont orientées dans le développement de l'agro-industrie cotonnière et sa principale activité est la culture du coton. La société Yéllitaré s'active principalement dans l'agroalimentaire. Ses activités sont la production, la transformation et la commercialisation de fruits et légumes, la production et la vente de produits laitiers, les renforcements des capacités techniques humaines et organisationnelles, le développement d'activités pastorales, le transport, le commerce en gros et en détail.

Les PME/PMI sont à l'état embryonnaire dans la région et restent peu connues. Celles qui émergent, s'activent généralement dans le domaine de la transformation des produits agricoles et forestiers non ligneux. Elles bénéficient toutefois d'un assez bon encadrement technique et financier avec la présence d'ONG, de projets et de programmes. Il n'existe pas de sources régulières pour les données de l'industrie de la région. Cependant, l'ANSD a déroulé en 2016 le Recensement Général des Entreprises (RGE) du Sénégal. Cette opération a permis de disposer de certaines informations relatives au tissu industriel de la région.

Le tourisme

L'activité touristique constitue un élément essentiel dans le développement économique et social de la région. La région constitue, au regard de ses potentialités, un pôle attractif pour les touristes.

De manière spécifique, la présence des zones amodiées, des campements de chasse, de la ZIC de la Falémé et des sites pittoresques permet de valoriser le potentiel faunique pour la promotion du tourisme cynégétique et de développer le tourisme de vision et de découverte. Au niveau du parc, en plus du tourisme de vison, la possibilité de développer un tourisme scientifique existe avec les espèces endémiques et les richesses des écosystèmes et une biodiversité variée.

L'offre touristique est composée des réceptifs et des services d'appui et d'orientation touristique. En 2019, la région compte 30 constitués de 6 hôtels, 19 campements et 5 auberges.

Au niveau régional, on note une progression continue des arrivées de touristes. Le nombre de touristes arrivant s'est triplé entre 2018 et 2019 passant de 4 400 en 2018 à 13 207 touristes en 2019.

Le commerce

Depuis 2014, la région de Kédougou ne dispose que de deux seuls marchés permanents. Ces deux marchés sont localisés dans les départements de Kédougou et Saraya qui disposent chacun d'un seul marché permanent. En revanche, le département de Salémata ne dispose d'aucun marché permanent.

Par ailleurs, les marchés hebdomadaires constituent, depuis plus d'une dizaine d'années, l'une des expressions les plus actives de la vie commerciale et sont devenus une véritable institution qui marque chaque semaine l'espace de la vie rurale. De même que les marchés permanents, la région de Kédougou compte, depuis 2014, cinq marchés hebdomadaires.

Les commerçants constituent les principaux acteurs du secteur commerce. Les commerçants peuvent être des grossistes, ½ grossistes ou des détaillants. Ainsi, le nombre de commerçants au niveau de la région est évalué à 822 commerçants en 2019 contre 795 en 2018 ; soit une hausse de 3,4% tributaire de la hausse de 3,5% des détaillants qui sont passés de 777 détaillants en 2018 à 804 en 2019. Le nombre de grossiste et de ½ grossiste sont restés stables à 5 et 13. Par ailleurs, les détaillants occupent près de 98% du nombre total de commerçants, les grossistes ne représentent que 0,6% des commerçants.

Le secteur du commerce de la région traverse, aujourd'hui, d'énormes difficultés. Une bonne maitrise des acteurs et un encadrement pourraient permettre d'améliorer les performances du secteur.

Compte tenu de la nature poreuse des frontières, il serait bien de renforcer davantage le contrôle des produits alimentaires. L'implication des collectivités territoriales dans le recensement des commerçants n'est pas encore effective. Aussi, le niveau d'encadrement des commerçants demeure très faible voire absent.

L'artisanat

L'artisanat reste un secteur clef de l'activité économique de la région. En effet, à côté de l'agriculture et de l'élevage, il occupe une grande partie de la population active. Sur le plan institutionnel, l'organisation du secteur est assurée par la Chambre des Métiers. Celle-ci, en rapport avec certaines ONG, œuvre à rendre plus performant et plus compétitif ledit secteur par le biais des sessions de formations et de perfectionnement mais surtout par la mise en place d'une mutuelle de crédit et d'épargne.

L'artisanat de la région de Kédougou, bien qu'en expansion, rencontre d'énormes difficultés. En effet, en 2019, la région ne dispose que d'un seul village artisanal localisé dans le département de Salémata.

Les contraintes sont nombreuses et méritent une attention particulière pour les pouvoirs publics et les collectivités territoriales si l'on sait que Kédougou est en forte expansion et que le taux de chômage reste l'un des plus élevés du pays. Certaines matières premières sont chères ou sont indisponibles sur le marché. L'outillage des artisans est souvent obsolète. La relance du tourisme dans la région, le flux migratoire intense observé, l'intensification des activités de BTP sont autant d'éléments qui vont apporter une plus-value au secteur.

2.2.3 *Situation de Reference dans les zones Offshore susceptibles d'être affectées*

Cf. 2.2.2

2.2.3.1 Le Climat

Cf. 2.2.2.1.

2.2.3.1.1 Précipitation

Cf. 2.2.2.1.1.

2.2.3.1.2 Température

Cf. 2.2.2.1.2.

2.2.3.1.3 Vent

Cf. 2.2.2.1.3.

2.2.3.1.4 Humidité

Cf. 2.2.2.1.4.

2.2.3.2 Qualité de L'Air

Les mesures de la qualité de l'air sont très limitées dans la zone d'étude, et aucune mesure de la qualité de l'air au large des côtes sénégalaise n'a été documentée.

Néanmoins ces milieux étant éloignés des centres urbains où sont concentrées l'essentiel des sources fixes et mobiles d'émission de polluants atmosphériques, on peut raisonnablement penser que la qualité de l'air y est bonne sinon excellente.

2.2.3.3 L'Environnement Acoustique Sous-Marin

Le son dans l'environnement peut provenir de sources naturelles comme anthropiques.

Les sources naturelles de son sous-marin comprennent les séismes, les vagues générées par le vent, les précipitations, les organismes vivants (bioacoustique) l'agitation thermique de l'eau. Le son anthropique quant à lui peut être le fait d'opérations pétrolières, de la navigation maritime (dans le cadre du transport maritime, de la pêche, de la navigation de plaisance…), la recherche scientifique… Les niveaux de bruit générés par l'homme sont en nette augmentation, ce qui accroît le niveau de bruit de fond dans les océans.

Aucune mesure de bruit propre au projet n'a été réalisée dans la zone d'étude offshore. Par ailleurs aucune mesure de son dans les eaux marines sous juridiction sénégalaise n'a été documentée. La zone offshore se trouve néanmoins dans un corridor de transport maritime très fréquenté.

Le champ acoustique cumulatif dans l'atlantique nord centré sur 100hz à une profondeur de 5m cartographié (par NOAA) grâce à une technologie d'imagerie de basse fréquence montre que les niveaux acoustiques au large du Sénégal varient de modérés à élevés (EIES GTA).

2.2.3.4 Les Zones Côtières

Le plateau continental (scientifique) contiguë à la République du Sénégal est peu profond (200 m) et relativement étroit. Il ne s'étend que de quelques kilomètres au large de la péninsule du Cap Vert. La pente continentale est coupée par un système de canyons importants avec un gradient maximal au Nord. Au Sud de la péninsule du Cap Vert, la pente s'approfondit graduellement jusqu'à la transition avec la plaine abyssale de la Gambie (figure 1).

La mer territoriale et la zone contiguë (lignes respectivement distantes de 12 et 24 milles marins la ligne de base) se terminent à la ligne de délimitation convenue entre le Sénégal et la Gambie.

La zone économique exclusive (ZEE) se situe dans les limites 17°N, 10°N, -20°W et -12°W.

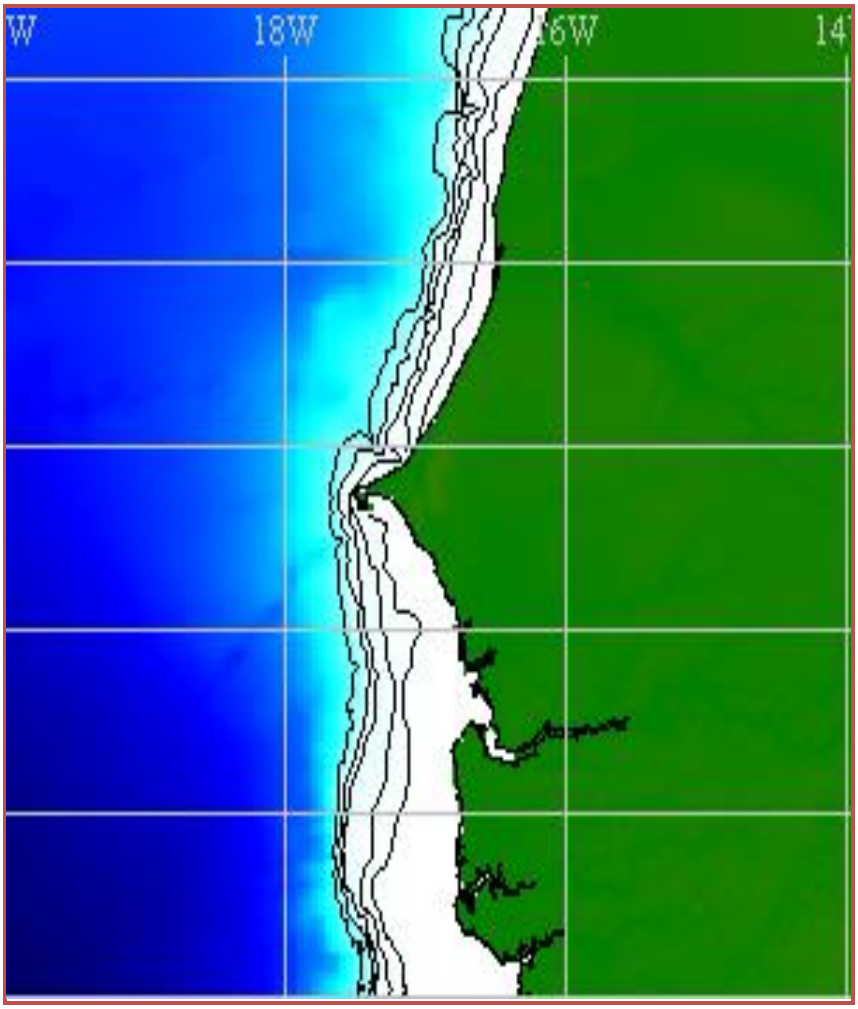


Figure 35: Limites de la zone marine et côtière du Sénégal

2.2.3.5 *Caractéristiques Physiques du Milieu Marin*

La zone marine et côtière su Sénégal est reparti en trois parties globalement : la Grande-Côte de Saint-Louis à Yoff, la Petite-Côte située au sud de Dakar entre Yoff et Saloum et, la Basse-Casamance (Figure 2).

Du point de vue géomorphologique, on distingue des côtes sableuses (300 km), des côtes à mangrove (environ 234 km) et quelques 174 km de côtes rocheuses (DEEC, 2017).

2.2.3.5.1 Les Côtes Rocheuses

Elles sont représentées dans la Presqu'île du Cap-Vert. Il s'agit de côtes à falaises correspondant à des produits volcaniques. Au voisinage de la presqu'île du Cap-Vert, des affleurements rocheux discontinus prolongent la côte rocheuse au Cap des Biches, à Rufisque, à Bargny à Sendou et autour de Toubab Dialao

2.2.3.5.2 Les Côtes Sableuses

C'est le type de côte le plus fréquent dans la région. Elles constituent le littoral de Saint-Louis à la presqu'île du Cap-Vert et toute la portion du littoral sénégalais comprise entre la presqu'ile

du Cap-Vert et l'embouchure du Saloum (Figure 36). Elles sont formées de larges plages sableuses interrompues quelquefois par quelques affleurements rocheux. Ces plages sont souvent séparées de l'intérieur des terres par un cordon sableux qui peut être fixé par une végétation halophyte. Ces cordons isolent parfois une lagune peu profonde, envahie pendant la saison des pluies.

2.2.3.5.3 Les Zones à Mangroves

C'est une zone littorale particulièrement marécageuse, vaseuse à vaso-sableuse. Elle est présente sur le littoral sénégalais à l'embouchure des grands fleuves (Sénégal, Saloum, Gambie et Casamance) mais aussi à l'embouchure de cours d'eau plus modestes (lagune de Mbodiène, par exemple). Elle forme un écosystème complexe (mangroves…) [Figure 36], composé de végétaux ligneux dont le développement est favorisé dans la zone de balancement des marées des côtes basses tropicales.

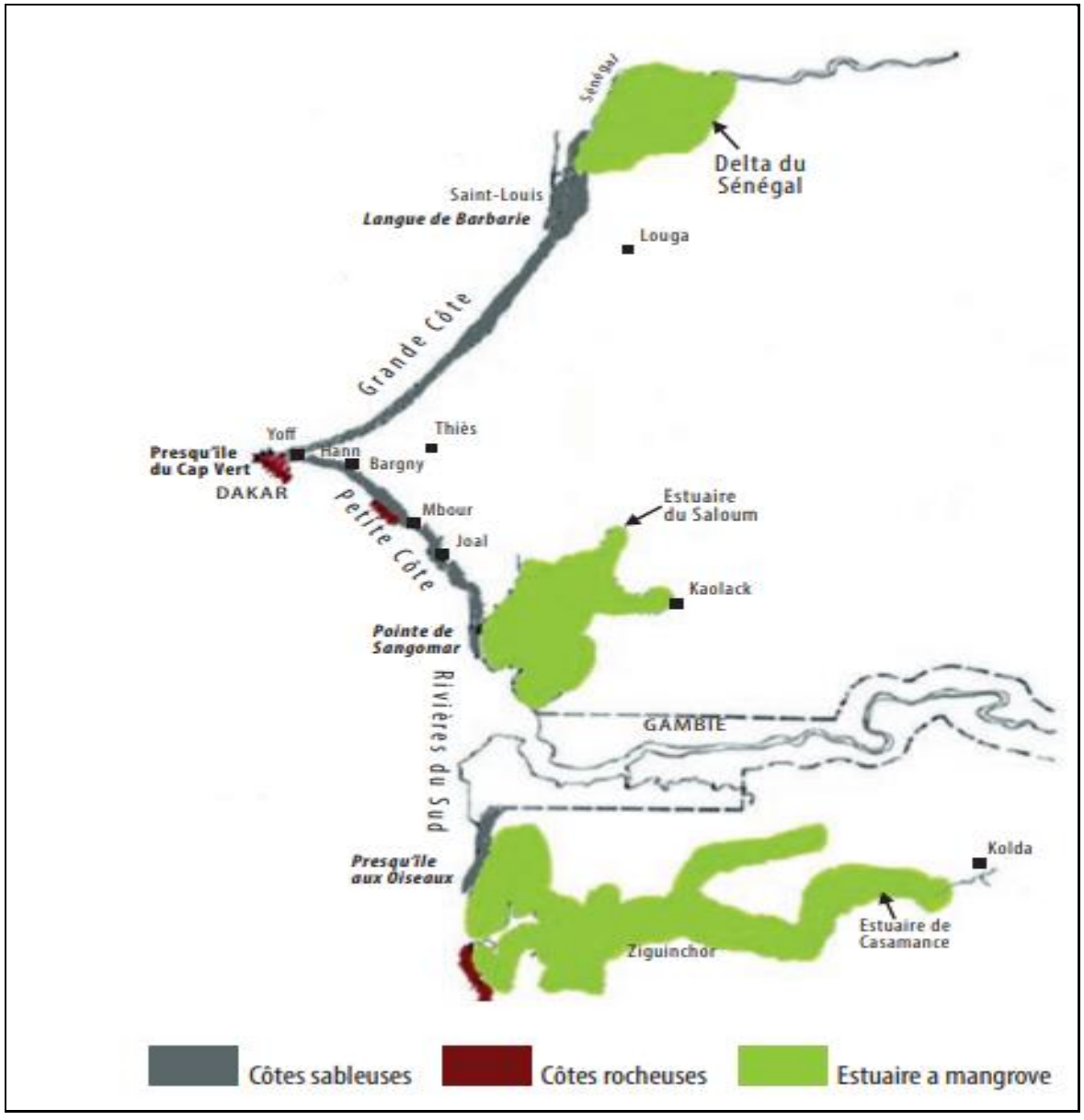


Figure 36: Morphologie du littoral

2.2.3.5.4 Bathymétrie

Les fonds marins et côtiers du Sénégal sont de nature diversifiée et présentent une topographie multiforme. En effet, la Presqu'île du Cap-Vert sépare le domaine maritime sénégalais en deux zones aux caractéristiques topographiques bien distinctes (Roy, 1992). Au nord de la Presqu'île, le plateau continental est étroit et orienté N-NE. Au sud, il s'élargit ; le talus est situé entre 10 et 30 miles des côtes et est orienté N puis NW-N. Au niveau de la Presqu'île du Cap-Vert, point le plus occidental de l'Afrique, le continent s'avance vers l'Ouest, réduisant à quelques miles la largeur du plateau. En effet, située à 27 miles au large de Saint-Louis, l'isobathe 200 m se rapproche progressivement de la côte vers le sud. À la hauteur de la pointe des Almadies, la largeur du plateau n'est plus que de 5 miles. Il s'élargit ensuite assez rapidement au sud du Cap-Vert pour atteindre une largeur de 54 miles à 12°45'N de latitude Nord. La fosse de Kayar (Figure 3), au nord de Dakar, entaille les fonds et traverse le plateau sur toute sa largeur. L'isobathe 50 m est à quelques centaines de mètres de la plage à Kayar (14°55'N ; 17°70'W) et reste ensuite entre 1 km et 3 km de la côte jusqu'à la pointe des Almadies. Sur la côte sud, existent deux falaises sous-marines dont l'une a un sommet qui se situe à une profondeur de 35 m à 45 m et l'autre moins longue, à son bord supérieur vers 70 m de profondeur avec une dénivellation d'une dizaine de mètres.

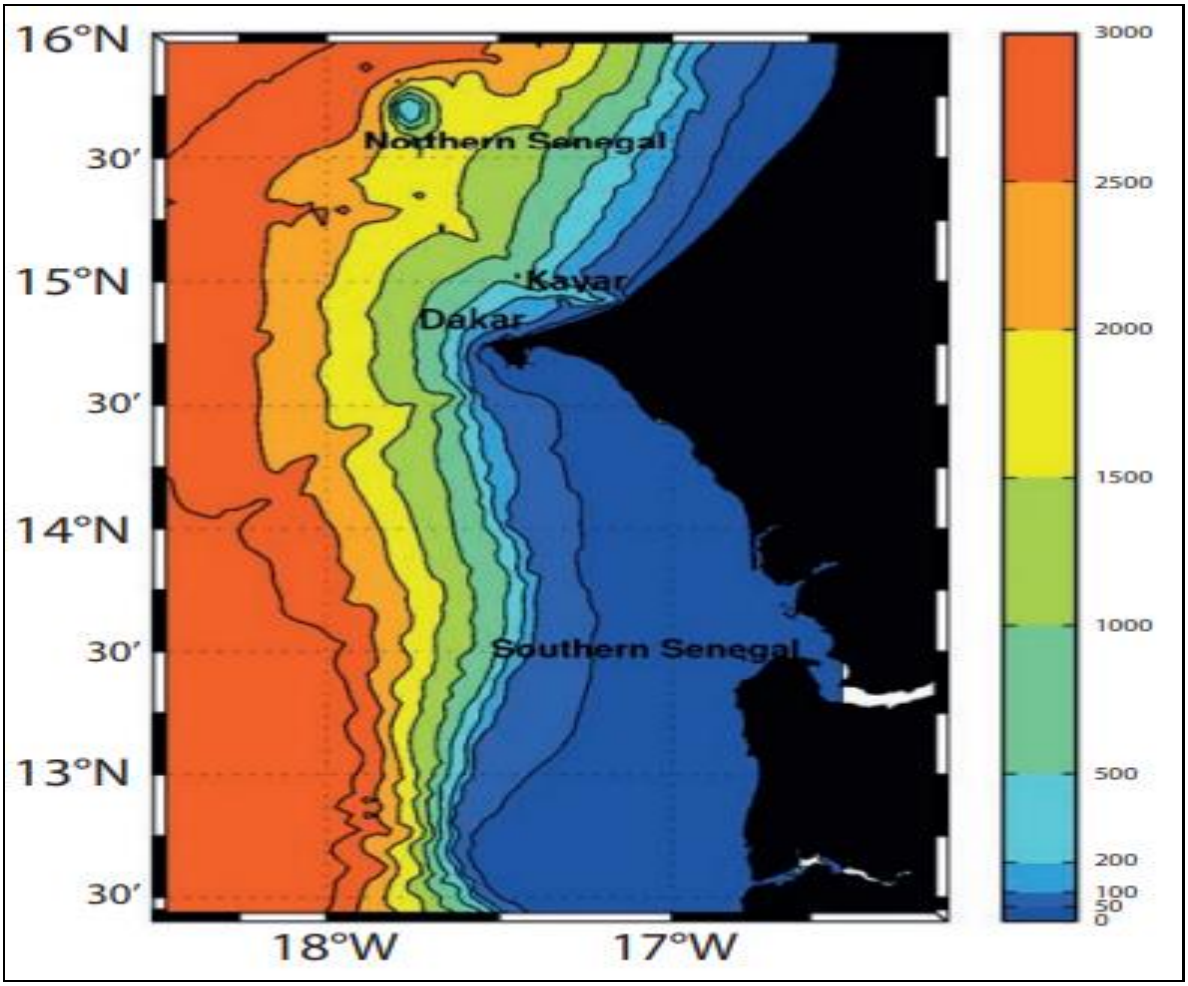


Figure 37: Bathymétrie le long de la côte sénégalaise obtenue en combinant les données GEBCO

2.2.3.5.5 Courants Marins

Du point de vue hydrologique le Courant des Canaries (CC) qui est la première conséquence des alizés, se déplace parallèlement à la côte. A l'échelle du plateau continental sénégalais, circule le «Canary Upwelling Current (CanUC)» lié à l'upwelling et il est généré par un front de densité (Allen, 1973 ; Hugen, 1981 ; Hugen et al. 2001). Il est aussi appelé le Jet Côtier de surface vers l'équateur près de la côte (Pelegri et al. 2006 ; Mason et al. 2011).

2.2.3.5.5.1 Courants Horizontaux

Le signal saisonnier de la circulation de surface reflète la réponse de l'océan à la variabilité saisonnière des alizés et au déplacement méridien de la ZCIT. Par ailleurs, la circulation de surface dans la région marine et côtière du Sénégal est principalement constituée du Courant des Canaries (CC), du Courant Nord-équatorial (NEC), du Jet Côtier (JC), courant lié à l'upwelling, et du Courant Mauritanien (CM) [Figure 39]. Le CC, première conséquence des alizés, se déplace parallèlement à la côte et présente une variabilité saisonnière prononcée (Mason et al 2011). La partie Est, sur le plateau continental, contribue également à la baisse des températures de la bande continentale côtière, en saison sèche froide. Le JC, communément appelé « Canary Upwelling Current » (CanUC) est généré par un front de densité (Allen, 1973 ; Hagen, 1981 ; Hagen et al, 2001). Il transporte souvent des eaux hauturières vers la côte, qui se mélangent avec les « eaux de l'upwelling» ; ce qui est favorable à la formation de fronts thermiques riches en matières nutritives pour les espèces pélagiques côtières. Le JC atteint la Presqu'île du Cap-Vert (Dakar) quand l'upwelling s'installe au large des côtes sénégalaises (Faye et al 2015).

Dans la partie sud, le Contre-Courant Nord Équatorial (NECC) peut atteindre, en saison humide, la limite sud de la ZEE sénégalaise. Près de la côte, il est divisé en deux branches :

- Sa branche nord continue le long de la côte en formant le Courant de Mauritanie (MC) qui se limite environ à 14°N en saison sèche froide, et 20°N en saison pluvieuse (Lazaro et al., 2005). Le MC transporte, sur tout le plateau continental sénégalais, des eaux équatoriales chaudes et moins salées.
- Sa branche sud rencontre le courant de Guinée au sud puis remonte vers le nord et devient intense sur les côtes de la Sierra Leone [le Jet de Sierra Leone (SLJ)] (Figure 4) avant de rejoindre le MC (Faye et al, 2015).

Le Cap de Dakar est le siège de formation de filaments durant certains épisodes d'upwelling, avec des vitesses de l'ordre de 30 à 40 cm.s-1. De plus, le plateau continental est une région de formation de tourbillons qui se propagent vers en haute mer.(Faye & al., 2015). Par contre à l'intérieur de la baie de Gorée, il y a la présence de courants contradictoires qui font les algues restent prisonnières dans la baie de Bel-Air sur près de 6 mois dans l'année (Diallo, 2021).

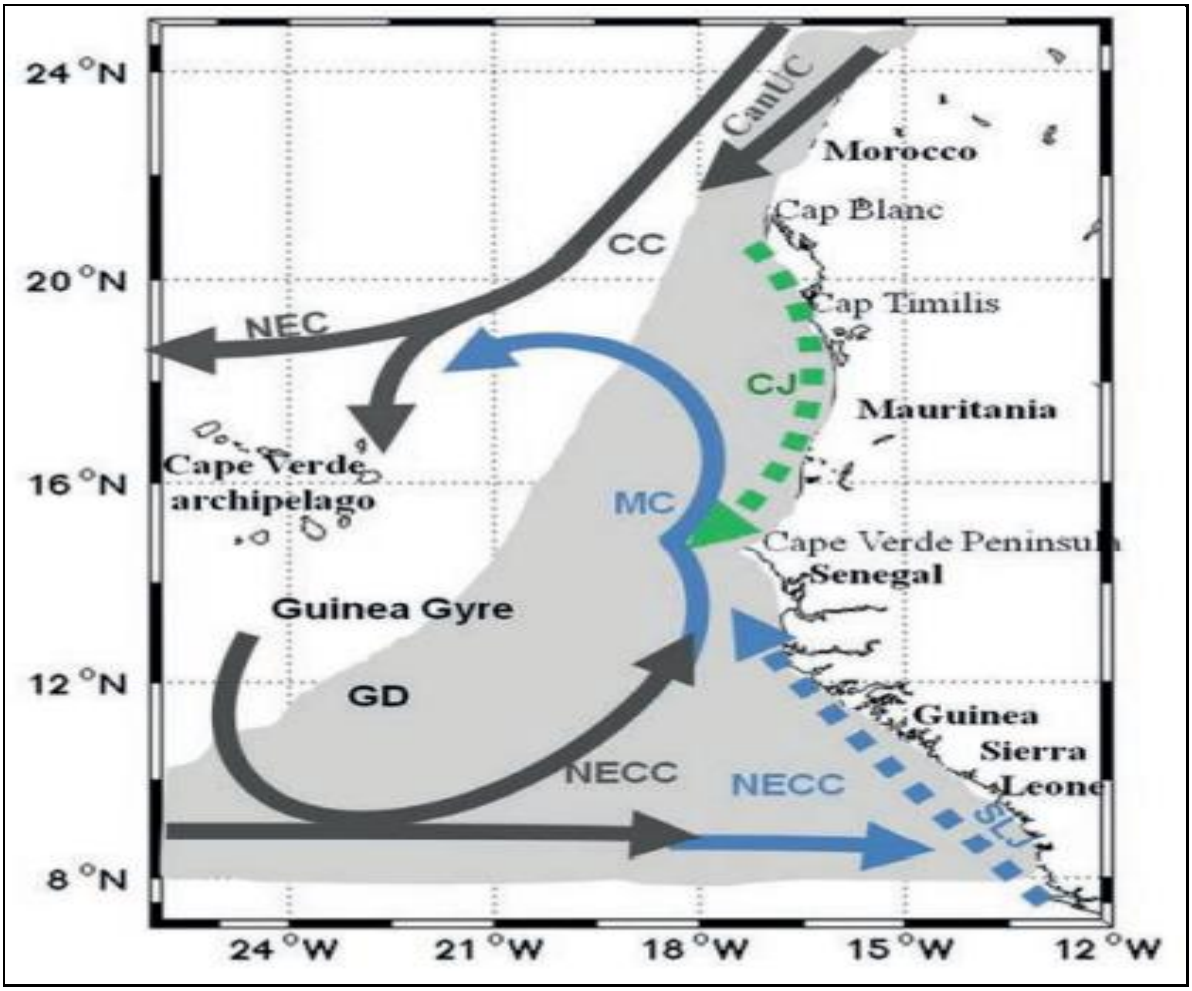


Figure 38: Circulation de surface de l'océan à l'échelle régionale, du sud Marocain à la Sierra Leone (Source : Faye et al., 2015)

2.2.3.5.5.2 Courants Verticaux

L'upwelling côtier est une remontée d'eau froide profonde sur le plateau continental qui compense la dérive des eaux de surface vers le large sous les actions combinées d'un vent favorable (vents parallèles à la côte et dirigés vers l'équateur) et de la rotation de la terre (action de la force de Coriolis sur les mouvements océaniques). C'est un phénomène physique responsable de la forte productivité biologique saisonnière des eaux marines et côtières du Sénégal est l'upwelling. L'upwelling est présent de novembre à mai et les indices les plus forts sont noté entre février et mai. Ce dernier est favorisé par les alizés maritimes venant du Nord et qui permet la remontée des eaux froides profondes riches nutriment en surface sur la période allant de novembre à mai. Les vents sont généralement de secteur nord-est/est et sont souvent plus importants sur la Grande-Côte que sur la Petite-Côte. L'upwelling est dû au vent de secteur nord-est/nord et est légèrement plus intense sur la côte nord. Au sud du Cap de Dakar, en début de saison (octobre-décembre), l'upwelling reste collé à la côte tandis qu'à partir de janvier, la remontée se produit au milieu du plateau continental (au sud de la latitude située à 14°29'N). Une saison froide à upwelling fort (février à avril) caractérisée par des vents forts. En février-mai, l'orientation nord-ouest des vents favorise la zone sud (Petite-Côte), où l'upwelling devient plus intense et forme une langue d'eaux froides situées au niveau du talus ou au milieu du plateau continental. La majeure partie de la saison d'upwelling est caractérisée par des vents supérieurs à 6,0 m.s−1 (Roy, 1992). Les indices les plus intenses sont

notés entre février et mai, (Diallo, 2022), (Figure 5) et mai et ont une durée moyenne de 5 à 10 jours (Faye & al., 2015).

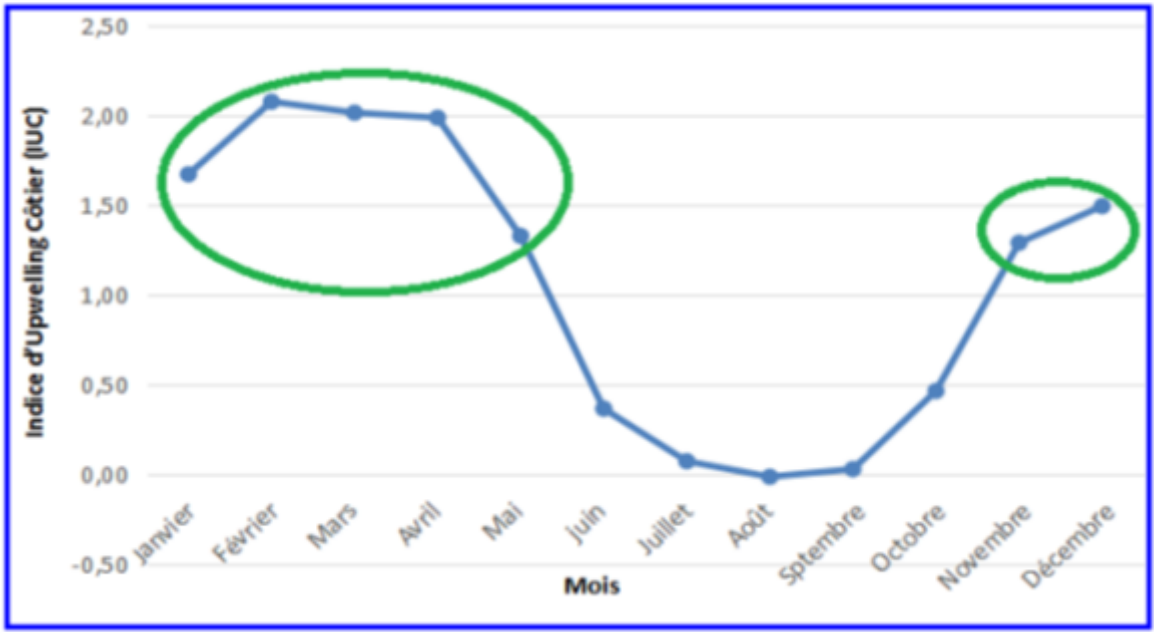


Figure 39: Variations mensuelles de l'IUC sur la période 2000-2020

2.2.3.5.6 Les Marées

La marée est la variation de la hauteur du niveau des mers et des océans, causée par la combinaison des forces gravitationnelles dues à la Lune et au Soleil et des forces d'inertie dues à la révolution de la Terre autour du centre de masse du couple Terre-Lune et de celui du couple Terre-Soleil, le tout conjugué à la rotation de la Terre sur son axe.

La marée est due à l'attraction lunaire, et dans une moindre mesure à l'attraction du Soleil qui module son amplitude selon la phase de la Lune et différentes périodes astronomiques. Des courants par endroit très violents sont associés aux marées dans les zones côtières.

Le Sénégal est soumis à une marée semi-diurne ce qui signifie que l'on dans les eaux : 2 marées hautes et 2 marées basse en 24H.

Sur la période 1980 et 2021, on a observé des variations interannuelles assez identiques jusqu'en 2008 de la hauteur maximale des pleines mers ne dépassant pas 1,96 m. Cependant, depuis 2009, les variations sont plus marquées avec des hauteurs >2,0m pour atteindre 2,08m en 2019 (Figure 40).

Figure 41 présente les variations interannuelles du marnage à Dakar qui ne dépasse pas 1.01 m de hauteur.

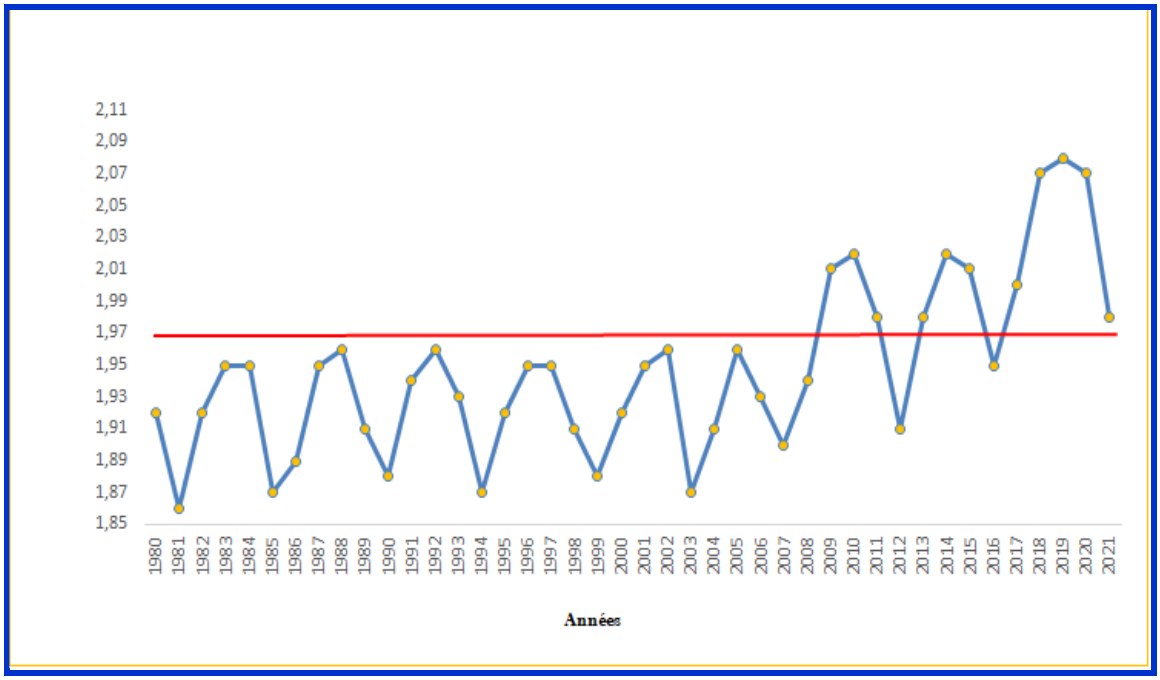


Figure 40: Variations interannuelles de la hauteur maximale observées de la marée

Figure 41: Variations interannuelles du marnage de 1980 à 2021 à Dakar

La variabilité de l'amplitude de la marée est fonction des périodes de vives ou mortes eaux d'une part mais aussi très fortement du coefficient. Entre 2021 et 2022, les plus forts coefficients se situent entre 94 et 111% alors les plus faibles varient entre 26 et 53% (Figure 42).

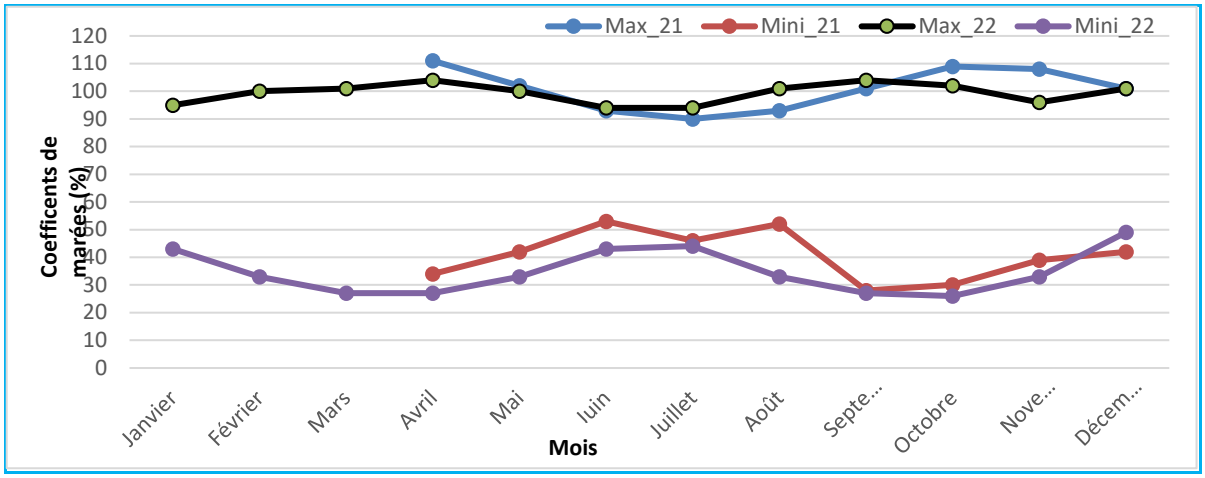


Figure 42: Variations comparées des coefficients de marées entre 2021 et 2022

2.2.3.5.6.1 Caractéristiques Physiques

Température de la surface de la mer (TSM)

Les eaux de surface sont sous l'influence de deux principaux courants océaniques dont les effets sur le plateau continental sont variables. De novembre à mai, les vents N-NE/Sud génèrent une remontée d'eaux profondes riches en sels nutritifs, froides (15-18°C) et salées (upwelling). Pendant la saison à upwelling faible (novembre à janvier), les alizés s'installent et sont faibles et irréguliers, et les courants côtiers se dirigent vers le sud, le long du plateau continental, en produisant un refroidissement de toute la zone (Rébert, 1983). En moyenne sur la dernière décade, la TSM varie entre 19 et 28°C (Figure 43) avec ces dernières années, l'installation des eaux chaudes dès le mois juin jusqu'en octobre pour des valeurs comprises entre 26 et 29°C. Cependant, les saisons chaude et froide sont bien marquées (Figure 44) avec les mois de juin et octobre comme mois de transition.

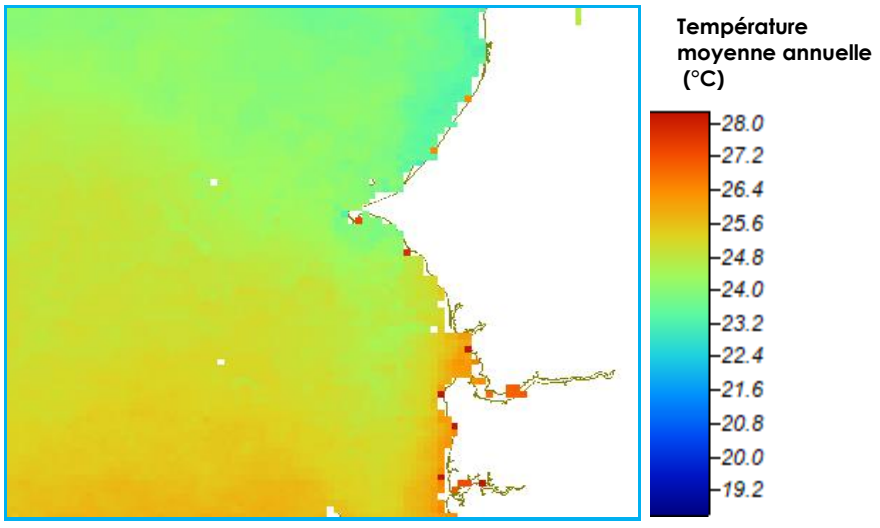
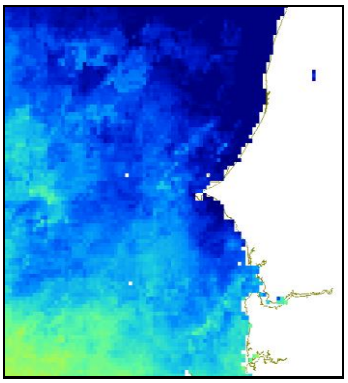
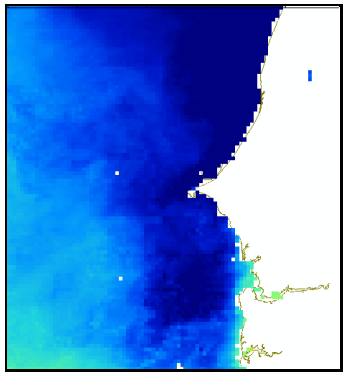


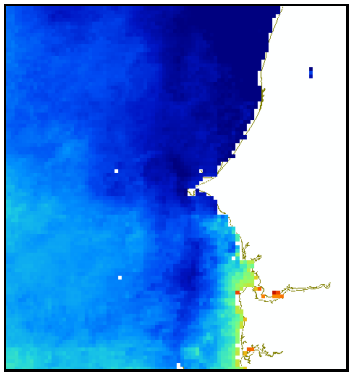
Figure 43: Température moyenne annuelle dans la ZEE du Sénégal



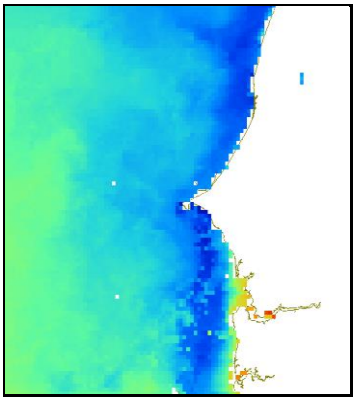
Janvier



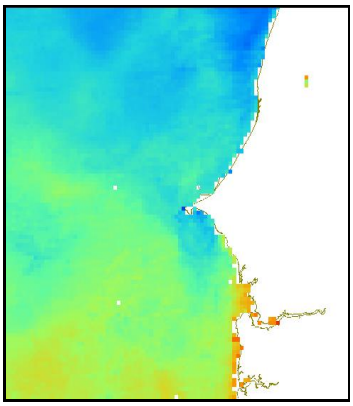
Février



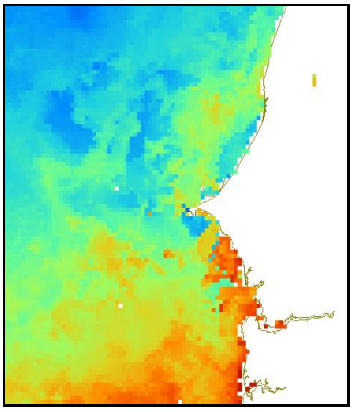
Mars



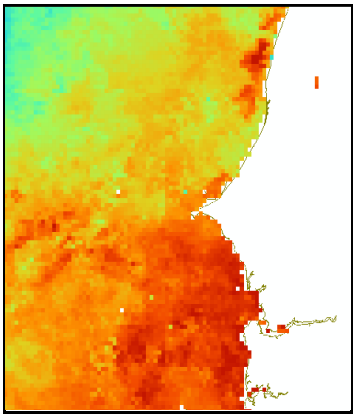
Avril



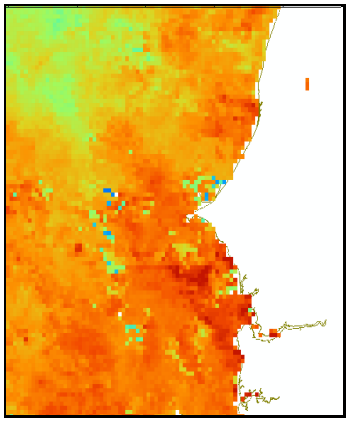
Mai



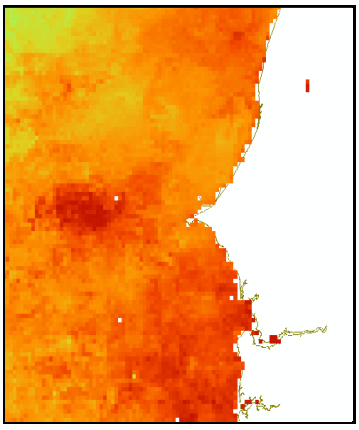
Juin



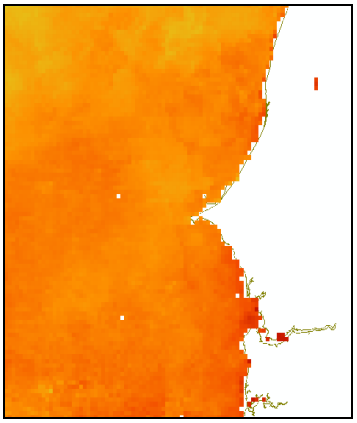
Juillet

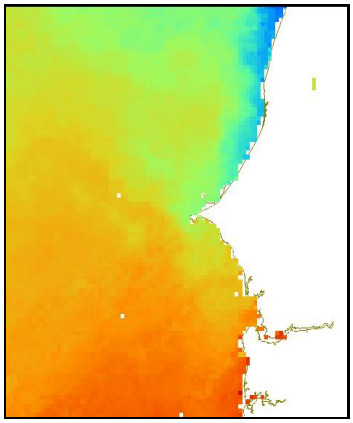


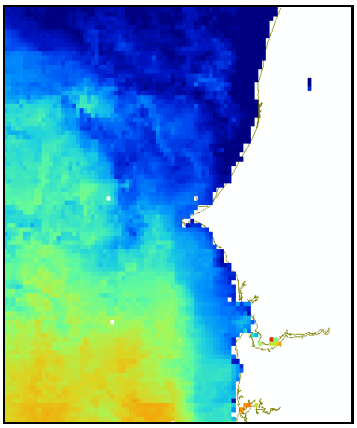
Aout



Septembre







Octobre Novembre Décembre

Figure 44: Température moyenne mensuelle de la ZEE du Sénégal

Les plus faibles températures au cours de l'année sont observées durant cette période, précisément en février-mars. En année froide, la TSM peut atteindre un minimum de 15 à 16°C (Dème-Gningue et al, 1990 ; Diallo, 2019).

Sur les cartes mensuelles, on peut noter que la transition de la saison froide à la saison chaude commence d'abord par la Petite-Côte en fin mai-début juin et affecte ensuite la Grande-Côte en juin. Au cours de cette période, la température enregistre le maximum de sa variation. La période allant de juillet à août correspond à l'extension maximale des eaux tropicales chaudes (28°C) dans les eaux côtières sénégalaises, et un pic de salinité venant du nord est souvent constaté en juillet. Puis, entre septembre et novembre, se produit une invasion d'eaux libériennes chaudes et dessalées venant du sud avec un minimum de salinité et un maximum de TSM (29-30°C) en septembre. Enfin, en novembre-décembre, les alizés reprennent d'abord dans le nord et les upwellings repoussent les eaux chaudes.

2.2.3.5.6.2 Caractéristiques Chimiques

La salinité de surface de la mer

La salinité de l'eau de mer exprime une concentration d'une eau en sels dissous (chlorure de sodium, chlorure de magnésium, sulfate de magnésium, etc.) au travers de la conductivité électrique de cette eau.

Du point de vue salinité, on distingue :

- Une saison d'eaux froides salées de janvier à mai ;
- Une saison d'eaux chaudes salées de juin à juillet et ;
- Une saison d'eaux chaudes dessalées d'août à octobre.

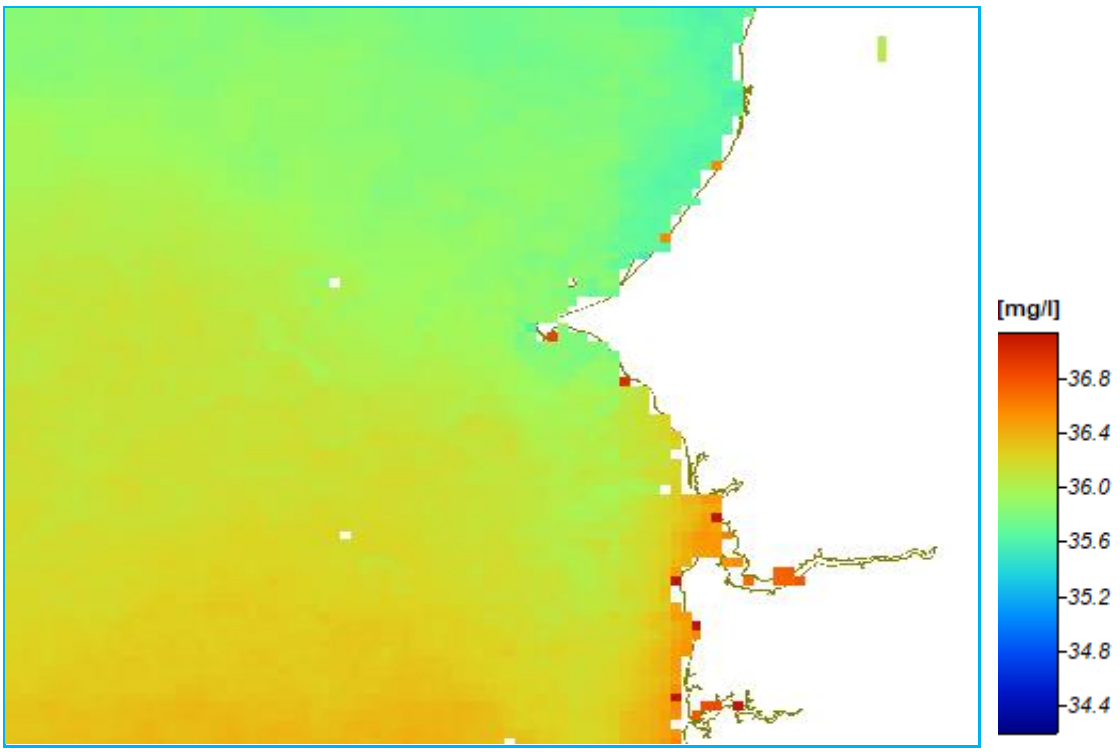


Figure 45: Salinité moyenne annuelle dans la ZEE du Sénégal

En période d'upwelling (froides salées) et dans la zone allant de Saint-Louis à Mbour, la salinité est comprise entre de 35 à 36,5 mg/l (Dème-Gningue et al, 1994) mais atteindre 37 mg/l en zones proches des estuaires (Diallo, 2018).

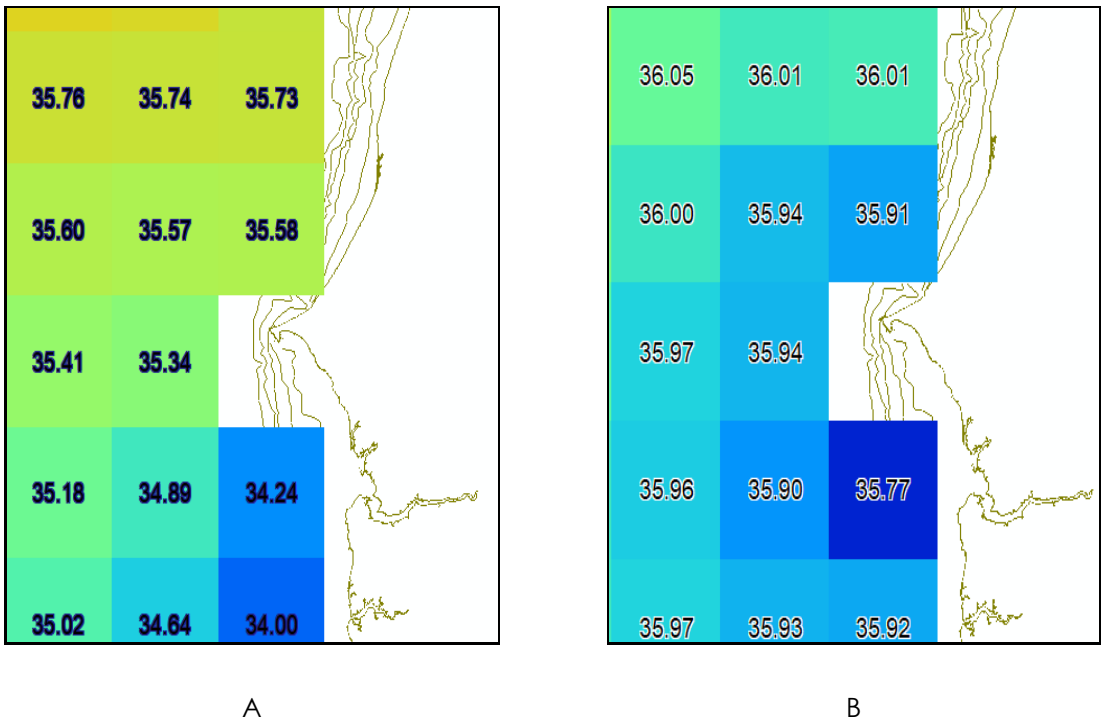


Figure 46: Valeurs minimales (A) et maximales (B) de la salinité dans la ZEE du Sénégal

L'oxygène dissous

L'oxygène dissous est un paramètre vital qui gouverne la vie de la majorité des processus biologiques des écosystèmes aquatiques. Elle est tributaire de la photosynthèse favorisée par une bonne pénétration de la lumière solaire.

Un autre aspect est le ratio d'utilisation de l'oxygène dissous dans laquelle la consommation d'oxygène en fonction de son âge, fournit une estimation moyenne de la respiration dans l'atlantique.

De manière globale, on a une variation moyenne annuelle comprise entre 4,67 et 5,03 mg/l avec des variations mensuelles selon la saison hydrologique avec des valeurs comprises entre 4,40 et 5.62 mg/l.

Ces valeurs de l'oxygène de surface (0-5 m) montrent que le processus de vie des ressources marines et côtières n'est pas en danger durant toute l'année.

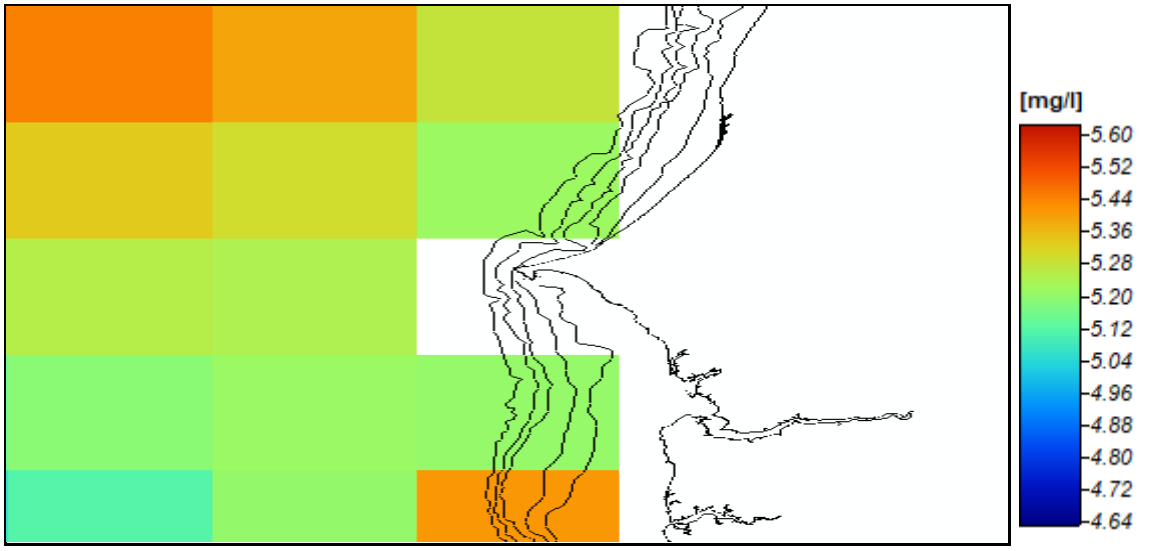


Figure 47: Distribution de la moyenne annuelle de l'oxygène dissous dans la ZEE du Sénégal

2.2.3.5.7 Sédiments

Le reste du plateau continental est occupé par des fonds sableux et des plaques rocheuses continues et/ou discontinues. Généralement, les fonds sont peu accidentés, ce qui permet une exploitation chalutière sur la plus grande étendue du plateau continental (Domain, 1980). Le seul accident géographique remarquable est l'ensemble de la fosse de Kayar et la Presqu'île du Cap-Vert qui coupe la région en deux. Cette particularité géographique joue un rôle important dans la limitation des migrations saisonnières des espèces halieutiques vers le sud ou le nord (Champagnat et Domain, 1978).

Globalement, le plateau continental sénégalais est constitué successivement du nord au sud par du sable vaseux, du sable fin à très fin, de vase, de roches, de roches discontinues (Cap Vert) et de marécage (embouchures des estuaires).

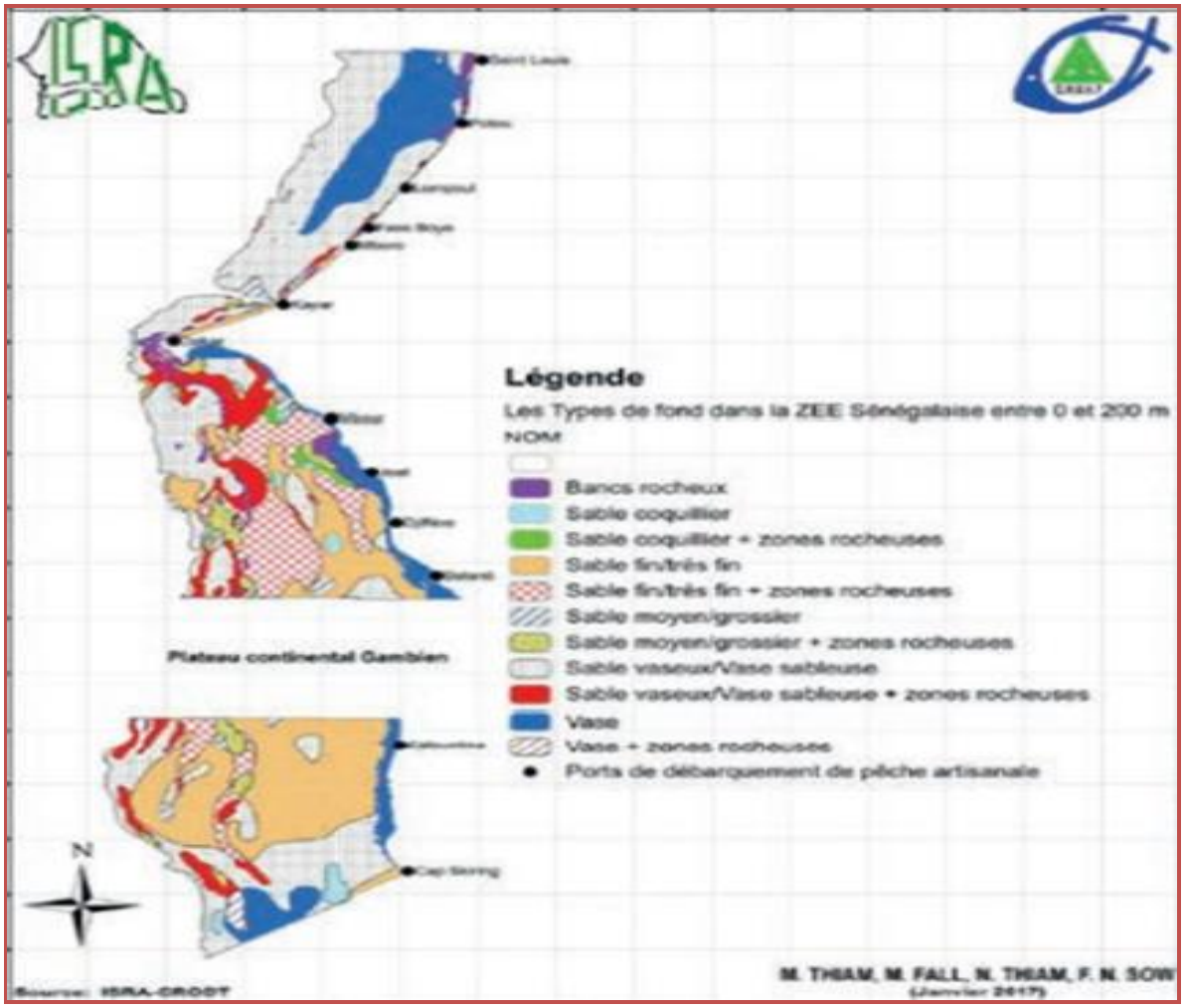


Figure 48: Nature des fonds marins du plateau continental sénégalais (Source : CRODT, 2019)

Conclusion

La zone marine et côtière (plateau continental) du Sénégal jusqu'à l'isobathe 200 m, est un espace soumis à l'influence très marquée des courants des canaries car se situant dans la zone écosystémique du courant des canaries (CCLME). Cette influence est marquée par l'installation du phénomène de l'upwelling côtier qui fait remonter les eaux profondes froides et riches en nutriments en surface tout en chassant les eaux chaudes vers le large. Cet enrichissement trophique favorise la présence de ressources halieutiques d'où l'importance de la pêche dans le pays.

Cependant, ces dernières années on observe à l'instar de la planète terres, un réchauffement des températures de surface, de l'acidification de la mer mais aussi l'apparition d'événements extrêmes devenus récurrentes y compris la rareté de certaines ressources marines et côtières.

Cette vulnérabilité côtière met en danger quasiment tout le littoral du pays et les populations résidentes.

Cependant la zone marine et côtière fournis des services écosystémiques très importants :

- Services d'approvisionnement

- Services de régulation
- Services culturels et,
- Services de soutien.

Ainsi, il est important d'avoir une gestion planifiée de l'espace marine pour son exploitation durable par rapport aux ressources naturelles que la mer regorge y compris le gaz et le pétrole.

2.2.3.6 *La Biodiversité Marine*

2.2.3.6.1 La Faune

2.2.3.6.1.1 Zooplanktons et phytoplanktons

Plancton

Le plancton comprend des plantes (phytoplancton) et des animaux (zooplancton) vivant librement dans la colonne d'eau et se déplaçant avec les courants marins. Le plancton constitue un maillon essentiel dans la chaîne alimentaire. Il est vulnérable aux rejets en mer et aux déversements accidentels de produits chimiques ou d'hydrocarbures.

La répartition des espèces dépend directement de la température, de la salinité, des influx d'eau et de la présence de communautés benthiques locales (habitats du fond marin) (Barne et al. 1996). L'abondance et la composition des planctons dépendent fortement de plusieurs facteurs comme la profondeur, le mélange généré par les marées, la remontée d'eau (phénomène « d'upwelling »), la stratification thermique, la concentration en éléments nutritifs et l'emplacement des falaises océanographiques.

Les variations de la biomasse phytoplanctonique suivent étroitement les conditions hydrologiques. Les upwellings côtiers au niveau de la Petite Côte provoquent un accroissement considérable de la chlorophylle qui dépasse 13Ug/l en fin mars alors qu'en allant vers le large les concentrations chlorophylliennes sont moins importantes. La zone d'étude peut ainsi présenter une forte population planctonique. Le zooplancton est le groupe le plus vulnérable aux effets toxiques des rejets, alors que le phytoplancton et les larves de poissons résistent davantage aux effets directs (IMROP, 2010) des polluants. Les organismes planctoniques ont généralement une vie de courte durée, et la récupération après une diminution de la population suite à une pollution est généralement rapide.

Zooplancton (Réf : Papa Samba Diouf, Biologiste, CRODT/ISRA)

Les espèces pérennes qui se rencontrent toute l'année quelles que soient les conditions hydrologiques, sont les suivantes :

- Pour les Copépodes : Eucalanus pileatus, E. subtenuis, Euchaeta marina, Scolecithrix danae, Temora stylifera, T. turbinata, Centropages chierchiae, Candacia pachydactyla, C. curta, ainsi que la plupart des Cyclopoidae et des Harpacticoidae;
- Pour les mollusques : Creiseis acicula ; les Sergestidae, Lucifer faxoni, les Ostracodes, Euconchoecia chierchiae ; les Cladocères, Penilia avirostris ; les Chaetognathes, Sagilla enflata et S. friderici ; les Appendiculaires, Oikopleura longicauda.

L'abondance du zooplancton semble présenter des variations annuelles avec une abondance plus importante durant la saison chaude. Les Copépodes constituent le taxon dominant, tout particulièrement en période d'upwelling.

De façon globale, il apparaît nettement qu'à l'échelle saisonnière les peuplements zooplanctoniques réagissent aux fluctuations de l'upwelling, qui constitue la principale source d'enrichissement trophique de l'écosystème.

En saison chaude, le zooplancton du Sénégal bénéficie d'un contexte hydrologique relativement stable permettant la coexistence d'un complexe d'espèces très variées. Cette situation correspond à un état de maturité de l'écosystème caractérisé par un indice de diversité élevé.

Avec l'arrivée de l'upwelling, l'équilibre est rompu, les phénomènes régulateurs internes n'arrivent plus à maintenir l'état de stabilité de l'écosystème. Avec la résurgence, se met en place un peuplement jeune, peu diversifié et constitué essentiellement d'espèces herbivores capables de profiter du «bloom» de phytoplancton consécutif à l'apport de sels nutritifs. Ce nouvel écosystème qui se met en place est très instable, comme l'attestent les fluctuations d'abondance qui résultent des pulsations de l'upwelling.

Phytoplancton

Les eaux côtières du Sénégal sont soumises à des tempêtes de sable qui y déposent des milliers de tonnes de sédiments chaque année, impliquant une multiplication du phytoplancton. De plus, la remise en suspension des sédiments, sous l'action de l'upwelling est un facteur supplémentaire d'apport de silice. Les diatomées d'eau douce et les phytolithes sont aussi transportés dans cette zone par le vent en provenance de l'Afrique du Nord. Cet apport, important en haute mer, peut-être partiellement responsable de la forte production primaire en zone côtière, le silicium constituant habituellement un facteur limitant pour le développement des diatomées.

On compte plus de 307 espèces de phytoplancton appartenant à six groupes. À l'inverse, dans la zone sud, l'état jeune de l'écosystème alterne avec un état mature suivant l'intensité de l'upwelling dans cette zone.

Des études réalisées au niveau de la zone maritime du Sénégal ont montré que le maximum de chlorophylle est produit en février et mai à la suite des upwellings. La persistance du maximum de chlorophylle au-delà de la période d'upwelling serait due aux apports terrigènes et urbains du début de la saison des pluies (Rébert, 1978).

2.2.3.6.1.2 Mammifères Marins

Du point de vue scientifique, les mammifères marins forment un groupe hétérogène comprenant au Sénégal:

- Les cétacés, répartis en 2 sous-ordres : les mysticètes (cétacés à fanons, comme les baleines) et les odontocètes (cétacés à dents, comme les dauphins, cachalots et marsouins) ;
- Les siréniens (lamantins) ;
- Les pinnipèdes (phoques).

La seule espèce de sirénien présente au Sénégal, le lamantin d'Afrique Occidentale (Trichechus senegalensis), fréquente préférentiellement les fleuves Sénégal, Saloum et Casamance ainsi que leurs zones humides adjacentes. En revanche, les pinnipèdes ne semblent pas être répertoriés dans la zone d'étude, mais plutôt dans les eaux côtières gambiennes au sud du bloc.

Espèces dont les aires de répartition concernent la zone d'étude

Malgré leur intérêt scientifique lié à leur place dans la chaîne trophique, les mammifères marins au Sénégal restent mal connus. Le suivi des échouages survenant sur les côtes sénégalaises lors de leurs migrations, en général à grande échelle, permettent de disposer de quelques connaissances sur la présence de ces mammifères. Elles restent toutefois encore très sommaires (IRD, PRCM, 2016). Le tableau ci-dessous présente les espèces migratoires et sédentaires de mammifères marins susceptibles de fréquenter la zone d'étude.

Tableau 19: Cétacés dont la présence est avérée ou supposée dans la zone d'étude

Nom commun	Nom latin	Espèce migratoire ou sédentaire	Statut IUCN
Famille des Balaenopteridae			
Petit rorqual	*Balaenoptera acutorostrata*	migratoire	LC
Rorqual boréal	*Balaenoptera borealis*	migratoire	EN
Rorqual de Bryde	*Balaenoptera edeni*	migratoire	DD
Rorqual bleu	*Balaenoptera musculus*	migratoire	EN
Rorqual commun	*Balaenoptera physalus*	migratoire	EN
Baleine à bosse	*Megaptera novaeangliae*	migratoire	LC
Famille des Delphinidae			
Dauphin commun	*Delphinus delphis*	sédentaire	LC
Dauphin de Fraser	*Lagenodelphis hosei*	sédentaire	LC
Sotalie du Cameroun	*Sousa teuszii*	sédentaire	CR
Dauphin tacheté pantropical	*Stenella attenuata*	sédentaire	LC
Dauphin Clymene	*Stenella clymene*	sédentaire	DD
Dauphin bleu-blanc	*Stenella coeruleoalba*	sédentaire	LC
Dauphin tacheté de l'Atlantique	*Stenella frontalis*	sédentaire	DD
Dauphin à long bec	*Stenella longirostris*	sédentaire	DD
Dauphin à bec étroit	*Steno bredanensis*	sédentaire	LC
Grand Dauphin	*Tursiops truncatus*	sédentaire	LC
Famille des Globicéphalidae			
Globicéphale nain	*Feresa attenuata*	sédentaire	DD
Globicéphale tropical	*Globicephala macrorhynchus*	sédentaire	DD
Dauphin de Risso	*Grampus griseus*	sédentaire	LC
Orque	*Orcinus orca*	sédentaire	DD
Péponocéphale	*Peponocephala electra*	sédentaire	LC
Faux-Orque	*Pseudorca crassidens*	sédentaire	DD
Famille des Phocoenidae			
Marsouin commun	*Phocoena*	sédentaire	LC

Nom commun	Nom latin	Espèce migratoire ou sédentaire	Statut IUCN
Famille des Physeteridae			
Petit cachalot	*Kogia breviceps*	sédentaire	DD
Cachalot nain	*Kogia simus*	sédentaire	DD
Cachalot	*Physeter macrocephalus*	sédentaire	VU
Famille des Ziphiidae			
Baleine à bec de Blainville	*Mésoplodon densirostris*	sédentaire	DD
Baleine à bec de Cuvier	*Ziphius cavirostris*	sédentaire	LC

Légende :

Le statut IUCN renvoie aux catégories de la Liste Rouge Version 2017-2. Les espèces évaluées sont classifiées ainsi :

DD (Data Defficient) = Données Insuffisantes (manque d'informations suffisantes sur les espèces et leur abondance pour les classer en catégorie comme menacée) - LC (Low Concern)= Moins Concernée (l'espèce est largement répartie et abondante) - VU (Vulnerable) = Vulnérable (l'espèce présente un risque élevé d'extinction dans la nature sauvage) – EN (ENdangered) = En Danger (l'espèce affronte un risque très élevé d'extinction dans la nature) ; CR (CRitically endangered) = en danger critique (espèce en danger de disparition). Pour plus d'informations sur les catégories UICN, voir : http://www.redlist.org.

SOURCE : GUIDE DES MAMMIFERES MARINS DU MONDE, R. WANDREY. 1997, ECO (TERRE VIE), VOL 53 (1998) ET UNEP/CMS 2012

Les paragraphes qui suivent présentent de façon succincte les espèces listées ci-dessus avec un statut de conservation que l'on peut qualifier de sensible, à savoir vulnérable (VU), en danger (EN) et en danger critique d'extinction (CR). Quant à leur potentielle période présence dans les eaux sénégalaises, celle-ci est illustrée dans le Tableau 17.

Odontocètes

De nombreuses espèces de dauphins océaniques sont susceptibles de fréquenter le large des côtes sénégalaises, tel que le dauphin commun (*Delphinus delphis*) et le dauphin bleu-blanc (Stenella coeruleoalba). D'autres odontocètes sont des visiteurs réguliers comme le grand dauphin commun (*Tursiops truncatus*), l'épaulard (*Orcinus orca*) et une espèce de baleine pilote (*Globicephala macrorhynchus*).

Un rapport intitulé « Les échouages massifs des petits cétacés dans la région de Dakar plage de Yoff (Sénégal) » (Dr. Abadoulaye Djiba, Conservateur du Musée de la Mer de Gorée, 2008) fait par ailleurs mention d'échouages massifs sur les plages de Dakar de *Golbicephala macrorhyncus et Delphinis delphis* où près d'une centaine de dauphins ont été retrouvés sur la plage de Yoff situé sur la côte nord du Cap-Vert.

Sotalie du Cameroun *(Sousa teuszii)* – En danger critique d'extinction (CR)

Dauphin endémique des eaux côtières tropicales de l'ouest africain, cette espèce a été observée à de nombreuses reprises dans le delta du Saloum, les 180 000 hectares de la réserve de biosphère de Siné-Saloum constituant une zone d'alimentation pour le dauphin.

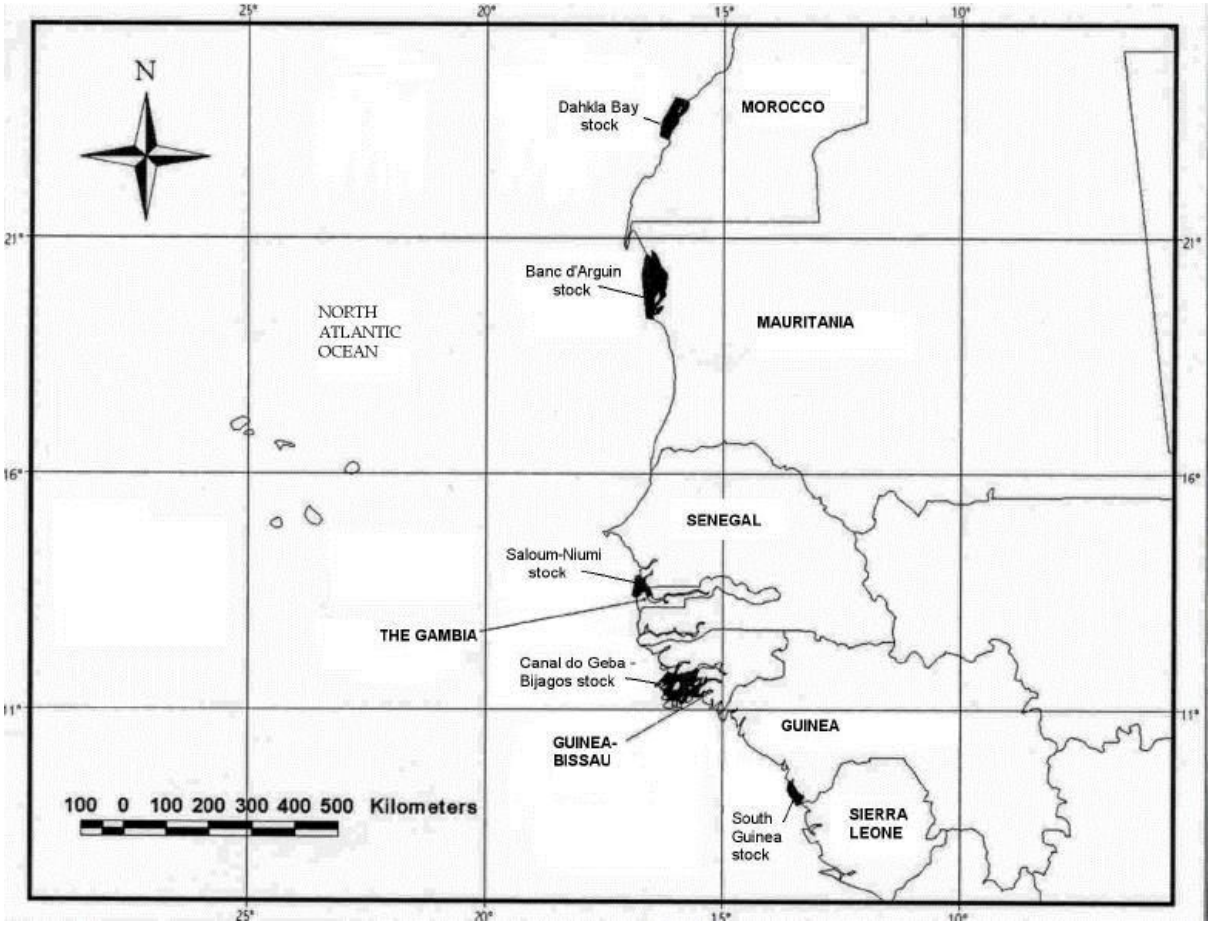


Figure 49: Aire de distribution de l'espèce Sousa teuszii (Source : KÜKENTHAL, 1892)

Cette espèce plutôt commune dans le sud du Sénégal, est quasiment absente dans la partie nord du pays, où il n'a, par exemple, jamais été observé dans le delta du Sénégal. Même si quelques rapports isolés indiquent la présence de spécimens capturés dans le port de Dakar, il est fort probable que ceux-ci aient été pêchés plus au sud.

Figure 50: Dauphin à bosse de l'Atlantique (Sousa teuszii) (Source: VAN WAEREBEEK, K. et. al., 2003)

Cachalot (*Physeter macrocephalus)* – Vulnérable (VU)

Le Cachalot mesure jusqu'à 18 m pour un poids de 40 tonnes, ce qui en fait l'un des plus grands Odontocètes. Il vit au large ou à l'aplomb du talus continental, seul ou en petits groupes. Cette espèce est susceptible d'être rencontrée tout au long de l'année dans les eaux au large du Sénégal. Il est capable de plonger à des profondeurs dépassant 2 000 m et de rester sous l'eau plus d'une heure.

Figure 51: *Cachalot (Physeter macrocephalus)* (Source : IUCN RED LIST)

Mysticètes

Les cétacés à fanons ou mysticètes, ne développent pas de dents, mais des fanons, pour filtrer l'eau de mer et s'alimenter en plancton. Les cétacés à fanons migrent chaque année depuis les sites d'alimentation sous hautes latitudes vers les sites de reproduction sous les latitudes plus basses pendant les mois d'hiver. Les eaux sénégalaises constituent une aire de reproduction pour le rorqual à bec pointu ou baleine Minke.

Les deux principales espèces communes enregistrées comme migrant à travers l'océan Atlantique central au large de la côte de l'Afrique occidentale sont le rorqual (*Balaenoptera physalus*) et la baleine à bosse (*Megaptera novaeangliae*).

Rorqual commun (*Balaenoptera physalus*) – En Danger (EN)

Le rorqual effectue des migrations saisonnières régulières entre les eaux tempérées, principalement pour se reproduire, même si son schéma de migration reste complexe. Ils viennent dans les eaux riches l'été pour se nourrir et retournent dans les eaux tropicales ou subtropicales en hiver (novembre-mars). Seul un nombre limité d'individus se trouve probablement dans les eaux atlantiques tropicales au large de l'Afrique, une population plus importante se trouvant en Méditerranée, éloigné du bloc ROP, (Le Boeuf & Fertl, 2001).

Figure 52: Rorqual commun (Balaenoptera physalus) (Source : IUCN RED LIST)

Rorqual boréal (*Balaenoptera borealis*) - En danger (EN)

Cette espèce est observée au large de toutes les côtes d'Afrique. Les espèces au large de l'Afrique du Nord-Ouest migrent probablement vers les eaux européennes du nord-ouest en été.

Figure 53: Rorqual boréal (Balaenoptera borealis) (Source : IUCN RED LIST)

Baleine bleue (*Balaenoptera musculus*) - En danger (EN)

Les baleines bleues se rencontrent dans les zones pélagiques ou en haute mer, et on peut les trouver dans tous les océans du monde. De ce fait, on les trouve probablement dans toutes les eaux entourant l'Afrique. Elles viennent dans des zones côtières moins profondes, occasionnellement pour s'alimenter et se reproduire, mais généralement elles restent le long des bords des plateaux continentaux. Une population dans l'Atlantique oriental a été observée comme passant l'hiver dans les îles du Cap-Vert (novembre à février).

Figure 54: Baleine bleue (Balaenoptera musculus) (Source : IUCN RED LIST)

2.2.3.6.1.3 Ichytofaune

Les espèces pélagiques (Réf : Diouf P. S., 2017. Stratégie de mise en oeuvre du plan national d'adaptation du secteur de la pêche et de l'aquaculture aux effets du changement climatique. MPEM,)

Les espèces pélagiques vivent dans la colonne d'eau et se distinguent ainsi des espèces de fond (démersales). Elles s'alimentent principalement dans les couches de surface ou immédiatement inférieures et voyagent souvent en bancs importants, évoluant en formation

serrée. En fonction de leur distribution spatiale, ces ressources sont subdivisées en deux groupes : les pélagiques hauturiers et les pélagiques côtiers.

Les ressources pélagiques hauturières comprennent principalement les trois espèces de thons tropicaux que sont l'albacore (Thunnus albacares), le listao (Katsuwonus pelamis) et le patudo (Thunnus obesus).

Figure 55: Du haut vers le bas : Le Listao (Katsuwonus pelamis) et le Patudo (Thunnus obesus) (Source: HTTP://WWW.GUIDEDESESPECES.ORG)

Les ressources pélagiques côtières sont principalement centrées sur :

- La sardinelle ronde (Sardinella aurita), qui fréquente les zones d'upwelling (eaux froides salées). Durant l'hivernage, les bancs se trouvent jusqu'à 300 m de profondeur.
- La sardinelle plate (Sardinella maderensis), qui fréquente les eaux chaudes de la surface jusqu'à 50 m de profondeur. L'espèce est parfois rencontrée dans les estuaires et les lagunes.
- Les chinchards (Trachurus trecae et Trachurus).

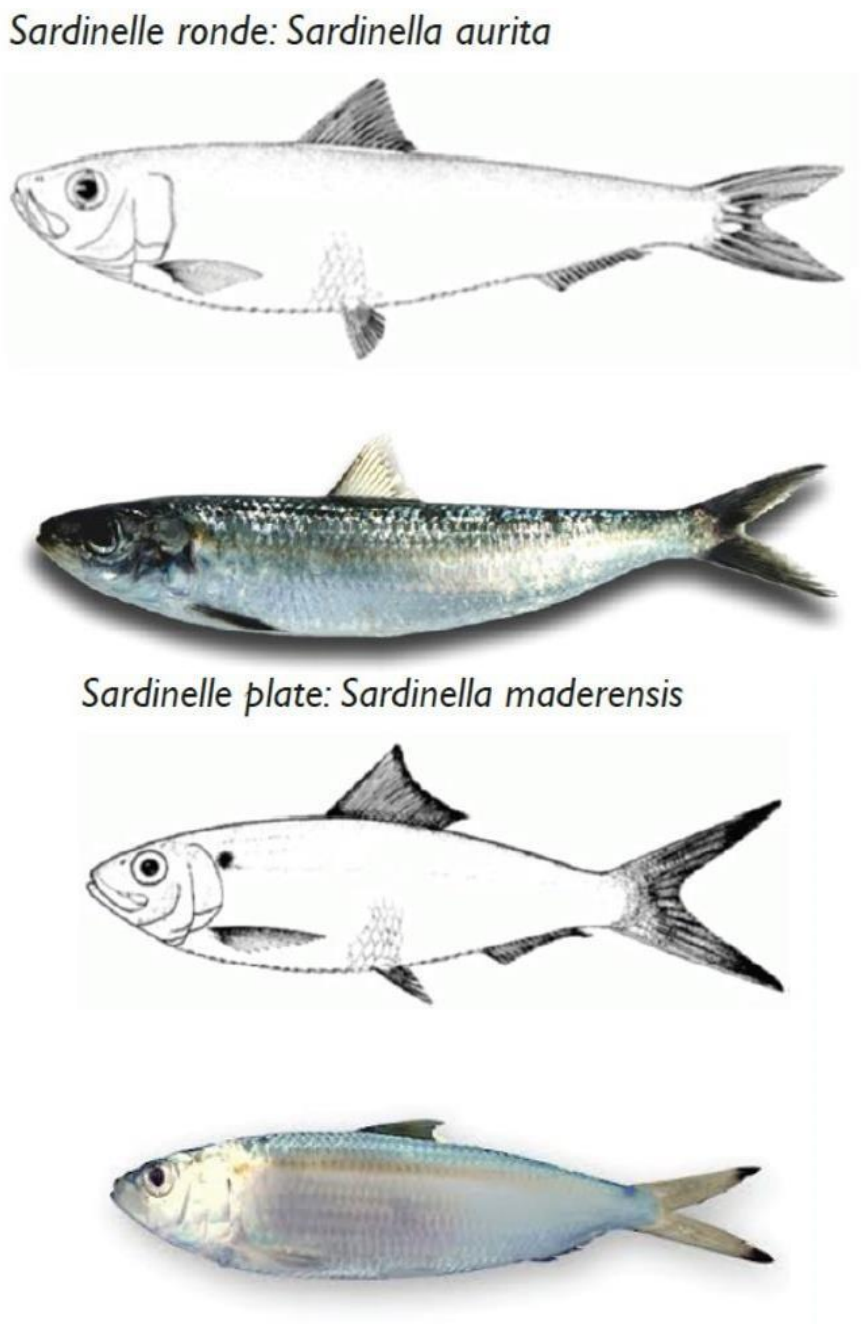


Figure 56: Sardinelle ronde (Sardinella aurita) et Sardinelle plate (Sardinella maderensis)(Source : UNION AFRICAINE)

Malgré des biomasses instantanées importantes, ces espèces qui migrent pour leur majorité au niveau de la sous-région, restent fragiles à cause de leur sensibilité aux conditions environnementales et à l'exploitation qui ne porte que sur un nombre réduit de classes d'âge. Le plateau continental sénégalais, par la présence de l'upwelling et de ses eaux riches, conditionne l'abondance et la distribution des poissons pélagiques, notamment les sardinelles (plates et rondes) qui représentent une part importante des prises effectuées sur le plateau continental ouest-africain.

L'ensemble du plateau et du talus continental est également important pour la biodiversité des poissons, puisque souvent le lieu privilégié pour la reproduction et le développement des jeunes. On y trouve donc de fortes concentrations d'adultes, de juvéniles et d'oeufs.

Parmi les 785 espèces de poissons présentes dans les eaux sénégalaises (Fishbase, 2017), 54 figurent sur la liste rouge de l'IUCN classées dans les catégories vulnérables, en danger et en danger critique d'extinction (Fishbase & IUCN Red List, 2017).

Le tableau ci-dessous présente les espèces marines, classées sur la liste rouge de l'IUCN, à proximité ou dans la zone du projet. La plupart des espèces de la liste rouge sont de grands prédateurs (raies et requins, mais aussi espadons, thons, marlins, mérous).

Les poissons se répartissent parmi les classes suivantes :

- Actinopterygiens (poissons à nageoires rayonnées) : groupe le plus diversifié des vertébrés, il se compose de poissons à nageoires charnues et de tétrapodes ;
- Chondrichthyens (poissons cartilagineux) : on trouve dans cette classe les différentes espèces de requins, et de raies.

Tableau 20: Espèces de poissons classées sur la liste rouge d'IUCN présents dans la zone du projet

Classe	Nom vernaculaire français	Nom scientifique	Statut UICN*	Habitat/profondeur*
Actinopterygiens	Baliste tacheté	*Balistes puctatus*	VU	0 - 50 m
	Denté commun	*Dentex*	VU	Peut plonger jusqu'à 200 m ; très répandu entre 15 et 50 m
	Mérou Goliath	*Epinephelus itajara*	CR	0 – 100 m
	Mérou brun	*Epinephelus marginatus*	EN	8 – 300 m
	Hippocampe algericus	*Hippocampus algiricus*	VU	Démersale / non migratrice
	Espadon, Makaire Blanc	*Kajikia albida*	VU	0 – 150 m
	Empereur	*Makaira nigricans*	VU	0 – 200 m
	Tarpon	*Megalops atlanticus*	VU	0 – 30 m
	-	*Merluccius senegalensis*	EN	15 – 800 m
	Poisson lune	*Mola*	VU	30 – 380 m
	Caracas	*Pentanemus quinquarius*	VU	10 – 70 m
	Tassergal	*Pomatomus saltatrix*	VU	0 – 200 m
	Rouget du Sénégal	*Pseudupeneus prayensis*	VU	10 – 300 m
	Otolithe sénégalais	*Pseudotolithus senegalensis*	VU	0 – 70 m
	Otolithe gabo	*Pseudotolithus senegallus*	VU	0 – 150 m
	Sardinelle plate	*Sardinella maderensis*	VU	0 – 80 m
	Thon obèse	*Thunnus obesus*	VU	0 – 250 m

Classe	Nom vernaculaire français	Nom scientifique	Statut UICN*	Habitat/profondeur*
	Chinchard d'Europe	*Trachurus*	VU	0 – 1050 m
Chondrichtiens	Raie aigle à longue tête	*Aetobatus flagellum*	EN	Benthopélagique
	Requin-renard à gros yeux	*Alopias superciliosus*	VU	1 - 500 m
	Requin commun	*Alopias vulpinus*	VU	Peut plonger jusqu'à 550 m
	Requin gris	*Carcharhinus plumbeus*	VU	20 - 65 m
	Requin océanique	*Carcharhinus longimanus*	VU	0 - 230 m
	Requin obscur	*Carcharhinus obscurus*	VU	0 - 400 m
	Requin de nuit	*Carcharhinus signatus*	VU	600 m
	Requin-taureau	*Carcharias taurus*	VU	1 - 191 m
	Grand requin blanc	*Carcharodon carcharias*	VU	0 – 1200 m
	Squale-chagrin Á Longue Dorsale	*Centrophorus lusitanicus*	VU	300 – 1400 m
	Squale-chagrin de l'Atlantique	*Centrophorus squamosus*	VU	145 – 2400 m
	Requin pèlerin	*Cetorhinus maximus*	VU	0 – 2000 m
	Pocheteau gris	*Dipturus batis*	CR	100 – 1000 m
	Requin à grands ailerons	*Galeorhinus galeus*	VU	0 – 1100 m
	Raie requin	*Glaucostegus cemiculus*	EN	9 – 100 m
	Raie papillon épineuse	*Gymnura altavela*	VU	5 – 100 m
	Requin-taupe bleu	*Isurus oxyrinchus*	VU	0 – 750 m
	Raie manta géante	*Manta birostris*	VU	0 – 120 m
	Diable de mer méditerranéen	*Mobular sp.*	EN	Pélagique - néritique
	Petit diable de Guinée	*Mobula rochebrunei*	VU	Pélagique - néritique
	Centrine commune	*Oxynotus centrina*	VU	40 – 777 m
	Poisson-scie tident	*Pristis pectinata*	CR	0 – 10 m
	Poisson-scie commun	*Pristis*	CR	Espèce démersale
	Raie brunette	*Raja undulata*	EN	50 – 200 m

Classe	Nom vernaculaire français	Nom scientifique	Statut UICN*	Habitat/profondeur*
	Raie-guitares	*Rhinobatos irvinei*	VU	Démersale
	Requin-baleine	*Rhincodon typus*	EN	0 – 1928 m
	Poisson-guitare à lunaires	*Rhinobatos albomaculatus*	VU	Démersale
	Poisson-guitare commun	*Rhinobatos*	EN	0 – 100 m
	Raie-guitares	*Rhynchobatus Luebberti*	EN	0 – 35 m
	Raie blanche	*Rostroraja alba*	EN	30 – 600 m
	Ange de mer épineux	*Squatina aculeata*	CR	30 – 500 m
	Ange de mer ocellé	*Squatina oculata*	CR	50 – 100 m
	Requin-marteau halicorne	*Sphyrna lewini*	EN	0 – 1000 m
	Grand requin marteau	*Sphyrna mokarran*	EN	1 – 300 m
	Requin-marteau commun	*Sphyrna zygaena*	VU	0 – 200 m
	Raie porc-épic	*Urogymnus asperrimus*	VU	15 – 217 m

Source : IUCN, 2017

Le statut IUCN renvoie aux catégories de la Liste Rouge Version 2017-2. Les espèces évaluées sont classifiées ainsi : DD (Data Defficient) = Données Insuffisantes (manque d'informations suffisantes sur les espèces et leur abondance pour les classer en catégorie comme menacée) - LC (Low Concern)= Moins Concernée (l'espèce est largement répartie et abondante) - VU (Vulnerable) = Vulnérable (l'espèce présente un risque élevé d'extinction dans la nature sauvage) – EN (ENdangered) = En Danger (l'espèce affronte un risque très élevé d'extinction dans la nature) ; CR (CRitically endangered) = en danger critique (espèce en danger de disparition). Pour plus d'informations sur les catégories UICN, voir : http://www.redlist.orgLes espèces démersales

Les ressources démersales sont présentes à même le fond ou dans son voisinage. Elles se répartissent en espèces démersales côtières et démersales profondes. Ces espèces peuvent être observés dans des profondeurs d'eau jusqu'à 200 m, voire 300 m pour les espèces profondes.

Les ressources démersales côtières comprennent des crustacés dont la crevette rose du Sud (Penaeus notialis), la crevette côtière (Farfantepenaeus notialis), la caramote ou crevette tigrée (Penaeus kerathurus), la langouste blanche (Panulirus argus), les crabes gladiateurs (Callinectes pallidus), marbrés (Callinectes marginatus), bicorne (Callinectes amnicole), la plupart des poissons dits nobles notamment la sole langue du Sénégal (Cynoglosses senegalensis), le rouget barbet du Sénégal (Pseudupeneus prayensis), le mérou blanc « thiof » (Epinephelus aeneus), le mérou noir (Epinephelus gaza), le mérou dungat (Epinephelus goreensis), la dorade royale (Sparus aurata), le pagre à points bleus (Pagrus caeruleostictus),

le pageot à tache rouge (Pagelles bellottii), le denté à gros yeux (Dentex macrophthalmus), les céphalopodes tels que le poulpe ou pieuvre (Octopus vulgaris), la seiche commune (Sepia officinalis) et le calmar doigtier de Guinée (Lolliguncula mercatoris). Les principales espèces de ce groupe sont dans une situation de surexploitation.

Les ressources démersales profondes sont essentiellement constituées de la crevette rose du large ou gambas (Parapenaeus longirostris), de la langouste royale (Panulirus regius) et de poissons dont le merlu d'Afrique tropicale (Merluccius polli), les rascasses du Sénégal (Scorpaena laevis), rose (Scorpaena elongata), du large (Pontinus kuhlii), de fond (Helicolenus dactylopterus), les requins carcharins comme babosse (Carcharhinus altimus), balestriné (Carcharhinus amboiensis), cuivre (Carcharhinus brachyurus), tisserand (Carcharhinus brevipinna) et les baudroies africaine (Lophius vaillanti) et épineuse (Lophiodes kempi).

Sur le plan saisonnier, deux types de communautés peuvent être distinguées : des espèces sahariennes et des espèces guinéennes.

Les espèces sahariennes affichent un tropisme positif pour les eaux froides et salées (décembre à mai, saison froide), alors que les espèces guinéennes affectionnent celles qui sont chaudes et dessalées (août à décembre, saison chaude).

Le tableau ci-après résume les principales migrations de ces 2 groupes dont la typologie est, toutefois, assez schématique.

Tableau 21: Espèces de poissons classées sur la liste rouge d'IUCN présents dans la zone du projet

Communautés	Exemples	Caractéristiques
Espèces sahariennes	Dorade grise, tassergal, Sparidés (pagre, pageot, dentés), Serranidés (thiof, autres mérous), Carangidae (liches), Scianidés, etc.	Centre de gravité entre 20° - 23 ° N (au niveau de la Mauritanie), d'août à octobre. Déplacement vers le sud en novembre. Stabilisation en février – mars à 10° - 16 ° N (au niveau du Sénégal). Mouvement vers le nord en avril (reproduction). Subsistance des jeunes au sud de 19 °, de juillet à novembre (1ère reproduction pour certains). Les espèces sahariennes sont susceptibles de traverser le bloc autour de février et mars.
Espèces guinéennes	Communauté à Sciaénidés surtout (*Sompatt, brochetscanadum, Alectis alexandrinus, Rachycentron canadum, Caranx carangus),* etc.	Concentration à l'embouchure du fleuve Sénégal et du Saloum à la Guinée, de janvier à juin. Mouvement rapide vers le nord, en juin, d'adultes semi pélagiques. Reproduction entre le fleuve Sénégal et le Cap Timiris, en Mauritanie. Retour en estuaire en décembre. Les espèces guinéennes sont susceptibles de traverser le bloc autour de février et mars.

2.2.3.6.1.4 Tortues de mer

Le littoral sénégalais constitue, des sites de ponte, de nourriture et/ou de couloirs de migration pour au moins cinq des six espèces de tortues marines : la tortue verte (*Chelonia mydas*), la tortue imbriquée (*Eretmochelys imbricata*), la tortue caouanne (*Caretta*), la tortue olivâtre (*Lepidochelys olivacea*) et la tortue de Kemp (Lepidochelys kempii). Toutes ces espèces sont classées comme menacées (vulnérables, en danger ou en danger critique) sur la Liste Rouge de l'UICN.

De nombreuses plages des côtes sénégalaises sont utilisées par ces différentes espèces comme site de ponte. Le tableau ci-dessous résume les cinq espèces de tortues identifiées et leurs sites de reproduction.

Tableau 22: Tortues présentes dans la zone d'étude

Nom vernaculaire	Nom scientifique	Principales caractéristiques écologiques	Présence dans le bloc	Statut UICN
Tortue verte	*Chelonia mydas*	**Distribution** : toutes les eaux tropicales et tempérées du globe, commune partout sur les côtes d'Afrique occidentale, où elle se reproduit. **Alimentation** : les juvéniles sont carnivores, se nourrissant d'invertébrés et de petits poissons, mais les adultes sont principalement herbivores et broutent les prairies sous-marines. **Reproduction** : janvier-mars et mai-octobre	Route de migration à travers le bloc (Cf. Figure 4-16)	EN
Tortue imbriquée	*Eretmochelys imbricata*	**Distribution** : dans la plupart des eaux tropicales du globe. Connue tout le long des côtes d'Afrique occidentale, où elle se reproduit. **Alimentation** : juvénile, elle se nourrit d'algues, puis diversifie sa nourriture avec des poulpes, des crabes, des éponges, des invertébrés divers et en rongeant le corail avec son bec. **Reproduction** : avril-mai et août-novembre	Potentielle (présence connue dans la réserve du delta du Saloum)	CR
Tortue caouanne	*Caretta*	**Distribution** : large répartition mondiale, en Afrique de l'Ouest, fréquente surtout l'archipel du Cap-	Axe de migration dans le nord du Sénégal (cf. Figure 4-16)	VU

Nom vernaculaire	Nom scientifique	Principales caractéristiques écologiques	Présence dans le bloc	Statut UICN
		Vert et les eaux côtières de la Mauritanie à la Guinée (rarement observée sur les côtes). **Alimentation** : elle se nourrit de mollusques et de crustacés planctoniques jusqu'à l'âge de quatre ou cinq ans. Adulte, elle consomme des mollusques, crustacés, petits poissons, échinodermes et occasionnellement des algues. **Reproduction** : juillet - octobre		
Tortue olivâtre	*Lepidochelys olivacea*	**Distribution** : eaux tropicales côtières de l'Atlantique, commune sur les côtes d'Afrique occidentale, où elle se reproduit. C'est la tortue marine la plus fréquemment observée sur les côtes des pays riverains du golfe de Guinée. **Alimentation** : elle se nourrit de crustacés (crabes notamment), méduses, mollusques, oursins et poissons. **Reproduction** : avril-juin	Potentielle (présence connue dans la réserve du delta du Saloum)	VU
Tortue de Kemp	*Lepidochelys kempii*	**Distribution** : eaux tropicales côtières de l'Atlantique, mais aussi de la Nouvelle-Ecosse au Mexique et jusqu'en Europe. **Alimentation** : elle se nourrit de crustacés (crabes notamment), méduses, mollusques, oursins et poissons.	Potentielle (présence connue dans la réserve du delta du Saloum)	CR

Nom vernaculaire	Nom scientifique	Principales caractéristiques écologiques	Présence dans le bloc	Statut UICN
		Reproduction : avril-juin		

Légende :

Le statut IUCN renvoie aux catégories de la Liste Rouge Version 2017-2. Les espèces évaluées sont classifiées ainsi : DD (Data Defficient) = Données Insuffisantes (manque d'informations suffisantes sur les espèces et leur abondance pour les classer en catégorie comme menacée) - LC (Low Concern)= Moins Concernée (l'espèce est largement répartie et abondante) - VU (Vulnerable) = Vulnérable (l'espèce présente un risque élevé d'extinction dans la nature sauvage) – EN (ENdangered) = En Danger (l'espèce affronte un risque très élevé d'extinction dans la nature) ; CR (CRitically endangered) = en danger critique (espèce en danger de disparition). Pour plus d'informations sur les catégories UICN, voir : http://www.redlist.org.

La tortue verte est l'espèce la plus abondante, on la trouve notamment dans les embouchures des fleuves Casamance et Gambie, les chenaux du Delta du Saloum et de la Petite Côte. Elle présente en outre une route de migration parallèle à la côte africaine. Il est donc très probable qu'elle traverse le bloc.

Figure 57: Tortue verte en phase de ponte (Popenguine) (Source : DIOUCK, 2013)

La tortue Caouanne présente un axe de migration vers le large, au nord de la zone d'étude et du bloc. Elle est peu connue au Sénégal.

Les tortues luth et olivâtre sont connues pour fréquenter les côtes sénégalaises et sont notamment susceptibles d'être rencontrées dans le delta du Saloum où les zones à herbiers représentent des aires d'alimentation et de reproduction préférentielles pour ces espèces. Pour la tortue de Kemp, sa présence est suspectée sur les côtes (observation d'une carapace appartenant à l'espèce à Joal par Fretey en 2001). À noter que les plages de la réserve de Palamarin et l'aire marine protégée de Jaol-Fadiouth, constituent une aire de reproduction et de nurserie pour la tortue verte (Chelonia Mydas). La présence de la tortue de Kemp est très probable (Djibril Diouck, 2013).

Il n'est pas exclu que ces cinq espèces traversent occasionnellement la zone du projet.

2.2.3.6.1.5 Avifaune marine

La bibliographie concernant l'avifaune est peu développée. Les oiseaux que l'on peut rencontrer au Sénégal représentent environ 630 espèces dont un peu moins du tiers sont des oiseaux migrateurs européens (www.au-senegal.com/les-oiseaux-du-senegal). Beaucoup d'espèces se déplacent tout au long de l'année : le balbuzard occupe la bande côtière, certains individus descendent jusqu'en Sierra Leone et en Côte d'Ivoire alors que d'autres espèces restent deux ou trois ans dans le delta du Saloum avant de remonter nicher en Europe.

Les espèces les plus communes le long des côtes sénégalaises sont les suivants : les goélands *(Larus sp.)*, les sternes *(Laridae sp.)*, les mouettes *(Larini sp.)*, les cormorans *(Phalacrocoracidae sp.)*, le balbuzard pêcheur *(Pandion haliaetus)* et l'huîtrier-pie *(Haematopus ostralegus*).

À noter toutefois que l'existence d'un lien entre la région des upwellings et l'importance richesse d'espèces d'avifaune sur les côtes atlantique africaine est connue. Toute l'éco-région ouest-africaine constitue une halte migratoire (non restreinte à la reproduction) pour de nombreuses espèces migratrices qui viennent profiter de l'abondance de nutriments apportés par ces courants spécifiques.

La carte ci-dessous illustre les déplacements de huit espèces d'oiseaux de mer à travers l'atlantique : la mouette de Sabine (*Xema sabini*), la sterne commune (*Sterna hirundo*), le grand Labbe (*Sterncorarius skua*), le Labbe de McCormick (*Sterncorarius maccormicki),* le fou de Bassan (*Morus bassanus)*, le goéland brun (*Larus fuscus*), le puffin cendré (*Calonectris borealis*) et le puffin de scopoli (*Calonectris diomedea)*. Cette carte est à mettre en relation avec les graphiques de gauche où celui du haut établit un lien entre la richesse des oiseaux *et* la température de surface de la mer et celui du bas avec la concentration en chlorophylle.

Ces résultats apportent des preuves de liens entre la biodiversité et la productivité des océans dans une région d'upwelling où les espèces d'oiseaux se concentrent fortement sur les côtes mauritaniennes et sénégalaises lorsque la température de l'eau est plus élevée et que la concentration en nutriment augmente.

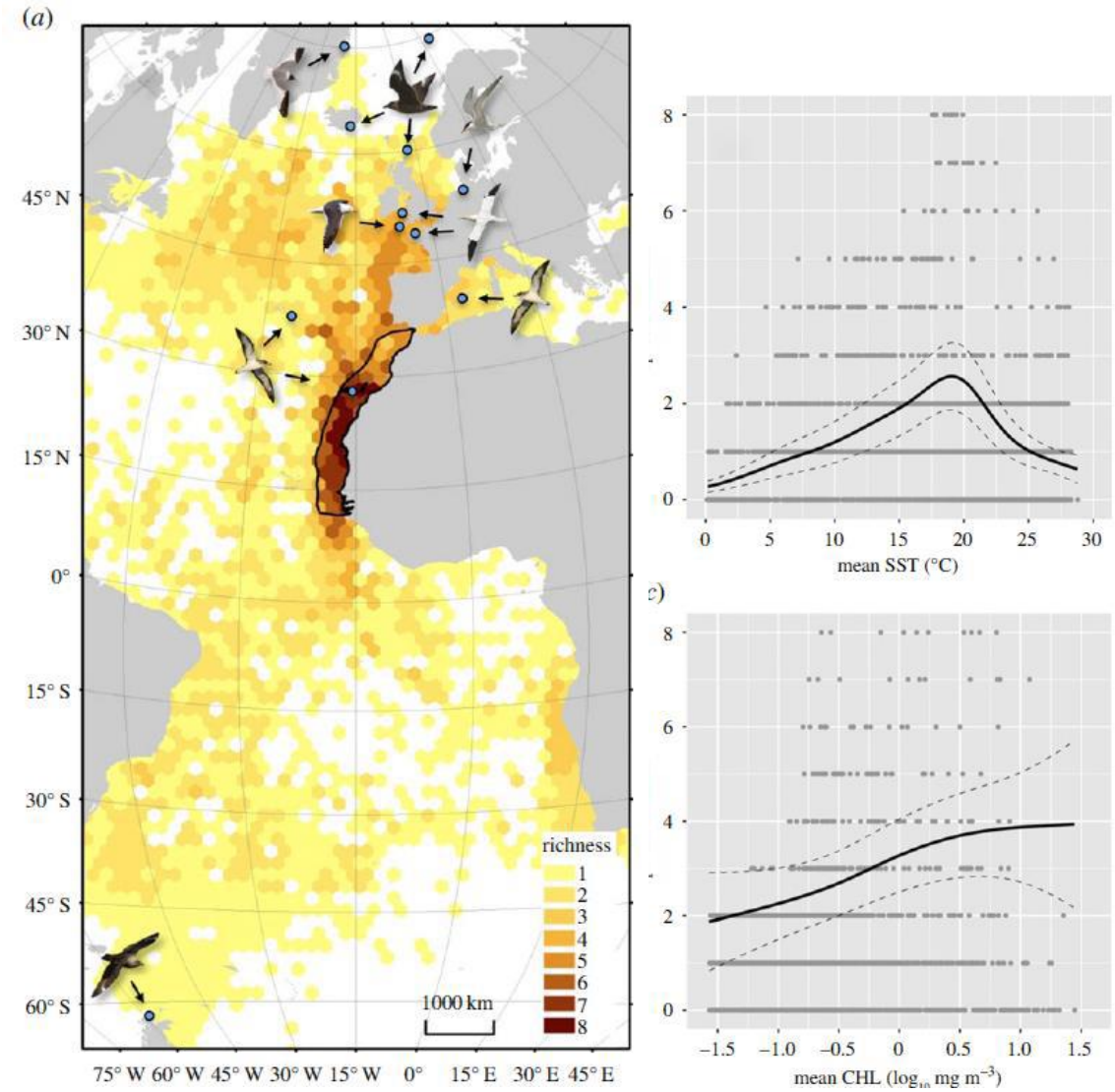


Figure 58: Richesse relatives de huit espèces d'oiseaux de mer (Source: Grecian et al., 2016)

Le site le plus proche abritant nombre d'oiseaux est le parc national des Iles de la Madeleine puisqu'elle abrite notamment des colonies nicheuses de grands cormorans (Phalacrocorax carbo), des balbuzards pêcheurs (Pandion haliaetus), des fous de Bassan, des fous bruns (Sula leucogaster), des cochevis huppés (Galerida cristata), des faucons pèlerins (Falco peregrinus), des corbeaux pie (Corvus albus), des milans noirs (Milvus migrans) et des phaétons à bec rouge (Phaethon aethereus - ou "pailles en queue" qui constituent l'emblème du parc). Les sternes voyageuses (Thalasseus bengalensis) et royales (Thalasseus maximus) sont également présentes, le pétrel de Bulwer (Bulweria bulwerii), le phalarope à bec large (Phalaropus fulicarius), les puffins cendrés, le puffin fuligineux (Ardenna grisea) et semblables, l'océanite tempête (Hydrobates pelagicus), le goéland d'Audouin (Ichthyaetus audouinii) ou la mouette Sabine (www.planète-sénégal.com).

A l'exception du goéland d'Audouin, la majorité des espèces citées sont toutes inscrites sur la liste rouge de l'UICN au statut « least concern », à l'exception du puffin fuligineux classé « near threatened ».

À signaler que le phaéton à bec rouge ne se reproduit (de décembre à juin) que dans trois lieux au monde : les îles Asunción, les îles du Cap-Vert et les îles de la Madeleine.

Il est donc plus que probable que certaines espèces d'oiseaux marins soient observées au niveau du bloc ROP, en revanche leur présence paraît moins évidente sur la partie centrale du bloc en eaux profondes (zone retenue pour réaliser le puits d'exploration).

Figure 59: Phaéton à bec rouge (Phaethon aethereus) (Source : OISEAUX.NET)

2.2.3.6.2 La Flore

La flore marine comprend des communautés d'herbiers et les macro algues. Les herbiers sont des plantes florifères (angiospermes) faisant partie de quatre familles (Posidoniaceae, Zosteraceae, Hydrocharitaceae et Cymodoceaceae) qui poussent dans des environnements marins entièrement salins (den Hartog, 1970 ; Green et Short, 2(03). Les macroalgues consistent en un groupe diversifié d'organismes multicellulaires photosynthétiques qui ne possèdent pas les structures variées caractérisant les herbiers et les plantes terrestres. Ces macro-autotrophes se divisent en trois grands groupes : les chlorophytes (algues vertes), les Ochrophyta , la classe des Phéophycées (algues brunes) et les rhodophytes (algues rouges) (Koch et al., 2013).

Par définition, les macroalgues sont de taille suffisante pour être vues à l'œil nu.

Les communautés d'herbiers sont l'un des écosystèmes les plus productifs et dynamiques. Ils fournissent des habitats et des aires d'alevinage à de nombreux animaux marins, en plus de stabiliser le substrat du plancher océanique. Les prés d'herbiers sont importants, puisqu'ils fournissent des refuges protégés et des aires d'alimentation pour de nombreux invertébrés et alevins (Hemminga et Duarte, 2000). Les rhizomes et racines des herbes fixent les sédiments au fond, où les nutriments sont recyclés par des microorganismes pour être retournés dans l'écosystème marin. Les feuilles des herbiers ralentissent l'écoulement de l'eau, ce qui permet aux matières en suspension de se déposer au fond de l'océan. Ce phénomène accroît la

quantité de lumière qui atteint les herbiers et crée un habitant calme pour de nombreuses espèces (HPsarth , 2007). Les prés d'herbiers constituent une source de nourriture importante pour certaines espèces comme la tortue verte (Chelonia mydas). Une tortue verte adulte mange environ deux kilos d'herbier par jour (Hemminga et Duarte, 2000).

Les macroalgues marines se trouvent dans les zones intertidales à sublittorales peu profondes. Les communautés de macroalgues, conjointement aux herbiers, sont à la base du réseau trophique des écosystèmes marins côtiers ; ils jouent un rôle essentiel dans les processus associés au cycle des substances nutritives. Les macroalgues et les herbiers soutiennent aussi les différents assemblages d'espèces associés en leur fournissant une structure physique (Koch et al , 2013; LE(Opardas ef al.;2014).

Relativement peu d'études ont été réalisées pour caractériser les algues marines présentes le long de la côte du Sénégal et dans ses eaux du large_ Harper et Garbary (1997) ont caractérisé la flore algale du nord du Sénégal {de Mbour à Joel, au sud de la zone d'étude restreinte} en fonction d'une revue de littérature et de travaux de reconnaissance sur le terrain. Ils ont identifié 80 espèces des 242 espèces connues pour cette région. Parmi les 80 espèces identifiées par Harper et Garbary (1997), les échantillons prélevés étaient dominés par des rhodophycées (52 taxa), suivis des chlorophycées (16 taxa) et des phéophycées (12 taxa).

Aucune étude récente sur la flore marine n'a été trouvée pour la ligne côtière du nord du Sénégal

Cependant, des références portant sur la région périphérique comprennent des sources publiées sur la flore marine de l'Afrique de l'Ouest, qui fournissent des renseignements propres aux espèces relativement à leur répartition entre le Sénégal et le Gabon (p_ ex_ : Anderson et aL, 2012). Le Réseau Régional d'Aires Marines Protégées en Afrique de l'Ouest (RAMPAO, 2017) a souligné que l'une des principales caractéristiques de l'Aire Marine Protégée de Saint-Louis est la présence de vastes vasières, dans lesquelles les espèces dominantes comprennent des zostères (Zostera noltii), des monocotylédones de l'espèce Cymodocea nodosa et des halodules (Halodule wrightii)

2.2.3.6.3 Benthos

L'ensemble des animaux vivant « dans » ou « sur » le fond marin est appelé faune benthique. Les espèces vivant « sur les fonds marins » sont dites épibenthiques, tandis que celles vivant « dans » les fonds marins sont dites endobenthiques. La répartition des animaux en sous-catégories en fonction de leur taille permet d'observer des différences dans les modes de vie des espèces. La composante la plus importante, la mégafaune, comprend les animaux vivant généralement sur le fond marin, de taille suffisante pour être vus sur des photographies et pour être saisis dans les filets d'un chalut. Outre la mégafaune, on rencontre deux autres catégories importantes, la macrofaune et la meiofaune. La première comprend les espèces retenues par un tamis d'environ un millimètre, et la seconde par des tamis de taille inférieure à 62 microns (Gage & Tyler, 1991).

La biodiversité de la faune benthique dans les marges littorales d'Afrique Occidentale, définie à partir d'une étude bibliographique exhaustive, est plus faible dans les climats arides (Mauritanie, Angola) ou subarides (Sénégambie, du Ghana au Bénin) et plus élevée dans les

régions humides (de la Guinée Bissau au Liberia et du Nigeria à la Mauritanie) ou dans les régions comportant de grands fleuves (Côte d'Ivoire, Congo).

Le littoral au niveau de Dakar comprend environ 138 espèces benthiques, dont 78 de mollusques dans 25 familles et 50 polychètes dans 22 familles. La densité de peuplement des mollusques et des polychètes est variable sur le littoral de Dakar.

Bien que la pointe de Dakar et la baie des Iles de la Madeleines soient moyennement peuplées, il faut noter l'existence de zones favorables à la reproduction des mollusques dont la baie de Hann et l'Anse Bernard (presqu'île du Cap-Vert) qui servent de zones nourricières. Les mollusques les plus observés sont Tympanotonus fuscatus (espèce concentrée dans les zones estuariennes), Crassostrea gasar et Anadar senilis (espèces concentrées au niveau des zones lagunaires).

Domain (1980), cite dans sa thèse une richesse beaucoup plus importante des fonds détritiques des sables grossiers, avec deux zones privilégiées dans la répartition des biomasses : les sables grossiers situés entre 0-40 m entre Dakar et la Gambie, et les fonds de vases riches en matière organique au nord du Dakar. Son travail met en évidence aussi des importantes variations saisonnières des abondances les plus grandes valeurs en saison chaude.

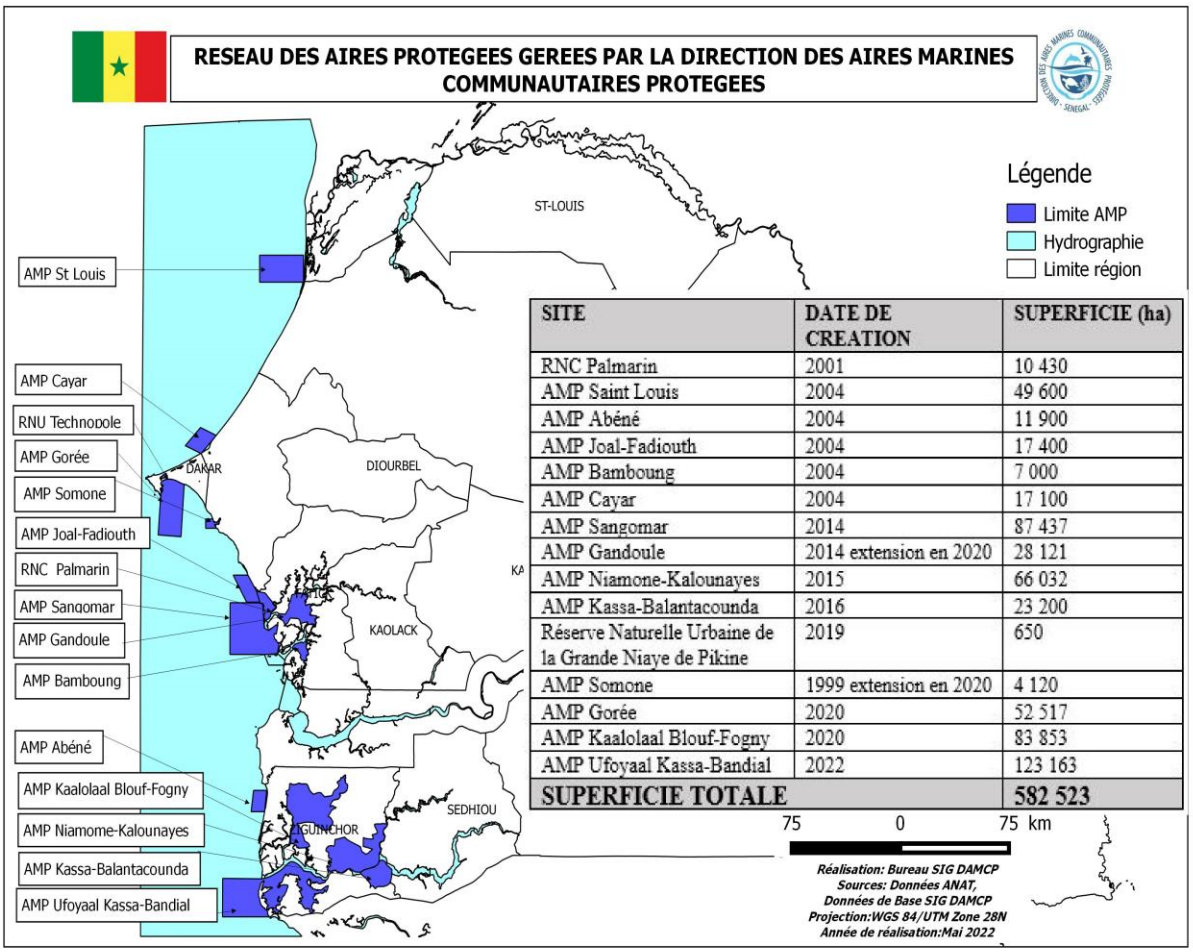
Tous ces résultats mettent en évidence la grande richesse des fonds du plateau du Sénégal en comparaison avec d'autres zones comme la Sierra Leone, la Côte d'Ivoire ou la Guinée. La répartition et les variations saisonnières du benthos jouent un important rôle dans les déplacements des poissons demersaux (Domain, 1976).

2.2.3.6.4 Zones Importantes de Biodiversité Marine

2.2.3.6.4.1 Zones de protection marine (AMP), réserves de biosphère et parcs nationaux

Il y a 14 AMP, trois parcs nationaux, trois réserves naturelles, trois réserves de biosphère et deux sites Ramsar le long des côtes du Sénégal dans le voisinage du développement du champ SNE (source : données ANAT 2022).

La localisation de ces aires protégées par rapport au puits d'exploration est présentée à la Figure 60 ci-dessous.



SITE	DATE DE CREATION	SUPERFICIE (ha)
RNC Palmarin	2001	10 430
AMP Saint Louis	2004	49 600
AMP Abéné	2004	11 900
AMP Joal-Fadiouth	2004	17 400
AMP Bamboung	2004	7 000
AMP Cayar	2004	17 100
AMP Sangomar	2014	87 437
AMP Gandoule	2014 extension en 2020	28 121
AMP Niamone-Kalounayes	2015	66 032
AMP Kassa-Balantacounda	2016	23 200
Réserve Naturelle Urbaine de la Grande Niaye de Pikine	2019	650
AMP Somone	1999 extension en 2020	4 120
AMP Gorée	2020	52 517
AMP Kaalolaal Blouf-Fogny	2020	83 853
AMP Ufoyaal Kassa-Bandial	2022	123 163
SUPERFICIE TOTALE		**582 523**

Figure 60: Localisation des aires protégées (source : données ANAT 2022)

2.2.3.6.4.2 Les habitats à enjeux : zones de reproduction, nurseries et voies de migration

La figure page suivante illustre le fait que le littoral côtier sénégalais comporte de nombreuses zones à enjeux et des aires prioritaires pour la protection de la biodiversité. En effet, WWF avec l'appui technique du Centre de suivi écologique (CSE) a établi l'ensemble des secteurs prioritaires pour la conservation, et ces emplacements se superposent pratiquement aux aires protégées existantes et à venir.

Ces sites d'intérêt représentent des habitats à enjeux par le fait qu'ils sont souvent le lieu de reproduction ou d'alimentation de nombreuses espèces, souvent protégées.

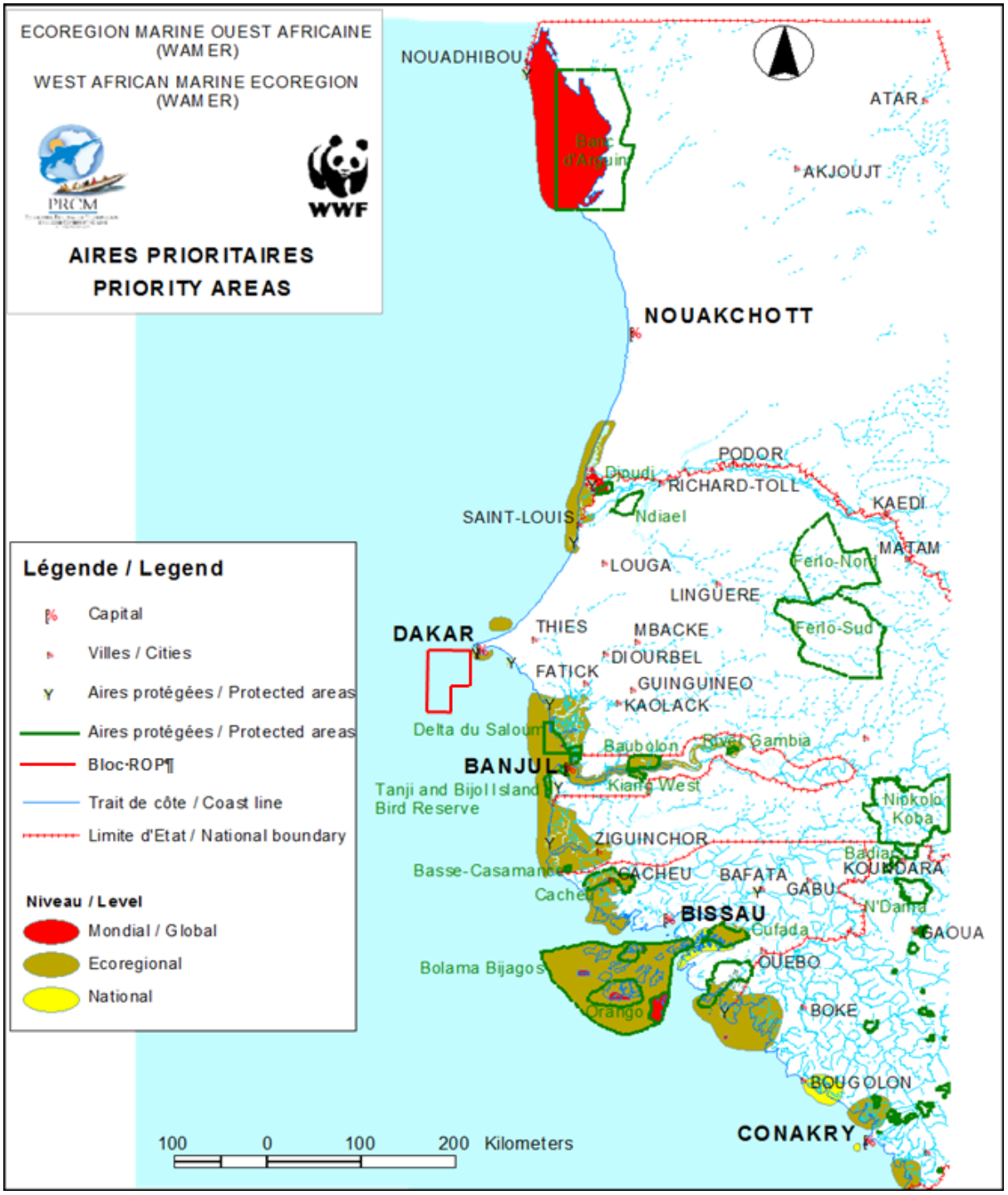


Figure 61: Carte des zones prioritaires de conservation (Source : Diouf P. S., 2016)

2.2.3.6.4.3 Les voies de migration

Le littoral sénégalais appartient à l'une des zones maritimes les plus productives du monde. Cette richesse des eaux sénégalaises s'explique par les remontées d'eaux froides, riches en éléments nutritifs (phénomène d'upwelling) qui apparaissent le long de la côte, de novembre à mai, sous l'action des alizés.

L'alternance saisonnière de ces eaux froides avec des eaux chaudes d'origine tropicale qui envahissent les couches superficielles au cours de l'été engendre un cycle saisonnier très

contrasté dont l'amplitude thermique, peut atteindre 15°C. Il s'ensuit une modification profonde de l'écosystème au cours de l'année : d'une situation tropicale rencontrée en saison chaude (de juillet à octobre), on passe en saison froide à un écosystème où l'influence des masses d'eaux issues de régions plus tempérées est parfois dominante. Cette modification de l'écosystème provoque chez certaines espèces des migrations.

En effet, en période d'alizés, quand l'upwelling sénégalais se déclenche, les espèces à affinité saharienne ou espèces d'eaux froides (Dentex gibbosus, Sparus coeruleostictus, Pagellus bellottii, Epinephelus aeneus, Pomatomus salfator), localisées d'août à octobre dans les eaux mauritaniennes migrent vers le sud dès le mois de novembre. Au cours du mois de juin, les alizés faiblissent et les eaux tropicales chaudes envahissent alors les couches superficielles en chassant vers le nord les espèces d'eaux froides.

Pour les espèces à affinité guinéenne ou espèces d'eaux chaudes (Selene dorsalis, Scyris alexandrinus, Sphyraena spp. Drepane africana, Pomadasys jubelini), les schémas migratoires sont moins nets. Les déplacements semblent affecter un certain nombre d'espèces appartenant surtout à la communauté des Sciaenidae. De janvier à juin, les populations concernées sont concentrées dans une frange très côtière près de l'embouchure du fleuve Sénégal, au nord du bloc, et surtout dans le complexe estuarien qui s'étend du Saloum à la Guinée. En juin, un rapide mouvement vers le nord se développe pour aller se reproduire plus au nord entre l'embouchure du fleuve Sénégal et le Cap Timiris. Il n'affecte que les adultes d'espèces au comportement semi-pélagique qui se déplacent très près de la côte. Les espèces guinéennes peuvent donc traverser le bloc en juin et au mois de décembre quand les adultes regagnent l'estuaire du Saloum. Le déclenchement et l'intensité des migrations semblent liés à la dynamique spatio-temporelle de l'upwelling (Barry, 1994).

Les populations de petits pélagiques, et notamment les sardinelles rondes, plates et le chinchard, se déplacent parallèlement aux côtes en recherchant des zones de convergences à proximité des upwellings. Le schéma migratoire de ces espèces consiste en un large déplacement entre la Guinée et le nord de la Mauritanie (Figure 62). Elles sont poussées par les eaux froides et arrivent dans les eaux sénégalaises en décembre janvier pour se concentrer dans les eaux guinéennes. Elles font ensuite le chemin inverse en direction de la Mauritanie et repasse par le Sénégal autour du mois d'avril.

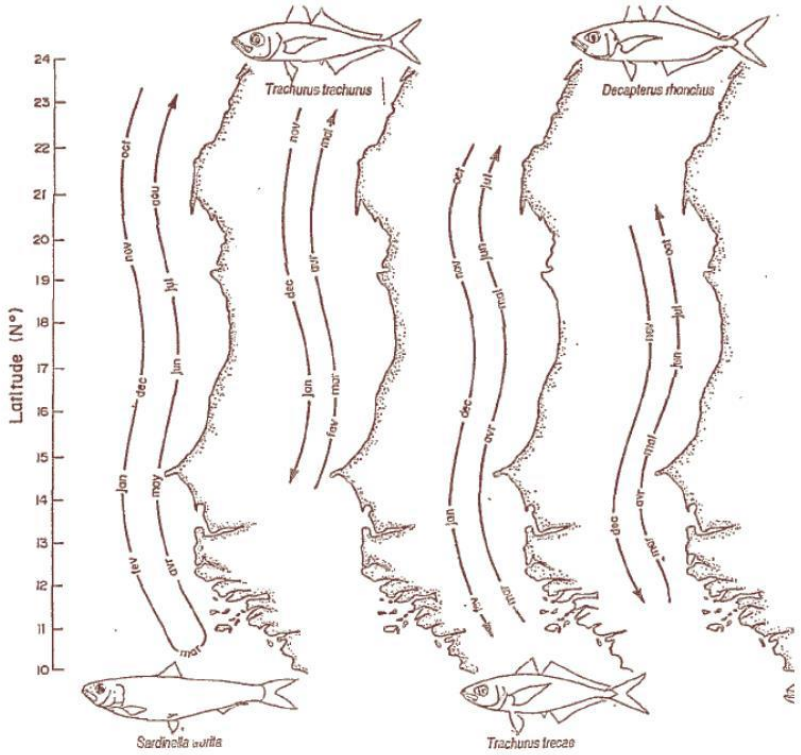


Figure 62: Migration saisonnière des principales espèces de pélagiques dans la zone sénégalo-mauritanienne (Source : BOELLY, 1979, FREON 1988, PAULY 1993)

2.2.3.6.4.4 Zone de reproduction et nurserie

D'une manière globale, pour l'ensemble des espèces, la Petite Côte (entre Dakar et les îles du Saloum) est la principale zone de concentration de juvéniles de nombreuses espèces de poissons.

Les estuaires, les baies et les canyons constituent des sites de reproduction ou de recrutement de poissons aussi importants que la petite côte.

Le petit secteur au niveau de la presqu'île du Cap-Vert présente une aire prioritaire au niveau régional pour le maintien de l'intégrité de l'écosystème (notamment par la préservation des écosystèmes et la diminution des pressions de pêche) en raison de la présence de nurseries pour les poissons (notamment pélagiques) et représentant un enjeu important pour le secteur. Les poissons pélagiques se reproduisent également sur le plateau continental, au sud de Dakar. Par exemple, la sardinelle ronde dispose d'une zone de ponte principale s'étendant la Gambie au Cap Blanc. C'est ainsi que pour la période de ponte principale, le maximum se situe au niveau de la Gambie au début du mois de juin.

Comme indiqué à plusieurs reprises dans le cadre de la présente étude, la zone retenue pour réaliser le puits de forage d'exploration se situe en eaux profondes dans la partie centrale du bloc ROP. Ce point est particulièrement important pour les enjeux de biodiversité, car les habitats à très forte sensibilité (zone de reproduction, nurserie, voies migratoires) seront évités et même situés à bonne distance du projet.

2.2.3.7 Archéologie sous-Marine

Les communautés côtières de ce qui est devenu le Sénégal interagissaient avec l'environnement marin depuis la nuit des temps. Certaines traces de la présence et des activités humaines qui à l'origine étaient sur la terre ferme, ont été immergés suite à la montée du niveau de la mer et de l'érosion côtière. C'est le cas particulièrement dans le delta du Saloum.

A une époque relativement récente les côtes sénégalaises ont été le lieu d'une circulation maritime importante avec le commerce transatlantique d'esclaves, mais aussi la colonisation et la Seconde Guerre mondiale. Des sites comme Saint-Louis et le delta du Sénégal, Dakar et Gorée dans la presqu'île du Cap-Vert, les estuaires du Saloum et de la Casamance ont connu une intense navigation maritime durant ces périodes. Des épaves ont été trouvées au large de Gorée et de la barre de Saint-Louis. Il s'agit d'épaves de bateaux, d'avions ou de sous-marins qui sont liés à cette partie de notre histoire. A titre d'exemple, le contournement de la chaloupe à l'approche de l'île de Gorée est destiné à éviter l'épave d'un navire de la Seconde Guerre mondiale qui repose à13 m de profondeur. Il s'agit selon Moussa WELE, doctorant-chercheur en archéologie sous-marine du « Takoma ». D'après M WELE plus de 50 sites ont été recensés au large de la presqu'île de Dakar. Récemment, une épave du XVIIIe siècle a été découverte au large de Dakar et son identification et en cours.

Ces épaves devenues des récifs artificiels propices à la reproduction des poissons, constituent des sites de pêches prisés des communautés côtières, notamment des lébous. En effet les communautés côtières notamment les lébous ont maintenu une connexion assez forte avec ces épaves qu'elles savent localiser de façon assez précise.

Une revue des données secondaires quoique limitée à Gorée suggère que les côtes sénégalaises possèdent un nombre important d'épaves. Cependant faute de ressources, des recherches archéologiques plus poussées n'ont pas pu être menées.

2.2.3.8 Géologie du plateau continental sénégalais

La superficie du plateau continental sénégambien est estimée à 8.700 milles carrés. L'isobathe 200m qui est située à 27 milles au large de St-Louis se rapproche doucement de la côte, tout en suivant sensiblement son contour, lorsque l'on descend vers le sud. La largeur du plateau continental n'est plus que de 5 milles à la hauteur de la pointe des Almadies. Il s'élargit ensuite assez rapidement pour atteindre 54 milles à la latitude de 12'45'N et 68milles au large de la Guinée-Bissau.

D'une manière générale les fonds marins sont peu accidentés. Il existe cependant, au nord de Dakar, un canyon sous-marin appelé fosse de Cayar, qui traverse le plateau sur toute sa largeur. Aux latitudes de 16'30' et 16'50' nord, deux canyons de moindre importance entaillent le rebord du plateau.

Le plateau continental sénégalais présente deux falaises sous-marines. Le sommet de la première est à la profondeur -35 ; -45m. Cette falaise se manifeste par une rupture de pente atteignant par endroits une quinzaine de mètres. Elle s'étend en s'estompant, de la pointe des Almadies jusqu'à la hauteur de Mbour. Elle réapparaît, peu marquée, à la latitude de Joal. La

seconde falaise, moins longue, limitée au secteur sud-ouest de la presqu'île du Cap Vert, à son bord supérieur vers - 70 m et peut également présenter une dénivellation de 10 à 15 m.

Le plateau continental présente en outre quelques bancs et hauts fonds rocheux de faible importance généralement situés près du littoral.

La géologie des fonds marins sénégalais a révélé un potentiel important en d'hydrocarbures.

2.2.3.9 *Navigation maritime*

Le trafic maritime est intense dans les eaux sous juridiction sénégalaise. En effet, le Sénégal de par sa position géographique, constitue la porte d'accès par la mer à l'Afrique de l'ouest et au golfe de Guinée. Il constitue un trait d'union entre le golfe de Guinée et les côtes atlantiques des pays d'Afrique du nord. Sa position à l'extrême ouest du continent africain, en fait également le « hub » occidental naturel des pays de la bande sahélo-saharienne. L'espace maritime au large de la presqu'île du Cap vert se situe par ailleurs au confluent des grandes routes maritimes qui relient l'Amérique du sud à l'Europe et à l'Afrique, et l'océan Indien à l'Atlantique nord-est par le cap de Bonne Espérance.

Quelques quatre mille (4.000) navires de commerce dont 600 thoniers travaillent ou transitent dans les eaux sénégalaises chaque année. Au Port Autonome de Dakar s'opèrent annuellement environ 2500 mouvements de bâtiments dont 300 pétroliers. Par ailleurs 20.000 pirogues naviguent dans la zone.

Tableau 23: Escales portuaires, temps passé dans les ports, âge des navires et taille en 2021

	Nombre d'arrivées	Temps médian au port (jours)	Âge moyen des navires	Taille moyenne (GT) des navires	Capacité de charge moyenne par navire	Capacité de transport de conteneurs moyenne (EVP) par porte-conteneurs	Taille maximale (GT) des navires
Tous les navires	1 972	1.85	17	24 911	24 250	3 408	85 445
Transporteurs de vrac liquide	316	2.74	14	22 936	38 564	..	85 445
Transporteurs de gaz de pétrole liquéfié	63	2.02	7	7 266	8 208	..	25 004
Transporteurs de gaz naturel liquéfié	..	..	..	..	..	..	..
Transporteurs de vrac sec	342	5.27	11	24 545	40 711	..	38 222
Navires de charge classiques	557	1.32	24	7 424	8 508	..	66 870
Rouliers	252	..	15	51 068	22 765	..	76 420
Porte-conteneurs	442	0.81	15	36 246	..	3 408	66 526
Navires à passagers	..	..	..	..	..	..	..

Source : *CNUCED-Profil maritime : Sénégal/informations générales pour 2021*

2.2.3.10 Risques naturels

Les principaux risques naturels redoutés dans le cadre du projet sont les événements météo-marins extrêmes.

L'évaluation dans le cadre du Projet d'Appui Scientifique aux processus de Plans Nationaux d'Adaptation (PAS-PNA. 2019), de la vulnérabilité de la zone côtière de la région de Fatick à la variabilité et aux changements climatiques montre que le littoral du Delta du Saloum est particulièrement sensible aux aléas climatiques et aux phénomènes naturels tels que l'érosion.

L'ouverture d'une brèche de Sangomar provoquée par une tempête en 1987 a constitué un événement extrême majeur qui est venu perturber cet écosystème de manière permanente. La brèche ainsi provoquée s'est élargie au fil du temps exposant les villages des îles aux assauts de l'océan et au phénomène d'érosion côtière.

Les résultats de l'évaluation de la vulnérabilité future de la zone font état d'une accélération attendue de l'élévation du niveau de la mer aux horizons 2035 et 2050 (environ 50 cm en 2050). Le littoral sera plus exposé aux risques d'événements extrêmes météo-marins, aux submersions marines, à l'érosion et aux destructions d'infrastructures.

D'après les résultats des études menées par le PAS-PNA en 2019, à l'horizon 2050, le taux moyen d'érosion dans la zone sera de 8, 65 m par an.

Le calcul de l'ICV indique que le littoral du Delta du Saloum sera globalement très vulnérable en particulier pour la zone située entre Ngalou Séssène et le Sud de Niodior qui se trouvent être des zones habitées. La région de Fatick pourrait voir sa sensibilité aux changements climatiques s'accroître avec l'intensification des aléas climatiques, l'exacerbation du recul du trait de côte et des phénomènes d'inondation en lien avec l'élévation du niveau marin. Une conséquence probable pourrait être la destruction des infrastructures socio-économiques et la perte d'établissements humains.

Une situation similaire est déjà notable ailleurs sur la Petite notamment dans le département de Mbour où la SAPCO a entrepris comme options d'adaptation, des solutions rigides dont la construction d'ouvrages de protection.

Sur la Grande Côte, les menaces naturelles sont le fait de l'érosion éolienne et son corollaire, l'ensablement des plans des niayes ; mais aussi de l'érosion côtière notamment dans le delta du fleuve Sénégal à Saint-Louis.

En Basse Casamance, la flèche sableuse de Kafah qui protège l'île de Carabane pourrait céder, ce qui exposerait l'île de Carabane aux enjeux environnementaux et socioéconomiques (riziculture, tourisme balnéaire) colossaux.

2.2.3.11 Le Secteur Pêcherie

Le Sénégal bénéficie d'une côte longue de 700 km et d'une Zone économique exclusive (ZEE) de 180 895 Km². Sur cette côte ouverte à l'Océan Atlantique, s'ouvrent trois zones deltaïques : fleuve Sénégal, estuaire du Sine Saloum et estuaire de la Casamance.

Le littoral sénégalais abrite de grandes agglomérations urbaines et une multitude de villages autour des différents points de débarquements. Cinq (5) grandes zones géographiques de pêche se le partagent:

- La Grande Côte de Saint-Louis à Yoff
- La Petite-Côte
- Le Sine-Saloum
- La Casamance
- Le Cap-Vert

Hydrologie de la zone offshore du projet

L'hydrologie de la zone est caractérisée par deux saisons bien distinctes :

- La saison chaude ou hivernage (de mai à novembre) durant laquelle la productivité est relativement faible du fait de la remontée des eaux chaudes du Golfe de Guinée ;
- La saison froide à partir de novembre, caractérisée par la remontée sous l'influence des alizés (upwelling), des eaux froides (16 à 18°C) salées et très riches en sels nutritifs favorisant le développement de production primaire et partant, de la biomasse animale.

L'ampleur de ces phénomènes saisonniers conditionne en grande partie l'abondance des espèces exploitées par la pêche artisanale maritime et par la pêche industrielle.

Richesse spécifique des eaux sénégalaises et pêcheries

La richesse spécifique des eaux sénégalaises est classée en cinq grands groupes :

- Les stocks pélagiques côtiers qui évoluent en pleine eau ou en surface sur l'ensemble du plateau continental ;
- Les stocks pélagiques hauturiers qui sont présents en dehors du plateau continental ;
- Les stocks démersaux profonds entre 100 à 200 mètres de profondeur ;
- Les stocks démersaux côtiers ;
- Les stocks estuariens.

Centres de débarquement

Deux cent vingt-six (226) centres de pêche maritime ont été recensés par le CRODT/ISRA entre Saint-Louis et la Casamance. Ces centres ont été sériés en grands, moyens et petits en fonction des quantités débarquées, du niveau d'activité et du parc piroguier.

Les grands sont des sites permanents et aux débarquements continus et supérieurs à 2 500 tonnes en moyenne sur l'année. Il s'agit de Saint Louis, Kayar, Yoff, Soumbédioune, Hann, Rufisque, Mbour, Joal et Djifére. Ils concentrent environ 80 % des activités de pêche artisanale et sont pour la plupart d'accès facile. Ces centres possèdent tous une halle couverte équipée de quais pour le chargement des véhicules transportant le poisson, des sites de transformation, des chantiers de construction de pirogues artisanales, des stations de distribution de carburant et des ateliers d'entretien des moteurs.

Les centres de débarquement de la zone d'étude sont agrégés en six régions halieutiques dans les analyses statistiques effectuées par le CRODT/ISRA :

- Fleuve qui regroupe Saint louis et ses environs ;
- Thiès-Nord (Kayar et ses environs) ;
- Cap-Vert qui concentre Dakar et ses environs ;
- Thiès-Sud qui regroupe Mbour, Joal et leurs environs ;

- Sine Saloum regroupant Fatick, Foundiougne et les Iles du Saloum
- Casamance concentrant les centres du Sud de la Gambie à la limite Sud du Sénégal.

Hormis Soumbédioune, ces centres disposent tous d'une halle couverte équipée de quais pour le chargement des véhicules transportant le poisson, des sites de transformation, des chantiers de construction de pirogues artisanales, des stations de distribution de carburant et des ateliers d'entretien des moteurs.

Avec plus de 50 % des captures artisanales maritimes, Thiès-Sud est la zone la plus importante du point de vue des débarquements. Dans cette zone, Joal enregistre les plus importantes mises à terre avec environ 150 000 tonnes par an.

Les centres de pêche moyens à petits sont temporaires, souvent satellites des grands, pour la plupart mal desservis par le réseau routier et souvent mal reliés aux marchés d'éclatements et d'écoulement des produits halieutiques.

Pêche industrielle

La secteur pêche est organisée en deux sous-secteurs au Sénégal : la pêche artisanale, basée sur l'usage de pirogues, et la pêche industrielle qui se déroule sur des bateaux de plus grande envergure (chalutiers domestiques et étrangers).

La flotte de la pêche industrielle opère au large de toute la côte sénégalaise même ses débarquements sont concentrés à Dakar.

La pêche industrielle est pratiquée au Sénégal en vertu du Décret n° 2016-1804 portant application de la Loi n° 2015-18 du 13 juillet 2015 portant Code de la Pêche maritime qui autorise quatre types de licences :

- Pêche pélagique côtière ;
- Pêche pélagique hauturière ;
- Pêche démersale côtière ;
- Pêche démersale profonde.

Cette activité n'est autorisée qu'en dehors de la zone exclusive à la pêche artisanale.

La pêche industrielle sénégalaise a été portée par une flotte nationale de 118 navires et une flotte étrangère de 19 navires en 2019 contre 122 navires nationaux et 19 navires étrangers en 2018, soit une diminution de 4 navires nationaux.

L'existence d'une pêche industrielle illégale pratiquée dans la clandestinité dans les eaux maritimes du Sénégal par des bateaux sans licence, est documentée depuis 2017. Il est donc probable que cette activité soit exercée dans la zone d'étude du projet.

La pêche industrielle représente 19,0% des mises à terre de la pêche maritime avec une production évaluée à 106 118 tonnes en 2019 contre 118 561 tonnes en 2018, soit une baisse de 10,5%. Comparativement à 2018, la valeur commerciale s'est également contractée de 15,6% en 2019 pour s'établir à 74,5 milliards de FCFA.

Les segments les plus importants de la pêche industrielle sénégalaise sont la pêche chalutière, la pêche thonière et la pêche sardinière.

La pêche chalutière demeure le premier segment de la pêche industrielle en termes de volume mis à terre avec 63,9% des débarquements en 2019. Les débarquements sont passés de 68 576 tonnes en 2018 à 69 068 tonnes en 2019, soit une légère augmentation de 0,7%.

La pêche thonière occupe la deuxième place avec 33,8% des mises à terre de la pêche industrielle. Avec un total de 36 567 tonnes débarqués en 2019, sa production a baissé de 25,9% par rapport à 2018. Elle est estimée à une valeur commerciale de 24,0 milliards de francs CFA en 2019 contre 23,6 milliards de francs CFA en 2018, soit une diminution de 26,3%.

Tableau 24: Evolution des mises à terre de la pêche industrielle de 2016 0 2019

ANNEE	2016	2017	2018	2019	Evolution 2019/2018
Chalutière	54 553	60 234	68 576	69 068	0,07%
Thonière	25 186	37 627	49 377	36 567	-25,9%
Sardinière	3 459	815	608	482	20,6%
Pêche industrielle	83 198	98 676	118 561	106 118	-10,5%

Source: DPM. Ministère de la Pêche et de l'Economie Maritime

Le secteur de la pêche industrielle est organisé au Sénégal en deux principales associations : Groupement des Armateurs et Industriels de la Pêche maritime au Sénégal (GAIPES) et l'Union Patronale des Mareyeurs Exportateurs du Sénégal (UPAMES).

La pêche industrielle approvisionne les usines de transformation et constitue une part importante des exportations de produits halieutiques. Ses débarquements sont toutefois toujours deçà de la demande des usines de congélation et de transformation qui sont de plus en plus obligées de s'approvisionnent auprès des opérateurs de la pêche artisanale (PAS, 2015).

Pêche artisanale

Selon les données du CSRP-SÉNÉGAL, le sous-secteur artisanal a produit environ 80 % de la production nationale en 2017, soit 350 000 tonnes. Elle emploie 94 % pêcheurs sénégalais estimés à 63 000 âmes. La législation sénégalaise lui a réservé une zone exclusive interdite aux bateaux de pêche industrielle comprise entre 0 et 7 milles nautiques (12,96 km) du rivage tout au long de la côte (CSRP, 2017). Les pêcheurs artisanaux ne sont pas tenus de s'y limiter.

Les activités connexes de la pêche (transformation, vente, etc.) emploient environ 15 % de la population active du Sénégal soit plus de 600 000 personnes, (CSRP- SÉNÉGAL, 2017).

La pêche artisanale en plus d'être importante pour l'économie, est nécessaire à la santé des communautés en ce qu'elle satisferait environ 75 % des besoins de protéines animales de la population nationale (CSRP-SÉNÉGAL, 2017).

La pêche artisanale exploite majoritairement les pélagiques et les démersaux côtiers, ainsi que les stocks estuariens. Elle était à l'origine concentrée généralement sur la bande côtière à proximité des villages des pêcheurs. Cependant, il existe une pêche d'estuaire non négligeable au Sine-Saloum et en Basse Casamance.

Communautés de pêcheurs artisans

Il n'y a pas de définition satisfaisante du terme «artisanal» dans le sens de «pêcheries artisanales». Des paramètres d'ordres très généraux existent mais prêtent à discussion. A titre d'exemple, «pêcheries artisanales» en termes sociaux et économiques, laissent quelquefois sous-entendre l'utilisation de main-d'œuvre familiale et des investissements limités, ce qui n'est pas toujours vrai. Par ailleurs une classification basée sur les moyens techniques et financiers nécessaires aux opérations de pêche, les distances parcourues ou le nombre de jours en mer ne fournissent pas non plus d'indications fiables.

L'expression «pêcheries artisanales» signifie généralement tous types de pêche autres que la pêche industrielle, mais là aussi, certaines sont presque semi-industrielles, et si on considère l'échelle de production atteinte dans certains centres de débarquements, on est plus poche de l'industriel que de l'artisanal (A titre d'exemple les débarquements annuels à Joal sont supérieurs à ceux de bien des ports français).

La pêche artisanale se pratique au moyen d'embarcations appelées pirogues faites de bois ou de fibre de verre, de dimensions comprises entre 4 et 25m, avec comme mode de propulsion la force humaine ou des moteurs de puissance 15CH, 40CH ou 60CH (Tropica, 2017a). Elle est pratiquée par trois grands groupes ethniques :

- Les Wolofs de Guet- Ndar,
- Les Lébous de Kayar, du Cap-Vert et de la Petite-Côte et ;
- Les Nyominkas (sous-groupe Sérère) des îles du Saloum.

D'autres groupes de pêcheurs moins importants tels que les Diolas, les toucouleurs et les Socès pratiquent aussi la pêche dans les îles du Saloum et en Casamance.

De tous les pêcheurs artisanaux, seuls les Guet-Ndariens tirent à l'origine, tous leurs revenus de la pêche. Concernant les autres communautés, la plupart des pêcheurs ont d'autres activités alternatives telles que l'agriculture et l'élevage.

Les pêcheurs wolofs Guet-Ndariens sont de grands migrateurs, ils se déplacent le long de la côte de la Mauritanie jusqu'en Guinée Bissau et parfois même plus loin. Ceci leur permet de suivre les bancs de poissons sur leur zone d'expansion. Ils ont influencé les autres pêcheurs dans les autres zones de pêche en termes de transferts de savoirs faire et de technologie.

Les Nyominkas et les Lébous migrent en dehors de la saison agricole le long de la Petite-Côte vers la Gambie et la Casamance (voire la Guinée Bissau). Mais la sécheresse et la baisse des rendements agricoles ont causé le déclin, voire la disparation de la plupart des activités agricoles, ce qui a renforcé la vocation halieutique des communautés côtières comme les Nyominkas et les Lébous pour qui aujourd'hui, l'exploitation des ressources marines est devenue la principale source de revenus.

D'autres communautés telles que les Baol-Baol effectuent aussi des migrations saisonnières lors des saisons sèches du bassin arachidier (Baol) vers la petite côte pour fournir du travail « peu qualifié » dans la pêche à la senne tournante.

Les acteurs de la pêche artisanale disposent en général de savoirs empiriques qui constituent une très importante source d'information pour la compréhension de la dynamique des

populations de poissons. Ils détiennent en outre, des informations pouvant expliquer ou aider à expliquer au mieux les dynamiques socioéconomiques qui s'opèrent au fil du temps dans les pêcheries. Leurs savoirs non écrits sont liés à leurs vécus, leur expérience et leur culture.

Au Sénégal il n'y a pas de revendications coutumières communautaires sur les zones de pêche. Les pêcheurs artisanaux peuvent pêcher où ils veulent indépendamment de leur village ou ville d'origine.

Pêche artisanale sur la Grande côte

Selon les données du CRODT les principaux emplacements des activités de pêche artisanale des communautés de pêcheurs entre Dakar et Saint-Louis sont Oukam (Dakar), Cayar, Fass Boye/Mboro, Potou et Saint-Louis.

Ces lieux de pêche varient dans le temps en fonction du déplacement saisonnier, des ressources halieutiques. La pêche artisanale a surtout lieu près de la côte. Les pratiques de pêche varient selon les localités, notamment en fonction des zones marines, des saisons, et des conditions socio-économiques des communautés de pêcheurs. Le tableau qui suit présente les distances de la côte des principaux emplacements de pêche de la Grande côte.

Tableau 25 : Distance de la côte des principaux emplacements de pêche de la Grande côte

Zone de pêche artisanale	Distance de la côte (en mètres)				
Cayar	200				
	7 000				
Fass Boye/Mboro		800			
		10 200			
Ouakam			60		
			8 100		
Potou				80	
				2 100	
Saint-Louis					400
					14 700

Distances minimums
Distances maximums

A Saint-Louis la pêche artisanale maritime est pratiquée surtout par les pêcheurs des quatre quartiers de la Langue de Barbarie qui étaient en 2016 au nombre d'environ 22 000 personnes mobilisant 3411 pirogues immatriculées qui ont débarqué la même année, plus de 63 731 tonnes produit halieutiques d'une valeur commerciale de 15 450 000 000 FCFA (US$ 27 161 874) (SRPS, 2016, cité par Tropica, 2017g).

La pêche est majoritairement nocturne (embarquement à 16h et débarquement vers 8h-9h) même si la pêche diurne (embarquement à 6h-8h ; débarquement vers 17h - 18h) est également pratiquée.

Saint-Louis comptait en 2016 en moyenne 6,4 pêcheurs par pirogue. La valeur monétaire moyenne d'une tonne de produits débarqués était de 242 435 FCFA (US$ 426) ; et la production annuelle par femme transformatrice est d'environ 25 tonnes de poisson.

Les quatre quartiers de la Langue de Barbarie qui disposent de 2 quais de pêche, 3 sites de transformation du poisson, 8 unités de fabrique de glace et 19 stations de carburants pour pirogues (Service Régional des Pêches de Saint-Louis, 2016, cité par Tropica, 2017b), comptaient en plus, quelques1000 transformatrices et 150 mareyeurs.

Quatre-vingt-sept (87) % des débarquements de la Langue de Barbarie qui approvisionne en poissons toutes les régions du Sénégal et même des pays de la sous-région comme la Gambie et le Mali, étaient destinées au mareyage en 2016. Seuls 4,4 % des débarquements de la zone été destinés à la consommation de la population de Saint-Louisienne et le reliquat des débarquements est employé pour la transformation artisanale (Tropica, 2017a).

En plus de Saint-Louis, d'autres communautés de pêcheurs dont les plus importantes sont Cayar, Mboro Ndeundekat, Fass Boye, Lompoul-sur-Mer et Niayam (Potou), existent sur la Grande Côte.

A noter que les pêcheurs ne se limitent pas aux eaux proches de la localité où ils vivent. Ceux de Saint-Louis en particulier, sont connus pour voyager et pêcher tout le long de la côte et même dans les pays voisins. Ils débarquent le poisson là où cela convient le mieux.

Le tableau qui suit est un récapitulatif de la pêche par site de la Grande côte en 2016.

Tableau 26 : récapitulatif de la pêche par site de la Grande côte en 2016

Zone	Nombre de pirogues	Proportion de pirogues p/r total	Nombre de pêcheurs	Proportion de pêcheurs p/r total	Nombre de femmes transformatrices	Proportion de femmes transformatrices p/r total	Nombre de mareyeurs	Proportion de mareyeurs p/r total	Quantités de produits halieutiques débarquées (kg)	Valeur des produits débarqués en FCFA	Valeur des produits débarqués en US $
Saint-Louis	3 411	63,5 %	22 000	66,4 %	1 00	40,8 %	150	21,1 %	63 731 000	15 450 000 000	27 161 874
Cayar	1 032	19,2 %	6 000	18,1 %	150	6,1 %	329	46,3 %	34 643 340	16 421 136 000	28 869 180
Mboro Ndeundekat	229	4,3 %	985	3,0 %	180	7,3 %	57	8,0 %	Non renseigné	Non renseigné	Non renseigné
Fass Boye	513	9,5 %	3 500	10,6 %	700	28,6 %	110	15,5 %	21 592 339	8 322 735 500	14 631 786
Niayam (Potou)	41	0,8 %	230	0,7 %	119	4,9 %	25	3,5 %	587 790	418 415 000	735 595
Lompoul-sur-Mer	149	2,8 %	420	1,3 %	300	12,2 %	40	5,6 %	1 929 500	759 121 000	1 334 573
Total	5 375	100,0 %	33 135	100,0 %	2449	100 %	711	100,0 %	122 483 969	41 371 407 500	72 733 008

Pêche artisanale sur la Petite côte

Département de Mbour

Comparée à la Grande côte, la Petite côte est moins profonde. Les vagues venues du large se brisent sur les hauts fonds avant d'arriver sur la grève, et il est très rare d'avoir une mer houleuse sauf en cas de très forte intempérie. L'étendue des hauts fonds varie légèrement entre le nord et le sud du département. Au large de Popenguine au nord, la zone des 20 m de profondeur s'étend jusqu'à 2,5 miles de la plage, tandis qu'à Pointe-Sarène au sud, elle se prolonge sur 10 miles. Il faut environ une heure aux pirogues locales, qui se déplacent à une vitesse d'un peu moins de 10 nœuds, pour couvrir une distance de 10 miles.

D'après les données de la SDPS-2016, la production en volume du secteur de la pêche artisanale du département de Mbour était de 135 827 tonnes 2016, soit 34% de la production nationale de 397 871 tonnes (DPM, 2016). La même année, la production en valeur était de 49 273 357 902 FCFA, ce qui correspond à 40% de la production nationale (123 160 794 000 FCFA, 2016). Le nombre de pirogues (motorisées) était de 2 734 unités, ce qui représente 30% du parc national total de 9 469 pirogues (DPM, 2016).

Le département de Mbour compte 13 villages de pêcheurs dont les deux plus importants, Mbour et Joal, totalisent à eux seuls 74,0% du nombre total de pirogues et 65,2% de l'ensemble des pêcheurs. Le tableau qui suit présente les acteurs de la pêche au niveau départemental ainsi que la flotte de pirogues

Tableau 27 : Récapitulatif de la pêche au niveau du département de Mbour ainsi que la flotte de pirogue

Villages	Nombre de pirogues	Nombre de pêcheurs	Nombre de mareyeurs
Ndayane	254	1544	9
Popenguine	11	44	2
Guéréo	123	615	5
Somone	35	140	3
Ngaparou	193	1100	36
Saly	133	532	36
Mbour	2155	8620	800
Mballing	120	480	20
Warang	06	30	0
Nianing	227	910	52
Pointe Sarène	195	780	48
Mbodiène	11	44	0
Joal	1571	3021	179
TOTAL	5034	17860	1160

Source: *SDPS Mbour, 2016*

La plupart des pirogues pêchent à des profondeurs comprises entre 10 m et 30 m, (20 m en moyenne). Cependant certaines vont bien entendu plus loin.

Les fonds marins des zones de pêche habituelles, sont généralement recouverts de sable grossier et quelques fois de récifs rocheux.

Les pêcheurs sont pour moitié Wolofs/Lébous et à 40% de Sérères. Dans les villages situés au nord de Ngaparou, la proportion de Wolofs/Lébous est plus élevée (84% contre 16% de Sérères). Au contraire, dans les villages du sud de Saly, la proportion est identique ou légèrement plus élevée pour les Sérères (49% contre 36% de Wolofs/Lébous). La plupart des pêcheurs sérères étant originellement paysans-pêcheurs, certains font encore l'agriculture. Les grands villages de pêcheurs (Mbour et Joal) sont constitués de pêcheurs de plusieurs ethnies.

D'après les résultats des enquêtes réalisées dans le cadre du projet PROCOVAL en 2017, le volume moyen des prises par pêcheur était de 11 t/an. Les écarts étaient toutefois importants (300 kg/an pour le volume le plus faible, 86 t/an pour le plus élevé).

Le chiffre d'affaires annuel déclarait était de 18 605 453 FCFA/an en moyenne ; mais là aussi, les écarts étaient importants. Le prix de vente déclaré du poisson était de 2 000 FCFA/kg en moyenne. Ce prix variait toutefois selon les espèces entre 100 FCFA/kg et 20 000 FCFA/kg.

Les revenus de la pêche étaient particulièrement importants à Mballing, ce qui peut s'expliquer par la forte concentration d'usines de transformation et le volume important des prises. Le volume de captures le plus élevé (par pêcheur) était enregistré à Mballing.

La majorité des pêcheurs des pêcheurs du département de Mbour utilisent au moins 80% de leurs revenus pour des dépenses autres que les dépenses du ménage, probablement pour le financement de leurs activités de pêche. Ceux qui consacrant plus de 50%, voire 100% de leurs revenus de la pêche aux dépenses du ménage disposent sans doute d'autres sources de revenus ou d'un financement extérieur.

Le tableau qui suit présente les dix espèces les plus débarquées au niveau départemental.

Tableau 28 : dix espèces les plus débarquées dans le département Mbour

Rang	Espèces	Production annuelle (t)	% du total
1	sardinelles plate (Yaboy tass)	51 831	38,2
2	sardinelles ronde (Yaboy meureug)	43 915	32,3
3	Ethmalose	11 564	8,5
4	Poulpe	2 987	2,2
5	Mâchoiron	2 722	2,0
6	Sole	2 288	1,7
7	Murex	2 252	1,7
8	Seiche	1 813	1,3
9	Sompatt	1 356	1,0
10	Thiof	1 184	0,9

Source: *SDPS/Mbour, 2016*

Départements de Foundiougne et Fatick

Disposant d'une large zone deltaïque présentant un front d'environ 65 km et abritant de nombreux villages de sérères Niominkas disséminés dans les îles intérieures, la région de Fatick compte parmi les principales zones de pêche maritime du Sénégal. La façade maritime présente un plateau continental peu profond, regorgeant d'importants stocks de poissons, crustacés et mollusques. Les nombreux cours d'eau et l'écosystème de mangrove se traduisent par une forte productivité des eaux et une importante biodiversité. Le delta du Saloum est une zone de frayères, de croissance et de refuge pour beaucoup d'espèces marines et estuariennes.

De Palmarin au Nord à Djinack à la frontière gambienne, les activités de pêche sont pratiquées tout au long de l'année dans plus de 60 villages et génèrent près de 25 000 emplois permanents ou saisonniers. Des revenus importants sont tirés de ces activités et les femmes occupent une place importante dans l'exploitation, la valorisation et la commercialisation des produits de la mer.

La pêche constitue un pan important de l'économie local en termes d'emplois, de revenus, de contribution à la couverture des besoins en protéines animale des populations et de réduction de la pauvreté surtout des femmes, notamment dans les villages insulaires vivant en grande partie que de cette activité. En effet, la filière emploie un grand nombre de personnes dans les activités de pêche, de transformation, de mareyage et de commercialisation. En dehors de ces emplois, une diversité de métiers annexes a été identifiée : pompistes, charpentiers, mécaniciens hors-bord, vendeur de matériel de pêche, personnel de fabrique de glace, autres).

La région de Fatick est pourtant restée malgré ces atouts, la partie de la Côte sénégalaise là moins dotée d'infrastructures d'appui à l'exploitation des ressources halieutiques. En dehors du quai de pêche moderne de Palmarin Diakhanor cofinancé par l'Agence Française de Développement (AFD) et l'Union Européenne pour un montant total de 5,25 milliards de FCFA, on y trouve que quelques quais de débarquement, le centre de pêche de pêche de Missirah, des stations de vente de carburant, quelques usines de fabrique de glace et des sites de transformation artisanale. Chaque village dispose tout au plus d'un débarcadère de fortune ou sommairement aménagé comme celui de Missirah construit par la coopération japonaise en 1989.

Près d'une dizaine de sites de transformation de produits halieutiques aménagés sont recensés au Saloum. Il s'agit des sites de Diamniadio (construit en 2005 dans le cadre du projet PAPA SUD) ; de Soukouta, Bétenti, Bossinkang, Missirah, Sandicoly et Sangako (construits dans cadre du projet PISA/FAO en 2009) et de Niodior, Dionewar, Falia (sites modernes construits dans le cadre de la coopération bilatérale Canadienne-EFA). Une aire de transformation non aménagée existe dans la plupart de village de pêche.

A noter tout de même que la plupart des fours de fumage recensés dans la région de Fatick sont de type traditionnel. Les appuis de l'Etat et des partenaires aux années 2000 visaient une modernisation de ces équipements pour une économie de la consommation de bois à travers l'introduction par l'UICN d'un modèle de four de fumage amélioré permettant un gain de 25% sur la consommation de bois. Le coût élevé du prototype a malheureusement constitué un frein à sa vulgarisation. Un regain d'intérêt pour ces fours a néanmoins été constaté ces15 dernières années et près de 250 ont été dénombrés au cours du recensement de 2016.

Les pêcheurs au nombre d'environ 7 000 personnes, sont pour la plupart polyvalents dans l'utilisation des techniques de pêche. Ils sont connus pour leur forte mobilité à travers le Sénégal et même dans la sous-région. On les retrouve à Joal, Mbour, en Casamance, en Gambie et même en Guinée Bissau. La plupart des sites de la région de la région sont fréquentés par des pêcheurs venant de Joal Fadiouth, Mbour et Ndayane. Ces derniers débarquent néanmoins pour la plupart leurs captures à Joal Fadiouth ou Djifère.

Des métiers connexes variés contribuant à la réussite de la filière pêche sont pratiqués dans les villages de pêcheur. On distingue en amont de la pêche les charpentiers chargés de la confection et de la réparation des pirogues, les pompistes assurant la distribution du carburant hors-bord, les mécaniciens, la réparation et la maintenance des moteurs hors-bords, les vendeurs de matériel de pêche, les forgerons pour la confection d'outils. En aval, se retrouvent les vendeurs de glace et d'emballages, les conditionneurs, les porteurs, les acteurs en charge de l'intermédiation et du convoiement des produits finis (chauffeurs, convoyeurs, commissionnaires), les charretiers, les décortiqueuses, le personnel de fabrique de glace et les vendeurs de bois.

Les départements de Fatick et Foundiougne renferment l'un des parcs piroguiers les plus importants de la pêche artisanale sénégalaise. Cette situation s'explique entre autres par le fait que la pêche, la pirogue est indispensable non seulement à la pêche, mais aussi de transport des personnes et des biens dans les îles. Environ, 2910 pirogues ont été recensées par le SRP de Fatick en février 2018. Les tailles des embarcations varient de 4 à 20 mètres avec un mode de propulsion utilisant généralement des moteurs de type 15 CV à 60 CV.

Les résultats du RGPHAE-2013 évaluent les débarquements de produits halieutiques dans la région à 11 468 500 kg en 2013. Les produits sont répartis comme suit :

Tableau 29 : Répartition en poids et en valeur des différents groupes zoologiques exploités en 2013 dans la région de Fatick

Groupes zoologiques	Poids (kg)	Valeur commerciale (FCFA)
Poissons	7 551 519	3 068 032 423
Mollusques	689 378	576 403 682
Crustacés	3 179 900	2 986 022 710
TOTAL	11 420 797	6 630 458 816

Pêche artisanale en Basse Casamance

Bénéficiant d'une façade maritime de 85 km et d'un important réseau hydrographique, composé d'un fleuve axial de 300 km de long auquel se rattachent de très nombreux bolongs lui conférant une grande richesse en ressources halieutiques et d'énormes potentialités pour la pêche maritime, lagunaire et fluviale, le secteur de la pêche joue un rôle de premier plan dans la Basse Casamance.

Des villages comme Kafountine, Elinkine, Cap-Skirings, Boudody sont des centres connus dans la sous-égion pour leur tradition de pêche et l'importance de leur débarquement. Elinkine et Boudody sont des sites fluviaux tandis que Kafountine et Cap Skirring sont situés sur le littoral. Le fleuve, les bolongs, le front maritime et la forêt de mangrove font de la région de Ziguinchor une importante zone de pêche et de cueillette de coquillages.

Les mises à terres de la région qui ont atteint 69 372, 722 tonnes ont placé Ziguinchor à la quatrième place au niveau national en matière de production halieutique en 2019 (ANSD-2019). En 2022 la Casamance s'est placée à la 2e pour la pêche artisanale avec (21,8%) des débarquements (ANSD-2019).

Les ressources halieutiques débarquées sont composées essentiellement d'espèces pélagiques côtiers, de démersaux côtiers et profonds, mais aussi d'espèces lagunaires, des bolongs et des estuaires du fleuve Casamance, auxquels s'ajoutent les crustacées dont des huitres huîtres et crevettes.

La Basse Casamance a enregistré en moyenne, 1 130 pirogues motorisées et 921 pirogues à voile par mois en 2018. En 2019 en moyenne 1 242 pirogues motorisées et 960 pirogues à voiles par mois ont été enregistrés soit une hausse de 112 pirogues motorisées et 39 pirogues à voile.

Le nombre d'engins de pêche a également évolué avec une hausse moyenne mensuelle de 3 368 pour les Filet Dormant (FD), 633 Filets filtrant à crevette (FFC), 393 Filet Maillant Dérivant (FMD), 100 Palangre (Pal), 96 Senne tournante (ST), 86 Ligne (LG), 80 Epervier (EP), 43 Filet Maillant encerclant, 08 Senne de plage (SP) et 02 Piège (Pie).

Le tableau qui suit présente la répartition par espèce des mises à terre.

Tableau 30 : Répartition des mises à terre par espèces en 2019

Espèces	1er semestre		2ème semestre		Total		Prix moyen/kg
	Poids	VCE	Poids	VCE	Poids	VCE	
Poissons	37.740.796	11.505.898 701	31.637.251	936.063.524	69.378.047	441.962.225	295
Crustacés	1.479.794	3.334.610.720	774 496	182.388.394	2.254.290	4.516.999.114	2 004
Mollusques	1.515.692	1.943.816.897	1.680.512	1.382.658.376	3.196.204	3326.475.273	1 041
Total 2019	736.282	6.784.326.318	34.092.259	11.501.110.294	4.828 541	8.285.436.612	378
Total 2018	35.676.691	6.788.168.171	31.814.281	15.351.985.751	67.490.972	32.140.153.922	476
% variation	14	0	7	-25	11	-12	-21

Source : *Service régional des pêches Ziguinchor (2019)*

Les produits frais maréyés en Basse Casamance qui ont atteint 15 080,007 tonnes en 2019, ont eu deux destinations : les autres régions et les pays voisins comme la Gambie, les deux Guinées et le Mali.

Les principales destinations nationales sont la région de Kolda (3 931597 tonnes soit 26% de production totale) ; Dakar en deuxième position avec 3 398,379 tonnes (22%) ; Sédhiou (2 121 288 tonnes) ; Tambacounda (1 802, 818 tonnes), Diourbel (1 020 ,115 tonnes), Kaolack (624, 787 tonnes). Environ 3% de la production totale sont exportés vers Kédougou, Matam, Fatick, Louga et St Louis. Les exportations vers la sous-région sont estimées à 9% dont 5% vers la Gambie et 4% pour la Guinée Bissau.

Le secteur de la transformation artisanale traite quelques 14 143, 881 tonnes destinée à la consommation locale (361, 249 tonnes), aux autres régions du pays (6 182, 646 tonnes) et à la sous-région (7 599,987tonnes).

Malgré ses atouts, le secteur de la Basse Casamance est confronté à de nombreuses difficultés dont la pêche illicite, le manque d'infrastructures et la faible dotation des services régionaux de pêche en ressources humaines et matérielles.

La région ne dispose d'aucun port de pêche. Elle est dotée d'un port -celui de Ziguinchor- de 360 mètres de quai dont 280 dédiés aux navires de commerce et 80 aux navires à passagers. L'accès de ce port est interdit aux pirogues de pêche auxquelles un site est réservé à Boudody. Celui-ci n'étant pas aménagé pour avoir un niveau d'eau suffisant pour tenir les pirogues à flot, les plus grosses d'entre elles sont tolérées au quai réservé aux navires de commerce. Les pêcheurs de Kafountine, du Cap Skirring et d'Elinkine eux ne disposent d'aucun port commercial dont ils peuvent bénéficier. Kafountine où la pêche est journalière et non de marée, est le siège d'intense activité de pêche avec des pirogues de grandes dimensions qui débarquent à longueur de journée d'énormes quantités de poisson.

Autres utilisations du milieu marin

Plusieurs activités maritimes et côtières sont menées dans la zone d'intervention. Les plus importantes sont l'exploration pétrolière et gazière, la pêche, la navigation et le transport maritime, le tourisme balnéaire et les loisirs, les télécommunications à travers les câbles sous-marins.

Secteur pétro-gazier

Le fonds marins sénégalais présente un potentiel important en réserves d'hydrocarbures. L'espace maritime national a été divisé en onze blocs pétroliers dont six en offshore profond, en plus de ceux situés dans la zone d'exploitation commune avec la Guinée Bissau. Dix de ces blocs étaient en phase d'exploration en janvier 2018, dont trois (Saint Louis offshore profond – gaz ; Cayar offshore profond – gaz ; et Sangomar deep – pétrole) avec des ressources avérées, en évaluation pour décision finale d'investissement. Les plus éloignés se situent à environ 60 Nm de la côte. Les découvertes dans le bloc Saint-Louis offshore profond sont pour partie à cheval sur la frontière maritime avec la Mauritanie. A la suite des litiges frontaliers avec la Guinée Bissau, aujourd'hui arbitrés par les instances internationales en faveur du Sénégal, une zone maritime d'exploitation commune a été créée entre les deux Etats.

Le milieu offshore sénégalais devrait livrer ses premiers barils de pétrole et mètres cubes de gaz à partir de début 2023 avec l'entrée en production des champs Grand Tortue Ahmeyim (gaz) que le pays partage avec la Mauritanie, et Sangomar (pétrole). Au premier trimestre 2022, L'état d'avancement de GTA était évalué à 70% par rapport à l'objectif d'exploitation prévue en 2023. Le tableau 9 présente le répertoire des titres pétroliers offshore du Sénégal.

Tableau 31: Répertoire des titres pétroliers offshore du Sénégal

Bloc	Reference	Operateur/associe	%	Date de début d'exploitation / attribution du permis de recherche	Date de fin de validité de la période de recherche	Superficie
Exploitation						
DIENDER (GADIAGA)	(décret N°2004-851)	Fortesa	70%	oct-02	-	1,5 Km²
		PETROSEN	30%			
DIENDER (SADIARATOU)	(décret N° 2009-800)	Fortesa	70%	Aug-09	-	82 Km²
		PETROSEN	30%			
Recherche						
DIENDER	(décret n° 2014-977)	Fortesa	90%	21-Aug-14	20-Aug-21	1063,55 Km2
		PETROSEN	10%			
DJIFFERE OFFSHORE	(décret n° 2013-1016)	Rex Atlantic Ltd	90%	18-juil-13	17-May-21	4 584,4 Km²
		PETROSEN	10%			
CAYAR OFFSHORE PROFOND	(décret n° 2012- 596)	BP Senegal Invest Ltd	60%	19-juin-12	18-Dec-20	5 465 Km²
		Kosmos Energy	30%			
		PETROSEN	10%			
SAINT LOUIS OFFSHORE PROFOND	(décret n° 2012-597)	BP Senegal Invest Ltd	60%	19-juin-12	18-Dec-20	6 955 Km²
		Kosmos Energy	30%			
		PETROSEN	10%			
CAYAR OFFSHORE SHALLOW	(décret n° 2008-1435)	Oranto Petroleum Ltd	90%	12-Dec-08	30-oct-19	3 618 Km²
		PETROSEN	10%			
RUFISQUE OFFSHORE PROFOND	(Décret n° 2017-986)	TOTAL E&P Senegal	60%	12-mai-17	11-mai-26	10 357 km²
		PETRONAS	30%			
		PETROSEN	10%			
ZONE ULTRA PROFOND	(Décret n° 2017-985)	TOTAL E&P Senegal	90%	01-mars-18	01-mars-28	UDO Nord : 47 539 km2 / UDO Sud : 17 709 km2

Bloc	Reference	Operateur/associe	%	Date de début d'exploitation / attribution du permis de recherche	Date de fin de validité de la période de recherche	Superficie
(UDO)		PETROSEN	10%			Bloc (CRPP) : 10 000 Km²
SAINT LOUIS OFFSHORE	(Décret n° 2015-1181)	Oranto Petroleum	90%	20-août-15	19-Aou-23	5250 Km²
SHALLOW		Ltd				
		PETROSEN	10%			
RUFISQUE OFFSHORE	(Décret n° 2004-1491)	WOODSIDE	35%	23-nov-04	21-nov-21	7 136,935 Km²
SANGOMAR OFFSHORE		CAIRN	40%			
SANGOMAR OFFSHORE		FAR	15%			
PROFOND		PETROSEN	10			

Source : *rapport ITE 2019- annexe 9 (Répertoire pétrolier)*

Transport maritime

Le milieu marin sénégalais est également le siège d'un trafic maritime relativement dense. En effet, le Sénégal de par sa position géographique, constitue la porte d'accès par la mer à l'Afrique de l'ouest et au golfe de Guinée. Il constitue un trait d'union entre le golfe de Guinée, et les côtes atlantiques des pays d'Afrique du nord. La position du pays à l'extrême ouest du continent africain, en fait le « hub » occidental naturel des pays de la bande sahélo-saharienne. L'espace maritime au large de la presqu'île du Cap vert se situe par ailleurs au confluent des grandes routes maritimes qui relient l'Amérique du sud à l'Europe et à l'Afrique, et l'océan indien à l'Atlantique nord-est par le cap de Bonne Espérance. Quelques quatre mille (4.000) navires de commerce dont 600 thoniers travaillent ou transitent dans les eaux sénégalaises chaque année. Au Port Autonome de Dakar s'opèrent annuellement environ 2500 mouvements de bâtiments dont 300 pétroliers.

A noter que le Sénégal dispose de quatre ports : Dakar, Saint-Louis, Kaolack et Ziguinchor. Deux autres : le port minéralier de Bagny-Sendou et celui de Ndayane, sont prévus sur la Petite côte.

Tourisme et loisir

Le potentiel touristique de la zone d'intervention est immense. En effet les belles plages sableuses de la Grande côte, de la Petite côte et de Cap Sikiring, les parcs et réserves faune du delta du Sénégal, la réserve de biosphère du delta du Saloum, les écosystèmes de mangrove du delta du Saloum et de la Basse Casamance, l'héritage historique et culturel de l'île de Saint-Louis, de Gorée et du delta du Saloum sont autant d'atout pour le tourisme balnéaire, le tourisme culturel et l'écotourisme.

Le tourisme balnéaire qui est prédominant, est pratiqué dans la partie sud de la langue de Barbarie, sur la Petite côte (Mbour, Saly, Somone…) et en Basse Casamance (Capa Sikiring). Le tourisme à Dakar où se trouve l'essentiel des infrastructures et réceptifs hôteliers, est lié essentiellement aux affaires.

La pêche sportive et également pratiquée en haute mer dans la zone d'étude.

Le secteur du tourisme est à la fois source d'emploi, de revenus mais aussi de conflits en lien avec les problèmes sociaux (prostitution, drogue, inflation des prix, accaparement des terres et spéculation foncière…) pour les populations locales.

Télécommunication

Plusieurs câbles de fibres optiques posés sur le fond marin au large du Sénégal, relient le Sénégal et l'Afrique de l'ouest au reste du monde. Ceux connectant le Sénégal sont gérés par la SONATEL.

Le Sénégal est connecté au reste du monde par trois importants systèmes de fibres optiques. ACE; ATLANTIS II et SAT-3/WASC (South Atlantic Telephone/West African Submarine cable).

- ACE longue la côte ouest africaine et relie la France à l'Afrique du Sud. Il est géré par un consortium de 17 administrations et opérateurs.
- Atlantis II le Sénégal, les îles du Cap-Vert, les îles Canaries, le Brésil, l'Argentine.
- SAT-3/WASC long de 14350km longe l'Afrique occidentale et australe

2.2.4 *Identification des Milieux Récepteurs Onshore*

De telles interventions comportent des impacts et risques susceptibles d'affecter les récepteurs présentés au tableau ci-dessous.

Tableau 32 : Activités envisagées dans le cadre du projet et récepteurs onshore

Développements anticipés	Sous-développement Anticipés/ Description de l'activité	Site et description	Récepteurs sensibles	Sensibilité
	Atterrage du gazoduc sous-marin GTA et début du gazoduc terrestre vers Mboro	• Trois sites d'atterrissage potentiels • Site nord hors de la zone protégée; • Site central dans une zone protégée; et • Site sud dans une zone protégée	• *Réserve* de biosphère *transfrontalière* du Bas *Delta* du *Sénégal* (RBTDS) ; • Parc marin de Saint-Louis ; • Langue de Barbarie, lieu de développement de tourisme balnéaire exposé à l'érosion côtière • Réserve naturelle de Gueumbeul	
	Atterrage du gazoduc sous-marin Yakaar-Teranga et tronçon du gazoduc vers l'installation du traitement du gaz	Site d'atterrage du gazoduc près du lac Rose, sur une zone adjacente (3,5 km) à une aire marine protégée. La zone est située dans un site qui sera développée comme une zone touristique	Aire marine protégée (Parc marin de Kayar) à 3,5 km du site d'atterrage ; Bande de filao de la Grande côte qui est une aire classée ; Milieu dunaire sensible à l'érosion éolienne ; Zone de développement résidentiel et touristique	
	Installation de traitement du gaz Yakaar-Teranga et tronçon du gazoduc de 9 km vers un raccordement avec le gazoduc Mboro – Cap de Biches	Site situé sur la Grande côte, dans une zone de développement résidentiel et touristique.	Bande de filao de la Grande côte qui est une aire classée ; Développement résidentiel et touristique ; Terrain ciblé déjà acquis par plusieurs promoteurs ; Quelques débuts de construction entrepris	
	Atterrage du gazoduc sous-marin Sangomar et gazoduc vers l'unité du traitement du gaz	Sites potentiels d'atterrage du gazoduc sous-marin à proximité de la forêt de Nianning/Balabougou (Woodside)	Proximité de la forêt classée de Popenguine Proximité des zones de développement résidentiel (front d'urbanisation) et de tourisme balnéaire de la Petite Côte; Proximité de la forêt classée de Nianing.Balabougou	
		Site de l'unité de traitement du gaz Sangomar à proximité de la forêt de Popenguine	Forêt de Popenguine ; Zone de nurserie de sardinelle ; Développement de tourisme balnéaire	

Développements anticipés	Sous-développement Anticipés/ Description de l'activité	Site et description	Récepteurs sensibles	Sensibilité
	Gazoduc terrestre de100 km entre Saint Louis et Mboro	Site situé sur la Grande côte 50 premiers km au sud de Saint-Louis suivant un itinéraire proche de la côte, le reste se rapprochent de l'intérieur des terres à mesure que le gazoduc approche de Mboro.	Milieu dunaire sensible) l'érosion éolienne ; Bande de filao qui est classée	
	Gazoduc terrestre 70 km entre Mboro et Cap de Biches	Site à sur la Grande côte et la Presqu'île du Cap-vert. Milieu agropastoraux et ruraux ; milieux péri-urbains ; milieux urbains	Milieu dunaire sensible- l'érosion éolienne ; Bande de filao qui est classée ; Zone humide (lac Rose) ; Habitat et/ou zones destinées au développement résidentiel ; Infrastructures services (Réseaux routiers, ferroviaires, électriques, télécom, d'adduction d'eau, d'assainissement) ; Terres agricoles et de pâturage	
	Gazoduc terrestre 20 km entre Cap de Biches et Bel Air ;	Presqu'île du Cap-vert. Le gazoduc traverse des terres qui sont principalement occupées par des zones urbaines denses	Habitat ; Infrastructures services (Réseaux routiers, ferroviaires, électriques, télécom, d'adduction d'eau, d'assainissement) ;	
	Gazoduc entre Cap de Biches et Malicounda	Milieu agropastoraux et ruraux ; milieux péri-urbains ; milieux urbains notamment de Cap de Biches à Bargy	Habitat ; zones destinées au développement résidentiel ou portuaire ; zones destinées au développement portuaire Infrastructures services (Réseaux routiers, ferroviaires, électriques, télécom, d'adduction d'eau, d'assainissement)	
	De Mboro à la centrale de Tobene (environ 15 km), et de terres cultivées	Milieu agropastoraux et ruraux ; Mosaïque de zones urbaines	Habitat ; Zones destinées au développement résidentiel ; Terrs agricoles	

Développements anticipés	Sous-développement Anticipés/ Description de l'activité	Site et description	Récepteurs sensibles	Sensibilité
Nouvelles installations industrielles alimentées en gaz et le développement du réseau de distribution de gaz	Cap des Biches dual de 300 MW qui sera opérée par Celik Energy (GE) ; démarrage prévu pour 2025. Cap des Biches EPC de 12O MW sera opérée par Senelec ; démarrage prévu pour 2025. Mboro 300MW sera opéré par IPP ; démarrage prévu pour 2025. Installations de 10 nouvelles CCGT 3,300MW qui seront opérées par IPP ; démarrage prévu pour 2025-2035. Saint-Louis de 225MW sera opérée par IPP. Démarrage prévu pour 2025.	Le développement du réseau de distribution de gaz n'avait pas encore commencé et, par conséquent, les tracés des gazoducs ne sont pas connus. Les emplacements des installations ne pas non plus connus.	Non renseigné	**Non renseigné**
Construction et l'exploitation des installations de liquéfaction et d'exportation du Gaz Naturel Liquéfié (GNL	-	Des emplacements appropriés pour les installations se trouvent à proximité du nouveau port minéralier de Sendou-Bargny ou du nouveau port de Ndayane.	Emplacement probable à proximité d'une zone de développement portuaire ;	
Approvisionnement du pétrole brut	Un projet d'expansion visant à augmenter la capacité de production et à permettre à l'installation de traiter un brut composé à 75 % de brut provenant de Sangomar et à 25 % de brut Bonny light. Un nouvel oléoduc enterré pour transporter les hydrocarbures	Les projets d'extension seront menés à la raffinerie SAR de Dakar. L'oléoduc devra relier la SAR aux sites de stockage de SENSTOCK	Site d'extension de la SAR sera probablement un milieu humide Le nouvel oléoduc enterré devant transporter les hydrocarbures vers les installations de la société SENSTOCK traversera un milieu urbain	

Développements anticipés	Sous-développement Anticipés/ Description de l'activité	Site et description	Récepteurs sensibles	Sensibilité
	vers les installations de la société SENSTOCK est compris dans le projet. La SAR opère 3 oléoducs enterrés pour transporter essence, fioul lourd HFO et gazole vers les dépôts de stockage au port de Dakar. La SAR envisage d'arrêter l'opération de ces 3 oléoducs, car le stockage des hydrocarbures du port sera relocalisé au Port de Sendou/Bargny (PWC, QED Consulting, Channoil, SLR, 2022).			
Nouvelle Raffinerie	La SAR envisage de développer un projet pour une nouvelle raffinerie SAR (avec une capacité de 100 000 barils par jours).	Le site n'est pas encore défini cependant des terres appartenant à la SAR adjacentes aux installations existantes et actuellement occupées par une petite zone humide pourraient être un site possible	Zone humide	
Construction du Hub d'importation		L'emplacement du hub n'a pas été identifié. Cependant, le hub pourrait être située à proximité de la SAR, à la place de la SAR ou à un autre endroit comme le port de Sendou- Bargny ou le nouveau port de Ndayane	Emplacement probable proximité de la SAR, à la place de la SAR ou les zones de développement portuaire de Sendou- Bargny ou de Ndayane	
Stockage et logistique	Il est prévu de déplacer une partie voire la majeure partie de la capacité de stockage du port de Dakar vers le nouveau port de	Les installations de stockage des hydrocarbures seront déplacées au port Sendou-Bargny, le site de Senstock Mboa, et au port de Dakar.	Zone portuaire	

Développements anticipés	Sous-développement Anticipés/ Description de l'activité	Site et description	Récepteurs sensibles	Sensibilité
	Sendou-Bargny Le site de Senstock Mboa est approvisionné en hydrocarbures depuis la raffinerie par un oléoduc enterré. Un projet d'expansion est en cours utilisant un terrain adjacent au site qui est déjà la propriété de SENSTOCK. Le port de Sendou-Bargny comprend une jetée et des zones de stockage pour les produits en vrac. La construction est en cours depuis 3 ans. La capacité de stockage des hydrocarbures est de 90 000 m^3 d'hydrocarbures liquides.			

Légende : niveaux de sensibilité

Négatif fort	Négatif modéré	Positif modéré

De façon spécifique les réalisations envisagées affecteront les composantes suivantes :

Milieu physique

- ***Sol :*** Stabilité des sols notamment sur le littoral, les berges des cours d'eau et sur les dunes ; aptitude agronomique des ressources (richesse et productivité) pédologiques,
- ***Eaux de surface :*** Qualité (captage, site de baignade…), disponibilité, bilan hydrique (rapport infiltration/ruissellement), existence des zones humides ; écoulement
- ***Eaux souterraines/captages*** : qualité, disponibilité
- ***Air :*** qualité de l'air ;
- ***Ambiance sonore :*** bruit/son et vibration
- ***Climat***

Milieu biologique

- ***Biodiversité et ressources naturelles vivantes*** :
    - Flore et végétation ;
    - Faune et habitats fauniques ;
    - Ecosystèmes et services écosystémiques
- ***Aires protégées ;***
- ***Ecosystèmes sensibles***

Milieu socioéconomique et culturel

- ***Affectation/usage des terres ;***
- ***Habitat et cadre de vie ;***
- ***Santé et sécurité des communautés ;***
- ***Climat social et genre ;***
- ***Moyens d'existence et source de revenus :*** terres agricoles, places d'affaire, aires de pâturage…
- ***Moyens de subsistance*** : services écosystémiques d'approvisionnement, de soutien…
- ***Infrastructures*** (réseaux routiers, électrique, de télécommunication, d'assainissement d'adduction d'eau…) ;
- ***Services publics et/ou privés*** (Télécommunication, adduction d'eau, approvisionnement en électricité…) ;
- ***Déplacements des personnes et des biens*** ;
- ***Sites touristiques et de loisir***
- ***Patrimoine culturel***

2.2.5. Identification des Milieux Récepteurs Offshore

Un certain nombre d'interventions physiques en milieu offshore (campagne sismique, forage d'exploration et/ou d'appréciation, activités de développement et de production (plateforme, FPSO, FLNG, pipeline sous-marine, terminal, île artificielle, etc.) seront nécessaires dans le cadre du projet

Développement anticipé	Sous-développement Anticipés/ Description de l'activité	Site et description	Composantes sensibles	Sensibilité
Construction et l'exploitation des installations de liquéfaction[1] et d'exportation du Gaz Naturel Liquéfié	-	Pour GTA 1, le Hub sera situé à environ 10/11 km des côtes.	***Fonctionnement normal*** • Paysage ; • Ambiance sonore ; • Activités de pêche ; • Trafic maritime et sécurité des marins ; • Tourisme et loisir (pêche sportive éventuellement) ; • Santé de l'environnement (production des déchets assimilables à des ordures sur les installations de liquéfaction)	
			Fonctionnement dégradé (cas d'accident) • Ecosystème marin (pollution marine) : faune y compris le plancton et le benthos, l'avifaune aquatique, • Aires marine protégée de Saint-Louis ; Parc National de la Langue de Barbarie et parc marin de Kayar ; • Activités de pêche ; • Trafic maritime et sécurité des marins ; • Tourisme et loisir en cas de pollution marine ;	
Approvisionnement du pétrole brut	Un projet d'approvisionnement des hydrocarbures par 2 nouveaux oléoducs sous-marins (sealines) depuis un Conventional Bouy Mooring (CBM) située		***Mode normal notamment durant les travaux*** • Ambiance sonore ; • Activité de pêche ; • Loisir (pêche sportive) ***Fonctionnement dégradé (cas d'accident)*** • Ecosystème marin (pollution marine) : faune y compris les poissons, mammifères, chéloniens, le plancton, le benthos, l'avifaune aquatique,	

[1] Les campagnes sismiques, de forage d'exploration et/ou d'appréciation, ainsi que les activités de développement et de production (plateforme, FPSO, FLNG) rentrent dans ce cadre

Développement anticipé	Sous-développement Anticipés/ Description de l'activité	Site et description	Composantes sensibles	Sensibilité
	à 9 km de la côte. L'Avant-Projet Détaillée (APD) est en cours.		• Zone de nurserie de sardinelle de la Petite côte ; • Aires marines protégées et réserves (Réserve naturelle d'intérêt communautaire de la Somone, Réserve natuelle de Popenguine, AMP Joal-Fadiouth ; Réseve naturel communautaire de Palmarin ; AMP de Gandoul ; Réserve de biosphère du delta du Saloum ; AMP de Sangoamr ; AMP de gestion communautaire de Bamboung) • Activités de pêche ; • Tourisme balnéaire de la Petite Côte et écotourisme du delta du Saloum ; • Activité de loisir sur la petite côte ; • Trafic maritime et sécurité des marins ; • Tourisme et loisir en cas de pollution marine ;	

Légende : niveaux de sensibilité

Négatif fort **Négatif modéré**

DYNAMIQUE DES CHANGEMENTS CLIMATIQUES DANS LA ZONE D'ETUDE

Au Sénégal, les tendances climatiques actuelles présagent une hausse des températures accompagnée d'une irrégularité spatiotemporelle qui se renforcera dans le futur à l'horizon 2100, quel que soit le scénario. Pour la pluviométrie, une part d'incertitude et des imprécisions demeurent encore relativement au suivi des tendances futures. Peu d'études et de production scientifique sur les impacts futurs des changements climatiques sur l'agriculture, les ressources en eau et sur la zone côtière au Sénégal sont disponibles.

La production de données et d'informations climatiques fiables, l'actualisation régulière des connaissances, et leur intégration dans les politiques et plans nationaux, sont donc une nécessité pour une prise en charge effective des changements climatiques.

Selon le dernier rapport du Groupe d'Experts Intergouvernemental sur l'Évolution du Climat (GIEC), l'essentiel de l'accroissement observé de la température moyenne globale depuis le milieu du 20ème siècle est très probablement dû à l'augmentation observée des concentrations de gaz à effet de serre (GES) d'origine anthropique (GIEC, 2014).

Les projections futures proches comme lointaines du climat global prévoient une intensification du réchauffement moyen, doublée d'une variabilité des précipitations, ainsi qu'une plus grande fréquence et une intensification des phénomènes climatiques extrêmes (GIEC, 2014).

Les impacts de cette variabilité climatique varient d'une région du globe à une autre avec des conséquences socio-économiques particulièrement importantes dans les pays en développement (Sultan, 2015) dont l'Afrique où une augmentation de la magnitude et de la fréquence des événements extrêmes est anticipée (Nangombe, 2018).

L'année 2017 a été la troisième plus chaude jamais enregistrée sur les terres continentales africaines depuis 1950, derrière 2016, 2e année la plus chaude ; et 2010, année la plus chaude (ACMAD, 2017).

Pour le futur, le réchauffement des températures pour l'Afrique de l'ouest est estimé à 3°C dans le cadre du scénario RCP4.5 et à 6°C dans le cadre du scénario RCP8.5. Cela représente un réchauffement 10% à 60% supérieur au réchauffement global moyen de la planète (DEME et al, 2015).

Pour ce qui des précipitations, de nombreuses incertitudes subsistent pour la région. Toutefois, une diminution des précipitations est attendue dans le Sahel ouest tandis que le Sahel est devrait connaitre une augmentation des précipitations (DEME et al. 2015).

Au Sénégal, les impacts du réchauffement climatique global comportent des risques sérieux pour l'agriculture qui est principalement pluviale, les ressources en eau et les zones côtières déjà fragiles. Ces trois secteurs ciblés par le PAS-PNA occupent une place importante dans l'économie nationale du pays et leur sensibilité aux impacts des changements climatiques risque de remettre en question les objectifs du Plan Sénégal Émergent (Contribution prévue déterminée nationale du Sénégal, 2015).

Evénements extrêmes

D'après le rapport du GIEC, 2007, les changements climatiques sont susceptibles d'accroître la fréquence et la gravité des événements climatiques extrêmes (inondations et sécheresses) dans les zones connaissant déjà une forte variabilité des précipitations. Les recherches disponibles à ce jour tablent sur une tendance à l'augmentation des jours de pluie intense au sein de nombreuses régions, notamment dans les zones intertropicales. Au Sénégal, les travaux de Sarr et Camara (2017) prévoient une augmentation des évènements de pluie très intense sauf pouvant ainsi entraîner de fortes inondations sur le Sénégal.

Changements climatiques et agriculture au Sénégal

La population sénégalaise est composée à 55% de ruraux, dépendant étroitement du secteur agricole. Selon l'ANSD (2014). 49.5% des ménages sont purement agricoles et 61% de ces derniers s'adonnent à la culture pluviale comme activité dominante (ANSD/SRSD/Fatick, 2015). Les bouleversements climatiques seront donc à l'évidence, davantage ressentis au niveau de l'agriculture où la succession d'années de sécheresse et de pluviométrie excédentaire réduit les récoltes et les revenus des paysans qui deviennent de plus en plus pauvre.

L'altération des conditions climatiques observée au Sénégal représente une contrainte majeure au développement du secteur agricole. En effet à la longue épisode de sécheresse (1968-1986), succède l'augmentation des évènements extrêmes qui est source de difficultés pour l'agriculture. Les conséquences de la situation d'insécurité climatique se résument pour l'agriculture à (Gaye et al., 2015) i) une augmentation de la demande évaporatoire qui, en 2000, se chiffrait déjà à 1 435 millions de m^3 ; ii) une inadaptation des systèmes de production avec son corollaire la baisse des rendements liée au raccourcissement de la saison pluvieuse ; iii) une baisse des ressources en eau douce liée à la remontée du biseau salé et à la pénétration des eaux océaniques dans les zones estuariennes.

La région de Fatick et la Basse Casamance font parties des zones les plus menacées du pays car exposées à la fois à la variabilité climatique et une forte réduction des surfaces cultivables du fait de la salinisation des terres. Une part importante de leurs terres cultivables nécessite des quantités importantes d'intrants agricoles organiques ou minéraux.

A titre d'exemple cette situation a été à l'origine dans la région de Fatick, d'une diminution des rendements agricoles de toutes les spéculations (sauf pour le riz, le sorgho et le niébé dont les rendements sont en augmentation respectivement de 100%, 28.4% et 28.4%) durant la campagne d'hivernage de 2013 (ANSD/SRSD/Fatick, 2015).

Impact des changements climatique sur le secteur de la zone côtière

Les zones côtières sont d'importants écosystèmes fournissant à la fois l'espace et les ressources naturelles vivants et non vivants supports des activités humaines (Nguyen et al. 2016). Elles constituent de nos jours le point focal dans de nombreuses économies nationales et sont le siège d'une multitude d'activités socio-économiques.

Le Sénégal dispose 700 km de côte qui jouent un rôle moteur dans le développement du pays à plusieurs égards : socio-économique, démographique, urbain et environnemental.

Une partie importante de l'activité économique du Sénégal est concentrée sur la côte atlantique. Le littoral sénégalais abrite près de 90 % des industries du pays, en plus de l'activité

touristique principalement balnéaire (4.8 % du PIB national, ANSD, 2013), et des activités de pêche qui demeurent très importante (1.2 % du PIB national, ANSD, 2013).

Le littoral contribue à hauteur de 68% du produit intérieur brut (PIB) du Sénégal. Sur le plan démographique, 75% de la population du pays (13.5 millions d'habitants en 2015) habite à moins de 60 km du rivage et 70% des fruits et légumes consommés à Dakar proviennent de l'agriculture littorale (CSE, 2010).

L'essentiel des principales villes du Sénégal (Saint Louis, Dakar, Mbour, Ziguinchor, Kaolack, etc.) se trouvent sur la façade océanique ou dans les estuaires, et 25% du linéaire côtier est urbanisé (2005-2010).

Caractéristiques géomorphologie du littoral sénégalais

Les côtes se différencient en trois sont observés:

- Les côtes sableuses formant d'une part la Grande Côte ou Côte Nord, constituée essentiellement de dunes séparées des dépressions inter dunaires d'amplitude variable dans lesquelles la nappe phréatique est affleurante, ou affleurante formant du coup des mares caractéristiques des Niayes ; et d'autre part la Petite Côte ou Côte Sud, ou se développent des plages à cordons littoraux soit isolant des marigots côtiers soit sont adossées à des dunes littorales semi-fixées.
- Les côtes rocheuses limitées à la presqu'île du Cap-Vert et à quelques caps sur la Petite Côte ;
- Les deltas et estuaires à mangroves dans les embouchures des fleuves Sénégal et surtout du Sine-Saloum et de la Casamance.

Les sédiments du littoral du Sénégal sont essentiellement meubles, dans une proportion de 92% pour 8% de côtes rocheuses (Diaw, 1997). Le budget sédimentaire des littoraux est fonction des apports des cours d'eau en éléments détritiques, et des sédiments provenant du littoral amont, notamment le littoral mauritanien. Ces matériaux sont charriés par la dérive littorale Nord-Sud résultant des houles du Nord-Ouest. A noter tout de même que les contributions éoliennes sont non négligeables au bilan sédimentaire du littoral sont significatives.

Le transport sédimentaire littoral net est estimé à 558 000 m3/an sur la Grande Côte (Sadio et al. 2017). Il fluctue entre 10 000 et 25 000 m3/an (Barusseau, 1993) sur la Petite Côte.

Les côtes sénégalaises comme la plupart des zones littorales à travers le monde, n'échappe pas à la problématique de la vulnérabilité aux changements climatiques.

Sensibilité particulière de la zone côtière sénégalaise au changement climatique

A l'instar de la plupart des littoraux à travers le mondial, le littoral du Sénégal est caractérisé depuis plusieurs décennies par une dégradation des ressources côtières et une perte croissante de ses territoires côtiers comme les plages, les vasières, les mangroves, etc. Ces évolutions résultent des effets combinés d'une géomorphologie fragile (côtes principalement sableuses de faible élévation), de phénomènes naturels (érosion côtière, submersion, salinisation des sols) et d'actions anthropiques (occupation anarchique du littoral, extraction du sable de plage, pollution marine et côtière).

Ces problématiques cumulées ont des conséquences sur les ressources naturelles, la biodiversité, mais aussi sur le vécu des populations, la sécurité des personnes et des biens, et

plus largement et partant l'ensemble du développement du pays. Elles créent les conditions d'une vulnérabilité qui sera exacerbée par les changements climatiques.

Le littoral sénégalais est déjà particulièrement vulnérable aux impacts des changements climatiques dont l'augmentation de la fréquence et de l'intensité des tempêtes, l'élévation du niveau marin, la submersion, les inondations tous facteurs qui accroissent de l'érosion côtière, (PANA, 2006 ; Banque Mondiale, rapport EGIS 2013).

Erosion côtière

La nature essentiellement meuble des sédiments des zones côtières sénégalaises et leur fort niveau d'investissement par l'homme, les rendent particulièrement sensibles à d'érosion.

D'après Bird (1987) et Nicholls (1998) près de 70% des littoraux sableux du monde y compris les côtes à falaises qui subissent un recul du trait de côte, sont confrontées à l'érosion côtière qui est surtout liée à une dynamique naturelle. D'après Paskoff (2001), les causes explicatives sont davantage à rechercher du côté du déficit du transit sédimentaire, des conditions hydrométéorologiques variables (tempêtes, précipitations) et de l'élévation du niveau de la mer. L'action anthropique constitue toutefois un facteur non négligeable avec l'accroissement des aménagements littoraux, la destruction des cordons dunaires et/ou de la végétation qui les fixent, la déstabilisation du transit sédimentaire, etc. (Touré B. et al, 2012).

L'évolution actuelle des côtes dans la zone d'étude montrent une forte tendance à l'érosion, caractérisée par une conjonction de facteurs naturels et humains. Dans le contexte actuel de modification des paramètres climatiques, l'érosion côtière affecte presque toutes les grandes villes de la zone d'étude, et se traduit par des destructions d'infrastructures, de bâtiments, de cimetières.

Les travaux du PANA (2006), ont montré que les taux de recul de la ligne de rivage des plages sableuses de la zone d'étude se situent en moyenne entre 1 et 2 m par an ce qui est énorme. Des situations exceptionnelles ont été enregistrées comme avec l'ouverture de la brèche du Lagoba sur la flèche de Sangomar en 1987 (taux de 100 à 150 m par an) suite à une tempête exceptionnelle. Cette flèche sableuse qui s'étirait vers le sud sur une cinquantaine de kilomètres à partir de Djiffère, protégeait les différents paysages de l'estuaire. Sa disparition s'est traduite par une accentuation de l'érosion côtière, une diminution importante des plages, une tannisation accélérée et une perte grandissante des terres agricoles une sursalinisation des eaux de l'estuaire Saloum, une réduction de la couverture végétale et un accroissement du risque contamination des nappes phréatiques par avancée du biseau salé (Weissenberger et al, 2016).

L'érosion côtière reste très visible au Saloum notamment dans entre Ndangane et Djiffère. Entre 1987 et 1992, on estimait que la nouvelle embouchure créée par la brèche de Sangomar s'accompagnait par une érosion de 20 m par an ainsi que d'un ensablement des chenaux d'accès à des villages situés dans le delta (DEEC, 2005). Ce recul du trait de côte illustrait la vulnérabilité de cette zone (CPDN, 2015), où des superficies des terres susceptibles d'être perdues ont été estimées à 0,07 à 1,82 km^2 à horizon 2050 et 0,19, à 4,02 km^2 à horizon 2100 (Dennis et al, 1995).

En matière d'érosion côtière le delta du Saloum ne fait pas exception dans la zone d'étude. La dynamique est d'actualité d'actualité sur la Petite côte notamment dans les secteurs de Mbour et Saly où la SAPCO a adopté comme stratégie d'adaptation des solutions rigides telles que la construction de digue, mais aussi à Touba Dialaw, Bargny, Rufisque…

Sur la Grande côte, certaines de Yoff, mais surtout la Langue de Barbarie sont réellement menacée.

En Basse Casamance, le rôle de barrière naturelle que joue la flèche sableuse de Kafah qui protège l'île de Carabane contre la submersion et l'agression des vagues, est de plus en plus menacée par la houle. Son segment médian est exposé aux assauts de l'océan et de l'érosion. Il s'amincit davantage de jour à jour. Si le rythme actuel se maintient, cette flèche pourrait céder, ce qui exposerait l'île de Carabane aux enjeux environnementaux et socioéconomiques (riziculture, tourisme balnéaire) colossaux.

Salinisation des eaux et des sols

Les estuaires du Saloum et de Casamance mais aussi les petites rivières de la Petite côté (Somone) sont confrontées par une invasion saline se traduisent par la salinisation et l'acidification des sols dont l'étape ultime est la formation de sols sulfatés acides. Cette situation est la conséquence des péjorations pluviométriques enregistrées entre les années 1970 et 1980 qui ont précipité les premiers processus conduisant à la sursalure et à l'acidification des sols de ces milieux estuariens.

Selon Sadio-1991) ce sont actuellement près de 90 000 ha de terres qui ont été contaminés par le sel rien dans l'estuaire du Saloum. Par ailleurs, une avancée du biseau salé dans les terres a été documentée. Pour Sow-1992 par contre, la hausse du niveau de la mer entraînerait logiquement un dessalement relatif des estuaires en facilitant l'entrée d'eau, ce qui entraine un renouvellement de la masse d'eau estuarienne, une baisse de salinité dans des estuaires où la salinité dépasse localement 100 ‰ (valeurs courantes à Fatick, Kaolack, mais aussi autrefois en Casamance à Marsassoum, Diattacounda) avant la forte diminution observée depuis le début de la décennie 1990 et le retour des pluies.

La salinisation affecte les ressources en eau souterraines. En effet, le rapport Plan d'action national pour l'adaptation aux changements climatiques (2006) a révélé une contamination des nappes phréatiques suite à une intrusion d'eau marines. La sécheresse ayant entraîné une baisse du niveau piézométrique, conformément au principe des vases communicant, il s'est produit une avancée souterraine du biseau salé. Au Saloum et en Casamance, une baisse du niveau piézométrique de 10 à 15 m a été notée au niveau des nappes phréatiques depuis 1968 (Malou, 1989), alors qu'elle est estimée entre 5 à 10 m dans la nappe du littoral nord. Ainsi, la nappe du continental terminal devra connaître une baisse de son niveau en lien avec l'élévation des températures et l'accroissement des besoins humains sur la ressource.

Il devrait également se produire une pénétration du biseau salé dans les fleuves, avec infiltration de l'eau salée dans les nappes. La salinité des aquifères atteignant 130 ‰ en dessous des tannes. Cependant, l'existence lentilles d'eau douce souterraine de petite taille et très sensible à une forte exploitation, permet à la plupart des villages des îles de disposer de l'eau.

Impacts des changements climatiques sur les écosystèmes et la biodiversité

L'incidence de la variabilité climatique sur la diversité biologique ne saurait être ignorée sur les zones d'intervention. Les changements climatiques sont facteur additionnel de stress (Desanker, 2002) menacent la disponibilité de l'eau mais aussi les terres douces qui supportent la biodiversité terrestre (UNEP, 2004b). Ils menacent également les écosystèmes marins et côtiers.

Les écosystèmes de la zone d'étude (mangroves du delta du Saloum et de la Basse Casamance, Niayes et autres humides côtières) sont particulièrement sensibles aux effets de la variabilité climatique exacerbés les pressions anthropiques.

Le rapport « Évaluation de la vulnérabilité du secteur de la biodiversité au climat et de l'adaptation aux changements climatiques dans le cadre de la Contribution Déterminée au niveau National » de la CDN (2017) suggère ainsi que 'importantes menaces pèsent sur les forêts galeries dont les surfaces se réduisent considérablement comme dans le Delta du Saloum, au Ferlo, en Casamance et au Sénégal Oriental. Certaines sources estiment que cette réduction est liée à divers facteurs dont la conversion à des fins agricoles, la pollution, la coupe sauvage et donc de la non application des lois. Cette situation aussi concerne les forêts de mangroves qui sont victimes de la sécheresse et des fortes pressions anthropiques. Cette régression est estimée à 25% à Foundiougne et à Kaolack et à 8.5% au Nord-Ouest de l'estuaire (MEDD, 2010)

Le rapport de la CDN (2017), met en lumière le glissement généralisé des isohyètes du nord au sud en rapport avec la baisse de la pluviométrie, accompagné d'un glissement dans le même sens du gradient de végétation associé. Cette situation s'est traduite par un remplacement progressif des savanes boisées, des forêts claires et des forêts galeries par des savanes arbustives dans le Delta du Saloum, et une avancée progressive de la steppe à épineux dans la zone centre.

Ailleurs dans la zone d'étude, la rupture de cordons dunaires entre Djiffère et Djinack dans la partie maritime de la Réserve de biosphère du Delta du Saloum (PNDS), rend vulnérable certains îlots sites de reproduction des oiseaux et des tortues marines. La baisse du recouvrement et de la densité des ligneux, un appauvrissement de la biodiversité, une modification de la structure et de la composition floristique font parties des principales répercussions des changements climatiques sur la biodiversité.

Dans la forêt de Fathala la colonisation croissante de l'écosystème par les espèces du genre *Combretum* est révélatrice d'un appauvrissement du milieu et une menace pour la diversité floistique.

Dans le PNDS, les peuplements de Rhizophora mangle présentent évolution régressive au nord à cause de la forte salinité, de l'intensité de l'évaporation, des perturbations liées à la rupture de la flèche de Sangomar. Dans la partie ouest de l'île Léba, l'effet de l'érosion côtière sur les communautés végétales s'est taduite par forte mortalité de la population d'Avicennia africana. A noter que la mangrove est particulièrement sensible à la hausse du niveau marin et leur submersion entraine très souvent une perte de biodiversité (OCDE, 2008).

Le rapport « Évaluation de la vulnérabilité du secteur de la biodiversité au climat et de l'adaptation aux changements climatiques » produit dans le cadre de la Contribution Déterminée au niveau National (2017) fait état en plus de l'érosion côtière qui est apparente, d'une submersion progressive des sites insulaires de reproduction (île aux Oiseaux du PNDS, île Ansoukala et île de Sangomar, La Langue de Barbarie, Réserve Ornithologique de Kalissaye, etc).

Ce rapport souligne que sur les dix sites de nidification suivis le long des côtes sénégalaises, sept sont sujets d'une inondation périodique entrainant une perte en superficie du site durant la saison de nidification (Parc National de la Langue de Barbarie, Aire Marine Protégée de Joal, Réserve Naturelle Communautaire de Palmarin, PNDS, Réserve Naturelle de Popenguine, Aire Marine Protégée d'Abéné, Réserve Ornithologique de Kalissaye), entraînant la détérioration des œufs et par conséquent un problème de renouvellement des populations de tortues.

En définitive, les aléas climatiques corrélés aux actions de l'homme ont largement entrainé des perturbations au niveau de la biodiversité la rendant de plus en plus fragile et donc sensible aux effets potentiels des changements climatiques.

2.3 ACTIVITE 2.3 : EVALUATION ET ANALYSES DES CADRES POLITIQUE, JURIDIQUE ET INSTITUTIONNEL

Le secteur des hydrocarbures a fait l'objet d'un encadrement juridique strict au niveau national et international. Cette partie de l'étude a pour objet, de synthétiser et d'analyser les lois et règlements nationaux et internationaux qui encadrent le Projet mais aussi les institutions susceptibles d'intervenir de manière directe ou indirecte dans sa mise en œuvre.

2.3.1 *Cadre Juridique*

Le secteur des hydrocarbures (GPL) a fait l'objet d'un encadrement juridique au Sénégal. Du fait des risques qu'il comporte, leur transport, leur stockage et leur manipulation, ont fait l'objet d'une réglementation spécifique. Ce projet doit prendre en compte la réglementation environnementale, mais aussi celle relative à l'hygiène, la santé et la sécurité au travail. Le cadre juridique national applicable au projet est présenté sous forme de tableau afin de permettre une utilisation aisée du document. A noter que seules quelques dispositions sont citées dans ce tableau. Cependant chaque loi, décret ou arrêté contenu dans cette partie doit être respecté dans son intégralité.

Le Sénégal a ratifié un nombre important de conventions internationales dont certaines sont pertinentes pour ce projet. Ces dernières sont mentionnées ci-dessous, avant l'analyse du cadre juridique national.

2.3.1.1 Cadre Juridique International

La Convention Internationale de 1973 pour la Prévention de la Pollution par les Navires, telle que modifiée par le Protocole de 1978 y relatif (MARPOL 73/78)

La Convention internationale pour la prévention de la pollution par les navires (MARPOL) est la principale convention internationale traitant de la prévention de la pollution du milieu marin, que les causes soient liées à l'exploitation ou à des accidents. Elle a été adoptée le 2

novembre 1973 et ratifiée par le Sénégal en 1997. Elle est composée de six annexes dont la première traite des règles relatives à la pollution par les hydrocarbures. Cette annexe entrée en vigueur le 2 Octobre 1983, porte sur la prévention de la pollution par les hydrocarbures liés à l'exploitation ainsi qu'aux rejets accidentels. Ses amendements de 1992 ont rendu obligatoire la double coque pour les pétroliers neufs et ont fixé un calendrier pour doter progressivement les navires citernes existants d'une double coque, lequel a été ensuite révisé en 2001 et 2003. La prise en compte de cette Convention est nécessaire dans la mise en œuvre de ce projet.

La Convention sur la Diversité Biologique Signée à Rio le 5 juin 1992 ratifiée par le Sénégal le 14 juin 1994.

Son objectif est d'amener les Etats parties à développer des stratégies nationales de conservation et d'utilisation durable de la diversité biologique. L'article 8 de la convention recommande à chaque Etat de mettre en place un système de zones protégées où des mesures spéciales doivent être prises pour conserver la diversité biologique. Cette convention s'intéresse à l'ensemble des éléments constitutifs de la diversité biologique et à une échelle planétaire. De ce fait, tout doit être mis en œuvre afin de minimiser le plus possible les impacts négatifs que le projet pourrait avoir sur la diversité biologique de la zone en évitant toute sorte de pollution.

Pour rappel un certain nombre d'aires protégées existent dans la zone d'intervention

Convention internationale de 1990 sur la préparation, la lutte et la coopération en matière de pollution par les hydrocarbures (Convention OPRC)

Cette convention est un instrument international établissant un cadre destiné à promouvoir la coopération internationale et l'assistance mutuelle en vue de la préparation et de la lutte contre les événements graves de pollution par les hydrocarbures. Elle requiert des États qu'ils prévoient et élaborent des dispositifs nationaux en matière de lutte contre la pollution dans leurs pays respectifs, et maintiennent des ressources et des moyens suffisants pour répondre aux situations d'urgence en cas de pollution par les hydrocarbures. Elle a été ratifiée en 1995 par le Sénégal.

Protocole de 2000 sur la préparation, la lutte et la coopération contre les événements de pollution par les substances nocives et potentiellement dangereuses (Protocole OPRC-HNS)

Ce Protocole suit les principes de la Convention OPRC. Il a été adopté officiellement par les États déjà Parties à la Convention OPRC lors d'une Conférence diplomatique qui s'est tenue au siège de l'OMI à Londres, en mars 2000. Tout comme la Convention OPRC, il vise à mettre en place des systèmes nationaux de préparation et d'intervention et à fournir un cadre mondial de coopération internationale en matière de lutte contre les événements ou risques graves de pollution des mers. Les Parties au Protocole OPRC-HNS sont tenues de mettre en place des mesures de lutte contre les événements de pollution, soit à l'échelle nationale, soit en coopération avec d'autres pays. Les navires sont tenus d'avoir un plan d'urgence de bord contre la pollution pour intervenir en cas d'événements mettant en cause des substances nocives et potentiellement dangereuses. Le Protocole OPRC-HNS garantit que les navires qui transportent des substances nocives et potentiellement dangereuses font l'objet de régimes de préparation et d'intervention comparables à ceux qui existent déjà pour les événements de pollution par les hydrocarbures.

Convention d'Abidjan pour la Coopération en matière de Protection et de Développement du Milieu Marin et Côtier de la Région de l'Afrique de l'Ouest et du Centre et son Protocole

La Convention d'Abidjan est née de la nécessité d'adopter une approche régionale pour la prévention, la réduction et la lutte contre la pollution du milieu marin, des eaux côtières et des eaux fluviales connexes de l'Afrique de l'Ouest et du Centre. La Convention et son Protocole mettent à la disposition des décideurs nationaux, un important outil et des mesures de contrôle nationales pour la protection et la valorisation du milieu marin et côtier.

Dans le cadre de la mise en œuvre de ce projet, on peut citer d'autres conventions comme :

- Convention internationale de 1969 sur la responsabilité civile pour les dommages dus à la pollution par les hydrocarbures (CLC) ;
- Protocole de 1992 modifiant la Convention internationale de 1971 portant création d'un Fond international d'indemnisation de 1992 pour les dommages dus à la pollution par les hydrocarbures (FIPOL) (Fonds de 1992) ;
- Convention internationale de 1996 sur la responsabilité et l'indemnisation pour les dommages liés au transport par mer de substances nocives et potentiellement dangereuses (convention SPND).http://www.imo.org/fr/About/Conventions/ListOfConventions/Pages/InternationalConvention-on-Liability-and-Compensation-for-Damage-in-Connection-with-the-Carriageof-Hazardous-and-Noxious-.aspx) (et son Protocole de 2010)
- Convention internationale de 2001 sur la responsabilité civile pour les dommages dus à la pollution par les hydrocarbures de soute.

La convention Africaine pour la Conservation de la Nature et des Ressources Naturelles

Elle a été signée à Alger le 15 septembre 1968 et ratifiée par le Sénégal le 3 février 1972. Elle a été révisée par la convention de Maputo de juillet 2003.

Comme dans la plupart des autres instruments nationaux ou internationaux, la technique juridique de protection utilisée par la convention d'Alger, est celle de la liste. Elle a, en effet, classé les espèces en espèces protégées (liste A) et celles dont l'utilisation doit faire l'objet d'autorisation préalable (liste B). L'article 8 de la convention fait obligation aux parties contractantes de prendre les mesures législatives nécessaires à une protection durable de ces espèces. Ce texte stipule, en effet, que « les Etats contractants protégeront les espèces qui sont ou seront énumérées dans les classes A et B figurant dans l'Annexe à la présente Convention, conformément au degré de protection qui leur sera accordé, de la manière suivante:

a) « Les espèces comprises dans la classe A seront protégées totalement sur tout le territoire des Etats Contractants ; la chasse, l'abattage, la capture ou la collecte de leurs spécimens ne seront permis que sur autorisation délivrée dans chaque cas par l'autorité supérieure compétente en la matière et seulement soit si l'intérêt national le nécessite soit dans un but scientifique . ». Cette technique de la liste a été abandonnée par la convention de Maputo de juillet 2003 contrairement au texte originel d'Alger de 1968 qui faisait état d'une liste A et d'une liste B d'espèces classées. Le nouveau texte de Maputo maintient cependant la technique des annexes. L'annexe I donne les définitions des espèces menacées, l'Annexe II définit les aires de conservation et l'Annexe III donne la liste des moyens de prélèvements interdits. L'article 16 de la même convention oblige les Etats contractants à coopérer chaque fois qu'une mesure nationale est susceptible d'affecter les ressources naturelles d'un autre Etat. La révision,

intervenue en juillet 2003 à Maputo, s'est inscrite dans la continuité avec toujours un objectif central la conservation de la nature. Toutefois, son champ d'application s'est étendu ainsi que les mesures institutionnelles de sa mise en œuvre. C'est ainsi qu'une conférence des parties et un secrétariat sont désormais institués et des ressources financières identifiées. Ces deux Conventions ont toutes pour objectif la protection de la nature. Elles doivent être prises en compte dans la mise en œuvre du projet.

La Convention des Nations Unies sur la lutte contre la désertification dans les pays gravement touchés par la sécheresse

Elle a été signée à Paris en octobre 1994 et ratifiée par le Sénégal en 1995. Son objectif est d'amener les Etats parties à atténuer les effets de la sécheresse dans l'intérêt des générations présentes et futures. De ce fait, ce projet doit veiller à minimiser le plus possible la coupe d'arbre.

La Convention Cadre des Nations unies sur les Changements Climatiques Adoptée à Rio le 5 juin 1992 et ratifiée par le Sénégal le 14 juin 1994

Elle vise à amener les Etats parties à prendre des mesures visant à stabiliser les concentrations de gaz à effet de serre dans l'atmosphère à un niveau qui empêche toute perturbation anthropique dangereuse du système climatique. Les Parties se sont engagées à réaliser des inventaires nationaux des émissions de gaz à effet de serre et, pour leur part, les pays industrialisés se sont donnés pour objectif de ramener leurs émissions de gaz à effet de serre au niveau de celles de 1990. L'organe suprême de la Convention, dont le siège est à Bonn, est la Conférence des Parties qui se réunit chaque année.

La Convention internationale pour la prévention de la pollution des eaux de la mer par les hydrocarbures de 1954, Londres, 11 avril 1962

Protocole JAKARTA, protocole de NAGOYA 2018

Convention de Minamata sur le mercure 2013

Convention de Rotterdam sur la procédure de consentement préalable en connaissance de cause applicable à certains produits chimiques et pesticides dangereux qui font l'objet d'un commerce international (2004)

Le protocole de Kyoto La première Conférence des Parties (CP) de la convention sur les changements climatiques avait eu lieu à Genève en 1994

A l'occasion de la seconde Conférence des Parties tenue à Berlin en avril 1995, le GIEC avertissait les 120 États participants de l'urgence d'avancées nécessaires. La Conférence des Parties de Berlin considérait que les engagements pris à Rio en 1992 pour stabiliser les émissions de CO2 d'ici l'an 2000 étaient « inadéquats », la rédaction d'un protocole commence à travers ce « mandat de Berlin ».

Le Protocole voit le jour à la troisième session de la CP à Kyoto (du 1er au 10 décembre 1997)

Ce Protocole, d'une grande complexité, comprend 28 articles et deux annexes. L'Annexe A énumère les gaz à effet de serre, l'Annexe B est relative aux engagements chiffrés des 38 pays et de l'UE. Le Protocole de Kyoto s'applique à six gaz à effet de serre. Il s'agit des trois principaux qui sont le dioxyde de carbone (CO2), le méthane (CH4), l'oxyde d'azote N2O, il s'agit aussi de trois substituts des chlorofluorocarbones rejetés en faibles quantités. Ces

substituts des CFC sont les HFC, PFC et SF6. Le Protocole de Kyoto qui a pour objectif d'obliger les pays industrialisés signataires de réduire leurs émissions de gaz à effet de serre a été prolongé jusqu'en 2020 lors de la conférence de l'ONU sur le climat organisé à Doha, au Qatar du 26 novembre au 7 décembre 2012. Toutefois, en 2020 l'Accord de Paris a pris le relais du protocole de Kyoto. Une des erreurs principales de l'accord de Kyoto était le nombre de pays qui n'étaient pas concernés, dès le départ ou par manque de ratification. L'Accord de Paris est différent sur ce point, mais pas uniquement. Les 29 articles de l'accord issu de la COP 21 n'instaurent ni "comité de contrôle du respect des dispositions", ni de mécanisme de sanction, comme le prévoyait le protocole de Kyoto. A Kyoto, les pays développés s'étaient engagés à rattraper d'éventuels dérapages dans leurs engagements en assumant une forme d'"amende" de 30 % de réduction d'émissions supplémentaire. Raison pour laquelle certains Etats, comme le Canada, se sont tous simplement retirés du processus. Cet accord peut être considéré comme un protocole additionnel à la Convention-cadre des Nations unies sur les changements climatiques, ce qui lui confère une valeur de traité international. Le texte prévoit également un mécanisme de transparence, pour vérifier les informations fournies par les pays sur leurs émissions et leurs progrès. Contrairement au protocole de Kyoto, ce mécanisme s'appliquera aux pays développés, mais aussi aux pays en développement. Pour entrer en vigueur, il devra être ratifié selon les mêmes règles que le protocole de Kyoto, à savoir par "au moins 55 pays" représentant "au moins 55 %" des émissions mondiales.

La Convention des Nations Unies sur le Droit de la mer (CNUDM / United Nations Convention on the Law Of the Sea / UNCLOS)

Signée à Montego Bay (Jamaïque) le 10 décembre 1982, est entrée en vigueur le 16 novembre 1994, après ratification ou adhésion de 60 États – création des zones économiques exclusives (ZEE)

La Convention relative aux Zones Humides d'Importance Internationale particulièrement comme habitats des oiseaux d'eaux signée le 2 février 1971 et ratifiée par le Sénégal le 11 juillet 1977

Elle constitue un des cadres de coopération entre les Etats en matière de conservation des écosystèmes des zones humides. Son objectif premier est de prévenir les empiétements progressifs des actions humaines sur les zones humides ainsi que la disparition de celles-ci. Elle est à ce jour le seul traité mondial du domaine de l'environnement portant sur un écosystème particulier et les pays membres couvrent toutes les régions géographiques. Elle a ainsi pour mission la conservation et l'utilisation rationnelle des zones humides par des actions locales, régionales et nationales et par la coopération internationale, en tant que contribution à la réalisation du développement durable dans le monde entier. Elle adopte une politique large pour définir les zones humides qui relèvent de sa mission, à savoir les marais et marécages, lacs et cours d'eau, prairies humides et tourbiers, oasis, estuaires, deltas et étendues à marais, zones marines proches du rivage, mangroves et récifs coralliens sans oublier les sites artificiels tels que les bassins de pisciculture, les rizières, les réservoirs et les marais salants.

La Convention de Ramsar vise à assurer l'utilisation rationnelle et durable des ressources en zones humides, notamment par la désignation des zones humides d'importance internationale, et à garantir la conservation de ces ressources, maintenant et à l'avenir. Elle fait obligation aux Etats contractants de désigner sur leur territoire des zones humides ; celles-ci étant les habitats naturels de beaucoup d'espèces végétales ou de faune. Les conventions

citées ci-dessus concernent la préservation de l'environnement. Leur prise en compte est un impératif dans le cadre du projet.

Le Sénégal a ratifié un nombre assez important des conventions adoptées par l'Organisation Internationale du Travail (OIT). Ces conventions sont des instruments juridiques élaborés par les mandants de l'OIT (gouvernements, employeurs et travailleurs) qui définissent les principes et les droits minimums au travail. On peut citer certaines d'entre elles qui nécessitent une prise en compte dans la mise en œuvre de ce projet.

- Convention (n° 29) sur le travail forcé de 1930, ratifié le 04 novembre 1960 par le Sénégal.
- Convention (n° 87) sur la liberté syndicale et la protection du droit syndical de 1948, ratifié le 04 novembre 1960 par le Sénégal.
- Convention (n° 98) sur le droit d'organisation et de négociation collective de 1949, ratifié le 28 juillet 1961 par le Sénégal.
- Convention (n° 100) sur l'égalité de rémunération de 1951, ratifié le 22 octobre 1962 par le Sénégal. Convention (n° 105) sur l'abolition du travail forcé de 1957, ratifié le 28 juillet 1961 par le Sénégal.
- Convention (n° 111) concernant la discrimination (emploi et profession) de 1958, ratifié le 13 novembre 1967 par le Sénégal.
- Convention (n° 138) sur l'âge minimum de 1973, ratifié le 15 décembre 1999 par le Sénégal.
- Convention (n° 81) sur l'inspection du travail de 1947, ratifié le 22 octobre 1962 par le Sénégal.
- Convention (n° 14) sur le repos hebdomadaire (industrie) de 1921, ratifié le 04 novembre 1960 par le Sénégal.
- Convention (n° 122) sur la politique de l'emploi de 1964, ratifié le 25 avril 1966 par le Sénégal. Convention (n° 19) sur l'égalité de traitement (accidents du travail) de 1925, ratifié le 22 octobre 1962 par le Sénégal.
- Convention (n° 26) sur les méthodes de fixation des salaires minima de 1928, ratifié le 04 novembre 1960 par le Sénégal.

Les Codes de bonnes pratiques

Cette partie est consacrée aux codes API (*American Petroleum Institute*), aux standards ASME, mais également à une certaine réglementation étrangère, particulièrement française applicable dans le domaine de la construction et de l'exploitation des dépôts de Gaz de Pétrole liquéfié. L'application de ces codes n'est pas obligatoire. Ces Codes constitueront un plus pour une meilleure gestion de la sécurité dans le cadre du projet.

Les codes API abordent de nombreux aspects essentiels du secteur pétrolier et gazier, notamment l'exploitation et la production, le raffinage, la sécurité et la protection incendie, la mesure du pétrole et le transport maritime. Ils traitent également de la production offshore, du forage, des tuyaux des structures, des pipelines, des questions de santé, d'environnement, les vannes, les réservoirs de stockage, etc.

Les plus pertinents pour le projet sont présentés ci-dessous :

- Le code API 1104 de *l'American Petroleum Institute* : il régit la qualification des soudeurs et des procédures de soudage pour le soudage des pipelines. Ces codes et normes spécifient les prescriptions essentielles qu'il convient de respecter lors de la qualification des procédures de soudage et des soudeurs (conditions d'exécution, contrôles, examens et essais, critères d'acceptation et de communication des résultats, domaine de validité, prolongation ou renouvèlement des certificats) ;

- API 650 pour le dimensionnement des réservoirs de stockage ;
- API 653 Inspecteur de réservoir de stockage ;
- API 1104 Soudage de pipelines et d'installations connexes ;
- API 570 Inspecteur de tuyauterie

American Society of Mechanical Engineers (ASME) est l'une des plus anciennes organisations de normalisation en Amérique. Il produit environ 600 codes et normes couvrant de nombreux domaines techniques, tels que les fixations, les appareils de plomberie, les ascenseurs, les pipelines et les systèmes et composants de centrales électriques. Parmi les domaines pris en compte par l'ASME, nous avons les tuyauteries et les canalisations qui sont contenues dans la série B31et peuvent intéresser ce projet.

Arrêté du 19 novembre 1975 relatif aux règles d'aménagement et d'exploitation des dépôts d'hydrocarbures des titulaires d'autorisations spéciales d'importation de produits pétroliers - Annexe. (France)

Ce texte s'applique aux dépôts d'hydrocarbures liquides de 1re et 2e classe dont la capacité fictive globale, au sens de l'article 6 de l'arrêté du 19 novembre 1975, est au plus égale à 1000 mètres cubes lors de leur création, ou après extension.

Article 13

On dénomme "zone non feu" une zone où des gaz ou vapeurs combustibles peuvent apparaître en cours de fonctionnement de l'installation. Tout emplacement d'hydrocarbures de première catégorie, à l'exception des canalisations, engendre une "zone non feu" comprenant l'emplacement considéré et une bande d'une largeur de :

- **5 mètres**, sauf pour les postes de chargement et les cuvettes de rétention ;
- **15 mètres** pour les postes de chargement, pour les évacuations à l'air libre des systèmes de respiration et des soupapes et pour les extrémités des lignes de purge.

Les zones "non feu" des cuvettes de rétention d'hydrocarbures de première catégorie sont limitées à leur plan de débordement, mais les autres éléments contenus dans la cuvette : réservoirs, etc., engendrent une bande de largeur indiquée ci-dessus. L'intérieur des réservoirs d'hydrocarbures de deuxième catégorie est également considéré comme zone non feu. De même, tout local ayant une ouverture débouchant dans une zone non feue ou contenant un équipement pétrolier pouvant présenter des fuites de gaz ou de vapeurs combustibles est classé en zone non feu.

Article 21

La distance minimale entre les parois de deux réservoirs aériens (à axe vertical ou horizontal) doit être au moins égale au quart du diamètre du plus grand réservoir, sans que cette distance puisse être inférieure à **1,50 mètre**. Les parois des réservoirs doivent être au moins à **1 mètre** de la base des merlons ou des murs constituant la cuvette.

Article 23

Les distances minimales suivantes entre les différents emplacements de dépôt doivent être respectées.

1. Entre poste de déchargement de citernes routières, wagons, chalands et paroi de réservoir fixe : **5 mètres.**

2. Entre poste de chargement de citernes routières, wagons, chalands et postes de remplissage de réservoirs mobiles d'une part, et paroi de réservoir fixe d'autre part : **15 mètres.**

Ces distances minimales sont réduites de moitié s'il s'agit d'hydrocarbures de deuxième catégorie. En outre, les pomperies d'eau d'incendie doivent être implantées à l'extérieur de zones non feu. Les laboratoires situés à l'intérieur des dépôts doivent être implantés à **15 mètres** au moins des emplacements d'hydrocarbures suivants : réservoirs aériens, pomperies d'hydrocarbures, postes de chargement ou de déchargement. Lorsqu'un établissement comprend à la fois des emplacements d'hydrocarbures liquides et des emplacements d'hydrocarbures liquéfiés, la distance minimale entre un emplacement d'hydrocarbures liquides et un emplacement d'hydrocarbures liquéfiés à l'exception des canalisations, doit être de **20 mètres**. Cette distance est réduite à **10 mètres** lorsque l'activité en hydrocarbures liquéfiés de l'établissement concerne un dépôt sans transvasement de capacité globale supérieure au seuil de classement en deuxième classe mais n'excédant pas **70 mètres cubes**.

Les distances ci-dessus sont respectivement réduites à **10 mètres** et **5 mètres** si l'un des deux emplacements au moins est enterré. Ce texte permet une prévention de la sécurité dans le site avec ces distances réglementaires qu'il préconise.

2.3.1.2 Cadre Juridique Nationale

Textes législatif, règlementaire et normatifs	Dispositions pertinentes pour le projet	Appréciation
Loi n° 2001-03 du 22 janvier 2001 portant Constitution sénégalaise modifiée par la loi constitutionnelle n° 2016-10 du 05 avril 2016 portant révision de la Constitution	***Article 8*** : La République du Sénégal garantit à tous les citoyens les libertés individuelles fondamentales, les droits économiques et sociaux ainsi que les droits collectifs suivants : les libertés civiles et politiques : liberté d'opinion, liberté d'expression, liberté de la presse, liberté d'association, liberté de réunion, liberté de déplacement, liberté de manifestation ; • le droit à la santé ; • le droit à un environnement sain	Texte fondamental de l'Etat, la loi n° 2001-03 du 22 janvier 2001 portant Constitution sénégalaise modifiée par la loi constitutionnelle n° 2016-10 du 05 avril 2016 portant révision de la Constitution, en son article 8 consacre le droit de tout individu à un environnement sain et à la santé. Ces droits sont des droits fondamentaux et constitutionnels au Sénégal. Ainsi, tout projet national se doit de les intégrer et éviter d'exposer les populations aux risques de pollution et d'insécurité sanitaire. Dans le cadre de ce projet, toutes les dispositions doivent être prises afin de garantir aux populations environnantes et aux travailleurs sur le site toute la sécurité nécessaire.
Loi n°2001-01 du 15 janvier 2001 portant code de l'environnement et le Décret n° 2001-282 du 12 avril 2001 portant Code de l'Environnement	***Article L premier*** : (…) Tout individu a droit à un environnement sain dans les conditions définies par les textes internationaux, le présent Code et les autres lois de protection de l'environnement. Ce droit est assorti d'une obligation de protection de l'environnement. (…) **Article L 13** : (…) Cette autorisation est obligatoirement subordonnée à leur éloignement, sur un rayon de 500 m au moins, des habitations, des immeubles habituellement occupés par des tiers, des établissements recevant du public et des zones destinées à l'habitation, d'un cours d'eau, d'un lac, d'une voie de communication, d'un captage d'eau. ***Article L 27*** : Les droits et taxes annuels relatifs aux installations classées sont perçus par le Ministère chargé de l'environnement. Ils sont constitués de taxes superficiaires, de taxes sur les appareils à pression de vapeur et de gaz et de taxes à la pollution. Les taxes annuelles sont calculées comme suit : • a/ Droits fixes : - 30.000 F pour la 1ère classe et 10.000 F pour la 2ème classe. • b/ Taxes superficiaires o pour la surface équipée 150 F CFA/m²/an o pour la surface non équipée 75 F CFA/m²/an (…) ***Article L 30*** : Les déchets doivent être éliminés ou recyclés de manière écologiquement rationnelle afin de supprimer ou de	Elle constitue la base de la réglementation environnementale au Sénégal. Entre autres thématiques, le code de l'environnement traite de la prévention et de la lutte contre les pollutions et nuisances, de la gestion des déchets et de l'évaluation environnementale. Dans la mise en œuvre de ce projet, toutes les dispositions doivent être prises afin d'éviter le moins possible, toute action susceptible d'aller à l'encontre de ce texte. Ainsi, le Projet doit : - Gérer de manière convenable les déchets, - éviter les pollutions sonore, atmosphérique, mais également celle du sol et des eaux, afin de permettre une acceptabilité du projet par les services en charge de l'environnement, - Impliquer les populations des communes de concernées et prendre en compte leurs avis dans le cadre de la consultation du publique, - Respecter la distance des 500m par rapport aux habitations,

Textes législatif, règlementaire et normatifs	Dispositions pertinentes pour le projet	Appréciation
	réduire leurs effets nocifs sur la santé de l'homme, sur les ressources naturelles, la faune et la flore ou la qualité de l'environnement. (…) ***Article L 37*** : L'élimination des déchets par les structures industrielles, productrices et/ou traitantes doit être faite sur autorisation et surveillance du Ministère chargé de l'environnement qui fixe des prescriptions. (…) ***Article L 48*** : Tout projet de développement ou activité susceptible de porter atteinte à l'environnement, de même que les politiques, les plans, les programmes, les études régionales et sectorielles devront faire l'objet d'une évaluation environnementale. ***Article L 52*** : La procédure d'audience publique est une partie intégrante de l'étude d'impact sur l'environnement. ***Article L 56***: L'exploitant de toute installation classée soumise à autorisation est tenu d'établir un plan d'opération interne propre à assurer l'alerte des autorités compétentes et des populations avoisinantes en cas de sinistre ou de menace de sinistre, l'évacuation du personnel et les moyens de circonscrire les causes du sinistre. ***Article L 63*** : Sont interdits tous déversements, écoulements, rejets, dépôts directs ou indirects de toute nature susceptibles de provoquer ou d'accroître la pollution des eaux continentales et/ou eaux de mer dans les limites territoriales. ***Article L 78*** : Afin d'éviter la pollution atmosphérique, les immeubles, établissements agricoles, industriels, commerciaux ou artisanaux, véhicules ou autres objets mobiliers possédés, exploités ou détenus par toute personne physique ou morale, sont construits, exploités ou utilisés de manière à satisfaire aux normes techniques en vigueur ou prises en application de la présente loi. Ils sont tous soumis à une obligation générale de prévention et de réduction des impacts nocifs sur l'atmosphère. ***ARTICLE R 84*** : Les seuils maxima de bruit à ne pas dépasser sans exposer l'organisme humain à des conséquences dangereuses sont ***cinquante-cinq (55) à soixante (60) décibels le jour et quarante (40) décibels la nuit. (…)***	- Procéder au payement des droits et taxes annuels assujettis aux ICPE. Les déchets produits dans la mise en œuvre de ce projet doivent être gérés de la manière la plus écologique possible. Il faut aussi préciser qu'il est fait obligation au Projet de se doter d'un Plan d'Opération Interne (POI).

Textes législatif, règlementaire et normatifs	Dispositions pertinentes pour le projet	Appréciation
Le code de l'environnement est complété par son décret d'application et par d'autres textes réglementaires régissant l'implication du public, le Comité Technique, ainsi que l'EIE. Ces différents textes sont : • Arrêté ministériel n° 9468 MJEHP-DEEC, portant réglementation de la participation du public à l'étude d'impact environnemental ; • Arrêté ministériel n° 9469 MJEHP-DEEC, portant organisation et fonctionnement du Comité Technique ; • Arrêté n° 9470 MJEHP-DEEC fixant les conditions de délivrance de l'Agrément pour l'exercice des activités relatives aux études d'impact sur l'environnement ; • Arrêté n° 9471 MJEHP-DEEC portant contenu des termes de référence des études d'impact ; • Arrêté n° 9472 MJEHP-DEEC portant contenu du rapport de l'EIE. • La Circulaire Primatoriale n° 001 PM/SP en date du 22 mai 2007 a eu à rappeler aux différentes structures la nécessité de respecter les dispositions du Code de l'Environnement • La Circulaire n°0008PM/SGG/SP du 24 juin 2010 portant sur l'application des dispositions du Code de l'environnement relatives aux études d'impact sur l'environnement		
Loi n° 2021 – 31 du 15 Juillet 2021 portant code d'électricité		
TEXTES REGISSANT LE SECTEUR DES HYDROCARBURES		
Loi n°2020-06 du 7 février 2020 portant Code gazier	***Art.7.-*** Une licence est accordée à toute personne morale de droit sénégalais justifiant des capacités techniques et financières nécessaires à la conduite des activités d'importation, d'exportation, de réexportation, d'agrégation, de transformation, de stockage, de fourniture de gaz naturel, et de transport et distribution de gaz naturel liquéfié et comprimé. ***Art.10***.- Une concession est accordée à toute personne morale de droit sénégalais justifiant des capacités techniques et financières nécessaires à la conduite des activités de transport ou de distribution de gaz naturel par gazoducs. ***Art.22.-*** Tout titulaire de licence ou de concession mène ses activités conformément aux textes en vigueur et selon les standards internationaux, notamment relatifs à la protection de l'environnement, à l'hygiène, à la santé, aux aspects sociaux et à la sécurité. Le titulaire de licence ou de concession prend toutes les mesures nécessaires pour : • prévenir et lutter contre la pollution de l'environnement en évitant le rejet ou la fuite de tout produit polluant dans le milieu ;	Les activités de stockage et de distribution de GPL sont soumises à l'obtention d'une licence délivrée par l'autorité compétente. Du fait des risques que comporte le stockage, l'octroi de la licence est soumis à certaines conditions parmi lesquelles : • le respect des distances de sécurité, • les moyens mis en place pour lutter contre l'incendie ; • les moyens mis en place pour la protection de l'environnement ; etc. La prise en compte de la protection de l'environnement est primordiale dans la mise en œuvre du projet.

Textes législatif, règlementaire et normatifs	Dispositions pertinentes pour le projet	Appréciation
	• assurer, en cas de pollution, la gestion, la décontamination, le traitement des déchets et réhabilitation conformément aux prescriptions du plan de gestion environnementale et sociale. Toutes les installations doivent être construites et exploitées de manière à respecter les normes en matière de rejets. ***Art.43.-***Toute personne morale envisageant de réaliser des activités de stockage obtient au préalable, du Ministre chargé des hydrocarbures, une licence. La licence de stockage est accordée pour une durée maximale de quinze ans. La licence peut être renouvelée dans les mêmes formes pour une période ne pouvant excéder cinq ans à condition que le titulaire ait rempli ses obligations. ***Art.47.-*** Le titulaire d'une concession de transport par gazoducs assure l'exploitation, l'entretien, la maintenance et le développement du réseau de transport qui lui est dédié. Le titulaire de la concession de transport par gazoducs élabore et soumet à l'approbation de l'Organe de régulation, le Code réseau. Celui-ci fixe les dispositions techniques et opérationnelles auxquelles sont soumis le réseau de transport et toute installation gazière raccordée à ce réseau. Pour assurer techniquement l'accès au réseau de transport de gaz, le titulaire de la concession de transport par gazoducs met en œuvre les programmes de mouvements de gaz établis par les fournisseurs, agrégateurs et clients éligibles. ***Art.50.-*** Le titulaire d'une concession de distribution par gazoducs a l'obligation d'assurer l'exploitation, l'entretien, la maintenance et le développement du réseau de distribution qui lui est dédié. Pour assurer techniquement l'accès au réseau de distribution de gaz, le titulaire de la concession de distribution par gazoducs met en œuvre les programmes de mouvements de gaz établis par les fournisseurs et clients éligibles. Le titulaire d'une concession de distribution par gazoducs respecte le Code réseau. ***Art.61.-*** Le titulaire d'une concession de transport ou de distribution par gazoducs peut être autorisé à enfouir sur le domaine national les gazoducs, les canalisations et autres accessoires techniques nécessaires à leurs exploitations et à leurs protections. (…).	

Textes législatif, règlementaire et normatifs	Dispositions pertinentes pour le projet	Appréciation
Loi n° 98-31 du 14 avril 1998 relative aux activités d'importation, de raffinage, de stockage, de transport et de distribution des hydrocarbures	***Article 14*** : Distribution Toute entreprise envisageant d'exercer une activité de distribution d'hydrocarbures raffinés pour approvisionner le marché national doit au préalable, obtenir du Ministre chargé des Hydrocarbures une licence à cet effet. La vente d'hydrocarbures raffinés, à l'exception du pétrole lampant, aux personnes ne disposant pas de cuves destinées au stockage se fait obligatoirement à l'intérieur d'une station-service, d'une station de remplissage ou d'une station pêche. Les conditions d'exercice de l'activité de distribution ainsi que les règles d'implantation, d'aménagement et d'exploitation des stations-service, des stations de remplissage et des stations pêche seront précisées par décret.	
Décret n° 98-338 du 21 avril 1998 fixant les conditions d'exercice des activités d'importation, de stockage, de transport et de distribution des hydrocarbures	***Article 13*** : Toute entreprise envisageant d'exercer une activité d'importation de pétrole et/ou de produits dérivés doit s'engager à importer un volume annuel minimum de 20.000 m^3 de produits à l'exception des GPL dont le tonnage annuel minimum requis est de 1500 tonnes. ***Article 18*** : Toute entreprise envisageant d'exercer une activité de stockage de pétrole et/ou de produits dérivés doit s'engager à construire des capacités minimales de stockage de 5000 m^3 de produits, à l'exception des GPL dont les capacités requises sont de 150 tonnes. L'entreprise doit, en outre, disposer de toutes les infrastructures requises pour le chargement et le déchargement des camions citernes.	
Loi n° 2002-22 du 16 août 2002 portant Code de la Marine marchande	***Article 583 Conditions***- Tout propriétaire de navire transportant une cargaison d'hydrocarbures en vrac est responsable des dommages par pollution résultant d'une fuite ou de rejet d'hydrocarbures de ce navire dans les conditions et limites déterminées par la convention internationale sur la responsabilité civile pour les dommages dus à la pollution par les hydrocarbures. (…). ***Article 585 Obligation d'Assurances des navires étrangers*** Quel que soit son lieu d'immatriculation, aucun navire transportant plus de 2000 tonnes d'hydrocarbures en vrac en tant que cargaison ne peut avoir accès aux ports sénégalais ou à des installations terminales situées dans les eaux territoriales ou intérieures	Le Projet doit prendre toutes les mesures nécessaires afin de se conformer à ce texte si la mise en œuvre du projet intègre le transport maritime.

Textes législatif, règlementaire et normatifs	Dispositions pertinentes pour le projet	Appréciation
	sénégalaises, ni les quitté, s'il n'est muni d'un certificat établissant que la responsabilité civile de son propriétaire pour les dommages par pollution est couverte par une assurance ou une garantie financière dans les conditions prévues au paragraphe I de l'article 7 de la convention mentionnée ci-dessus. Si ce navire est la propriété d'un Etat, il doit être muni d'un certificat justifiant que la responsabilité de cet Etat est couverte dans les limites fixées au paragraphe I de l'article 5 de ladite convention. L'immersion de déchets inscrits sur la liste grise ou la liste blanche fixées par la convention sur la prévention de la pollution des mers résultant de l'immersion de déchets est soumise à autorisation délivrée par le Ministre chargé de la Marine Marchande qui fixe par arrêté les conditions de délivrance, d'utilisation et de suppression de cette autorisation.	
TEXTES RELATIFS A L'URBANISME ET A LA CONSTRUCTUCTION		
Loi n° 2008-43 du 20 août 2008 portant Code de l'Urbanisme et le décret n° 2009-1450 du 30/12/2009	***Art.6***. Dans le cadre du plan de développement économique et social, du plan national d'aménagement du territoire, les prévisions et les règles d'urbanisme s'expriment par : • les schémas directeurs d'aménagement et d'urbanisme ; • les plans directeurs d'urbanisme ; • les plans d'urbanisme de détails ; les plans de lotissement. (…) ***Article R 198*** : La demande d'autorisation de construire est établie en sept (7) exemplaires. Elle est signée par la personne qui fait construire ou par son mandataire. Le requérant doit joindre à sa demande un titre de propriété. ***Article R 368*** : La demande et les documents joints à la demande d'autorisation de construire doivent indiquer en outre la nature de l'établissement et la classe dans laquelle il doit être rangé, une étude d'impact pour les établissements de la première classe visée par le code de l'environnement, un descriptif détaillé des travaux, une notice de sécurité, le mode et les conditions d'évacuation, d'utilisation et de traitement des eaux résiduaires ainsi que les déchets, le tracé des égouts existants, la hauteur des cheminées, les moyens de secours contre les effets d'un éventuel sinistre, et toutes dispositions prises pour satisfaire les mesures prévues par la	Le Projet doit veiller au respect strict des règles d'urbanisme et de construction édictées par la réglementation. Pour cela, elle doit : • respecter les plans d'urbanisme ; • introduire une demande d'autorisation de construire et attendre l'avis favorable de l'autorité administrative avant tout démarrage de travaux.

Textes législatif, règlementaire et normatifs	Dispositions pertinentes pour le projet	Appréciation
	réglementation en vigueur, visée aux articles R 198 à R 205 concernant la demande d'autorisation de construire et son instruction. Un dossier d'exécution doit être présenté à l'autorité chargée de délivrer l'autorisation de construire avant le début des travaux.	
Loi n°2009-23 du 8 juillet 2009 portant Code de la Construction du Sénégal	***Article L 2*** : Nul ne peut entreprendre, sans autorisation administrative, une construction de quelque nature que ce soit ou apporter des modifications à des constructions existantes sur le territoire des communes, ainsi que dans les agglomérations désignées par arrêté du Ministre chargé de l'Urbanisme. Cette obligation s'impose aux services publics et concessionnaires de services publics de l'Etat, aux communes comme aux personnes privées. (…)	
TEXTES RELATIFS AU SECTEUR FORESTIER		
La loi n°98-03 du 08 janvier 1998 portant Code forestier et son décret d'application	***ARTICLE R 61*** : Certaines espèces forestières présentant un intérêt particulier du point de vue économique, botanique, culturel, écologique, scientifique ou médicinal ou menacées d'extinction peuvent être partiellement ou intégralement protégées. L'abattage, l'arrachage, la mutilation et l'ébranchage des espèces intégralement protégées sont formellement interdits, sauf dérogation accordée par le service des Eaux et Forêts, pour des raisons scientifiques et médicinales. Les espèces partiellement protégées ne peuvent être abattues, ébranchées ou arrachées, sauf autorisation préalable des Eaux et Forêts. (…). ***Article R 63*** : Sont intégralement protégées les espèces forestières énumérées ci-après :	Ces textes renferment la réglementation forestière nationale. Certaines espèces forestières présentant un intérêt particulier du point de vue économique, botanique, culturel, écologique, scientifique ou médical ou menacées d'extinction peuvent être partiellement ou intégralement protégées. Si toutefois la mise en œuvre de ce projet doit nécessiter l'abattage d'espèces protégées, une autorisation devra être demandée aux services des Eaux et Forêts.
REGLEMENTATION RELATIVE A L'HYGIENE, A L'ASSAINISSEMENT ET AUX HUILES USAGEES		
La loi n° 83-71 du 5 juillet 1983 portant Code de l'hygiène	***Article L.30*** : Les locaux et alentours des établissements industriels et commerciaux ne doivent pas être insalubres. L'élimination des eaux résiduaires doit se faire selon la réglementation en vigueur et spécifique à chaque industrie.	Conformément à cette réglementation, le Projet doit :

Textes législatif, règlementaire et normatifs	Dispositions pertinentes pour le projet	Appréciation
	Article L.31 : Les feux de combustion, les appareils incinérateurs et les usines d'incinération ne doivent dégager ni poussière, ni odeur, ni fumée gênante de nature à polluer l'atmosphère.	• Procéder à la dépollution de ses eaux usées industrielles avant tout déversement dans la nature ; • traiter de manière écologique les déchets solides ; • tenir un Registre vert si elle produit une quantité annuelle minimale de cinq cents litres d'huiles usagées.
Loi n° 2009-24 du 8 juillet 2009 portant Code de l'Assainissement.	***Art. L 3***. - Tout déversement, écoulement, dépôt, rejet, enfouissement et immersion directs ou indirects de déchets liquides, d'origines domestique, et industrielle dans le milieu naturel doit faire l'objet d'une dépollution préalable dans les conditions fixées par les textes en vigueur. ***Art. L 53***. - Toute installation classée susceptible de rejeter des eaux polluées doit, pour être autorisée, joindre à sa demande d'autorisation de construire un dossier décrivant le type d'activité, le dispositif d'épuration qu'elle compte mettre en place pour se conformer aux dispositions de la présente loi, ainsi que l'engagement de respecter les normes de dépollution fixées par les différents codes et leurs textes d'application.	
Décret n° 62-297 MTPHU du 26 juillet 1962, portant réglementation des établissements dangereux, insalubres ou incommodes	***Art. 3.*** Les établissements dangereux, insalubres ou incommodes ne peuvent être ouverts sans une autorisation délivrée par le Ministre chargé des Mines sur la demande des intéressés. ***Art. 9.*** Dans le cas où un établissement de première ou deuxième classe doit fonctionner sur le territoire d'une commune, le conseil municipal est appelé à formuler son avis. À défaut par le corps municipal de se prononcer dans un délai d'un mois à compter de la date d'ouverture de l'enquête, il est passé outre. (…).	
Arrêté interministériel n°05.10.2007 portant gestion des huiles usagées	***Article 3 :*** Il est interdit : • 1- de déposer ou de laisser couler des usagées, en quelque lieu où elles peuvent polluer l'environnement, notamment dans ou sur le sol, dans les eaux de surfaces ou les eaux souterraines, dans les égouts, les canalisations et les collecteurs ; • 2- d'effectuer la combustion des huiles usagées, sauf si elle est effectuée dans les conditions prévues à l'article 2 ; • 3- d'ajouter ou de mélanger à des huiles usagées : de l'eau ou tout corps étranger, tel que solvant, produit de nettoyage, détergent, anti gel, autres matières avant et pendant la collecte, ou avant et pendant le stockage ; (…)	

Textes législatif, règlementaire et normatifs	Dispositions pertinentes pour le projet	Appréciation
	• 6- de se débarrasser des huiles usagées, sauf à les remettre à des entreprises agrées. ***Article 7 :*** Toute entreprise qui produit une quantité annuelle minimale de cinq cents litres d'huiles usagées tient un registre appelé « registre vert » dont le modèle est établi par la DEEC et doit en permettre, à tout moment, la consultation par celle-ci	
REGLEMENTATION FONCIERE APPLICABLE AU PROJET		
La loi n°64-46 du 17 juin 1964 relative au domaine National et ses textes d'application	***Article 2 :*** L'Etat détient les terres du domaine nationale en vue d'assurer leur utilisation et leur mise en valeur rationnelles, conformément aux plans de développement et aux programmment d'aménagement. ***Article 4.*** Les terres du domaine national sont classées en quatre catégories 1°) Zones urbaines ; 2°) Zones classées ; 3°) Zones des terroirs ; 4°) Zones pionnières. ***Article 13***. L'Etat ne peut requérir l'immatriculation des terres du domaine national constituant des terroirs, ou affectées par décret en vertu de l'Article 11, que pour la réalisation d'opérations déclarées d'utilité publique.	Les zones relevant du domaine national peuvent faire l'objet d'affectation mais aussi de désaffectation pour défaut de mise en valeur dans un délai de 2 ans à compter de la date d'affectation. Il faut préciser aussi que ces zones peuvent faire l'objet d'expropriation pour cause d'utilité public, si l'Etat le désire. Toutefois cette expropriation est faite sur la base d'un décret consacrant l'utilité publique.
La loi n°76-66 du 2 juillet 1976 portant domaine de l'Etat	***Article 1er*** : Le domaine de l'Etat comprend le domaine public et le domaine privé. ***Article 2*** : Le domaine public et le domaine privé de l'Etat s'entendent de tous les biens et droits mobiliers et immobiliers qui appartiennent à l'Etat. ***Article 6*** : Le domaine public artificiel comprend notamment : (…) f) Les conduites d'eau et d'égouts, les lignes électriques, les lignes télégraphiques et téléphoniques, les ouvrages aériens des stations radioélectriques y compris leurs supports, ancrages, lignes d'alimentation, appareils de couplage ou d'adaptation et leurs dépendances. (…)	

Textes législatif, règlementaire et normatifs	Dispositions pertinentes pour le projet	Appréciation
Loi n°76-67 du 2 juillet 1976 relative à l'expropriation pour cause d'utilité publique et aux autres opérations foncières d'utilité publique.	***Article 2.*** Peuvent notamment être acquis par voie d'expropriation pour cause d'utilité publique, les immeubles et droits réels immobiliers de toute natures nécessaires à la réalisation de projets relatifs : (…) au captage, à l'extraction, à la production, au transport et à la distribution de l'eau, de l'énergie électrique, des gaz combustibles ou des hydrocarbures ; (…) ***Article 3 :*** L'utilité publique est déclarée par décret qui fixe le délai pendant lequel l'expropriation devra être réalisée. Ce délai ne peut être supérieur à trois ans. Les effets de la déclaration d'utilité publique peuvent être prorogés par décret pour une durée au plus égale à deux ans.	
Loi n° 2011 – 07 du 30 mars 2011 portant régime de la propriété foncière		
TEXTES RELATIFS A LA SANTE ET A LA SECURITE DES TRAVAILLEURS		
La loi n° 97-17 du 1er décembre 1997 portant code du travail et ses décrets d'application	***Article L.185*** : Les employeurs sont tenus d'organiser un service de sécurité de travail et un comité d'hygiène et de sécurité. (…) ***Article L.178*** : L'employeur présente annuellement au comité d'hygiène et de sécurité ainsi qu'au service de sécurité de travail, ainsi qu'aux représentants des travailleurs, un rapport sur l'hygiène et la sécurité dans l'entreprise, en particulier sur les dispositions adoptées au cours de la période écoulée. En outre, il les tient informés en cours d'année de toute mesure nouvelle prise dans ce domaine.	Le respect de ces textes est important dans le cade de la mise en œuvre de ce projet car ils renferment toutes les obligations relatives à l'hygiène, la santé et la sécurité au travail. La mise en œuvre de ce projet va nécessiter de la main d'œuvre. Le code du travail, principal instrument d'organisation des rapports entre employeur et employé doit être prise en compte. Ce texte régule le régime relationnel et pose le principe du respect des droits et obligations entre ces derniers. La législation du travail mérite une attention particulière qui doit être portée sur le Titre 11 de la loi du 1 er décembre 1997. Un nombre assez important de textes a été adopté dans le domaine du travail. Ceci témoigne de la volonté du législateur de protéger le salarié, mais également sa volonté de pacifier les rapports entre employeur et employé. Ainsi, dans la mise en œuvre de ce projet, les normes de sécurité édictée par la réglementation du travail méritent une attention particulière. De ce fait, le Projet
La mise en application de La loi n° 97-17 du 1er décembre 1997 portant code du travail intègre les décrets N° 2006-1249 à N°2006-1261 adoptés par le gouvernement du Sénégal. Certains de ces décrets sont d'une importance capitale pour le projet. Il s'agit des décrets suivants : • ***Décret n°2006-1249 du 15 novembre 2006 fixant les prescriptions minimales de sécurité et de santé pour les chantiers temporaires ou mobiles ;*** • ***Décret n° 2006-1250 du 15 novembre 2006 relatif à la circulation des véhicules et engins à l'intérieur des entreprises ;*** • ***Décret n° 2006-1251 du 15 novembre 2006 relatif aux équipements de travail ;***	

Textes législatif, règlementaire et normatifs	Dispositions pertinentes pour le projet	Appréciation
• ***Décret n° 2006-1252 du 15 novembre 2006 fixant les prescriptions minimales de prévention de certains facteurs physiques d'ambiance ;*** • ***Décret n° 2006-1254 du 15 novembre 2006 relatif à la manutention manuelle des charges ;*** • ***Décret n°2006-1256 du 15 novembre 2006 relatif aux obligations des employeurs en matière de sécurité au travail ;*** • ***Décret n°2006-1257 du 15 novembre 2006 fixant les prescriptions minimales de protection contre les risques chimiques ;*** • ***Décret n°2006-1258 du 15 novembre 2006 fixant les missions et règles d'organisation et de fonctionnement des services de médecine du travail ;*** • ***Décret n°2006-1259 du 15 novembre 2006 relatif aux mesures de signalisation de sécurité au travail ; Décret n°2006-1260 du 15 novembre 2006 relatif aux conditions d'aération et d'assainissement des lieux de travail;*** • ***Décret n°2006-1261 du 15 novembre 2006 fixant les mesures générales d'hygiène et de sécurité dans les établissements de toute nature. A cette large réglementation s'ajoute également le décret n°94-244 du 7 mars 1994 fixant les modalités d'organisation et de fonctionnement des comités d'hygiène et de sécurité du travail.***		doit conformément au décret n° 2006-1249 du 15 novembre 2006 fixant les prescriptions minimales de sécurité et de santé pour les chantiers temporaires ou mobiles : • désigner un coordonnateur en matière de sécurité, santé pour le chantier. • veiller à ce que soit établi, préalablement à l'ouverture du chantier, un plan de sécurité et de santé. • communiquer un avis préalable à l'Inspecteur du Travail et de la Sécurité sociale du ressort avant le début des travaux si la durée estimée des travaux est supérieure à trente jours ouvrables et que le chantier occupe plus de dix travailleurs simultanément ; • veiller à ce que les travailleurs aient des EPI et rendre leur port obligatoire ; • installer une signalisation dans le site. Cette dernière doit être de compréhension immédiate, simple et brève. Elle est constituée de panneaux sur lesquels sont produits des pictogrammes, des symboles et, éventuellement, des communications écrites ; • installer un Comité d'Hygiène et de Sécurité du Travail si l'effectif des salariés est au moins égal à cinquante (50) ; • déclarer l'engagement de toute personne à ses services à l'Inspection du travail en y déposant le contrat de travail ; • installer une médecine du travail si l'effectif de son personnel est au moins égal à quatre cent (400) ou une médecine inter entreprise s'il est inférieur à cent (100) ;

Textes législatif, règlementaire et normatifs	Dispositions pertinentes pour le projet	Appréciation
		• aviser l'inspecteur du travail et de la sécurité sociale de tout accident du travail ou maladie professionnelle ; • à défaut d'un service de sécurité, désigner un ou plusieurs employés pour s'occuper des activités de protection et de prévention des risques professionnels ; • mettre en place un POI.
TEXTES RELATIFS A LA DECENTRALISATION		
La loi n° 2013-10 du 28 décembre 2013 portant Code général des Collectivités locales	***Article premier***. Les collectivités locales de la République sont le département et la commune. Elles sont dotées de la personnalité morale et de l'autonomie financière et s'administrent librement par des conseils élus au suffrage universel ; ***Article 3***.- Les collectivités locales ont pour mission la conception, la programmation et la mise en œuvre des actions de développement économique, social et environnemental d'intérêt local. (…) ; ***Article 15.-*** Les collectivités locales sont d'égale dignité. Aucune collectivité locale ne peut établir ou exercer de tutelle sur une autre. ***Article 17.-*** Les collectivités locales peuvent, individuellement ou collectivement, entreprendre avec l'Etat la réalisation de programmes d'intérêt commun.	Ainsi, toutes les autorités et populations des communes concernées doivent être impliquées dans la mise en œuvre du projet. Elles doivent être consultées et leurs avis pris en compte. Cela permettrait d'éviter les incompréhensions et les réticences au projet.
LE CADRE NORMATIF APPLICABLE AU PROJET		
La norme NS 05-062 sur la pollution atmosphérique	***Chapitre premier : dispositions générales 1***. Objet et domaine d'application La présente norme a pour but la protection de l'environnement et des hommes contre la pollution atmosphérique nuisible ou incommodante. Elle s'applique aux installations stationnaires existantes et nouvelles et aux véhicules susceptibles d'engendrer des effluents gazeux	La norme NS 05-062 publiée en octobre 2003 fixe les limites de rejets de polluants dans l'air par les établissements (émissions) ainsi que les limites de concentrations de polluants admissibles dans l'air ambiant (immiscions). Conformément à cette norme, le promoteur doit prendre toutes les mesures nécessaires afin de réduire tout risque de pollution de l'air afin de préserver la commodité du voisinage et l'environnement.

Tableau 33 : Extraits de la Norme sénégalaise NS05-061, Juillet 2001, Eaux usées et de son arrêté d'application

LIGNE(S) DIRECTRICE(S)

La Norme Sénégalaise NS 05-061 publiée en juillet 2001 fixe les valeurs limites de qualité des eaux usées avant rejet dans le milieu naturel et avant raccordement à une station d'épuration collective.

Tableau des valeurs limites de rejet des eaux usées dans le milieu naturel (Source : Norme Sénégalaise NS 05-061)

Paramètre	**Valeur limite**
Matières en suspension totales	50 mg/l
DBO5	80 mg/l si le flux journalier maximal autorisé n'excède pas 30 kg/j, 40 mg/l au-delà
DCO	200 mg/l si le flux journalier maximal autorisé n'excède pas 100 kg/j; 100 mg/l au-delà
Azote total	30 mg/l en concentration moyenne mensuelle lorsque le flux journalier maximal est égal ou supérieur à 50 kg/jour
Phosphore total	10 mg/l en concentration moyenne mensuelle lorsque le flux journalier maximal autorisé est égal ou supérieur à 15 kg/jour.
Indice phénols	0,5 mg/l si le rejet dépasse 5 g/j
Phénols	0,5 mg/l si le rejet dépasse 5g/j
Chrome hexavalent	0,2 mg/l si le rejet dépasse 5 g/j
Cyanures	0,2 mg/l si le rejet dépasse 3 g/j
Arsenic et composés (en As)	0,3 mg/l si le rejet dépasse 3 g/j
Chrome total (en Cr_3)	1,0 mg/l si le rejet dépasse 10 g/j
Hydrocarbures totaux	15 mg/l si le rejet dépasse 150 g/j

Tableau des valeurs limites de qualité des eaux usées avant raccordement à une station d'épuration collectives

Paramètre	**Valeur limite**
Matières en suspension totales	600 mg/l
DBO5	800 mg/l
DCO	2000 mg/l
Azote total	150 mg/l
Phosphore total	50 mg/l
pH	6 - 9
Température	30 °C

Mesure du débit

La détermination du débit rejeté doit se faire par mesures en continu lorsque le débit maximal journalier dépasse 100 **m3.** Dans les autres cas le débit devra être déterminé par une mesure journalière ou estimée à partir de la consommation d'eau.

Lorsque les flux journaliers autorisés dépassent les valeurs indiquées, une mesure journalière doit être réalisée pour les polluants en cause, à partir d'un échantillon prélevé sur une durée de 24 h proportionnellement au débit.

La mesure journalière sur échantillon peut être remplacée par une mesure en permanence. Dans ce cas, des mesures selon les méthodes normalisées sur un prélèvement de 24 heures doivent être réalisées au moins une fois par semaine

Les dispositifs d'échantillonnage et de mesure de débit normalisé doivent répondre aux exigences fixées à l'annexe 1 de la norme

Arrêté d'application de la norme

Article 9 : Une redevance annuelle est exigible pour toute installation rejetant des effluents dans un milieu naturel pourvu ou non de station d'épuration. Elle est fixée à 180 F CFA par kg de charge polluante. Cette redevance est calculée suivant la formule indiquée à l'annexe 1.
Annexe 1 :
Le calcul de la charge polluante en mg/l sera effectué conformément à la formule de base suivante: (MES – 50) + [(DCO - 200) +2 (DBO5 – 80)]/3= X mg/l
X mg/l multiplié par le volume d'eau utilisé donne le total en kg/jour de charge polluant de l'effluent rejeté par l'émissaire.

Tableau 34 : Extraits de la Norme sénégalaise NS05-062, Octobre 2003, Pollution atmosphérique – Norme de rejets

LIGNE(S) DIRECTRICE(S)

La norme NS 05-062 fixe des valeurs limites pour le cas général (tableau général de l'annexe 1) et des valeurs limites pour certaines installations spéciales (annexe 2), de manière à tenir compte des spécificités liées à leurs procédés. L'annexe 1 détermine aussi les valeurs limites d'immissions (qualité de l'air ambiant).
Par ailleurs, elle intègre des dispositions générales et des dispositions relatives à la surveillance, à la déclaration des émissions, etc.
Chapitre II :
Caractéristiques des émissions
1. Valeurs limites des émissions dues aux installations existantes et aux nouvelles installations stationnaires.
Les installations existantes et nouvelles stationnaires doivent être équipées et exploitées de manière à respecter la limitation maximale des émissions fixée aux annexes I, II, III» de la norme sénégalaise.
«1.1 Captage et évacuation des émissions
1.1.1 Les émissions sont captées aussi complètement et aussi près que possible de leur source, et évacuées de telle sorte qu'il n'en résulte pas d'émissions excessives.
1.1.2 L'exploitant doit prendre toutes les dispositions nécessaires dans la conception et l'exploitation des installations pour réduire la pollution de l'air à la source.»…
«1.1.4 Des appareils, indiquant la direction et la vitesse, si nécessaire, du vent doivent être mis en place à proximité des installations susceptibles d'émettre dans l'atmosphère des substances dangereuses en cas de dysfonctionnement.»
3. Déclaration des émissions
3.1 Quiconque exploite ou entend construire une installation qui émet des polluants atmosphériques doit fournir à l'autorité compétente des renseignements sur :
a. La nature et la quantité des émissions;
b. Le lieu de rejet, la hauteur à partir du sol à laquelle il apparaît et ses variations dans le temps;
c. Toute autre caractéristique du rejet, nécessaire pour évaluer les émissions.
3.2 La déclaration des émissions peut être établie sur la base de mesures durant les phases d'activités importantes ou du bilan quantitatif des substances utilisées.»
Chapitre V : Surveillance des rejets

1. L'exploitant doit mettre en place un programme de surveillance de ses rejets. Les mesures sont effectuées sous la responsabilité de l'exploitant et à ses frais dans les conditions fixées par l'arrêté d'autorisation.
2. L'arrêté d'autorisation peut, pour certains polluants spécifiques et certains procédés, prévoir le remplacement de certaines mesures de surveillance par le suivi en continu d'un paramètre représentatif du polluant. Dans ce cas, des mesures de contrôle et d'étalonnage sont réalisées périodiquement, à une fréquence fixée en accord avec l'autorité administrative compétente, par un organisme extérieur compétent.
3. Lorsque les quantités de polluants rejetés sont supérieures aux valeurs limites, l'arrêté d'autorisation doit fixer la liste des paramètres à mesurer et la fréquence des mesures ainsi que les conditions de prélèvement. Au moins une fois par an, ces mesures devront être effectuées par un organisme agréé ou choisi en accord avec l'autorité administrative compétente.
4. Les résultats des mesures sont transmis au moins trimestriellement à l'autorité administrative compétente, accompagnés de commentaires, si nécessaire, sur les causes des dépassements constatés ainsi que sur les actions correctives mises en œuvre ou envisagées.»

Tableau sur immissions (qualité de l'air ambiant) **Substance**	**Valeur limite d'immission**	**Définition statistique**
Anhydride sulfureux (SO_2)	50 µg/m^3 125 µg/m^3	Moyenne annuelle (Moyenne arithmétique) Moyenne journalière
Dioxyde d'azote (NO_2)	200 µg/m^3 40 µg/m^3 ok	Moyenne horaire (moyenne arithmétique) Moyenne annuelle
Monoxyde de carbone (CO)	30 mg/m^3	Moyenne par 24h ; ne doit en aucun cas être dépassé plus d'une fois par année
Ozone (O_3)	120 µg/m^3	Moyenne sur 8 heures (santé pour la population)
Poussière en suspension (PM 10)	80 µg/m^3 260 µg/m^3	Moyenne annuelle (moyenne arithmétique) Moyenne sur 24h ; ne doit en aucun cas être dépassé plus d'une fois par année
Plomb (Pb) dans les poussières en suspension	2 µg/m^3	Moyenne annuelle (moyenne arithmétique)
Cadmium (Cd) dans les poussières en suspension	1,5 ng/m^3	Moyenne annuelle (moyenne arithmétique)
Retombées de poussières totales	200 mg/m^2 x jour	Moyenne annuelle (moyenne arithmétique)
Plomb (Pb) dans les retombées de poussières	100 µg/m^2 x jour	Moyenne annuelle (moyenne arithmétique)
Cadmium (Cd) dans les retombées de poussières	2 µg/m^2 x jour	Moyenne annuelle (moyenne arithmétique)
Zinc (Zn) dans les retombées de poussières	400 µg/m^2 x jour	Moyenne annuelle (moyenne arithmétique)
Thallium dans les retombées de poussières	2 µg/m^2 x jour	Moyenne annuelle (moyenne arithmétique)
Poussière fines en suspension dont le diamètre aérodynamique est inférieur à 10 µ		
Amiante		

(Suite)

Annexe II, Lettre D (Moteurs à combustion stationnaire - Valeurs limites de rejet pour le CO, le NOx, le SO2 et les poussières)

Substance	Fioul lourd (mg/Nm^3)	Diesel (mg/Nm^3)
CO	650	450
NOx	300	165
SO_2	2000	
Poussière	50	50

NB. Ces valeurs limites sont référencées à 5% d'oxygène et dans les CNTP

Cadre réglementaire sénégalais de gestion des nuisances sonore

Ce cadre réglementaire qui définit les mesures de sécurité et de santé applicables à l'exposition aux nuisances sonores repose sur les articles L 84 et L85 (pollution sonore) du chapitre IV du code de l'environnement et l'article R 84 (pollution sonore titre IV) pour le bruit en limite de propriété.

La réglementation sénégalaise en matière d'exposition au bruit au poste de travail, notamment le décret N° 2006-1252 du 15 novembre 2006 fixe les prescriptions minimales de prévention de certains facteurs physiques d'ambiance.

L'article 14 (chapitre IV, Bruit) du décret N° 2006-1252 du 15 novembre 2006 rappel que « Le niveau d'exposition sonore quotidienne reçu par un travailleur durant toute la durée de sa journée de travail ne doit pas dépasser quatre-vingt-cinq (85) décibels pondérés A (dB (A)).

S'il n'est pas techniquement possible de réduire le niveau d'exposition sonore quotidienne en dessous de 85 dB (A), l'employeur doit mettre à la disposition des salariés des équipements de protection individuelle adaptés. Il doit s'assurer qu'ils sont effectivement utilisés.

Cette limite de 85 dB (A), requise pour l'utilisation d'équipements de protection individuelle, peut être abaissée en fonction de la nature des travaux, intellectuels ou autres, exigeant de la concentration. »

L'article 13 rappel que « le niveau d'exposition au bruit doit être le plus bas possible et rester dans une limite d'intensité qui ne risque pas de porter atteinte à la santé des travailleurs, notamment à leur ouïe ». Pour parvenir à ce résultat, l'employeur doit, notamment :

- Privilégier les procédés de fabrication les moins bruyants ;
- Réduire à la source le bruit émis par les équipements professionnels et, en particulier, les machines ;
- Isoler, dans des locaux spécifiques, les équipements bruyants dont le fonctionnement n'exige qu'un nombre limité de travailleurs ;
- Eviter la diffusion du bruit d'un atelier à un autre ;
- Aménager les locaux de travail de façon à réduire la réverbération du bruit sur les parois en verre ou plafonds
- Organiser le travail de sorte que les salariés soient éloignés du bruit ».

Exposition aux limites de propriété

Aux limites de propriétés, pour une exposition en continue vingt-quatre sur vingt (24h/24h), le code de l'environnement en son article R 84 titre IV exige que les seuils maxima ne doivent dépasser 55 à 60 dB le jour et 40dB la nuit.

Paramètres physiques indicateurs de bruit
Ceux sont :

- Pression acoustique de crête (p crêtes) est la valeur maximale de la pression acoustique instantanée mesurée avec la pondération fréquentielle C ;
- Niveau d'exposition quotidienne au bruit (L ex, 8h) (dB(A)). Moyenne pondérée dans le temps des niveaux d'exposition au bruit pour une journée de travail nominal de huit (08) heures. Cette notion comprend tous les bruits au travail y compris le bruit impulsionnel ;
- Niveau d'exposition hebdomadaire au bruit (L ex, 40h) : moyenne pondérée dans le temps des niveaux d'exposition quotidienne au bruit pour une semaine nominale de cinq jours de travail de huit (08) heures quotidiennes.

Obligations de l'employeur

Les principales obligations réglementaires de l'employeur peuvent être résumées par les actions suivantes :

- La détermination et l'évaluation des risques par la réalisation de mesures de bruit ;
- La prise de mesures visant à éviter ou à réduire l'exposition ;
- La dotation en équipements de protection individuelle (EPI) ;
- La formation et l'information des travailleurs ;
- La consultation et la participation des travailleurs sur le choix des EPI, les mesures visant à supprimer ou à réduire les risques, l'évaluation des risques et la détermination des mesures à prendre ;
- La surveillance médicale des travailleurs.

Les Politiques opérationnelles et Directives EHS de la Banques Mondiale

Devenu effectif le 1er octobre 2018, le CES qui se décline à travers dix (10) Normes Environnementales et Sociales (NES), vise à protéger les populations en particulier les personnes vulnérables et défavorisés, les femmes/filles, les personnes âgées, les jeunes, les enfants, les personnes handicapées, les sans terre, les analphabètes, les communautés pastorales qui ont un accès limité à la terre, etc.) ; ainsi que l'environnement contre les impacts potentiels susceptibles de se produire en relation avec les projets d'investissement financés par la Banque mondiale. Il promeut en plus le développement durable.

Le CES de la Banque mondiale marque des avancées importantes dans des domaines tels que la transparence, la non-discrimination, l'inclusion sociale, la participation du public et la reddition des comptes. Il met davantage l'accent sur le renforcement des capacités propres des gouvernements Emprunteurs en matière de gestion des problèmes environnementaux et sociaux.

Les travaux seront assujettis au respect de ses dispositions déclinées dans les dix (10) NES. En plus des NES, les Directives Générales de la Banque mondiale sur l'Environnement, la Santé et la Sécurité d'avril 2007 sont également applicables.

Normes environnementales et sociales de la Banque mondiale pertinentes pour les travaux

Les Normes Environnementales et Sociales (NES) de la Banque mondiale énoncent les obligations des emprunteurs en matière de prise en compte de la dimension environnementale et sociale dans le cadre des projets appuyés par la Banque au moyen du Financement de Projets d'Investissement. Huit des dix NES ont été jugées pertinentes au Projet.

Le tableau suivant récapitule les dix (10) Normes Environnementales et Sociales et précise leurs pertinences pour les travaux.

Tableau 35 : Normes environnementales et Sociales de la Banque mondiale et pertinences pour les travaux

Intitulé de la Norme	Aspects environnementaux et/ou sociaux couverts	Pertinence pour le Projet
NES n°1, Évaluation et gestion des risques et effets environnementaux et sociaux	La NES n°1 énonce les responsabilités de l'Emprunteur d'évaluer, gérer et surveiller les risques et les impacts environnementaux et sociaux associés à chaque étape d'un projet financé par la Banque par le biais du Financement des projets d'investissement (FPI), afin d'atteindre des résultats environnementaux et sociaux compatibles avec les Normes Environnementales et Sociales (NES).	Le Projet à travers ses composantes pourrait générer des risques et impacts environnementaux et sociaux qu'il faudrait gérer durant tout le cycle du projet. Dès lors, la NES n°1 s'applique au projet. Ainsi, en conformité avec les exigences de cette norme, le gouvernement sénégalais en tant qu'Emprunteur devra réaliser une évaluation environnementale et sociale du Projet. Aussi, il préparera et mettra en œuvre un Plan d'Engagement Environnemental et Social (PEES).
NES n°2, Emploi et conditions de travail	La NES n°2 reconnaît l'importance de la création d'emplois et de la génération de revenus dans la poursuite de la réduction de la pauvreté et de la croissance économique inclusive. Les Emprunteurs peuvent promouvoir des relations constructives entre les travailleurs d'un projet et la coordination/gestionnaire, et renforcer les bénéfices du développement d'un projet en traitant les travailleurs de manière équitable et en garantissant des conditions de travail sûres et saines.	L'exécution de certaines activités ou travaux du Projet créera des emplois. Les exigences en matière de traitement des travailleurs et de conditions de travail telles que définies dans la présente NES devront être respectées. Le gouvernement sénégalais élaborera et mettra en œuvre des procédures de gestions des ressources humaines, applicables au projet. Aussi, un mécanisme de gestion des plaintes devra être mis à la disposition des travailleurs. Le gouvernement sénégalais évaluera aussi le risque de travail des enfants et de travail forcé.
NES n°3, Utilisation rationnelle des ressources et prévention et gestion de la pollution	La NES n°3 reconnaît que l'activité économique et l'urbanisation génèrent souvent une augmentation des niveaux de pollution de l'air, de l'eau et du sol, et consomment des ressources limitées d'une manière qui peut menacer les populations, les services des écosystèmes et l'environnement aux niveaux local, régional et mondial. La NES décrit les exigences nécessaires pour traiter l'utilisation rationnelle des ressources, la prévention et la gestion de la pollution tout au long du cycle de vie d'un projet.	La mise en œuvre de certains sous-projets du Projet nécessitera l'utilisation des ressources et comportera des risques de pollution de l'environnement, par rapport auxquelles s'impose le respect des exigences de la NES n°3 pour traiter l'utilisation rationnelle des ressources, ainsi que la prévention et la gestion de la pollution, notamment la gestion des déchets produits au niveau des équipements (plateformes, structure de santé) en phase de mise en œuvre.
NES n°4, Santé et sécurité des populations	La NES n°4 traite des risques et des impacts sur la sécurité, la sûreté et la santé des communautés affectées par le projet, ainsi que de la responsabilité respective des Emprunteurs de réduire ou atténuer ces risques et ces impacts, en portant une attention particulière aux groupes qui, en raison de leur situation particulière, peuvent être vulnérables.	Les populations locales ainsi que les travailleurs risquent d'être impactées du point de vue sécuritaire et sanitaire, lors de la mise en œuvre du projet. Ainsi, les exigences de la présente NES N°4 en matière de réduction ou d'atténuation de ces risques et impacts devront être respectées par le Gouvernement sénégalais.

Intitulé de la Norme	Aspects environnementaux et/ou sociaux couverts	Pertinence pour le Projet
NES n°5, Acquisition des terres, restrictions à l'utilisation des terres et réinstallation involontaire	La NES n°5 a pour principe de base que la réinstallation involontaire doit être évitée. Lorsque la réinstallation involontaire est inévitable, elle doit être limitée, et des mesures appropriées pour minimiser les impacts négatifs sur les personnes déplacées (et les communautés hôtes qui accueillent les personnes déplacées) doivent être soigneusement planifiées et mises en œuvre.	Cette NES s'applique car certaines activités du Projet pourraient entraîner une acquisition de terre et un déplacement involontaire, physique et/ou économique, de populations. C'est d'ailleurs pour cette raison qu'un PAR est préparé en même temps que la présente EIES.
NES n°6, Préservation de la biodiversité et gestion durable des ressources naturelles biologiques	La NES n°6 reconnaît que la protection et la conservation de la biodiversité, et la gestion durable des ressources naturelles vivantes, revêtent une importance capitale pour le développement durable. Elle reconnaît également l'importance de la conservation des fonctions écologiques clés des habitats, notamment les forêts, et la biodiversité qu'ils abritent. La NES n°6 traite également de la gestion durable de la production primaire et de l'exploitation des ressources naturelles, et reconnaît la nécessité d'examiner les moyens de subsistance des parties affectées par le projet, y compris les Peuples autochtones, dont l'accès ou l'utilisation de la biodiversité ou des ressources naturelles vivantes peuvent être affectés par un projet.	Cette NES est pertinente pour ce projet. Les activités du projet pourraient avoir un impact relativement important sur la biodiversité ou les habitats naturels. L'évaluation du niveau de risques sur la Biodiversité sera faite dans la présente étude.
NES n°7, Peuples autochtones / Communautés locales traditionnelles d'Afrique subsaharienne historiquement défavorisées	La NES n°7 veille à ce que le processus de développement favorise le plein respect des droits humains, de la dignité, des aspirations, de l'identité, de la culture et des moyens de subsistance fondés sur des ressources naturelles des Peuples autochtones / Communautés locales traditionnelles d'Afrique subsaharienne historiquement défavorisées. La NES n°7 a également pour objectif d'éviter les impacts négatifs des projets sur les Peuples autochtones / Communautés locales traditionnelles d'Afrique subsaharienne historiquement défavorisées ou, si cela n'est pas possible, réduire, atténuer et / ou compenser ces impacts.	Cela n'est pas le cas pour la République du Sénégal. De ce fait, cette NES n'est pas pertinente pour le projet.
NES n°8, Patrimoine culturel	La NES n°8 reconnaît que le patrimoine culturel offre une continuité des formes matérielles et immatérielles entre le passé, le présent et le futur. La NES n°8 fixe les	Des découvertes fortuites d'épaves ou autres vestiges archéologiques ne sont pas exclues dans le cadre du projet. Fort de cela un plan de gestion du patrimoine culturel devra être

Intitulé de la Norme	Aspects environnementaux et/ou sociaux couverts	Pertinence pour le Projet
	mesures conçues pour protéger le patrimoine culturel tout au long de la durée de vie d'un projet.	élaboré. Ce plan précisera la procédure à adopter cas de découverte fortuite (*Chance Find*) de vestiges culturels.
NES n°9, Intermédiaires financiers (IF)	La NES n°9 reconnaît que la solidité des marchés intérieurs financiers et de capitaux et l'accès au financement sont des facteurs importants pour le développement économique, la croissance et la réduction de la pauvreté. Les IF sont tenus de surveiller et de gérer les risques et les impacts environnementaux et sociaux de leurs portefeuilles et projets, et de surveiller le risque du portefeuille en fonction de la nature du financement convoyé/géré. La manière dont l'IF gèrera son portefeuille pourra prendre différentes formes, en fonction d'un certain nombre de considérations, y compris les capacités de l'IF et la nature et la portée du financement qui sera accordé par l'IF.	Le Projet ne prévoit pas le recours à des Intermédiaires financiers (IF). De ce fait, cette NES n'est pas pertinente pour le projet.
NES n°10, Mobilisation des parties prenantes et information	La NES n°10 reconnaît l'importance de la consultation ouverte et transparente entre l'Emprunteur et les parties prenantes d'un projet, comme un élément essentiel de bonne pratique internationale. La consultation efficace des parties prenantes peut améliorer la durabilité environnementale et sociale des projets, améliorer l'acceptation des projets, et contribuer de manière significative à la conception et la mise en œuvre réussie des projets.	La NES n°10 s'applique au Projet vu que tous les projets financés par la Banque sont assujettis à cette NES. Le gouvernement sénégalais diffusera les informations sur le projet pour permettre aux parties prenantes de comprendre ses risques et impacts, ainsi que ses opportunités potentielles. Il proposera et mettra en place un mécanisme de gestion des plaintes pour recevoir et encourager la résolution des préoccupations et des plaintes.

Analyse comparée des exigences des NES de la Banque mondiale et des dispositions nationales pertinentes pour le Projet

L'analyse **comparée** de la législation environnementale sénégalaise et des Normes Environnementales et Sociales de la Banque mondiale a pour objectif de déceler les points de convergence et de divergence entre les deux législations afin de préconiser des mesures à satisfaire les exigences desdites NES.

Le tableau suivant dresse une synthèse des exigences des NES et des dispositions nationales.

Tableau 36 : Analyse comparée des exigences des Normes Environnementales et Sociales et des dispositions nationales et provisions ad'hoc pour compléter le déficit du système national

Disposition du CES ou NES	Exigences des NES	Dispositions nationales pertinence*	Provisions ad hoc pour compléter le déficit du système national
Politique env. et sociale définie dans le CES	***Classification des risques environnementaux et sociaux*** Le CES, la Banque mondiale classe les projets dans quatre (04) catégories : - Risque élevé, - Risque substanciel, - Risque modéré, et - Risque faible. Cette classification qui se fera sur la base de plusieurs paramètres liés au projet, sera examinée régulièrement par la Banque même durant la mise en œuvre du projet et pourrait changée.	La Loi N° 2001 - 01 du 15 Janvier 2001 portant code de l'environnement et le Décret N° 2001 portant application du code de l'environnement définissent la classification des projets en deux (2) classes à savoir : les installations de première classe qui présentent de graves dangers ou inconvénients pour les intérêts visés à l'article L 9 du Code de l'environnement ; et les installations de seconde classe qui, ne présentant pas d'inconvénients graves pour les intérêts visés à l'article L 9 du Code de l'Environnement. Les annexes 1 et 2 du Décret N° 2001 portant application du code de l'environnement listent des installations de chacune des deux classes.	La loi nationale ne satisfait pas cette disposition du Cadre Environnemental et Social de la Banque mondiale. La NES N°1 devra être adoptée
NES n°1	***Évaluation environnementale et sociale*** La NES n°1, dont la principale exigence constitue l'Évaluation Environnementale du projet proposé, est applicable à tous les projets appuyés par la Banque mondiale par le biais du financement dédié aux projets d'investissement. Elle s'applique également à toutes les installations associées (c'est-à-dire qui ne sont pas financées par le projet mais qui en sont liées de diverses manières tel que précisé dans le CES.	La Loi N° 2001 - 01 du 15 Janvier 2001 portant code de l'environnement et le Décret N° 2001 portant application du code de l'environnement rendent obligatoire l'évaluation environnementale pour tout projet susceptible de porter atteinte à l'environnement	La loi nationale satisfait cette exigence de la NES N°1. Cependant la NES N°1 est plus complète et devra être adoptée
	Projets soumis à l'évaluation environnementale et sociale La NES n°1 dispose que les Emprunteurs effectueront l'évaluation environnementale et sociale des projets proposés au financement de la Banque mondiale et que cette	La Loi N° 2001 - 01 du 15 Janvier 2001 portant code de l'environnement et le Décret N° 2001 portant application du code de l'environnement imposent une étude d'impact environnementale approfondie et une enquête publique aux installations de première classe qui sont celles présentant de graves dangers ou inconvénients pour les intérêts visés à	La loi nationale satisfait cette disposition de la NES n°1.

Disposition du CES ou NES	Exigences des NES	Dispositions nationales pertinence*	Provisions ad hoc pour compléter le déficit du système national
	évaluation environnementale et sociale sera proportionnelle aux risques et aux impacts du projet.	l'article L 9 du Code de l'environnement. Les installations de seconde classe qui sont celles ne présentent pas d'inconvénients graves pour les intérêts visés à l'article L 9 du Code de l'Environnement, peuvent faire l'objet d'une AEI. Le Sénégal dispose d'une nomenclature des installations classées pour la protection de l'environnement (ICPE) dont l'objectif premier est de classer les activités et les substances (Classe 1 et 2), mais qui précise également pour les ICPE, le type d'évaluation environnementale et sociale requis.	
	Plan d'engagement environnemental et social (PEES) La NES n°1 dispose que l'Emprunteur devra préparer et mettre en œuvre un PEES qui définira les mesures et actions nécessaires pour que le projet soit conforme aux NES. Le PEES prendra en compte les conclusions de l'évaluation environnementale et sociale et sera un résumé précis des mesures concrètes et des actions nécessaires pour éviter, minimiser, réduire ou autrement atténuer les risques et impacts environnementaux et sociaux potentiels du projet.	La législation nationale ne fait pas mention de la nécessité de l'élaboration d'un plan d'engagement environnemental et sociale (PEES).	La loi nationale ne satisfait pas cette exigence de la NES n°1. Ainsi pour compléter les dispositions nationales, un PEES est élaboré par le Projet
NES n°2	***Conditions de travail et d'emploi*** La NES n°2 dispose que des informations et des documents clairs et compréhensibles devront être communiqués aux travailleurs du projet sur leurs conditions d'emploi ; informations et documents qui décriront leurs droits en vertu de la législation nationale du travail (qui comprendront les conventions collectives applicables).	Le code du travail (n° 97-17 du 1er décembre 1997) et ses textes réglementaires prévoient des principes et exigences comparables à ceux de la Banque mondiale. Titre 10 du code du travail- Des conditions du travail. L'Art. L.135 dispose : Dans tous les établissements visés à l'article L.3, la durée légale du travail ne peut excéder 40 heures par semaine. Art.L.142.- Des décrets fixent la nature des travaux interdits aux femmes et aux femmes enceintes. Art.L.145- Les enfants ne peuvent être employés dans aucune entreprise, même comme apprentis, avant l'âge de quinze ans, sauf dérogation édictée par arrêté du Ministre chargé du	La loi nationale satisfait partiellement cette exigence de la NES n°2.

Disposition du CES ou NES	Exigences des NES	Dispositions nationales pertinence*	Provisions ad hoc pour compléter le déficit du système national
		Travail, compte tenu des circonstances locales et des tâches qui peuvent leur être demandées. Art.L.147.- Le repos hebdomadaire est obligatoire. Il est au minimum de vingt-quatre heures consécutives par semaine. Il a lieu en principe le dimanche.	
	Non-discrimination et égalité des chances La NES n°2 dispose que l'Emprunteur fondera la relation de travail sur le principe de l'égalité des chances et de traitement, et ne prendra aucune mesure discriminatoire concernant un aspect quelconque de la relation de travail.	**L'article L.105 du Code du travail** impose qu'à conditions égales de travail, de qualification professionnelle et de rendement, le salaire est égal pour tous les travailleurs, quels que soient leur origine, leur sexe, leur âge et leur statut.	La NES n°2 est plus complète et devra être adoptée.
	Mécanisme de gestion des plaintes La NES n°2 dispose qu'un mécanisme de gestion des plaintes sera mis à la disposition de tous les travailleurs employés directement et de tous les travailleurs contractuels (et de leurs organisations, le cas échéant) pour faire valoir leurs préoccupations concernant le lieu de travail.	Le Titre III du Code du travail traite des différends du travail. Il définit les procédures de règlement des différends individuels (chapitre 1 du titre) ; et des différends collectifs (chapitre 2). Art. L.242.- En cas d'échec de la tentative de conciliation devant l'Inspection du Travail et de la sécurité sociale, ou en son absence, l'action est introduite par déclaration écrite faite au greffier du tribunal du travail. Inscription en est faite sur un registre tenue spécialement à cet effet ; un extrait de cette inscription est délivré à la partie ayant introduit l'action. L'Inspecteur régional du Travail et de la Sécurité sociale qui a procédé sans succès à la tentative de conciliation prévue au précédent article, doit à la demande de l'une des parties, transmettre à toutes fins utiles au Président du Tribunal du Travail ensuite saisi, le dossier complet qui a pu être constitué sur ce différend.	La loi nationale prend en compte implicitement cette exigence de la NES n°2 et donc la satisfait partiellement. Il sera nécessaire donc de prendre en compte le mécanisme de gestion des plaintes pour les travailleurs.
	Santé et sécurité au travail (SST) La NES n°2 dispose que toutes les parties qui emploient ou engagent des travailleurs dans le cadre du projet élaboreront et mettront en œuvre des procédures pour créer et maintenir un environnement de travail sûr, notamment en assurant que les lieux de travail, les machines, l'équipement et les processus sous	Le Titre 11 du Code du travail porte sur l'hygiène et sécurité au travail. Le Décret n° 2006-1256 du 15 novembre 2006 fixe les obligations des employeurs en matière de sécurité au travail ; Le Décret n° 2006-1258 du 15 novembre 2006 fixe les missions et les règles d'organisation et de fonctionnement des services de Médecine du travail	La loi nationale satisfait cette exigence de la NES n°2.

Disposition du CES ou NES	Exigences des NES	Dispositions nationales pertinence*	Provisions ad hoc pour compléter le déficit du système national
	leur contrôle soient surs et sans risque pour la santé, …	Le Décret n° 2006-1249 du 15 novembre 2006 fixe les prescriptions minimales de sécurité et de santé pour les chantiers temporaires ou mobiles ; Le Décret n° 2006-1251 du 15 novembre 2006 porte sur les équipements de travail ;	
NES n°3	***Utilisation efficiente des ressources, prévention et gestion de la pollution*** La NES n°3 dispose que l'Emprunteur mettra en œuvre des mesures réalistes sur le plan technique et financier pour améliorer l'efficacité de la consommation d'énergie, d'eau, de matières premières ainsi que d'autres ressources. Il évitera le rejet de polluants ou, si cela n'est pas faisable, limitera et contrôlera l'intensité ou le débit massique de leur rejet à l'aide des niveaux et des mesures de performance en vigueur dans la législation nationale ou dans les référentiels techniques des NES.	Le titre III (Protection et mise en valeur des milieux récepteurs) de la Loi N° 2001 - 01 du 15 Janvier 2001 portant code de l'environnement comprend quatre chapitres traitant des dispositions sures : la pollution des eaux ; la pollution de l'air et les odeurs incommodantes ; la pollution et la dégradation des sols et du sous-sol ; la pollution sonore ; La loi n° 81-13 du 4 mars 1981 portant Code de l'eau prévoit les différentes dispositions prévues permettant de lutter contre la pollution des eaux ; La Norme NS 05 061 de juillet 2001 sur les rejets d'eaux usées dans le réseau de l'ONAS qui doivent prendre en considération les capacités d'autoépuration du milieu et préserver leurs valeurs d'usage. La Norme Sénégalaise NS 05-062 Juillet 2001 définit les valeurs limites de rejet des polluants atmosphériques par les sources fixes et mobiles. De plus la Contribution Prévue Déterminée au niveau National puis la Contribution Déterminée au niveau National (CPDN/CDN)- 2015 ont défini en matière de réduction des émissions de gaz à effet de serre.	La loi nationale satisfait ces exigences de la NES n°3.
	Gestion des Déchets et substances dangereux La NES n°3 dispose que l'Emprunteur évitera de produire des déchets dangereux et non dangereux. Lorsqu'il ne peut pas l'éviter, l'Emprunteur s'emploiera à minimiser la production de déchets et à réutiliser, recycler et récupérer ces déchets de façon à ne poser aucun risque pour la santé humaine et l'environnement. Si les déchets ne peuvent pas être réutilisés, recyclés ou récupérés,	Le chapitre II du Code de la Loi N° 2001 - 01 du 15 Janvier 2001 portant code de l'environnement traite des dispositions sur la Gestion des déchets. Art. L 31 : Toute personne, qui produit ou détient des déchets, doit en assurer elle-même l'élimination ou le recyclage ou les faire éliminer ou recycler auprès des entreprises agréées par le Ministre chargé de l'environnement. Art. L 39 : Il est formellement interdit d'importer des déchets dangereux sur le territoire sénégalais. Le Sénégal est par ailleurs signataire des conventions de :	Les lois nationales ne satisfont pas entièrement cette exigence de la NES n°3. Un Plan de gestion des Déchets devra être élaboré par les entreprises et mis en œuvre pour mieux gérer ces déchets afin d'éviter

Disposition du CES ou NES	Exigences des NES	Dispositions nationales pertinence*	Provisions ad hoc pour compléter le déficit du système national
	l'Emprunteur traitera, détruira ou éliminera ces déchets selon des méthodes écologiquement rationnelles et sûres, y compris par un contrôle satisfaisant des émissions et des résidus résultant de la manipulation et du traitement des déchets	• Convention de Bâle sur le contrôle des mouvements transfrontaliers de déchets dangereux et de leur élimination ; • la Convention de Rotterdam sur la procédure de consentement préalable en connaissance de cause, applicable à certains produits chimiques et pesticides dangereux qui font l'objet d'un commerce international, • la Convention de Stockholm sur les polluants organiques persistants (POPs) ; • le Protocole de Montréal relatif aux substances qui appauvrissent la couche d'ozone.	d'impacter la santé des agents et des populations
NES n°4 : Santé et sécurité des populations	***Santé et sécurité des communautés*** La NES n°4 dispose que l'Emprunteur devra évaluer les risques et impacts du projet sur la santé et la sécurité des communautés affectées tout au long du cycle de vie du projet, y compris celles qui peuvent être vulnérables en raison de leur situation particulière. L'Emprunteur identifiera les risques et impacts et proposera des mesures d'atténuation conformément à la hiérarchisation de l'atténuation.	L'Art. 3 de la Loi N° 2001 - 01 du 15 Janvier 2001 portant code de l'environnement dispose : La présente loi a pour objet d'établir les principes fondamentaux destinés à gérer, à protéger l'environnement contre toutes les formes de dégradation, afin de valoriser rationnellement l'exploitation des ressources naturelles, de lutter contre les différentes sortes de pollutions et nuisances et d'améliorer les conditions de vie des populations dans le respect de l'équilibre de leurs relations avec le milieu ambiant.	La loi nationale est moins complète que la NES n°4. Celle-ci doit s'appliquer.

Disposition du CES ou NES	Exigences des NES	Dispositions nationales pertinence*	Provisions ad hoc pour compléter le déficit du système national
	La NES n°4 dispose que si l'Emprunteur emploie, directement ou dans le cadre d'un contrat de services, des agents pour assurer la sécurité de son personnel et de ses biens, il évaluera les risques posés par ses dispositifs de sécurité aux personnes à l'intérieur et à l'extérieur du site du projet. Une analyse des risques de VBG est requise pour les projets de la Banque, suivi par un plan d'action et/ou mesures de sensibilisation prévention et mitigation selon le niveau de risque identifié.	Arrêté ministériel N° 9472 MJEHP-DEEC en date du 28 novembre 2001 portant contenu du rapport de l'Etude d'impact environnemental impose juste une évaluation des impacts probables (positifs ou négatifs directs, indirects, cumulatifs à court, moyen ou long terme) que le projet est susceptible de générer à la fin des opérations. L'arrêté ministériel N° 9471 MJEHP – DEEC en date du 28 novembre 2001 portant contenu des termes de références des études d'impact impose une analyse de l'incidence des projets sur les populations locales, notamment en ce qui concerne les questions relatives à la situation spécifique des enfants, des femmes et des hommes, sans donner plus détails.	La législation nationale ne satisfait pas ces exigences de la NES n°4. Aussi, une analyse des risques de VBG ainsi que des mesures de sensibilisation, de prévention de ces risques devra être entreprise.
	Si le projet peut avoir sur les services écosystémiques définis dans la NES n° 1 un impact direct qui se répercute sur les populations touchées et compromet leur santé et leur sécurité, si cela est nécessaire et possible, l'Emprunteur identifiera les risques et effets potentiels du projet sur ces services écosystémiques qui pourraient être exacerbés par le changement climatique. Certes, les effets néfastes seront évités, mais s'ils ne peuvent l'être, l'Emprunteur mettra en œuvre des mesures d'atténuation appropriées.	L'étude d'impact vise l'utilisation écologiquement rationnelle, économiquement viable et socialement acceptable des ressources de l'environnement (titre II du Décret N° 2001 portant application du code de l'environnement).	La loi nationale ne satisfait pas pleinement ces exigences de la NES n°4 même si le Code forestier de 2018 a fait mention des différents types de services écosystémiques. La NES N°4 devra être adoptée.
NES n°5	***Classification de l'éligibilité*** La NES n°5 dispose que les personnes affectées peuvent être classées en catégories de personnes : a) Qui ont des droits légaux formels sur les terres ou biens ; b) Qui n'ont pas de droits légaux formels sur les terres ou les biens, mais ont une revendication sur les terres ou les biens,	La loi n° 76 – 67 du 2 juillet 1976 relative à l'ECUP précise que les personnes qui peuvent être déplacées sont celles qui sont propriétaires d'immeubles et / ou de droits réels immobiliers quels que soit le statut ou la protection dont bénéficie le bien. -La loi n° 64 – 46 du 17 juin 1964, relative au domaine national et son décret d'application n° 64 – 573 du 30 juillet 1964 précisent que les détenteurs d'un droit formel ou non sur les terres du domaine national peuvent être déplacés pour des motifs d'intérêt général ;	Compensation pour les activités commerciales et artisanales qui sont en permanence ou temporairement perturbées en raison des travaux de génie civil financés par le projet.

Disposition du CES ou NES	Exigences des NES	Dispositions nationales pertinence*	Provisions ad hoc pour compléter le déficit du système national
	qui est reconnue par le droit national ou susceptible de l'être ; où c) Qui n'ont aucun droit légal ou revendication susceptible d'être reconnue sur les terres ou bien qu'elles occupent ou utilisent.	- La loi 76 – 66 du 02 juillet 1966 portant code du domaine de l'Etat et son décret d'application n° 81 – 557 du 21 mai 1981 précisent que tout détenteur d'une autorisation d'occuper d'une terre du domaine de l'Etat peut être déplacé	La NES N°5 plus complète devra être adoptée.
	Date limite d'éligibilité La NES n°5 stipule que parallèlement au recensement, l'Emprunteur fixera une date limite d'éligibilité. Les informations relatives à la date limite seront bien documentées et diffusées dans toute la zone du projet. L'Emprunteur n'est pas tenu d'indemniser ni d'aider les personnes qui empiètent sur la zone du projet après la date limite d'éligibilité, à condition que la date limite ait clairement été établie et rendue publique.	L'Article 20 de la loi 76-67 du 02 juillet 1976 : indemnité établie à partir du procès-verbal de constat d'état des lieux. Les améliorations apportées après cette date ne sont pas prises en compte.	Recoupement des deux procedures. La loi nationale s'applique
	Compensation en espèces ou en nature La NES n°5 privilégie l'indemnisation en nature dans le cadre de déplacement physique des personnes affectées classées dans les catégories a) et b) citées ci-dessus et précise dans quels cas le règlement de l'indemnisation en espèces pour la perte de biens et des autres actifs peut convenir.	Article 14 de la Loi n°76-67 du 02 Juillet 1976 relative à l'expropriation pour cause d'utilité publique : La compensation en espèces est le principe dans la législation sénégalaise quand il s'agit d'une expropriation pour cause d'utilité publique ou de retrait d'une terre du domaine national. Les indemnités proposées doivent être suffisantes pour permettre de compenser l'intégralité du préjudice subi.	Priorité à la compensation en nature quand les moyens de vie dépendent de la terre ; dans ce cas l'option de remplacement « terre contre terre » doit être privilégiée
	Assistance à la réinstallation des personnes déplacées La NES n°5 dispose que les personnes affectées par le projet doivent bénéficier en plus de l'indemnité de déménagement d'une assistance pendant la réinstallation et d'un suivi après la réinstallation	La législation nationale ne prévoit pas de coût de réinstallation	Des aides à la réinstallation devront être accordées aux personnes déplacées ; Assistance à la restauration des revenus et moyens de subsistance

Disposition du CES ou NES	Exigences des NES	Dispositions nationales pertinence*	Provisions ad hoc pour compléter le déficit du système national
	Évaluations des compensations La NES n°5 dispose que l'évaluation de tout bien se fait au coût de remplacement qui tient compte de la valeur au prix du marché actuel	Article 14 de la Loi n°76-67 du 02 Juillet 1976 relative à l'expropriation pour cause d'utilité publique dispose : Les indemnités proposées doivent être suffisantes pour permettre de compenser l'intégralité du préjudice subi.	Indemnisation à la valeur intégrale de remplacement
	Mécanisme de gestion des plaintes La NES n°5 dispose que le plan de réinstallation décrit les procédures abordables et accessibles pour un règlement par un tiers des différends découlant du déplacement ou de la réinstallation ; ces mécanismes de gestions des plaintes devront tenir compte de la disponibilité de recours judiciaire de la communauté et des mécanismes traditionnels de gestion des conflits.	La législation nationale ne parle pas explicitement du mécanisme de gestion des plaintes. Les négociations se font à travers la commission de conciliation. Les négociations au niveau local sont généralement de mise ; saisine des tribunaux et du Médiateur. Dans la pratique, il y a souvent intervention des autorités traditionnelles.	Nécessité d'élaborer un mécanisme de gestion des plaintes.
	Groupes vulnérables La NES n°5 dispose qu'une attention particulière sera portée aux questions de genre, aux besoins des populations pauvres et des groupes vulnérables.	Les groupes vulnérables ne sont pas prévus expressément dans la législation, mais des discriminations positives peuvent être apportées sur cette question. D'ailleurs, dans le cadre de toute opération de réinstallation, les vieux, les femmes, les jeunes et les gens qui ont une rente précaire et faible sont considérées comme une cible privilégiée. L'assistance sociale aux démunis et la solidarité vis-à-vis d'eux sont prises en compte dans le cadre de la loi d'orientation sociale	Assistance spécifique aux personnes vulnérables.
	Participation communautaire La NES n°5 dispose que l'Emprunteur interagira avec les communautés affectées. Les processus de décisions relatifs à la réinstallation et à la restauration des moyens de subsistance devront inclure des options et des alternatives que les personnes affectées pourront choisir. L'accès à l'information pertinente et la participation significative des personnes et des communautés affectées se poursuivront pendant l'examen des solutions alternatives à la conception du projet, puis tout au long de la	Dans le décret d'Expropriation pour cause d'utilité publique, l'ouverture d'enquêtes et du recensement est précédé d'une enquête et annoncée au public par tous les moyens de publicité habituels. Durant cette période, toute personne intéressée peut faire des observations (loi N° 76-67 du 02 Juillet 1976, art 5) après notification de l'acte de cessibilité de l'immeuble, délai de 15 jours pour formuler des observations	Participation effective des personnes affectées à tout le processus de réinstallation est requise

Disposition du CES ou NES	Exigences des NES	Dispositions nationales pertinence*	Provisions ad hoc pour compléter le déficit du système national
	planification, de la mise en œuvre, du suivi et de l'évaluation du processus d'indemnisation et du processus de réinstallation.		
	Suivi et évaluation La NES n°5 rend obligatoire le suivi et l'évaluation du déplacement et de la réinstallation	Cette disposition n'est pas mentionnée dans la législation nationale	Suivi et évaluation avec des mesures d'accompagnement (formation, appui technique, prêts bonifiés) requis
NES N°6 : Préservation de la biodiversité et gestion durable des ressources naturelles biologiques	L'emprunteur déterminera l'impact direct, indirect et cumulatif du projet sur les habitats et la biodiversité qu'ils soutiennent. Il tiendra compte des menaces qui pèsent sur la biodiversité, par exemple, la perte, la dégradation et la fragmentation des habitats, les espèces exotiques envahissantes, la surexploitation, les changements hydrologiques, la charge nutritive, la pollution, les prises accidentelles, ainsi que l'impact escompté du changement climatique. Elle déterminera l'importance de la biodiversité ou des habitats aux niveaux mondial, régional ou national, en fonction de leur vulnérabilité et de leur remplaçabilité, et analysera également la valeur que les parties touchées par le projet et les autres parties concernées attribuent diversement à la biodiversité et aux habitats.	La préservation de la biodiversité est régie par le Code l'Environnement et les codes sectoriels (code forestier, code de la Chasse et de la protection de la faune, code de la pêche). L'Article L 4 de la Loi N° 2001 - 01 du 15 Janvier 2001 portant code de l'environnement : La protection et la mise en valeur de l'environnement sont parties intégrantes de la politique nationale de développement socio-économique et culturel. Tout projet de développement mis en place dans le pays doit tenir compte des impératifs de conservation et d'utilisation durable de la diversité biologique. Le Code forestier introduit la notion de services écosystémiques forestiers dans le domaine forestier qui comprend le domaine forestier protégé qui est du ressort des collectivités territoriales. Ce domaine forestier protégé inclut les sites dits « sites d'intérêt local ».	La NES N° 6 est plus complète et devra pour cette raison être adoptée.
NES n°8, Patrimoine culturel	La NES n°8 reconnaît que le patrimoine culturel offre une continuité des formes matérielles et immatérielles entre le passé, le présent et le futur. La NES n°8 fixe les mesures conçues pour protéger le patrimoine culturel tout au long de la durée de vie d'un projet.	L'arrêté ministériel N° 9471 MJEHP – DEEC en date du 28 novembre 2001 portant contenu des termes de références des études d'impact prend en compte le patrimoine culturel et impose une analyse des incidences spécifiques du projet sur le patrimoine culturel. Par ailleurs la Loi n° 71-12 du 25 septembre 1971 fixe le régime des monuments historiques et trace la conduite à suivre en cas de découvertes fortuites de vestiges culturels.	La loi nationale satisfait cette exigence de la NES n°8 et des orientations sont données dans le cas de découvertes de vestiges culturels d'intérêt national ou international

Disposition du CES ou NES	Exigences des NES	Dispositions nationales pertinence*	Provisions ad hoc pour compléter le déficit du système national
NES n°10	**Consultation des parties prenantes** La NES n°10 dispose que les Emprunteurs consulteront les parties prenantes tout au long du cycle de vie du projet, en commençant leur mobilisation le plus tôt possible pendant le processus d'élaboration du projet et dans des délais qui permettent des consultations significatives avec les parties prenantes sur la conception du projet. La nature, la portée et la fréquence de la consultation des parties prenantes seront proportionnelles à la nature et l'ampleur du projet et à ses risques et impacts potentiels. L'Emprunteur élaborera et mettra en œuvre un Plan de Participation des Parties Prenantes (P3P) proportionnel à la nature et à la portée du projet et aux risques et impacts potentiels.	Les Article L 52 et L 53 du Code de l'environnement régissent la participation du public au processus d'évaluation environnementale et sociale. L'Article L52 porte sur la procédure d'audience publique qui doit être partie intégrante de l'étude d'impact sur l'environnement. Quant à l'Article L 53, elle impose la participation des populations au processus d'évaluation environnementale afin de démocratiser la prise de décision conformément à la politique nationale décentralisation et de la régionalisation. L'arrêté n°009468 du 28 novembre 2001 portant réglementation de la participation du public à l'étude d'impact environnemental prévoit les mêmes conditions de consultation des parties prenantes, mais n'impose pas l'élaboration d'un Plan de Mobilisation des Parties Prenantes (PMPP). Le comité technique est responsable de la communication préalable auprès des parties prenantes. L'arrêté précise que le processus de consultation est à la charge du promoteur du projet et doit être continu et itératif. L'avis des communautés touchées sur le rapport préliminaire en phase d'audience publique est également prévu. Cependant, même s'il est recherché leur consentement aux mesures prévues, leur avis est consultatif.	La NES N°10 devra être appliquée
	Diffusion d'information La NES n°10 dispose que l'Emprunteur diffusera les informations sur le projet pour permettre aux parties prenantes de comprendre ses risques et impacts, ainsi que ses opportunités potentielles.	Arrêté ministériel N° 9468 MJEHP-DEEC en date du 28 novembre 2001 portant réglementation de la participation du public à l'étude d'impact environnemental. Article premier – La participation publique est un élément constitutif de l'étude d'impact environnemental. Elle obéit à la procédure suivante : ▪ annonce de l'initiative par affichage à la mairie ou à la gouvernance et/ou communiqué par voie de presse (écrite ou parlée) : ▪ dépôt des documents à la mairie ou la collectivité territoriale concernée ;	La loi nationale satisfait cette exigence de la NES n°10.

Disposition du CES ou NES	Exigences des NES	Dispositions nationales pertinence*	Provisions ad hoc pour compléter le déficit du système national
		▪ tenue d'une réunion information; Art. 7 – L'objectif de l'audience publique est de présenter la synthèse du rapport de l'étude d'impact environnemental et de recueillir de la part des acteurs locaux leurs avis, observations et amendements. :	

2.3.2 *Cadre Politique*

2.3.2.1 Politique environnementale et sociale

2.3.2.1.1 Plan Sénégal Emergent (PSE)

Afin de porter le pays sur la voie du développement et de l'émergence économique et social, le gouvernement du Sénégal a adopté et mis place une nouvelle stratégie, dénommé : Plan Sénégal Emergent (PSE) qui constitue le référentiel de la politique économique et sociale du Sénégal sur le long et moyen terme. Parmi le portefeuille de dix réformes entrepris par le Gouvernement du Sénégal dans le cadre du PSE, figure la résolution de la question vitale de l'énergie. Le Secteur de l'énergie constitue un soutien majeur au développement de l'économie, à la réduction des inégalités sociales et territoriales. La Stratégie d'Emergence traduit l'ambition du Sénégal de garantir un accès large et fiable à une énergie bon marché. Le PSE poursuit et développe les orientations de la Lettre de Politique de Développement du Secteur de l'énergie concernant entre autres points les hydrocarbures. Il retient que pour atteindre ses objectifs, il est impératif de réunir les conditions préalables ou les fondements de l'émergence, liés au règlement de la question vitale de l'énergie, à la mise en place d'infrastructures de dernière génération pour le soutien à la production. De ce fait, la mise en œuvre de ce projet de dépôt pétrolier ne fait qu'aidait à l'atteinte de cet objectif du PSE qui est le règlement de la question de la disponibilité énergétique.

2.3.2.1.2 Plan National d'intervention d'Urgences en Mer (PNIUM)

Crée par le décret N° 2006-323 du 7 avril 2006, le PNIUM intègre au sein d'un mécanisme unique, les plans spécialisés relatifs aux domaines d'intervention de la HASSMAR, notamment, ceux afférents à la recherche et au sauvetage en mer, à la sûreté maritime et à la protection de l'environnement, respectivement désignés sous les vocables « Plan SAR maritime », « Plan SURMAR » et « Plan POLMAR ». Sous la responsabilité du Secrétaire général de la HASSMAR, le PNIUM s'applique sur les eaux maritimes et fluviales sous juridiction sénégalaise et dans les périmètres portuaires. Dans le domaine de la recherche et du sauvetage, l'application du PNIUM est étendue à la zone maritime placée sous la responsabilité du Sénégal par l'Organisation maritime internationale (OMI). Le projet doit prendre en compte cette politique et impliquer l'autorité compétente afin de pouvoir bénéficier de l'aide nécessaire si le besoin se fait sentir.

2.3.2.1.3 Plan National de Gestion des Accidents et Réglementation en Cas de Catastrophe

2.3.2.1.4 Contribution Déterminée au Niveau National

En 2016, le Sénégal s'est lancé dans le processus de mise à jour de sa Contribution Prévue

Déterminée National (CPDN) pour en faire une Contribution Déterminée National (CDN) qui constitue l'engagement du pays dans le cadre de l'accord de Paris. Cette transition répond principalement à des impératifs de réactualisation des données (sectorielles, macro-économiques, démographiques etc.) utilisées lors de l'élaboration de la CPDN, mais également à la nécessité de prendre en charge des composantes essentielles telles que la mesure, la notification et la vérification (MNV), les besoins en renforcement de capacités et

en transfert de technologie, essentiels pour une bonne mise en œuvre de la CDN ainsi que l'intégration des émissions issues de l'industrie pétrolière et gazière dont le début de production est prévu en 2022.

La Contribution Déterminée au niveau National (CDN) du Sénégal s'inscrit dans le cadre de sa stratégie de développement, le Plan Sénégal Émergent (PSE), ainsi que ses programmes sectoriels de gestion durable de ses ressources naturelles et environnementales. Sur l'option inconditionnelle, les réductions d'émissions par rapport à leur trajectoire prévue sont de 4% et 5% respectivement en 2025 et 2030. Cette réduction pourra être portée à 23% et 29% respectivement, aux horizons 2025 et 2030, par rapport à la situation de référence, si le Sénégal bénéficie du soutien de la communauté internationale avec des financements conséquents, la facilitation du transfert de technologies écologiquement rationnelles et du renforcement de ses capacités institutionnelles et humaines, dans le domaine du changement climatique (CDN+).

2.3.2.1.5 Fonds de Gestion des Situations d'Urgences

2.3.2.1.6 Principe du Pollueur Payeur

2.3.2.1.7 Lettre de politique sectorielle de développement de la pêche et de l'aquaculture (LPSDPA)

La politique a été adoptée en mai 2016 pour une période allant de 2016 à 2023. Elle s'inscrit dans la vision du PSE, et fait suite à l'ancienne lettre politique de 2008. Elaborée de manière participative, la nouvelle LPSDPA constitue le socle et le cadre de référence des interventions sectorielles de l'Etat et des partenaires au développement. Le document vise à rendre durable la gestion de la pêche maritime et continentale, à créer les bases d'un développement accéléré de l'aquaculture au Sénégal, et à valoriser les produits halieutiques.

2.3.2.1.8 Plan National de Lutte contre la Pollution Marine (Plan POLMAR)

Le Plan POLMAR est au Sénégal le référentiel permettant de gérer les pollutions marines par hydrocarbures et produits chimiques dans les eaux sous juridiction nationale. Il permet de planifier, d'organiser et de coordonner l'action de plusieurs structures étatiques et privées afin d'atteindre un but et des objectifs communs dans le cadre de la protection de l'environnement marin. Il privilégie la prévention, fixe un cadre d'appréciation et d'évaluation des risques de pollution marine, ainsi que les lignes directrices de la coordination des opérations de lutte. Précisons aussi qu'il est harmonisé avec tout autre plan de prévention et de lutte contre la pollution marine en vigueur au niveau sous régionale ou régional. Il a pour objectifs de:

- Identifier les risques, l'impact probable de la pollution et les priorités de protection
- Mettre en place un dispositif efficace de prévention et de lutte impliquant la synergie de tous les acteurs publics et privés concernés, au niveau national ;
- Définir des normes et des procédures standard aux fins de la prévention et de la lutte;
- S'assurer que les navires, les ports, les installations offshores, l'industrie et toutes les parties prenantes se conforment à la réglementation nationale et internationale en matière de pollution marine ;
- Réduire les risques de pollution marine à un niveau aussi faible que possible ;
- Assurer par la formation et l'entraînement, les conditions d'une bonne politique de prévention et de coordination de la lutte ;

- Limiter l'impact des déversements de produits polluants sur les activités socioéconomiques et sur les équilibres écosystémiques marins ;
- Développer la coopération sous régionale ou régionale.

L'existence du Plan POLMAR ne dédouane pas les industrielles exerçant sur le littoral d'élaborer et de mettre en œuvre des plans sectoriels de prévention et de lutte contre la pollution marine. Aussi, le Projet est tenu de disposer d'un plan de prévention et de lutte contre la pollution marine ainsi que des moyens de lutte de niveau 1 ou 2 selon l'importance de son activité.

2.3.2.1.9 Lettre de Politique Sectorielle de Développement de l'Industrie

La Lettre de Politique sectorielle de Développement de l'Industrie constitue une déclinaison de la stratégie industrielle définie par le PSE. Elle participe à la mise en œuvre de l'ODD 9, des Objectifs de Développement Durable, ainsi libellé « Bâtir une infrastructure résiliente, promouvoir une industrialisation durable qui profite à tous et encourager l'innovation ». Elle est également articulée à l'Acte 3 de la décentralisation et la territorialisation des politiques publiques, dont l'un des axes est la valorisation des ressources et potentialités locales. Au vu de l'objectif que s'est fixée cet instrument à savoir créer un environnement favorable au développement d'un secteur industriel compétitif et ouvert sur l'extérieur, on peut retenir que ce projet cadre bien avec lui.

2.3.2.1.10 Plan National d'Action pour l'Environnement

Ce document adopté en septembre 1997, permet de mettre en œuvre les recommandations de Rio. Le PNAE constitue un cadre stratégique global visant à harmoniser les différentes politiques sectorielles en matière de gestion de l'environnement dans la perspective d'un développement durable. Un de ses principaux objectifs est la prise en compte de la dimension environnementale dans la planification du développement économique et social. Les activités entreprises dans le cadre de la préparation du PNAE ont permis de procéder à :

- L'analyse des activités économiques structurantes et à l'évaluation de leurs incidences sur l'environnement ;
- L'étude approfondie d'une série de thématiques articulées autour des enjeux et des défis environnementaux majeurs ;
- L'élaboration de Plans Régionaux d'Actions pour l'Environnement (PRAE) et leur synthèse sur une base éco-géographique ;
- La synthèse des stratégies d'intervention sectorielle en vue d'une meilleure connaissance des différents champs d'expression des politiques de gestion des ressources naturelles et de l'environnement.

Dans la mesure où la mise en œuvre du projet est soumise à une EESS, la prise en compte de la dimension environnement reste une priorité. Afin de permettre au projet de bien cadrer avec les politiques sénégalaises en matière d'environnement, des propositions seront faites au promoteur pour réduire le moins possible voire éliminer les impacts négatifs et de bonifier les impacts positifs.

2.3.2.1.11 Stratégie Long Terme de Bas Carbone 2050

Dans le cadre de l'Accord de Paris, les gouvernements, Sénégal inclus, se sont engagés à stopper l'augmentation de la température moyenne de la planète en dessous de 2°C par

rapport aux niveaux préindustriels et à poursuivre les efforts pour la limiter à 1,5°C. L'atteinte de cet objectif requiert de réduire de moitié les émissions GES mondiales d'ici 2030, d'atteindre la neutralité carbone d'ici 2050. Lors de la COP26, le pays s'est engagé à ne plus construire de nouvelles centrales électriques au charbon et à éliminer progressivement les centrales existantes d'ici les années 2040 (UN Climate Change Conference, 2021).

Le Sénégal ne dispose pas d'un mécanisme formel d'examen pour évaluer et renforcer l'action climatique. Cependant, il dispose de certaines fonctions de suivi et d'évaluation dans le cadre de son processus de planification plus large au sein du gouvernement et du MEDD ; qui est chargé de coordonner et de suivre l'élaboration et la mise en œuvre de la politique climatique. Le Comité National sur les Changements Climatiques (COMNACC), créé en 1994, cherche à assurer la coordination, l'intégration, le suivi et l'évaluation des interventions sur le changement climatique aux niveaux national et local (Republic of Senegal, 2011). La DEEC assure le secrétariat du COMNACC.

Suivant la CDN du pays, et l'engagement du Sénégal à atteindre un objectif inconditionnel de réduction des émissions de 5% en dessous du statut quo d'ici 2025 et un objectif conditionnel de réduction des émissions de 23,7% en dessous du statut quo ; plusieurs stratégies sont en train d'être étudiées et mises en place. En 2018, le Sénégal a adopté une stratégie de conversion du gaz en électricité suite à d'importantes découvertes de pétrole et de gaz, et en mars 2022 a commencé à préparer sa stratégie long terme de développement à faible intensité de carbone. Le pays progresse dans la mise en œuvre de sa politique climatique et fait des efforts dans le déploiement des énergies renouvelables et le développement des transports publics. Il a également abandonné ses projets de production de l'électricité à partir du charbon. On ajoute que le Sénégal a aussi un objectif d'électricité renouvelable à court terme de 29,2% de la capacité installée en 2023 (Republic of Senegal, 2018).

2.3.2.1.12 Stratégie Nationale de Développement Durable (SNDD)

La SNDD a pour objectif la coordination et la mise en cohérence des politiques, stratégies et programmes en cours d'exécution d'une part, et d'autres part de favoriser une meilleure synergie entre les diverses actions conduites en tentant d'identifier et de faire prendre en charge les interfaces ou espaces de compétition. La Stratégie Nationale de Développement Durable constitue une réponse globale aux contraintes structurelles.

La SNDD intègre aussi les Objectifs de Développement Durable (ODD). Les Objectifs de développement durable (ODD), également nommés Objectifs mondiaux, sont un appel mondial à agir pour éradiquer la pauvreté, protéger la Planète et faire en sorte que tous les êtres humains vivent dans la paix et la prospérité. Ils sont au nombre de 17 objectifs et concernent 169 cibles.

En plus de préconiser l'accès de tous à des énergies propres et à un coût abordable, les ODD abordent d'autres points tels que la lutte contre les changements climatiques, la préservation des écosystèmes, la santé et le bien-être, etc. De ce fait, le projet doit tout mettre en œuvre afin d'être en phase avec cette politique.

2.3.2.1.13 Stratégie de gestion des écosystèmes de la mangrove

2.3.2.1.14 Stratégie nationale pour les aires marines protégées (2013 et actualisée en 2020) (AMP) du Sénégal

Décrets importants à considérer :

- Décret n° 2004-1408 (2004) - Création de cinq Aires Marines Protégées.
- Décret n° 2014-338 : Création de l'aire marine protégée de Sangomar.
- Décret n° 2020-1132 : Création de l'Aire marine protégée de Somone.
- Décret n° 2020-1133 : Création des Aires marines protégées du Kaalolaal Blouffogny et de Gorée.

La stratégie a été élaborée en 2013 par la DAMCP. Celle-ci s'articule autour de 3 axes stratégiques d'intervention :

- Axe stratégique n°1 : renforcement institutionnel, création et gestion des AMP ;
- Axe stratégique n°2 : contribution des AMP à la gestion durable des ressources halieutiques, à la conservation de la biodiversité marine et côtière et à l'amélioration des conditions et moyens d'existence des communautés locales ; et
- Axe stratégique n°3 : développement de la recherche scientifique au service des AMP.

2.3.2.2 Politique énergétique

Lettre de Politique de Développement du Secteur de l'Energie

Dans le cadre de la mise en œuvre du plan de redressement du secteur de l'énergie, une nouvelle politique de développement sectoriel (2007-2012) a été élaborée dans le but de préciser les objectifs et de décliner les axes stratégiques en un ensemble de mesures. La nouvelle politique énergétique du Gouvernement du Sénégal, développée dans la lettre de politique de développement du secteur de l'énergie, met en avant les trois objectifs majeurs suivants :

- Assurer l'approvisionnement en énergie du pays en quantité suffisante, dans les meilleures conditions de qualité et de durabilité et au moindre coût ;
- Élargir l'accès des populations aux services modernes de l'énergie ;
- Réduire la vulnérabilité du pays aux aléas exogènes notamment ceux du marché mondial du pétrole.

Au nombre des axes structurant de cette nouvelle politique énergétique, on peut relever :

- La diversification des sources de production d'électricité par le développement de la filière du charbon minéral, du biocarburant, de l'éolienne, du solaire, de la biomasse entre autres ;
- L'adaptation de l'infrastructure énergétique à la demande en s'appuyant sur le secteur public et sur le secteur privé ;
- L'accélération de l'accès à l'électricité, en particulier avec la promotion de l'électrification rurale et le développement des services énergétiques pour la satisfaction des activités productives et sociales ;
- La maîtrise de la demande d'énergie et l'amélioration de l'efficacité énergétique ;
- La consolidation de la gouvernance du secteur de l'énergie ;
- La restructuration du sous-secteur de l'électricité en vue d'une plus grande efficacité et d'une implication judicieuse du secteur privé.

Du point de vue du dispositif institutionnel, le Ministère de l'Energie est chargé d'énoncer la politique sectorielle et de définir les normes applicables. Il est le seul, habilité à accorder les

licences et concessions qui conditionnent le droit des opérateurs à produire, distribuer ou vendre de l'électricité sur le territoire national.

La Commission de Régulation du Secteur de l'Électricité (CRSE) qui fonctionne comme une quasi juridiction est responsable de la régulation des activités de production, de transport, de distribution et de vente d'énergie électrique au Sénégal. C'est elle, qui instruit toute demande de licence ou de concession, et formule son avis motivé au Ministre en charge de l'Energie pour décision et attribution.

Sur proposition de la Commission de Régulation du Secteur de l'Électricité (CRSE), le Ministre décide t des conditions tarifaires applicables à chaque concession.

2.3.3 *Cadre Institutionnel*

Le Sénégal s'est doté de plusieurs institutions destinées à garantir le respect de la réglementation adoptée. Certaines de ces institutions doivent être impliquées dans la mise en œuvre du Projet. Ces institutions interviendront de façon directe ou indirecte dans la gestion de l'hygiène, la sécurité, la santé et l'environnement en général, mais également dans la gestion de l'énergie. Elles sont constituées par les différents Ministères : Ministère de l'Environnement et du Développement Durable et de la Transition écologique ; Ministère du Pétrole et des Energies, Ministère de l'Intérieur ; Ministère de la Santé et de l'Action Sociale ; Ministère de l'eau et de l'Assainissement ; Ministère de l'Urbanisme, du Logement et de l'Hygiène publique ; Ministère des Collectivités territoriales, de l'Aménagement et du Développement des territoires, Ministère du Travail, du Dialogue social et des Relations avec les institutions etc.

Dans la mesure où ces institutions d'un côté veillent à la santé, à la sécurité des personnes et à la protection de l'environnement et d'un autre côté elles propulsent le développement, leur implication permettra de trouver un équilibre pour une bonne mise en œuvre du projet.

2.3.3.1 La Présidence de la République

La Présidence de la République est responsable de :

- L'octroi et le renouvellement des concessions d'exploitation d'hydrocarbures ;
- L'octroi et le renouvellement des permis de recherche d'hydrocarbures ;
- L'octroi des autorisations d'exploitation provisoires ; et
- L'approbation des conventions rattachées aux permis de recherche d'hydrocarbures et des contrats pétroliers

2.3.3.2 Ministère de l'Environnement et du Développement durable et de la Transition écologique

Le Ministère de l'Environnement et du Développement durable et de la Transition écologique est l'autorité nationale principale en charge de la gestion environnementale au Sénégal.

Sous l'autorité du Premier Ministre, le Ministre de l'Environnement et du développement durable prépare et met en œuvre la politique définie par le Chef de l'Etat en matière d'écologie, de veille environnementale, de protection de la nature, de la faune et de la flore, ainsi que dans le domaine des bassins de rétention et de l'aquaculture. Il est aidé dans

l'exercice de sa mission par les différentes directions qui le composent. Ainsi, la Direction de l'Environnement et des Établissements Classés reste incontournable dans toutes les phases du projet.

2.3.3.3 Direction de l'Environnement et des Établissements Classés (DEEC)

Démembrement du Ministère de l'Environnement et du Développement Durable, les avis de cette direction doivent être suivis dans la mise en œuvre de ce projet. La DEEC assure le suivi des actions réalisées en matière d'environnement, notamment de la protection de la nature et des hommes vis-à-vis des pollutions et nuisances, et veille à l'application des textes législatifs et réglementaires associés. La DEEC comporte différentes divisions, dont la division des évaluations d'impact sur l'environnement chargée d'organiser la validation des termes de référence et l'instruction des EESS.

Les DEEC sont représentés au niveau régional par les DREEC

Le Comité Technique (CT) a été institué par arrêté ministériel n°9469/MEHP/DEEC du 28 Novembre 2001 pour appuyer le MEPN dans la validation des rapports d'évaluation environnementale. Il regroupe l'ensemble des services techniques de l'État en plus des Collectivités Locales et certaines associations. Son secrétariat est assuré par la DEEC et la présidence change en fonction de la nature du projet étudié.

2.3.3.4 Centre de Gestion de la Qualité de l'Air (CGQA)

Le CGQA est placé sous la tutelle du Ministère de l'environnement et du développement durable et intégré à la DEEC.

- Assure la veille sur la pollution de l'air ambiant ;
- Informe le public sur l'état de la qualité de l'air ;
- Fournit à l'état des rapports sur la pollution de l'air pour une prise de décision ;
- Evalue les rejets de pollutions à la source ; et
- Met en place un observatoire de la qualité de l'air.

2.3.3.5 Comités régionaux de suivi environnemental

Ses membres sont des représentants des services techniques régionaux. Ils sont chargés du suivi environnemental et social des mesures prescrites dans le cadre des évaluations environnementales des projets.

2.3.3.6 Ministère du Pétrole et des Energies

Sous l'autorité du Premier Ministre, le Ministre du Pétrole et des Energies prépare et met en œuvre la politique définit par le Chef de l'Etat en matière de prospection, de recherche, d'exploitation, de transport et de stockage des hydrocarbures. Le rôle de cette institution est très important dans la mise en œuvre de ce projet. Elle doit participer à toutes les phases de ce projet. Pour l'exploitation d'éventuels dépôts, le Projet doit être détentrice d'une licence d'exploitation délivré par ce ministère. Pour cela, elle doit adresser une demande à cette institution.

2.3.3.7 Comité national des Hydrocarbures

Le Comité National des Hydrocarbures est un organe consultatif du Ministère du Pétrole et des Energies. Il a pour mission de donner des avis et de formuler des recommandations sur toutes les questions concernant le secteur des Hydrocarbures. Ce Comité a une mission de régulation, de suivi, d'alerte, d'anticipation pour toutes les questions et activités relatives aux hydrocarbures. Le Comité National des Hydrocarbures instruit les dossiers de demande de licences de distribution et d'importation d'hydrocarbures raffinés des opérateurs du secteur. Son rôle est important dans la mise en œuvre de ce projet. C'est à son Secrétariat Permanent que doit s'adresser la Direction du Projet pour ses demandes de licence d'importation, de distribution, etc.

2.3.3.8 La société pétrolière nationale.

La Société des Pétroles du Sénégal, en abrégé PETROSEN assure la fonction de société pétrolière nationale au Sénégal. Elle est chargée entre autres de :

- Promouvoir le bassin sédimentaire sénégalais ;
- Entreprendre à la demande et pour le compte de l'Etat, des activités de prospection, de recherche, d'exploitation, de transport et de commercialisation des hydrocarbures liquides et gazeux à l'état brut, seule ou conjointement avec toute autre société, filiale ou non, dans le cadre d'association, ou toute forme de groupement possible
- Détenir, à la demande et pour le compte de l'Etat, les participations de l'Etat dans les gisements d'hydrocarbures et dans le capital des sociétés titulaires de contrat pétrolier

2.3.3.9 COS-PETROGAZ

Le Sénégal a mis en place depuis 2016, de nouveaux instruments de gouvernance du pétrole et du gaz. La création du COS-PETROGAZ, organe regroupant la présidence de la République, plusieurs ministres et directeurs de sociétés nationales et qui assiste le Président de la République dans la définition, la coordination et le pilotage de la politique pétrolière et gazière du pays, est venue renforcer le dispositif institutionnel déjà existant. Celui-ci s'appuyait essentiellement sur le Ministère du Pétrole et des Energies, ses Directions et sociétés nationales sous sa tutelle comme PETROSEN. Doté d'un Secrétariat permanent qui assure le suivi de ses recommandations, COS-PETROGAZ se réunit trimestriellement et dispose d'une unité d'exécution, GES-PETROGAZ, logé au Ministère du Pétrole et des Energies.

2.3.3.10 GES-PETROGAZ :

Il est chargé de l'exécution et de la gestion au quotidien des décisions du COS-PETROGAZ. GES-PETROGAZ a pour missions d'assurer la coordination et le suivi de la mise en œuvre de tous les documents stratégiques, programmes et plans d'action ainsi que des stratégies pour la promotion et le développement des projets pétroliers et gaziers.

2.3.3.11 Société Africaine de Raffinage (SAR) :

La SAR assure la disponibilité et la qualité des hydrocarbures pour les industries et les distributeurs

2.3.3.12 Réseau Gazier du Sénégal (RGS)

Il est responsable du transport par canalisation d'hydrocarbures ou par tout autre moyen acceptable et conforme à la réglementation gazeux et/ou produits associés; la construction, l'exploitation, l'entretien, la maintenance et le développement de réseaux de transport.

2.3.3.13 SENELEC

Elle est responsable de la production, du transport, de la distribution, de l'achat et de la vente, et de l'importation et de l'exportation d'énergie.

2.3.3.14 Ministère de la Santé et de l'action Sociale

Sous l'autorité du Premier Ministre, le Ministre de la Santé et de l'Action sociale prépare et met en œuvre la politique définie par le Chef de l'Etat dans le domaine de la santé, de la prévention, de l'hygiène et de l'action sociale. L'intervention de cette structure est nécessaire du fait de la nature de l'installation objet de cette étude.

2.3.3.15 Le Service National d'Hygiène

La collaboration avec le Service National de l'Hygiène qui se charge du contrôle de la salubrité et de l'hygiène est plus que nécessaire. Ce service est rattaché au Ministère de la santé et de l'action sociale. Le Service National de l'Hygiène qui joue un rôle majeur dans le domaine de la santé est chargé :

- De veiller à la salubrité publique (urbaine et rurale) et à l'hygiène collective ;
- La prophylaxie des épidémies et des pandémies ;
- De veiller au respect de l'exécution de la législation et de la réglementation en matière d'hygiène dans les agglomérations urbaines et en zones rurales ;
- De la recherche et de la constatation des infractions en matière d'hygiène ;
- De la surveillance aux frontières et du contrôle de la circulation des personnes en matière d'hygiène ;
- De l'assistance aux autorités administratives dans les domaines de l'hygiène et de la salubrité. Pour accomplir ces missions, le service national de l'hygiène dispose d'un personnel réparti en cinq corps dont celui des agents de l'hygiène et celui des auxiliaires de l'hygiène. Ces derniers jouent un rôle capital dans l'amélioration de la santé par la lutte contre les facteurs environnementaux qui déterminent les risques de santé.

2.3.3.16 Le Ministère de l'Intérieur

Le Ministre de l'Intérieur, prépare et met en œuvre la politique arrêtée par le Chef de l'Etat en matière d'administration territoriale, de sécurité intérieure, de police administrative, de défense civile et d'organisation des élections. Il est composé de plusieurs démembrements qui assurent sous son autorité la sécurité nationale. L'intervention de cette institution est d'autant plus importante que le projet concerne le secteur du gaz, qui peut être source de danger pour les travailleurs et les populations avoisinantes au site. A ce titre, les règles de sécurité doivent être strictes et l'établissement pourra bénéficier de l'appui de la Direction de la protection civile au besoin.

2.3.3.17 Direction de la Protection Civile

Sous l'autorité du Ministre de l'Intérieur, la Direction de la Protection Civile (DPC), représente la principale institution d'organisation des secours au Sénégal. Elle est chargée de la prévention des risques de toute nature ainsi que de la protection des personnes, des biens et de l'environnement contre tous les sinistres et catastrophes. A ce titre, elle procède à:

- L'élaboration des textes qui régissent le domaine de la protection civile ;
- La conception générale des plans de secours ;
- L'identification et la mobilisation de plans supplémentaires à engager en cas de catastrophe, pour un appui logistique aux équipements de secours ;
- L'étude de dossiers de lotissement des parcelles d'habitation, de construction ou de transformation des établissements recevant du public (ERP), des immeubles à grande hauteur (IGH), des immeubles d'habitation et établissements classés, en vue d'assurer de leur conformité avec les dispositions législatives et réglementaires en vigueur ;
- L'organisation des visites de prévention, le suivi de l'application des prescriptions de sécurité des établissements suscités ;
- La tenue et le suivi du fichier du personnel de la protection civile (personnel rayé du contrôle de la Brigade Nationale des Sapeurs-Pompiers, volontaires de la Protection Civile).

2.3.3.18 Ministère de l'Urbanisme, du Logement et de l'Hygiène publique

Le Ministre de l'Urbanisme, du Logement et de l'Hygiène publique, prépare et met en œuvre la politique définie par le Chef de l'Etat dans les domaines de l'urbanisme, de la restructuration et de rénovation urbaine, de l'habitat et de la construction. A ce titre, il est chargé de la planification urbaine sous réserve des compétences dévolues aux collectivités locales. Il veille à l'aménagement des villes et des agglomérations, notamment, par une action concertée avec le Ministère chargé de l'Aménagement du Territoire et les collectivités locales en matière d'espaces verts et de loisirs. Au titre de l'urbanisme, il élabore les règles relatives à la planification urbaine, à l'occupation du sol, à l'urbanisme opérationnel, et veille à leur application. Il participe à l'élaboration de la législation de l'expropriation et en suit l'application.

2.3.3.19 Ministère des Collectivités territoriales, de l'Aménagement et du Développement des territoires

Le Ministre des Collectivités territoriales, de l'Aménagement et du Développement des territoires prépare et met en œuvre la politique arrêtée par le Chef de l'Etat en matière de décentralisation, gouvernance territoriale, de développement et d'aménagement du territoire. A ce titre, il veille au développement harmonieux, équilibré et cohérent des agglomérations et des activités économiques sur l'ensemble du territoire. Il prend en compte les conséquences sociales de la répartition territoriale des populations et des activités économiques.

2.3.3.20 Municipalités, Gouverneurs et Préfets

En vertu des transferts de compétences consacrés par l'Acte III de la Décentralisation, les communes sont responsables de la gestion de du domaine et de l'environnement à l'échelle communale.

D'une manière générale, le Gouverneur est chargé de veiller au respect de l'exécution et de l'application des lois, décrets et règlements et à favoriser l'intégration des politiques régionales, fédérales et communautaires sur le territoire de sa province.

Le préfet est garant de l'ordre public et de la sécurité : Le maintien de l'ordre public est une des missions prioritaires du préfet dans le département. En cas de manifestation, le préfet est responsable du maintien de l'ordre et de la sécurité publique : il a autorité sur les forces de police et de gendarmerie. Il assure la permanence et la représentation de l'État dans une circonscription ou pour un domaine spécifique relevant d'une priorité nationale, il veille à la mise en œuvre des politiques publiques de l'État dans les territoires et à la coordination des services de l'État.

2.3.3.21 Commissions communales chargées de l'environnement

La plupart des communes ont mis en place dans leur attelage institutionnel des commissions chargées de l'environnement. Ces commissions devront être impliquées dans la mise en œuvre du projet.

2.3.3.22 Ministère du Travail, du Dialogue social et des Relations avec les institutions

Le Ministre du Travail, du Dialogue social et des Relations avec les institutions prépare et met en œuvre la politique définie par le Chef de l'Etat dans les domaines du travail, du dialogue social et des relations entre le pouvoir exécutif et les Assemblées parlementaires, qu'elles soient nationales, régionales ou panafricaines. Au titre du Travail et du Dialogue social:

- Il veille aux conditions de travail des catégories vulnérables notamment les femmes et les enfants dans le strict respect des dispositions légales et réglementaires en vigueur et des normes édictées par les conventions internationales en la matière.
- Il veille à la qualité des relations entre les salariés et les employeurs dans la double perspective de la protection des travailleurs et de la compétitivité de l'économie. Il est garant du libre exercice des droits syndicaux dans le respect des textes qui les régissent. Il est l'interlocuteur des organisations professionnelles de salariés et d'employeurs et favorise le dialogue entre ces deux catégories d'organisation.
- Il met en œuvre une politique de développement de la couverture sociale des travailleurs. Parmi les différents services qui le composent, nous avons la Direction générale du Travail et de la Sécurité sociale, qui joue un rôle très important dans la protection des employés, mais également dans leurs rapports avec les employeurs.

L'IRTSS est la main ouvrière du Ministère du Travail, du Dialogue social et des Relations avec les institutions au niveau régional.

2.3.3.23 Ministère des Forces Armées

L'intervention de cette institution au besoin s'appréciera à travers l'HASSMAR.

2.3.3.24 La Haute Autorité chargée de la Coordination de la Sécurité maritime, de la Sûreté maritime et de la Protection de l'Environnement marin, HASSMAR

La HASSMAR est institué par le décret n°2006-322 du 7 avril 2006. Sous la tutelle technique du Ministre des Forces Armées, la HASSMAR est le dépositaire de l'autorité de l'Etat et le délégué du gouvernement dans le cadre de la coordination de l'action de l'Etat en mer. Elle est

investie d'une responsabilité générale de coordination dans tous les domaines relatifs à la sécurité, à la sûreté et à la protection de l'environnement, dans les eaux maritimes et fluviales sous juridiction sénégalaise. Cette responsabilité s'étend, pour la recherche et le sauvetage, à la zone maritime placée sous la responsabilité du Sénégal par l'Organisation maritime internationale (OMI).

Les domaines d'intervention de la HASSMAR sont :

- La défense de la souveraineté ;
- La sauvegarde des intérêts de la nation ;
- Le maintien de l'ordre public ;
- La sécurité de la navigation ;
- La prévention et la lutte contre les actes illicites ;
- La sécurité et la sûreté des personnes, des biens et des installations ;
- La protection de l'environnement marin et la préservation des ressources marines.

Son implication dans la mise en œuvre de ce projet est nécessaire de par son objet et son emplacement. La mise en œuvre du projet doit prendre en compte toutes les recommandations formulées par cette structure pour une meilleure prévention de tout risque d'atteinte à l'environnement, à la sécurité et à la sûreté maritime du fait de son objet et de son emplacement.

2.3.3.25 Ministère de la Pêche et de l'Economie Maritime

Le Ministre de la Pêche et de l'Economie maritime prépare et met en œuvre la politique définie par le Chef de l'Etat dans les domaines de la pêche, de la pisciculture, de la mise en valeur des fonds marins, des infrastructures portuaires et des transports maritimes. Cette institution est composée de sous structures parmi lesquelles l'Agence Nationale des Affaires Maritimes (ANAM) dont l'implication est déterminante dans la mise en œuvre de ce projet. Ces deux entitées collaborent sur la mise en œuvre de la stratégie nationale portuaire.

2.3.3.26 Agence Nationale des Affaires Maritimes (ANAM)

Cette structure est créée par le décret n° 2009-583 du 18 juin 2009. Autorité maritime déléguée, l'ANAM est chargée de la mise en œuvre de la politique de l'Etat sénégalais en matière de Marine marchande ainsi que de l'application des Conventions internationales, Codes et règlementations maritimes en vigueur au Sénégal. Elle est également, conformément au décret n° 2015-91 du 21 janvier 2015, l'Autorité nationale de Sûreté portuaire (ANSP), chargée de la mise en œuvre du Code international de Sûreté des navires et des installations portuaires (Code ISPS). Parmi ses missions nous pouvons citer quelques-unes, qui justifient l'obligation de son implication dans le cadre de ce projet. Il s'agit :

- La participation à la police de la navigation maritime et fluviale ;
- La participation à la police de la pollution marine ;
- La participation à la police du domaine public maritime ;
- A mise en œuvre, le suivi, le contrôle et l'évaluation des dispositifs de sécurité et sûreté maritimes et portuaires, etc.

2.3.3.27 Ministère de l'Eau et de l'Assainissement

Il a pour mission la mise en œuvre de la politique définie par le Chef de l'Etat dans les domaines de l'Eau et de l'assainissement. Son implication dans la mise en œuvre de ce projet est nécessaire surtout pour le volet assainissement. Son autorisation sera requise si toutefois le Projet décide d'installer une STEP ou de se raccorder à un égout public d'évacuation des eaux usées s'il en existe dans la zone du projet. Il est aidé dans cette tâche par l'Office Nationale de l'Assainissement (ONAS).

2.3.3.28 Ministère du Développement industriel et des Petites et moyennes industries

Dans la mesure où il met en œuvre la politique industrielle du pays, il doit être impliqué dans la mise en œuvre de ce projet. Son accompagnement sera bénéfique pour ce projet.

2.3.3.29 Ministère de l'Economie, du Plan et de la Coopération

Le Ministre de l'Economie, du Plan et de la Coopération est chargé de préparer et d'appliquer la politique arrêtée par le Chef de l'Etat en matière économique et financière, de planification du développement, de population, de statistiques et de coopération. Il est chargé de suivre l'exécution des conventions et accords de financement relatifs aux projets et programmes. Il prépare et conduit, en collaboration avec les structures concernées les programmes de promotion des investissements privés.

2.3.3.30 Direction du développement du secteur privé

La Direction du Développement du Secteur privé a pour mission d'assurer la promotion et le développement du secteur privé. A ce titre, elle est notamment chargée:

- D'assurer la coordination et l'harmonisation au niveau du Ministère de l'Économie, du Plan et de la Coopération des actions et projets d'appui au secteur privé ;
- De contribuer au renforcement des organisations du Secteur privé pour l'amélioration de la performance et de la compétitivité de l'entreprise ;
- De contribuer au développement économique local ;
- De contribuer, en partenariat avec le secteur privé, à dégager les orientations à suivre et les objectifs à atteindre en vue de la mise en place d'un cadre adéquat pour appuyer et accompagner les entreprises y compris celles en difficulté en veillant à la mise en place d'un dispositif fiscal, foncier et douanier qui ne crée pas de distorsions dans l'environnement de l'entreprise ;
- De participer à la mise en place, en relation avec la Cellule Attractivité et Compétitivité, d'un dispositif de suivi-évaluation des investissements privés ;
- De participer, en rapport avec la Cellule Attractivité et Compétitivité, au suivi de l'évolution des coûts des facteurs de production ;
- D'élaborer une stratégie nationale de développement du secteur privé et de veiller à son exécution ;
- De représenter le Ministère de l'Économie, du Plan et de la Coopération dans le processus de préparation et d'organisation de la concertation avec le secteur privé dont elle assure le suivi de la mise en œuvre des conclusions impliquant les administrations financières

2.3.3.31 *Comité National de l'Initiative pour la Transparence dans les Industries Extractives (CN-ITIE)*

L'ITIE est une norme internationale ayant pour objectif l'amélioration de la transparence dans la gestion des ressources minières, gazières, et pétrolière.

2.3.3.32 *ONG, OCB et Sociétés Civiles*

Les ONGs jouent un rôle de premier plan en focalisant l'attention de la communauté internationale sur les questions des droits de l'Homme.

Les OCBs régionales ont pour vocation le développement d'une région administrative. Elles sont pluriethniques et reposent sur la collaboration de toutes les forces vives d'un département ou d'un arrondissement.

Les citoyens et les organisations de la société civile jouent un rôle important en aidant les institutions publiques à devenir plus transparentes, responsables et inclusives dans leurs processus décisionnels, leurs services et leurs projets.

2.3.4 *Capacités Institutionnelles*

Institutions	Capacités actuelles	Besoins en renforcement
Direction de l'Environnement et des Établissements Classés	Dispose de ressources humaines qualifiées Très bonne maîtrise des procédures d'évaluation et de suivi/surveillance environnemental et social ; Moyens techniques d'intervention parfois limités	Appui en moyens matériels (Kit d'analyse chimique et bactériologique d'échantillon dans le cadre du suivi des mesures environnementales.
CRSE	Les CRSE manquent souvent de moyens techniques d'intervention. Par ailleurs ses membres n'ont pas toujours les compétences requises pour mener à bien leurs missions	Dotation de moyens matériels comme les moyens de locomotion ; Renforcement des capacités techniques des membres
Ministère de la Santé et de l'action Sociale	Faible maillage des zones d'intervention en infrastructures sanitaires. Faiblesse du plateau technique des infrastructures existantes	Construction de points de prestation de soin ; Amélioration du plateau technique des structures sanitaires existantes

Institutions	Capacités actuelles	Besoins en renforcement
Service National d'Hygiène	Déficit des moyens technique d'intervention notamment des moyens de locomotion.	Dotation en moyen de locomotion (voiture)
Commissions communales chargées de l'environnement	La plupart des membres des commissions communales chargées de l'environnement ne disposent pas des capacités techniques requises pour mener à bien leurs missions.	Renforcement des capacités techniques des membres des Commissions communales chargées de l'environnement
IRTSS	L'IRTSS manque des fois de moyens techniques d'intervention (carburant, etc…)	Dotation en carburant.

2.3.5 *Consultations Initiales*

Le consultant mènera une série de consultations sur le premier rapport intermédiaire dans le cadre d'ateliers nationaux. Les ateliers doivent servir à saisir les perceptions et les contributions des parties prenantes concernées sur les priorités sur la santé, la sécurité, l'environnement et le social liées au secteur du pétro le et du gaz, et sur les interventions ou politiques gouvernementales proposées correspondantes nécessaires pour y répondre. Le consultant doit s'assurer que les perceptions des parties prenantes vulnérables sont prises en compte el intégrées à l'analyse.

REFERENCES

- Aliou Ba-Analyse microéconomique et modélisation bioéconomique de la pêcherie artisanale de sardinelles au Sénégal. Sciences de l'environnement. Université Cheikh Anta Diop de Dakar, 2017. Français.
- ANSD-Situation Economique et Sociale du Sénégal Ed. 2019 ;
- Barthélemy Blédé, André Diouf et Pascaline Compaoré : Défis des activités de pêche au Sénégal : le cas de la région de Ziguinchor. Rapport sur l'Afrique de l'Ouest/numéro 15, novembre 2015 ;
- Etude d'impact environnemental et social (EIES) interconnexion pour fourniture et fonctionnement au gaz de la centrale barge KARPOWER (mai 2021)
- Etude d'impact environnemental et social du projet construction d'un terminal de stockage de gaz de pétrole liquéfié (GPL) d'une capacité de 20 000 m^3 sur le site du port de Bargny-Sendou. EGS-2022 ;
- Étude d'impact environnemental et social du Projet de production de gaz Grand Tortue / Ahmeyim - Phase 1. Juin 2019 ;
- https://marinenationale.gouv.sn/coin-du-marin/la-geographie-maritime-du-senegal-et-de-la-presquile-du-cap-vert : La géographie maritime du Sénégal et de la presqu'île du Cap Vert
- https://www.agenceecofin.com/trade/0109-40545-senegal-le-petrole-du-champ-sne-est-commercialement-viable
- https://www.enqueteplus.com/content/moussa-wele-doctorant-chercheur-en-arch%C3%A8ologie-sous-marine-%E2%80%98%E2%80%99il-y-50-sites-inventori%C3%A9s-au
- Mamadou Thior, Tidiane Sane, Cheikh T Wade, Oumar Sy et Luc Descroix-L'aménagement du littoral de la Casamance : quels enjeux au regard de sa dynamique actuelle ;
- Max Guérout : Prospections archéologiques sous-marines aux abords de l'île de Gorée (Sénégal) 3 Mar 2019 ;
- Mission d'évaluation technique conjointe ICOMOS/UICN du 29 septembre au 6 octobre 2010 : Delta du Saloum (Sénégal) No 1359 ;
- Moussa WELE- Les amas coquilliers du Delta du Saloum, ´étude archéologique subaquatique. Université Cheikh Anta Diop (UCAD) – Dakar, Sénégal. 2018 ;
- Projet d'Appui Scientifique aux processus de Plans Nationaux d'Adaptation. Etat des lieux des connaissances scientifiques sur les changements climatiques pour les secteurs des ressources en eau, de l'agriculture et de la zone côtière au Sénégal Octobre 2018

- Projet d'Appui Scientifique aux processus de Plans Nationaux d'Adaptation (PAS-PNA). Evaluation de la vulnérabilité du secteur de la zone côtière à la variabilité et aux changements climatiques dans la région de Fatick- Janvier 2019 ;
- www.ite.sn (rapport ITE. 2019)
- Etude réalisée par le CSE pour le compte de la HASSMAR « Cartographie de la vulnérabilité des côtes du Sénégal à la pollution par les hydrocarbures »
- Annuaire sur l'environnement et les ressources naturelles CSE, 4eme édition 2018
- Rapport sur l'Etat de l'Environnement au Sénégal CSE, 4eme édition 2020
- Liste verte de l'UICN sur les aires protégées et conservées
- Rapports Annuels de la direction des pêches maritimes
- Documents de mémoires et thèses de l'université Cheikh Anta Diop de Dakar – Thèse Massel Fall 2009

Annexe 3: Risques, mesures d'atténuation et recommandations

REPUBLIQUE DU SENEGAL
Un Peuple - Un But - Une Foi

MINISTERE DE L'ENVIRONNEMENT, DU DEVELOPPEMENT DURABLE ET DE LA TRANSITION ECOLOGIQUE

DIRECTION DE L'ENVIRONNEMENT ET DES ETABLISSEMENTS CLASSES

MINISTERE DU PETROLE ET DES ENERGIES

DIRECTION DES HYDROCARBURES

GES-PETROGAZ

EVALUATION ENVIRONNEMENTALE ET SOCIALE STRATEGIQUE (EESS) DU SECTEUR PETROLIER ET GAZIER DU SENEGAL

Volume 2 – Annexe 3

Risques, Mesures d'Atténuation et Recommandations

Janvier 2024

TABLE DES MATIERES

TABLE DES MATIERES ii
Liste des Tableaux v
Liste des Figures xii
Acronymes xiii
resume xv
Politiques de développement du secteur xxiv
Gouvernance environnementale xxiv
Enquêtes de base xxv
Politiques de gestion des déchets xxv
Politique de Gestion des produits chimiques xxvi
Transparence et politique fiscale xxvii
Gestion des attentes xxvii
1. Introduction 1
2. Description des activites petrolieres offshore et onshore et Scenarios de developpement 2
2.1 LOCALISATION GÉOGRAPHIQUE ET DEVELOPPEMENTS RECENTS 2
2.1.1 Activités Envisagées 6
2.2 Activités d'exploration et de production d'hydrocarbures Offshore et Onshore 13
2.2.1 Activités de Prospection 14
2.2.2 Phase d'Exploration et d'Evaluation 17
2.2.3 Phase de développement et de production 31
2.2.4 Phase de Déclassement 42
2.3 Scénarios pour les Activités d'E&P Pétrolières 44
3. Activités d'engagement et de consultation des parties prenantes 51
4. Cadre EESS 52
5. Évaluation de l'impact 71
5.1 Introduction 71
5.2 Approche et méthodologie d'évaluation 71
5.2.1 Méthodologie d'évaluation pour la qualité de l'air et les émissions GES 71
5.2.2 Identification des impacts 73
5.2.3 Évaluation des impacts 73
5.2.4 Atténuation et Surveillance 76
5.2.5 Évaluation des scénarios 76
5.3 Impacts des Activités de Prospection Offshore 76
5.3.1 Identification des impacts en offshore 76
5.3.2 Impacts sur la Qualité de l'Air et les Changements Climatiques 78
5.3.3 Impacts sur l'Eau de Mer et les Sédiments 83
5.3.4 Impacts sur le Milieu Biologique Marin 90
5.3.5 Impacts sur l'Environnement Côtier 107

5.3.6 Impacts sur la Pêche 112
5.3.7 Impacts sur les Niveaux de Bruit Ambiant 121
5.4 Impacts pendant la phase d'exploration Offshore 123
5.4.1 Identification des impacts en Offshore 123
5.4.2 Impacts sur la Qualité de l'Air et les Changements Climatiques 126
5.4.3 Impacts sur l'Eau de Mer et les Sédiments 137
5.4.4 Impacts sur le Milieu Biologique Marin 149
5.4.5 Impacts sur l'Environnement Côtier 165
5.4.6 Impacts sur la pêche 169
5.4.7 Impacts sur les Niveaux de Bruit Ambiant 176
5.5 Impacts pendant la Phase de Production Offshore 178
5.5.1 Identification des impacts en offshore 178
5.5.2 Impacts sur la Qualité de l'Air et les Changements Climatiques 182
5.5.3 Impacts sur l'Eau de Mer et les Sédiments 194
5.5.4 Impacts sur le Milieu Biologique Marin 205
5.5.5 Impacts sur l'Environnement Côtier 221
5.5.6 Impacts sur la Pêche 225
5.5.7 Impacts sur les Niveaux de Bruit Ambiant 232
5.6 Impacts des Activités de Prospection Onshore 235
5.6.1 Identification des impacts onshore 235
5.6.2 Impacts sur la Qualité de l'Air et les Changements Climatiques 237
5.6.3 Impacts sur l'Eau Superficielles, l'Eau Souterraine et le Sol 242
5.6.4 Impacts sur le Milieu Biologique Terrestre 250
5.6.5 Impacts sur les Niveaux de Bruit Ambiant 259
5.7 Impacts pendant la Phase d'Exploration Onshore 262
5.7.1 Identification des impacts en Onshore 262
5.7.2 Impacts sur la Qualité de l'Air et les Changements Climatiques 265
5.7.3 Impacts sur l'Eau Superficielles, l'Eau Souterraine et le Sol 277
5.7.4 Impacts sur le Milieu Biologique Terrestre 289
5.7.5 Impacts sur les Niveaux de Bruit Ambiant 299
5.8 Impacts pendant la Phase de Production Onshore 302
5.8.1 Identification des impacts en onshore 302
5.8.2 Impacts sur la Qualité de l'Air et les Changements Climatiques 305
5.8.3 Impacts sur l'Eau Superficielle, l'Eau Souterraine et le Sol 316
5.8.4 Impacts sur le Milieu Biologique Terrestre 329
5.8.5 Impacts sur les Niveaux de Bruit Ambiant 338
5.9 Impacts socio-économiques (activités Onshore et Offshore) 342
5.9.1 Économie Générale 343
5.9.2 Conditions Sociales 350
5.9.3 Santé 358

5.9.4 Éducation 363
5.9.5 Patrimoine culturel et historique 367
5.9.6 Tourisme 372
5.9.7 Paysages et agrément visuel 377
5.9.8 Infrastructure 380
5.9.9 Transport 386
5.10 Impacts pendant la phase de démantèlement 389
5.11 Impacts cumulatifs (Activités Onshore et Offshore) 397
5.12 Impacts transfrontaliers potentiels (Activités Onshore et Offshore) 398
6. Analyse des alternatives 400
6.1 Technologies de forage 400
6.1.1 Plateformes de Jambe de Tension 400
6.1.2 SPAR - Réservoir d'Ancrage à Point Unique 401
6.1.3 Semi-Submersible 401
6.1.4 Navires de Forage 402
6.1.5 Plateforme Conventionnelle 404
6.1.6 L'appareil de Forage Portable 404
6.2 Alternatives de gestion des déchets 405
6.2.1 Types de Déchets 405
6.2.2 Évaluation des impacts 407
6.2.3 Recommandations 416
6.3 Options de Transport, de Distribution et d'exportation de gaz 421
6.4 Blocs à ouvrir lors du prochain cycle de licences 421
6.5 Option offshore et onshore ou seulement Offshore 422
7. Recommandations et conclusions 424
7.1 Recommandations 424
7.1.1 Politiques de développement du secteur 424
7.1.2 Gouvernance environnementale 424
7.1.3 Enquêtes de base 425
7.1.4 Politiques de gestion des déchets 426
7.1.5 Politique de Gestion des produits chimiques 427
7.1.6 Transparence et politique fiscale 428
7.1.7 Gestion des attentes 428
7.2 Conclusion 428
8. références 430

LISTE DES TABLEAUX

Tableau 2-1 Vue d'Ensemble des Prospects et des Découvertes Pétrolières et Gazières Actuelles au Large du Sénégal (Woodside; Earth Systems; Xodus Group, n.d.) 4

Tableau 4-1 Cadre EESS pour les Activités Offshore et Onshore 53

Tableau 5-1 L'Ampleur de L'impact 74

Tableau 5-2 Définition de l'Ampleur des Impacts 74

Tableau 5-3 Critères de sensibilité des récepteurs 75

Tableau 5-4 Niveaux de l'Importance des impacts 75

Tableau 5-5 Matrice d'identification des impacts – Activités de prospection 77

Tableau 5-6 Répercussions des Activités de prospection sur la Qualité de l'air et les Changements Climatiques 78

Tableau 5-7 Évaluation de l'importance des Impacts sur la Qualité de l'Air et le Climat des Activités de Prospection avec des Mesures de Contrôle Existantes en Place 80

Tableau 5-8 Mesures d'Atténuation Proposées pour les Impacts sur la Qualité de l'Air et les Changements Climatiques des Activités de Prospection 81

Tableau 5-9 Évaluation de l'Importance des Impacts Résiduels sur la Qualité de l'Air et les Changements Climatiques des Activités de Prospection 82

Tableau 5-10 Répercussions des Activités de Prospection en Offshore sur l'Eau de Mer et les Sédiments 83

Tableau 5-11 Évaluation de l'Importance des Impacts sur l'Eau de Mer et les Sédiments des Activités de Prospection avec des Mesures de Contrôle Existantes en Place 85

Tableau 5-12 Mesures d'Atténuation Proposées pour les Impacts sur l'Eau de Mer et les Sédiments des Activités de Prospection 86

Tableau 5-13 Évaluation de l'Importance des Impacts Résiduels sur l'Eau de Mer et les Sédiments des Activités de Prospection 88

Tableau 5-14 Répercussions des Activités de Prospection sur l'Environnement Biologique Marin 90

Tableau 5-15 Groupes d'audience sur les mammifères marins proposés (Southall *et al*. 2019) 96

Tableau 5-16 Évaluation de l'Importance des Impacts sur le Milieu Biologique Marin des Activités de Prospection avec des Mesures de Contrôle Existantes en Place 99

Tableau 5-17 Mesures d'Atténuation Proposées pour les Impacts sur le Milieu Biologique Marin des Activités de Prospection 101

Tableau 5-18 Évaluation de l'importance des impacts résiduels sur le milieu biologique marin des activités de prospection 104

Tableau 5-19 Effets des Activités de Prospection sur l'Environnement Côtier 107

Tableau 5-20 Évaluation de l'Importance des Impacts sur l'Environnement Côtier des Activités de Prospection avec des Mesures de Contrôle Existantes en Place 109

Tableau 5-21 Mesures d'Atténuation Proposées pour les Impacts sur l'Environnement Côtier des Activités de Prospection 109

Tableau 5-22 Évaluation de l'importance des Impacts Résiduels sur l'Environnement Côtier des Activités de Prospection 111

Tableau 5-23 Répercussions des Activités de Prospection sur la Pêche 112

Tableau 5-24 Évaluation de l'importance des Impacts sur les Pêches des Activités de Prospection avec des Mesures de Contrôle Existantes en Place 115

Tableau 5-25 Mesures d'Atténuation Proposées pour les Impacts des Activités de Prospection sur les Pêches 116

Tableau 5-26 Évaluation de l'Importance des Impacts Résiduels des Activités de Prospection sur les Pêches 119

Tableau 5-27 Répercussions des Activités de Prospection sur les Niveaux de bruit Ambiant 121

Tableau 5-28 Évaluation de l'Importance des Impacts sur les Niveaux de Bruit Ambiant des Activités de Prospection avec des Mesures de Contrôle Existantes en Place 121

Tableau 5-29 Matrice d'identification des impacts – Phase d'exploration 124

Tableau 5-30 Impacts de la Phase d'Exploration sur la Qualité de l'Air et les Changements Climatiques 126

Tableau 5-31 Évaluation de l'Importance des Impacts sur la Qualité de l'Air et le Changement Climatique durant la Phase d'Exploration avec les Mesures de Contrôle Existantes en Place 127

Tableau 5-32 Mesures d'Atténuation Proposées pour les Impacts sur la Qualité de l'Air et les Changements Climatiques Pendant la Phase d'Exploration 131

Tableau 5-33 Évaluation de l'Importance des Impacts Résiduels sur la Qualité de l'Air et les Changements Climatiques Pendant la Phase d'Exploration 132

Tableau 5-34 Impacts de la Phase d'Exploration sur l'Eau de Mer et les Sédiments 137

Tableau 5-35 Évaluation de l'Importance des Impacts sur l'Eau de mer et les Sédiments Pendant la Phase d'Exploration avec les Mesures de Contrôle Existantes en Place 140

Tableau 5-36 Mesures d'Atténuation Proposées pour les Impacts sur l'eau de Mer et les Sédiments Pendant la Phase d'Exploration 143

Tableau 5-37 Évaluation de l'Importance des Impacts Résiduels sur l'Eau de Mer et les Sédiments Pendant la Phase d'Exploration 147

Tableau 5-38 Impacts de la phase d'exploration sur le milieu biologique marin 149

Tableau 5-39 Niveaux Sonores Mesurés à Partir de Différents Types de Plateformes de Forage Pendant les Périodes de Forage et de Non-Forage 150

Tableau 5-40 Évaluation de l'Importance des Impacts sur l'Environnement Biologique Marin Pendant la Phase d'Exploration avec les Mesures de Contrôle Existantes en Place 152

Tableau 5-41 Mesures d'Atténuation Proposées pour les Impacts sur le Milieu Biologique Marin Pendant la Phase d'Exploration 156

Tableau 5-42 Évaluation de l'Importance des Impacts Résiduels sur le Milieu Biologique Marin Pendant la Phase d'Exploration 161

Tableau 5-43 Impacts de la Phase d'Exploration sur l'Environnement Côtier 165

Tableau 5-44 Évaluation de l'Importance des Impacts sur l'Environnement Côtier Pendant la Phase d'Exploration avec les Mesures de Contrôle Existantes en Place 166

Tableau5-45 Mesures d'Atténuation Proposées pour les Impacts sur l'Environnement Côtier Pendant la Phase d'Exploration 166

Tableau 5-46 Évaluation de l'Importance des Impacts Résiduels sur l'Environnement Côtier Pendant la Phase d'Exploration 168

Tableau 5-47 Impacts de la phase d'exploration sur les pêches 169

Tableau 5-48 Évaluation de l'Importance des Impacts sur la Pêche Pendant la Phase d'Exploration avec les Mesures de Contrôle Existantes en Place 170

Tableau 5-49 Mesures d'Atténuation Proposées pour les Impacts sur les Pêches Pendant la Phase d'Exploration 172

Tableau 5-50 Évaluation de l'Importance des Impacts Résiduels sur les Pêches Pendant la Phase d'Exploration 174

Tableau 5-51 Effets de la Phase d'Exploration sur les Niveaux de Bruit Ambiant 176

Tableau 5-52 Évaluation de l'importance des impacts sur les niveaux de bruit ambiant pendant la phase d'exploration avec les mesures de contrôle existantes en place 176

Tableau 5-53 Matrice d'identification des impacts - Phase de production 5-179

Tableau 5-54 Impacts de la Phase de Production sur la Qualité de l'air et les Changements Climatiques 182

Tableau 5-55 Évaluation de l'Importance des Impacts sur la Qualité de l'Air et le Changement Climatique Pendant la Phase de Production avec Mesures de Contrôle Existantes en Place 185

Tableau 5-56 Mesures d'Atténuation Proposées pour les Impacts sur la Qualité de l'Air et les Changements Climatiques Pendant la Phase de Production 187

Tableau 5-57 Évaluation de l'Importance des Impacts Résiduels sur la Qualité de l'Air et le Changement Climatique Pendant la Phase de Production 189

Tableau 5-58 Impacts de la Phase de Production sur l'Eau de Mer et les Sédiments 194

Tableau 5-59 Évaluation de l'Importance des Impacts sur l'Eau de Mer et les Sédiments Pendant la Phase de Production avec les Mesures de Contrôle Existantes en Place 197

Tableau 5-60 Mesures d'Atténuation Proposées pour les Impacts sur l'Eau de Mer et les Sédiments Pendant la Phase de Production 198

Tableau 5-61 Évaluation de l'Importance des Impacts Résiduels sur l'Eau de Mer et les Sédiments Pendant la Phase de Production 202

Tableau 5-62 Impacts de la Phase de Production sur le Milieu Biologique Marin 205

Tableau 5-63 Évaluation de l'Importance des Impacts sur le Milieu Biologique Marin Pendant la Phase de Production avec Mesures de Contrôle Existantes en Place 208

Tableau 5-64 Mesures d'Atténuation Proposées pour les Impacts sur le Milieu Biologique Marin Pendant la Phase de Production 211

Tableau 5-65 Évaluation de l'Importance des Impacts Résiduels sur l'Environnement Biologique Marin Pendant la Phase de Production 217

Tableau 5-66 Impacts de la phase de production sur l'environnement côtier 221

Tableau 5-67 Évaluation de l'Importance des Impacts sur l'Environnement Côtier Pendant la Phase de Production avec Mesures de Contrôle Existantes en Place 222

Tableau 5-68 Mesures d'Atténuation Proposées pour les Impacts sur l'Environnement Côtier Pendant la Phase de Production 222

Tableau 5-69 Évaluation de l'Importance des Impacts Résiduels sur l'Environnement Côtier Pendant la Phase de Production 224

Tableau 5-70 Impacts de la phase de production sur les pêches 225

Tableau 5-71 Évaluation de l'Importance des Impacts sur la Pêche pendant la Phase de Production avec Mesures de Contrôle Existantes en Place 226

Tableau 5-72 Mesures d'Atténuation Proposées pour les Impacts sur les Pêches Pendant la Phase de Production 227

Tableau 5-73 Évaluation de l'Importance des Impacts Résiduels sur les Pêches Pendant la Phase de Production 229

Tableau 5-74 Effets de la Phase de production sur les niveaux de bruit ambiant 232

Tableau 5-75 Évaluation de l'importance des impacts sur les niveaux de bruit ambiant pendant la phase de production avec mesures de contrôle existantes en place 233

Tableau 5-76 Évaluation de l'Importance des Impacts Résiduels sur le Niveaux de Bruit Ambiant pendant la Phase de Production 234

Tableau5-77 Matrice d'identification des impacts – Activités de Prospection 236

Tableau 5-78 Répercussions des Activités de Prospection sur la Qualité de l'air et les Changements Climatiques 237

Tableau 5-79 Impacts des Principaux Polluants Atmosphériques Provenant de Sources de Combustion 238

Tableau 5-80 Évaluation de l'importance des Impacts sur la Qualité de l'Air et le Climat des Activités de Prospection avec des Mesures de Contrôle Existantes en Place 239

Tableau 5-81 Mesures d'Atténuation Proposées pour les Impacts sur la Qualité de l'Air et les Changements Climatiques des Activités de Prospection 240

Tableau 5-82 Évaluation de l'Importance des Impacts Résiduels sur la Qualité de l'Air et les Changements Climatiques des Activités de Prospection 5-241

Tableau 5-83 Répercussions des Activités de Prospection en Onshore sur l'Eau Superficielles, l'Eau Souterraine et le Sol 242

Tableau 5-84 Évaluation de l'Importance des Impacts sur l'Eau Superficielle, l'Eaux Souterraines et le Sol Pendant les Activités de Prospection avec des Mesures de Contrôle Existantes en Place 244

Tableau5-85 Mesures d'Atténuation Proposées pour les Impacts sur l'Eau de Mer et les Sédiments des Activités de Prospection 245

Tableau 5-86 Évaluation de l'Importance des Impacts Résiduels sur l'Eau Superficielle, l'Eau Souterraine et le Sol des Activités de Prospection 248

Tableau 5-87 Répercussions des Activités de Prospection sur l'Environnement Biologique Terrestre 250

Tableau 5-88 Évaluation de l'Importance des Impacts sur le Milieu Biologique Terrestre des Activités de Prospection avec des Mesures de Contrôle Existantes en Place 254

Tableau 5-89 Mesures d'Atténuation Proposées pour les Impacts sur le Milieu Biologique Terrestre des Activités de Prospection 255

Tableau 5-90 Évaluation de l'Importance des Impacts Résiduels sur le Milieu Biologique Terrestre des Activités de Prospection 258

Tableau 5-91 Répercussions des Activités de Prospection sur les Niveaux de Bruit Ambiant 259

Tableau 5-92 Évaluation de l'Importance des Impacts sur les Niveaux de Bruit Ambiant des Activités de Prospection avec des Mesures de Contrôle Existantes en Place 259

Tableau 5-93 Mesures d'Atténuation Proposées pour les Impacts sur les Niveaux de Bruit Ambiant des Activités de Prospection 260

Tableau 5-94 Évaluation de l'Importance des Impacts Résiduels sur les Niveaux de Bruit Ambiant des Activités de Prospection 261

Tableau 5-95 Matrice d'identification des impacts – Phase d'exploration 263

Tableau 5-96 Impacts de la Phase d'Exploration sur la Qualité de l'Air et les Changements Climatiques 265

Tableau 5-97 Évaluation de l'Importance des Impacts sur la Qualité de l'Air et le Changement Climatique durant la Phase d'Exploration avec les Mesures de Contrôle Existantes en Place 267

Tableau 5-98 Mesures d'Atténuation Proposées pour les Impacts sur la Qualité de l'Air et les Changements Climatiques Pendant la Phase d'Exploration Onshore 271

Tableau 5-99 Évaluation de l'Importance des Impacts Résiduels sur la Qualité de l'Air et les Changements Climatiques Pendant la Phase d'Exploration 272

Tableau 5-100 Impacts de la Phase d'Exploration Onshore sur les Eaux Superficielles, l'Eau Souterraine et le Sol 277

Tableau 5-101 Évaluation de l'Importance des Impacts sur l'Eau Superficielle, l'Eaux Souterraines et le Sol Pendant la Phase d'Exploration avec les Mesures de Contrôle Existantes en Place 279

Tableau 5-102 Mesures d'Atténuation Proposées pour les Impacts sur l'Eau Superficielle, l'Eaux Souterraines et le Sol Pendant la Phase d'Exploration 282

Tableau 5-103 Évaluation de l'Importance des Impacts Résiduels sur l'Eau Superficielle, l'Eau Souterraine et le Sol Pendant la Phase d'Exploration 285

Tableau 5-104 Impacts de la Phase d'Exploration Onshore sur le Milieu Biologique Terrestre 289

Tableau 5-105 Évaluation de l'Importance des Impacts sur l'Environnement Biologique Terrestre Pendant la Phase d'Exploration avec les Mesures de Contrôle Existantes en Place290

Tableau 5-106 Mesures d'Atténuation Proposées pour les Impacts sur le Milieu Biologique Terrestre Pendant la Phase d'Exploration Onshore 292

Tableau 5-107 Évaluation de l'Importance des Impacts Résiduels sur le Milieu Biologique Terrestre Pendant la Phase d'Exploration 296

Tableau 5-108 Effets de la Phase d'Exploration sur les Niveaux de Bruit Ambiant 299

Tableau 5-109 Évaluation de l'Importance des Impacts sur les Niveaux de Bruit Ambiant Pendant la Phase d'Exploration avec les Mesures de Contrôle Existantes en Place 300

Tableau 5-110 Mesures d'Atténuation Proposées pour les Impacts sur les Niveaux de Bruit Ambiant Pendant la Phase d'Exploration 300

Tableau5-111 Évaluation de l'Importance des Impacts Résiduels sur les Niveaux de Bruit Ambiant des Activités de Prospection 301

Tableau 5-112 Matrice d'identification des impacts - Phase de production 303

Tableau 5-113 Impacts de la Phase de Production sur la Qualité de l'air et les Changements Climatiques 305

Tableau 5-114 Évaluation de l'Importance des Impacts sur la Qualité de l'Air et le Changement Climatique Pendant la Phase de Production avec Mesures de Contrôle Existantes en Place 307

Tableau 5-115 Mesures d'Atténuation Proposées pour les Impacts sur la Qualité de l'Air et les Changements Climatiques Pendant la Phase de Production 309

Tableau 5-116 Évaluation de l'Importance des Impacts Résiduels sur la Qualité de l'Air et le Changement Climatique Pendant la Phase de Production 312

Tableau 5-117 Impacts de la Phase de Production sur l'Eau Superficielles, l'Eau Souterraine et le Sol 316

Tableau 5-118 Évaluation de l'Importance des Impacts sur l'Eau Superficielles, l'Eau Souterraine et le Sol Pendant la Phase de Production avec les Mesures de Contrôle Existantes en Place 318

Tableau 5-119 Mesures d'Atténuation Proposées pour les Impacts sur l'Eau de Mer et les Sédiments Pendant la Phase de Production....321

Tableau 5-120 Évaluation de l'Importance des Impacts Résiduels sur l'Eau Superficielles, l'Eau Souterraine et le Sol Pendant la Phase de Production 324

Tableau 5-121 Impacts de la Phase de Production sur le Milieu Biologique Terrestre 329

Tableau 5-122 Évaluation de l'Importance des Impacts sur le Milieu Biologique Marin Pendant la Phase de Production avec Mesures de Contrôle Existantes en Place....330

Tableau 5-123 Mesures d'Atténuation Proposées pour les Impacts sur le Milieu Biologique Terrestre Pendant la Phase de Production 332

Tableau 5-124 Évaluation de l'Importance des Impacts Résiduels sur l'Environnement Biologique Terrestre Pendant la Phase de Production....335

Tableau 5-125 Effets de la phase de production sur les niveaux de bruit ambiant....338

Tableau 5-126 Évaluation de l'importance des impacts sur les niveaux de bruit ambiant pendant la phase de production avec mesures de contrôle existantes en place....339

Tableau 5-127 Évaluation de l'Importance des Impacts Résiduels sur le Niveaux de Bruit Ambiant Pendant la Phase de Production 341

Tableau 5-128 Impacts sur l'Economie Générale....343

Tableau 5-129 Évaluation de l'Importance des Impacts sur l'Economie Générale....346

Tableau 5-130 Impacts sur les Conditions Sociales 350

Tableau 5-131 Évaluation de l'importance des impacts sur les conditions sociales....353

Tableau 5-132 Impacts sur la Santé 358

Tableau 5-133 Évaluation de l'importance des impacts sur la santé 360

Tableau 5-134 Impacts sur l'éducation....363

Tableau 5-135 Évaluation de l'Importance des Impacts sur l'Education....365

Tableau 5-136 Impacts sur le Patrimoine Culturel 367

Tableau 5-137 Évaluation de l'Importance des Impacts sur le Patrimoine Culturel....369

Tableau5-138 Impacts sur le Tourisme....372

Tableau 5-139 Évaluation de l'Importance des Impacts sur le Tourisme 375

Tableau 5-140 Impacts sur les paysages et Agrément visuel 377

Tableau 5-141 Évaluation de l'Importance des Impacts sur les Paysages et l'Agrément Visuel 379

Tableau 5-142 Impacts sur les infrastructures 380

Tableau 5-143 Évaluation de l'Importance des Impacts sur les Infrastructures 382

Tableau 5-144 Impacts sur l'Expédition 386

Tableau 5-145 Évaluation de l'Importance des Impacts sur l'Expédition 387

Tableau 6-1 Description des Impacts Environnementaux des Différents Types d'Appareils de Forage 403

Tableau 6-2 Évaluation des Impacts Potentiels des Alternatives de Plateforme de Forage 403

Tableau 6-3 Évaluation des Impacts Potentiels des Alternatives de Gestion des Déchets Pendant la Phase d'Exploration (Offshore et Onshore) 407

Tableau 6-4 Évaluation des impacts potentiels des alternatives de gestion des déchets pendant la phase de production..... 409

Tableau 6-5 Évaluation des impacts potentiels des alternatives d'exportation de gaz ... 421

Tableau 6-6 Différence Entre les Activités Onshore et Offshores 423

LISTE DES FIGURES

Figure 5.10-6 : Variation temporelle des émissions de GES pour le scenario 5 394
Figure 5.10-7 : Variation temporelle des émissions de GES pour le scenario 6 395

ACRONYMES

AMP	Aires marines protégées
APD	Avant-Projet Détaillée
CCNUCC	Convention Cadre des Nations Unies sur les Changements Climatiques
CDN	Contribution Déterminée au niveau National
CO	Monoxyede de Carbone
COS	Sulfure de Carbonyle
COV	Composés Organiques Volatils
COVNM	Composés Organiques Volatils non Méthaniques
CO2	Dioxyede de Carbone
DBO	Demande Biochimique en Oxygène
DMA	Dispositifs d'Atténuation Acoustique
EEE	Espèces Exotiques Envahissantes
EESS	Evaluation Environnementale et Sociale Stratégique
FPSO	Platesformes Flottantes de Production, de Stockage et de Déchargement / Floating Production Storage and Offloading
FWKO	Free-Water Knowckout
GES	Gaz à Effet de Serre
GBM	Groupe de la Banque mondiale
GNL	Gaz Naturel Liquéfié
GTA	Grand Tortue Ahmeyim
HAP	Hydrocarbures Aromatiques Polycycliques
H2S	Sulfure D'hydrogène
IAGC	International Association of Geophysical Contractors
IFC	Société financière internationale
IMCA	Association internationale des entrepreneurs maritimes
IMDG	International Maritime Dangerous Goods
IOGP	International Oil & Gas Producers
JNCC	Joiny Nature Conservation Committee
LPSDPA	Lettre Politique Sectorielle de Developpement de la Pêche et de l'Aquaculture
LWD	Logging While Drilling
MEDD	Ministère de l'Environnement et du Développement Durable
MRN	Matières Radioactives Naturelles
MTD	Meilleures Techniques Disponibles
NOx	Oxydes d'azote
ODD	Objectifs de Développement Durable
OIT	Organisation Internationale du Travail
OMI	l'Organisation Maritime International
OMS	l'Organisation mondiale de la Santé

OPRC	Convention internationale sur la préparation, la lutte et la coopération en matière de pollution par les hydrocarbures
PCGES	Plan Cadre de Gestion Environnementale et Sociale
PDP	Plan de Développement et de Production
PIB	Produit Intérieur Brut
RMS	Racine Carrée Moyenne
RGS	Réseau Gazier du Sénégal
ROV	Remotely Operated Vehicles
SO2	Dioxyde de Soufre
SPNAB	Stratégie nationale et Plan National d'Actions pour la Biodiversité
SRO	Système rotatif orientable

RESUME

Suite à la découverte d'importants gisements de gaz et de pétrole ces dernières années dans les côtes sénégalaises, la préservation de l'environnement marin et la gestion de la biodiversité constituent des enjeux majeurs auxquels le Sénégal doit faire face en matière de respect des lois et règlements ainsi que de traités et autres engagements internationaux. Une Evaluation Environnementale et Sociale Stratégique (EESS) est donc en cours de préparation pour le secteur pétro-gazier au Sénégal.

L'EESS a pour objectif d'intégrer les préoccupations et considérations en matière d'environnement dans le processus décisionnel général à l'échelle nationale, y compris les politiques environnementales et sociales. L'EESS sera disponible et couvrira toutes les phases de l'exécution des activités pétrolières offshore et onshore. L'EESS permettra de définir les mesures de gestion durable du secteur en tenant compte des multiples usages de la mer et des écosystèmes terrestres à travers un Plan Cadre de Gestion Environnementale et Sociale (PCGES) conformément aux exigences du Code de l'environnement et de celles du Cadre Environnementale et Sociale de la Banque Mondiale et du Protocole de Kiev sur les EESS.

L'objective de ce document est de fournir une analyse détaillée des risques et effets liés sur la santé, la sécurité, l'environnement et le social ainsi que des mesures d'atténuations, de compensation et de suivi-surveillance. Ce document comporte également des recommandations sous forme de plan d'actions et une proposition de Directives techniques opérationnelles qui seront incluses dans le futur PCGES Offshore et Onshore. Les recommandations principales sont incluses dans ce résumé.

Impacts sur la qualité de l'air et le changement climatique :

Un enjeu environnemental important du secteur est lié aux impacts sur la qualité de l'air et le changement climatique. Parmi les recommandations les plus importantes pour gérer ces impacts, nous citons :

- Veiller à l'application des meilleures techniques disponibles (MTD). Cela nécessite une formation appropriée des personnels sur les MTD applicables à l'industrie pétrolière et gazière offshore et l'examen de la démonstration des MTD dans les études d'EIE ;
- Des mesures d'efficacité énergétique doivent être prises lors du processus de sélection des plateformes, des navires de soutien et des hélicoptères ;
- Contrôler et réduire les émissions fugitives dans la conception, l'exploitation et la maintenance des installations grâce à la sélection de vannes, brides, raccords et joints appropriés ;
- Vérifier régulièrement les fuites avec les dernières technologies et agissez rapidement ;
- Les opérateurs doivent compenser une partie de leurs émissions lors de la production (15 % est recommandé au minimum) ; une telle compensation pourrait être effectuée en finançant directement des projets d'énergie renouvelable et des initiatives d'efficacité énergétique, le reboisement (ou l'amélioration des puits de carbone) et/ou en contribuant à des fonds locaux ou toute combinaison de ce qui précède ; si les plans de

développement conduisent à des émissions excessives de GES affectant négativement les engagements nationaux du Sénégal, alors les plans de compensation devraient compenser les émissions supplémentaires de manière à garantir la réalisation des objectifs inconditionnels de réduction des émissions fixés par le gouvernement ;
- Les démonstrations de réduction des émissions de GES sont obligatoires dans le cadre des études d'impact sur l'environnement (démontrant que les émissions de GES ont été réduites au maximum possible avant que les coûts supplémentaires de réduction des émissions ne deviennent excessifs) ;
- Déclaration obligatoire des émissions de GES par les exploitants ;
- Envisager l'introduction de l'utilisation des technologies d'énergie renouvelable dans les activités de production ;
- A plus long terme, et au fur et à mesure de la disponibilité des champs de production, des initiatives de captage et de séquestration du carbone devraient être envisagées dans le cadre de leurs plans de développement et de production.

Impacts sur l'eau de mer et sédiments (offshore)

Les mesures principales visant à éviter/réduire les impacts sur l'eau de mer et les sédiments sont :

- Traitement terrestre des déblais et des déchets provenant des opérations de dragage et interdire leur rejet en mer ;
- Utilisation de rideaux de limon permettant aux matières en suspension de se déposer avant le retrait des rideaux ;
- Élimination des déblais et des déchets provenant des opérations de dragage au-delà du plateau continental ;
- S'assurer que l'équipement et les processus essentiels à la sécurité sont en place et opérationnels avant le début des activités ;
- Les opérateurs doivent préparer un plan de gestion des produits chimiques comprenant la manipulation, le stockage, le transport et l'intervention en cas d'accident ;
- Interdire, dans la mesure du possible, toutes activités et installations d'équipements sur le talus continental (à l'exception des pipelines) ;
- Si les activités sur le talus/plateau continental ne sont pas évitables, des évaluations écotoxicologiques détaillées doivent être menées pour évaluer les niveaux de risque et obtenir l'approbation du Ministère de l'Environnement/DEEC ;
- Utiliser des dispersants d'hydrocarbures approuvés et autorisés dans les interventions en cas de déversement d'hydrocarbures.

Impacts sur le Milieu Biologique Marin

Les mesures principales visant à prévenir/réduire les impacts sur le milieu biologique marin sont :

- Interdire les activités dans les habitats classés critiques selon la norme SFI NP6. En cas d'autorisation et d'obtention de permis pour activités dans des habitats critiques, suivre et respecter la hiérarchie de mitigation de la NP6. Pour des impacts inévitables sur des habitats naturels et critiques, adopter une approche Pas de perte nette et/ou Gain Net d'habitat.

- Évaluer les restrictions selon la période de l'année sur les opérations dans l'EIE pour traiter les stades de vie sensibles des espèces importantes dans chaque zone de projet proposée. Forer pendant les saisons non productives.
- Mettre en œuvre les mesures suivantes pour réduire les nuisances sonores :
    - Grands rideaux à bulles d'air
    - Petit rideau à bulles d'air
    - Écran d'atténuation du bruit
    - Obus BEKA
- Mettre en œuvre un Protocole de surveillance acoustique passive pour faciliter la détection d'espèces de mammifères marins pendant les périodes de visibilité limitée ou d'obscurité.
- Adopter des protocoles de démarrage progressif : les émissions sonores doivent commencer à faible puissance, augmenter progressivement jusqu'à ce que la pleine puissance soit atteinte.
- Utilisation de dispositifs d'atténuation acoustique (DMA) avant le début des travaux, le DMA devrait être utilisée pour chasser des groupes ou des individus de mammifères marins.
- Le transport de produits chimiques doit satisfaire aux exigences des conventions et normes internationales, y compris le Code des marchandises dangereuses maritimes internationales IMDG (International Maritime Dangerous Goods) pour les marchandises dangereuses.
- Les études d'EIE doivent détailler la procédure à adopter lors du transport de marchandises dangereuses par mer pour prévenir le déversement accidentel de produits chimiques et intervenir en cas d'accident.
- La cartographie des herbiers marins dans les eaux doit être effectuée avant les activités.
- Établir des restrictions strictes concernant le rejet d'eau de ballast.
- Établir un code de conduite pour opérer à proximité des zones protégées et sensibles.

Impacts sur l'environnement côtier

Les mesures principales visant à prévenir/réduire les impacts sur l'environnement côtier sont, en plus des recommandations ci-dessus :

- Tenir compte des zones écologiquement sensibles dans le tracé et l'implantation d'infrastructures sur la zone côtière ;
- Organiser des formations et des exercices, par exemple des exercices d'intervention en cas de catastrophe ou de déversement.

Impacts sur la pêche

Les mesures principales visant à prévenir/réduire les impacts sur la pêche sont :

- Préparer et mettre en œuvre un plan de surveillance des concentrations chimiques dans les tissus comestibles des poissons et des invertébrés ;
- Limiter les zones d'exclusion des installations offshore aux zones de sécurité ;
- Au moment de soumettre un plan de forage ou de développement pour approbation, les exploitants informent les pêcheurs par l'intermédiaire des associations de pêcheurs. En

outre, dans le cas d'activités prévues dans une zone de pêche intensive, les discussions avec les pêcheurs doivent être engagées le plus tôt possible, et de préférence pas moins de 90 jours avant le début prévu de l'activité.

Impacts sur les eaux superficielles, l'eau souterraine et le sol (onshore)

Les mesures principales visant à prévenir/réduire les impacts sur les eaux superficielles, l'eau souterraine et le sol :

- Les déchets dangereux générés doivent être recyclés lorsque possible. S'il n'existe pas de solution d'élimination immédiate pour les déchets dangereux, il convient d'assurer un stockage approprié et sûr.
- Les réservoirs de stockage de carburant doivent être dotés d'un système de protection par confinement secondaire suffisant pour contenir le volume du réservoir plus 10 %.
- Des bacs de rétention doivent être équipés d'un système de protection secondaire suffisant pour contenir le volume du bac plus 10 %.
- Tous les réservoirs de stockage doivent être placés de manière à réduire au minimum les risques de dommages causés par les chocs (provenant d'installations et de véhicules en mouvement) et doivent être posés sur des aquifères non perméables.
- Favoriser l'injection du mélange des fluides et des débris dans un puits de décharge spécialement aménagé.
- Si de l'eau est utilisée pour séparer le pétrole du sable de production, celle-ci doit être récupérée puis faire l'objet d'un système de traitement et d'élimination approprié.

Impacts sur les milieux biologiques terrestres

Les mesures principales visant à prévenir/réduire les impacts sur les milieux biologiques terrestres sont :

- Interdire les activités dans les habitats classés critiques selon la norme NES 6 de la banque mondiale. En cas d'autorisation et d'obtention de permis pour activités dans des habitats critiques, suivre et respecter la hiérarchie de mitigation de la NES6. Pour des impacts inévitables sur des habitats naturels et critiques, adopter une approche Pas de perte nette et/ou Gain Net d'habitat.
- Établir des zones tampon autour des zones protégées/zones proposées pour la protection et y interdire les activités. En cas d'autorisation et d'obtention de permis de la part du gouvernement pour activités dans ces zones, respecter les plans de gestion strictes des aires protégées.
- Le forage et la production dans les zones/aires protégées sont interdits.
- Les activités pétrolières doivent se faire dans le respect des plans de gestion des aires protégées.
- Établir un code de conduite pour opérer à proximité des zones protégées et sensibles.
- Évaluer des restrictions de période de l'année sur les opérations dans l'EIE pour traiter les stades de vie sensibles des espèces importantes dans chaque zone de projet proposée ainsi que les périodes de migration.

Impacts sur les niveaux de bruit ambiants

- Les installations liées au pétrole doivent être situées dans des zones désignées comme industrielles et non dans des zones résidentielles.
- Enfermer la source de bruit dans les installations à terre et ajouter des barrières antibruit ou des bermes antibruit, selon le cas.
- Le niveau de pression acoustique combiné de l'équipement ne doit pas dépasser 85 dBA1 à une distance de 1 m de l'équipement dans toutes les directions.
- Tous les véhicules et machines doivent être maintenus en bon état et conformément aux instructions du fabricant.
- Toute machine utilisée de manière intermittente doit être arrêtée pendant les périodes de non-utilisation.
- L'opérateur doit prévoir une zone tampon adéquate avec les populations sensibles de la région.
- Choisir des équipements ayant des niveaux de puissance acoustique plus faibles.
- Installer des silencieux pour les ventilateurs.
- Installer des silencieux appropriés sur les échappements des moteurs et les composants des compresseurs.
- Limiter les heures de fonctionnement de certaines pièces d'équipement ou opérations, en particulier les sources mobiles qui traversent des zones communautaires.

Impacts socio-économiques

Les mesures principales visant à maximiser les impacts positifs et minimiser les impacts négatifs sur la société, santé et le domaine de la sécurité sont :

- Développer un mécanisme robuste de gestion des revenus ; afin de s'assurer qu'elle peut conduire à une utilisation durable des ressources potentielles générées par le secteur.
- Élaborer une stratégie de développement du contenu local et de l'offre locale pour opérationnaliser les politiques existantes ; Il convient de noter que tout poste à bord pour les activités offshore ou onshore nécessite que le personnel ait une formation de sécurité appropriée. Le personnel doit avoir suivi une formation complète comprenant tous les éléments suivants :
    - Techniques de survie personnelles ;
    - Prévention et lutte contre les incendies ;
    - Premiers soins élémentaires ;
    - Sécurité personnelle et responsabilités sociales ; et
    - Compétence en sensibilisation à la sécurité.
- Promouvoir la transparence et la responsabilité pour atténuer les risques sociaux et économiques et en particulier le risque de corruption dans le secteur qui pourrait affecter négativement la croissance économique et empêcher le pays d'atteindre ses objectifs optimaux derrière le secteur pétrolier et gazier.

[1]Basé sur IFC EHS.

- Une stratégie de communication doit être établie pour gérer les attentes du secteur et promouvoir l'engagement des parties prenantes et promouvoir efficacement les impacts bénéfiques.
- Assurer une communication transparente et réaliste entre le secteur et la société.
- Promouvoir les pratiques de responsabilité sociale des entreprises dans le secteur.
- Eviter ou de minimiser les déplacements physiques et/ou économiques, tout en conciliant les aspects environnementaux, sociaux et/ou économiques, tout en équilibrant les coûts et les avantages environnementaux, sociaux et financiers, en accordant une attention particulière à l'impact sur les populations pauvres et vulnérables.
- Si le déplacement ne peut être évité, offrir aux communautés et aux personnes déplacées une indemnisation pour la perte des biens au coût de remplacement intégral et d'autres formes d'assistance pour les aider à améliorer ou à rétablir leur niveau de vie ou leurs moyens de subsistance. Adopter la norme SFI NP5 dans tous ses aspects.
- S'engager avec les communautés touchées, y compris les communautés d'accueil, à travers le processus d'engagement des parties prenantes dans les processus décisionnels liés à la réinstallation et au rétablissement des moyens de subsistance devrait inclure des options et des solutions de rechange.
- Mettre en place un mécanisme de gestion des griefs cohérent qui permettra de recevoir et de répondre aux préoccupations spécifiques concernant l'indemnisation et la réinstallation soulevées par les personnes déplacées ou les membres des communautés d'accueil.
- En cas de réinstallation involontaire, établir un plan de réinstallation et de rétablissement des moyens de subsistance pour les personnes touchées suivant la norme SFI NP5.
- En cas de déplacement physique, élaborer un plan d'action de réinstallation qui couvre, au minimum, les exigences applicables de la norme SFI NP5, quel que soit le nombre de personnes touchées.
- Dans le cas de projets n'impliquant qu'un déplacement économique, élaborer un plan de rétablissement des moyens de subsistance afin d'indemniser les personnes et/ou communautés touchées et offrir d'autres formes d'assistance qui répondent aux objectifs de cette norme de performance.
- Porter une attention particulière aux groupes vulnérables de la société en accord avec les normes internationales.
- Dans le cas où les activités pétrolières pourraient affecter des groupes indigènes, adopter la norme NES7 de la Banque Mondiale.
- Respecter les normes internationales du droit humain dans toutes les activités pétrolières.
- Les exploitants pourraient contribuer financièrement à un programme de surveillance indépendant axé sur les concentrations de produits chimiques dans les poissons comestibles et les tissus d'invertébrés pour appuyer les avis de santé humaine.
- Veiller à ce que le secteur de la santé soit en mesure de s'adapter aux conditions de santé liées au secteur (telles que les impacts psychologiques ou mentaux dus à un travail soutenu à l'étranger, etc.).

- Veiller à ce qu'un système de surveillance de la santé solide soit maintenu pour surveiller les impacts possibles sur la santé du secteur au fur et à mesure de son développement et permettre la prise de mesures correctives en temps opportun.
- Afin de répondre aux attentes précises de la population en général, les autorités responsables doivent la sensibiliser sur le potentiel réel de création d'emplois du secteur.
- Les autorités responsables devraient préparer une stratégie liée au développement de programmes éducatifs spécifiques au secteur, tant du point de vue de la qualité que de la quantité d'admission.
- Les développeurs du secteur (autorités et entreprises) peuvent coopérer avec les établissements d'enseignement pour orienter le type, le nombre et la qualité des programmes éducatifs pertinents afin d'éviter d'inonder le marché, tout en tenant compte de la possibilité de marchés régionaux et internationaux. Des programmes éducatifs supplémentaires pourraient se concentrer sur d'autres disciplines telles que l'écotoxicologie, l'évaluation des risques pour la santé humaine et les sciences halieutiques, etc.
- Les développeurs de secteur peuvent développer des programmes de bourses et/ou de stages pour les étudiants des programmes éducatifs spécifiques à un secteur.
- Avant d'entreprendre toute activité perturbatrice, les sites de travail doivent être inspectés par des archéologues afin d'identifier tout site archéologique. Sur la base des résultats, des zones tampons pourraient être nécessaires autour des sites identifiés. Un archéologue doit être présent lors des enquêtes sur l'environnement et les ressources naturelles.
- En cas de découvertes, la procédure formelle de protection des sites archéologiques doit être suivie.
- Prendre en considération les impacts sur le patrimoine immatériel et éviter de changer les traditions locales.
- Assurer la surveillance des concentrations chimiques dans les tissus comestibles des poissons, des invertébrés, les poules, etc. Un programme transparent de surveillance des contaminants des produits marine et terrestre augmenterait la confiance dans les produits d'origine locale et améliorerait l'image touristique et gastronomique du Sénégal.
- Afin d'augmenter les impacts positifs, le ministère du Tourisme et d'autres agences responsables peuvent concentrer leurs campagnes de promotion du tourisme sur les pays d'origine des travailleurs étrangers.

Impacts Cumulatifs :

Les impacts cumulatifs se produisent à la suite d'un certain nombre d'activités, de rejets et d'émissions, créant potentiellement un impact significatif. Des impacts cumulatifs potentiels pourraient survenir à la suite d'impacts résultant d'activités pétrolières et gazières interagissant ou se combinant avec celles d'autres activités se déroulant au Sénégal. L'importance de tous les impacts cumulatifs indiqués ci-dessous dépend fortement des différents scénarios E&P. Les impacts cumulatifs possibles les plus importants comprennent :

- **Bruit cumulé** des activités sismiques et de forage avec les autres activités marines et terrestres.

Avec une zone d'exclusion de 500 m en place autour de chaque appareil de forage, l'interaction des bruits de forage sous-marin et terrestre avec ceux générés par les autres utilisateurs de la mer et de la terre est peu susceptible de provoquer un effet cumulatif significatif, en raison de la nature transitoire et temporaire des diverses autres activités. De plus, tout autre navire/véhicule à proximité passera, et tout effet cumulatif sera de courte durée. Les mesures d'atténuation existantes et proposées présentées dans l'EESS doivent être suivies.

- **Qualité de l'air**

Les autres sources d'émissions atmosphériques comprennent les navires de production d'électricité, la marine marchande et les navires de pêche, véhicules existants, etc. Les émissions de polluants atmosphériques provenant de toutes les sources offshore et onshore devraient avoir de faibles impacts locaux cumulatifs sur la qualité de l'air en raison de la nature dispersive de l'environnement offshore. Les mesures d'atténuation existantes et proposées présentées dans l'EESS doivent être suivies.

- **Qualité de l'eau de mer**

Les sources de rejets en mer comprennent les rejets de routine des navires de pêche et de navigation qui doivent être conformes aux réglementations MARPOL. Les mesures d'atténuation présentées dans le rapport d'EESS doivent être suivies. En outre, la surveillance de la qualité de l'eau et de la qualité des sédiments du fond marin doit être effectuée pour s'assurer que les politiques établies sont suivies.

- **Qualité du sol, l'eau de surface et l'eau souterraine**

Les sources de rejets sur terre comprennent les rejets des véhicules et équipements existants. Les mesures d'atténuation présentées dans le rapport d'EESS doivent être suivies. En outre, la surveillance de la qualité du sol, l'eau de surface et eau souterraine doit être effectuée pour s'assurer que les politiques établies sont suivies.

- **Transport maritime**

Le transport maritime supplémentaire causé au cours des différentes phases des activités E&P augmente l'activité des navires au large du Sénégal qui comprend principalement la marine marchande, la pêche et la recherche scientifique marine. Tous les navires doivent utiliser des signaux appropriés conformément au droit maritime international (y compris les communications par radio, feux et drapeaux) pour avertir les autres navires de la zone d'exclusion ; et les opérateurs de l'industrie pétrolière et gazière sont tenus de vérifier à l'avance que les activités maritimes proposées ne seront pas menées dans une zone et à un moment qui entreraient en conflit avec les opérations légitimes de navigation et de pêche, et les licences requises des autorités compétentes doivent être obtenu.

Le positionnement en surface des navires devrait être basé sur des systèmes mondiaux de navigation par satellite (Global Navigation Satellite System - GNSS) augmentés, par exemple un GPS à correction différentielle (DGPS) ou un GPS à correction d'horloge et d'orbite (également appelé SDGPS ou positionnement ponctuel précis) qui donnent généralement une précision de positionnement inférieure au mètre. Il est recommandé d'utiliser deux systèmes de positionnement en surface entièrement indépendants et de les exploiter conformément aux directives pour le positionnement du GNSS (Global Navigation Satellite System) dans l'industrie pétrolière et gazière, publiées conjointement par l'IOGP (International Oil & Gas Producers) et IMCA (Association

internationale des entrepreneurs maritimes). Il décrit les bonnes pratiques pour l'utilisation des systèmes mondiaux de navigation par satellite (GNSS) dans, entre autres, les levés offshore et les activités connexes pour l'industrie pétrolière et gazière.
En outre, un système d'intervention obligatoire des navires et des services de trafic maritime doit être prévu pour la supervision et la gestion du transport maritime.

- **Amélioration des conditions de vie**

Il est prévu que le développement du secteur pétro-gazier dans le cas des scénarios 2 à 6 stimulera le développement économique global du pays, permettra de nouvelles opportunités d'emploi, réduira la pauvreté, assurera un approvisionnement électrique domestique stable, réduira le coût de l'énergie, éliminera la pollution de l'air liée à l'électricité et améliorent par la suite les conditions de vie au Sénégal.

Impacts transfrontaliers :

Les pays qui pourraient être significativement affectés par les activités E&P au Sénégal sont principalement la Mauritanie, le Mali, la Guinée et la Guinée-Bissau. Ainsi, l'EESS recommande d'informer et de consulter ces pays par les voies officielles pour valider les mesures d'atténuation et discuter des opportunités de coopération régionale.

En général, les activités suivantes ont le potentiel de causer des impacts transfrontaliers :

- Le bruit des activités sismiques sera d'ampleur limitée et de courte durée ; cependant, le bruit peut avoir des impacts sur la biodiversité marine et terrestre des pays voisins. Les détails sur les impacts du bruit des activités de prospection et les mesures d'atténuation sont présentés dans le rapport d'EESS.
- Le bruit des activités de forage pourrait affecter la faune marine et terrestre des pays voisins.
- Les déversements accidentels d'hydrocarbures/de produits chimiques sont la principale préoccupation des impacts transfrontaliers. Tout déversement d'hydrocarbures/produits chimiques susceptible d'avoir des impacts dans les eaux d'un pays voisin doit être signalé, par les voies appropriées, aux autorités compétentes.
- La possibilité d'impacts transfrontaliers d'une éruption de gaz serait spécifique au réservoir. Les émissions atmosphériques pourraient avoir des effets transfrontaliers, bien qu'ils dépendent du type et du volume de gaz rejetés dans l'atmosphère en plus du lieu de l'accident.
- Les déversements de pétrole et de condensat pourraient également affecter les pays voisins.
- Élimination des rejets des activités de forage.

Les mesures d'atténuation existantes et proposées fournies dans le rapport d'EES concernant les impacts susmentionnés doivent être mises en œuvre pour atténuer ces impacts aux niveaux national et transfrontalier.

La coopération régionale en matière d'environnement (avec des pays entretenant de bonnes relations avec le Sénégal) est nécessaire pour réduire la probabilité et atténuer les conséquences

de tout impact transfrontalier éventuel. Les domaines potentiels de coopération régionale en matière d'environnement comprennent :

- Coopération dans le domaine de l'intervention d'urgence et élaboration d'un plan d'urgence conjoint avec les institutions compétentes des pays voisins.
- Politiques environnementales d'intérêt commun (rejet de boues et de déblais, eau de production, protection de la biodiversité et des habitats) ;
- Communications avec les pays voisins avant de commencer les levés sismiques pour prévenir les impacts cumulatifs d'opérations simultanées ;
- Formation environnementale et partage de savoir-faire et d'expertise.

Recommandations

En plus des diverses mesures d'atténuation déjà recommandées, diverses recommandations sont faites pour appuyer le développement durable du secteur pétrolier et gazier au Sénégal.

Politiques de développement du secteur

- ✓ **Eviter les blocs à haute sensibilité environnementale** : Prioriser le développement des blocs offshore. Accorder une attention particulière et exiger des études plus approfondies sur le développement des blocs offshore côtiers ou des blocs à proximité de zones protégées/ sensibles. Les offres pour le développement des blocs onshore ou ceux qui incluent des aires protégées ou zones sensibles devraient avoir la priorité la moins élevée dans la mesure du possible, compte tenu que le développement onshore pose des risques et impacts plus élevés que offshore.
- ✓ **Exportation de gaz** : En règle générale, une option d'exportation de GNL doit être évitée étant donné son impact élevé sur l'empreinte carbone du Sénégal, compromettant le respect des engagements nationaux en matière de réduction des émissions de GES et n'étant pas conforme au besoin mondial d'atténuer les effets du changement climatique. L'exportation par pipeline devrait plutôt être envisagée. Si l'option GNL est une option privilégiée pour des raisons techniques ou commerciales, les émissions doivent être compensées.
- ✓ **Installations de traitement** : L'option privilégiée pour la séparation multiphase (c'est-à-dire la séparation de l'eau, du pétrole et du gaz des hydrocarbures extraits) consiste à effectuer ce traitement en mer pour les blocs offshore. Il est recommandé que ces processus ne soient pas amenés à terre ou sur le plateau continental pour éviter des impacts significatifs sur l'environnement marin, la pêche et la santé publique, en particulier compte tenu de la génération probable d'eau produite à partir de ce processus.

Gouvernance environnementale

- ✓ Renforcer la capacité des autorités responsables de la gestion des impacts sur l'environnement, la société, la santé et la sécurité à mettre en œuvre les recommandations de l'EESS.
- ✓ Renforcer la capacite de la DEEC dans la révision des EIE pour le secteur pétro-gazier et dans le suivi de la mise en œuvre des PGES.

- ✓ Renforcer la capacite de la DEEC dans le domaine de la prévention des accidents majeurs dans le secteur pétrolier.
- ✓ Mettre en place au Sénégal une législation liée à la prévention des accidents majeurs.
- ✓ Renforcer la capacite de la DEEC et des parties prenantes dans la mise en œuvre des normes environnementales et sociales de la Banque Mondiale.
- ✓ Mettre à jour le plan d'action du gouvernement sur la contribution du secteur pétro-gazier aux Objectifs de Développement Durable (ODD).

Enquêtes de base

Sur la base de l'examen et de l'analyse de base et à la lumière des lacunes identifiées compte tenu du manque de données sur l'offshore et l'onshore sénégalais, des études de base (environnementales, sociales, économiques) devraient être entreprises avant toute activité pétrolière et gazière afin de développer une compréhension de l'environnement et les conditions socio-économiques, identifier les sensibilités, développer les niveaux de fond, évaluer la capacité de restauration de l'environnement et éclairer l'évaluation d'impact.

La portée et l'échelle de ces enquêtes de référence varieront nécessairement en fonction de l'activité associée (prospection ou forage ou production).

L'approche et la méthodologie des enquêtes de référence doivent être basées sur les meilleures pratiques internationales, telles que l'IOGP pour la surveillance de l'impact environnemental des activités pétrolières et gazières offshore et onshore.

Gestion de données : Toutes les données actuellement disponibles, ainsi que les nouvelles données émergentes et/ou études liées à tout sujet pertinent pour l'EESS, doivent être continuellement collectées, vérifiées et stockées dans des bases de données appropriées, afin d'atteindre les objectifs suivants :

- Soutenir les autorités responsables dans le processus de surveillance.
- Soutenir les opérateurs dans l'élaboration d'évaluation de l'impact environnemental et social de haute qualité, ainsi que d'autres plans et études de base.
- Soutenir la transparence et la responsabilité dans l'ensemble du secteur.

Politiques de gestion des déchets

Les principales recommandations liées à la gestion des flux de déchets susceptibles d'être générés pendant les phases d'exploration, de production et de démantèlement comprennent :

- ✓ La hiérarchie de gestion des déchets doit être respectée tout au long du cycle de vie des activités pétrolières en amont

- ✓ La priorité devrait être donnée à la prévention et à la minimisation des déchets tout au long de la chaîne de valeur, sans entraîner de coûts excessifs. La mise en œuvre du principe de prévention devrait être également orientée vers une réduction des modes de consommation et une meilleure utilisation des ressources. Les plans de gestion des déchets

doivent démontrer que les possibilités de prévention et de minimisation ont été utilisées dans toute la mesure du possible

- ✓ Les fluides et déblais de forage ne doivent pas être rejetés à la mer ; expédier à terre pour traitement ou expédition hors du pays sont des options acceptables. Toute autre option potentielle devra faire l'objet d'une évaluation environnementale détaillée.
- ✓ Il est recommandé aux opérateurs d'utiliser des fluides de forage à base d'eau à moins que la sécurité du puits ne soit compromise
- ✓ L'eau produite générée en mer ne doit pas être ramenée à terre pour être manipulée/traitée ou éliminée. L'eau produite doit être rejetée de préférence dans des puits d'injection
- ✓ Dans le cas où le rejet en mer est la seule option disponible, l'eau produite traitée ne peut pas être rejetée sur le plateau continental ou le talus continental, ou à proximité de tout autre écosystème sensible
- ✓ Si des déchets MRN sont générés, ces déchets doivent être correctement gérés. Le gouvernement devrait être prêt à disposer d'une installation de traitement des déchets radioactifs à la pointe de la technologie, bien située et capable de stocker, de traiter et d'éliminer les déchets radioactifs générés par le secteur pétrolier et gazier.

Politique de Gestion des produits chimiques

Les principales recommandations liées à la gestion des produits chimiques comprennent :

- ✓ Les autorités compétentes doivent élaborer un cadre de gestion des produits chimiques qui définit l'importation, la manipulation, l'utilisation, le stockage, le transport et l'élimination des produits chimiques, en particulier ceux qui concernent le secteur pétrolier et gazier
- ✓ Le stockage des produits chimiques à terre devrait être centralisé et limité aux zones classées à cette fin (par exemple, les zones industrielles)
- ✓ Des données d'écotoxicité doivent être disponibles pour les produits chimiques destinés à être utilisés là où la préférence devrait être donnée aux produits chimiques enregistrés dans des bases de données internationales telles que l'Agence européenne des produits chimiques ou équivalent.
- ✓ Des plans de gestion des produits chimiques doivent être élaborés pour être approuvés avant le début de toute activité impliquant l'utilisation de produits chimiques.
- ✓ Des efforts continus doivent viser à remplacer les produits chimiques présentant des caractéristiques dangereuses par des alternatives moins dangereuses
- ✓ Le Code maritime international des marchandises dangereuses (IMDG) devrait être adopté pour le transport de marchandises dangereuses ou de matières dangereuses par navires
- ✓ Le gouvernement envisage de ratifier la convention et les protocoles relatifs aux substances nocives dangereuses

Transparence et politique fiscale

Le secteur E&P doit mettre en place de solides garanties pour permettre la transparence et contrôler la corruption au sein du secteur.
Les investissements potentiels dans les secteurs productifs, les infrastructures et la protection sociale pourraient contribuer de manière significative à améliorer les conditions socio-économiques du pays, ainsi qu'à fournir des investissements dans les « industries vertes », conduisant à une nouvelle amélioration des conditions de vie au Sénégal.

Gestion des attentes

Le développement de tout secteur économique important, tel que le secteur pétrolier et gazier, a des impacts importants sur la société, à la fois positif et négatif. Par conséquent, il est important que le gouvernement comprenne les principaux moteurs du changement des conditions sociales afin de renforcer les impacts positifs et d'atténuer les impacts négatifs.

Une responsabilité substantielle incombe aux autorités responsables de communiquer des informations réalistes et fondées sur des preuves à la société. Il est fortement recommandé que les autorités responsables élaborent et appliquent une stratégie de communication globale, qui:

- Sensibiliser sur des sujets pertinents ;
- Assurer un engagement actif et constructif des parties prenantes ;
- Promouvoir efficacement les impacts bénéfiques ;
- Gérer les attentes du secteur ;
- Promouvoir les pratiques de responsabilité sociale des entreprises dans le secteur.

S'il est développé et mis en œuvre de manière appropriée, il pourrait également devenir un pilier supplémentaire et important de la transparence et de la responsabilité dans le secteur.

1. INTRODUCTION

Suite à la découverte d'importants gisements de gaz et de pétrole ces dernières années dans les côtes sénégalaises, la préservation de l'environnement marin et la gestion de la biodiversité constituent des enjeux majeurs auxquels le Sénégal doit faire face en matière de respect des lois et règlements ainsi que de traités et autres engagements internationaux. Une Evaluation Environnementale et Sociale Stratégique (EESS) est donc en cours de préparation pour le secteur pétro-gazier au Sénégal.

L'EESS a pour objectif d'intégrer les préoccupations et considérations en matière d'environnement dans le processus décisionnel général à l'échelle nationale, y compris les politiques environnementales et sociales. L'EESS sera disponible et couvrira toutes les phases de l'exécution des activités pétrolières offshore et onshore. L'EESS permettra de définir les mesures de gestion durable du secteur en tenant compte des multiples usages de la mer et des écosystèmes terrestres à travers un Plan Cadre de Gestion Environnementale et Sociale (PCGES) conformément aux exigences du Code de l'environnement et de celles du Cadre Environnementale et Sociale de la Banque Mondiale et du Protocole de Kiev sur les EESS.

L'objective de ce document est de fournir une analyse détaillée des risques et effets liés sur la santé, la sécurité, l'environnement et le social ainsi que des mesures d'atténuations, de compensation et de suivi-surveillance. Ce document comporte également des recommandations sous forme de plan d'actions et une proposition de Directives techniques opérationnelles qui seront incluses dans le futur PCGES Offshore et Onshore.

2. DESCRIPTION DES ACTIVITES PETROLIERES OFFSHORE ET ONSHORE ET SCENARIOS DE DEVELOPPEMENT

2.1 LOCALISATION GÉOGRAPHIQUE ET DEVELOPPEMENTS RECENTS

Le territoire Sénégalais est divisé en 29 blocs dont 7 sont Onshore, 13 Offshore et 9 en Offshore profond (Figure 2.1-1). Depuis 1953, puits d'exploration, d'évaluation et de production ont été forés aussi bien en offshore qu'en onshore. Les plus récents sont localisés dans la zone de Gadiaga/Sadiaratou (onshore) (Petrosen, 2019).

Entre 2014 et 2017, un certain nombre de découvertes pétrolières et gazières importantes notamment en offshore ont été faites. Des projets de forage d'exploration (d'évaluation des ressources) et de production par des sociétés pétrolières et gazières internationales en partenariat avec PETROSEN sont en cours. Les activités d'exploration-production des hydrocarbures qui constituent l'amont pétrolier, sont menées sur toute l'étendue du bassin sédimentaire sénégalais (Woodside; Earth Systems; Xodus Group, n.d.).

Deux projets, Sangomar et Grand Tortue Ahmeyim (GTA), ont récemment atteint la décision finale d'investissement (FID [2]), tandis qu'une troisième trouvaille (Yakaar-Teranga) est également candidate à l'investissement. Le Sénégal a déjà commencé à se préparer à l'investissement nécessaire à la mise en ligne des projets Sangomar et GTA. La production de pétrole et de gaz au Sénégal devrait actuellement commencer en 2023 pour les projets GTA et Sangomar et en 2023/2024 pour Yakaar-Teranga (Natural Resource Governance Institute, 2021).

Le Tableau 2-1 présente l'ensemble des prospects et des découvertes pétrolières et gazières actuelles au large du Sénégal.

[2] FID fait référence à la décision des investisseurs de travailler à la mise en œuvre d'un projet d'investissement et après cela, des engagements financiers majeurs auront lieu

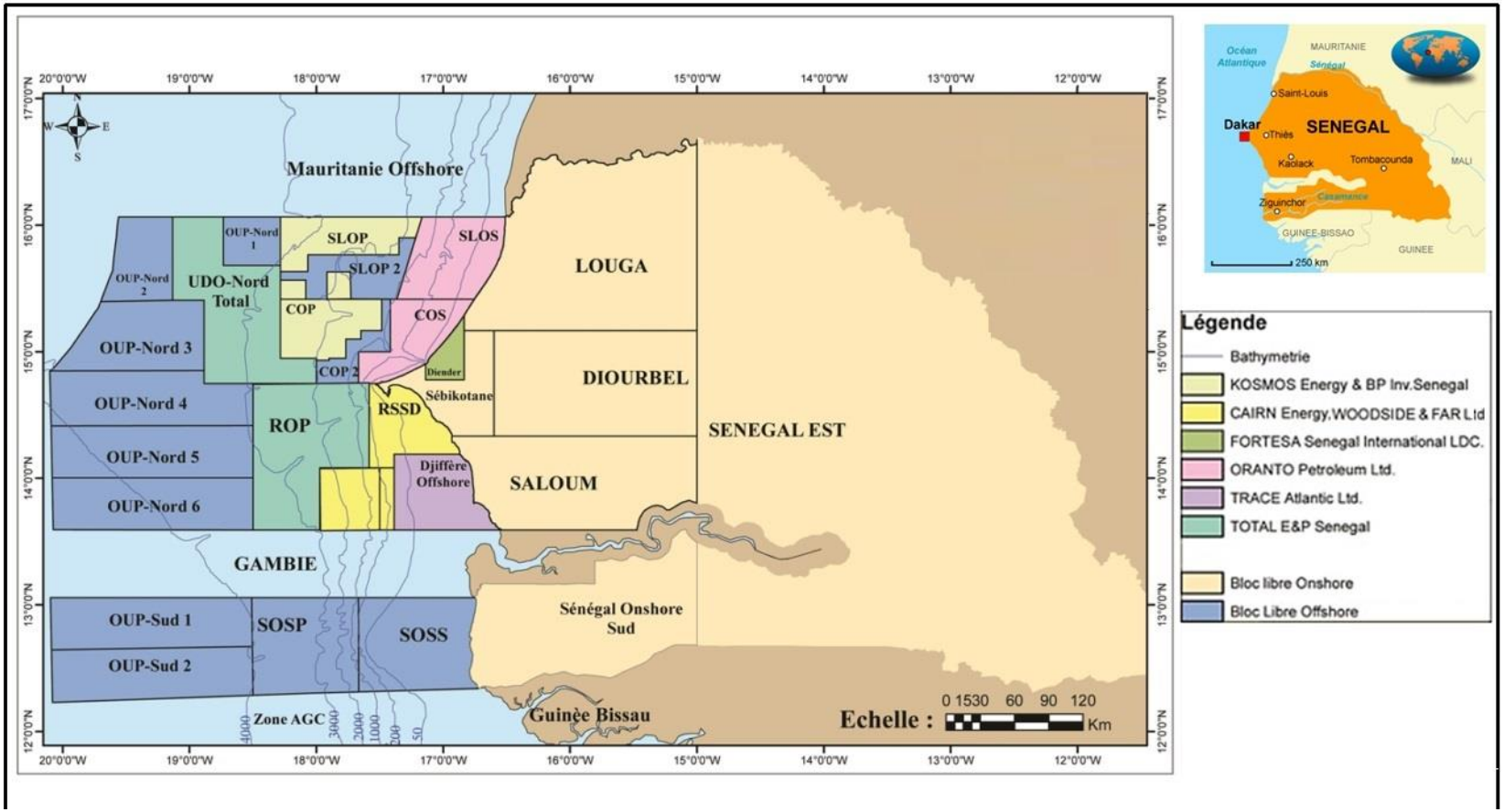


Figure 2.1-1 Carte des Permis de Recherche d'Hydrocarbures
Source : Initiative pour la Transparence dans les Industries Extractives (ITIE) au Sénégal (2019)

Tableau 2-1 Vue d'Ensemble des Prospects et des Découvertes Pétrolières et Gazières Actuelles au Large du Sénégal (Woodside; Earth Systems; Xodus Group, n.d.)

Bloc	Prospect/Puit	Opérateur	Partenaire(s)	Type de ressource	Estimation du volume de la ressource	Notes
Saint-Louis Profond	Projet gazier Tortue/ Ahmeyim au Sénégal (également connu sous le nom de « Grand Tortue-Ahmeyim ») Puit Teranga-1 ; puit Yakaar-1 (anciennement Teranga Ouest)	BP (60%) (opérateur)	Kosmos Energy (30%) (Exploration lead) PETROSEN (10%)	Gaz	15 Tcf (total combiné avec la Mauritanie et le Senegal) 3,002 bcf de gaz commercial (Senegal)	La participation de BP dans le bloc Saint louis profond est de 60% contre 30% pour Kosmos Energy et 10% pour PETROSEN. Un rapport d'étude d'impact sur l'environnement a été préparé pour le projet Grand Tortue / Aheyim (GTA) Phase 1 (BP). Le projet comprend des installations offshores situées à environ 125 km de la côte à la frontière maritime entre la Mauritanie et le Sénégal, un hub GNL près des côtes à 13 km de Saint -Louis et un gazoduc reliant les installations offshores au hub. Le projet GTA est le plus avancé et comprend la collecte de gaz en mer et le transport du gaz vers une installation de GNL flottant dans les eaux côtières adjacentes à Saint Louis. Ce projet est le plus avancé et dans sa première phase, le GNL est déchargé vers un méthanier et exporté vers les marchés internationaux par voie maritime.
Cayar Profond	-	BP (60%) (opérateur)	Kosmos Energy (30%) (Exploration lead) PETROSEN (10%)	Gaz	-	La participation de BP dans le bloc Cayar Profond est de 60% contre 30% pour Kosmos Energy et 10% pour PETROSEN.
Bloc Rufisque Offshore Profond	-	TOTAL (90%)	PETROSEN (10%)	-	-	La participation de TOTAL dans le bloc Rufisque Offshore Profond est de 90% contre 10% pour PETROSEN. Un rapport d'étude d'impact sur l'environnement a été préparé pour le projet de forage dans le bloc Rufisque Offshore Profond (Total). Le bloc est situé au large du Sénégal à environ 67 km sud-ouest de Dakar.

Bloc	Prospect/Puit	Opérateur	Partenaire(s)	Type de ressource	Estimation du volume de la ressource	Notes
Bloc Rufisque	-	Cairn Energy PLC (40%) Transfert du statut d'opérateur à Woodside en 2018	Woodside (35%) FAR (15%) PETROSEN (10%)	-	-	La participation de Cairn Energy PLC (statut d'opérateur a été transféré à Woodside) dans le bloc Rufisque est de 40% contre 35% pour Woodside, 15% pour FAR et 10% pour PETROSEN.
Bloc Sangomar Offshore	-		Woodside (35%) FAR (15%) PETROSEN (10%)	-	-	La participation de Cairn Energy PLC (statut d'opérateur a été transféré à Woodside) dans le bloc Sangomar Offshore est de 40% contre 35% pour Woodside, 15% pour FAR et 10% pour PETROSEN. Un rapport d'étude d'impact sur l'environnement a été préparé pour le projet développement du champ Sangomar (Woodside). Le champ est situé au large du Sénégal à environ 100 km sud de Dakar
Bloc Sangomar Offshore Profond	FAN (FAN-1)	-	Woodside (35%) FAR (15%) PETROSEN (10%)	Pétrole	-	
	SNE (SNE-1, SNE-2, SNE-3, SNE-4, SNE-5, SNE-6, VR-1)	-		Pétrole / Gaz	Champ SNE 346- 998 MMbbl de Pétrole >1 Tcf de gaz	La participation de Woodside dans le bloc Sangomar Offshore Profond est de 35%, la participation de FAR est de 15% et celle de PETROSEN est de 10%
	SNE Nord (SNE Nord-1)	-		Pétrole / Gaz		
	FAN Sud (FAN Sud-1)	-		Pétrole / Gaz		
Bloc Djiffere	-	TAOL Senegal (Djiffere) Ltd, filiale de Trace Atlantic Oil Ltd (« Trace ») (45,9 %)	La FAR a la possibilité d'acquérir une participation directe de 75 % en forant un puits d'exploration avant le 31 juillet 2018 (sous réserve d'approbations gouvernementales)	-	-	La participation d'Atlantic Oil dans le bloc Djiffere est de 45,9%. La FAR a la possibilité d'acquérir une participation directe de 75 %
Sénégal Offshore Sud	-	African Petroleum (90%)	-	-	-	La participation d'African Petroleum dans le bloc Sénégal Offshore Sud est de 90%

2.1.1 Activités Envisagées

Divers projets potentiels pétroliers et gaziers ont été proposés pour le développement du secteur au Sénégal. Ces projets sont présentés dans le Tableau 2.1-1.

Tableau 2.1-1 Projets Potentiels Pétroliers et Gaziers Proposés pour le Développement du Secteur au Sénégal

Développements Anticipés	Sous-développement Anticipés/ Description de l'activité	Site et description	Notes
Réseau Gazier du Sénégal (RGS)	Atterrage du gazoduc sous-marin GTA et début du gazoduc terrestre vers Mboro	Il a trois sites d'atterrissage potentiels: Le site nord qui se tient à l'extérieur de la zone protégée ; Le site central qui se trouve dans une zone protégée ; et Le site sud qui se trouve dans une zone protégée.	Voir Figure 2.1-2, pour la localisation des sites
	Atterrage du gazoduc sous-marin Yakaar-Teranga et tronçon vers l'installation du traitement du gaz	Le site d'atterrage du gazoduc est près du lac Rose, sur une zone adjacente (3,5 km) à une aire marine protégée. La zone est située dans un site qui sera développée comme une zone touristique	Voir Figure 2.1-3 pour la localisation du site
	Installation de traitement du gaz Yakaar-Teranga et tronçon du gazoduc de 9 km vers un raccordement avec le gazoduc Mboro – Cap de Biches	Le site se trouve dans une zone destinée au développement résidentiel et touristique. Le terrain du site a été acquis par plusieurs promoteurs et quelques travaux préliminaires de construction ont déjà été entrepris	Voir Figure 2.1-4 pour la localisation du site
	Atterrage du gazoduc sous-marin Sangomar et le gazoduc vers l'unité du traitement du gaz	Woodside a identifié des sites potentiels pour l'atterrage du gazoduc sous-marin et l'unité de traitement du gaz Sangomar (Figure 2.1-5)	Voir Figure 2.1-5 pour la localisation du site
	Gazoducs Terrestres : Gazoduc terrestre entre Saint Louis et Mboro (c. 100 km). Gazoduc terrestre entre Mboro et Cap de Biches (c. 70 km).	Pour le gazoduc terrestre entre Saint Louis et Mboro : Un tracé préliminaire du gazoduc a été étudié par MJM Energy. Les 50 premiers km au sud de Saint Louis semblent suivre un itinéraire proche de la côte, puis se rapprochent	Voir Figure 2.1-6 pour tracé du gazoduc terrestre entre Mboro et Cap de Biches

Développements Anticipés	Sous-développement Anticipés/ Description de l'activité	Site et description	Notes
	Gazoduc terrestre entre Cap de Biches et Bel Air (c. 20 km). Gazoduc entre Cap de Biches et Malicounda. Un tracé préliminaire du gazoduc a été étudié par MJM Energy et RGS a terminé une étude pré-FEED. De Cap de Biches à Bargy (vers 10 km), le gazoduc traversera une zone urbaine. Autres Gazoducs seront nécessaires pour approvisionner les futures centrales à gaz.	de l'intérieur des terres à mesure que le gazoduc approche de Mboro. Pour le gazoduc terrestre entre Mboro et Cap de Biches : Un tracé préliminaire du gazoduc a été étudié par MJM, Energy3 et RGS a terminé une étude pré-FEED. De Mboro à la centrale de Tobene (environ 15 km), le tracé traverse des terres qui comprennent une mosaïque de zones urbaines et de terres cultivées. Pour le gazoduc terrestre entre Cap de Biches et Bel Air: Un tracé préliminaire du gazoduc a été étudié par Energy3 et RGS a terminé une étude pré-FEED. Le gazoduc traverse des terres qui sont principalement occupées par des zones urbaines denses. Pour le gazoduc entre Cap de Biches et Malicounda : Un tracé préliminaire du gazoduc a été étudié par MJM Energy et RGS a terminé une étude pré-FEED. De Cap de Biches à Bargy (vers 10 km), le gazoduc traversera une zone urbaine. L'emplacement des autres gazoducs nécessaires n'avait pas été encore défini.	
Nouvelles installations industrielles alimentées en gaz et le développement du réseau de distribution de gaz	-	Le développement du réseau de distribution de gaz n'avait pas encore commencé et, par conséquent, les tracés des gazoducs ne sont pas connus.	-
Construction et l'exploitation des installations de liquéfaction et d'exportation du Gaz Naturel Liquéfié (GNL)	-	Pour GTA 1, le Hub sera situé à environ 10/11 km des côtes. Des emplacements appropriés pour les installations se trouvent à proximité du nouveau port d'énergie minérale de	-

Développements Anticipés	Sous-développement Anticipés/ Description de l'activité	Site et description	Notes
		Sendou-Bargny ou du nouveau port de Ndayane.	
Approvisionnement du pétrole brut	Un projet d'expansion visant à augmenter la capacité de production et à permettre à l'installation de traiter un brut composé à 75 % de brut provenant de Sangomar et à 25 % de brut Bonny light. Un projet d'approvisionnement des hydrocarbures par 2 nouveaux oléoducs sous-marins (sealines) depuis un Conventional Bouy Mooring (CBM) située à 9 km de la côte. L'Avant-Projet Détaillée (APD) est en cours. Un nouvel oléoduc enterré pour transporter les hydrocarbures vers les installations de la société SENSTOCK est compris dans le projet. La SAR opère 3 oléoducs enterrés pour transporter essence, fioul lourd HFO et gazole vers les dépôts de stockage au port de Dakar. La SAR envisage d'arrêter l'opération de ces 3 oléoducs, car le stockage des hydrocarbures du port sera relocalisé au Port de Sendou/Bargny (PWC, QED Consulting, Channoil, SLR, 2022).	Les projets avancés pour l'approvisionnement du pétrole brut seront menés à la raffinerie SAR de Dakar	Voir Figure 2.1-8 pour la localisation de la raffinerie de Dakar
Nouvelle Raffinerie	La SAR envisage de développer un projet pour une nouvelle raffinerie SAR (avec une capacité de 100 000 barils par jours).	Le site n'est pas encore défini cependant des terres appartenant à la SAR adjacentes aux installations existantes et actuellement occupées par une petite zone humide pourraient être un site possible	Voir Figure 2.1-8 pour la localisation du site
Construction du Hub d'importation	-	L'emplacement du hub n'a pas été identifié. Cependant, le hub pourrait être située à proximité de la SAR, à la place de la SAR ou à un autre endroit comme le port de Sendou- Bargny ou le nouveau port de Ndayane	-

Développements Anticipés	Sous-développement Anticipés/ Description de l'activité	Site et description	Notes
Stockage et logistique	Il est prévu de déplacer une partie/la majeure partie de la capacité de stockage du port de Dakar vers le nouveau port de Sendou-Bargny Le site de Senstock Mboa est approvisionné en hydrocarbures depuis la raffinerie par un oléoduc enterré. Un projet d'expansion est en cours utilisant un terrain adjacent au site qui est déjà la propriété de SENSTOCK. Le port de Sendou-Bargny comprend une jetée et des zones de stockage pour les produits en vrac. La construction est en cours depuis 3 ans. La capacité de stockage des hydrocarbures est de 90 000 m3 d'hydrocarbures liquides.	Les installations de stockage des hydrocarbures seront localisées au port Sendou-Bargny, le site de Senstock Mboa, et au port de Dakar.	Voir Figure 2.1-9 pour la localisation des installations de stockage des hydrocarbures

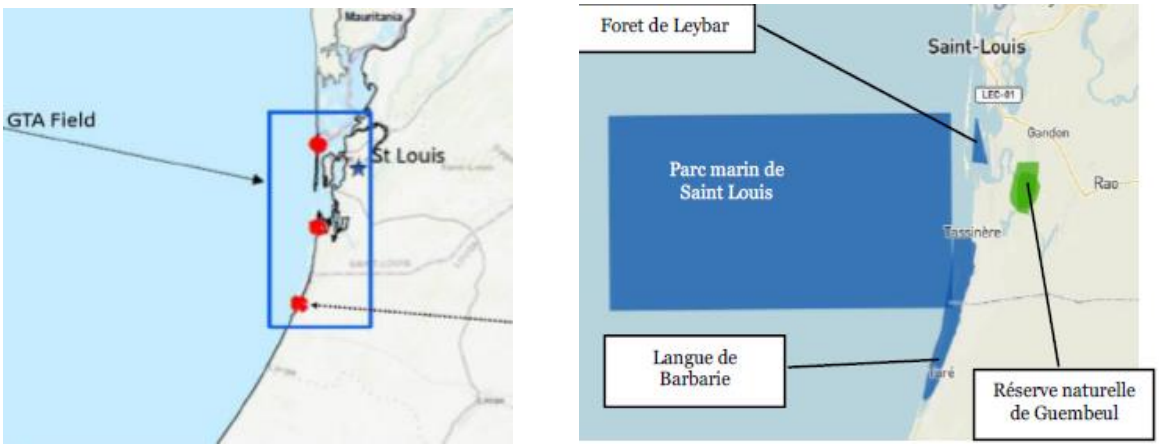


Figure 2.1-2 Sites potentiels d'Atterage (Site d'Installation) du Gazadoc GTA

Figure 2.1-3 Sites Potentiels d'Atterrage du Gazoduc Yakaar/Teranga

Figure 2.1-4 Sites Potentiels d'Atterrage du Gazoduc Yakaar/Teranga

Figure 2.1-5 Site Potentiel d'Atterrage du Gazoduc Sangomar et le Site de Traitement du Gaz

Figure 2.1-6 Tracé du Gazoduc Terrestre entre Mboro et Cap de Biches

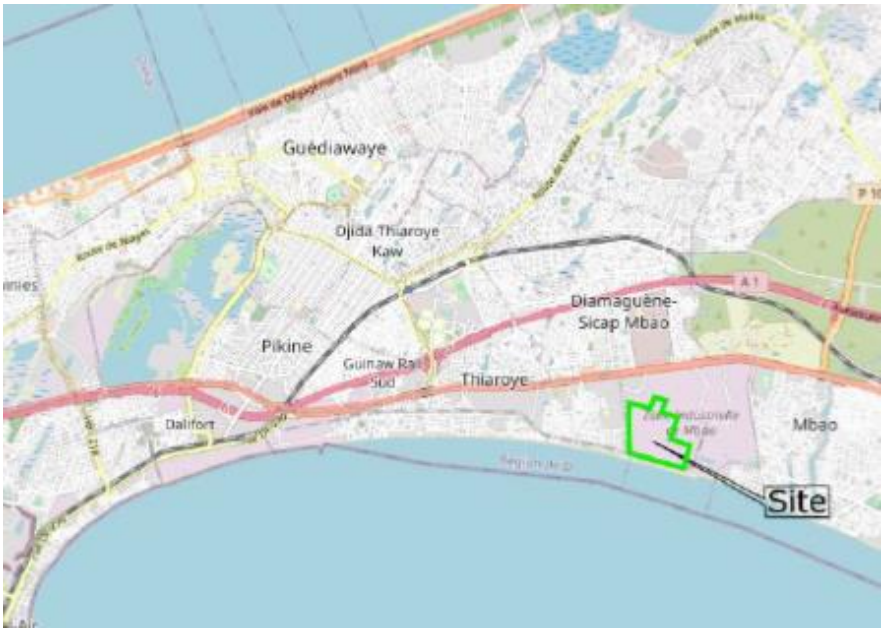


Figure 2.1-7 Localisation de la Raffinerie de Dakar

Figure 2.1-8 Localisation du Site Potentiel de la Raffinerie SAR 2.0

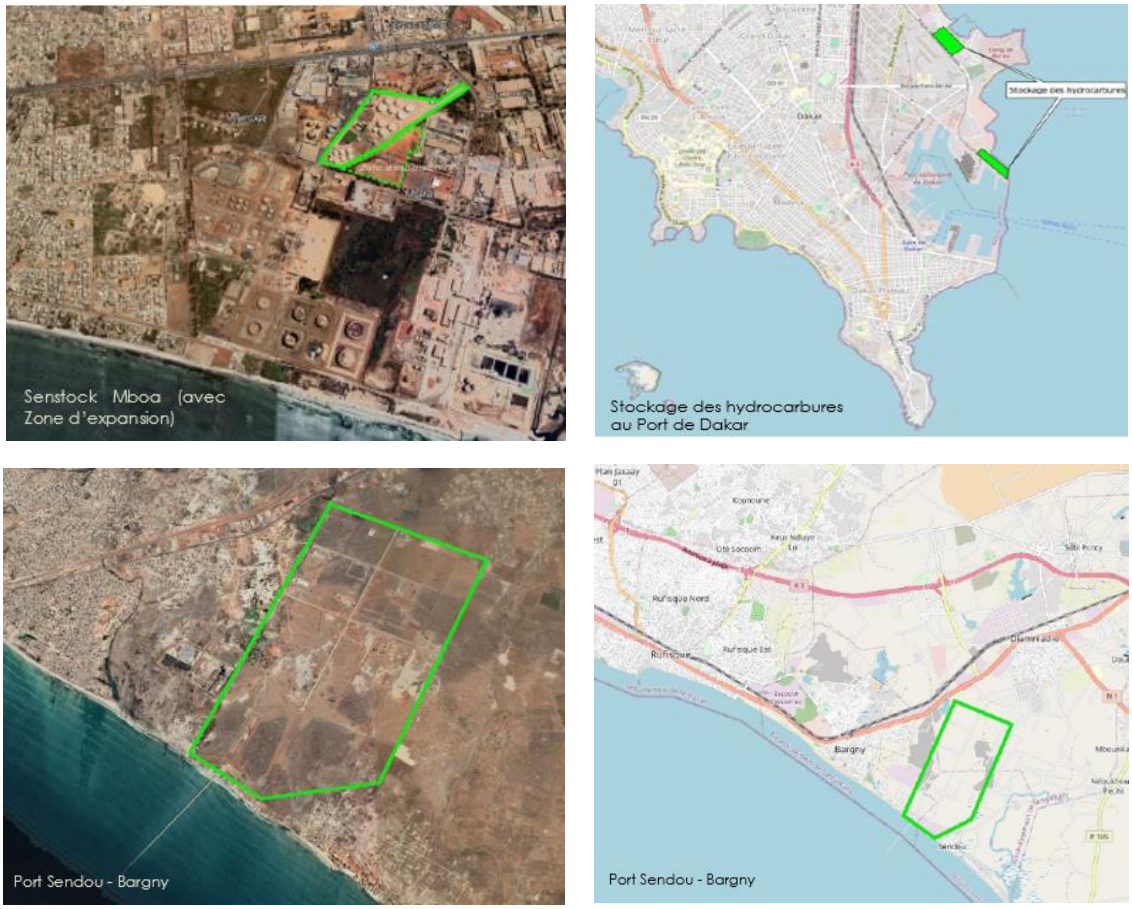


Figure 2.1-9 Localisation des Installations de Stockage des Hydrocarbures

2.2 ACTIVITES D'EXPLORATION ET DE PRODUCTION D'HYDROCARBURES OFFSHORE ET ONSHORE

Les activités typiques d'exploration et de production comprennent les éléments suivants :

- **Activités de prospection** : Levés sismiques avant forage et investigations géologiques et géophysiques pour identifier les cibles de forage ; ces activités peuvent durer de quelques semaines à 1 mois par enquête
- **Activités de prospection :** Forage de puits d'exploration et d'évaluation/d'essai pour confirmer la présence d'hydrocarbures, et si elle est confirmée, évaluer la taille et la commercialité de la découverte ; le forage d'un puits d'exploration peut durer quelques mois (environ de 2 à 4 mois)
- **Activités de développement et de production :** Si une découverte commerciale est faite, ces activités comprennent le forage de puits de production et d'injection et la mise en place de l'infrastructure nécessaire (telles que les pipelines et les installations de traitement) pour acheminer les hydrocarbures découverts vers les marchés auxquels ils sont destinés ainsi que les autres infrastructures requises (y compris la gestion des déchets et les services publics) pour soutenir la phase de production ; la phase de développement dure généralement entre 2 ans (dans les champs matures) et environ 5 ans dans les nouvelles zones où l'infrastructure n'est pas disponible ; la

phase de production est alors la phase la plus longue de la vie d'une découverte (jusqu'à 30 ans)

- **Déclassement :** Une fois que les quantités d'hydrocarbures en place dans un réservoir ne sont plus commercialement exploitables, les installations de production sont démantelées, y compris l'abandon du puits/de la plateforme et la remise en état du site, si nécessaire.

Des projets de forage d'exploration (d'évaluation des ressources) et de production en offshore par des sociétés pétrolières et gazières internationales en partenariat avec PETROSEN sont en cours au Sénégal. Les activités d'exploration-production des hydrocarbures qui constituent l'amont pétrolier, sont menées sur toute l'étendue du bassin sédimentaire sénégalais. Les activités spécifiques, les méthodes et techniques proposées à mener au cours de chaque phase seront fournies par les opérateurs à des stades ultérieurs.

Cette section fournit une description des activités typiques, applicables au contexte Sénégalais, associées aux différentes phases d'exploration, de développement, de production et de déclassement qui constitueront la base de l'évaluation dans l'étude EESS.

2.2.1 Activités de Prospection

La prospection fait référence à l'étude des structures géologiques d'une certaine zone telles que les failles, les plis et les anticlinaux ainsi que ses caractéristiques géophysiques et géochimiques afin de déterminer les opportunités de forage possibles pour la phase d'exploration. L'objectif principal de cette phase est d'identifier les prospects potentiels avant de lancer les activités d'exploration réelles en utilisant des technologies primaires telles que les levés sismiques et d'autres méthodes géophysiques. Ces enquêtes sont généralement menées avant ou pendant le cycle d'autorisation afin que les entreprises intéressées par l'exploration et la production d'hydrocarbures soient capables d'autoriser les données, de les interpréter et d'étudier les risques associés à l'exploration en relation avec les propriétés géologiques.

La modélisation du bassin et l'analyse des systèmes pétroliers couplés à des données géophysiques interprétées peuvent fournir un aperçu de la maturité des hydrocarbures existants, des voies de migration, des mécanismes de piégeage et des types de roches mères.

2.2.1.1 Offshore

Les levés sismiques adoptent des impulsions sismiques (ondes sonores) générées par une combinaison de canons à air, de canons à eau et d'autres sources acoustiques qui sont remorquées derrière un navire de levé lent. Les ondes sonores se propagent à travers le fond marin dans le sous-sol. Ils se reflètent sur le fond marin et les couches géologiques et retournent vers la surface de l'eau où ils sont reçus par un réseau d'hydrophones également appelés streamers attachés à des lignes remorquées derrière le navire. Un navire typique possède environ 4 à 20 banderoles d'une longueur comprise entre 3 et 6 km et remorquées à une distance pouvant atteindre 120 m les unes des autres (Figure 2.2-1). Les relevés sismiques recueillis par les hydrophones sont collectés en un signal analogique puis convertis en un signal numérique à l'aide de superordinateurs qui traduiront les informations en images de

l'environnement souterrain. L'image sismique sera ensuite interprétée par des géophysiciens et des géologues puis combinée à d'autres études géologiques pour déterminer la probabilité de trouver des hydrocarbures.

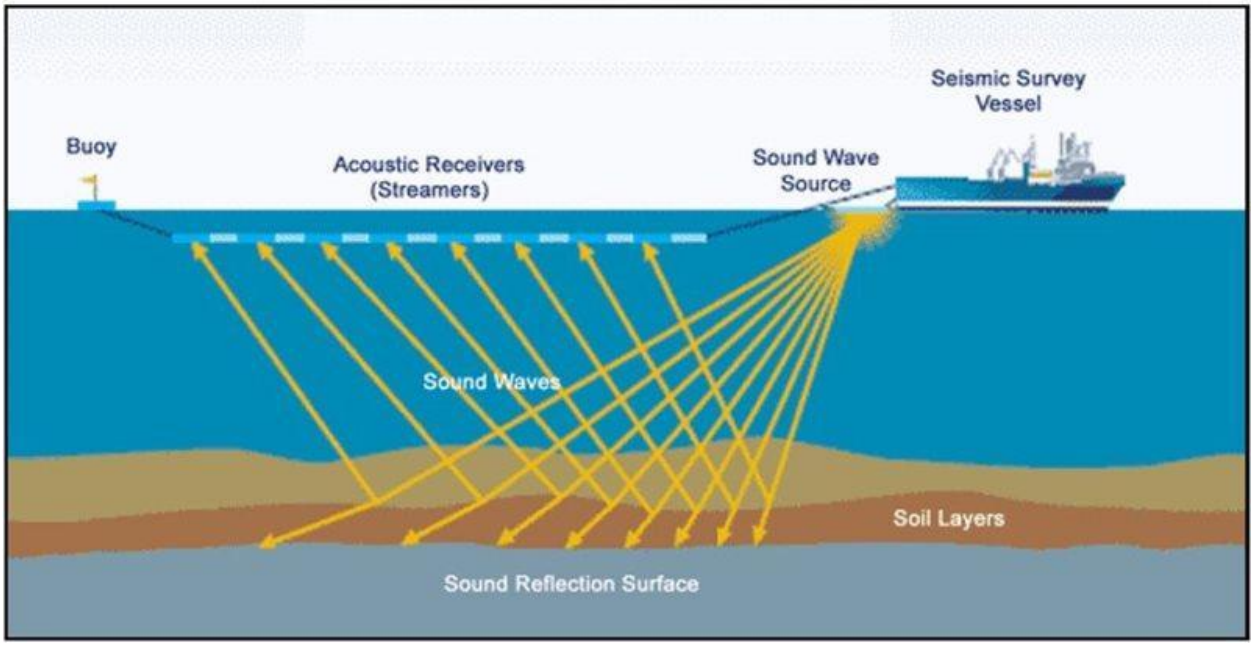


Figure 2.2-1 Illustration des Principes des Levés d'Acquisition Sismique Offshore

Des investigations géophysiques utilisant des technologies avancées et bien développées produisant des images à haute résolution pourraient être nécessaires pour identifier les réservoirs potentiels plus profonds et étudier avec succès les failles offshore et d'autres risques géologiques. Avant de décider de l'emplacement final du forage, les opérateurs peuvent également effectuer des études géologiques, géophysiques et environnementales supplémentaires sur le site afin de mieux cartographier les prospects et d'anticiper les risques potentiels de forage. Ces enquêtes pourraient inclure :

- **Levé bathymétrique,** produire un modèle numérique de terrain à haute résolution du fond marin et déterminer la profondeur sous-marine du fond marin.
- **Sonar à balayage latéral,** pour déterminer les caractéristiques du fond marin dans la zone d'intérêt et pour mener des études d'archéologie marine en créant une image de vastes zones du fond marin. L'enquête peut également aider à enquêter sur les débris et les obstructions susceptibles d'affecter les futures installations du fond marin.
- **Profilage sous-fonds,** pour identifier et caractériser les couches de sédiments ou de roches sous le fond marin, mesurer l'épaisseur des dépôts de matériaux dragués et localiser les objets enfouis sous le fond marin.
- **Enquête magnétomètre**, pour enquêter sur des objets ferreux se trouvant sur ou enfouis immédiatement sous le fond marin, ou pour tenter de localiser des câbles, des pipelines ou des puits abandonnés qui ne peuvent pas être identifiés par des moyens acoustiques. Un gradimètre peut être utilisé pour mesurer le gradient magnétique

entre deux ou plusieurs magnétomètres étroitement espacés pour des résultats plus précis et des relevés à proximité de grandes structures telles que des plateformes.

- **Sismique 3D multicanal haute résolution et autres types d'enquêtes sismiques**, conçu sur une base spécifique au site où l'examen initial ou l'expérience de forage de compensation indique que la section peu profonde ou les conditions perçues sont particulièrement complexes.
- **Échantillonnage du fond marin**, à la vérité terrain des provinces des fonds marins et des sols peu profonds qui sont définies lors de l'étude du site, ou qui ont été prédéfinies lors de l'étude documentaire. Pour une plateforme ancrée, il peut être nécessaire d'acquérir des données d'évaluation du sol des fonds marins peu profonds à l'aide d'une suite d'outils adaptés aux conditions du sol (grappin, carottier à boîte, carottier à piston, carottier à gravité, vibro-carottier ou CPT). Les échantillons récupérés doivent être enregistrés de manière exhaustive et peuvent devoir être envoyés à terre pour analyse. Si l'échantillonnage vise à définir des environnements sensibles suspects, il convient de prendre soin d'acquérir un échantillon de contrôle loin de la zone cible suspecte.
- **Photographies des fonds marins**, pour vérifier les données acoustiques sur le terrain et permettre l'investigation de zones de préoccupation discrètes identifiées lors d'une enquête.
- **Techniques de radar de télédétection,** trouver des indicateurs d'anomalies des fonds marins sans contact physique indiquant d'éventuels pièges et réservoirs d'hydrocarbures, détecter des fuites d'hydrocarbures et surveiller les installations existantes.
- **Levés électromagnétiques (EM),** afin de réduire davantage les risques identifiés par les levés sismiques et d'identifier les éventuels géorisques peu profonds tels que les hydrates de gaz et les poches de gaz.

De nombreux facteurs peuvent affecter l'étendue aérienne des investigations telles que le type et la qualité des données existantes, la profondeur de l'eau, la lithologie souterraine prévue et le type de plateforme à utiliser.

2.2.1.2 Onshore

La prospection et l'exploration du pétrole et du gaz peuvent être un processus complexe qui nécessite une combinaison de techniques et de technologies pour identifier les sources potentielles de pétrole et de gaz.

Études Géologiques

Les études géologiques consistent à étudier la structure géologique d'une zone, y compris ses formations rocheuses, ses dépôts sédimentaires et autres caractéristiques géologiques. Ces études permettent d'identifier les réservoirs potentiels de pétrole et de gaz. Les méthodes gravimétriques et magnétiques sont les plus utilisées. Elles permettent de détecter les variations

des champs gravimétriques et magnétiques de la terre. Ces anomalies peuvent être causées par certaines structures telles que les bassins, qui sont de bons indicateurs de la présence de pétrole et de gaz. Les méthodes gravimétriques et magnétiques peuvent être aéroportées, au sol ou dans des trous de forage. En général, l'acquisition de ces données est peu coûteuse et, dans certains cas, elles peuvent être accessibles au public.

Études Sismiques

Les levés sismiques adoptent des impulsions sismiques (ondes sonores) générées par une source sismique et reçues par des géophones. Cette énergie acoustique peut être générée par des explosifs ou, plus couramment, par la technologie de la vibroseis, qui fait appel à des moteurs dotés d'un piston qui crée des vibrations (camion-vibrateur). Normalement, plusieurs points sources sont utilisés, séparés par un intervalle de 17 à 130 m le long d'une ligne 2D dans les levés 2D, ou le long d'une grille dans les levés 3D. Les géophones sont associés aux points de tir et reliés entre eux par un câble, soit d'un côté des points de source (end-on spread), soit de façon égale des deux côtés des points de tir (splitting spread). Les ondes sismiques se propagent dans le sous-sol et sont réfléchies vers la surface et reçues par les géophones lorsqu'elles rencontrent des couches ayant une impédance acoustique différente, qui est le produit de la vitesse de propagation des ondes et de la densité de la formation. Par conséquent, chaque point de réflexion dans le sous-sol est représenté par plusieurs signaux qui sont ensuite empilés, numérisés et traités pour l'interprétation sismique. Le résultat est une image acoustique du sous-sol qui donne des informations sur les propriétés des roches, la stratigraphie, les structures et la présence de pièges.

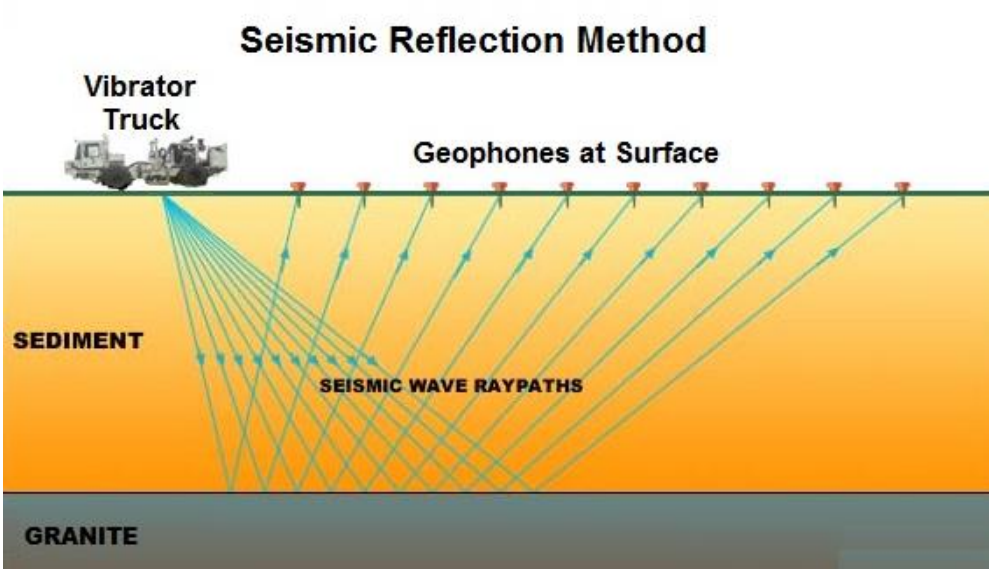


Figure 2.2-2 Illustration des Principes des Levés Sismique Onshore

2.2.2 Phase d'Exploration et d'Evaluation

Les études menées au cours de la phase de prospection déterminent la probabilité de trouver du pétrole et du gaz, ainsi que les endroits où commencer le forage dans le bloc attribué. Toutefois, seul le forage de puits permet de valider la présence de quantités commerciales d'hydrocarbures.

2.2.2.1 Offshore

Selon la nécessité de réduire davantage les risques des prospects identifiés ou à des fins de préparation du site, la phase d'exploration peut inclure, en plus du forage de puits d'exploration, certaines des études énumérées dans la sous-section des activités de prospection ci-dessus.

Une fois les emplacements de forage sont identifiés, des puits d'exploration sont forés dans les limites du bloc attribué afin de confirmer physiquement la présence de ressources en hydrocarbures au sein d'une structure géologique ciblée et d'évaluer leur commercialité.

Cela nécessite l'utilisation d'appareils de forage d'exploration, généralement appelés unités mobiles de forage en mer (MODU). Les critères de sélection des plateformes dépendent de plusieurs aspects :

- Opérationnel (profondeur d'eau, météo-océan, BHP et BHT de formation, etc.)
- Technique (charge variable sur le pont (CDL), capacité du derrick, spécifications de l'équipement, capacité en fluide et en vrac, etc.)
- Logistique (emplacement du puits par rapport à la base d'approvisionnement la plus proche)
- Contractuel (Disponibilité, tarifs commerciaux, historique d'exploitation, etc.)

Différents types d'appareils de forage peuvent être déployés dans les activités d'exploration et de production offshore, comme les appareils de forage fondés sur le fond et basés sur des plateformes, et les appareils de forage ancrés et positionnés dynamiquement (Figure 2.2-3).

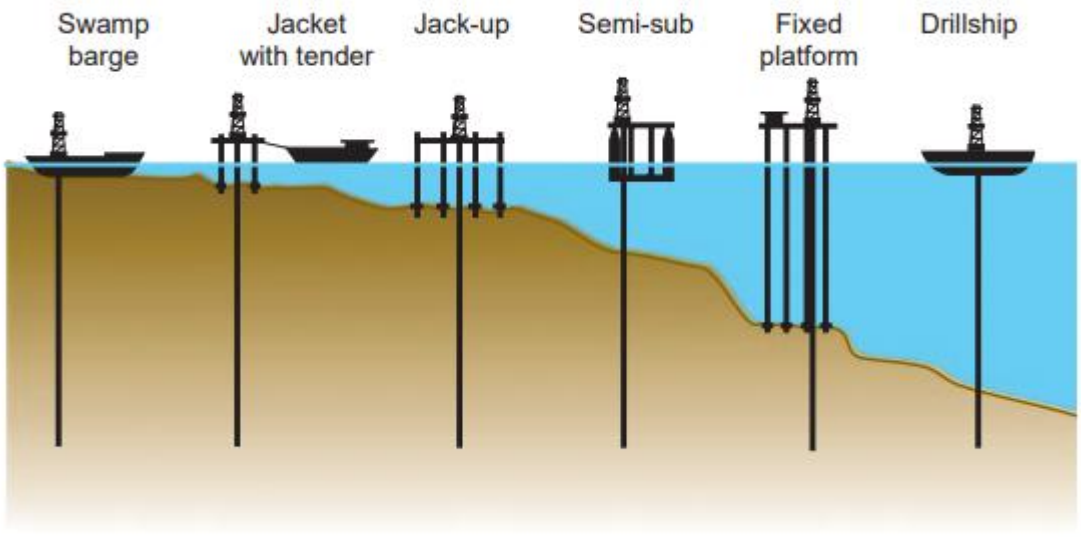


Figure 2.2-3 Exemples d'Unités de Forage Offshore

Barges des marais : Ils sont utilisés dans les zones marécageuses peu profondes (moins de 6 m). Ils peuvent être remorqués jusqu'au lieu d'intérêt puis lestés de manière à reposer sur le fond marin.

Vestes de forage : Ils sont utilisés dans les eaux peu profondes et calmes. Plusieurs puits peuvent être forés à partir du même jacket. Une plateforme autoélévatrice peut être mise en porte-à-faux sur la veste si elle s'avère trop petite et l'opération serait effectuée à partir de celle-ci. Ce type s'est avéré rentable, en particulier lors de l'adoption d'une approche progressive/par étapes dans le développement à venir. Leur utilisation était très courante dans les zones côtières, comme en mer de Chine méridionale et en mer du Nord (Jahn *et al*., 2008).

Plateformes autoélévatrices : Ce sont les plus utilisées dans le monde. Elles peuvent fonctionner dans des zones avec une profondeur d'eau comprise entre 4,5 m et 150 m selon les conditions de fonctionnement. Ils peuvent être soit remorqués jusqu'au lieu de forage (accompagné d'une gaine), soit équipés d'un système de poussée. La structure globale intègre tous les équipements de forage et de support. Les trois ou quatre jambes de la plateforme sont abaissées sur le fond marin, la plateforme se soulèvera à une hauteur de fonctionnement déterminée au-dessus du niveau de la mer (Jahn *et al*., 2008).

Semi-submersibles : Ils sont utilisés pour des profondeurs d'eau dépassant la capacité d'une autoélévatrice. Ils se composent d'un grand pont construit sur des colonnes d'acier. Attachées à ces colonnes robustes, au moins deux coques en forme de barge, appelées pontons, sont partiellement remplies d'eau avant le début des opérations, ce qui garantit la stabilité en étant immergé sur une distance d'environ 50 pieds dans l'eau. Les semi-submersibles peuvent être déplacés et relocalisés à l'aide de remorqueurs et/ou de systèmes de propulsion. Pendant le fonctionnement, ils maintiennent leur position à l'aide d'une combinaison de plusieurs ancres et d'un équipement de positionnement dynamique (PD). Certains types à usage intensif peuvent supporter des pressions de réservoir élevées (jusqu'à 15 000 psi) et peuvent fonctionner à des profondeurs d'eau allant jusqu'à 3 000 m.

Navires de forage : Ils sont utilisés pour les eaux profondes et très profondes (A même plus que 3 000 m au Sénégal). Les navires de forage modernes de haute spécification peuvent rester stables et sur la cible pendant des vents de 100 nœuds en utilisant de puissants propulseurs contrôlés par un système PD (Jahn *et al*., 2008). Les propulseurs contrent les forces des courants, du vent et des vagues en gardant le navire exactement sur la cible, à moins de 2 m en moyenne de sa marque, sans ancre.

2.2.2.2 Onshore

Des échantillons de roche sont extraits du sous-sol pour être analysés, et des outils de diagraphie sont descendus dans le puits pour fournir des informations supplémentaires sur les propriétés de la roche. Cette opération nécessite l'utilisation d'appareils de forage d'exploration appelés " landrigs ". Les critères de sélection des appareils de forage dépendent de plusieurs aspects, à savoir

- La mobilité et la transportabilité
- Les conditions météorologiques
- Le coût et la disponibilité
- La profondeur du réservoir et la pression de formation attendue
- La capacité à traiter les quantités d'hydrocarbures attendues.

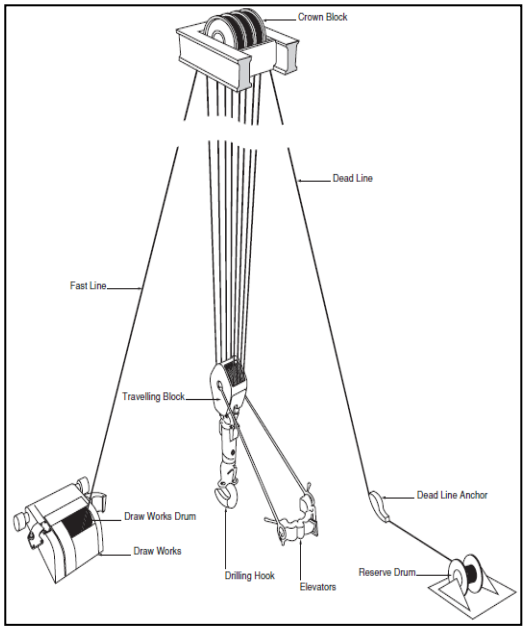
Différents types de plateformes peuvent être déployés dans le cadre des activités d'exploration et de production onshore, comme les plateformes légères sur camion et les plateformes terrestres lourdes pouvant peser plus de 200 tonnes. Les plateformes sont construites pour assurer une surface plane en comprimant le sol afin de soutenir l'appareil de forage et d'autres équipements de production qui seront installés une fois le forage est terminé. La zone entourant la plateforme de forage doit également être en mesure d'accueillir l'équipement de soutien nécessaire.

2.2.2.3 *Description de la plateforme de forage (Onshore et Offshore)*

Quelle que soit la structure, la plateforme, la barge ou le navire sur lequel elle est installée, la plateforme se compose d'un ensemble minimum de systèmes requis pour effectuer les activités de forage, à savoir le système d'alimentation, le système de levage, le système de circulation, le système rotatif et le système de contrôle du puits. Ces points sont détaillés ci-dessous :

Système d'Alimentation en Energie : Il s'agit principalement de générateurs qui alimentent tous les moteurs électriques, y compris les treuils, la table rotative et les pompes à boue.

Système de Levage : Il s'agit d'un grand système de poulie utilisé pour abaisser et relever le train de tiges et le tubage dans et hors du puits. Il est composé d'ouvrages de traction, de ligne de forage, de bloc de couronne, de bloc mobile, de crochet et d'élévateurs (Figure 2.2-4). L'ensemble du système de levage est englobé dans un derrick, qui est une structure en acier verticale permettant un dégagement vertical et fournissant de la force pour soulever et abaisser le train de forage (Figure 2.2-5).



(Source : IADC)

Figure 2.2-4 Système de levage

Figure 2.2-5 Le Derrick (Source : IADC)

La fonction du dispositif de traction est de convertir la source d'alimentation en une opération de levage et de permettre à la capacité de freinage d'arrêter et de supporter le poids du train de tiges.

La ligne de forage est un câble métallique torsadé à plusieurs fils qui est enroulé à travers le bloc mobile et le bloc de couronne pour faciliter l'abaissement et le levage du train de tiges dans et hors du puits. La série de poulies de couronne fixées au sommet du derrick servait à changer la direction de traction des treuils vers la poulie mobile qui est gréée avec la poulie de couronne par de multiples lignes de forage enfilées entre elles. Le crochet est un équipement en forme de J avec une grande capacité pour accrocher d'autres articles tels que l'émerillon, le kelly, les anses d'ascenseur et les unités d'entraînement supérieures. L'élévateur est un outil de verrouillage pour abaisser les joints ou colliers de tuyaux et est connoté au bloc mobile à travers des écopes.

Système de circulation : Se compose d'une gamme d'équipements à travers lesquels circule le fluide de forage. Les principales fonctions des fluides de forage sont d'exercer une pression hydrostatique à l'intérieur du puits pour contrer la pression interstitielle de la formation, de refroidir et de nettoyer le trépan ainsi que de soulever les déblais de forage. Le système de circulation est composé de fosses/réservoirs de boue, de pompes à boue, d'une colonne montante, d'un tuyau Kelly, d'un train de forage/anneau, d'un mamelon cloche/conduite d'écoulement ainsi que d'un équipement d'enlèvement solide (Figure 2.2-6).

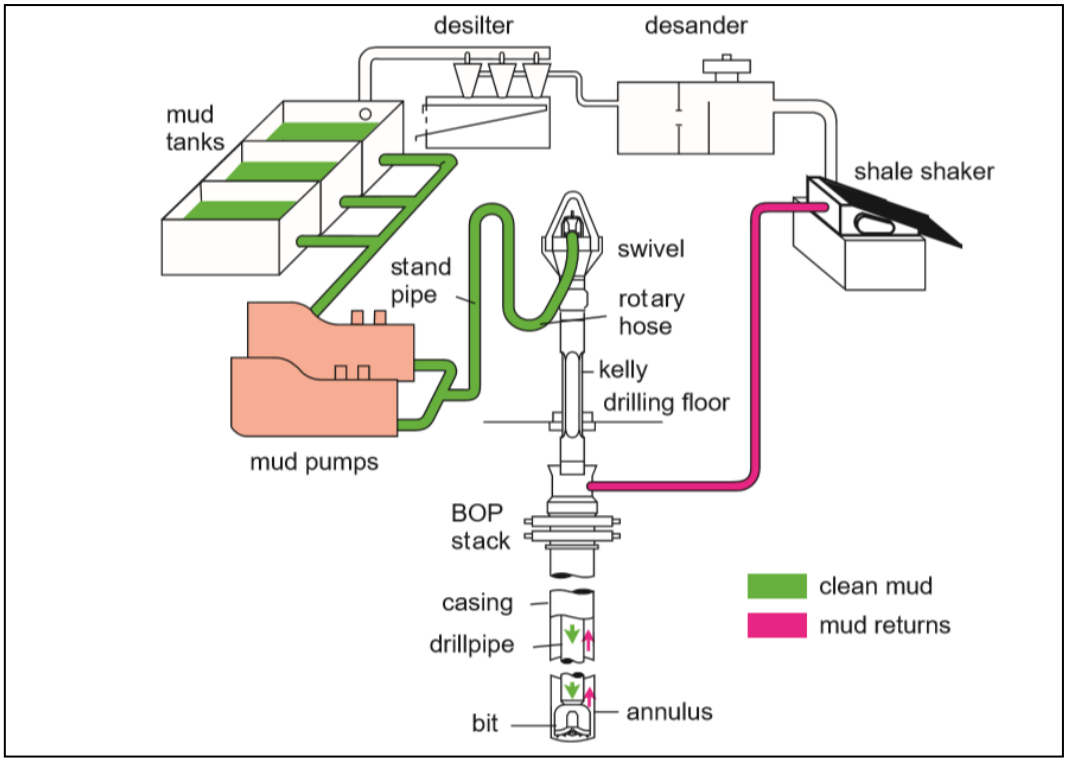


Figure 2.2-6 Système de circulation (Jahn *et al.*, 2008).

Les fosses à boue / réservoirs sont de grands réservoirs qui retiennent le fluide de forage sur la plateforme, la plupart sont en acier, de forme rectangulaire et contiennent environ 200 barils chacun. Les pompes à boue sont à haute pression et à volume élevé et sont utilisées pour faire circuler le fluide de forage vers le bas à travers la tige de forage, hors des buses de forage et vers le haut à travers l'espace annulaire. La colonne montante est une tige métallique rigide qui sert de conduit pour la voie haute pression jusqu'au niveau du derrick où elle est reliée à un tuyau kelly/rotatif qui est une ligne flexible haute pression permettant la montée et la descente du train de forage. Le Bell Nipple est un tuyau situé au sommet d'une colonne de tubage et sert d'entonnoir guidant les outils de forage dans le haut d'un puits. Il est installé avec une sortie latérale pour permettre aux fluides de forage de refluer vers l'équipement de traitement des boues de surface par un autre tuyau incliné appelé conduite d'écoulement (conduite de retour de boue). L'équipement d'élimination des solides (traitement des boues) se compose d'un agitateur de schiste, d'un dessableur et d'un dessileur. Le shaker de schiste enlève les déblais pour l'élimination et est également l'endroit où un échantillon est prélevé pour la description des déblais à faire par le géologue du site du puits et les enregistreurs de boue. Les fines particules sont ensuite éliminées par des dessableurs et des dessileurs de sorte que la boue propre est à nouveau transférée dans les bassins à boue où elle reprend sa circulation à travers le système décrit ci-dessus. Le shaker de schiste enlève les déblais pour l'élimination et est également l'endroit où un échantillon est prélevé pour la description des déblais à faire par le géologue du site du puits et les enregistreurs de boue. Les fines particules sont ensuite éliminées par des dessableurs et des dessileurs de sorte que la boue propre est à nouveau transférée dans les bassins à boue où elle reprend sa circulation à travers le système décrit ci-dessus. Le shaker de schiste enlève les déblais pour l'élimination et est également l'endroit où un échantillon est prélevé pour la description des déblais à faire par le géologue du site du puits et les enregistreurs de boue. Les fines particules sont ensuite éliminées par des

dessableurs et des dessileurs de sorte que la boue propre est à nouveau transférée dans les bassins à boue où elle reprend sa circulation à travers le système décrit ci-dessus.

La différence entre les plateformes de forage onshore et offshore est qu'un système de circulation "conventionnel" est utilisé à terre, ce qui implique le pompage du fluide de forage (généralement de l'eau ou de la boue à base de pétrole) le long du tube de forage, à travers le trépan et jusqu'à la surface à travers l'annulaire (l'espace entre le tube de forage et la paroi du puits de forage). Le fluide de forage est ensuite filtré et recyclé dans le système. D'autre part, un système de circulation "fermé", également connu sous le nom de système de levage de boue sous-marin, est utilisé en mer. Dans ce système, le fluide de forage est pompé directement de la plateforme au fond de la mer par une série de tuyaux et de buses, ce qui permet de soulever les déblais de forage du fond de la mer et de les ramener à la plateforme pour les traiter. Le fluide de forage est ensuite filtré et recyclé dans le système. Ce système fermé est conçu pour minimiser les rejets de fluide de forage dans l'environnement marin, qui peuvent avoir des effets néfastes sur les écosystèmes marins.

Système rotatif : Se compose d'un pivot, d'un Kelly, d'une bague Kelly et d'une table rotative (Figure 2.2-7). L'émerillon est la partie qui relie le flexible Kelly/rotatif au train de tiges (c'est-à-dire le système de circulation au système rotatif). Le kelly est un élément carré/hexagonal situé dans la partie la plus élevée du train de tiges juste en dessous de l'émerillon et passe à son tour à travers un raccord connu sous le nom de douille kelly. La table rotative/douille transmet le mouvement de rotation au kelly par l'intermédiaire de la douille kelly. De nos jours, au lieu d'avoir une table rotative dans le plancher de forage, le mécanisme d'entraînement du train de tiges est monté sur des rails de guidage et se déplace de haut en bas à l'intérieur du derrick, connu sous le nom de système d'entraînement supérieur (Figure 2.2-8). Cela permet de forer des segments de 30 m de tuyau préassemblé, réduisant considérablement le temps de connexion et résultant en de meilleures conditions de forage (Jahn *et al*., 2008).

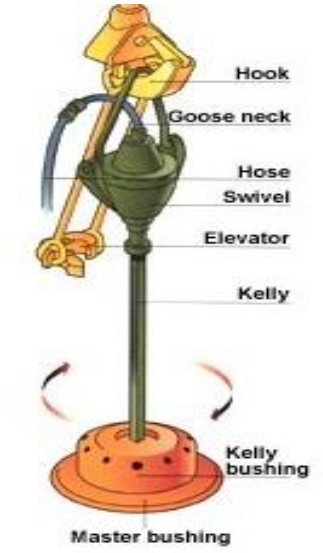


Figure 2.2-7 Système Rotatif

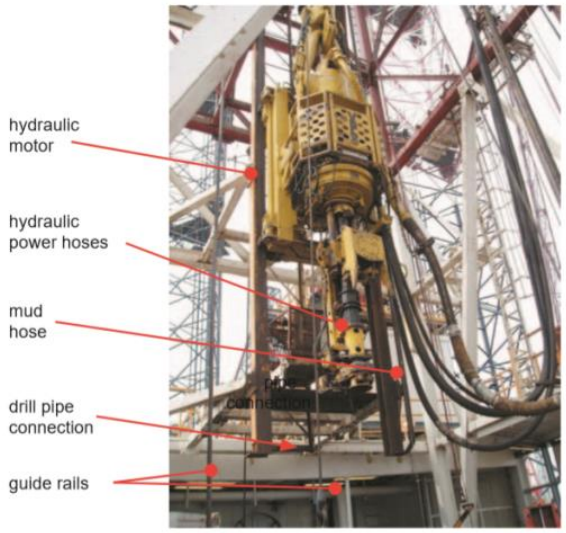


Figure 2.2-8 Système d'Entraînement Supérieur

Système de contrôle de puits : Un équipement de sécurité important déployé sur chaque plateforme moderne est le Blow Out Preventer (BOP). Le BOP est normalement installé pendant les opérations de forage au-dessus de la tête de puits qui fournit des moyens de suspension au tubage et au tubage. Comme discuté précédemment, l'une des fonctions de la boue de forage est de contrebalancer la pression interstitielle des fluides dans les formations perméables. Pourtant, le fluide de formation peut encore pénétrer dans le puits de forage, créant ce qu'on appelle un « coup de pied » qui, s'il n'est pas contrôlé, exposerait la partie supérieure du trou et de l'équipement aux pressions plus élevées du sous-sol profond et pourrait éventuellement conduire à une éruption. Les BOP sont une série d'éléments d'étanchéité puissants conçus pour fermer l'espace annulaire entre le tuyau et le trou par lequel la boue revient normalement et, ce faisant, le puits sera « fermé » et la boue et/ou les fluides de formation forcés à s'écouler à travers un étrangleur contrôlable ou une vanne réglable. Cet étranglement permet à l'équipe de forage de contrôler la pression pour rétablir l'équilibre du système, un processus également connu sous le nom de "tuer le puits". Les BOP sont ouverts et fermés par un fluide hydraulique stocké dans des accumulateurs généralement sous une pression comprise entre 3 000 et 5 000 psi. Certains systèmes hydrauliques peuvent être conçus pour fonctionner à plus de 5 000 psi. Les BOP sont ouverts et fermés par un fluide hydraulique stocké dans des accumulateurs généralement sous une pression comprise entre 3 000 et 5 000 psi. Certains systèmes hydrauliques peuvent être conçus pour fonctionner à plus de 5 000 psi. Les BOP sont ouverts et fermés par un fluide hydraulique stocké dans des accumulateurs généralement sous une pression comprise entre 3 000 et 5 000 psi. Certains systèmes hydrauliques peuvent être conçus pour fonctionner à plus de 5 000 psi. Figure 2.2-9 montre un ensemble typique de BOP.

L'obturateur annulaire consiste en un élément d'étanchéité en caoutchouc qui s'adapte étroitement autour de n'importe quelle taille de tuyau dans le trou après avoir été gonflé hydrauliquement. Les obturateurs de type Ram saisissent le tuyau avec des vérins en acier doublés de caoutchouc, bloquant le trou avec des vérins aveugles lorsqu'aucun tuyau n'est en place ou coupent le tuyau avec de puissants vérins de cisaillement hydrauliques pour sceller le trou (Jahn *et al.*, 2008).

Les configurations de vérin BOP sont interchangeables en fonction des considérations opérationnelles.

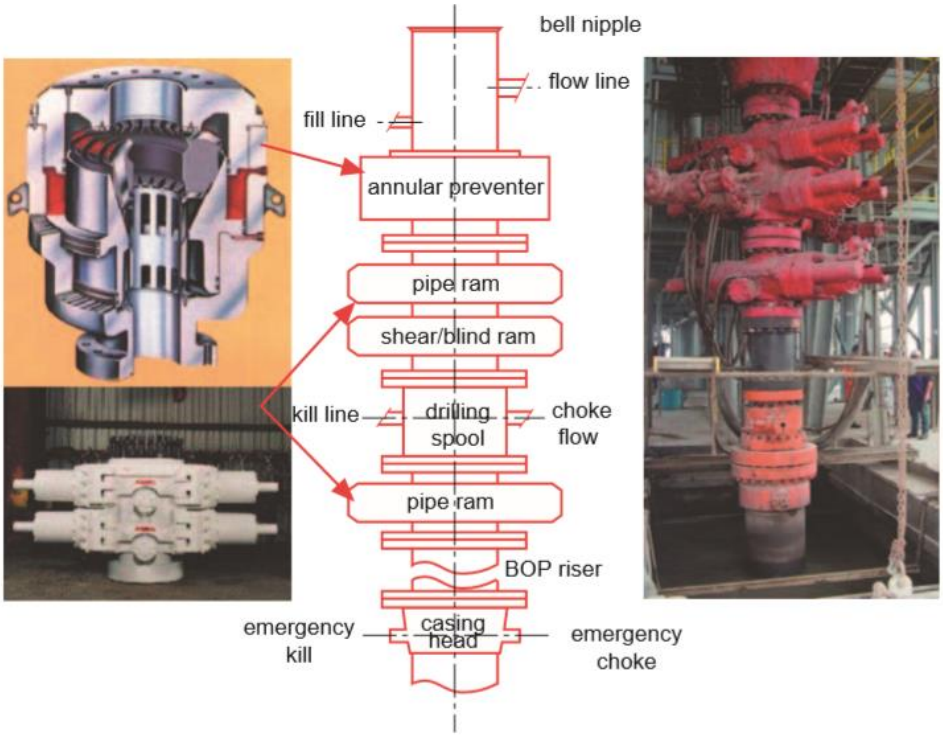
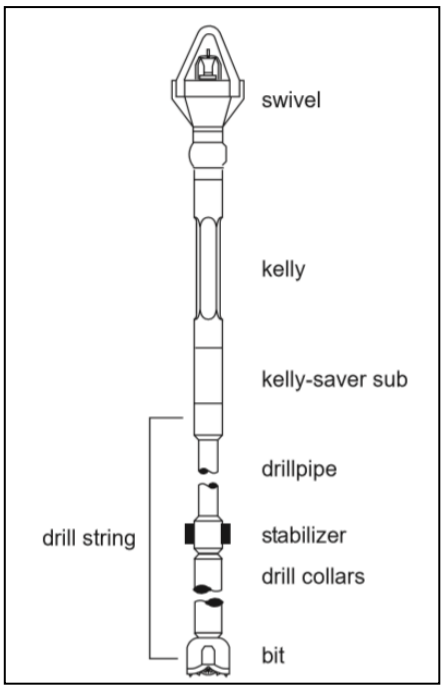


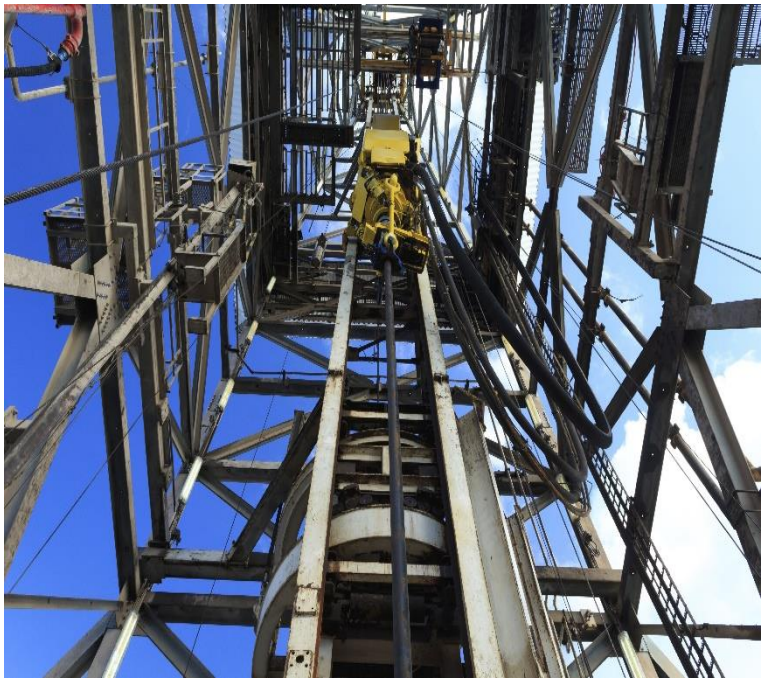
Figure 2.2-9 Dispositif Anti-Eruption (BOP)

2.2.2.4 *Description du train de tiges*

Le train de forage (Figure 2.2-10) est l'équipement physique qui avance dans le sous-sol afin de créer le forage. Ses principales fonctions sont de suspendre le trépan, de transmettre le couple de rotation au trépan et de fournir un conduit pour le fluide de forage jusqu'à atteindre le trépan. Il se compose d'une tige de forage, d'un ensemble de fond de trou (BHA) et d'un trépan. Le BHA peut être composé de colliers de forage, de stabilisateurs, d'alésoirs, de sous-outils et de bocaux. Récemment, il est devenu plus complexe et accueille en plus un moteur de fond de trou ou un système rotatif orientable (SRO) ainsi que des outils de mesure pendant le forage et de diagraphie pendant le forage.



Source : Jahn *et. al*., 2008



Source : CID

Figure 2.2-10 Chaîne de Forage

La tige de forage est le composant principal d'un train de tiges. Il constitue généralement 90 à 95 % de la longueur du train de forage. Il s'agit d'un tuyau sans soudure avec des connexions filetées appelées joints d'outil. Les tiges de forage lourdes sont similaires aux tiges de forage, sauf qu'elles ont une épaisseur de paroi plus grande. Ils sont déployés à la base de la colonne où la contrainte est plus élevée et sont capables d'absorber la contrainte des colliers de forage rigides vers une tige de forage relativement plus flexible.

Les masses-tiges sont des tuyaux avec des diamètres extérieurs plus grands et des diamètres intérieurs plus petits, donc une épaisseur de paroi nettement plus grande. Ils fournissent suffisamment de poids sur le trépan pour un forage efficace et aident à maintenir la corde en tension afin de réduire les contraintes de flexion. Ils fournissent également une rigidité générale au BHA pour un meilleur contrôle directionnel. Différents types de masses-tiges sont disponibles en fonction de la forme des rainures, notamment en spirale et carrée. Des colliers spéciaux appelés Monel sont également utilisés, ceux-ci assurent l'isolation des outils de levé directionnel de la distorsion magnétique liée au train de tiges en acier.

Les stabilisateurs consistent en une longueur de tuyau avec des lames sur les surfaces externes. Les lames peuvent être droites ou en spirale et peuvent être montées sur le corps du tuyau ou sur un manchon en caoutchouc. Les stabilisateurs sont utilisés pour réduire les contraintes de flambement et de flexion sur le collier de forage, permettre un poids sur le trépan plus élevé, augmenter la durée de vie du trépan en réduisant l'oscillation, aider à empêcher le collage au mur et essuyer les sièges clés (canaux de petit diamètre portés sur le côté du puits de forage de plus grand diamètre) lorsqu'il est placé en haut des cols.

Les alésoirs à rouleaux sont constitués de lames stabilisatrices avec des rouleaux encastrés dans la surface de la lame. Les galets jouent aussi le rôle de stabilisateurs et servent au

maintien du trou de jauge (bien arrondi avec un diamètre proche de celui du trépan). Ils sont réputés très efficaces pour résoudre les problèmes de trous potentiels tels que les pattes de chien et les sièges de clé.

Les substituts sont des joints courts pour connecter des composants qui ne peuvent pas être vissés les uns aux autres. Les sous-marins à choc sont des outils utilisés pour minimiser les contraintes résultant du rebond lors du forage dans la roche dure.

Les bocaux sont des outils spécialisés installés au-dessus des masses-tiges, destinés à délivrer des coups secs afin de libérer les tuyaux au cas où ils se coinceraient.

Les outils de mesure en cours de forage consistent en des sondes insérées à proximité du trépan fournissant des données directionnelles. Celles-ci ont été améliorées au point de permettre l'acquisition de logs géophysiques pendant le forage, c'est-à-dire Logging While Drilling (LWD).

Le foret est l'outil de coupe utilisé pour créer le trou. Les deux types de trépans les plus fréquemment utilisés sont les trépans coniques à rouleaux et les trépans compacts en diamant polycristallin (Figure 2.2-11).

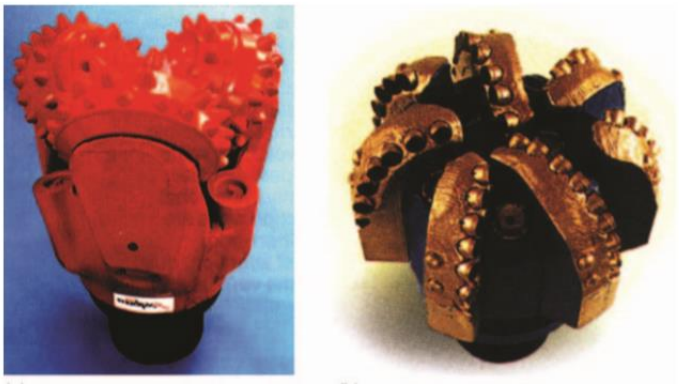


Figure 2.2-11 Embout à Rouleau Conique (Gauche) et Embout PDC (Droite)

Les systèmes orientables rotatifs (SOR) et les turbines/moteurs de fond de trou sont des unités spéciales utilisées pour le forage directionnel et sont installés près du trépan. Dans SOR (Figure 2.2-12), de petits patins stabilisateurs rotatifs à commande électronique (actionneurs) exercent une force directionnelle continue sur un arbre d'entraînement qui oriente le foret dans la direction souhaitée. Le train de tiges est tourné en même temps, permettant le nettoyage du trou. Le système orientable rotatif est combiné avec des outils de diagraphie dans le train de tiges à proximité du trépan, permettant une optimisation continue de la trajectoire du puits (Jahn *et al*., 2008).

Dans les turbines à boue et les moteurs à boue (Figure 2.2-13) le mouvement de rotation du train de tiges est limité à la section du moteur ou de la turbine, tandis que le reste du train de tiges se déplace en « glissant » ou en tournant à une vitesse inférieure pour assurer le nettoyage du trou. La boue est pompée entre le rotor et la section stator, induisant un mouvement de rotation qui est transmis au trépan. Les moteurs et les turbines sont remplacés par le système orientable rotatif pour des raisons de coût et de fonctionnement. Ils sont principalement utilisés pour lancer une déviation ou lorsqu'un changement brusque d'angle est nécessaire dans un puits horizontal à rayon court (Jahn *et al*., 2008).

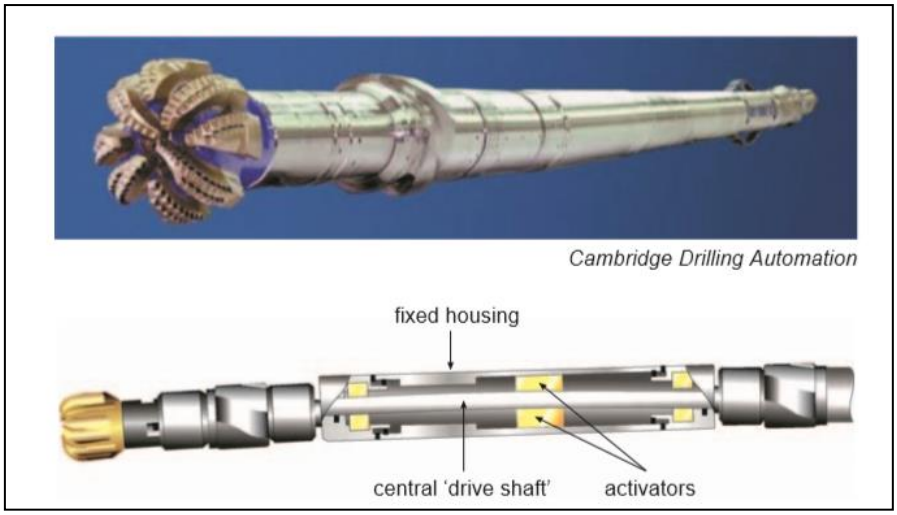


Figure 2.2-12 Système Orientable Rotatif (SOR)

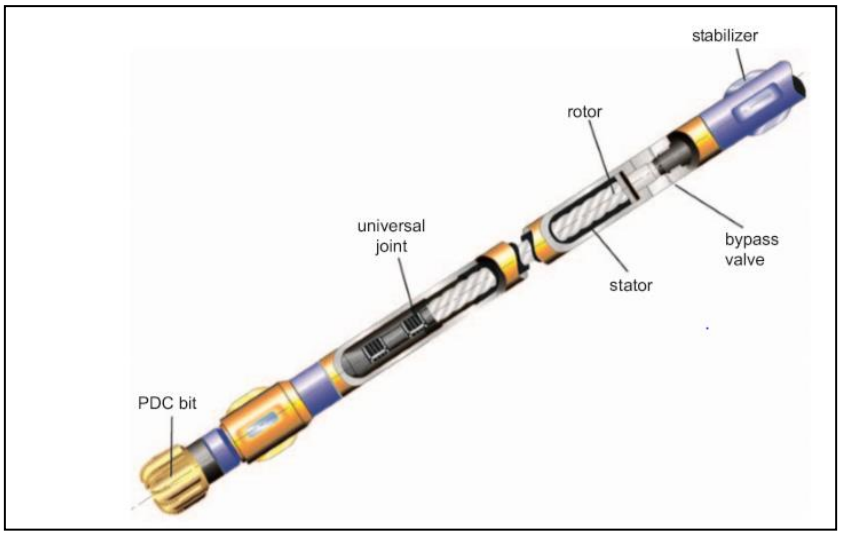


Figure 2.2-13 Turbine à Boue

2.2.2.5 Processus de forage et de complétion

La première étape du forage consiste à enfoncer un tuyau conducteur dans le sol ou le fond marin. Un trépan est ensuite descendu, relié à un BHA et au train de tiges, le tout suspendu par le système de levage. Le couple de rotation est fourni soit par la table rotative, soit par le système d'entraînement supérieur au trépan, qui fore à travers les couches rocheuses en les coupant en fragments (déblais de forage). Ceux-ci sont mis en circulation vers la surface par le fluide de forage qui est pompé à haute pression dans la tige de forage et hors des buses de forage et tout au long de l'espace annulaire entre les tuyaux et la paroi du trou de forage, comme expliqué dans le système de circulation ci-dessus. Au fur et à mesure que le foret avance plus profondément, plus de tuyaux sont ajoutés à la corde en reliant leurs joints. Les canalisations sont ajoutées en colonnes de 10, 20 ou 30 m. Les derricks modernes à grande capacité peuvent accueillir des stands de 120 pieds. Le trou est percé et complété par intervalles, du plus large au plus étroit. En plus de la conduite conductrice, un tubage de surface, intermédiaire et de production sont installés (Figure 2.2-14). L'ensemble du processus

de forage est surveillé par l'enregistrement de paramètres de forage et de boue spécifiques par des capteurs installés sur la plateforme. Les paramètres comprennent la charge au crochet, le couple de la corde, le poids sur le trépan (WOB), la vitesse de rotation, la pression et le débit de la pompe, le taux de pénétration (ROP), le poids de la boue et le volume de boue dans les réservoirs. En plus de cela, les données directionnelles et les journaux géophysiques sont acquis en temps réel par les outils de mesure pendant le forage et de diagraphie pendant le forage utilisant la technologie de télémétrie à impulsions de boue.

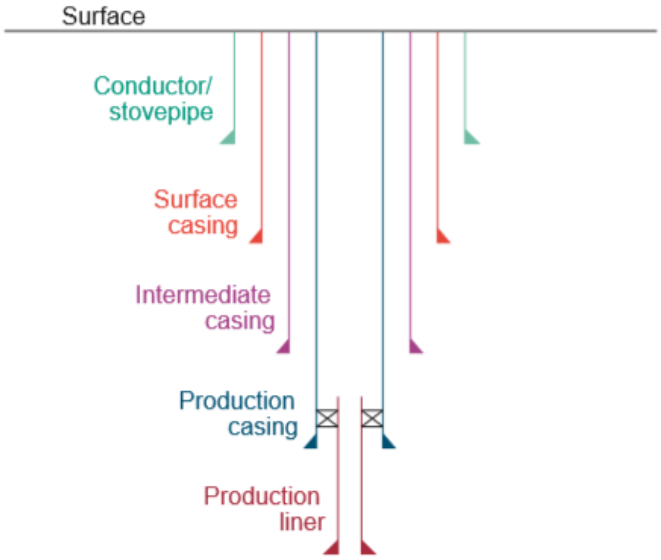


Figure 2.2-14 Schéma de Boîtier Typique (Jahn *et al.*, 2008).

Une fois qu'un intervalle est foré, il est tubé et cimenté avant de passer à l'intervalle suivant. C'est pour éviter l'effondrement du trou, assurer l'intégrité du puits et parfois utilisé pour isoler des zones spécifiques. Le procédé consiste à descendre un tubage et à injecter un coulis de ciment dans l'espace annulaire entre le tubage et la paroi du forage (Figure 2.2-15). Une diagraphie filaire en trou ouvert est effectuée avant l'installation du tubage, dans le but d'acquérir des diagraphies géophysiques qui aident à déduire la lithologie de la formation et les paramètres pétrophysiques, tels que la porosité et la saturation, tandis qu'une diagraphie en trou tubé est exécutée après l'installation du tubage et cimentation pour évaluer le travail de cimentation (ceci est appelé Cement Bond Log).

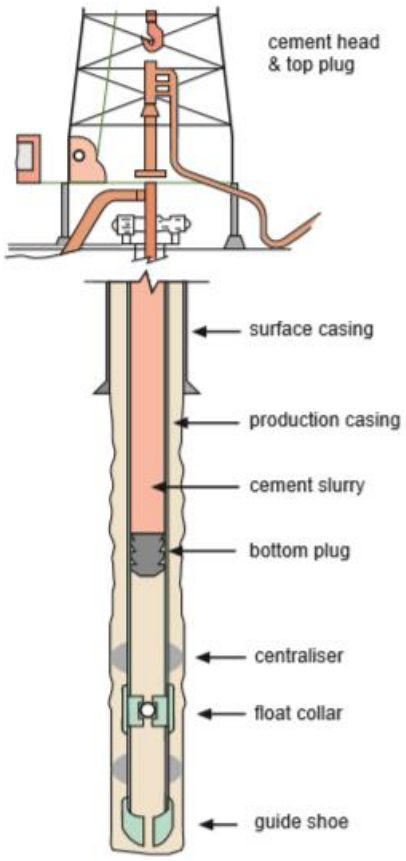


Figure 2.2-15 Principe de Cémentation du Tubage (Jahn *et al.*, 2008).

Certaines sections qui présentent un intérêt pour une analyse spécifique pourraient être carottées plutôt que forées de manière conventionnelle. Ceci est réalisé en remplaçant le trépan à rouleau / PDC par un trépan et un baril de carottage spéciaux qui permettent de récupérer un échantillon de carotte cylindrique plutôt que de briser la roche en déblais. Des bouchons horizontaux ou verticaux plus petits sont extraits du noyau et sont envoyés aux laboratoires pour analyse et test.

Pour compléter la section de fond de trou, plusieurs options sont disponibles ; la dernière section forée (celle qui pénètre dans le réservoir) pourrait être laissée ouverte (sans tubage, ni revêtement), ou pourrait être revêtue (à l'aide d'un revêtement/tamis à fentes) ou tubée et cimentée et plus tard perforée dans des zones de production spécifiques pour permettre l'hydrocarbure dans le puits. L'activité de perforation consiste à abaisser un pistolet/outil de perforation sur Wireline à une certaine profondeur contre une zone productrice d'intérêt et à l'actionner de telle sorte que des trous soient créés dans le tubage, le ciment et dans la formation rocheuse permettant la communication entre le réservoir et le puits. L'hydrocarbure est acheminé jusqu'à la surface par un tubage de production qui est installé dans le puits à l'aide de packers spécifiques. D'autres équipements de complétion sont installés dans le puits, notamment un guide d'entrée filaire, des soupapes de sécurité contrôlées en surface pour le contrôle du puits, une porte latérale coulissante pour le contrôle de la circulation des fluides ainsi que des mandrins à poche latérale pouvant accueillir différents types de vannes telles que la vanne de contrôle d'injection d'eau, le vérin à gaz vannes et autres. La sélection de

l'équipement de complétion est effectuée par l'ingénieur de production en fonction de nombreux facteurs tels que le type de puits, la nature du fluide, le but du puits et l'économie.

2.2.2.6 Considérations sur le forage en eau profonde

Le processus de forage standard décrit ci-dessus sera différent dans un environnement en eau profonde où un navire de forage ou un semi-submersible est déployé. Un conducteur est avancé sous le fond marin à l'aide d'un foret à jet spécial qui est remplacé par un foret à cône à rouleau normal lorsque le point de refus est atteint. À ce stade, les déblais sont simplement lavés au sommet du puits à l'aide d'eau de mer à haute pression. Une fois la section conductrice terminée, elle est cimentée en place. Une fois la deuxième section forée, le système de tête de puits est exécuté tout en étant attaché à la première colonne de tubage à l'intérieur du conducteur, puis cimenté. Une pile BOP sous-marine suit et doit être installée au-dessus de la tête de puits qui est reliée au navire de forage par un tuyau de grand diamètre connu sous le nom de colonne montante.

2.2.2.7 Évaluation

Après une découverte, le projet passe de la phase d'exploration à la phase d'évaluation où la commercialité de la découverte est évaluée. Dans cette phase, des puits supplémentaires (puits d'évaluation) sont forés et plusieurs activités sont menées pour évaluer l'étendue et la productivité de la découverte. Ces activités comprennent des tests de puits qui aident à évaluer la productivité du champ ainsi que la localisation des défauts, le carottage et la diagraphie pour mieux comprendre l'environnement de dépôt, l'étendue du réservoir et les propriétés du réservoir, et peuvent inclure une acquisition sismique 3D plus raffinée pour une meilleure évaluation du volume brut de roche. Si les puits d'appréciation confirment que le développement du champ est commercialement viable, le champ passera en phase de développement. Les puits d'exploration potentiels seront temporairement obturés en vue d'une réouverture ultérieure ou d'une utilisation dans le cadre de la production.

Si toutefois le réservoir découvert était jugé non commercial, les puits forés seraient définitivement bouchés avec du ciment ou des bouchons mécaniques et abandonnés. Une étude de dégagement du site serait menée pour s'assurer que tous les débris provenant des activités de forage sont retirés du fond marin autour de chaque site de forage.

2.2.3 Phase de développement et de production

2.2.3.1 Offshore

Sur la base des informations géophysiques, géologiques et de réservoir obtenues lors des phases de prospection et d'exploration, un plan de développement et de production est préparé. Ce plan comprend généralement les activités et les processus nécessaires pour développer le champ, qui peuvent inclure le nombre de puits, les systèmes de forage et de production, le traitement, les installations souterraines et de surface, l'évaluation des risques et les systèmes d'entretien, tous dépendant de la profondeur de l'eau, du type de réservoir et de l'infrastructure et du support aux opérations. Une fois que le plan est complété, une séquence d'activités suivra : Conception détaillée, approvisionnement en matériaux de construction, la fabrication et l'installation des équipements, mise en service de tous les équipements et

démarrage de la production. De manière générale, un profil de production peut être divisé en trois périodes principales :

- **Période de Développement** : Au cours de laquelle de nouveaux puits producteurs seront forés ;
- **Période des Plateaux :** Au cours de laquelle de nouveaux puits producteurs peuvent encore être mis en service tandis que ceux existants présentent une baisse de production. Au cours de cette période, les installations de production fonctionneront à pleine capacité et le taux de production serait maintenu constant.
- **Période de Déclin :** Au cours de laquelle la production diminuera dans tous les puits.
- **Récupération améliorée du pétrole** : pendant laquelle la durée de vie du champ est prolongée en utilisant des techniques de récupération améliorée du pétrole.

Les sous-sections suivantes décrivent les activités de développement et de production qui pourraient être applicables à différents scénarios E&P Sénégal. Les Scénarios sont présentés dans la section 2.3.

2.2.3.1.1 Installations de Production en Mer

Une plateforme de production offshore ressemble plutôt à une station de collecte où les hydrocarbures produits sont collectés, traités et transportés pour un traitement ultérieur ou un stockage. La plateforme contient tous les équipements et installations nécessaires avec une conception et un agencement spécifiques adaptés aux opérations offshore qui sont différentes de celles à terre pour les raisons suivantes :

- Une plateforme doit être installée au-dessus du niveau de la mer avant que les installations de forage et de traitement puissent être placées au large
- Il n'y a pas de services publics au large des côtes, donc tous les quartiers d'éclairage, d'eau, d'électricité et d'habitation, etc. doivent également être installés pour soutenir les opérations
- Les restrictions de poids et d'espace rendent les réservoirs de stockage basés sur une plateforme non viables, de sorte que des méthodes de stockage alternatives doivent être utilisées

Quant aux types de plateformes, deux grandes catégories peuvent être distinguées : les plateformes fixes et les plateformes flottantes. Les plateformes flottantes peuvent être classées en trois types principaux : Navires semi-submersibles, Plateformes flottantes de production, de stockage et de déchargement (FPSO) et plateformes SPAR. Ils sont illustrés dans la Figure 2.2-16 et décrit dans les sous-sections suivantes.

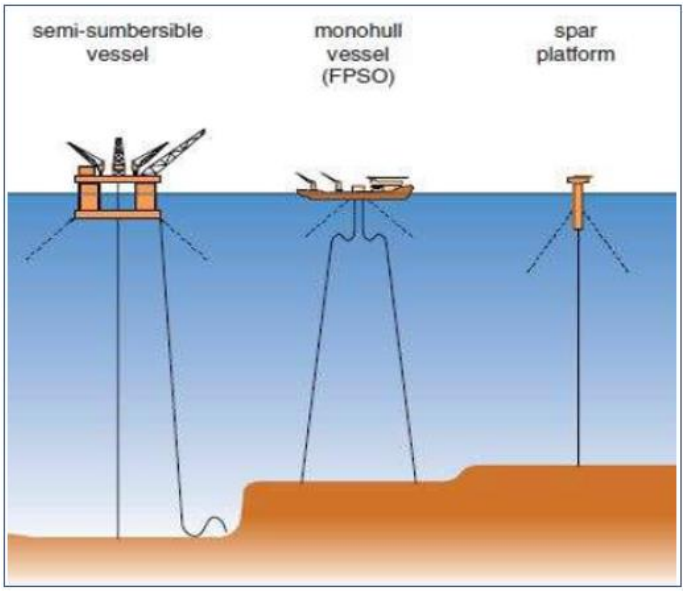


Figure 2.2-16 Systèmes de Production Flottants

2.2.3.1.1.1 Navires semi-submersibles

Les plateformes semi-submersibles sont des navires utilisés comme plateformes de forage offshore, navires de sécurité et plateformes de production. Ce type de navire est généralement adopté en raison de sa capacité à résister à des conditions difficiles et de son efficacité en eaux profondes (Figure 2.2-17). Avant que les plateformes semi-submersibles de production ne soient conçues pour le forage, les semi-submersibles étaient auparavant converties en plateformes de production très stables et rentables, dont la première était l'Argyll FPF en 1975 en mer du Nord.

Figure 2.2-17 Exemples de Navires Semi-Submersibles

2.2.3.1.1.2 Plateformes flottantes de production, de stockage et de déchargement « FPSO »

Le FPSO (Figure 2.2-18) est un navire flottant utilisé pour stocker et décharger les hydrocarbures produits avec des flux de production variables jusqu'à ce qu'il puisse être transporté et raffiné. Il peut également assurer le traitement de l'hydrocarbure, y compris la séparation en trois

phases, le gaz lift, le traitement de l'eau et l'injection. L'une des principales raisons pour lesquelles ce type de plateforme est devenu plus adopté est son faible coût par rapport aux plateformes traditionnelles.

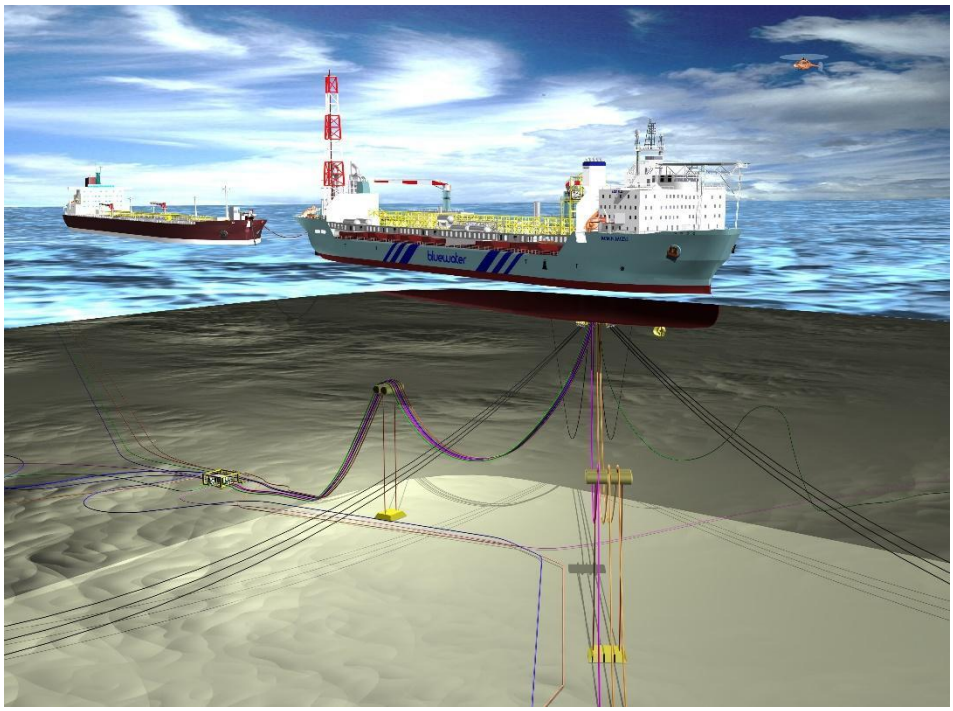


Figure 2.2-18 Illustration d'un Navire Flottant de Production, de Stockage et de Déchargement

Les FPSO en forme de navire doivent être conçus pour « girouette », ce qui signifie qu'ils doivent avoir la capacité de tourner dans la direction du vent ou du courant. Cela nécessite des systèmes d'amarrage complexes et les liaisons avec les têtes de puits doivent pouvoir s'adapter au mouvement. Les systèmes d'amarrage peuvent se faire via une seule bouée ou, dans les navires plus récents conçus pour les environnements difficiles, via une tourelle interne ou externe.

La capacité de traitement typique des FPSO est d'environ 100 000 barils par jour, avec une capacité de stockage allant jusqu'à 800 000 barils. Cependant, dans les récents développements en eaux profondes en Afrique de l'Ouest, certains FPSO existent qui ont plus du double de cette capacité. Les FPSO peuvent également être utilisés pour les champs de production de gaz dans lesquels le gaz peut être traité (séparation multiphase) avant d'être acheminé vers un traitement ultérieur et le marché.

2.2.3.1.1.3 Plateformes SPAR

Les plateformes SPAR sont des plateformes flottantes généralement appliquées dans les eaux profondes et amarrées verticalement sur place. Bien que conçu à l'origine comme une bouée flottante pour acquérir des informations océanographiques, ce type a été développé pour remplacer les plateformes conventionnelles. La conception de la plateforme la rend moins affectée par les conditions océaniques et météorologiques et permet l'utilisation d'arbres secs et de production sous-marine (Figure 2.2-19). Le premier SPAR jamais adopté était le Brent SPAR spécialement conçu pour le stockage et le déchargement de produits en mer du Nord,

tandis que les structures les plus récentes ont intégré des installations de forage, de production, de stockage et de chargement offshore en tant qu'option de développement intégré.

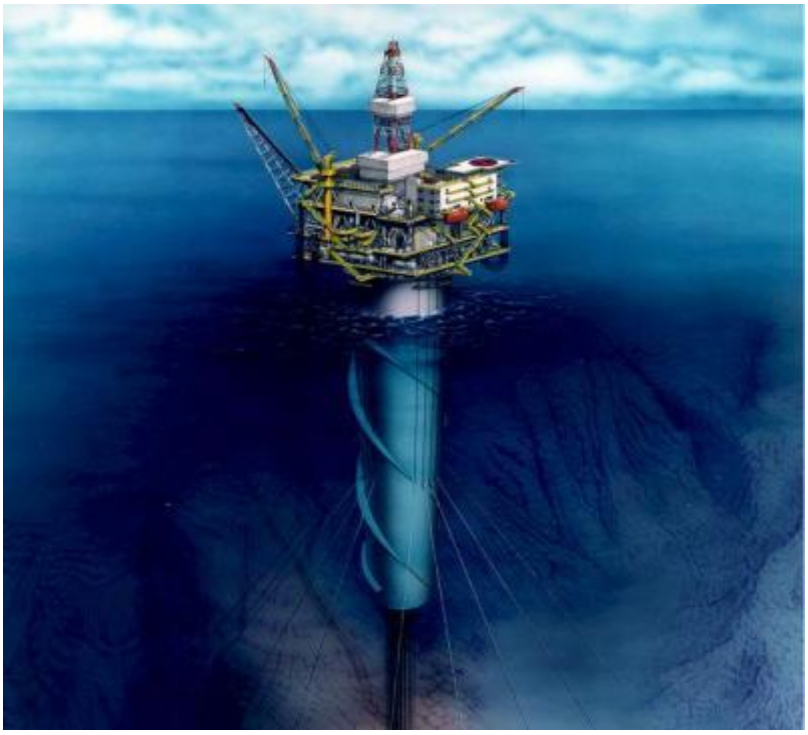


Figure 2.2-19 Illustration d'une Plateforme SPAR

2.2.3.1.1.4 Systèmes de Production Sous-Marins

Les systèmes de production sous-marine offrent une option alternative de développement offshore avec des puits situés au fond de la mer où le pétrole est extrait puis relié à une plateforme déjà existante. Les hydrocarbures produits peuvent atteindre la plateforme de production voisine par un riser ou un pipeline sous-marin permettant à une plateforme de production de desservir un grand nombre de puits répartis sur une zone relativement importante. Ce type de systèmes constitue l'une des solutions les plus économiques et pratiques pour développer de petits champs à proximité d'une infrastructure préexistante telle que des plateformes ou des pipelines en eaux profondes. Les systèmes sous-marins se sont avérés efficaces et rentables lorsqu'ils sont adoptés en combinaison avec des systèmes de production flottants.

Les systèmes de production sous-marins créent également d'importantes économies de main-d'œuvre car il s'agit d'installations sans personnel. Cependant, ces systèmes peuvent être soumis à des dépenses d'exploitation très élevées du point de vue de l'entretien des puits et des interventions sous-marines, car des navires coûteux doivent être mobilisés pour effectuer le travail. Au fur et à mesure que les systèmes sous-marins deviendront plus fiables, ces OPEX seront réduites.

Comme représenté dans la Figure 2.2-20, un développement de champ sous-marin ou un développement de satellite sous-marin consisterait en un agencement en grappes d'arbres sous-marins spéciaux positionnés sur le fond marin et reliés à un collecteur. Les fluides produits sont acheminés du collecteur à l'installation hôte. Le contrôle des installations sous-marines est

maintenu à partir de l'installation hôte via des ombilicaux de contrôle et des modules de contrôle sous-marins.

Le satellite sous-marin le plus élémentaire est une tête de puits sous-marine unique avec arbre sous-marin, reliée à une installation de production par une série de pipelines. Un module de contrôle généralement situé sur l'arbre sous-marin permet à la plateforme de production de piloter à distance l'installation sous-marine via ses vannes et selfs.

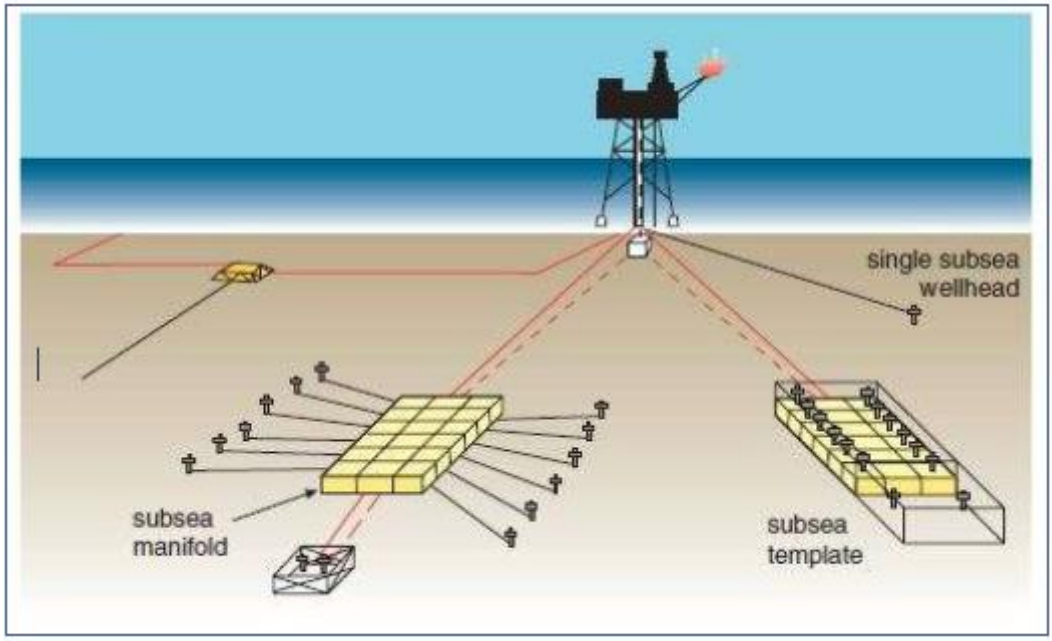


Figure 2.2-20 Options Typiques de Développement de Champs Sous-Marins - Liées à une Installation Hôte

2.2.3.2 *Systèmes de transport de pétrole et de gaz*

Une fois l'hydrocarbure produit est collecté sur la plateforme de production, il sera transporté par pipeline dans le cas du gaz et du pétrole, ou par tankers dans le cas du pétrole. Le transport par pipeline est le moyen le plus courant de transport des hydrocarbures. Bien qu'un pipeline puisse sembler un équipement assez basique, le fait de ne pas concevoir une ligne d'une capacité appropriée capable de résister aux conditions d'exploitation pendant toute la durée de vie du champ peut s'avérer très coûteux en termes de production différée d'hydrocarbures. Dans les zones où le relief des fonds marins rend les pipelines vulnérables ou lorsque les pipelines ne peuvent être justifiés par des raisons économiques, des pétroliers sont utilisés pour stocker et transporter le brut depuis les centres de production. La méthode de transport la plus simple consiste à pomper le brut stabilisé d'une installation de traitement directement vers un camion-citerne.

2.2.3.3 *Systèmes de traitement*

Le traitement des hydrocarbures se produit généralement en mer sur des plateformes, contrairement au raffinage qui se fait à terre. Les hydrocarbures produits ont généralement une volatilité élevée et contiennent un nombre et une concentration importants de

contaminants tels que l'eau et le sable qui peuvent endommager et bloquer les pipelines et les équipements de traitement lors du transport de la plateforme au rivage, que ce soit par bateau ou par pipeline sous-marin. Pour éviter les problèmes d'assurance de flux, tels que la création de cires ou d'hydrates, le traitement du pétrole est beaucoup plus viable et plus sûr à avoir lieu en mer avant le transport.

Le processus de traitement comprend la séparation des flux et le traitement après la production, la compression du gaz, la liquéfaction (le cas échéant) et le comptage.

2.2.3.4 Systèmes utilitaires

Les systèmes utilitaires sont des systèmes qui ne gèrent pas le flux de traitement des hydrocarbures, mais fournissent certains services à la sécurité du processus principal ou aux résidents. Ils sont nécessaires pour soutenir le système de traitement et sont essentiels au fonctionnement quotidien de l'installation ainsi qu'à sa sécurité. En général, un système utilitaire de plateforme offshore comprend des systèmes de production et de distribution d'électricité, des systèmes d'instrumentation, des systèmes d'eau d'incendie, des systèmes d'arrêt d'urgence, des systèmes de refroidissement et de chauffage et contient de l'air d'instrumentation, de l'air utilitaire, du gazole et du carburant diesel.

D'autres installations et usines pourraient également être installées, notamment des centrales à gaz, des compresseurs de gaz en plus des systèmes d'exportation de pipelines sur la base du Plan de Développement et de Production (PDP) approuvé.

2.2.3.5 Installations Terrestres

Au cours des différentes phases du plan, des installations de soutien à terre seront nécessaires pour fournir un soutien logistique aux opérations pétrolières et gazières. La superficie totale des installations de soutien à terre, y compris les chantiers de fabrication et les bases logistiques, pourrait aller de 5 ha (50 000 m^2) aux premiers stades de l'exploration jusqu'à 100 ha (1 000 000 m^2) dans le cas de plusieurs plateformes opérant en mer. L'emplacement de ces installations doit être conforme au plan directeur national d'utilisation des terres et les installations doivent faire l'objet d'études d'EIE, y compris l'analyse d'alternatives avant leur déploiement.

2.2.3.6 Onshore

Une fois le puits foré et terminé, la dernière étape consiste à mettre en place les équipements permettant d'extraire les hydrocarbures de la formation souterraine. Il s'agit de l'installation d'une tête de puits, composée de divers équipements situés à l'entrée du puits, pour gérer le processus d'extraction. Récupérer le pétrole ou le gaz naturel du puits et le préparer pour le transport et la vente. Des installations de terrain telles que les conduites d'écoulement, le système de collecte et les équipements de traitement sont nécessaires.

1. Production de pétrole et de gaz

1.1. La production de pétrole

La production de pétrole comporte trois phases :

Récupération primaire : la pression naturelle du réservoir, aidée dans certains cas par des pompes, fait remonter à la surface environ 10 % des hydrocarbures d'origine présents dans le réservoir. Cependant, cette pression diminue au fur et à mesure que la production se poursuit et devient insuffisante.

Récupération secondaire : La pression du réservoir est augmentée par l'injection d'eau (waterflooding) ou de gaz dans le sous-sol, ce qui a pour effet d'entraîner les hydrocarbures vers le puits de forage. Les fluides injectés peuvent être ceux produits par le puits lui-même et doivent être traités avant d'être réinjectés. Cette opération permet d'augmenter la récupération jusqu'à 20-40% des réserves initiales.

Récupération assistée du pétrole (Enhanced oil recovery EOR) : cette méthode permet d'extraire 30 à 60 % des réserves initiales en diminuant leur viscosité. Cela peut se faire par une récupération miscible où du gaz est injecté pour se mélanger au pétrole, par une injection chimique qui diminue la tension superficielle des hydrocarbures, ou par une récupération thermique en introduisant de la chaleur.

1.2. Production de gaz

Une stimulation ou des traitements supplémentaires peuvent être nécessaires pour les puits de gaz naturel afin d'améliorer la récupération du gaz. L'une des techniques consiste à utiliser des compresseurs pour augmenter la pression d'extraction du gaz, réintroduire du gaz dans le réservoir pour maintenir la pression, faciliter la récupération de la vapeur ou faciliter l'écoulement du gaz vers les installations centrales.

En outre, le gaz peut être contaminé par d'autres gaz naturels, de l'eau, du pétrole brut, des matières solides et d'autres matériaux qui doivent être séparés. Le pétrole et le gaz sont miscibles dans le sous-sol en raison de la pression de formation élevée, mais une fois à la pression atmosphérique, les composants se séparent naturellement à l'aide d'un réservoir fermé dans lequel le gaz plus léger flotte au-dessus du pétrole. D'autres contaminants gazeux sont séparés à l'aide d'usines de traitement du gaz.

2. Équipements de surface

Pour que les produits pétroliers et gaziers finaux soient prêts à être vendus, de nombreux processus et équipements sont nécessaires pour traiter et maintenir les hydrocarbures en circulation. Les équipements de surface essentiels à la production à la tête de puits comprennent les séparateurs, les épurateurs, les échangeurs de chaleur, les pompes, les réservoirs de stockage et les compresseurs, qui doivent être nettoyés périodiquement pour éliminer les matières accumulées et maintenir l'efficacité de la production sur le terrain.

3. Traitement et gestion de l'eau de production

3.1. Séparation de l'eau de production.

Lorsque le pétrole brut ou le gaz naturel est extrait du sol, il contient souvent de l'eau et d'autres impuretés, qui doivent être éliminées avant que le pétrole ou le gaz puisse être transporté ou traité. L'eau produite peut être récupérée, traitée à certaines fins telles que la réinjection ou éliminée. Les équipements suivants sont utilisés pour la séparation de l'eau. En général, les déchets générés au cours de ce processus sont des solides, tels que le sable, et des boues au fond des équipements qui sont périodiquement nettoyés et enlevés pour être récupérés, traités ou éliminés.

Élimination de l'eau libre (Free-Water Knockout FWKO) : Un FWKO est le premier équipement utilisé pour séparer l'eau libre du pétrole brut et du gaz. L'eau libre est l'eau qui n'est pas mélangée au pétrole (non émulsifiée) ou qui est présente sous forme de vapeur d'eau dans le gaz. La cuve FWKO fonctionne en permettant au mélange de pétrole, de gaz et d'eau de pénétrer dans la cuve par le haut. Le mélange s'écoule à travers une série de chicanes ou de plaques, qui séparent l'eau du pétrole ou du gaz en raison des différences de densité. L'eau se dépose ensuite au fond de la cuve, où elle peut être drainée ou pompée.

Séparateurs : Il s'agit de fosses utilisées pour séparer l'eau restante du mélange de fluides produits. Les liquides sont d'abord séparés des composants gazeux à l'aide de séparateurs à deux phases, puis l'eau non émulsifiée est séparée des autres liquides à l'aide d'un séparateur à trois phases. En outre, on peut utiliser des hydroclones, qui sont des dispositifs utilisant la force centrifuge pour séparer un mélange d'huile et d'eau en le faisant tourner.

Traitements thermiques/électrostatiques : ce système de traitement utilise la chaleur pour séparer l'eau et l'huile émulsifiées. Les gaz naturels résiduels s'élèvent au-dessus et sont également séparés du mélange. Ce processus peut être répété plusieurs fois si la séparation totale n'est pas obtenue.

Dessableurs : ces cuves sont utilisées pour éliminer les particules solides et les sables qui peuvent endommager l'équipement. Le fluide entre dans la cuve et est dirigé vers les hydrocyclones, qui utilisent la force centrifuge pour séparer les particules solides du fluide. Les particules solides, y compris le sable et d'autres débris, sont ensuite recueillies dans une chambre de collecte au fond de la cuve et peuvent être enlevées périodiquement.

Déshydrateurs de champ de gaz naturel : ces unités fonctionnent de manière similaire à celles que l'on trouve dans les usines de traitement du gaz, en extrayant la vapeur d'eau du gaz naturel.

3.2. Traitement de l'eau produite

Après la séparation, l'eau de production doit être traitée en vue de sa réutilisation, de son rejet dans les eaux de surface ou de son élimination.

Traitement : certains résidus d'huile et de solides qui persistent dans l'eau sont éliminés à l'aide de réservoirs d'écrémage, de canons et d'intercepteurs à plaques ondulées. En outre, les unités de flottation au gaz peuvent éliminer les huiles et les graisses insolubles en injectant un gaz qui s'agrège aux fluides indésirables et remonte à la surface pour être éliminé par écrémage. Le gel-dégel ou l'évaporation est une autre technique permettant de séparer l'eau douce des eaux usées produites, par un gel en hiver et une évaporation naturelle pendant les étés chauds. Enfin, l'eau est filtrée à l'aide de filtres remplaçables ou permanents qui doivent être régulièrement nettoyés.

Qualité et quantité : en fonction de la quantité et de la qualité de l'eau, et conformément à la réglementation, l'eau produite traitée peut être réutilisée de différentes manières ou éliminée. Elle peut être rejetée dans les eaux de surface, réinjectée dans le réservoir pour une récupération assistée du pétrole, ou utilisée dans l'agriculture et l'élevage, entre autres.

Stockage : l'eau produite peut être stockée dans des réservoirs ou des fosses pendant une période suffisamment longue pour permettre aux particules solides de se déposer et d'être séparées. Des fosses de réserve sont généralement creusées près du site d'exploitation, dont

au moins 50 % se trouvent sous le niveau du sol, afin de contenir tous les fluides produits avant leur séparation et leur filtrage. Ces fosses sont recouvertes de bentonite ou de revêtements synthétiques et doivent être construites à proximité de la nappe phréatique ou de toute autre étendue d'eau afin d'éviter toute contamination.

4. Stockage, traitement et gestion du pétrole et du gaz produits

Les hydrocarbures sont initialement transportés des plateformes de forage vers les puits de réserve, les stations de transfert ou d'autres installations à l'aide de systèmes de collecte. Ces systèmes comprennent des lignes d'écoulement ou des pipelines pour le processus de transport ainsi que certains instruments pour le traitement. Les phases liquides et gazeuses sont d'abord séparées, puis les solides sont éliminés avant de poursuivre le traitement pour obtenir la composition souhaitée pour le pétrole et le gaz. Des produits chimiques peuvent être injectés dans le puits ou les cuves de transport pour protéger le matériau de la corrosion, en veillant à éviter toute fuite pour ne pas contaminer le sol. En outre, des racleurs de pipelines sont utilisés pour racler les débris et inspecter la surface intérieure des pipelines. Ce sont des dispositifs cylindriques ou sphériques qui peuvent traverser les pipelines sans perturber le flux d'hydrocarbures. Ils ont également de nombreuses fonctions aux différents stades de la production et du transport.

4.1. Systèmes de collecte de pétrole brut

Ces systèmes permettent une séparation supplémentaire du pétrole brut des autres composants à l'aide de réchauffeurs et d'émulsionneurs, ainsi que de réservoirs ou de fosses de collecte. Lorsque le pétrole est extrait du puits, la température et la pression chutent, ce qui rend insolubles des matières telles que les paraffines et les asphaltènes naturellement présentes dans le pétrole brut, qui peuvent alors obstruer les pipelines. C'est pourquoi des solvants de paraffine ou des fluides à haute température passent dans les pipelines pour dissoudre les paraffines, et des racleurs sont utilisés pour les retirer mécaniquement. En ce qui concerne les asphaltènes, différents inhibiteurs peuvent être utilisés en fonction de la composition du pétrole brut.

4.2. Systèmes de collecte de gaz

Ces systèmes comprennent des compresseurs et des régulateurs de pression pour maintenir le flux de gaz, des tours à gaz et des déshydrateurs pour éliminer respectivement le gaz naturel et la vapeur d'eau. La formation d'hydrates de gaz est un problème majeur dans la production de gaz. Lorsque l'eau ou la vapeur d'eau se combine au gaz sous pression, ces composés ressemblant à de la glace se forment et peuvent bloquer les gazoducs. Les solutions peuvent être l'injection d'alcool comme le méthanol, l'augmentation de la température ou la déshydratation du gaz. La déshydratation se fait par absorption, ce qui nécessite l'utilisation d'un agent déshydratant, ou par adsorption, ce qui implique la condensation de l'eau à l'aide d'un dessiccateur. L'élimination des liquides de gaz naturel est un autre processus mis en œuvre dans les systèmes de collecte de gaz. Pour ce faire, on diminue les températures ou on utilise de l'huile dans des tours d'absorption pour capturer les liquides les plus lourds. Les gaz naturels séparés sont ensuite traités à des fins différentes, notamment résidentielles. Le gaz peut également contenir du soufre, qui doit être éliminé car il est toxique et corrosif pour les équipements. Le processus d'élimination du soufre est appelé adoucissement.

4.3. Fosses de réserve

Tout comme l'eau de production, les hydrocarbures extraits sont initialement stockés dans des puits de réserve ou des réservoirs de stockage à proximité de l'appareil de forage. Ces fosses sont soumises à de nombreuses réglementations et normes régissant leur taille, leur conception, leur emplacement et d'autres aspects afin d'empêcher les fuites, les incendies, les déversements et les émissions. Le pétrole stocké est mesuré pour vérifier le nombre de compteurs lorsque le liquide est transporté du site de la concession à l'oléoduc. La quantité et la qualité du pétrole sont évaluées par une unité de transfert de garde avant la vente.

Afin de transporter le plus grand volume possible de gaz, celui-ci doit être comprimé de manière optimale. Le gaz peut être comprimé sur place à l'aide de petits compresseurs, ou il peut être transporté par des pipelines jusqu'à des installations de compression qui utilisent des compresseurs plus grands et qui sont enfermés dans une structure qui absorbe le bruit.

4.4. Installations de traitement du gaz

Après le traitement initial du gaz dans les systèmes de collecte, un traitement supplémentaire est effectué dans les usines de traitement du gaz. Les principaux processus qui ont lieu dans ces installations sont la déshydratation, l'adoucissement et la séparation des liquides de gaz naturel. À l'entrée, le gaz est séparé de l'eau libre. L'eau émulsifiée est ensuite éliminée par déshydratation au glycol (le glycol réagit avec l'eau, la rendant plus lourde et la faisant couler au fond), ou par déshydratation par dessiccation solide (l'eau passe à travers une tour, un agent de séchage lie l'eau et la piège lorsque le gaz sec s'échappe). Les liquides lourds du gaz naturel sont extraits dans des installations d'extraction similaires aux systèmes de collecte. En outre, la régulation de la pression et la compression du gaz traité ont lieu pour faciliter le transport ultérieur.

4.5. Récupération des liquides de gaz naturel

Lors de l'extraction du gaz naturel (méthane), des hydrocarbures tels que l'éthane, le propane, le butane et des composants plus lourds sont fréquemment produits. Ils sont appelés liquides de gaz naturel parce qu'ils existent sous forme de gaz dans le réservoir mais deviennent liquides à la température et à la pression de la surface. Ces gaz sont éliminés par des tours d'absorption où ils se lient à l'huile d'absorption, laissant le méthane s'échapper. Une autre méthode consiste à diminuer la température de sorte que le méthane seul reste en phase gazeuse.

5. Transport

Les gazoducs : Le gaz est transporté par des gazoducs depuis le site du puits jusqu'aux installations de collecte, en passant par les réseaux de transport interétatiques et les réseaux de distribution locaux. La construction des gazoducs se fait en plusieurs étapes. Tout d'abord, les obstacles tels que les arbres et les buissons sont enlevés, puis des tranchées sont creusées pour permettre à la canalisation d'être au moins 30 pouces sous la surface. Les conduites sont construites en segments de 40 à 80 pieds, puis soudées ensemble. Le diamètre de ces cuves varie de 6 à 16 pouces dans les usines de collecte et les réseaux de distribution locaux, et de 16 à 48 pouces dans les réseaux de transport. Les porcs peuvent être utilisés pour inspecter l'intégrité des pipelines et détecter les pertes de métal. Les fuites peuvent également être détectées à l'aide de la technologie infrarouge à balayage frontal par imagerie thermique. Les caméras FLIR peuvent détecter les variations de température à la surface du pipeline et

produire des images qui montrent l'emplacement et la gravité de la fuite. En outre, les systèmes de surveillance computationnelle des pipelines permettent de surveiller les pipelines en temps réel et de détecter et localiser rapidement les fuites, réduisant ainsi les risques de dommages environnementaux et les risques pour la sécurité. En détectant les fuites à un stade précoce, les exploitants peuvent prendre des mesures rapides pour réparer le pipeline et minimiser l'impact de la fuite sur l'environnement et les communautés environnantes. Les stations de compression et de pompage sont donc construites à des intervalles spécifiques pour pressuriser le gaz afin qu'il flotte efficacement.

Stockage en vrac : Le gaz naturel peut être stocké dans des réservoirs épuisés, des cavernes de sel ou des formations géologiques. Il peut également être liquéfié et stocké dans des réservoirs en surface. Cette méthode est utilisée car la demande de gaz naturel varie, et le gaz est donc stocké jusqu'à ce qu'on en ait besoin. Quant aux GNL, ils sont stockés dans des réservoirs isolés qui limitent l'évaporation.

Le camionnage : Les produits pétroliers peuvent être transportés dans des camions-citernes spécialisés qui sont conçus pour transporter de grands volumes de produits pétroliers liquides sur de longues distances. Ces camions sont équipés de réservoirs en acier ou en aluminium qui peuvent contenir de quelques milliers à des dizaines de milliers de gallons de pétrole.

Stations de transfert : ces stations collectent et traitent les hydrocarbures produits par différents puits afin de répondre aux normes ou aux exigences de la phase de transport suivante.

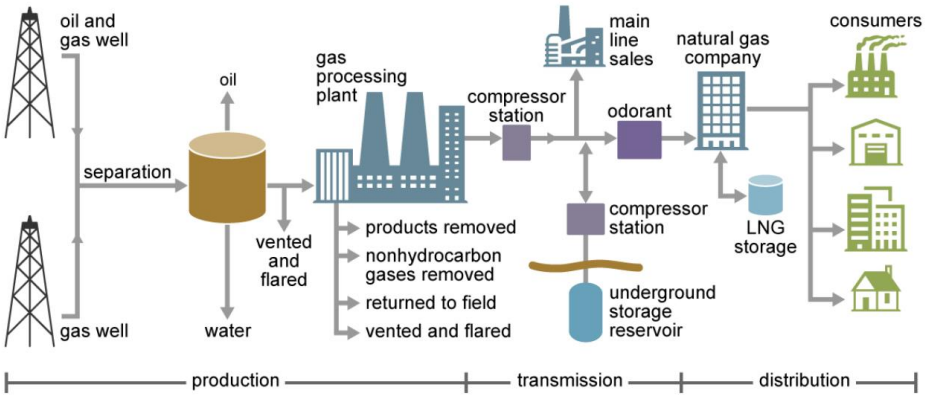


Figure 2.2-21 Étapes de la production, du traitement, du stockage et de la distribution du pétrole et du gaz (EIA, 2022).

2.2.4 Phase de Déclassement

2.2.4.1 Offshore

Lorsque les réserves économiques sont épuisées, le champ doit être déclassé de manière à garantir une perturbation environnementale minimale conformément à un plan de déclassement. Le plan de déclassement doit envisager l'abandon du puits, le retrait des installations et équipements de production, le déclassement des pipelines et des conduites d'écoulement, la restauration des sites pétroliers et gaziers qui ne sont plus rentables dans des conditions écologiquement rationnelles, les options d'élimination et de réutilisation des matériaux et le dégagement du site. Après avoir ramené la plateforme et toutes les

installations à terre pour le déclassement et l'élimination, les matériaux utilisés pour leur construction peuvent être récupérés et réutilisés. Afin d'assurer un bon dégagement du site.

Les opérateurs essaient généralement de différer cette phase soit en réduisant les coûts d'exploitation, soit en augmentant le débit d'hydrocarbures. À cette fin, des techniques de récupération améliorées permettent de récupérer une partie des hydrocarbures qui restent après la production primaire et secondaire en utilisant des méthodes inhabituelles telles que la récupération thermique et l'injection chimique. Cependant, étant donné que la viabilité économique de ces techniques est très sensible au prix du pétrole, elles sont plus souvent justifiées pour le développement onshore plutôt qu'offshore.

2.2.4.2 Onshore

La mise hors service des installations terrestres intervient lorsque le gisement est épuisé ou que la production d'hydrocarbures à partir de ce gisement n'est plus rentable. Certaines parties des installations terrestres, telles que les installations en surface situées dans la zone du gisement de pétrole ou de gaz et le long des lignes de transport, sont traitées pour éliminer les hydrocarbures et autres produits chimiques, ainsi que les déchets ou les contaminants, puis enlevées. D'autres éléments, tels que les conduites d'écoulement et les pipelines, sont souvent laissés en place afin d'éviter les perturbations environnementales liées à l'enlèvement. Les puits sont bouchés et abandonnés pour empêcher la migration des fluides à l'intérieur du puits ou vers la surface. L'équipement de fond de puits est retiré et les parties perforées du puits sont débarrassées de la terre, du tartre et d'autres débris. Le puits de forage est ensuite bouché. Des fluides d'une densité appropriée sont placés entre les bouchons pour maintenir une pression adéquate. Au cours de ce processus, les obturateurs sont testés pour vérifier qu'ils sont correctement placés et intègres. Enfin, le tubage est coupé sous la surface et recouvert d'un bouchon de ciment.

2.3 SCENARIOS POUR LES ACTIVITES D'E&P PETROLIERES

L'étendue et les types d'activités d'exploration et de production (E&P) dépendent fortement de la taille des découvertes commerciales, des types et de la qualité des hydrocarbures trouvés (par exemple, gaz et/ou liquides), de la demande du marché pour ces hydrocarbures et de leur marché, et prix (entre autres facteurs).

En conséquence, diverses hypothèses ont été faites pour développer des scénarios hypothétiques qui couvriraient un large éventail d'activités, et peuvent donc être utilisées pour évaluer le potentiel et l'importance des impacts dans chaque scénario et développer des stratégies d'atténuation et de surveillance à adopter.

Les scénarios suivants sont pris en compte dans cette mise à jour de l'EESS :

- Scénario 0 : Situation actuelle - Les découvertes ne sont pas exploitées et donc les ressources sont laissées sur place ; seuls les sites d'exploitation en court sont maintenus (Do nothing scenario).
- Scénario 1 : Seules les ressources déjà découvertes et en cours de développement sont exploitées (pas d'exploration supplémentaire), produisant 0,09 tcf/an de gaz et 100 000 bpj de pétrole pendant la durée de vie des champs.
- Scénario 2 : L'exploitation de ressources découvertes pour couvrir la demande nationale en gaz, produisant un estimé de 0,5 tcf/an de gaz et 200 000 bpj de pétrole pendant la durée de vie des champs.
- Scénario 3 : L'exploitation des ressources découvertes en mer et en terre similaire au scénario 2, mais avec un taux de production de + 0,1 tcf/an en gaz et de 100 000 bpj de pétrole.
- Scénario 4 : L'exploitation des ressources découvertes en mer et en terre similaire au scénario 2, mais avec un taux de production de + 0,2 tcf/an en gaz et 150 000 bpj de pétrole).
- Scénario 5 : L'exploitation des ressources découvertes en mer et en terre similaire au scénario 2, mais avec un taux de production de + 0,3 tcf/an en gaz et 200 000 bpj de pétrole).
- Scenario 6 : Similaire au scénario 4 mais seuls les blocs maritimes sont exploités (pas d'exploration et exploitation onshore).

Ces scénarios sont à leur tour déterminer plusieurs alternatives pour le secteur, par exemple, le nombre de plateforme de forage, les options de développement (biais onshore contre offshore), politique d'exportation des déchets par rapport à la politique de gestion des déchets dans le pays, les alternatives technologiques pour les différentes phases, les alternatives d'emplacements, les options d'extractions (pipelines, infrastructure GNL, etc.), etc.

Les 7 scénarios sont décrits plus en détail dans les tableaux ci-dessous.

2.3.1.1 Scénario 0 : Situation actuelle - Les découvertes ne sont pas exploitées et donc les ressources sont laissées sur place ; seuls les sites d'exploitation en court sont maintenus (Do nothing scenario)

Description du scénario	Hypothèses et variables pertinentes	Blocs associés	Alternatives
Ce scénario considère le statu quo (business as usual ou BAU) sans développement du secteur pétro-gazier. L'analyse de ce scénario permet de comprendre ce qui est susceptible d'arriver aux indicateurs environnementaux et socio-économiques sélectionnés s'il n'y a pas de développement du secteur des hydrocarbures au Sénégal.	• Il n'y a pas de développement du secteur pétro-gazier. • Le Sénégal reste un pays non producteur de pétrole et importe du pétrole pour ses besoins internes. • L'infrastructure d'importation de pétrole est construite afin d'assurer une importation suffisante et stable. • Le gaz sera produit à partir du champ onshore de Gadiaga uniquement. • Il n'y a pas d'impact significatif du secteur sur la création d'emplois, le développement de l'économie liée au pétrole et au gaz ou sur la poursuite du développement durable du Sénégal.	Bloc Sangomar, Bloc Grand Tortue Ahmeyim (GTA) et Bloc Yakaar-Teranga (non exploites dans ce scenario)	Alternatives d'importation de ressources pétrolières

2.3.1.2 Scénario 1 : Seules les ressources déjà découvertes et en cours de développement sont exploitées (pas d'exploration supplémentaire)

<table>
<tr><th>Description du scénario</th><th>Hypothèses et variables pertinentes</th><th>Blocs associés</th><th colspan="2">Alternatives</th></tr>
<tr><td rowspan="5">• Les activités d'exploration n'aboutiront à la découverte d'aucun gisement commercial au-delà de ceux découverts déjà - il s'agit d'un scénario ou seuls les gisements déjà découverts sont exploités.
• Ce scénario évalue les impacts possibles sur les indicateurs en l'absence de résultats commerciaux nouveaux et de développement additionnel. Cela signifie essentiellement que les conditions environnementales seront soumises à une certaine pression des activités d'exploration et exploitation limitée, mais sans avantages socio-économiques importants.</td><td rowspan="5">• Zéro découverte nouvelle sont faites.
• Puits d'exploration sont forés par bloc et les activités cesseront.
• L'infrastructure de la base d'approvisionnement est adaptée aux besoins des activités d'exploration et d'exploitation.
• Le Sénégal aura toujours besoin d'importer des ressources pétrolières.
• L'infrastructure d'importation de pétrole est construite afin d'assurer une importation suffisante et stable.
• Les ressources pétrolières sont dirigées vers l'utilisation nationale et l'export.
• La production est estimée d'atteindre 0.09 tcf/an pour le gaz et 100 000 bpj de pétrole.</td><td rowspan="5">Bloc Sangomar (phase 1), Bloc Grand Tortue Ahmeyim (GTA) (GNL non-électrifié) (phase 1) et Bloc Gadiaga (gaz).</td><td>Un seul appareil de forage fonctionnant à tout moment</td><td>Plusieurs appareils de forage fonctionnant simultanément</td></tr>
<tr><td>Activités tout au long de l'année</td><td>Intervalles limités pour les activités</td></tr>
<tr><td>Politique de décharge zéro</td><td>Décharges autorisés</td></tr>
<tr><td>Politique d'exportation des déchets</td><td>Politique de gestion des déchets à domicile</td></tr>
<tr><td colspan="2">• Alternatives liées aux technologies en phase de « prospection » et « exploration »
• Alternatives de localisation
• Alternatives d 'exploitation
• Export via GNL versus pipeline</td></tr>
</table>

2.3.1.3 *Scénario 2 : L'exploitation de ressources découvertes pour couvrir la demande nationale en gaz*

Description du scénario	Hypothèses et variables pertinentes	Blocs associés	Alternatives	
• Les découvertes en ressources misent en production sont suffisantes pour couvrir la demande nationale. • Ce scénario évalue les impacts possibles sur les indicateurs avec une exploitation des ressources découvertes où les ressources en gaz couvrent toute la demande nationale domestique et une partie de la demande industrielle. • Cela signifie essentiellement que les conditions environnementales seront soumises à une certaine pression des activités d'exploration et exploitation limitée, mais avec des avantages socio-économiques.	• Le profil de production est constant où tous les hydrocarbures produits sont consommés localement. • Une production estimée à 0,5 tcf/an de gaz et 200 000 bpj de pétrole. • En raison d'un taux de réussite présumé, un total de 22 puits d'exploration sont forés en offshore et onshore, ainsi que 63 puits de production (58 offshore et 5 onshore). • Le Sénégal est un importateur net de pétrole mais est en mesure de réduire sa facture d'importation. • Les infrastructures de transport du gaz et de pétrole sont construite afin d'assurer la livraison de gaz local et du pétrole aux centrales électriques. • Infrastructure d'export est développée.	Bloc Gadiaga (gaz), Bloc Grand Tortue Ahmeyim (GTA) (phases 1, 2 et 3), Bloc Sangomar (phases 1 et 2 pour le pétrole, et Sangomar gaz) et Bloc Yakaar-Teranga	Un seul appareil de forage fonctionnant à tout moment	Plusieurs appareils de forage fonctionnant simultanément
			Activités tout au long de l'année	Intervalles limités pour les activités
			Biais onshore	Biais offshore
			Politique de décharge zéro	Décharges autorisés
			Politique d'exportation des déchets	Politique des déchets à domicile
			• Alternatives liées aux technologies en phase de « prospection », « exploration », « développement et production » et « démantèlement » • Alternatives de localisation • Alternatives d 'exploitation • Export via GNL versus pipeline	

2.3.1.4 *Scénario 3 : L'exploitation des ressources découvertes en mer et en terre similaire au scénario 2, mais avec un taux de production de +0,1 tcf/an en gaz et de 100 000 bpj de pétrole*

Description du scénario	Hypothèses et variables pertinentes	Blocs associés	Alternatives	
• Les découvertes de ressources misent en production sont plus que suffisantes pour alimenter le marché local. • Ce scénario évalue les impacts possibles sur les indicateurs	• Une surproduction de 0,1 tcf de gaz comparé aux demandes nationales. • Le profil de production de pétrole augmente de 100 000 bpj. • En raison de l'augmentation de production, un total de 32 puits	Bloc Gadiaga (gaz), Bloc Grand Tortue Ahmeyim (GTA) (phases 1, 2 et 3), Bloc Sangomar (phases 1 et 2 pour le pétrole, et	Un seul appareil de forage fonctionnant à tout moment	Plusieurs appareils de forage fonctionnant simultanément
			Activités tout au long de l'année	Intervalles limités pour les activités

Description du scénario	Hypothèses et variables pertinentes	Blocs associés	Alternatives	
avec une exploitation des ressources découvertes. • Les ressources en gaz couvrent toute la demande nationale avec une marge pour l'exportation. • Cela signifie essentiellement que les conditions environnementales seront soumises à une certaine pression des activités d'exploration et d'exploitation intensifiées, mais avec des avantages socio-économiques plus élevés.	d'exploration et 88 puits de production (78 offshore et 10 onshore) sont exploités. • Le Sénégal est en mesure de réduire sa facture d'importation et de devenir un exporter. • Les infrastructures construites de transport du gaz et de pétrole sont davantage développées afin d'assurer la livraison de gaz local et du pétrole. • Infrastructures d'exports additionnelles sont développées.	Sangomar gaz) et Bloc Yakaar-Teranga	Biais onshore	Biais offshore
			Politique de décharge zéro	Décharges autorisés
			Politique d'exportation des déchets	Politique des déchets à domicile
			• Alternatives liées aux technologies en phase de « prospection », « exploration », « développement et production » et « démantèlement » • Alternatives de localisation • Alternatives d 'exploitation • Export via GNL versus pipeline	

2.3.1.5 *Scénario 4 : L'exploitation des ressources découvertes en mer et en terre similaire au scénario, mais avec un taux de production de +0,2 tcf/an en gaz et 150 000 bpj de pétrole*

Description du scénario	Hypothèses et variables pertinentes	Blocs associés	Alternatives	
• Les découvertes de ressources misent en production sont plus que suffisantes pour alimenter le marché local et l'exportation. • Ce scénario évalue les impacts possibles sur les indicateurs avec une exploitation des ressources découvertes. • Cela signifie essentiellement que les conditions environnementales seront soumises à une certaine pression des activités d'exploration et d'exploitation	• Une surproduction de 0,2 tcf de gaz comparé aux demandes nationales. • Le profil de production de pétrole augmente de 150 000 bpj. • En raison de l'augmentation de production, un total de 42 puits d'exploration et 113 puits de production (98 offshore et 15 onshore) sont exploités. • Le Sénégal est en mesure de réduire sa facture d'importation et de devenir un exporter. • Les infrastructures construites de transport du gaz et de pétrole sont davantage	Bloc Gadiaga (gaz), Bloc Grand Tortue Ahmeyim (GTA) (phases 1, 2 et 3), Bloc Sangomar (phases 1 et 2 pour le pétrole, et Sangomar gaz) et Bloc Yakaar-Teranga	Un seul appareil de forage fonctionnant à tout moment	Plusieurs appareils de forage fonctionnant simultanément
			Activités tout au long de l'année	Intervalles limités pour les activités
			Biais onshore	Biais offshore
			Politique de décharge zéro	Décharges autorisés
			Politique d'exportation des déchets	Politique des déchets à domicile

Description du scénario	Hypothèses et variables pertinentes	Blocs associés	Alternatives
intensifiées, mais avec des avantages socio-économiques plus élevés.	développées afin d'assurer la livraison de gaz local et du pétrole. • Infrastructures d'exports additionnelles sont développées.		• Alternatives liées aux technologies en phase de « prospection », « exploration », « développement et production » et « démantèlement » • Alternatives de localisation • Alternatives d 'exploitation • Export via GNL versus pipeline

2.3.1.6 *Scénario 5 : L'exploitation des ressources découvertes en mer et en terre similaire au scénario, mais avec un taux de production de 0,3 tcf/an en gaz et 200 000 bpj de pétrole*

Description du scénario	Hypothèses et variables pertinentes	Blocs associés	Alternatives	
• Les découvertes de ressources misent en production sont plus que suffisantes pour alimenter le marché local et l'exportation. • Ce scénario évalue les impacts possibles sur les indicateurs avec une exploitation des ressources découvertes. • Cela signifie essentiellement que les conditions environnementales seront soumises à une certaine pression des activités d'exploration et d'exploitation intensifiées, mais avec des avantages socio-économiques plus élevés dues à l'exportation.	• Une surproduction de 0,3 tcf de gaz comparé aux demandes nationales. • Le profil de production de pétrole augmente de 200 000 bpj. • En raison de l'augmentation de production, un total de 52 puits d'exploration et 138 puits de production (118 offshore et 20 onshore) sont exploités. • Le Sénégal n'importe plus des ressources pétro-gazières et devient un exporter. • Les infrastructures construites de transport du gaz et de pétrole sont davantage développées afin d'assurer la livraison de gaz local et du pétrole. • Infrastructures d'exports additionnelles sont développées.	Bloc Gadiaga (gaz), Bloc Grand Tortue Ahmeyim (GTA) (phases 1, 2 et 3), Bloc Sangomar (phases 1 et 2 pour le pétrole, et Sangomar gaz) et Bloc Yakaar-Teranga	Un seul appareil de forage fonctionnant à tout moment	Plusieurs appareils de forage fonctionnant simultanément
			Activités tout au long de l'année	Intervalles limités pour les activités
			Biais onshore	Biais offshore
			Politique de décharge zéro	Décharges autorisés
			Politique d'exportation des déchets	Politique des déchets à domicile
			• Alternatives liées aux technologies en phase de « prospection », « exploration », « développement et production » et « démantèlement » • Alternatives de localisation • Alternatives d 'exploitation • Export via GNL versus pipeline	

2.3.1.7 Scénario 6 : Similaire au scénario 4 mais seuls les blocs maritimes sont exploités (pas d'exploration et exploitation onshore).

<table>
<tr><th>Description du scénario</th><th>Hypothèses et variables pertinentes</th><th>Blocs associés</th><th colspan="2">Alternatives</th></tr>
<tr><td rowspan="7">• L'exploration, le développement et l'exploitation des ressources pétro-gazières offshore seulement.
• Les découvertes de ressources misent en production sont plus que suffisantes pour alimenter le marché local et l'exportation.
• Ce scénario évalue les impacts possibles offshore sur les indicateurs avec une exploitation des ressources découvertes.
• Cela signifie essentiellement que les conditions environnementales marines et côtières seront soumises à une certaine pression des activités d'exploration et d'exploitation intensifiées, mais avec des avantages socio-économiques.</td><td rowspan="7">• On présume que, pendant l'exploitation des ressources offshore et onshore, la production générale de ressources serait de 80% des blocs offshore et de 20% provenant des blocs onshore.
• L'arrêt des exploitations onshore ne réduit pas drastiquement la production de gaz comparé au scénario 4 ci-dessus (réduction de 0,06683 tcf/an).
• Pour la production de pétrole, on estime une réduction d'à-peu-près 35 274 bpj, ce qui n'aura pas de conséquences importantes sur la demande et le marché du secteur.
• En raison de l'arrêt des activités onshore, un total de 19 puits d'exploration et 98 puits de production seront exploités.
• Le Sénégal est en mesure de réduire sa facture d'importation et de devenir un exportateur.
• Les infrastructures construites de transport du gaz et de pétrole sont davantage développées afin d'assurer la livraison de gaz local et du pétrole.
• Infrastructures d'exports additionnelles sont développées.</td><td rowspan="7">Bloc Grand Tortue Ahmeyim (GTA) (phases 1, 2 et 3), Bloc Sangomar (phases 1 et 2 pour le pétrole, et Sangomar gaz) et Bloc Yakaar-Teranga</td><td>Un seul appareil de forage fonctionnant à tout moment</td><td>Plusieurs appareils de forage fonctionnant simultanément</td></tr>
<tr><td>Activités tout au long de l'année</td><td>Fenêtres limitées pour les activités</td></tr>
<tr><td>Biais onshore</td><td>Biais offshore</td></tr>
<tr><td>Politique de décharge 0</td><td>Rejets autorisés</td></tr>
<tr><td>Politique d'exportation des déchets</td><td>Politique des déchets à domicile</td></tr>
<tr><td colspan="2" rowspan="2">• Alternatives liées aux technologies en phase de « prospection », « exploration », « développement et production » et « démantèlement »
• Alternatives de localisation
• Alternatives d 'exploitation
• Export via GNL versus pipeline</td></tr>
</table>

Les 7 scénarios de développement pétro-gazier proposés ci-dessus sont étudiés aussi en fonction de leur ligne de temps respective. Elle inclut les informations de ligne de temps pour chacune des phases d'exploration, de développement, de production et de déclassement.

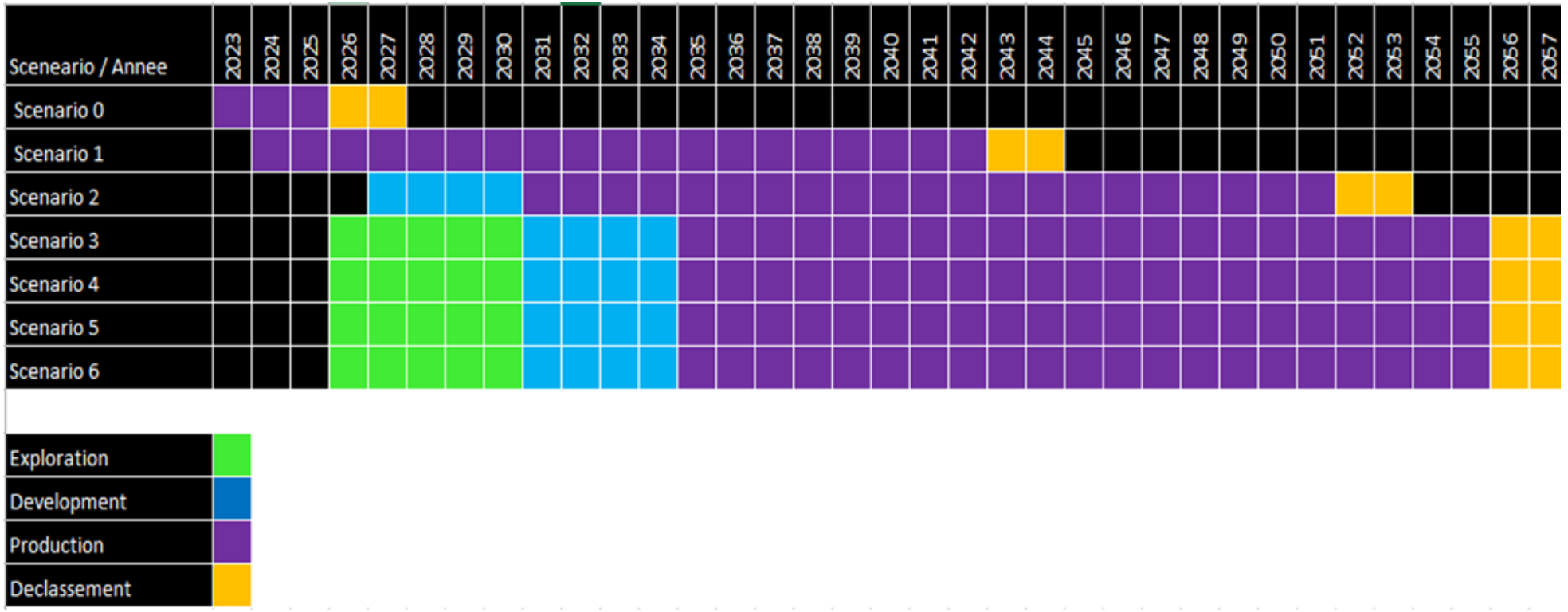


Figure 2.3-1 : Ligne de Temps des 7 Scénarios

3. ACTIVITES D'ENGAGEMENT ET DE CONSULTATION DES PARTIES PRENANTES

Les activités d'engagement des parties prenantes menées dans le cadre du processus d'EESS comprenaient :

1. Le premier atelier de consultation : Le premier atelier de consultation s'est tenu à Dakar le Mardi 21 Février 2023 de 8h30 à 14h00, et le Mercredi 22 Février 2023 le matin avec un total de 34 participants. L'atelier a été organisé de manière à faciliter et maximiser la participation des parties prenantes du gouvernement, des autorités locales, des organisations internationales, des institutions de recherche et universitaires, de la société civile et du secteur privé. L'atelier a réuni des parties prenantes gouvernementales et non gouvernementales. Les participants ont été répartis en sept groupes de travail thématiques en fonction de leur domaine d'expertise et/ou de leurs intérêts. Les groupes 5 et 7 ont été ensuite regroupés en raison du faible nombre de participants dans les deux groupes. Chaque participant a reçu un livret de travail afin de faciliter sa participation et de valider les aspects pertinents à son domaine de travail / expertise / intérêt. Les groupes de travail étaient répartis comme suit :

   - **Groupe I :** Utilisateurs des hydrocarbures (secteurs énergie, industrie, etc.)
   - **Groupe II :** Production pétro gazière : enjeux et alternatives – secteurs économiques et sociaux.
   - **Groupe III :** Ecologie marine et terrestre
   - **Group IV :** Qualité de l'air et changement climatique
   - **Groupe V :** Situations d'urgence
   - **Groupe VI :** Déchets et produits chimiques
   - **Groupe VII :** Impacts transfrontaliers

   La discussion entre les groupes a tourné autour des points clés suivants :

   A. Cadre juridique et politique
   B. Situation de référence
   C. Cadre et indicateurs de l'EESS
   D. Enjeux et alternatifs environnementaux et socio-économiques

2. Ateliers régionaux : des ateliers régionaux se sont aussi tenus tel que suit :

   a. Le 23 et 24 février 2023 à Fatick
   b. Le 27 et 28 Février 2023 à Ziguinchor
   c. Le 02 et 03 Mars 2023 à Saint louis

3. Des ateliers de consultation se sont tenus en Septembre 2023 : à Fatick le Mardi 5 Septembre, le Jeudi 7 à Saint Louis dans la salle de conférence de la Gouvernance de

Saint Louis, le Vendredi 8 à Dakar dans la salle de réunion de la DEEC, et le Lundi 11 Septembre à Ziguinchor. Ces ateliers de pré-validation ont permis de discuter les risques avancés, estimés et qualifiés, ainsi que les mesures d'atténuation et les recommandations.

Les descriptions complètes des engagements des parties prenantes sont présentées en Annexe 4. Les conclusions de ces ateliers de consultation seront intégrées dans le rapport EESS.

4. CADRE EESS

Sur la base des résultats de l'analyse du cadre juridique et politique, des conditions de référence et des consultations des parties prenantes, le cadre d'objectifs et d'indicateurs de l'EES est développé pour les facteurs de durabilité pertinents pour le Projet.

L'évaluation des impacts des activités d'E&P pour différents scénarios et l'analyse de l'alternative (composante environnementale de l'analyse) sont comparées aux indicateurs choisis, en répondant à la question : « Quelle contribution les activités d'E&P apporteront-elles au maintien des facteurs de durabilité et à la satisfaction des objectifs de l'EESS » ?

Le cadre de l'EESS présenté dans le Tableau4-1 (offshore et onshore) a été utilisé dans l'évaluation des impacts des activités d'E&P pour différents scénarios et l'analyse des alternatives et il fournit la base du suivi des impacts environnementaux et socio-économiques des activités d'E&P.

Il est important de noter que certaines cibles dans le cadre de l'EESS doivent être atteintes dès le début des activités pétrolières et maintenues tout au long de leur durée de vie, cependant, certaines cibles ne peuvent être atteintes qu'avec le temps.

Tableau4-1 Cadre EESS pour les Activités Offshore et Onshore

#	Facteur de durabilité	Objectif	Cibles/ Sous-objectifs	Indicateur	Type d'indicateur	Cible nationale
Environnemental						
1	**Protection des Ecosystèmes**	Conserver et exploiter de manière durable les océans, les mers et les ressources marines aux fins du développement durable (ODD #14)	D'ici à 2025, prévenir et réduire nettement la pollution marine de tous types, en particulier celle résultant des activités terrestres, y compris les déchets en mer et la pollution par les nutriments (ODD, C#14.1)	Indicateur 1.1.1 : Indicateur du potentiel d'eutrophisation côtière (ICEP) et b) densité des débris de plastiques (ODD Indicateur 14.1.1)	Etat	Réduire
				Indicateur 1.1.2 : Proportion de rejets en mer provenant d'activités pétrolières offshore conformes aux exigences nationales et internationale	Pression	100%
				Indicateur 1.1.3 : Métaux lourds dans les sédiments le long de la côte et à différentes profondeurs	Etat	Se conformer aux normes
				Indicateur 1.1.4 : Moyennes des températures de l'eau, de la salinité et de la turbidité.	Etat	Se conformer aux normes
				Indicateur 1.1.5 : Nombre de déversements atteignant la côte	Pression	Ne pas augmenter
				Indicateur 1.1.6 : Caractéristiques chimiques de l'eau de mer	Etat	Se conformer aux normes
				Indicateur 1.1.7 : Proportion des activités pétrolières offshore prenant en compte les géo risque dans leur conception (glissements de terrain sous-marins, zones de surpression)	Réponse	100%
				Indicateur 1.1.8 : Huile dans l'eau de mer (ppm)	Etat	Se conformer aux normes
			Gérer et protéger durablement les écosystèmes marins et côtiers (ODD, C#14.2)	Indicateur 1.1.9 : Proportion de zones économiques exclusives nationales gérées selon des approches éco systémiques	Etat	Augmenter
				Indicateur 1.1.10 : Proportion de titulaires de droits d'une licence pour mener des activités pétrolières qui effectuent des études de base pour comprendre l'importance écologique de	Etat	100%

#	Facteur de durabilité	Objectif	Cibles/ Sous-objectifs	Indicateur	Type d'indicateur	Cible nationale
				leurs zones autorisées et utilisent les informations pour concevoir leurs activités		
				Indicateur 1.1.11 : Proportion de tous les écosystèmes naturels gérés de manière durable et correctement pris en compte dans la mise en œuvre de l'aménagement du territoire	Etat	Augmenter
			Réduire au maximum l'acidification des océans et lutter contre ses effets, notamment en renforçant la coopération scientifique à tous les niveaux (ODD, C#14.3)	Indicateur 1.1.12 : Acidité moyenne des mers (pH) mesurée à plusieurs points de prélèvement représentatifs (ODD Indicateur 14.3.1)	Etat	Se conformer aux normes
			Préserver au moins 10 pour cent des zones marines et côtières, conformément au droit national et international et compte tenu des meilleures informations scientifiques disponibles (ODD, C#14.5)	Indicateur 1.1.13 : Surface des aires marines protégées, en proportion de la surface totale (ODD indicateur 14.5.1)	Etat	Préservation des zones marines et côtières
				Indicateur 1.1.14 : Pourcentage de la superficie des aires protégées directement affectées par les activités pétrolières et gazières	Etat	0
		Préserver et restaurer les écosystèmes terrestres, en veillant à les exploiter de façon durable, gérer durablement les forêts, lutter contre la désertification,	Garantir la préservation, la restauration et l'exploitation durable des écosystèmes terrestres et des écosystèmes d'eau douce et des services connexes, en particulier des forêts, des zones humides, des montagnes et des zones arides, conformément aux obligations découlant des accords internationaux (ODD, C#15.1)	Indicateur 1.2.1 : Surface des zones détériorés et dégradés suite aux activités pétrolières et gazières	Etat	0
				Indicateur 1.2.2 : Pourcentage de superficie d'habitats sensibles/protégés affectés par les impacts liés aux activités pétrolières et gazières	Etat	0

#	Facteur de durabilité	Objectif	Cibles/ Sous-objectifs	Indicateur	Type d'indicateur	Cible nationale
		enrayer et inverser le processus de dégradation des terres et mettre fin à l'appauvrissement de la biodiversité (ODD #15)	D'ici à 2030, assurer la préservation des écosystèmes montagneux, notamment de leur biodiversité, afin de mieux tirer parti de leurs bienfaits essentiels pour le développement durable (ODD, C#15.4)	Indicateur 1.2.3 : Sites importants pour la biodiversité des montagnes qui se trouvent près des activés pétrolières et gazières	Etat	0
		Renforcer la collecte de l'information sur la biodiversité (Stratégie Nationale et Plan National d'actions pour la biodiversité, 2015)	Les informations relatives à la biodiversité sont régulièrement collectées, analysées et partagées	Indicateur 1.3.1 : Le taux d'information relative à la biodiversité collectée et analysée	Etat	Augmenter
		Renforcer la résilience des écosystèmes (Stratégie Nationale et Plan National d'actions pour la biodiversité, 2015)	D'ici à 2025, la résilience des écosystèmes dégradés est améliorée	Indicateur 1.4.1 : Ecosystèmes dégradés suite aux activités pétrolières et gazières	Etat	0
		Améliorer le niveau de conservation de la biodiversité (Stratégie Nationale et Plan National d'actions pour la biodiversité, 2015)	D'ici à 2025, une meilleure connectivite du système des aires protégées est mise en place et la diversité génétique du pays conservée durablement	Indicateur 1.5.1 : Surface des aires protégées proche des activités pétrolières et gazières	Etat	Ne devrait pas être affecté
		Capital humain, protection sociale et développements durable - Renforcer la résilience des populations et des	Réduire le nombre de décès liés aux catastrophes naturelles de 89 décès en 2017 à zéro cas en 2023 et le niveau d'émission de gaz à effet de serre de 13 331Gg CO2 en 2017 à 27 000 en 2023	Indicateur 1.6.1 : Niveau d'émission de gaz à effet de serre (Gg CO2) émis pendant les activités pétrolières et gazières	Etat	Se conformer aux normes

#	Facteur de durabilité	Objectif	Cibles/ Sous-objectifs	Indicateur	Type d'indicateur	Cible nationale
		écosystèmes face aux effets du changement climatique (PSE, OS 10)	Augmenter le ratio reboisement/déboisement de 0,53 en 2017 à 1 en 2023 et d'accroître la superficie de terres dégradées et restaurées sur la période 2017-2023.	Indicateur 1.6.2 : Superficie de terres dégradées restaurées suite aux activités pétrolières et gazières	Etat	Augmenter
				Indicateur 1.6.3 : Ratio reboisement/déboisement	Etat	1
		Protection des environnements côtiers	Garantir la préservation, la restauration et l'exploitation durable des environnements côtiers	Indicateur 1.7.1 : Pourcentage de superficie des habitats côtiers sensibles affectés par les impacts liés au secteur	Etat	0
2	**Protection des Ecosystèmes (Air)**	Améliorer la qualité de l'air	Réduire l'impact environnemental négatif des villes par habitant, y compris en accordant une attention particulière à la qualité de l'air et à la gestion, notamment municipale, des déchets (ODD C#11.6)	Indicateur 2.1 : Niveau moyen annuel de particules fines (PM 2,5 et PM 10, par exemple) dans les villes, pondéré en fonction du nombre d'habitants (ODD Indicateur 11.6.2)	Etat	Se conformer aux normes
			Réductions d'émissions par rapport à leur trajectoire de 4% et 5% respectivement en 2025 et 2030. Cette réduction pourra être portée à 23% et 29% respectivement, aux horizons 2025 et 2030, par rapport à la situation de référence, (CDN du Sénégal)	Indicateur 2.2 : Émissions de GgCO2eq suite aux activités pétrolières et gazières	Etat	Se conformer aux normes
				Indicateur 2.3 : Émissions des principaux contaminants atmosphériques du secteur pétrolier et gazier	Etat	Se conformer aux normes
				Indicateur 2.4 : Émissions indirectes de GES du secteur de l'énergie	Etat	Se conformer aux normes
				Indicateur 2.5 : Modification des concentrations des principaux contaminants atmosphériques (CO, NOx, SO2, NMVOC, PM) dans les villes côtières en raison des activités pétrolières	Impact	Se conformer aux normes
3	**Changement Climatique**	Prendre d'urgence des mesures pour lutter contre les changements climatiques et leurs répercussions (ODD #13)	Renforcer, dans tous les pays, la résilience et les capacités d'adaptation face aux aléas climatiques et aux catastrophes naturelles liées au climat (ODD, C#13.1)	Indicateur 3.1 : Stratégies nationales et locales pour lutter contre les changements climatiques	Réponse	Stratégies en place
				Indicateur 3.2 : Évolution des émissions de GES du secteur pétrolier	Impact	Réduire
				Indicateur 3.3 : Émissions de CO2-e du secteur de l'énergie	Pression	Réduire

#	Facteur de durabilité	Objectif	Cibles/ Sous-objectifs	Indicateur	Type d'indicateur	Cible nationale
4	**Environnement Acoustique**	Maintenir la qualité de l'environnement acoustique	Évitez les niveaux de bruit excessifs	Indicateur 4.1 : Niveaux de bruit ambiant mesurés à proximité des installations pétrolières offshore et des activités de soutien onshore	Etat	Se conformer aux normes
				Indicateur 4.2 : Augmentation des niveaux de bruit ambiant mesurés à proximité des installations pétrolières/activités de soutien en zone côtière	Impact	0
				Indicateur 4.3 : Nombre de mammifères marins affectés/tués par le bruit sous-marin du secteur pétro-gazier	Impact	Réduire
5	**Paramètres environnementaux intermodaux (Réduction des Déchets et la Consommation)**	Établir des modes de consommation et de production durables (ODD #12	Parvenir à une gestion écologiquement rationnelle des produits chimiques et de tous les déchets tout au long de leur cycle de vie, conformément aux principes directeurs arrêtés à l'échelle internationale, et réduire nettement leur déversement dans l'air, l'eau et le sol, afin de minimiser leurs effets négatifs sur la santé et l'environnement (ODD, C#12.4)	Indicateur 5.1 : Proportion de déchets dangereux traités, par type de traitement (ODD Indicateur 12.4.2)	Pression	100%
				Indicateur 5.2 : Pourcentage de déchets dangereux et de produits chimiques générés par les activités pétrolières et gazières correctement gérées	Pression	100%
				Indicateur 5.3 : Pourcentage de déchets radioactifs générés par les activités pétrolières et gazières correctement gérées	Pression	100%
				Indicateur 5.4 : Respect des engagements et obligations découlant des accords internationaux multilatéraux sur l'environnement relatifs aux substances chimiques et autres déchets dangereux ayant satisfait à leurs engagements et obligations en communiquant les informations requises par chaque accord (ODD Indicateur 12.4.1)	Réponse	100%
			D'ici à 2030, réduire nettement la production de déchets par la prévention, la réduction, le recyclage et la réutilisation (ODD, C#12.5)	Indicateur 5.5 : Taux de recyclage national, tonnes de matériaux recyclés (ODD Indicateur 12.5.1)	Etat	Augmenter le taux de recyclage
6	**Paramètres environnementaux intermodaux**	Contrôle l'exposition et la vulnérabilité de la population aux aléas naturels	D'ici à 2030, réduire nettement le nombre de personnes tuées et le nombre de personnes touchées par les catastrophes, y compris celles qui sont	Indicateur 6.1 : Dommages causés aux infrastructures critiques et nombre de perturbations des services de base résultant de catastrophes (ODD indicateur 11.5.3)	Etat	Réduire

#	Facteur de durabilité	Objectif	Cibles/ Sous-objectifs	Indicateur	Type d'indicateur	Cible nationale
	(exposition aux catastrophes naturelles)	(impacts du changement climatique et activité sismique (dommages aux actifs et perte d'hydrocarbures)	liées à l'eau, et réduire nettement la part du produit intérieur brut mondial représentée par les pertes économiques directement imputables à ces catastrophes, l'accent étant mis sur la protection des pauvres et des personnes en situation vulnérable (ODD, C#11.5)	Indicateur 6.2 : Fréquence de réapparition des tremblements de terre	Etat	Ne pas augmenter
				Indicateur 6.3 : Perte économique directement attribuable à des catastrophes, par rapport au produit intérieur brut mondial (PIB) (ODD indicateur 11.5.2)	Etat	Réduire
7	**Pressions Environnementales Transfrontalières**	Éviter Les Impacts Environnementaux Transfrontaliers	Améliorer la préparation et la réactivité pour éviter les impacts transfrontaliers	Indicateur 7.1 : Disponibilité de plans d'urgence et d'intervention en cas de déversement en place	Réponse	Disponibilité sur tous les chantiers
				Indicateur 7.2 : Nombre d'incidents d'impacts transfrontaliers suites aux activités pétrolières et gazières onshore et offshore	Pression	0
8	**Gouvernance Environnementale**	Promouvoir la capacité nationale de gérer les impacts des activités pétrolières et gazières	Promouvoir une gouvernance environnementale efficace aux niveaux national et local	Indicateur 8.1 : Coopération intersectorielle pour la gestion environnementale du secteur pétrolier et gazier onshore et offshore exprimée par le nombre de réunions de coordination entre les parties prenantes concernées	Réponse	Augmenter
				Indicateur 8.2 : Nombre et efficacité des projets de renforcement des capacités pour les autorités compétentes	Réponse	Augmenter
Socio-Economique						
9	**Conditions Sociales**	Éliminer la pauvreté sous toutes ses formes et partout dans le monde (ODD #1)	D'ici à 2030, réduire de moitié au moins la proportion d'hommes, de femmes et d'enfants de tous âges souffrant d'une forme ou l'autre de pauvreté, telle que définie par chaque pays (ODD, C#1.2)	Indicateur 9.1 : Proportion de la population vivant au-dessous du seuil national de pauvreté, par sexe et âge (ODD Indicateur 12.2.1)	Etat	Réduire
			Garantir une mobilisation importante de ressources provenant de sources multiples, y compris par le renforcement de la coopération pour le développement, afin de doter les pays	Indicateur 9.2 : Total des dons d'aide publique au développement axés sur la réduction de la pauvreté, tous donateurs confondus, exprimé en proportion du revenu national brut du pays bénéficiaire (ODD Indicateur 1.a.1)	Etat	Augmenter

#	Facteur de durabilité	Objectif	Cibles/ Sous-objectifs	Indicateur	Type d'indicateur	Cible nationale
			en développement, en particulier les pays les moins avancés, de moyens adéquats et prévisibles de mettre en œuvre des programmes et politiques visant à mettre fin à la pauvreté sous toutes ses formes (ODD, C#1.a)	Indicateur 9.3 : Proportion des dépenses publiques totales affectée aux services essentiels (éducation, santé et protection sociale) (ODD Indicateur 1.a.2)	Etat	Augmenter
10	**Education et Emploie**	Assurer à tous une éducation équitable, inclusive et de qualité et des possibilités d'apprentissage tout au long de la vie (ODD #4)	D'ici à 2030, augmenter nettement le nombre de jeunes et d'adultes disposant des compétences, notamment techniques et professionnelles, nécessaires à l'emploi, à l'obtention d'un travail décent et à l'entrepreneuriat (ODD, C#4.6)	Indicateur 10.1 : Proportion de la population détenant des diplômes universitaires et des compétences dans des majors liées au secteur pétrolier et gazier et à d'autres domaines pertinents	Etat	Augmenter
		Transformation structurelle de l'économie et croissance - Renforcer les bases d'une productivité élevée (PSE, OS 5)	L'enseignement supérieur et formation devra passer de 3,4 en 2018 à 4,2 en 2023	Indicateur 10.2 : L'enseignement supérieur et formation	Etat	Augmenter
			La part de l'économie informelle dans le PIB devrait passer de 41,3% en 2016 à 28% en 2023. Celle de l'emploi informel doit atteindre 57,6% en 2023 contre 85,1% en 2016.	Indicateur 10.3 : Part de l'économie informelle dans le PIB (en %)	Etat	Augmenter
				Indicateur 10.4 : Part de l'emploi informel dans l'emploi total (en %)	Etat	Augmenter
			Le taux d'occupation des femmes atteindra 35% en 2023 contre 32,8% en 2016.	Indicateur 10.5 : Taux d'occupation des femmes dans le secteur pétrolier et gazier	Etat	Augmenter
		Capital humain, Protection sociale et Développement durable – Promouvoir une offre éducative de qualité en adéquation avec les besoins socio-économique, environnementaux et culturels (PSE, OS 2)	Porter le taux d'alphabétisation des adultes de 48,5% en 2016 à 54,7% en 2023 mais également les effectifs enrôlés dans les centres d'alphabétisation fonctionnelle de 31 400 en 2017 à 56 679 en 2023	Indicateur 10.6 : Taux d'alphabétisation des adultes (% des personnes âgées de 15 ans et plus)	Etat	Augmenter

#	Facteur de durabilité	Objectif	Cibles/ Sous-objectifs	Indicateur	Type d'indicateur	Cible nationale
		Capital humain, Protection sociale et Développement durable – Promouvoir la recherche et l'innovation au service du développement (PSE, OS 2)	Le pourcentage des dépenses allouées à la recherche-développement sur le PIB devrait passer de 0,8% en 2015 à 3,98% en 2023.	Indicateur 10.7 : Part des dépenses en R et D dans le PIB	Etat	Augmenter
11	**Héritage et Culture**	Redoubler d'efforts pour protéger et préserver le patrimoine culturel et naturel mondial (ODD C#11.4)	Éviter les dommages causés aux sites archéologiques et culturels par les activités pétrolières et gazières.	Indicateur 11.1 : Nombre de sites culturel et archéologique endommagés par les activités pétrolières et gazières onshore et offshore	Pression	Zéro
				Indicateur 11.2 : Nombre de sites archéologiques découverts lors des activités pétrolières et gazières signalés et protégés	Réponse	100%
			Valoriser le patrimoine culturel et de promouvoir la diversité culturelle par la préservation de l'identité culturelle (La Lettre de Politique Sectorielle de la culture (LPS 2017- 2021)	Indicateur 11.3 : Dépenses totales consacrées à la préservation, à la protection et à la conservation de l'ensemble du patrimoine culturel et naturel, par source de financement (publique, privée), type de patrimoine (culturel, naturel) et niveau d'administration (national, régional et local/municipal) (ODD Indicateur 11.4.1)	Etat	Augmenter
12	**Santé**	Permettre à tous de vivre en bonne santé et promouvoir le bien-être de tous à tout âge (ODD #3)	D'ici à 2030, réduire nettement le nombre de décès et de maladies dus à des substances chimiques dangereuses et à la pollution et a la contamination de l'air, de l'eau et du sol (ODD, C#3.9)	Indicateur 12.1.1 : Taux de mortalité attribuable à la pollution de l'air dans les habitations et à la pollution de l'air ambiant (ODD Indicateur 3.9.1)	Etat	Réduire
				Indicateur 12.1.2 : Taux de mortalité attribuable à l'insalubrité de l'eau, aux déficiences du système d'assainissement et au manqué d'hygiène (Accès à des services WASH inadéquats) (ODD Indicateur 3.9.2)	Etat	Réduire
			D'ici à 2030, mettre fin à l'épidémie de sida, maladies tropicales négligées et autres maladies transmissibles (ODD, C#3.3)	Indicateur 12.1.3 : Nombre de nouvelles infections à VIH pour 1 000 personnes séronégatives, par sexe, âge et appartenance à un groupe de population à risque (ODD Indicateur 3.3.1)	Etat	Réduire

#	Facteur de durabilité	Objectif	Cibles/ Sous-objectifs	Indicateur	Type d'indicateur	Cible nationale
			D'ici à 2030, réduire d'un tiers, par la prévention et le traitement, le taux de mortalité prématurée due à des maladies non transmissibles et promouvoir la santé mentale et le bien-être (ODD, C#3.4)	Indicateur 12.1.4 : Taux de mortalité attribuable à des maladies cardiovasculaires, au cancer, au diabète ou à des maladies respiratoires chroniques (ODD Indicateur 3.4.1)	Etat	Réduire
				Indicateur 12.1.5 : Taux de mortalité par suicide (ODD Indicateur 3.4.2)	Etat	Réduire
			Renforcer la prévention et le traitement de l'abus de substances psychoactives, notamment de stupéfiants et d'alcool (ODD, C #3.5)	Indicateur 12.1.6 : Couverture des interventions thérapeutiques (services pharmacologiques, psychosociaux, services de désintoxication et de postcure) pour les troubles liés à la toxicomanie (ODD Indicateur 3.5.1)	Etat	Réduire
				Indicateur 12.1.7 : Consommation d'alcool (en litres d'alcool pur) par habitant (âgé de 15 ans ou plus) au cours d'une année civile (ODD Indicateur 3.5.2)	Etat	Réduire
		Capital Humaine, Protection - Améliorer l'état de santé et de la nutrition des populations (PSE, OS 1)	Réduire le taux de mortalité maternelle de 236 décès pour 100 000 naissances vivantes en 2015 à 178,4 en 2023, le taux de mortalité infantile de 42 décès pour 1000 naissances vivantes en 2017 à 29,2 en 2023, le taux de mortalité infanto-juvénile de 56 décès pour 1000 en 2017 à 39,3 en 2023 et de maintenir le taux de prévalence du VIH/SIDA en dessous de 0,5 sur la période 2019-2023	Indicateur 12.2.1 : Taux de mortalité infantile (pour 1000)	Etat	Réduire
				Indicateur 12.2.2 : Taux de mortalité néonatale (pour 1000)	Etat	Réduire
				Indicateur 12.2.3 : Taux de mortalité infanto-juvénile (pour 1000)	Etat	Réduire
				Indicateur 12.2.4 : Taux de prévalence du VIH/SIDA (%)	Etat	Réduire
				Indicateur 12.2.5 : Prévalence de paludisme (en %)	Etat	Réduire
				Indicateur 12.2.6 : Naissances assistées par du personnel de sante qualifie (en pourcentage)	Etat	Augmenter
				Indicateur 12.2.7 : Ratio de mortalité maternelle (pour 100 000 NV)	Etat	Réduire
			Passer le ratio de postes de santé sur la population de 1/1232 en 2015 à 1/900 en 2023, à augmenter la part des dépenses de santé dans le PIB de 1,51% en 2017 à 1,82% en 2023 et à porter le nombre de médecins pour 1000 habitants de 0,079 en 2017 à 0,165 en 2023	Indicateur 12.2.8 : Ratio de poste de santé sur population	Etat	Augmenter
				Indicateur 12.2.9 : Part des dépenses de santé dans le PIB	Etat	Augmenter
				Indicateur 12.2.10 : Nombre d'infirmeries d'Eta pour 1000 habitants	Etat	Augmenter
				Indicateur 12.2.11 : Nombre de Sages-femmes d'Etat pour 1000 FAR	Etat	Augmenter

#	Facteur de durabilité	Objectif	Cibles/ Sous-objectifs	Indicateur	Type d'indicateur	Cible nationale
				Indicateur 12.2.12 : Nombre de Médecins pour 1000 habitants	Etat	Augmenter
				Indicateur 12.2.13 : Ratio dépenses de santé sur l'espérance de vie	Etat	Augmenter
13	**Qualité de vie et protection sociale**	Capital humain, protection sociale et développement durable – Promouvoir la protection sociale (PSE, OS 9)	Accroître la couverture du risque maladie, le nombre de bénéficiaires du PNBSF et le pourcentage de population active occupée cotisant à un régime de pensions de retraites.	Indicateur 13.1 : Taux de couverture risque maladie (%)	Etat	100%
				Indicateur 13.2 : Nombre de fréquence d'accidents du travail et des maladies professionnelles durant les activités pétrolières et gazières onshore et offshore	Etat	0
				Indicateur 13.3 : Pourcentage de population active occupée cotisant a un régime de pension	Réponse	100%
				Indicateur 13.4 : Nombre de personnes cotisant à un régime de sécurité sociale	Réponse	100%
				Indicateur 13.5 : Pourcentage de personnes handicapées détentrices de la carte d'égalité des chances	Etat	Augmenter
				Indicateur 13.6 : Taux de satisfaction des demandes de financement des projets économiques des indigents groupes vulnérables	Etat	Augmenter
				Indicateur 13.7 : Nombre des bénéficiaires de la ESF	Réponse	100%
			Augmenter le nombre de bénéficiaires de CEC et la proportion de personnes vivant avec un handicap ou invalidité bénéficiant au moins d'un service de protection sociale	Indicateur 13.8 : Nombre de bénéficiaires CEC	Réponse	Augmenter
				Indicateur 13.9 : Proportion de détenteurs de la CRC bénéficiaires de la BSF	Réponse	Augmenter
				Indicateur 13.10 : Proportion de détenteurs de la CEC bénéficiaires de la CMU	Réponse	Augmenter
			Réduire le travail des enfants, et porter le nombre d'enfants en danger pris en charge de 10 437 en 2019 à 11 667 en 2023.	Indicateur 13.11 : Pourcentage d'enfants qui travaillent dans le secteur pétrolier et gazier	Etat	0
14	**Crime**	Promouvoir l'avènement de sociétés pacifiques et inclusives aux fins du développement durable, assurer	Réduire nettement, partout dans le monde, toutes les formes de violence et les taux de mortalité qui y sont associés (ODD, C#16.1)	Indicateur 14.1 : Nombre de victimes d'homicide volontaire pour 100 000 habitants, par sexe et âge (ODD Indicateur 16.1.1)	Etat	Réduire
				Indicateur 14.2 : Nombre de décès liés à des conflits pour 100 000 habitants, par sexe, âge et cause (ODD Indicateur 16.1.2)	Etat	Réduire

#	Facteur de durabilité	Objectif	Cibles/ Sous-objectifs	Indicateur	Type d'indicateur	Cible nationale
		l'accès de tous à la justice et mettre en place, à tous les niveaux, des institutions efficaces, responsables et ouvertes à tous (ODD #16)		Indicateur 14.3 : Proportion de la population victime a) de violences physiques, b) psychologiques ou c) sexuelles au cours des 12 mois précédents (ODD Indicateur 16.1.3)	Etat	Réduire
				Indicateur 14.4 : Nombre de personnes considérant qu'il n'y a pas de danger à se déplacer seules à pied dans leur zone de résidence une fois la nuit tombée (ODD Indicateur 16.1.4)	Etat	Réduire
			Garantir l'accès public à l'information et protéger les libertés fondamentales, conformément à la législation nationale et aux accords internationaux (ODD, C#16.10)	Indicateur 14.5 : Dispositions constitutionnelles, réglementaires et politiques pour garantir l'accès public à l'information (ODD Indicateur 16.10.2)	Réponse	Augmenter
15	**Sécurité**	Gouvernance, Paix et sécurité - Améliorer la qualité du service public (PSE, OS 1)	Evolution du score de la qualité de la gestion budgétaire et financière (CPIA) de 3,5 en 2017 à 3,9 en 2023.	Indicateur 15.1.1 : Equilibre budgétaire (en %)	Etat	Augmenter
				Indicateur 15.1.2 : Qualité dans la gestion budgétaire et financière	Etat	Augmenter
			L'indice du climat des affaires passera de 54,15 en 2018 à 65,48 en 2023 et celui de la compétitivité du pays, de 49 en 2018 à 57 en 2023. Les efforts de simplification des procédures fiscales permettront de faire passer en moyenne le nombre d'impôts de 58 à 48 d'ici 2023 et le temps pour compléter les paiements d'impôts de 441 à 388 sur la même période.	Indicateur 15.1.3 : Indice de compétitivité	Etat	Augmenter
				Indicateur 15.1.4 : Indice du climat des affaires	Etat	Augmenter
				Indicateur 15.1.5 : Nombre d'impôts en moyenne	Etat	Augmenter
				Indicateur 15.1.6 : Temps pour compléter les paiements d'impôts (Heures)	Etat	Réduire
			Evolution du score de l'indicateur « Transparence, recevabilité et corruption dans le secteur public » (CPIA) de 3,5 en 2017 à 3,9 en 2023. Ainsi, l'indice sur le budget ouvert (International Budget Partnership) passera de 51% en 2017 à 54,18% en 2023	Indicateur 15.1.7 : Transparence, recevabilité et corruption dans le secteur public	Etat	Augmenter
				Indicateur 15.1.8 : Indice sur le budget ouvert	Etat	Augmenter
			Améliorer l'indice de perception de la corruption de 45 en 2017 à 53,7 en 2023 et de celui du contrôle de la corruption	Indicateur 15.1.9 : Indice de perception de la corruption	Etat	Augmenter
				Indicateur 15.1.10 : Contrôle de la corruption	Etat	Augmenter

#	Facteur de durabilité	Objectif	Cibles/ Sous-objectifs	Indicateur	Type d'indicateur	Cible nationale
			de la banque mondiale de -0,09 à 0,148 sur la même période			
		Gouvernance, Paix et sécurité – Renforcer la citoyenneté et l'Etat de droit (PSE, OS 2)	L'accès à une justice équitable est amélioré. Passer le taux d'accès à la justice de 85% en 2017 à 90% en 2023, et le ratio magistrats dans les juridictions de 3,36/1000 habitants à 5,57/1000 habitants	Indicateur 15.2.1 : Accès à la justice (en %)	Etat	Augmenter
				Indicateur 15.2.2 : Ratio magistrat dans les juridictions / 100 000 habitants	Etat	Augmenter
			Hausse de l'indice d'état civil de 87,5% en 2017 à 89,3% en 2023, de la proportion des enfants de 0 à 1 an dont la naissance a été enregistrée à l'état civil de 77,4% en 2017 à 100% en 2023 et celle des structures sanitaires qui ont un dispositif formel d'appui à l'enregistrement des naissances et des décès en liaison avec les services d'état civil de 0% en 2018 à 100% en 2023	Indicateur 15.3.1 : Etat civil (en %)	Etat	Augmenter
		Gouvernance, Paix et sécurité – Promouvoir l'équité et l'égalité de genre (PSE, OS 3)	Elever entre 2019 et 2023, l'indice « Participation des femmes à la vie économique » de 43,3% à 61,9%	Indicateur 15.3.2 : Participation des femmes à la vie économique (en %)	Etat	Augmenter
			En 2023, la proportion de femmes victimes de VBG bénéficiaires d'assistance juridique et judiciaire passera à 100% contre 61% en 2017 et celle des filles de 0-14 ans ayant subi une mutilation génitale féminine à 2% contre 14% en 2017	Indicateur 15.3.3 : Proportion de femmes victimes de VBG bénéficiaires d'assistance juridique et judiciaire (%)	Etat	Augmenter
		Gouvernance, Paix et sécurité – Renforcer la paix et la sécurité (PSE, OS 4)	Amélioration de l'indice « ordre et sécurité » de 0,69 en 2017 à 0,865 en 2023, du ratio police sur population de 1/1828 en 2018 à 1/1008 en 2023, du ratio sapeurs-pompiers sur population de 1/3129 en 2018 à 1/2531 en 2023 et l'indice « absence de tensions trans-frontalières » passera de 50% en 2017 à 23,9% en 2023	Indicateur 15.4.1 : Indice ordre et sécurité	Etat	Augmenter
				Indicateur 15.4.2 : Absence de tensions transfrontalières (en %)	Etat	Augmenter
				Indicateur 15.4.3 : Ratio sapeurs / population	Etat	Augmenter
				Indicateur 15.4.4 : Ratio police / population	Etat	Augmenter

#	Facteur de durabilité	Objectif	Cibles/ Sous-objectifs	Indicateur	Type d'indicateur	Cible nationale
			Le ratio « Appui du gouvernement à l'intégration régionale » passera de 87,5% en 2017 à 92,4% en 2023	Indicateur 15.4.5 : Appui du gouvernement a l'intégration régionale (en %)	Etat	Augmenter
		Gouvernance, Paix et sécurité – Renforcer la gouvernance territoriale (PSE, OS 5)	Amélioration de la compétitivité des territoires, le nombre de ZES fonctionnelles passera de 2 en 2018 à 4 en 2023	Indicateur 15.5.1 : Nombre de ZES fonctionnelles	Etat	Augmenter
			Passer l'indice de sécurisation foncière de 0,68 en 2018 à 0,76 entre 2018 et 2023.	Indicateur 15.5.2 : Indice d'accès et de sécurisation (droit) foncière	Etat	Augmenter
16	**Économie générale**	Promouvoir une croissance économique soutenue, partagée et durable, le plein emploi productif et un travail décent pour tous (ODD #8) (Compatible avec PSE, OS 1)	Maintenir un taux de croissance économique par habitant adapté au contexte national et, en particulier, un taux de croissance annuelle du produit intérieur brut d'au moins 7 pour cent dans les pays les moins avancé (ODD, C#8.1)	Indicateur 16.1.1 : Taux de croissance annuelle du PIB réel par habitant (ODD Indicateur 8.1.1)	Etat	Augmenter
			Parvenir à un niveau élevé de productivité économique par la diversification, la modernisation technologique et l'innovation, notamment en mettant l'accent sur les secteurs à forte valeur ajoutée et à forte intensité de main-d'œuvre (ODD, C#8.2)	Indicateur 16.1.2 : Taux de croissance annuelle du PIB réel par personne pourvue d'un emploi (ODD Indicateur 8.2.1)	Etat	Augmenter
			Promouvoir des politiques axées sur le développement qui favorisent les activités productives, la création d'emplois décents, l'entrepreneuriat, la créativité et l'innovation et stimulent la croissance des micro-entreprises et des petites et moyennes entreprises et facilitent leur intégration dans le secteur formel, y compris par l'accès aux services financiers (ODD, C#8.3) (Cible cohérente avec les orientations du PSE visant la promotion de l'initiative privée comme vecteur de croissance)	Indicateur 16.1.3 : Proportion de l'emploi informel dans l'emploi total, par secteur et par sexe (ODD Indicateur 8.3.1)	Etat	Augmenter

#	Facteur de durabilité	Objectif	Cibles/ Sous-objectifs	Indicateur	Type d'indicateur	Cible nationale
			D'ici à 2030, parvenir au plein emploi productif et garantir à toutes les femmes et à tous les hommes, y compris les jeunes et les personnes handicapées, un travail décent et un salaire égal pour un travail de valeur égale (ODD, C#8.5) (Le Gouvernement a adopté une politique nationale de l'emploi)	Indicateur 16.1.4 : Rémunération horaire moyenne des salariés, par sexe, profession, âge et situation au regard du handicap (ODD Indicateur 8.5.1)	Etat	Augmenter
				Indicateur 16.1.5 : Taux de chômage, par sexe, âge et situation au regard du handicap (ODD Indicateur 8.5.2)	Etat	Réduire
			Défendre les droits des travailleurs, promouvoir la sécurité sur le lieu de travail et assurer la protection de tous les travailleurs, y compris les migrants, en particulier les femmes, et ceux qui ont un emploi précaire. (ODD, C#8.8) (Le Gouvernement a pris des dispositions dans la SNPS pour un plus grand respect au niveau national des droits du travail (liberté d'association et droit de négociation collective), eu égard aux textes de l'Organisation internationale du Travail (OIT). De plus, il a été adopté en 2015 une Politique nationale de Santé et Sécurité au Travail (PNSST) qui vise à garantir de meilleures conditions de vie au travail)	Indicateur 16.1.6 : Nombre d'accidents du travail mortels et non mortels par 100 000 travailleurs, par sexe et statut au regard de l'immigration (ODD Indicateur 8.8.1)	Etat	Réduire
				Indicateur 16.1.7 : Niveau de respect des droits du travail (liberté d'association et droit de négociation collective) au niveau national, eu égard aux textes de l'Organisation internationale du Travail (OIT) et à la législation nationale, par sexe et statut migratoire (ODD Indicateur 8.8.2)	Etat	Augmenter
		Transformation structurelle de l'économie et croissance - Promouvoir des secteurs moteurs de croissance, d'ex-portations et d'inclusion sociale (PSE, OS 1)	Accroître la production et l'emploi. Pour y parvenir, le taux de croissance de l'économie devrait passer d'une moyenne annuelle de 6,6% sur la période 2014-2018 à 9,1% par an entre 2019 et 2023. S'agissant de l'emploi, l'objectif visé serait une croissance de 4,3% en 2023 contre 3,2% en 2016.	Indicateur 16.2.1 : Taux de croissance de l'économie	Etat	Augmenter
				Indicateur 16.2.2 : Emplois directs générés par le programme pétrolier et gazier	Etat	Augmenter
				Indicateur 16.2.3 : Emplois indirects générés par le programme pétrolier et gazier	Etat	Augmenter
				Indicateur 16.2.4 : Part du secteur pétrolier et gazier dans le PIB	Etat	Augmenter
		Etablir des modes de consommations durables (ODD #12)	D'ici à 2030, parvenir à une gestion durable et à une utilisation rationnelle des ressources naturelles (ODD C#12.2)	Indicateur 16.3.1 : Consommation matérielle nationale, consommation matérielle nationale par habitant et consommation matérielle	Pression	Réduire

#	Facteur de durabilité	Objectif	Cibles/ Sous-objectifs	Indicateur	Type d'indicateur	Cible nationale
				nationale part unité de PIB (ODD Indicateur 12.2.2)		
			Rationaliser les subventions aux combustibles fossiles qui sont source de gaspillage, grâce à l'élimination des distorsions du marché, en égard au contexte national, y compris au moyen de la restructuration de la fiscalité et de la suppression progressive des subventions préjudiciables qui sont en place, en mettant en évidence leur impact sur l'environnement, en tenant pleinement compte des besoins et de la situation propres aux pays en développement et en réduisant au minimum les éventuels effets négatifs sur le développement de ces pays tout en protégeant les pauvres et les populations concernées (ODD C #12.c)	Indicateur 16.3.2 : Montant des subventions aux combustibles fossiles (production et consommation) par unité de PIB (ODD Indicateur 12.c.1)	Réponse	Rationaliser
			D'ici à 2030, développer l'infrastructure et améliore la technologie afin de fournie des services énergétiques modernes et durables a tous les habitants des pays en développement, en particulier des pays les moins avances des petits Etats insulaires en développement sans littoral, dans le respect des programmes d'aide qui les concernent (ODD C# 7.b)	Indicateur 16.3.3 : Investissements dans l'efficacité énergétique en proportion du PIB et montant des investissements étrangers directs dans le transfert financier d'infrastructures et de technologies vers les services de développement durable (ODD Indicateur 7.b.1)	Réponse	Augmenter
		Transformation structurelle de l'économie et croissance - Accroître le niveau et l'efficacité des investissements dans l'économie (PSE, OS 2)	Atteindre un niveau d'investissement public de 7,5% en 2023	Indicateur 16.4.1 : Taux d'investissement public	Etat	Augmenter
			Porter le taux d'accroissement des investissements privés de 7% en 2017 à 17,6% en 2023.	Indicateur 16.4.2 : Taux de croissance de l'investissement privé	Etat	Augmenter

#	Facteur de durabilité	Objectif	Cibles/ Sous-objectifs	Indicateur	Type d'indicateur	Cible nationale
		Capital humain, protection sociale et développement durable - Promouvoir le travail décent (PSE, OS 6)	Augmenter le montant des financements alloués aux fonds nationaux de promotion de l'auto-emploi des jeunes et, d'accroître le nombre d'entreprises enrôlées dans la convention État/employeurs	Indicateur 16.5.1 : Montant des financements alloués aux fonds nationaux de promotion de l'auto emploi des jeunes en milliards	Réponse	Augmenter
				Indicateur 16.5.2 : Nombre d'entreprises enrôlées par la convention Etat-employeur	Réponse	Augmenter
			Augmentation du nombre de travailleurs couverts par un régime de sécurité sociale et un renforcement du nombre de travailleurs bénéficiant d'un régime d'assurance maladie	Indicateur 16.5.3 : Pourcentage de travailleurs couverts par un régime de sécurité sociale dans le secteur pétrolier et gazier	Réponse	100%
				Indicateur 16.5.4 : Nombre d'emploi crées dans le secteur pétrolier et gazier	Etat	Augmenter
			Les taux d'occupation des jeunes et des femmes seront respectivement de 25,4% et 35% en 2023	Indicateur 16.5.5 : Taux d'occupation des femmes (15 and et plus) dans le secteur pétrolier et gazier	Etat	Augmenter
				Indicateur 16.5.6 : Taux d'occupation des jeunes (15-24 ans) dans le secteur pétrolier et gazier	Etat	Augmenter
17	**Energie**	Garantir l'accès de tous à des services énergétiques fiables, durables et modernes, à un coût abordable (ODD #7)	D'ici à 2030, garantir l'accès de tous à des services énergétiques fiables et modernes, à un coût abordable	Indicateur 17.1 : Proportion de la population ayant accès à l'électricité	Réponse	Augmenter
				Indicateur 17.2 : Le taux de dépendance du pays à l'importation du pétrole et du gaz	Etat	Diminuer
18	**Pêches**	Soutenir le secteur de la pêche et l'aquaculture (Lettre de politique sectorielle de développement de la pêche et de l'aquaculture (LPSDPA)	D'ici à 2020, réglementer efficacement la pêche, mettre un terme à la surpêche, à la pêche illicite, non déclarée et non réglementée et aux pratiques de pêche destructrices et exécuter des plans de gestion fondés sur des données scientifiques, l'objectif étant de rétablir les stocks de poissons le plus rapidement possible, au moins à des niveaux permettant d'obtenir un rendement constant maximal compte tenu des caractéristiques biologique (ODD, C#14.4)	Indicateur 18.1 : Proportion de stocks de poissons dont le niveau est biologiquement viable (ODD Indicateur 14.4.1)	Pression	Augmenter

#	Facteur de durabilité	Objectif	Cibles/ Sous-objectifs	Indicateur	Type d'indicateur	Cible nationale
19	**Tourisme**	Devenir une destination touristique de référence et de faire du secteur un vecteur de développement social et territorial (PSE)	(i) Le développement de nouvelles zones touristiques intégrées et du micro-tourisme, et l'amélioration de la qualité de l'offre touristique ; (ii) la promotion de l'économie créative et culturelle à travers le renforcement du soutien aux entreprises culturelles (PSE)	Indicateur 19.1 : Nombre des nouvelles zones touristiques	Etat	Augmenter
				Indicateur 19.2 : PIB du tourisme direct en proportion du PIB total et en taux de croissance	Etat	Augmenter
			D'ici à 2030, élaborer et mettre en œuvre des politiques visant à développer un tourisme durable qui crée des emplois et met en valeur la culture et les produits locaux (ODD #8.9)	Indicateur 19.3 : PIB directement tiré du tourisme, en proportion du PIB total et en taux de croissance ODD Indicateur 8.9.1)	Etat	Augmenter
20	**Infrastructure**	Transformation structurelle de l'économie et croissance - Améliorer l'accès a l'énergie et au foncier (PSE, OS 4)	L'Etat s'est engagé à faire passer l'indice d'accès et de sécurisation foncière à 0,69 en 2023 contre 0,68 en 2018 à travers le développement des parcs, des domaines, des ZES et des agropoles.	Indicateur 20.1 : Indice d'accès et de sécurisation (droit) foncière	Etat	Augmenter
			La proportion de la population ayant accès à l'électricité devrait passer de 61,7% en 2017 à 85,9% en 2023. S'agissant du mix énergétique, l'énergie renouvelable qui est de 17,23% en 2017 serait à 29,2% en 2023.	Indicateur 20.2 : Proportion de la population urbaine ayant accès à l'électricité	Etat	Augmenter
				Indicateur 20.3 : Proportion de la population rurale ayant accès à l'électricité	Etat	Augmenter
				Indicateur 20.4 : Cout du kilowatt heure	Etat	Diminuer
		Capital humain, Protection sociale et Développement durable - Améliorer l'accès à l'énergie en milieu rural, à l'eau et à l'assainissement de qualité (PSE, OS 4)	Passer la proportion de la population ayant accès à l'électricité en milieu rural de 41,9% en 2017 à 81,6% en 2023	Indicateur 20.5 : Proportion de la population ayant accès à l'électricité et l'eau en milieu rural	Réponse	Augmenter
21	**Habitat**	Capital humain, Protection sociale et Développement durable - Améliorer	Aménager plus d'espaces verts, d'accroître le nombre de parcelles viabilisées et de diminuer la pollution	Indicateur 21.1 : Exposition annuelle moyenne aux particules fine (PM 2,5) en mg/m^3	Pression	Se conformer aux normes

#	Facteur de durabilité	Objectif	Cibles/ Sous-objectifs	Indicateur	Type d'indicateur	Cible nationale
		l'accès à l'habitat social et a un cadre de vie décent (PSE, OS 5)	atmosphérique aux particules fines (PM 2,5)	Indicateur 21.2 : Superficies d'espaces verts aménages (ha)	Etat	0
22	**Industrie**	Transformation structurelle de l'économie et croissance – Promouvoir une industrialisation inclusive et durable (PSE, OS 6)	Le poids de l'industrie dans le PIB serait porté à 25% en 2023 contre 20,6% en 2017.	Indicateur 22.1 : Poids de l'industrie dans le PIB (%)	Etat	Augmenter
			La consommation de matériels domestiques par tête passerait de 4,2 tonnes en 2008 à 5 tonnes à 2023	Indicateur 22.2 : Consommation de matériels domestiques par tête (tonnes)	Etat	Augmenter

5. ÉVALUATION DE L'IMPACT

5.1 INTRODUCTION

Les impacts environnementaux sont décrits comme étant toute modification de l'environnement, qu'elle soit négative ou bénéfique, résultant entièrement ou partiellement des aspects environnementaux d'un projet (ISO 14001). La relation entre les aspects et les impacts est une relation de cause à effet.

Dans chaque section, les impacts environnementaux, socio-économiques et sanitaires sont identifiés à l'aide de matrices d'identification des impacts qui sont préparées en fonction des activités E&P possibles au cours de chaque phase et des composantes environnementales, socio-économiques et sanitaires sélectionnées pour l'étude ; il est à noter que les sources d'impacts négligeables ne sont pas prises en compte dans les tableaux ; puis les impacts identifiés comme ayant le potentiel d'être significatifs sont décrits. Ensuite, l'importance des impacts est d'abord déterminée en tenant compte des principales mesures de contrôle existantes, puis après que des mesures d'atténuation supplémentaires sont proposées. Il convient de noter que les impacts censés avoir une importance négligeable ne sont pas abordés en détail.

5.2 APPROCHE ET METHODOLOGIE D'EVALUATION

En raison des caractéristiques spécifiques des activités d'E&P, qui doivent prendre en compte de nombreuses variables incontrôlables (par exemple, la quantité et le type d'hydrocarbures découverts, les prix dans la phase de production et les alternatives ultérieures d'utilisation des hydrocarbures, les technologies préférées, etc.), la méthodologie d'évaluation globale est basée sur une approche intégrée qui considère les impacts au cours des différentes phases du secteur (exploration, développement et production et démantèlement) pour différents scénarios en tenant compte des alternatives possibles. Le cadre de l'EESS guide l'évaluation car le processus d'évaluation est basé sur la contribution potentielle de chaque source d'impact à la réalisation des objectifs de l'EES fixés dans le cadre de l'EESS.

5.2.1 Méthodologie d'évaluation pour la qualité de l'air et les émissions GES

La méthodologie consiste à estimer les émissions des GES et des polluants atmosphériques issus des activités du segment amont de la chaine logistique du pétrole et du gaz en incluant quelques étapes limites du segment intermédiaire. Les étapes considérées sont alors les suivantes incluant le dégazage et l'échappement :

- L'exploration des puits du pétrole et le gaz naturel
- Le pétrole : la production, le transport par oléoduc et le stockage
- Le gaz naturel : la production, le transport par gazoduc et la liquéfaction

La quantification des émissions a été réalisée en utilisant un bilan matière et un bilan énergétique avec la technologie appropriée utilisée à chaque étape tout en intégrant les facteurs d'émissions d'Ecoinvent 2.0 adopté par Marcogaz (Marcogaz, 2010), les lignes directrices 2006 du GIEC, et l'étude d'ENVIRON pour différents scénarii de production (Scénarii 0 à 6).

L'exploration est considérée comme ayant un impact négligeable (SGI, 2015, Marcogaz, 2010), et nécessite 3000 tonnes de gasoil pour chaque deux puits d'exploration forés (Communication avec Total Energies, 2018) et émettant ainsi les polluants suite à la production d'électricité (Tableau 5.2-1).

Tableau 5.2-1 : Emissions pour chaque deux puits d'exploration

3000 tonnes de gasoil (1% S)	CO	NOx	SO_2	COVNM	PM	CO_2	CH_4	N_2O	CO_{2eq}
Emissions (tonnes)	16,77	121,52	59,99	4,79	3,62	9558,90	0,39	0,08	9591

Le déclassement d'une plateforme émet lui aussi des émissions : les valeurs maximales par plateforme publiées par le Bureau du Management de l'Energie Océanique pour la région Pacific OCS ont été adoptées comme valeurs conservatives (BOEM, 2019). Il a été considéré que chaque plateforme correspond à 10 puits environ afin d'avoir un nombre entier de plateformes présentant le cas raisonnable conservatif.

Tableau 5.2-2 : Emissions pour le déclassement d'une plateforme basées sur les données du BOEM (2019)

	CO	NOx	SO_2	COVNM	PM	CO_{2eq}
Emissions (tonnes)	350	1259	1	102	102	51829

De plus, l'export du gaz naturel a été considéré comme se faisant exclusivement sous forme liquide GNL et que tous les pipelines sont utilisés pour le transport du gaz naturel.

L'activité utilisée dans l'estimation des émissions des différents scénarios sont résumés au Tableau 5.2-3, tandis que la variation temporelle de l'activité est présentée dans le

Tableau 5.2-4.

Tableau 5.2-3 : Information considérée pour les différents scénarios évalués

	Scénarios	0	1	2	3	4	5	6
Pétrole et gaz	**Exploration (nombre de puits)**	13	22	22	32	42	52	19
Gaz	**Production (tcf/an)**	0,00063	0,08763	0,48683	0,58683	0,68683	0,78683	0,62
	Transmission pipelines (km)	53	311	523	663	773	883	700
	Liquéfaction (tcf/an)	0	0,065	0,38	0,47	0,55	0,63	0,49
Pétrole	**Extraction (bpj)**	0	101370	202740	302740	352740	402740	317466
	Stockage (bpj)	0	30000	60000	60547,95	70547,95	80547,95	63493,15
Déclassement	**Nombre de plateformes**	1	2	2	3	4	5	2

Tableau 5.2-4 : Variation temporelle de l'activité pétrolière

Scénario	Etape	Période
Scénario 0	Exploration Production Déclassement	- Jusqu'à 2025 2026-2027
Scénario 1	Exploration Production Déclassement	- Jusqu'à 2042 2043-2044
Scénario 2	Exploration Production Déclassement	- 2031-2051 2052-2053
Scénario 3	Exploration Production Déclassement	2026-2030 2035-2055 2056-2057
Scénario 4	Exploration Production Déclassement	2026-2030 2035-2055 2056-2057
Scénario 5	Exploration Production Déclassement	2026-2030 2035-2055 2056-2057
Scénario 6	Exploration Production Déclassement	2026-2030 2035-2055 2056-2057

5.2.2 Identification des impacts

Pour chaque problème environnemental et socio-économique préoccupant, les sources d'impacts potentiels dans chaque phase des activités E&P ont été identifiées à l'aide de matrices d'identification des impacts.

5.2.3 Évaluation des impacts

Les impacts sont évalués pour les sources d'impacts/activités identifiées dans les matrices d'identification d'impact par rapport aux indicateurs d'impact du cadre de l'EESS. Différents scénarios et alternatives sont pris en compte dans l'évaluation, le cas échéant.

Les impacts sont évalués au cours de toutes les phases des activités E&P, notamment :

- Activités de prospection
- Phases d'exploration et d'évaluation
- Phases de développement et de production
- Phase de déclassement

Le niveau d'importance de l'impact est évalué sur la base de :

- L'ampleur de l'impact
- Importance l'environnement récepteur

Les impacts environnementaux et sociaux se verront attribuer un niveau d'importance (faible, modéré ou élevé) en fonction de l'ampleur (majeure, modérée, mineure, négligeable) de l'impact et de la sensibilité de l'environnement récepteur (élevée, moyenne, faible, négligeable) de cet impact. Un certain nombre de considérations sont intégrées dans les

critères d'ampleur de l'impact, notamment la nature, l'étendue, la durée, la réversibilité, la fréquence et la probabilité de l'impact.

L'ampleur est définie par la somme des caractéristiques, comme le montre le tableau ci-dessous.

Tableau 5-1 L'Ampleur de L'impact

Détermination de l'Ampleur			
Nature	Préjudiciable	Bénéfique	
La réversibilité	Réversible (1)	Irréversible (2)	
La durée	Court-terme (1)	Long-terme (2)	Permanent (3)
L'étendue	Local (1)	Régional (2)	International (3)
La fréquence	Peu fréquent (1)	Fréquent (2)	Continue (3)
La probabilité	Peu probable (1)	Probable (2)	Certain (3)
Ampleur			
Majeure	12 to 14		
Modérée	8 to 11		
Mineure	6 to 7		
Négligeable	5		

Les définitions typiques de l'ampleur des impacts sont présentées dans le tableau suivant.

Tableau 5-2 Définition de l'Ampleur des Impacts

Ampleur	**Description de l'Ampleur**
Majeure	• **Préjudiciable** : Perte de la ressource et/ou de la qualité et de l'intégrité ; dommages graves à des caractéristiques, traits ou éléments clés. Un impact majeur est généralement de grande ampleur, permanent et irréversible. • **Bénéfique** : Amélioration à grande échelle ou majeure de la qualité de la ressource ; restauration ou amélioration extensive ; amélioration majeure de la qualité de l'attribut.
Modéré	• **Préjudiciable** : Impact significatif sur la ressource, mais ne portant pas atteinte à son intégrité ; perte partielle/endommagement de caractéristiques, de traits ou d'éléments clés. Les impacts modérés s'étendent généralement au-delà des limites du site et sont habituellement permanents, irréversibles ou cumulatifs. • **Bénéfique** : avantage ou ajout de caractéristiques, de traits ou d'éléments essentiels ; amélioration de la qualité de l'attribut.
Mineure	• **Préjudiciable** : Changement mesurable de la qualité ou de la vulnérabilité des attributs ; perte ou altération mineure d'une (ou de plusieurs) caractéristique(s), d'un élément ou d'une caractéristique(s) clé(s). Les impacts mineurs ne sont généralement perceptibles qu'à l'intérieur du site et sont temporaires et réversibles.

	• **Bénéfique** : Avantage mineur ou ajout d'une (voire de plusieurs) caractéristique, particularité ou élément clé ; impact bénéfique sur l'attribut ou réduction du risque d'impact négatif.
Négligeable	• **Préjudiciable** : Perte très mineure ou altération préjudiciable d'une ou plusieurs caractéristiques, traits ou éléments. • **Bénéfique** : Avantage très mineur ou ajout positif d'une ou de plusieurs caractéristiques, traits ou éléments.
Pas de changement	• Pas de perte ou d'altération de caractéristiques, de traits ou d'éléments ; pas d'impact observable dans l'une ou l'autre direction.

Le tableau ci-dessous présente les critères de définition sur lesquels se fondent les sensibilités des récepteurs dans le cadre de cette EESS.

Tableau 5-3 Critères de sensibilité des récepteurs

Sensibilité de l'environnement récepteur / échelle du récepteur	
Elevée	Importance et rareté élevées, échelle nationale, potentiel de substitution limité et faible capacité à s'adapter à la forme de changement proposée.
Moyenne	Importance et rareté moyennes, échelle régionale et potentiel de substitution limité. L'environnement récepteur tolère dans une certaine mesure le changement proposé, sous réserve d'une conception et de mesures d'atténuation.
Faible	Faible importance et rareté, échelle locale. L'environnement récepteur tolère le changement proposé sous réserve de conception et d'atténuation.
Négligeable	Négligeable Importance et rareté nulles ou négligeables, à l'échelle du site. L'environnement récepteur tolère le changement proposé.

5.2.3.1 Évaluation de l'importance de l'impact

Le niveau d'importance de l'impact, comme indiqué dans le Tableau 5-4, est attribué en fonction de la sensibilité du récepteur ou de la ressource identifié(e) et de l'ampleur de l'impact.

L'importance des impacts est d'abord déterminée en tenant compte des mesures de contrôle existantes, puis après la mise en place de mesures d'atténuation supplémentaires. Le processus d'EESS vise à s'assurer qu'aucun impact résiduel significatif ne subsiste après la mise en œuvre des mesures d'atténuation.

Tableau 5-4 Niveaux de l'Importance des impacts

		Ampleur de l'Impact (degré de changement)			
		Négligeable	**Mineure**	**Modérée**	**Majeure**
Sensibilité des récepteurs	**Elevée**	Mineur	Modéré	Majeur	Majeur
	Moyenne	Négligeable	Mineur	Modéré	Majeur
	Faible	Négligeable	Mineur	Mineur	Modéré
	Négligeable	Négligeable	Négligeable	Négligeable	Mineur

5.2.4 Atténuation et Surveillance

L'atténuation fait référence à "l'élimination, la réduction ou le contrôle des effets néfastes de la politique, du plan ou du programme, et comprend la restitution de tout dommage à l'environnement causé par ces effets par le remplacement, la restauration, la compensation ou tout autre moyen". La priorité est donnée à la prévention des impacts, suivie de la minimisation puis de la compensation.

Pour chaque impact significatif, les mesures d'atténuation fixées par la législation locale et les conventions internationales ou « mesures de contrôle existantes » sont répertoriées. Des mesures d'atténuation supplémentaires sont proposées au besoin. Des mesures d'atténuation pratiques et réalisables sont proposées dans la mesure du possible.

Un cadre de suivi est proposé comprenant des indicateurs de pression, d'état et de réponse.

Les indicateurs de pression sont utilisés pour la surveillance du niveau d'activité, les indicateurs d'état sont utilisés pour surveiller les changements dans l'état de l'environnement et les indicateurs de réponse sont utilisés pour surveiller la mise en œuvre des mesures d'atténuation.

5.2.5 Évaluation des scénarios

L'étendue et les types d'activités d'exploration et de production (E&P) dépendent fortement de la taille des découvertes commerciales (le cas échéant), des types et de la qualité des hydrocarbures trouvés (par exemple, gaz et/ou liquides), de la demande du marché pour ces hydrocarbures et de leur marché prix (entre autres facteurs). Par conséquent, Section 2.3 décrit divers scénarios E&P pour le secteur. L'évaluation des scénarios est basée sur les résultats du processus d'évaluation d'impact mené en tenant compte de différents scénarios, où l'équipe EESS a identifié tous les impacts significatifs liés à des scénarios individuels.

5.3 IMPACTS DES ACTIVITES DE PROSPECTION OFFSHORE

5.3.1 Identification des impacts en offshore

Les impacts des activités de prospection en offshore sont attendus du fonctionnement des navires sismiques (y compris la génération de bruit, les émissions atmosphériques, la présence physique des navires de prospection, les rejets de déchets et l'interaction des équipements sur le fond marin) en plus des impacts à terre et des événements accidentels.

Les récepteurs environnementaux et socio-économiques susceptibles d'être touchés par chaque activité sont indiqués dans la matrice d'identification des impacts présentée dans le Tableau 5-5.

Tableau 5-5 Matrice d'identification des impacts – Activités de prospection

Activités de prospection																								
Composant / **Activité**		**Environnement physique**						**Milieu biologique**							**Autres**									
		Qualité de l'air	**Changement climatique**	**Qualité de l'eau de mer**	**Qualité/Composition des sédiments**	**Bruit sous-marin**	**Bruit au-dessus de l'eau**	**Benthos phyto et**	**Espèces pélagiques**	**Phyto et de zooplancton**	**Oiseaux de mer**	**Mammifères et tortues**	**Habitats marins sensibles**	**Écologie terrestre et habitats côtiers**	**Ressources archéologiques et**	**Infrastructure**	**Conditions sociales**	**Éducation**	**Crime**	**Economie générale/industrie/énerg**	**Pêche**	**Expédition**	**Tourisme**	**Santé**	**Paysage et agrément visuel**
Opérations sismiques	Fonctionnement des sources d'air comprimé (Airguns)					X		X	X	X		X	X								X			
	La production d'énergie	X	X	X		X	X																	X	
	Présence physique de navires sismiques et d'équipements remorqués /collision avec des mammifères marins/tortues					X			X		X	X	X								X	X		
	Rejets et déchets courants des navires			X	X			X	X	X		X	X								X			X	
	Interaction des équipements sur le fond marin			X	X			X	X				X		X	X									
Les activités de soutien	Mouvement des navires de ravitaillement	X	X	X		X	X			X		X	X			X	X				X	X			
	Installations de soutien à terre						X							X	X	X	X								X
Événements accidentels	Déversements de diesel et d'autres hydrocarbures	X	X	X	X			X	X	X	X	X	X	X	X		X			X	X	X	X	X	X
	Collision de navires / Naufrage de navires	X	X	X	X			X					X		X	X	X			X		X		X	

5.3.2 Impacts sur la Qualité de l'Air et les Changements Climatiques

5.3.2.1 Impacts Potentiels

Les impacts de la phase de prospection sur la qualité de l'air et le changement climatique ainsi que les principales sources d'impacts attendues et les sources cumulées d'impact sont présentés dans le Tableau 5-6.

Tableau 5-6 Répercussions des Activités de prospection sur la Qualité de l'air et les Changements Climatiques

Indicateur d'impact	Sources d'impacts (Activités)	Sources d'impact cumulées
Augmentation des concentrations des principaux contaminants atmosphériques et les particules dans les villes côtières en raison des activités pétrolières et gazières offshore	✓ Production d'électricité sur le navire sismique ✓ Mouvement des navires de ravitaillement ✓ Déversements de diesel et d'autres hydrocarbures	✓ Activités des navires en mer et à proximité ✓ Emissions du secteur de transport ✓ Polluants générés par le secteur manufacturier et les zones industrielles ✓ Contaminants générés par l'accumulation et la combustion des déchets ✓ Émissions provenant de la production d'électricité
Augmentation des émissions de GES du secteur pétrolier et gazier		

5.3.2.2 Principales mesures de contrôle existantes

Les mesures suivantes sont considérées comme les principales mesures de contrôle existantes pour minimiser les émissions provenant des activités du secteur :

Législations Relatives aux Mesures de Contrôles Existantes – Qualité de l'Air et GES	
Conformité aux conventions ratifiées	• Convention et protocole de vienne pour la protection de la couche d'Ozone. • Convention internationale sur la préparation, la lutte et la coopération en matière de pollution par les hydrocarbures (Convention OPRC). • Convention Cadre des Nations Unies sur les Changements Climatiques (CCNUCC, adoptée en 1992, entrée en vigueur en 1994). • L'Accord de Paris pour l'atténuation et l'adaptation au changement climatique ainsi que leur financement. • L'annexe 6 de MARPOL pour réduire les émissions des navires ou adoption directe de ses dispositions. • Convention de Bâle (Convention Mondiale sur le contrôle des mouvements transfrontaliers des déchets dangereux et leur élimination, 1989). • Convention sur la Diversité Biologique (Signée à Rio le 5 juin 1992 ratifiée par le Sénégal le 14 juin 1994). • Convention de Stockholm de 2001 sur les Polluants Organiques Persistants (POPs).
Conformité aux normes internationales	• Directives générales ESS de la Société financière internationale et du Groupe de la Banque mondiale (IFC-GBM) – Émissions atmosphériques et qualité de l'air ambiant • Lignes directrices de l'Organisation mondiale de la Santé (OMS) sur la qualité de l'air, mise à jour mondiale 2005 • Directives de l'Organisation mondiale de la Santé (OMS) sur la qualité de l'air pour l'Europe, Deuxième édition (2000)
Adoption de Loi et Décret	• Loi n° 2001-01 « Code de l'environnement » pour lutter contre la pollution et notamment la pollution de l'air et des odeurs incommodantes (Titre III chapitre II). • Le Code de l'environnement est mis en œuvre par le Décret N° 2001 – 282 du 12 avril 2001 portant application du Code de l'environnement comprend des directives

Législations Relatives aux Mesures de Contrôles Existantes – Qualité de l'Air et GES	
	concernant la classification des installations présentant des risques environnementaux significatifs, ainsi que le processus global de l'EIE. Il contient des dispositions spécifiques sur divers rejets et émissions polluants. Les directives et le processus de l'EIE proposé ainsi que les dispositions présentées doivent être respectés. • Le Code Pétrolier mis en œuvre par le décret d'application de la Loi No 98-05 du 8 janvier 1998, et le Code Gazier (Loi No 2020-06 du 7 février 2020).
Conformité aux normes et stratégies nationales	• Norme NS 05-062 réglementant les conditions de rejets de polluants atmosphériques dans l'air, nécessitant une révision pour être adaptée au contexte pétro-gazier.

5.3.2.3 Évaluation des impacts

Les gaz de combustion provenant de toutes sortes de sources englobent les gaz polluants de l'air, les particules et les gaz à effet de serre qui présentent des risques pour la santé humaine et l'environnement en général. Ceux-ci comprennent une forte concentration de dioxyde de soufre (SO2) et d'oxydes d'azote (NOx) responsables des dépôts acides et une concentration importante de composés organiques volatils non méthaniques (COVNM) contribuant à la production d'ozone. Ces gaz, à des concentrations importantes, peuvent être toxiques et nocifs pour l'environnement.

Les sources de ces émissions pourraient varier de la production d'électricité et du secteur des transports au secteur manufacturier et aux zones industrielles sans exclure le secteur pétrolier et gazier en développement. En relation avec ces dernières et les activités de prospection, les navires sismiques contribuent à l'émission de polluants atmosphériques et de gaz à effet de serre par la combustion de carburant pour la production d'électricité. Les déversements de carburant et de diesel des moteurs des navires peuvent aussi constituer une source d'émissions.

Dans le but de limiter ces émissions et leurs impacts durant cette phase, des réglementations et des lois ont été mises en place. En fait, l'environnement offshore dispersif et ouvert facilite l'atténuation en localisant l'impact des activités sismiques et en le minimisant. La littérature révèle que le potentiel des émissions des navires sismiques à provoquer des impacts atmosphériques est généralement faible et, par conséquent, les émissions des activités de prospection auront une contribution très limitée, presque négligeable, à la pollution atmosphérique (Marcogaz, 2010). Quoi qu'il en soit, certaines mesures recommandées pourraient être suggérées pour réduire davantage les émissions.

L'ampleur de l'impact, la sensibilité des récepteurs et l'évaluation de l'importance de l'impact de chacun des impacts environnementaux identifiés sur la qualité de l'air et les changements climatiques résultant des activités de prospection sont résumées dans le Tableau 5-7.

Tableau 5-7 Évaluation de l'importance des Impacts sur la Qualité de l'Air et le Climat des Activités de Prospection avec des Mesures de Contrôle Existantes en Place

Indicateur d'impact	Évaluation de l'ampleur des impacts	Évaluation de la Sensibilité des récepteurs	Évaluation de l'importance
Augmentation des concentrations des principaux contaminants atmosphériques et les particules dans les villes côtières en raison des activités pétrolières et gazières offshore	L'utilisation de générateurs pour la production d'électricité sur les navires est la principale source de pollution qui se dispersera et pourrait atteindre la côte. Ceux-ci devraient cependant être : • De nature préjudiciable • Etendue local (1) • De court-terme (1) • Peu fréquent (1) • Probable (2) • Nature réversible (1) **Ampleur : Mineure (6)**	Sensibilité : **Moyenne**	**Mineur**
Augmentation des émissions de GES du secteur pétrolier et gazier	Les émissions de combustion des moteurs de navires de production d'électricité généreront une quantité relativement faible de CO2, mais qui est : • De nature préjudiciable • Etendue régionale (2) • Une longue durée d'effet (2) • Peu fréquent (1) • Probable (2) • Non réversible (2) **Ampleur : Modérée (9)**	Sensibilité : **Moyenne**	**Moderé**

5.3.2.4 Mesures d'atténuation proposées

Les mesures d'atténuation supplémentaires qui contribueraient à réduire l'importance des impacts sur la qualité de l'air et le changement climatique des activités de prospection sont présentées dans le Tableau 5-8.

Tableau 5-8 Mesures d'Atténuation Proposées pour les Impacts sur la Qualité de l'Air et les Changements Climatiques des Activités de Prospection

Indicateur d'impact	Mesures d'Atténuation Proposées
Augmentation des concentrations des principaux contaminants atmosphériques et des particules dans les villes côtières en raison des activités pétrolières et gazières offshore Augmentation des émissions de GES du secteur pétrolier et gazier	✓ Utilisation de carburant à faible teneur en soufre au lieu du diesel normal pour la production d'électricité ✓ Veiller à ce que les équipements sont correctement entretenus et exploités. ✓ Veiller à ne pas laisser tourner au ralenti les moteurs des navires ; ✓ Veiller à ce que les émissions soient conformes aux normes nationales ; ✓ Réforme des législations nationales pour amener des mesures légales de compensation pour émissions non-conformes aux normes nationales (reboisement, financement pour reboisement, etc.) ; ✓ Assurer la résilience au changement climatique des installations et des infrastructures et mettre en œuvre des stratégies d'adaptation et de gestion.

5.3.2.5 Évaluation des Impacts Résiduels

Les impacts résiduels sur la qualité de l'air et le changement climatique des activités de prospection avec les mesures d'atténuation existantes et supplémentaires en place sont résumés dans le Tableau 5-9.

Tableau 5-9 Évaluation de l'Importance des Impacts Résiduels sur la Qualité de l'Air et les Changements Climatiques des Activités de Prospection

Indicateur d'Impact		Évaluation de l'ampleur des impacts	Évaluation de la Sensibilité des récepteurs	Évaluation de l'Importance
Augmentation des concentrations des principaux contaminants atmosphériques et des particules dans les villes côtières en raison des activités pétrolières et gazières offshore	Avec mesures de contrôle prévues	• De nature préjudiciable • Etendue local (1) • De court-terme (1) • Peu fréquent (1) • Probable (2) • Nature réversible (1) **Ampleur : Mineure (6)**	Sensibilité : **Moyenne**	**Mineur**
	Avec les mesures de contrôle prévues et les mesures d'atténuation supplémentaires proposées	• De nature préjudiciable • Etendue local (1) • De court-terme (1) • Peu fréquent (1) • Peu probable (1) • Nature réversible (1) **Ampleur : Négligeable (5)**	Sensibilité : **Moyenne**	**Négligeable**
Augmentation des émissions de GES du secteur pétrolier et gazier	Avec mesures de contrôle prévues	• De nature préjudiciable • Etendue régionale (2) • Une longue durée d'effet (2) • Non réversible (2) • Peu fréquent (1) • Probable (2) **Ampleur : Modérée (9)**	Sensibilité : **Moyenne**	**Modéré**
	Avec les mesures de contrôle prévues et les mesures d'atténuation supplémentaires proposées	• De nature préjudiciable • Etendue régionale (2) • Une courte durée d'effet (1) • Réversible (1) • Peu fréquent (1) • Peu Probable (1) **Ampleur : Mineure (6)**	Sensibilité : **Moyenne**	**Mineur**

5.3.3 Impacts sur l'Eau de Mer et les Sédiments

5.3.3.1 Impacts Potentiels

Les impacts des activités de prospection sur l'eau de mer et les sédiments, y compris les sources d'impacts des activités de prospection et les sources cumulées d'impacts, sont indiqués dans le Tableau5-10.

Tableau5-10 Répercussions des Activités de Prospection en Offshore sur l'Eau de Mer et les Sédiments

Indicateur d'Impact	Sources d'Impacts (Activités)	Sources d'Impact Cumulées
Augmentation des concentrations de polluants dans les sédiments attribuées aux activités pétrolières et gazières	✓ Rejets et déchets courants des navires ✓ Déversements de diesel et de produits chimiques à base d'hydrocarbures	✓ Déchets domestiques et industriels rejetés en mer ✓ Lixiviat des décharges côtières ✓ Présence physique et bruit générés par les mouvements des navires en mer. ✓ Rejets et déversements des navires d'expédition. ✓ Pêche à la dynamite et utilisation explosive.
Impacts liés à la sédimentation sur le fond marin/turbidité (enfouissement d'espèces, colmatage du système de filtration et d'absorption des organismes filtreurs (suspensivores), modification de la granulométrie des sédiments, etc.)	✓ Interaction des équipements sur le fond marin ✓ Navire coulant au fond de la mer	
Modification des caractéristiques chimiques de l'eau de mer	✓ Rejets et déchets courants des navires ✓ Déversements d'hydrocarbures, de diesel et de produits chimiques	

5.3.3.2 Principales Mesures de Contrôle Existantes

Les mesures suivantes sont considérées comme les principales mesures de contrôle existantes pour minimiser les impacts des rejets provenant des activités du secteur :

Législations Relatives aux Mesures de Contrôles Existantes pour les Rejets en Mer	
Conformité aux conventions ratifiées	• L'annexe I de MARPOL fournit des réglementations régissant les déchets d'huile et de diesel de la salle des machines et les rejets de tous les types de navires. L'annexe II de MARPOL détaille les critères de rejet pour l'élimination de la pollution par des substances liquides et chimiques nocives. Les annexes IV et V de MARPOL introduisent des exigences visant à contrôler la pollution par les eaux usées des navires et à réglementer les rejets d'ordures et de débris marins. • Convention internationale sur la préparation, la lutte et la coopération en matière de pollution par les hydrocarbures (Convention OPRC) pour la mise en place d'un cadre global sur la coopération internationale dans la lutte contre les incidents majeurs ou les menaces de pollution marine dont la pollution marine par les hydrocarbures pour laquelle elle requiert des dispositions à prendre. • Protocole OPRC-HNS de 2000 - préparation, lutte et coopération contre les événements de pollution par les substances dangereuses. • Convention Relative à la Coopération en Matière de Protection et de Mise en Valeur du Milieu Marin et des Zones Côtières de la Région de l'Afrique de l'Ouest et du Centre 1981 (Convention d'Abidjan) qui fixe les mesures de coopération nationale et régionale en matière de protection et de mise en valeur des zones marines et côtières en Afrique occidentale et centrale

Législations Relatives aux Mesures de Contrôles Existantes pour les Rejets en Mer	
	• Convention internationale de 2004 pour le contrôle et la gestion des eaux de ballast et sédiments des navires. • Convention Internationale sur l'Intervention en haute mer en cas d'accident maritime ou pouvant entraîner une pollution par les hydrocarbures. • Convention de Bâle (Convention Mondiale sur le contrôle des mouvements transfrontaliers des déchets dangereux et leur élimination, 1989).
Conformité aux normes internationales	• Normes environnementales et sociales de la Banque mondiale pertinentes pour les travaux
Adoption de Loi et Décret	• La loi n°2001-01 du 15 janvier 2001 : code de l'environnement et le Décret N° 2001 – 282 du 12 avril 2001. • Le Code Pétrolier mis en œuvre par le décret d'application de la Loi No 98-05 du 8 janvier 1998, et le Code Gazier (Loi No 2020-06 du 7 février 2020). • La loi n° 2002-22 du 16 août 2002 portant Code de la Marine Marchande qui nécessite que les navires opérant dans les eaux territoriales doivent suivre les exigences de l'OMI définies. • La loi n° 83-71 du 5 juillet 1983 - Code de l'hygiène. • Décret n° 2004 - 1408 qui valide la création de cinq (5) aires marines protégées. • La loi n° 2001 pour lutter contre la pollution et notamment : La prévention et lutte contre les pollutions et nuisances (Titre II), la gestion des déchets (Titre II chapitre III, la protection et mise en valeur des milieux récepteurs (Titre III) ; l'établissement du plan d'urgence (Titre II chapitre VI) et la pollution des eaux (Titre III chapitre I). • Arrêté interministériel n°05.10.2007 portant gestion des huiles usagées.
Conformité aux normes et stratégies nationales	• Norme NS 05-061 réglementant les rejets des eaux usées sa révision pour être adaptée au contexte pétro-gazier. • La Stratégie nationale pour les aires marines protégées (AMP) du Sénégal. • Le plan National d'Interventions d'Urgence en Mer (PNIUM), constitué de plans spécialisés : le plan National de Lutte contre la Pollution Marine (Plan POLMAR), le plan national de sûreté maritime (Plan SURMAR), et le plan national de recherches et de sauvetage maritime (Plan SAR maritime)

5.3.3.3 Évaluation des Impacts

Les rejets de routine des navires sismiques comprennent les déchets sanitaires traités, les déchets domestiques et le drainage du pont, tous fortement concentrés en polluants et en substances toxiques qui peuvent atteindre les sédiments du fond marin après avoir traversé l'eau de mer. Dans la colonne d'eau, ils peuvent affecter les concentrations de solides en suspension, de nutriments et de chlore, ainsi que générer une demande biochimique en oxygène (DBO). Comme ces rejets devraient se diluer rapidement dans la mer, les impacts seraient probablement indétectables au-delà de dizaines de mètres de la source et sont considérés comme négligeables.

Les déversements d'hydrocarbures et de diesel peuvent également augmenter la concentration de polluants dans les sédiments et modifier les propriétés de l'eau de mer. Un déversement de kérosène dû à une panne de streamer est la source la plus probable d'un déversement d'hydrocarbures avec des quantités relativement faibles de pétrole déversées dans le milieu marin. Les volumes relativement faibles d'hydrocarbures impliqués dans la plupart des accidents de streamers et la nature légère des hydrocarbures dans les streamers signifient qu'ils s'évaporent et se dispersent rapidement et auront donc une influence limitée. La perte complète de l'inventaire de carburant et du réservoir de streamers entraînerait un

déversement d'hydrocarbures d'impact plus important, mais il est peu probable qu'il se produise.

Comme pour les rejets de déchets, il a été prouvé que les déversements d'hydrocarbures acidifient l'eau de mer, réduisent le niveau d'oxygène dissous dans l'eau, augmentent le niveau de CO2, la salinité, les nitrates, les phosphates et les concentrations de métaux lourds (Datta *et al*., 2006).

Bien que les levés sismiques eux-mêmes n'aient aucun impact sur les propriétés de l'eau de mer, certains pourraient impliquer une petite quantité de perturbation du fond marin. Les levés sismiques n'auront pas d'impact sur le fond marin si les capteurs remorqués sont utilisés. Les levés qui utilisent des capteurs de fond océanique soit dans des « nœuds » (OBN) ou dans des câbles (OBC) peuvent avoir des impacts négligeables en raison de l'emplacement des capteurs. Il est à noter que les capteurs sont « posés » sur le fond marin et récupérés intégralement, souvent à l'aide de ROV (Remotely Operated Vehicles) afin de les placer à des endroits précis. Quoi qu'il en soit, les ressources qui pourraient être affectées comprennent les communautés benthiques et la dispersion des sédiments.

L'ampleur de l'impact, la sensibilité des récepteurs et l'évaluation de l'importance de l'impact de chacun des impacts environnementaux identifiés sur l'eau de mer et les sédiments des activités de prospection sont résumées dans le Tableau 5-11.

Tableau 5-11 Évaluation de l'Importance des Impacts sur l'Eau de Mer et les Sédiments des Activités de Prospection avec des Mesures de Contrôle Existantes en Place

Indicateur d'Impact	Évaluation de l'ampleur des impacts	Évaluation de la Sensibilité des récepteurs	Évaluation de l'importance
Augmentation des concentrations de polluants dans les sédiments attribuées aux activités pétrolières et gazières	La source d'impact la plus importante comprend les rejets et les déchets de routine des navires. Les déversements de diesel et d'hydrocarbures au fond de la mer peuvent également avoir un impact en raison de leur teneur élevée en polluants et en substances toxiques. • Nature préjudiciable • Etendue local (1) • De court-terme (1) • Fréquent (2) • Probable (2) • Nature réversible (1) **Ampleur : Mineure (7)**	Sensibilité : **Elevée**	Modéré
Impacts liés à la sédimentation sur le fond marin/turbidité (enfouissement d'espèces, colmatage du système de filtration et d'absorption des organismes filtreurs (suspensivores),	L'interaction des équipements sur le fond marin conduira non seulement à la sédimentation mais affectera également les espèces existantes provoquant leur enfouissement.	Sensibilité : **Elevée**	Modéré

modification de la granulométrie des sédiments, etc.)	• Nature préjudiciable • Etendue local (1) • De court-terme (1) • Fréquent (2) • Probable (2) • Nature réversible (1) **Ampleur : Mineure (7)**		
Modification des caractéristiques chimiques de l'eau de mer attribuée aux activités pétrolières et gazières	La source d'impact la plus importante comprend les rejets et les déchets des navires. Les effluents contiennent des polluants en forte concentration qui peuvent affecter les propriétés de l'eau de mer. • Nature préjudiciable • Etendue local (1) • De court-terme (1) • Fréquent (2) • Probable (2) • Nature réversible (1) **Ampleur : Mineure (7)**	Sensibilité : **Elevée**	Modéré

5.3.3.4 Mesures d'atténuation proposées

Tableau 5-12 Mesures d'Atténuation Proposées pour les Impacts sur l'Eau de Mer et les Sédiments des Activités de Prospection

Indicateur d'impact	Source d'Impact	Mesures d'Atténuation Proposées
Augmentation des concentrations de polluants dans les sédiments attribuées aux activités pétrolières et gazières	✓ Rejets et déchets courants des navires	✓ Définir des valeurs limites de rejet d'eaux usées conformément aux meilleures pratiques de l'industrie, les intégrer dans la réglementation environnementale du Sénégal et faire respecter la conformité par les opérateurs pétroliers et gaziers. ✓ Traiter les déchets et les fluides avant leur rejet. ✓ Gérer les eaux produites et les eaux usées avec un traitement, un rejet et une surveillance appropriés conformément à la réglementation. ✓ Soutenir le développement de projets intersectoriels de gestion des déchets
	✓ Déversements de diesel et d'autres hydrocarbures	✓ Augmenter les capacités opérationnelles ✓ Organisez des formations et des exercices, comme des exercices d'intervention en cas de catastrophe, afin que toute l'équipe soit prête à travailler ensemble en cas de déversement. ✓ Préparer des plans d'intervention en cas de déversement. ✓ Adopter les meilleures pratiques en matière de gestion des risques et de prévention des déversements. Appliquer les normes de prévention de la pollution convenues au niveau national et régional. ✓ Ratifier les conventions de l'OMI concernant l'intervention en cas de déversement.

Indicateur d'impact	Source d'Impact	Mesures d'Atténuation Proposées
Impacts liés à la sédimentation sur le fond marin/turbidité (enfouissement d'espèces, colmatage du système de filtration et d'absorption des organismes filtreurs (suspensivores), modification de la granulométrie des sédiments, etc.)	✓ Interaction des équipements sur le fond marin	✓ Évaluation des restrictions selon la période de l'année sur les opérations pour traiter les stades de vie sensibles des espèces importantes dans chaque zone proposée, et installation d'équipements pendant les saisons non productives.
	✓ Naufrage	✓ S'assurer que le système VMS (Vessel Monitoring System) est opérationnel.
Modification des caractéristiques chimiques de l'eau de mer attribuée aux activités pétrolières et gazières	✓ Rejets et déchets courants des navires	✓ Définir des valeurs limites de rejet d'eaux usées conformément aux meilleures pratiques de l'industrie, les intégrer dans la réglementation environnementale du Sénégal et faire respecter la conformité par les opérateurs pétroliers et gaziers. ✓ Traiter les déchets et les fluides avant leur rejet. ✓ Gérer les eaux produites et les eaux usées avec un traitement, un rejet et une surveillance appropriés conformément à la réglementation. ✓ Soutenir le développement de projets intersectoriels de gestion des déchets
	✓ Déversements de diesel et d'autres hydrocarbures	✓ Augmenter les capacités opérationnelles ✓ Utiliser des dispersants d'hydrocarbures approuvés autorisés à être utilisés dans les interventions en cas de déversement d'hydrocarbures ✓ Préparation d'un plan d'urgence en cas de déversement d'hydrocarbures ✓ Contribuer à réduire le taux d'acidification des océans et soutenir des programmes tels que la « Blue Carbon Initiative » qui vise à protéger les écosystèmes côtiers qui séquestrent et stockent le carbone. ✓ Préparer des plans d'intervention en cas de déversement ✓ Adopter les meilleures pratiques en matière de gestion des risques et de prévention des déversements. Appliquer les normes de prévention de la pollution convenues au niveau national et régional

5.3.3.5 Évaluation des Impacts Résiduels

Les impacts résiduels sur l'eau de mer et les sédiments des activités de prospection avec les mesures d'atténuation existantes et supplémentaires en place sont résumés dans le Tableau 5-13.

Tableau 5-13 Évaluation de l'Importance des Impacts Résiduels sur l'Eau de Mer et les Sédiments des Activités de Prospection

Indicateur d'Impact		Évaluation de l'ampleur des impacts	Évaluation de la Sensibilité des récepteurs	Évaluation de l'Importance
Augmentation des concentrations de polluants dans les sédiments attribuées aux activités pétrolières et gazières	Avec mesures de contrôle prévues	• Nature préjudiciable • Etendue local (1) • De court-terme (1) • Fréquent (2) • Probable (2) • Nature réversible (1) **Ampleur : Mineure (7)**	**Elevée**	Modéré
	Avec les mesures de contrôle prévues et les mesures d'atténuation supplémentaires proposées	• Nature préjudiciable • Etendue local (1) • De court-terme (1) • Peu Fréquent (1) • Probable (2) • Nature réversible (1) **Ampleur : Mineure (6)**	**Elevée**	Modéré
Impacts liés à la sédimentation sur le fond marin/turbidité (enfouissement d'espèces, colmatage du système de filtration et d'absorption des	Avec mesures de contrôle prévues	• Nature préjudiciable • Etendue local (1) • De court-terme (1) • Fréquent (2) • Probable (2) • Nature réversible (1) **Ampleur : Mineure (7)**	**Elevée**	Modéré

organismes filtreurs (suspensivores), modification de la granulométrie des sédiments, etc.)	Avec les mesures de contrôle prévues et les mesures d'atténuation supplémentaires proposées	• Nature préjudiciable • Etendue local (1) • De court-terme (1) • Peu Fréquent (1) • Probable (2) • Nature réversible (1) **Ampleur : Mineure (6)**	**Elevée**	Modéré
Modification des caractéristiques chimiques de l'eau de mer attribuée aux activités pétrolières et gazières	Avec mesures de contrôle prévues	• Nature préjudiciable • Etendue local (1) • De court-terme (1) • Fréquent (2) • Probable (2) • Nature réversible (1) **Ampleur : Mineure (7)**	**Elevée**	Modéré
	Avec les mesures de contrôle prévues et les mesures d'atténuation supplémentaires proposées	• Nature préjudiciable • Etendue local (1) • De court-terme (1) • Peu Fréquent (1) • Probable (2) • Nature réversible (1) **Ampleur : Mineure (6)**	**Elevée**	Modéré

5.3.4 Impacts sur le Milieu Biologique Marin

5.3.4.1 Impacts Potentiels

Les impacts sur l'environnement biologique marin des activités de prospection sont indiqués dans le Tableau 5-14 ainsi que les principales sources issues des activités de prospection et les éventuelles sources cumulatives.

Tableau 5-14 Répercussions des Activités de Prospection sur l'Environnement Biologique Marin

Indicateur d'Impact	Sources d'Impacts (Activités)	Sources d'Impact Cumulées
✓ Changements dans la composition de la population de phyto et de zooplancton ✓ Changements dans l'abondance, le statut et la densité des mammifères marins et les tortues de mer ✓ Changements dans l'abondance, l'état, la richesse et la densité du benthos phyto et zoo ✓ Changements dans la diversité et la domination des espèces pélagiques ✓ Changements dans l'abondance, le statut et la densité des oiseaux de mer ✓ Introduction d'espèces envahissantes due aux activités pétrolières et gazières ✓ Pourcentage de la superficie des habitats marins sensibles/protégés touchés par les activités pétrolières et gazières et gazières	✓ Fonctionnement des sources d'air comprimé (Airguns) ✓ Déversements d'hydrocarbures, de diesel et de produits chimiques ✓ Interaction des équipements sur le fond marin ✓ Présence physique des navires sismiques et des équipements remorqués ✓ Rejets et déchets courants des navires ✓ Navire coulant au fond de la mer ✓ L'introduction du bruit sous-marin par les différents équipements	✓ Déchets domestiques et industriels rejetés en mer. ✓ La pêche à la dynamite et l'utilisation légale et illégale d'explosif pour diverse activités. ✓ Présence physique et bruit générés par les mouvements des navires et des navires en mer. ✓ Activités de chasse des oiseaux marins. ✓ Rejets et déversements des navires d'expédition. ✓ Rejets et déversements des navires.

5.3.4.2 Principales Mesures de Contrôle Existantes

Les mesures suivantes sont considérées comme les principales mesures de contrôle existantes pour minimiser les impacts sur les milieux biologiques marins des activités du secteur :

Législations Relatives aux Mesures de Contrôles Existantes – Milieu biologique marin	
Conformité aux conventions ratifiées	• L'annexe I de MARPOL fournit des réglementations régissant les déchets d'huile et de diesel de la salle des machines et les rejets de tous les types de navires. L'annexe II de MARPOL détaille les critères de rejet pour l'élimination de la pollution par des substances liquides et chimiques nocives. Les annexes IV et V de MARPOL introduisent des exigences visant à contrôler la pollution par les eaux usées des navires et à réglementer les rejets d'ordures et de débris marins. • Convention de Bâle – 1989. • Convention internationale sur la préparation, la lutte et la coopération en matière de pollution par les hydrocarbures (Convention OPRC). • Protocole OPRC-HNS de 2000 - préparation, lutte et coopération contre les événements de pollution par les substances dangereuses.

Législations Relatives aux Mesures de Contrôles Existantes – Milieu biologique marin	
	• La Convention de Ramsar sur les zones humides d'importance internationale est un accord international qui établit des réglementations pour la conservation et l'utilisation durable des zones humides. • Convention Relative à la Coopération en Matière de Protection et de Mise en Valeur du Milieu Marin et des Zones Côtières de la Région de l'Afrique de l'Ouest et du Centre 1981 (Convention d'Abidjan) qui fixe les mesures de coopération nationale et régionale en matière de protection et de mise en valeur des zones marines et côtières en Afrique occidentale et centrale. • Convention Internationale sur l'Intervention en haute mer en cas d'accident maritime ou pouvant entraîner une pollution par les hydrocarbures. • Convention internationale de 2004 pour le contrôle et la gestion des eaux de ballast et sédiments des navires. • Protocole JAKARTA, protocole de NAGOYA 2018. • Convention des Nations Unies sur le Droit de la mer (CNUDM / United Nations Convention on the Law Of the Sea / UNCLOS), – création des zones économiques exclusives (ZEE).
Adoption de Loi et Décret	• La loi n°2001-01 du 15 janvier 2001 : code de l'environnement et le Décret N° 2001 – 282 du 12 avril 2001. • La loi n° 2001 pour lutter contre la pollution et notamment : La prévention et lutte contre les pollutions et nuisances (Titre II), la gestion des déchets (Titre II chapitre III, la protection et mise en valeur des milieux récepteurs (Titre III) ; l'établissement du plan d'urgence (Titre II chapitre VI) et la pollution des eaux (Titre III chapitre I). • Le Code Pétrolier mis en œuvre par le décret d'application de la Loi No 98-05 du 8 janvier 1998, et le Code Gazier (Loi No 2020-06 du 7 février 2020). • La loi n° 2002-22 du 16 août 2002 portant Code de la Marine Marchande qui nécessite que les navires opérant dans les eaux territoriales doivent suivre les exigences de l'OMI définies. • La loi n° 83-71 du 5 juillet 1983 - Code de l'hygiène. • La loi n° 2015-18 du 13 juillet 2015 portant Code de la Pêche maritime • Décret n°2006 – 322 pour la création de la sûreté maritime et de la protection de l'environnement marin (HASSMAR). • Décret n°2004 - 1408 qui valide la création de cinq (5) aires marines protégées. • Décret n°2012-437 du 10 avril 2012 portant répartition des services de l'Etat actant sur la création de la Direction des Aires Marines Communautaires Protégées (DAMCP) • Décret n°2014-338 portant création de l'aire marine protégée de Sangomar. • Décret n°2020-1132 portant création de l'Aire marine protégée de Somone. • Décret n°2020-1133 portant création des Aires marines protégées du Kaalolaal Blouffogny et de Gorée.
Conformité aux normes et stratégies nationales	• Norme NS 05-061 réglementant les rejets des eaux usées sa révision pour être adaptée au contexte pétro-gazier. • La Stratégie nationale pour les aires marines protégées (AMP) du Sénégal. • La Stratégie nationale et Plan National d'Actions pour la Biodiversité (SPNAB). • Le plan National d'Interventions d'Urgence en Mer (PNIUM), constitué de plans spécialisés : le plan National de Lutte contre la Pollution Marine (Plan POLMAR), le plan national de sûreté maritime (Plan SURMAR), et le plan national de recherches et de sauvetage maritime (Plan SAR maritime)

5.3.4.3 Évaluation des impacts

Les sons naturels dans la mer sont produits par le vent, les vagues, les courants, la pluie, l'écholocalisation et les bruits de communication générés par les es poissons, les invertébrés et d'autres sources naturelles telles que l'activité tectonique. En plus des sons naturels, il existe des sons anthropiques générés par le trafic aérien et les activités maritimes. L'introduction du bruit sous-marin provenant de l'industrie pétrolière et gazière peut avoir un impact négatif sur les

espèces aquatiques dépendants du son tels que les dauphins, les baleines, et d'autres animaux marins.

Le bruit peut affecter les mammifères marins de plusieurs façons. À de faibles niveaux, il pourrait être simplement détectable. À des niveaux un peu plus élevés, il pourrait interférer avec la communication animale et entraver la détection du signal acoustique. Le bruit peut modifier le comportement des animaux. Il peut affecter le système auditif et induire un déplacement du seuil auditif. D'autres systèmes potentiellement affectés par le bruit comprennent les systèmes vestibulaires, reproducteur et nerveux. Le bruit peut provoquer des commotions cérébrales, des dommages physiques aux tissus et aux organes (en particulier remplis de gaz) et de la cavitation (formation de bulles). Le stress est une réponse physiologique à un facteur de stress tel que le bruit, visant à survivre à la menace immédiate. Un stress prolongé peut causer de graves problèmes de santé. Les effets du bruit et les plages sur lesquelles ils se produisent dépendent des caractéristiques acoustiques de la source (par exemple, niveau de bruit, durée, Figure 5.3-1 donne une vue d'ensemble des zones potentielles autour d'une source sur lesquelles certains de ces effets pourraient se produire.

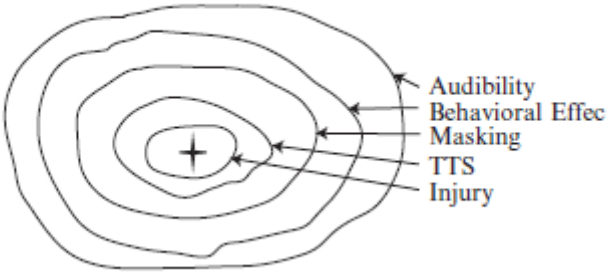


Figure 5.3-1 Étendue relative des différentes zones d'impact autour d'une source de bruit (Defingou, *M. et al.* ; 2019)

La zone d'audibilité : Est la mesure la plus éloignée de la source. À mesure que le son se propage dans l'océan, son énergie acoustique diminue en raison des pertes de propagation. L'audibilité d'un son est limitée par le son tombant en dessous des niveaux de bruit ambiant ou du seuil de détection de l'animal. Le seuil est une grandeur statistique, par exemple, selon le paradigme audiométrique, le niveau auquel le signal a été entendu 50 % du temps. Figure 5.3-2 montre les seuils d'audition les plus bas mesurés pour un certain nombre de familles. Les audiogrammes sous-marins n'ont pas encore été mesurés pour Ursus maritimus (ours polaire), Mustelidae (loutres de mer), Physeteridae (cachalots) et Balaenidae (baleines à fanons). Les informations indirectes sur l'audition proviennent des réponses observées au son et des études anatomiques. De plus, on s'attend à ce que les animaux soient très sensibles aux fréquences de leurs propres cris.

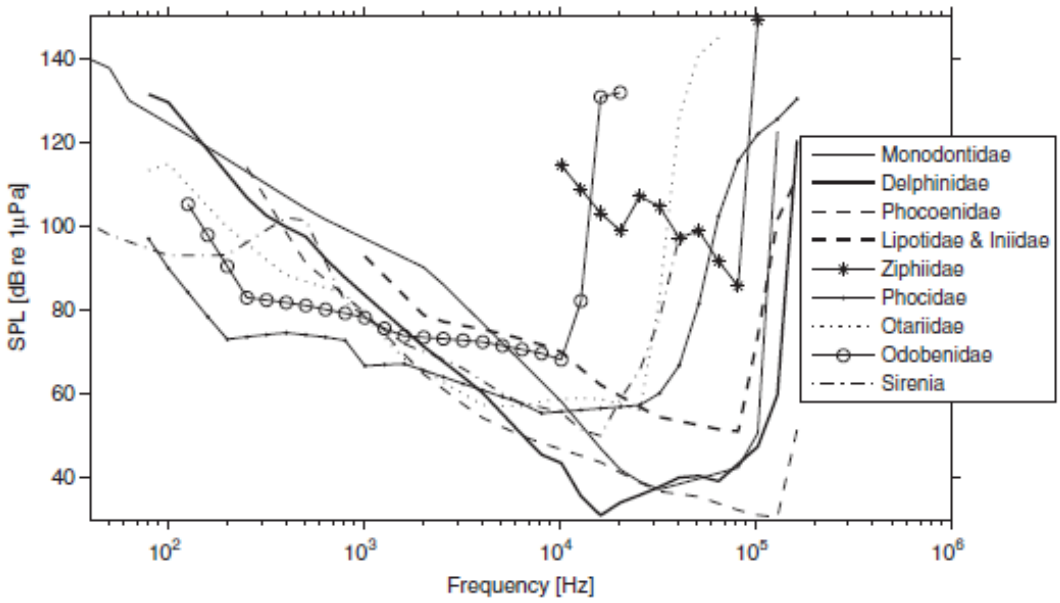


Figure 5.3-2 Audiogrammes de Familles de mammifères marins. Modifié de Erbe (2010)

La zone de réactivité : La zone de réactivité devrait être plus petite que la zone d'audibilité car un animal ne répondra probablement pas à un son à peine détectable. Cependant, de longues plages de réponses comportementales (jusqu'à 70 km) ont été observées (Cosens et Dueck 1988 ; Finley *et al.* 1990) qui étaient proches des plages maximales d'audibilité (Erbe et Farmer 2000). Les indicateurs mesurés comprennent les changements dans la direction et la vitesse de nage, la durée de la plongée, la durée et l'intervalle de surface, la respiration et les changements dans le comportement contextuel et le comportement acoustique. Une exposition antérieure (habituation vs sensibilisation), l'âge, le sexe, la santé, l'état comportemental actuel et d'autres facteurs affectent la probabilité et la gravité de la réponse. Une courbe dose-réponse (fonction de risque) a été utilisée par le US Department of the Navy (2009) pour prédire le pourcentage d'une population qui pourrait répondre. Southall *et al.* (2007) ont classé les réponses comportementales signalées dans la littérature sur une échelle de gravité de zéro à neuf, ont compilé des tableaux du nombre d'individus ou de groupes qui ont réagi en fonction du score de gravité et ont reçu des niveaux de pression acoustique (SPL) de la racine carrée moyenne (RMS) car il s'agit de la métrique la plus fréquemment rapportée. Cependant, ce n'est peut-être pas celui qui correspond le mieux au comportement. Les analyses comportementales doivent être multivariées, en tenant compte de la gamme complète de mesures appropriées pour la source sonore (par exemple, SPL RMS, SPL crête, SEL et rapport signal/bruit) et de la gamme complète de variables comportementales et contextuelles compilé des tableaux du nombre d'individus ou de groupes qui ont réagi en fonction du score de gravité et des niveaux de pression acoustique (SPL) moyens quadratiques (RMS) reçus, car il s'agit de la mesure la plus couramment rapportée. Cependant, ce n'est peut-être pas celui qui correspond le mieux au comportement. Les analyses comportementales doivent être multivariées, en tenant compte de la gamme complète de mesures appropriées pour la source sonore (par exemple, SPL RMS, SPL crête, SEL et rapport signal/bruit) et de la gamme complète de variables comportementales et contextuelles compilé des tableaux du nombre d'individus ou de groupes qui ont réagi en fonction du score de gravité et des niveaux de pression acoustique

(SPL) moyens quadratiques (RMS) reçus, car il s'agit de la mesure la plus couramment rapportée. Cependant, ce n'est peut-être pas celui qui correspond le mieux au comportement. Les analyses comportementales doivent être multivariées, en tenant compte de la gamme complète de mesures appropriées pour la source sonore (par exemple, SPL RMS, SPL crête, SEL et rapport signal/bruit) et de la gamme complète de variables comportementales et contextuelles.

La zone de masquage : Le bruit peut masquer des signaux tels que les sons de communication, l'écholocation, les sons de prédateurs et de proies et les sons environnementaux. Figure 5.3-3 montre les bandes passantes des sons émis par les mammifères marins. Le masquage dépend des caractéristiques spectrales et temporelles du signal et du bruit. À un faible rapport signal sur bruit (SNR), un signal peut être juste audible. Un SNR plus élevé est nécessaire pour la reconnaissance et la discrimination du signal et un SNR encore plus élevé pour une communication confortable. Le potentiel de masquage est réduit par une bonne discrimination de fréquence, une discrimination temporelle et des capacités auditives directionnelles de l'animal. Le masquage peut être encore réduit chez certaines espèces si le bruit est modulé en amplitude sur un certain nombre de bandes de fréquences (libération de masquage de comodulation), si le bruit présente des lacunes ou si le signal est répétitif (modèle à regards multiples), et par des stratégies anti-masquage telles que augmentations délibérées du niveau d'appel et de la répétition ou du changement de fréquence (Erbe 2008). Des modèles de masquage des cris complexes par le bruit anthropique ont été développés par Erbe (2000) et Erbe *et al*. (1999) sur la base d'expériences comportementales (Erbe et Farmer 1998).

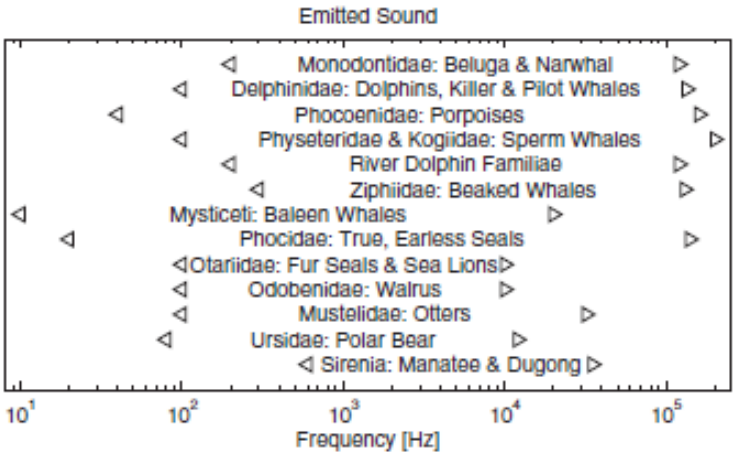


Figure 5.3-3 Bande passante des sons émis par les mammifères marins (Erbe *et al.*, 2018)

Décalage du seuil auditif : L'exposition au bruit peut entraîner une perte de sensibilité auditive, appelée décalage de seuil. Si l'audition revient à la normale après un certain temps de silence, l'effet est un décalage de seuil temporaire (TTS) ; sinon, il s'agit d'un décalage de seuil permanent (PTS). Le TTS est considéré comme une fatigue auditive, tandis que le PTS est considéré comme une blessure. Le TTS, mais pas le PTS, a été mesuré expérimentalement chez quelques espèces d'odontocètes et de pinnipèdes. Southall *et al*. (2007) ont dérivé des critères initiaux d'exposition au bruit pour les mammifères marins visant à prévenir les blessures. Les données sur l'apparition du TTS chez les mammifères marins ont été combinées avec les données sur la croissance du TTS en fonction du niveau de bruit, et un TTS de 40 dB a été choisi

comme début de lésion auditive (PTS). Les espèces de mammifères marins ont été regroupées en cinq groupes auditifs fonctionnels : cétacés et pinnipèdes à basse, moyenne et haute fréquence dans l'air et sous l'eau. Des fonctions de pondération spectrale (pondération M) pour les cinq groupes auditifs fonctionnels ont été appliquées au bruit afin de mettre l'accent sur les bandes de fréquences où les expositions acoustiques à des niveaux élevés pourraient causer des dommages auditifs. Les sources de bruit ont été regroupées en impulsions uniques, impulsions multiples et non impulsionnelles en fonction du nombre d'émissions par 24 h et de la différence de niveau si elle est mesurée avec des constantes de temps d'impulsion par rapport à des constantes de temps continues. Des seuils en termes de SPL maximal et de niveau d'exposition sonore (SEL) ont été dérivés ; celui à atteindre en premier a été recommandé pour l'atténuation. Depuis lors, l'apparition du TTS chez un cétacé à haute fréquence a été démontrée à des niveaux inférieurs d'environ 20 dB (Lucke *et al*. 2009).

Effets physiologiques non auditifs : Le bruit peut avoir un impact sur les organes et systèmes non auditifs, mais il n'existe pas de données sur les mammifères marins. Étant donné qu'aucun dommage aux tissus et aux organes n'a été observé chez les mammifères marins au cours des expériences TTS, les niveaux seront probablement plus élevés. Le stress est une réponse physiologique qui implique la libération de l'hormone adrénaline, qui augmente la fréquence cardiaque, les échanges gazeux, l'acuité et le flux sanguin vers le cerveau et les muscles pour une réponse de combat ou de fuite (Wright *et al*. 2009). Les réponses au stress visent à améliorer la survie face à une menace immédiate ; cependant, un stress répétitif ou prolongé peut affecter négativement la santé à long terme. Le stress chronique chez l'homme peut provoquer des maladies coronariennes, des problèmes immunitaires, de l'anxiété, de la dépression, des difficultés cognitives et d'apprentissage et l'infertilité. L'apparition du stress peut correspondre à des niveaux de bruit assez faibles qui induisent une perturbation ou un masquage du comportement. Le stress peut être un résultat direct du bruit, par exemple, si un bruit inconnu est détecté, ou un résultat indirect du bruit provoquant, par exemple, un masquage.

Pendant les activités de prospection, les navires sismiques et les opérations de canons à air constituent la principale source de bruit sous-marin. L'exploration sismique produit des impulsions sonores intermittentes mais considérablement plus intenses que le bruit continu émis par la plupart des sources de bruit industriel dans l'océan. En effet, le niveau de bruit généré par les navires sismiques et les canons à air peut atteindre 262 dB pour une largeur de bande comprise entre 5 et 100 Hz.

Il est important de mentionner, lors de l'évaluation des effets du bruit des animaux, que chaque espèce reflète un comportement et une réponse différents aux niveaux de bruit. En d'autres termes, l'impact que chaque niveau de bruit peut avoir serait clairement différent selon les types d'animaux.

De nombreux auteurs ont reconnu que les différences de sensibilité auditive spécifique à la fréquence chez différents animaux influencent la façon dont ils sont affectés par l'exposition au bruit.

Southall *et al*., 2019 propose six (6) groupes d'audition de mammifères marins (Tableau 5-15)après l'examen de la littérature publiée décrivant l'audiométrie, l'anatomie auditive et la production sonore pour différentes espèces de mammifères marins. Les données audiométriques comprenaient des mesures de la sensibilité auditive sur des gammes de

fréquences typiques des espèces obtenues à l'aide de méthodes comportementales (psychophysiques) et des mesures de la sensibilité auditive (principalement sur des gammes auditives à moyenne et haute fréquence) obtenues à l'aide de méthodes neurophysiologiques. L'anatomie auditive a été considérée par rapport aux types d'oreille de base définis par les mécanismes de conduction sonore et la morphologie des structures de l'oreille moyenne et interne, ainsi que par le type cochléaire lorsque cela est possible. De plus, des prédictions quantitatives des limites auditives à basse et/ou haute fréquence dérivées de modèles auditifs ont été évaluées (Southall *et al*. 2019).

Tableau 5-15 Groupes d'audience sur les mammifères marins proposés (Southall *et al*. 2019)

Groupe Auditif des Mammifères Marins	Fonction de Pondération Auditive	Genres (ou espèces) Inclus
Cétacés basse fréquence	LF	Balaénidés (*Baléna,*Eubalaenidae spp.); Balaenoptéridés (*Balaenoptera physalus*,*B. musculus*)
		Balaenoptéridés (*Balaenoptera acutorostrata*,*B. bonaerensis*,*B. borealis*, *B.edeni*,*B. omurai*;*Megaptera novaeangliae*); Néobalénidés (*Caperea*); Eschrichtiidés (*Eschrichtius*)
Cétacés à haute fréquence	HF	Physétéridés (*Physeter*); Ziphiidés (*Bérardius*spp.,*Hyperoodon*spp., *Indopacète*,*Mésoplodon*spp.,*tasmacet*,*Ziphius*); Delphinidés (*Orcinus*)
		Delphinidés (*Delphinus*,*Férésa*,*Globicéphale*spp.,*Épaulard*, *Lagenodelphis*,*Lagenorhynchus acutus*,*L. albirostris*,*L. obliquidens*, *L. obscurus, Lissodelphis*spp.,*Orcaelle*spp.,*Peponocephala*,*Pseudorque*, *Sotalia*spp.,*Sousa*spp.,*Sténelle*spp.,*Sténo*,*Tursiops*spp.); Montodontidés (*Delphinaptère*,*Monodon*); Plantanistidae (*Plantaniste*)
Cétacés à très haute fréquence	VHF	Delphinidés (*Céphalorhynchus*spp.;*Lagenorhynchus cruciger*,*L.australis*); Phocoénidés (*Néophocène*spp.,*Phocoena*spp.,*Phocénoïdes*); Iniidés (*Inie*); Kogiidés (*Kogia*); Lipotidés (*Lipotes*); Pontoporiidés (*Pontoporia*)
Siréniens	SI	Trichéchidés (*Trichechus*spp.); Dugongidés (*Dugong*)
Carnivores phocidés dans l'eau	PCW	Phocidés (*Cystopphore*,*Érignathus*,*Halichoerus*,*histriophoque*,*Hydrurga*,*Leptonychotes*,*Lobodon*,*Miroungas*pp.,*monaque*,*Néomonaque*, *Ommatophoca*,*Pagophile*,*Phoca*spp.,*Puse*spp.)
Carnivores phocidés dans l'air	APC	
Autres carnivores marins dans l'eau	OCW	Odobenidés (*Odobenus*); Otariidés (*Arctocéphale*spp.,*Callorhinus*,*Eumétopies*,*Néophoca*,*Otaria*,*Phocarctos*,*Zalophus*spp.); Ursidés (*Ursus maritimus*); Mustélidés (*Enhydre*,*Félin de Lontra*)
Autres carnivores marins dans l'air	OCA	

Groupe d'écoute des cétacés à basse fréquence (LF) : Il contient tous les mysticètes. L'absence de données auditives directes pour ce taxon continue de justifier une grande prudence dans la tentative de prédire leurs capacités auditives et toute sensibilité potentielle de leur audition à l'exposition au bruit. Les gammes de fréquences audibles estimées pour les baleines à fanons à partir des fréquences de vocalisation et de la modélisation anatomique, des observations anecdotiques limitées des réponses spontanées aux signaux tonals chez les animaux en liberté, ainsi que les distinctions phylogénétiques des cétacés odontocètes soutiennent la désignation générale des mysticètes comme un discret, LF - groupe d'audience orienté. (Southall *et al*. 2019).

Groupe d'écoute des cétacés à haute fréquence (HF) : Le groupe de cétacés HF contient la plupart des espèces de delphinidés (par exemple, le grand dauphin, le dauphin commun et le globicéphale), les baleines à bec, les cachalots et les épaulards. La sensibilité auditive a été directement mesurée pour environ un tiers des espèces de ce groupe en utilisant soit l'audiométrie comportementale, soit les mesures neurophysiologiques de l'AEP. Étant donné la meilleure sensibilité auditive à des fréquences de plusieurs dizaines de kHz ou plus pour de nombreuses espèces de ce groupe auditif, elles sont décrites comme des espèces HF (Southall *et al*. 2019).

Groupe d'écoute des cétacés à très haute fréquence (VHF) : Le groupe de cétacés VHF comprend les véritables marsouins, la plupart des espèces de dauphins de rivière, les cachalots pygmées/nains, ainsi qu'un certain nombre de dauphins océaniques (dauphins de Commerson, du Chili, de Heaviside, d'Hector, de Sablier et de Peale). Des mesures directes de l'audition à l'aide de méthodes comportementales et/ou AEP sont disponibles pour trois espèces de ce groupe, chacune indiquant des limites d'audition de fréquence supérieure sensiblement plus élevées que les cétacés HF, avec une meilleure sensibilité chez certaines espèces dépassant 100 kHz.

Groupes d'audience sur les carnivores phocidés dans l'air (PCA) et dans l'eau (PCW) : Ce groupe contient tous les vrais phoques, y compris les phoques communs, gris et d'eau douce; les éléphants et les phoques moines; et les phoques des glaces de l'Antarctique et de l'Arctique. Southall *et al*. (2007) ont noté les différences significatives d'audition entre les pinnipèdes phocidés et otariidés, en particulier les limites d'audition de fréquence supérieure beaucoup plus élevée des phocidés mesurées dans l'eau, mais ont conclu qu'il n'y avait pas suffisamment de données sur l'audition amphibie non masquée et en particulier les effets du bruit sur l'audition. Pour considérer des groupes séparés, des fonctions de pondération et des niveaux d'apparition de TTS/PTS. Un certain nombre d'études audiométriques ultérieures ont été publiées qui confirment la gamme extrêmement large (7 à 8 octaves chez certaines espèces) de la meilleure sensibilité auditive parmi les phoques phocidés (qui pour cette famille est la plus large parmi tous les taxons de mammifères), avec des coupures de haute fréquence dépassant 60 kHz chez presque toutes les espèces (voir Reichmuth *et al*., 2013 ; Finneran, 2016), (Southall *et al*. 2019). La seule espèce de phoque présente au Liban est le phoque moine de Méditerranée.

Tortues de mer : En général, les tortues marines sont sensibles à des niveaux sonores compris entre 166 et 175 dB.

Poisson

À très courte distance, le bruit sismique pourrait affecter la condition physique et la survie des poissons et des invertébrés, entraînant un développement anormal et éventuellement la mort des œufs et des larves. Ces effets aigus n'ont été observés qu'à des distances inférieures à 5 m du canon à air comprimé, des effets plus fréquents et plus graves se produisant à des distances inférieures à 1,5 m (Dalen *et al.* 2007 ; Payne 2004). Payne et al. (2009) ont exposé des œufs de capelan et de lotte à des sons sismiques avec des SPL de 199 à 205 dB re 1 µPa. Les conclusions de cette étude ont déterminé qu'il n'y avait pas de différence de mortalité entre les œufs témoins et exposés. Bouman *et al*. (1996) ont exposé divers stades de vie (de l'œuf à l'alevin) de poissons commercialement importants de l'Atlantique Nord à des SPL de 220 à 242 dB re 1 µPa, ce qui correspondait à des distances de 0,75 à 6 m du canon à air. L'étude a montré que des blessures et des décès sont survenus, mais seulement à des distances proches de la source sonore (<15 m) (Stantec, 2014). Outre le bruit généré par les navires sismiques et de soutien, les communautés benthiques, le necton et le plancton et les mammifères marins peuvent être vulnérables aux rejets de déchets et aux déversements d'hydrocarbures. Les eaux usées rejetées peuvent contenir des sous-produits dissous ou non divulgués tels que des graisses et des huiles, des restes de nourriture, des produits chimiques ménagers, du savon et des détergents riches en phosphates, nitrates et agents pathogènes microbiologiques. S'il est déversé dans des milieux aquatiques et des endroits à biodiversité importante, il peut endommager les écosystèmes, créer des efflorescences algales et poser des risques importants pour la santé humaine. Les composés contenant de l'azote et du phosphore peuvent augmenter la productivité de l'écosystème, y compris le manque d'oxygène et de graves réductions des populations de poissons et d'autres animaux (Idulk *et al*., 2015).

Les déchets solides, d'autre part, comprennent les polluants non pétroliers tels que le verre, le papier, le carton, l'aluminium, les canettes en acier et les plastiques qui peuvent être dangereux par nature. Une fois rejetés, les déchets solides qui pénètrent dans l'océan peuvent devenir des débris marins et peuvent alors constituer une menace pour les organismes marins et les communautés côtières (Idulk *et al*., 2015).

Les navires sismiques sont une source de déversements de l'huile lubrifiante, la graisse et l'eau dans les cales qui contiennent généralement des matières solides et des métaux. Tous les oiseaux de mer à la surface de l'eau seraient potentiellement menacés par les nappes qui pourraient se former, même si l'étendue d'une telle nappe devrait être limitée. Les mammifères marins sont considérés comme moins vulnérables à l'encrassement que les oiseaux de mer, car on s'attendrait à ce qu'ils s'éloignent de toute pollution par les hydrocarbures. Cependant, on pense que les mammifères marins sont plus à risque d'inhaler des éléments volatils dans le pétrole, bien que ceux-ci s'évaporent généralement rapidement de la nappe.

L'ampleur de l'impact, la sensibilité des récepteurs et l'évaluation de l'importance de l'impact de chacun des impacts environnementaux identifiés sur l'environnement biologique marin des activités de prospection sont résumées dans le Tableau 5-16.

Tableau 5-16 Évaluation de l'Importance des Impacts sur le Milieu Biologique Marin des Activités de Prospection avec des Mesures de Contrôle Existantes en Place

Indicateur d'impact	Évaluation de l'ampleur des impacts	Évaluation de la Sensibilité des récepteurs	Évaluation de l'importance
Changements dans l'abondance, le statut et la densité des mammifères marins et les tortues de mer	Les rejets et déchets courants des navires constituent une source importante d'impact en raison de leur forte teneur en métaux et en polluants toxiques. Le bruit généré par Fonctionnement des sources d'air comprimé (Airguns) peut avoir un impact négatif sur les mammifères marins. • Nature préjudiciable • Etendue local (1) • De court-terme (1) • Fréquent (2) • Certain (3) • Nature réversible (1) **Ampleur : Modérée (8)**	Sensibilité : **Elevée**	Majeur
Changements dans la diversité et la domination des espèces pélagiques	Les rejets et déchets courants des navires constituent une source importante d'impact en raison de leur forte teneur en métaux et en polluants toxiques. Le bruit généré par fonctionnement des sources d'air comprimé (Airguns) peut avoir un impact négatif sur les espèces pélagiques • Nature préjudiciable • Etendue local (1) • De court-terme (1) • Fréquent (2) • Certain (3) • Nature réversible (1) **Ampleur : Modérée (8)**	Sensibilité : **Elevée**	Majeur
Modifications de l'abondance, de l'état, de la richesse et de la densité du benthos phyto et zoo	Les rejets et déchets courants des navires constituent la source d'impact la plus importante en raison de leur forte teneur en métaux et en polluants toxiques. • Nature préjudiciable • Etendue local (1) • De court-terme (1) • Fréquent (2) • Certain (3) • Nature réversible (1) **Ampleur : Modérée (8)**	Sensibilité : **Elevée**	Majeur
Changements dans la composition de la population de phyto et de zooplancton	La source d'impact la plus importante comprend les déversements de diesel et d'autres hydrocarbures considérés comme	Sensibilité : **Moyenne**	Mineur

Indicateur d'impact	Évaluation de l'ampleur des impacts	Évaluation de la Sensibilité des récepteurs	Évaluation de l'importance
	hautement toxiques pour les phyto et zooplancton. • Nature préjudiciable • Etendue local (1) • De court-terme (1) • Fréquent (2) • Probable (2) • Nature réversible (1) **Ampleur : Mineur (7)**		
Changements dans l'abondance, le statut et la densité des oiseaux de mer	La densité et l'abondance des oiseaux de mer sont très vulnérables aux déversements de diesel et d'hydrocarbures provenant des navires de relevé et d'autres navires de soutien. • Nature préjudiciable • Etendue local (1) • De court-terme (1) • Fréquent (2) • Probable (2) • Nature réversible (1) **Ampleur : Mineur (7)**	Sensibilité : **Elevée**	Modéré
Tendance d'introduction d'espèces envahissantes	La seule source d'impact significative est la présence physique de navires sismiques et d'équipements remorqués et la possibilité de rejet d'eau de ballast en mer. • Nature préjudiciable • Etendue local (1) • De court-terme (1) • Fréquent (2) • Certain (3) • Nature réversible (1) **Ampleur : Modérée (8)**	Sensibilité : **Elevée**	Majeur
Pourcentage de la superficie des habitats marins sensibles/protégés touchés par les activités pétrolières et gazères	La principale source d'impact comprend les déversements de diesel et d'hydrocarbures provenant des moteurs des navires. Le naufrage des navires peut également avoir une influence significative. • Nature préjudiciable • Etendue local (1) • De court-terme (1) • Fréquent (2) • Probable (2) • Nature réversible (1) **Ampleur : Mineur (7)**	Sensibilité : **Elevée**	Modéré

5.3.4.4 Mesures d'Atténuation Proposées

Tableau 5-17 Mesures d'Atténuation Proposées pour les Impacts sur le Milieu Biologique Marin des Activités de Prospection

Indicateur d'Impact	Source d'Impact	Mesures d'Atténuation Proposées
Changements dans l'abondance, le statut et la densité des des mammifères marins et les tortues de mer ✓ Changements dans la diversité et la domination des espèces pélagiques	✓ Fonctionnement des sources d'air comprimé (Airguns) ✓ Présence physique de navires sismiques et d'équipements remorqués causant des collisions avec des espèces marins et générant du bruit sous-marin ✓ Rejets et déchets courants des navires ✓ Déversements d'hydrocarbures et de diesel ✓ L'introduction du bruit sous-marin par les différents équipements	✓ Ratifier les conventions de l'OMI concernant l'intervention en cas de déversement. ✓ Intégrer les principes et considérations de conservation de la biodiversité et des services écosystémiques dans les systèmes de gestion d'entreprise. Coordonner les programmes avec les stratégies et plans d'action nationaux pour la biodiversité. ✓ Transférer et partager les connaissances sur le milieu marin et les technologies associées. Assurer une coordination avec les organismes de recherches sur la biodiversité du Sénégal et d'autres parties prenantes. ✓ Évaluation des restrictions selon les périodes de l'année sur les opérations pour traiter les stades de vie sensibles des espèces importantes dans chaque zone proposée. ✓ Adopter les opérations Airguns pendant les saisons non productives des espèces cibles. ✓ Mettre en œuvre les mesures suivantes pour réduire les nuisances sonores : • Grands rideaux à bulles d'air[3] • Petit rideau à bulles d'air[4] • Écran d'atténuation du bruit[5] • Mettre en œuvre un Protocole de surveillance acoustique passive pour faciliter la détection d'espèces de mammifères marins pendant les périodes de visibilité limitée ou d'obscurité. • Protocole de démarrage progressif : Les émissions sonores doivent commencer à faible puissance, augmenter progressivement jusqu'à ce que la pleine puissance soit atteinte. • Utilisation de dispositifs d'atténuation acoustique (DMA) avant le début des travaux, le DMA devrait être utilisée pour chasser des groupes ou des individus de mammifères marins. ✓ Interdire les activités dans les habitats classés critiques. En cas d'autorisation et d'obtention de permis de la part du gouvernement pour activités dans des habitats critiques, suivre et respecter la hiérarchie de mitigation de la SFI NP6. Pour des impacts inévitables sur des habitats naturels et critiques, adopter une approche Pas de perte nette et/ou Gain Net d'habitat. ✓ Utiliser des méthodes pour réduire et/ou atténuer les bruits à haute fréquence inutiles produits par les Airguns ou d'autres sources d'énergie acoustique. ✓ Les opérateurs doivent démontrer que les niveaux de bruit sous-marin et les zones à haut risque sont réduits au minimum à travers des études quantitatives (underwater noise modeling)

[3] Un système qui produit des bulles d'air sous l'eau brisant la propagation des ondes sonores

[4] Un petit rideau de bulles peut être personnalisé et placé beaucoup plus près du grand rideau de bulles, il peut être constitué d'un cadre rigide placé autour de la source. Plusieurs configurations sont possibles.

[5] Un écran à double couche rempli d'air et de bulles.

Indicateur d'Impact	Source d'Impact	Mesures d'Atténuation Proposées
		✓ Minimiser les effets cumulatifs des opérations des canons à air comprimé grâce à la coordination avec d'autres activités similaires ✓ Les mesures de surveillance et d'atténuation de l'IOGP (International Oil & Gas Producers) et l'IAGC (International Association of Geophysical Contractors) lors des opérations géophysiques de prospection sismique marine doivent être adoptées : • Procédure de démarrage des opérations • Procédure d'interruption des opérations en cours • Procédure de test des éléments sources ✓ Tenir compte de la procédure standard d'atténuation des canons à air comprimé des lignes directrices du JNCC (Joint Nature Conservation Committee) pour minimiser le risque de blessure des mammifères marins lors des levés géophysiques. ✓ Traiter les déchets et les fluides avant leur rejet. ✓ Augmenter les capacités opérationnelles. ✓ Organiser des formations et des exercices, par exemple des exercices d'intervention en cas de catastrophe, afin que toute l'équipe soit prête à travailler ensemble en cas de déversement.
Changements dans l'abondance, l'état, la richesse et la densité du benthos phyto et zoo	✓ Rejets et déchets courants des navires ✓ Interaction des équipements sur le fond marin ✓ Déversements d'hydrocarbures et de diesel ✓ Navire coulant au fond de la mer	✓ Ratifier les conventions de l'OMI concernant l'intervention en cas de déversement ✓ Traiter les déchets et les fluides avant leur rejet. ✓ Évaluation des restrictions selon la période de l'année sur les opérations pour traiter les stades de vie sensibles des espèces importantes dans chaque zone proposée et installation d'équipements pendant les saisons non productives. ✓ Augmenter les capacités opérationnelles. ✓ Soutenir le développement de projets intersectoriels de gestion des déchets. ✓ Préparer des plans d'intervention en cas de déversement ✓ Adopter les meilleures pratiques en matière de gestion des risques et de prévention des déversements. Appliquer les normes de prévention de la pollution convenues au niveau national et régional
Changements dans la composition de la population de phyto et de zooplancton	✓ Rejets et déchets courants des navires ✓ Déversements d'hydrocarbures et de diesel	✓ Ratifier les conventions de l'OMI concernant l'intervention en cas de déversement ✓ Évaluation des restrictions selon la période de l'année sur les opérations pour traiter les stades de vie sensibles des espèces importantes dans chaque zone de projet proposée et mener les activités pendant les saisons non productives. ✓ Traiter les déchets et les fluides avant leur rejet. ✓ Augmenter les capacités opérationnelles. ✓ Soutenir le développement de projets intersectoriels de gestion des déchets ✓ Préparer des plans d'intervention en cas de déversement ✓ Adopter les meilleures pratiques en matière de gestion des risques et de prévention des déversements. Appliquer les normes de prévention de la pollution convenues au niveau national et régional
Changements dans l'abondance,	✓ Rejets et déchets courants des navires	✓ Ratifier les conventions de l'OMI concernant l'intervention en cas de déversement

Indicateur d'Impact	Source d'Impact	Mesures d'Atténuation Proposées
le statut et la densité des oiseaux de mer	✓ Déversements d'hydrocarbures et de diesel	✓ Intégrer les principes et considérations de conservation de la biodiversité et des services écosystémiques dans les systèmes de gestion d'entreprise. Coordonner les programmes avec les stratégies et plans d'action nationaux pour la biodiversité ✓ Évaluation des restrictions selon la période de l'année sur les opérations pour traiter les stades de vie sensibles des espèces importantes dans chaque zone de projet proposée et mener les activités pendant les saisons non productives. ✓ Traiter les déchets et les fluides avant leur rejet. ✓ Augmenter les capacités opérationnelles. ✓ Soutenir le développement de projets intersectoriels de gestion des déchets
Tendance d'introduction d'espèces envahissantes	✓ Présence physique des navires sismiques et des équipements remorqués	✓ Assurer que l'équipement remorqué est exempt d'espèces exotiques. ✓ Garantir le strict respect des exigences de la convention sur les eaux de ballast.
Pourcentage de la superficie des habitats marins sensibles/protégés touchés par les activités pétrolières et gazères	✓ Interaction des équipements sur le fond marin ✓ Déversements d'hydrocarbures et de diesel ✓ Navire coulant au fond de la mer	✓ Ratifier les conventions de l'OMI concernant l'intervention en cas de déversement ✓ Établir une zone tampon autour des zones protégées/zones proposées pour la protection et y interdire les activités. ✓ En cas d'autorisation et d'obtention de permis de la part du gouvernement pour activités dans ces zones, respecter les plans de gestion strictes des aires protégées. ✓ Établir un code de conduite pour opérer à proximité des zones protégées et sensibles. ✓ Évaluation des restrictions selon la période de l'année sur les opérations pour traiter les stades de vie sensibles des espèces importantes dans chaque zone de projet proposée et installation d'équipement pendant la saison non productive. ✓ Augmenter les capacités opérationnelles. ✓ Préparer des plans d'intervention en cas de déversement ✓ Adopter les meilleures pratiques en matière de gestion des risques et de prévention des déversements. Appliquer les normes de prévention de la pollution convenues au niveau national et régional

5.3.4.5 Évaluation des impacts résiduels

Les impacts résiduels sur l'environnement biologique marin pendant les activités de prospection avec les mesures d'atténuation existantes et supplémentaires en place sont résumés dans le Tableau 5-18.

Tableau 5-18 Évaluation de l'importance des impacts résiduels sur le milieu biologique marin des activités de prospection

Indicateur d'Impact		Évaluation de l'ampleur des impacts	Évaluation de la Sensibilité des récepteurs	Évaluation de l'Importance
Changements dans l'abondance, le statut et la densité des mammifères marins et les tortues de mer	Avec mesures de contrôle prévues	• Nature préjudiciable • Etendue local (1) • De court-terme (1) • Fréquent (2) • Certain (3) • Nature réversible (1) **Ampleur : Modérée (8)**	Sensibilité : **Elevée**	Majeur
	Avec les mesures de contrôle prévues et les mesures d'atténuation supplémentaires proposées	• Nature préjudiciable • Etendue local (1) • De court-terme (1) • Peu Fréquent (1) • Probable (2) • Nature réversible (1) **Ampleur : Mineur (6)**		Modéré
Changements dans la diversité et la domination des espèces pélagiques	Avec mesures de contrôle prévues	• Nature préjudiciable • Etendue local (1) • De court-terme (1) • Fréquent (2) • Certain (3) • Nature réversible (1) **Ampleur : Modérée (8)**	Sensibilité : **Elevée**	Majeur
	Avec les mesures de contrôle prévues et les mesures d'atténuation supplémentaires proposées	• Nature préjudiciable • Etendue local (1) • De court-terme (1) • Peu Fréquent (1) • Probable (2) • Nature réversible (1) **Ampleur : Mineur (6)**		Modéré

Indicateur d'Impact		Évaluation de l'ampleur des impacts	Évaluation de la Sensibilité des récepteurs	Évaluation de l'Importance
Modifications de l'abondance, de l'état, de la richesse et de la densité du benthos phyto et zoo	Avec mesures de contrôle prévues	• Nature préjudiciable • Etendue local (1) • De court-terme (1) • Fréquent (2) • Certain (3) • Nature réversible (1) **Ampleur : Modérée (8)**	Sensibilité : **Elevée**	Majeur
	Avec les mesures de contrôle prévues et les mesures d'atténuation supplémentaires proposées	• Nature préjudiciable • Etendue local (1) • De court-terme (1) • Peu Fréquent (1) • Probable (2) • Nature réversible (1) **Ampleur : Mineur (6)**		Modéré
Changements dans la composition de la population de phyto et de zooplancton	Avec mesures de contrôle prévues	• Nature préjudiciable • Etendue local (1) • De court-terme (1) • Fréquent (2) • Probable (2) • Nature réversible (1) **Ampleur : Mineur (7)**	Sensibilité : **Moyenne**	Mineur
	Avec les mesures de contrôle prévues et les mesures d'atténuation supplémentaires proposées	• Nature préjudiciable • Etendue local (1) • De court-terme (1) • Peu Fréquent (1) • Peu Probable (1) • Nature réversible (1) **Ampleur : Négligeable (5)**		Négligeable
Changements dans l'abondance, le statut et la densité des oiseaux de mer	Avec mesures de contrôle prévues	• Nature préjudiciable • Etendue local (1) • De court-terme (1) • Fréquent (2) • Probable (2) • Nature réversible (1) **Ampleur : Mineur (7)**	Sensibilité : **Elevée**	Modéré

Indicateur d'Impact		Évaluation de l'ampleur des impacts	Évaluation de la Sensibilité des récepteurs	Évaluation de l'Importance
	Avec les mesures de contrôle prévues et les mesures d'atténuation supplémentaires proposées	• Nature préjudiciable • Etendue local (1) • De court-terme (1) • Peu Fréquent (1) • Peu Probable (1) • Nature réversible (1) **Ampleur : Négligeable (5)**		Mineur
Tendance d'introduction d'espèces envahissantes	Avec mesures de contrôle prévues	• Nature préjudiciable • Etendue local (1) • De court-terme (1) • Fréquent (2) • Certain (3) • Nature réversible (1) **Ampleur : Modérée (8)**	Sensibilité : **Elevée**	Majeur
	Avec les mesures de contrôle prévues et les mesures d'atténuation supplémentaires proposées	• Nature préjudiciable • Etendue local (1) • De court-terme (1) • Peu Fréquent (1) • Probable (2) • Nature réversible (1) **Ampleur : Mineur (6)**		Modéré
Pourcentage de la superficie des habitats marins sensibles/protégés touchés par les activités pétrolières et gazères	Avec mesures de contrôle prévues	• Nature préjudiciable • Etendue local (1) • De court-terme (1) • Fréquent (2) • Probable (2) • Nature réversible (1) **Ampleur : Mineur (7)**	Sensibilité : **Elevée**	Modéré
	Avec les mesures de contrôle prévues et les mesures d'atténuation supplémentaires proposées	• Nature préjudiciable • Etendue local (1) • De court-terme (1) • Peu Fréquent (1) • Peu Probable (1) • Nature réversible (1) **Ampleur : Négligeable (5)**		Mineur

5.3.5 Impacts sur l'Environnement Côtier

5.3.5.1 Impacts Potentiels

Tableau 5-19 Effets des Activités de Prospection sur l'Environnement Côtier

Indicateur d'impact	Sources d'Impacts (Activités)	Sources d'Impact Cumulées
Pourcentage de la superficie des habitats côtiers sensibles affectés par les impacts liés aux activités en offshore	✓ Installations de soutien à terre et approvisionnement en fournitures ✓ Déversements d'hydrocarbures, de diesel et de produits chimiques	✓ Déchets domestiques et industriels rejetés en mer. ✓ Présence physique et bruit générés par les mouvements des navires. ✓ Rejets et déversements des navires.

5.3.5.2 Principales Mesures de Contrôle Existantes

Les mesures suivantes sont considérées comme les principales mesures de contrôle existantes pour minimiser les impacts sur les environnements côtiers des activités du secteur :

Législations Relatives aux Mesures de Contrôles Existantes – Environnement Côtier	
Conformité aux conventions ratifiées	• L'annexe I de MARPOL fournit des réglementations régissant les déchets d'huile et de diesel de la salle des machines et les rejets de tous les types de navires. L'annexe II de MARPOL détaille les critères de rejet pour l'élimination de la pollution par des substances liquides et chimiques nocives. Les annexes IV et V de MARPOL introduisent des exigences visant à contrôler la pollution par les eaux usées des navires et à réglementer les rejets d'ordures et de débris marins. • Convention sur la Diversité Biologique - Rio le 5 juin 1992. • La Convention de Ramsar sur les zones humides d'importance internationale est un accord international qui établit des réglementations pour la conservation et l'utilisation durable des zones humides. • Convention de Bâle – 1989. • Convention internationale sur la préparation, la lutte et la coopération en matière de pollution par les hydrocarbures (Convention OPRC). • Protocole OPRC-HNS de 2000 - préparation, lutte et coopération contre les événements de pollution par les substances dangereuses. • Convention Relative à la Coopération en Matière de Protection et de Mise en Valeur du Milieu Marin et des Zones Côtières de la Région de l'Afrique de l'Ouest et du Centre 1981 (Convention d'Abidjan) qui fixe les mesures de coopération nationale et régionale en matière de protection et de mise en valeur des zones marines et côtières en Afrique occidentale et centrale. • Convention Zones Humides d'Importance Internationale particulièrement comme habitats des oiseaux d'eaux signée le 2 février 1971. • Convention de 1992 portant création du FIPOL (Fonds internationaux d'indemnisation pour les dommages dus à la pollution par les hydrocarbures) (Entrée en vigueur au Sénégal en 2012). • Convention Internationale sur l'Intervention en haute mer en cas d'accident maritime ou pouvant entraîner une pollution par les hydrocarbures. • Convention internationale de 2004 pour le contrôle et la gestion des eaux de ballast et sédiments des navires. • Protocole JAKARTA, protocole de NAGOYA 2018. • Convention des Nations Unies sur le Droit de la mer (CNUDM / United Nations Convention on the Law Of the Sea / UNCLOS), – création des zones économiques exclusives (ZEE).

Législations Relatives aux Mesures de Contrôles Existantes – Environnement Côtier	
Adoption de Loi et Décret	• La loi n°2001-01 du 15 janvier 2001 : code de l'environnement et le Décret N° 2001 – 282 du 12 avril 2001. • La loi n° 2001 pour lutter contre la pollution et notamment : La prévention et lutte contre les pollutions et nuisances (Titre II), la gestion des déchets (Titre II chapitre III, la protection et mise en valeur des milieux récepteurs (Titre III) ; l'établissement du plan d'urgence (Titre II chapitre VI) et la pollution des eaux (Titre III chapitre I). • Le Code Pétrolier mis en œuvre par le décret d'application de la Loi No 98-05 du 8 janvier 1998, et le Code Gazier (Loi No 2020-06 du 7 février 2020). • La loi n° 2002-22 du 16 août 2002 portant Code de la Marine Marchande qui nécessite que les navires opérant dans les eaux territoriales doivent suivre les exigences de l'OMI définies. • La loi n° 83-71 du 5 juillet 1983 - Code de l'hygiène.
Conformité aux normes et stratégies nationales	• Norme NS 05-061 réglementant les rejets des eaux usées sa révision pour être adaptée au contexte pétro-gazier. • Le plan National d'Interventions d'Urgence en Mer (PNIUM), constitué de plans spécialisés : le plan National de Lutte contre la Pollution Marine (Plan POLMAR), le plan national de sûreté maritime (Plan SURMAR), et le plan national de recherches et de sauvetage maritime (Plan SAR maritime). • Normes environnementales et sociales de la Banque mondiale pertinentes pour les travaux.

5.3.5.3 Évaluation des Impacts

Les navires de prospection sismique et les navires de soutien peuvent déployer de nombreuses banderoles contenant plusieurs milliers de litres d'hydrocarbures dans chacune et la possibilité de déversements plus importants ne peut être exclue. Lorsque le pétrole est déversé dans la mer, il se répand initialement dans la mer, en fonction de sa densité relative et de sa composition. Si le pétrole atteint le rivage ou la côte par les mouvements des vagues et les vagues et le vent courants, il peut interagir avec les sédiments côtiers et les contaminer. Il peut également laisser des lignes noires d'huile sur la plage et l'huile peut atteindre les plantes et les rochers.

Les espèces animales présentes sur le rivage peuvent également être affectées, blessées ou tuées soit directement en se nourrissant d'aliments toxiques contaminés par le pétrole, soit par contact direct avec le pétrole sur la peau ou les plumes des animaux dans le cas des oiseaux par exemple.

Bien que les opérations sismiques en offshore aient une interaction limitée avec les installations à terre, les impacts à terre peuvent résulter de la pression croissante sur les ports et de l'augmentation du trafic pour la logistique d'approvisionnement. Bien que ces impacts soient réduits par la durée limitée des opérations sismiques en offshore, certaines mesures d'atténuation spécifiant l'infrastructure terrestre qui sera utilisée pour répondre à l'exigence doivent être évaluées.

L'ampleur de l'impact, la sensibilité des récepteurs et l'évaluation de l'importance de l'impact de chacun des impacts environnementaux identifiés sur l'environnement côtier des activités de prospection sont résumées dans le Tableau 5-20.

Tableau 5-20 Évaluation de l'Importance des Impacts sur l'Environnement Côtier des Activités de Prospection avec des Mesures de Contrôle Existantes en Place

Indicateur d'Impact	Évaluation de l'ampleur des impacts	Évaluation de la Sensibilité des récepteurs	Évaluation de l'importance
Pourcentage de la superficie des habitats côtiers sensibles affectés par les impacts liés aux activités en offshore	La source d'impact la plus importante comprend les déversements de diesel et d'hydrocarbures provenant des navires sismiques et de soutien. • Nature préjudiciable • Etendue Régional (2) • De court-terme (1) • Fréquent (2) • Probable (2) • Nature réversible (1) **Ampleur : Modérée (8)**	Sensibilité : **Elevée**	Majeur

5.3.5.4 Mesures d'Atténuation Proposées

Tableau 5-21 Mesures d'Atténuation Proposées pour les Impacts sur l'Environnement Côtier des Activités de Prospection

Indicateur d'impact	Source d'impact	Mesures d'atténuation proposées
Pourcentage de la superficie des habitats côtiers sensibles affectés par les impacts liés aux activités en offshore	Installations de soutien à terre et approvisionnement en fournitures	• Optimiser les trajets et les itinéraires de voyage lors du transport de produits chimiques et de déchets • Le transport de produits chimiques doit satisfaire aux exigences des conventions et normes internationales, y compris le Code des marchandises dangereuses maritimes internationales IMDG (International Maritime Dangerous Goods) pour les marchandises dangereuses. • Les études des évaluations des impacts sur l'environnement (EIE) doivent détailler la procédure à adopter lors du transport de marchandises dangereuses par mer pour : • Prévenir le déversement accidentel de produits chimiques ; • Intervenir en cas de déversement accidentel de produits chimiques.
	Déversements d'hydrocarbures et de produits chimiques	• Augmenter les capacités opérationnelles • Préparer des plans d'intervention en cas de déversement. • Adopter les meilleures pratiques en matière de gestion des risques et de prévention des déversements. Appliquer les normes de prévention de la pollution convenues au niveau national et régional • Organisez des formations et des exercices, par exemple des exercices d'intervention en cas de catastrophe, afin que toute l'équipe soit prête à travailler ensemble en cas de déversement. • Les opérateurs doivent préparer un plan de gestion des produits chimiques comprenant la manipulation, le stockage, le transport et l'intervention en cas d'accident. • Le stockage des produits chimiques doit suivre les normes internationales en matière d'emballage et d'étiquetage des produits (Le Système général harmonisé (SGH) de classification et d'étiquetage des produits chimiques, CLP

Indicateur d'impact	Source d'impact	Mesures d'atténuation proposées
		pour classification, étiquetage et emballage des substances et des mélanges). • Chaque produit chimique doit avoir sa fiche de données de sécurité (FDS). • Les opérateurs doivent développer une base de données pour enregistrer les produits chimiques (quantité, usages, besoins spécifiques de stockage, risques, etc.)

5.3.5.5 Évaluation des Impacts Résiduels

Les impacts résiduels sur l'environnement côtier des activités de prospection avec les mesures d'atténuation existantes et supplémentaires en place sont résumés dans le Tableau 5-22.

Tableau 5-22 Évaluation de l'importance des Impacts Résiduels sur l'Environnement Côtier des Activités de Prospection

Indicateur d'Impact		Évaluation de l'ampleur des impacts	Évaluation de la Sensibilité des récepteurs	Évaluation de l'Importance
Pourcentage de la superficie des habitats côtiers sensibles affectés par les impacts liés aux activités en offshore	Avec mesures de contrôle prévues	• Nature préjudiciable • Etendue Régional (2) • De court-terme (1) • Fréquent (2) • Probable (2) • Nature réversible (1) **Ampleur : Modérée (8)**	Sensibilité : **Elevée**	Majeur
	Avec les mesures de contrôle prévues et les mesures d'atténuation supplémentaires proposées	• Nature préjudiciable • Etendue local (1) • De court-terme (1) • Peu Fréquent (1) • Probable (2) • Nature réversible (1) **Ampleur : Mineur (6)**	Sensibilité : **Elevée**	Modéré

5.3.6 Impacts sur la Pêche

5.3.6.1 Impacts Potentiels

Tableau5-23 Répercussions des Activités de Prospection sur la Pêche

Indicateur d'impact	Sources d'impacts (Activités)	Sources d'impact cumulées
Réduction et altération du stock de faunes aquatiques et augmentation des concentrations de contaminants absorbés et bioaccumulés dans les poissons comestibles dû aux activités du secteur pétro-gazier offshore	✓ Fonctionnement des sources d'air comprimé (Airguns) ✓ Rejets et déchets courants des navires ✓ Déversements d'hydrocarbures, de diesel et de produits chimiques ✓ Présence physique des navires sismiques et des équipements remorqués	✓ Déchets domestiques et industriels rejetés en mer. ✓ Présence physique et bruit générés par les mouvements des navires en mer. ✓ Rejets et déversements des navires d'expédition. ✓ Pêche à la dynamite et utilisation explosive.
Superficie totale où les activités de pêche sont exclues en raison des activités pétrolières et gazières		
Perte de revenus des pêcheurs due à la zone exclue		

5.3.6.2 Principales mesures de contrôle existantes

Les mesures suivantes sont considérées comme les principales mesures de contrôle existantes pour minimiser les impacts sur le secteur de la pêche des activités du secteur pétro-gazier :

Législations Relatives aux Mesures de Contrôles Existantes – Secteur de la Pêche	
Conformité aux conventions ratifiées	• L'annexe I de MARPOL fournit des réglementations régissant les déchets d'huile et de diesel de la salle des machines et les rejets de tous les types de navires. L'annexe II de MARPOL détaille les critères de rejet pour l'élimination de la pollution par des substances liquides et chimiques nocives. Les annexes IV et V de MARPOL introduisent des exigences visant à contrôler la pollution par les eaux usées des navires et à réglementer les rejets d'ordures et de débris marins. • Convention sur la Diversité Biologique - Rio le 5 juin 1992. • Convention Africaine pour la Conservation de la Nature et des Ressources Naturelles. • Convention internationale sur la préparation, la lutte et la coopération en matière de pollution par les hydrocarbures (Convention OPRC). • Protocole OPRC-HNS de 2000 - préparation, lutte et coopération contre les événements de pollution par les substances dangereuses. • Convention Relative à la Coopération en Matière de Protection et de Mise en Valeur du Milieu Marin et des Zones Côtières de la Région de l'Afrique de l'Ouest et du Centre 1981 (Convention d'Abidjan) qui fixe les mesures de coopération nationale et régionale en matière de protection et de mise en valeur des zones marines et côtières en Afrique occidentale et centrale. • Convention de 1992 portant création du FIPOL (Fonds internationaux d'indemnisation pour les dommages dus à la pollution par les hydrocarbures) (Entrée en vigueur au Sénégal en 2012). • Convention Internationale sur l'Intervention en haute mer en cas d'accident maritime ou pouvant entraîner une pollution par les hydrocarbures. • Convention de Bâle – 1989. • Convention internationale de 2004 pour le contrôle et la gestion des eaux de ballast et sédiments des navires.

Législations Relatives aux Mesures de Contrôles Existantes – Secteur de la Pêche	
	• Convention des Nations Unies sur le Droit de la mer (CNUDM / United Nations Convention on the Law Of the Sea / UNCLOS), – création des zones économiques exclusives (ZEE).
Adoption de Loi et Décret	• La loi n°2001-01 du 15 janvier 2001 : code de l'environnement et le Décret N° 2001 – 282 du 12 avril 2001. • La loi n° 2001 pour lutter contre la pollution et notamment : La prévention et lutte contre les pollutions et nuisances (Titre II), la gestion des déchets (Titre II chapitre III, la protection et mise en valeur des milieux récepteurs (Titre III) ; l'établissement du plan d'urgence (Titre II chapitre VI) et la pollution des eaux (Titre III chapitre I). • Le Code Pétrolier mis en œuvre par le décret d'application de la Loi No 98-05 du 8 janvier 1998, et le Code Gazier (Loi No 2020-06 du 7 février 2020). • Loi n° 98-31 du 14 avril 1998 relative aux activités d'importation, de raffinage, de stockage, de transport et de distribution des hydrocarbures. • La loi n° 2002-22 du 16 août 2002 portant Code de la Marine Marchande qui nécessite que les navires opérant dans les eaux territoriales doivent suivre les exigences de l'OMI définies. • La loi n° 83-71 du 5 juillet 1983 - Code de l'hygiène. • Décret n°2004 - 1408 qui valide la création de cinq (5) aires marines protégées. • Décret n°2006 – 322 pour la création de la sûreté maritime et de la protection de l'environnement marin (HASSMAR). • La loi n° 2015-18 du 13 juillet 2015 portant Code de la Pêche maritime. • Lettre de politique sectorielle de développement de la pêche et de l'aquaculture (LPSDPA).
Conformité aux normes et stratégies nationales	• Norme NS 05-061 réglementant les rejets des eaux usées sa révision pour être adaptée au contexte pétro-gazier. • La Stratégie nationale pour les aires marines protégées (AMP) du Sénégal. • La Stratégie nationale et Plan National d'Actions pour la Biodiversité (SPNAB).

5.3.6.3 Évaluation des Impacts

Des déversements de diesel et d'hydrocarbures pourraient éventuellement se produire en raison de fuites de moteurs de navires de surveillance ou de soutien au fond de la mer ou près de la côte. Ce dernier n'affecte pas seulement les mammifères et les espèces marines, mais peut aussi fortement influencer les poissons et les stocks aquatiques.

Bien que des recherches antérieures aient révélé que les poissons adultes sont capables d'éviter les eaux à fortes concentrations d'hydrocarbures, de nombreux incidents dans des eaux relativement peu profondes ont signalé un grand nombre de mortalités et de mortalités de poissons, y compris des poissons d'un an de sole commercialement importante en raison de la concentration massive d'émulsion huile dans l'eau (Hjermann *et al.,* 2007). Même à de faibles concentrations, l'huile peut « entacher » les poissons en libérant des odeurs et des saveurs désagréables dans leur chair. S'ils sont contaminés, les poissons peuvent constituent un danger pour la santé humaine les rendant invendables pendant de longues périodes (Birtwell & McAllister 2002). Les œufs et les larves de poissons sont quant à eux planctoniques ce qui les expose aux composés toxiques contenus dans l'eau. Le pétrole est également connu pour anéantir les œufs de poisson.

Le type et la composition de l'huile influenceront également la gravité de l'impact ; la toxicité pour les poissons peut être causée par des déversements de produits pétroliers légers, tandis que les hydrocarbures plus lourds ne peuvent avoir un effet néfaste que dans le cas de poissons au stade larvaire ou au stade de frai.

Outre les déversements, les navires peuvent également rejeter des déchets domestiques et des fluides qui contiennent, en général, substances organiques, solides et acides minéraux et même après traitement, et contiendront encore des polluants affectant toutes les espèces de poissons. Ce type de pollution peut altérer les propriétés de l'eau et entraîner une prolifération excessive de nutriments provoquant l'eutrophisation des poissons. S'ils ne sont pas tués, une exposition à long terme des poissons à une concentration subégale de polluants peut rendre les poissons sensibles aux maladies affectant la population de l'espèce sur une plus longue période.

Comme d'autres animaux et espèces marins, les poissons sont vulnérables aux niveaux de bruit élevés générés par les opérations des canons à air. Selon le rapport de Genesis Oil and Gas Consultants pour le ministère de l'Énergie et du Changement climatique (2011), les poissons présentent des perturbations à des niveaux de bruit compris entre 187 dB et 208 dB. Alors que les niveaux de bruit générés par les opérations des canons à air dépassent 220 dB, on s'attend à ce que les poissons se dispersent loin de la source. Ce dernier interfère avec les schémas normaux de migration et d'orientation modifier la composition de la population ou la diversité des espèces.

L'une des principales interactions des opérations sismiques avec l'industrie de la pêche et la navigation sera la présence physique du navire sismique et des banderoles. Les navires de pêche et les navires sismiques ont une manœuvrabilité limitée lorsqu'ils remorquent leurs engins.

L'acquisition de données sismiques 2D nécessite le remorquage d'une seule flûte de 3 à 12 km de long à environ 5 m de profondeur. Les levés fonctionnent sous forme de grille et nécessitent donc une aire de virage à la fin de chaque ligne. Les levés sismiques 3D, cependant, remorquent un certain nombre de flûtes en parallèle et la longueur des flûtes est plus courte que pour la sismique 2D, environ 3 km de longueur. Dans les deux cas, pendant que la visite est en cours, le navire de visite a une capacité limitée pour prendre des mesures d'évitement à l'égard d'autres navires et navires qui devront donc se tenir à l'écart du navire de visite. Les navires de pêche ne pourront pas pêcher à proximité d'un levé sismique et perdront donc l'accès aux terrains dans la zone du levé pendant la durée du levé. Dans ce cas, les opérateurs géophysiques entreprennent des tâches de liaison avec les pêches pour minimiser les impacts. Cela prend la forme d'une notification préalable aux groupes de pêche de l'endroit où un navire peut opérer et pendant combien de temps, ainsi que de l'emploi de personnel de liaison des pêches à bord de la communauté locale (sous réserve de la formation adéquate en matière de sécurité). Ce personnel à bord communique avec les navires opérant dans la zone voisine afin de les informer des mouvements des navires de prospection au cours des prochaines 24 à 48 heures, permettant une coordination étroite avec les pêcheurs locaux afin de minimiser les impacts sur leurs activités et les restrictions de zone. Ainsi que l'emploi à bord du personnel de liaison des pêches de la communauté locale (sous réserve de l'achèvement d'une formation adéquate en matière de sécurité). Ce personnel à bord communique avec les navires opérant dans la zone voisine afin de les informer des mouvements des navires de prospection au cours des prochaines 24 à 48 heures, permettant une coordination étroite avec les pêcheurs locaux afin de minimiser les impacts sur leurs activités et les restrictions de zone. Ainsi que l'emploi à bord du personnel de liaison des pêches de la communauté locale (sous réserve de l'achèvement d'une formation adéquate en matière de sécurité). Ce personnel à bord communique avec les navires opérant dans la zone voisine afin de les

informer des mouvements des navires de prospection au cours des prochaines 24 à 48 heures, permettant une coordination étroite avec les pêcheurs locaux afin de minimiser les impacts sur leurs activités et les restrictions de zone.

L'ampleur de l'impact, la sensibilité des récepteurs et l'évaluation de l'importance de l'impact de chacun des impacts environnementaux identifiés sur la pêche à partir des activités de prospection sont résumées dans le Tableau 5-24.

Tableau 5-24 Évaluation de l'importance des Impacts sur les Pêches des Activités de Prospection avec des Mesures de Contrôle Existantes en Place

Indicateur d'Impact	Évaluation de l'ampleur des impacts	Évaluation de la Sensibilité des récepteurs	Évaluation de l'importance
Changement dans les Réduction et altération du stock de faunes aquatiques et augmentation des concentrations de contaminants absorbés et bioaccumulés dans les poissons comestibles dû aux activités du secteur pétro-gazier offshore	Les rejets et déchets de routine des navires sont considérés comme la source d'impact la plus importante. Les déversements de diesel et d'hydrocarbures constituent également une source d'impact très préoccupante. • Nature préjudiciable • Etendue Local (1) • De court-terme (1) • Fréquent (2) • Certain (3) • Nature réversible (1) **Ampleur : Modérée (8)**	Sensibilité : **Elevée**	Majeur
Superficie totale où les activités de pêche sont exclues en raison des activités pétrolières et gazières offshore	La seule source d'impact est la présence physique de navires sismiques et d'équipements remorqués. • Nature préjudiciable • Etendue Local (1) • De court-terme (1) • Fréquent (2) • Certain (3) • Nature réversible (1) **Ampleur : Modérée (8)**	Sensibilité : **Moyenne**	Modéré
Perte de revenus des pêcheurs due à la zone exclue	La seule source d'impact est la présence physique de navires sismiques et d'équipements remorqués. • Nature préjudiciable • Etendue Local (1) • De court-terme (1) • Fréquent (2) • Certain (3) • Nature réversible (1) **Ampleur : Modérée (8)**	Sensibilité : **Moyenne**	Modéré

5.3.6.4 Mesures d'Atténuation Proposées

Tableau 5-25 Mesures d'Atténuation Proposées pour les Impacts des Activités de Prospection sur les Pêches

Indicateur d'impact	Source d'impact	Mesures d'atténuation proposées
Changement dans les stocks de poissons et changement dans les concentrations de produits chimiques dans les poissons comestibles attribués au secteur pétrolier et gazier offshore	✓ Fonctionnement des sources d'air comprimé (Airguns) ✓ Rejets et déchets courants des navires ✓ Déversements d'hydrocarbures, de diesel et des produits chimiques	✓ Évaluation des restrictions de période de l'année sur les opérations dans l'EIE pour traiter les stades de vie sensibles des espèces importantes dans chaque zone de projet proposée. Adopter des opérations des canons à air comprimé pendant les saisons non productives des espèces cibles. ✓ Traiter les déchets et les fluides avant leur rejet. ✓ Augmenter les capacités opérationnelles. ✓ Surveillance des concentrations chimiques dans les tissus comestibles des poissons et des invertébrés. ✓ Organisez des formations et des exercices, par exemple des exercices d'intervention en cas de catastrophe, afin que toute l'équipe soit prête à travailler ensemble en cas de déversement. ✓ Soutenir le développement de projets intersectoriels de gestion des déchets ✓ Ratifier les conventions de l'OMI concernant l'intervention en cas de déversement
Superficie totale où les activités de pêche sont exclues en raison des activités pétrolières et gazières offshore	✓ Présence physique des navires sismiques et des équipements remorqués	✓ Etablir des zones bien définies et délimitées appropriées aux activité des pêcheurs et limiter les zones d'exclusion aux zones de sécurité ; ✓ Évaluer de manière collaborative la manière dont les opérations proches de l'agriculture de subsistance ou de la production alimentaire à petite échelle (y compris la pêche) peuvent coexister de manière constructive ; ✓ Planifier des infrastructures qui peuvent également profiter à l'agriculture ou à la pêche.
Perte de revenus des pêcheurs due à la zone exclue	✓ Présence physique des navires sismiques et des équipements remorqués	✓ Dans le cas d'une enquête prévue dans une zone de pêche intensive, les pêcheurs doivent être engagés et des discussions doivent être menées le plus tôt possible au moins 45 jours avant la date prévue afin que les implications puissent être pleinement prises en compte. Un plan de communication clair doit être élaboré et un régime d'indemnisation équitable en cas de perte d'équipement doit être proposé. ✓ Emploi de personnel de liaison des pêches à bord de la communauté locale (sous réserve de l'achèvement d'une formation adéquate en matière de sécurité). Ce personnel à bord communique avec les navires opérant dans la zone voisine afin de les informer des mouvements des navires de prospection au cours des prochaines 24 à 48 heures, permettant une coordination étroite avec les pêcheurs locaux afin de minimiser les impacts sur leurs activités. ✓ Maintenir des zones d'exclusion autour des navires sismiques et de leurs réseaux de banderoles remorquées pour éviter l'interruption des opérations de pêche commerciale.

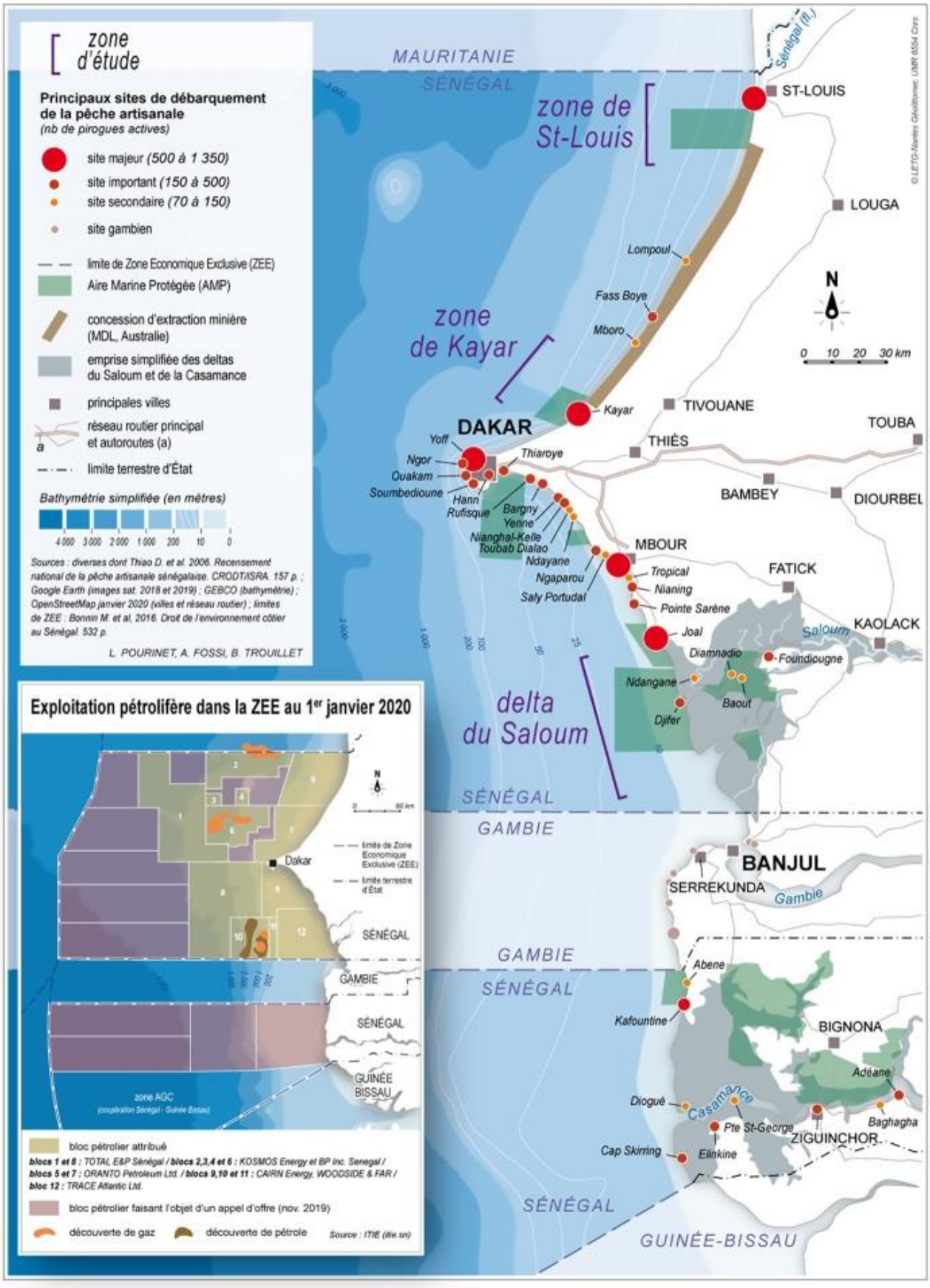


Figure 5.3-4 : Cartographie de la zone d'étude en relation avec les sites de débarquement de la pêche artisanale (Trouillet *et al.*, 2023)

5.3.6.5 Évaluation des Impacts Résiduels

Les impacts résiduels sur la pêche des activités de prospection avec les mesures d'atténuation existantes et supplémentaires en place sont résumés dans le Tableau 5-26.

Il est important de mentionner que la cote d'importance avec les mesures de contrôle prévues et les mesures d'atténuation supplémentaires proposées présentées ci-dessous signifie la cote la plus importante de toutes les sources d'impact ou le pire scénario en tenant compte uniquement des sources avec des mesures d'atténuation supplémentaires possibles, comme indiqué dans le Tableau 5-26.

Tableau 5-26 Évaluation de l'Importance des Impacts Résiduels des Activités de Prospection sur les Pêches

Indicateur d'Impact		Évaluation de l'ampleur des impacts	Évaluation de la Sensibilité des récepteurs	Évaluation de l'Importance
Changement dans les stocks de poissons et changement dans les concentrations de produits chimiques dans les poissons comestibles attribués au secteur pétrolier et gazier offshore	Avec mesures de contrôle prévues	• Nature préjudiciable • Etendue Local (1) • De court-terme (1) • Fréquent (2) • Certain (3) • Nature réversible (1) **Ampleur : Modérée (8)**	Sensibilité : **Elevée**	Majeur
	Avec les mesures de contrôle prévues et les mesures d'atténuation supplémentaires proposées	• Nature préjudiciable • Etendue local (1) • De court-terme (1) • Peu Fréquent (1) • Certain (3) • Nature réversible (1) **Ampleur : Mineur (7)**	Sensibilité : **Elevée**	Modéré
Superficie totale où les activités de pêche sont exclues en raison des activités pétrolières et gazières offshore	Avec mesures de contrôle prévues	• Nature préjudiciable • Etendue Local (1) • De court-terme (1) • Fréquent (2) • Certain (3) • Nature réversible (1) **Ampleur : Modérée (8)**	Sensibilité : **Moyenne**	Modéré
	Avec les mesures de contrôle prévues et les mesures d'atténuation supplémentaires proposées	• Nature préjudiciable • Etendue local (1) • De court-terme (1) • Peu Fréquent (1) • Probable (2) • Nature réversible (1) **Ampleur : Mineur (6)**		Mineur

Indicateur d'Impact		Évaluation de l'ampleur des impacts	Évaluation de la Sensibilité des récepteurs	Évaluation de l'Importance
Perte de revenus des pêcheurs due à la zone exclue	Avec mesures de contrôle prévues	• Nature préjudiciable • Etendue Local (1) • De court-terme (1) • Fréquent (2) • Certain (3) • Nature réversible (1) **Ampleur : Modérée (8)**	Sensibilité : **Moyenne**	Modéré
	Avec les mesures de contrôle prévues et les mesures d'atténuation supplémentaires proposées	• Nature préjudiciable • Etendue local (1) • De court-terme (1) • Peu Fréquent (1) • Probable (2) • Nature réversible (1) **Ampleur : Mineur (6)**		Mineur

5.3.7 Impacts sur les Niveaux de Bruit Ambiant

5.3.7.1 Impacts Potentiels

Tableau 5-27 Répercussions des Activités de Prospection sur les Niveaux de bruit Ambiant

Indicateur d'impact	Sources d'impacts (Activités)	Sources d'impact cumulées
Niveaux de bruit ambiant mesurés à proximité des installations pétrolières et gazières/activités de soutien dans la zone côtière	✓ Production d'électricité à partir de navires sismiques ✓ Mouvement des navires de ravitaillement ✓ Mouvement d'hélicoptère ✓ Installations de soutien à terre/fourniture de fournitures	✓ Activité des autres navires en mer ✓ Transport terrestre ✓ Autres sources de bruit dans la région côtière

5.3.7.2 Principales mesures de contrôle existantes

Les mesures suivantes sont considérées comme les principales mesures de contrôle existantes pour minimiser les impacts sur les niveaux acoustiques du secteur :

Législations Relatives aux Mesures de Contrôles Existantes – Bruits Sous-Marins	
Adoption de Loi et Décret	• La loi n°2001-01 du 15 janvier 2001 : code de l'environnement impose des prescriptions environnementales relatives à la protection de différents milieux naturels et à la lutte contre les pollutions, y compris la pollution sonore. • La loi 97-17 et les décrets connexes (du n°. 1249 à 1261) de 2006 (1997) : Code du Travail. • La loi n° 2013-10 (2013) : Code général des Collectivités locales et territoriales.
Conformité aux normes et stratégies nationales	• Normes environnementales et sociales de la Banque mondiale pertinentes pour les travaux.

5.3.7.3 Évaluation des impacts

L'ampleur de l'impact, la sensibilité des récepteurs et l'évaluation de l'importance de l'impact de chacun des impacts environnementaux identifiés sur les niveaux de bruit ambiant des activités de prospection sont résumées dans le Tableau 5-28.

Tableau 5-28 Évaluation de l'Importance des Impacts sur les Niveaux de Bruit Ambiant des Activités de Prospection avec des Mesures de Contrôle Existantes en Place

Indicateur d'Impact	Évaluation de l'ampleur des impacts	Évaluation de la Sensibilité des récepteurs	Évaluation de l'importance
Niveaux de bruit ambiant mesurés à proximité des installations pétrolières et gazières/activités de soutien dans la zone côtière	Les niveaux de bruit ambiant générés par les activités de prospection seront similaires au bruit des activités maritimes et portuaires régulières et ne devraient pas avoir d'impact notable sur les niveaux de bruit dans la région côtière.	Sensibilité : **Faible**	Mineure

Indicateur d'Impact	Évaluation de l'ampleur des impacts	Évaluation de la Sensibilité des récepteurs	Évaluation de l'importance
	• Nature préjudiciable • Etendue Local (1) • De court-terme (1) • Fréquent (2) • Probable (2) • Nature réversible (1) **Ampleur : Mineure (7)**		

5.3.7.4 Mesures d'atténuation proposées

Aucune mesure d'atténuation supplémentaire n'est proposée.

5.3.7.5 Évaluation des impacts résiduels

Étant donné que les impacts sur les niveaux de bruit ambiant des activités de prospection sont mineurs et qu'aucune mesure d'atténuation supplémentaire n'est proposée, l'évaluation des impacts résiduels est de l'importance présentée dans le Tableau 5-28.

5.4 IMPACTS PENDANT LA PHASE D'EXPLORATION OFFSHORE

5.4.1 Identification des impacts en Offshore

Les impacts pendant la phase d'exploration sont attendus de l'installation de l'appareil de forage, de l'exploitation de l'appareil de forage (y compris le forage des puits, la présence physique de l'appareil, le rejet des déblais de forage et autres effluents (y compris les rejets et déchets de routine des navires), le torchage et la production d'électricité), mouvement des navires de soutien et des hélicoptères en plus des installations de soutien à terre et des événements accidentels. Les récepteurs environnementaux et socio-économiques susceptibles d'être touchés par chaque activité sont indiqués dans la matrice d'identification des impacts présentée dans le Tableau 5-29.

Tableau 5-29 Matrice d'identification des impacts – Phase d'exploration

PHASES D'EXPLORATION ET D'EVALUATION																								
Composant / **Activité**		**Environnement physique**						**Milieu biologique**							**Autres**									
		Qualité de l'air	**Changement climatique**	**Qualité de l'eau de mer**	**Qualité/Composition des sédiments**	**Bruit sous-marin**	**Bruit au-dessus de l'eau**	**Benthos phyto et zoo**	**Espèces pélagiques**	**Phyto et zooplancton**	**Oiseaux de mer**	**Mammifères marins et tortues**	**Habitats marins sensibles**	**Écologie terrestre et habitats côtiers**	**Ressources archéologiques et culturelles**	**Infrastructure**	**Conditions sociales**	**Éducation**	**Crime**	**Economie générale/industrie/énergie**	**Pêche**	**Expédition**	**Tourisme**	**Santé**	**Paysage et agrément visuel**
Mobilisation et positionnement à la place du navire de forage	Plateformes de jambe de tension	X	X	X	X	X	X	X	X			X	X		X	X								
	SPAR - Réservoir d'ancrage à point unique	X	X	X	X	X	X	X	X			X	X		X	X								
	Navires de forage	X	X	X	X	X	X	X	X	X		X	X		X	X					X	X		X	
	Plateformes semi-submersibles	X	X	X	X	X	X	X	X	X		X	X		X	X					X	X		X	
Fonctionnement de la plateforme de forage	Forage de puits unique	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X		X	X	X	X			X	X	X	X	X
	Forage de plusieurs puits	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X		X	X	X	X			X	X	X	X	X
	Présence physique de la plateforme de forage							X	X	X	X	X	X								X	X	X	X	X
	Torchage et production d'électricité (bruit et émissions atmosphériques)	X	X			X	X																X	X	X
	Décharge des déblais et des fluides de forage/Élimination à terre	X	X			X	X							X	X	X	X		X	X		X		X	X
	Rejet des déblais et fluides de forage/réinjection des déblais	X	X	X	X	X	X	X	X			X													
	Rejet de déblais et de fluides de forage à base d'eau/Rejet à la mer			X	X			X	X	X	X	X	X								X			X	
	Rejet de déblais et fluides de forage à base de pétrole/synthétique/Rejet en mer	X	X	X	X			X	X	X	X	X	X								X			X	

PHASES D'EXPLORATION ET D'EVALUATION																									
Composant / **Activité**		**Environnement physique**						**Milieu biologique**							**Autres**										
		Qualité de l'air	**Changement climatique**	**Qualité de l'eau de mer**	**Qualité/Composition des sédiments**	**Bruit sous-marin**	**Bruit au-dessus de l'eau**	**Benthos phyto et zoo**	**Espèces pélagiques**	**Phyto et zooplancton**	**Oiseaux de mer**	**Mammifères marins et tortues**	**Habitats marins sensibles**	**Écologie terrestre et habitats côtiers**	**Ressources archéologiques et culturelles**	**Infrastructure**	**Conditions sociales**	**Éducation**	**Crime**	**Economie générale/industrie/énergie**	**Pêche**	**Expédition**	**Tourisme**	**Santé**	**Paysage et agrément visuel**
	Décharge des déblais et fluides de forage/Exportation des déchets	X	X			X	X									X						X			
	Autres rejets d'effluents (y compris les rejets et déchets courants des navires))			X	X			X	X	X	X	X	X								X				
	Stockage de produits chimiques en mer																							X	
	Stockage de produits chimiques à terre													X	X	X		X		X				X	
	Transport de produits chimiques par mer	X	X			X	X															X		X	
	Transport de produits chimiques par voie terrestre	X	X											X	X	X		X						X	
Les activités de soutien	Mouvement des navires de soutien	X	X			X	X							X		X	X				X	X			
	Mouvement d'hélicoptère	X	X				X				X					X									
	Installations de soutien à terre/fourniture de fournitures						X								X	X	X				X				X
Événements accidentels	Coup de gaz	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X		X				X	X	X	X	X	X
	Les déversements de pétrole	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X			X	X	X	X	X	X
	Déversements de carburant et de produits chimiques	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X		X				X	X	X	X	X	X
	Collisions/ Accidents de transport et de stockage					X	X										X			X		X	X	X	
	Perte de stabilité					X	X								X		X			X		X	X	X	

5.4.2 Impacts sur la Qualité de l'Air et les Changements Climatiques

5.4.2.1 Impacts Potentiels

Tableau 5-30 Impacts de la Phase d'Exploration sur la Qualité de l'Air et les Changements Climatiques

Indicateur d'impact	Sources d'impacts (Activités)	Sources d'impact cumulées
Augmentation des concentrations des principaux contaminants atmosphériques dans les villes côtières en raison des activités pétrolières et gazières offshore	✓ Mobilisation et positionnement de l'appareil de forage ✓ Torchage et production d'électricité ✓ Émissions fugitives ✓ Forage de puits ✓ Réinjection des déblais et fluides de forage ✓ Mouvement du navire de soutien et transport des déchets et des produits chimiques ✓ Mouvement d'hélicoptère ✓ Évacuation de gaz et d'huile ✓ Déversements de carburant et de produits chimiques	✓ Activités des navires en mer et à proximité ✓ Émissions du secteur de transports ✓ Polluants générés par le secteur manufacturier et les zones industrielles ✓ Contaminants générés par l'accumulation et la combustion des déchets ✓ Émissions provenant de la production d'électricité
Augmentation des émissions de GES du secteur pétrolier et gazier		

5.4.2.2 Principales mesures de contrôle existantes

Cf. 5.3.2.2.

5.4.2.3 Évaluation des impacts

Contrairement aux activités de prospection, la phase d'exploration nécessite la mobilisation et le positionnement d'une plateforme de forage qui est montée sur un certain type de plateforme ou un navire. Quel que soit le type, les carburants dérivés du pétrole sont consommés dans les moteurs diesel pendant les opérations de forage pour alimenter les pompes à boue, pomper le ciment, appliquer un couple au train de forage et récupérer l'équipement souterrain. Les navires, les véhicules, les hélicoptères sont également propulsés par la combustion de carburant. La combustion de carburant émettra dans l'atmosphère des GES, des polluants atmosphériques, notamment du CO, des NO_x, du SO_2 et d'autres hydrocarbures non brûlés, ainsi que des particules en concentrations assez élevées, entraînant une dégradation importante de l'environnement et un impact sur la qualité de l'air. Des quantités inférieures peuvent être générées par les déversements d'hydrocarbures et les émissions fugitives résultant de dommages et de fuites d'équipements. Bien qu'ils soient parfois adoptés comme mesure de sécurité, le torchage et l'évacuation du gaz sont considérés comme l'une des sources d'émissions les plus importantes pouvant survenir pendant la phase d'exploration. De plus, et dans le cas d'un forage réussi, les émissions atmosphériques peuvent également inclure celles résultant de la combustion des hydrocarbures produits lors des essais de puits.

La quantification des émissions a été réalisée pour les scénarios 0 à 6 en tenant compte des hypothèses présentées dans la partie « Méthodologie » (Section 5.2.1).

La phase d'exploration est considérée être étalée sur une période de 2 ans à chaque fois, sauf pour les scénarii 0, 1 et 2 dont la fenêtre temporelle n'a pas été spécifiée. Les émissions de la phase d'exploration sont présentées dans le Tableau 5.4-1. Le scénario 5 présente le maximum d'émissions avec environ 250 kt de CO_{2eq}, proportionnellement au nombre de puits d'exploration. Cela représente environ 17% de la réduction inconditionnelle du secteur de l'Energie en 2025 (1490 kt CO_{2eq}).

Tableau 5.4-1: Emissions des polluants atmosphériques et des GES pour les phases d'exploration

Emissions (tonnes)	CO	NOx	SO_2	COVNM	PM	CO_2	CH_4	N_2O	CO_{2eq}
Scenario 0	109.0	789.9	389.9	31.1	23.6	62133	2.5	0.5	62342
Scenario 1	184.5	1337	659.8	52.6	39.9	105148	4.3	0.9	105501
Scenario 2	184.5	1337	659.8	52.6	39.9	105148	4.3	0.9	105501
Scenario 3	268.3	1944	959.8	76.6	58.0	152942	6.2	1.2	153456
Scenario 4	352.2	2552	1260	100.5	76.1	200737	8.1	1.6	201411
Scenario 5	436.0	3160	1560	124.4	94.2	248531	10	2.0	249367
Scenario 6	159.3	1154	569.9	45.5	34.4	90810	3.7	0.7	91115

Concernant les activités spécifiques en offshore ; les impacts des émissions sont généralement atténués de manière circonstancielle par l'environnement ouvert et dispersif en mer et les plateformes de forage et les navires de soutien sont en général construits et exploités conformément aux normes et aux réglementations. Les impacts sur la qualité de l'air côtier ou terrestre par les activités offshore durant la phase d'exploration ne devraient pas être élevés, bien qu'il soit reconnu qu'il existe des sources d'émissions à terre/près du rivage (y compris les navires de service et les hélicoptères, livraisons de matériel et autres activités).

L'ampleur de l'impact, la sensibilité des récepteurs et l'évaluation de l'importance de l'impact de chacun des impacts environnementaux identifiés (pour les différents scenarios déjà mentionnés) sur la qualité de l'air et le changement climatique pendant la phase d'exploration sont résumées dans le Tableau 5-31.

Tableau 5-31 Évaluation de l'Importance des Impacts sur la Qualité de l'Air et le Changement Climatique durant la Phase d'Exploration avec les Mesures de Contrôle Existantes en Place

Indicateur d'impact	Scénario	Évaluation de l'ampleur des impacts	Évaluation de la Sensibilité des récepteurs	Évaluation de l'importance
Augmentation des concentrations des principaux contaminants atmosphériques dans les villes	S1	Les quantités émises sont négligeables et la durée de vie des polluants est de quelques semaines. De plus, la fréquence est modérée.	Sensibilité : **Moyenne**	Mineur

Indicateur d'impact	Scénario	Évaluation de l'ampleur des impacts	Évaluation de la Sensibilité des récepteurs	Évaluation de l'importance
côtières en raison des activités pétrolières et gazières offshore		• Nature préjudiciable • Etendue Local (1) • De court-terme (1) • Fréquent (2) • Probable (2) • Nature réversible (1) **Ampleur : Mineure (7)**		
	S2	Les quantités émises ne sont pas importantes et la durée de vie des polluants est de quelques semaines. De plus, la fréquence est faible comme pour le scénario 1. • Nature préjudiciable • Etendue Local (1) • De court-terme (1) • Fréquent (2) • Probable (2) • Nature réversible (1) **Ampleur : Mineure (7)**	Sensibilité : **Moyenne**	Mineur
	S3	Les quantités émises sont plus importantes que les scénarios 1 et 2, mais la durée de vie des polluants est de quelques semaines. Le nombre de puits est plus élevé. • Nature préjudiciable • Etendue Local (1) • De court-terme (1) • Fréquent (2) • Certain (3) • Nature réversible (1) **Ampleur : Modérée (8)**	Sensibilité : **Moyenne**	Modéré
	S4	Les quantités émises sont plus importantes que les scénarios précédents, mais la durée de vie des polluants est de quelques semaines. Le nombre de puits est plus élevé. • Nature préjudiciable • Etendue Local (1) • De court-terme (1) • Fréquent (2) • Certain (3) • Nature réversible (1) **Ampleur : Modérée (8)**	Sensibilité : **Moyenne**	Modéré
	S5	Les quantités émises sont encore plus importantes que les scénarios précédents, mais la durée de vie des polluants est de quelques semaines. Le nombre de puits est plus élevé. • Nature préjudiciable • Etendue Local (1) • De court-terme (1) • Fréquent (2) • Certain (3) • Nature réversible (1) **Ampleur : Modérée (8)**	Sensibilité : **Moyenne**	Modéré

Indicateur d'impact	Scénario	Évaluation de l'ampleur des impacts	Évaluation de la Sensibilité des récepteurs	Évaluation de l'importance
	S6	Les quantités émises similaires au scénario 4, mais la durée de vie des polluants est de quelques semaines. Le nombre de puits est plus élevé. • Nature préjudiciable • Etendue Local (1) • De court-terme (1) • Fréquent (2) • Certain (3) • Nature réversible (1) **Ampleur : Modérée (8)**	Sensibilité : **Moyenne**	Modéré
Augmentation des émissions de GES du secteur pétrolier et gazier	S1	Les quantités émises sont négligeables mais l'étendue géographique des GES est globale avec des durées de vie des polluants de plusieurs années et cet effet n'est pas réversible au cours d'une vie humaine. • Nature préjudiciable • Etendue International (3) • De long-terme (2) • Fréquent (2) • Certain (3) • Irréversible (2) **Ampleur : Majeure (12)**	Sensibilité : **Moyenne**	Majeur
	S2	Les quantités émises ne sont pas importantes mais considérablement cependant l'étendue géographique des GES est globale avec des durées de vie des polluants de plusieurs années et cet effet n'est pas réversible au cours d'une vie humaine. • Nature préjudiciable • Etendue International (3) • De long-terme (2) • Fréquent (2) • Certain (3) • Irréversible (2) **Ampleur : Majeure (12)**	Sensibilité : **Moyenne**	Majeur
	S3	Les quantités émises sont plus importantes que S1 et S2 mais encore faibles cependant l'étendue géographique des GES est globale avec des durées de vie des polluants de plusieurs années et cet effet n'est pas réversible au cours d'une vie humaine. • Nature préjudiciable • Etendue International (3) • De long-terme (2) • Fréquent (2) • Certain (3) • Irréversible (2) **Ampleur : Majeure (12)**	Sensibilité : **Moyenne**	Majeur

Indicateur d'impact	Scénario	Évaluation de l'ampleur des impacts	Évaluation de la Sensibilité des récepteurs	Évaluation de l'importance
	S4	Les quantités émises sont plus importantes que les scénarios précédents mais encore faibles cependant l'étendue géographique des GES est globale avec des durées de vie des polluants de plusieurs années et cet effet n'est pas réversible au cours d'une vie humaine. • Nature préjudiciable • Etendue International (3) • De long-terme (2) • Fréquent (2) • Certain (3) • Irréversible (2) **Ampleur : Majeure (12)**	Sensibilité : **Moyenne**	Majeur
	S5	Les quantités émises sont plus importantes que les scénarios précédents mais encore faibles cependant l'étendue géographique des GES est globale avec des durées de vie des polluants de plusieurs années et cet effet n'est pas réversible au cours d'une vie humaine. • Nature préjudiciable • Etendue International (3) • De long-terme (2) • Fréquent (2) • Certain (3) • Irréversible (2) **Ampleur : Majeure (12)**	Sensibilité : **Moyenne**	Majeur
	S6	Les quantités émises sont similaires au scénario 4 mais encore faibles cependant l'étendue géographique des GES est globale avec des durées de vie des polluants de plusieurs années et cet effet n'est pas réversible au cours d'une vie humaine. • Nature préjudiciable • Etendue International (3) • De long-terme (2) • Fréquent (2) • Certain (3) • Irréversible (2) **Ampleur : Majeure (12)**	Sensibilité : **Moyenne**	Majeur

5.4.2.4 Mesures d'Atténuation Proposées

Tableau 5-32 Mesures d'Atténuation Proposées pour les Impacts sur la Qualité de l'Air et les Changements Climatiques Pendant la Phase d'Exploration

Indicateur d'impact	Mesures d'atténuation proposées
Augmentation des concentrations des principaux contaminants atmosphériques dans les villes côtières en raison des activités pétrolières et gazières offshore Augmentation des émissions de GES du secteur pétrolier et gazier	✓ Utilisation de diesel vert au lieu de gasoil marin lorsque cela est techniquement possible ; le diesel vert a une teneur en soufre nettement inférieure ✓ Veiller à l'application des meilleures techniques disponibles (MTD). Cela nécessite une formation appropriée des personnels sur les MTD applicables à l'industrie pétrolière et gazière offshore et l'examen de la démonstration des MTD dans les études d'EIE. ✓ Une étude de modélisation de la dispersion atmosphérique doit être préparée dans le cadre de l'EIE pour les activités de forage afin de mieux évaluer le potentiel d'impacts sur la qualité de l'air dans la zone côtière. ✓ Des mesures d'efficacité énergétique doivent être prises lors du processus de sélection des plateformes, des navires de soutien et des hélicoptères, dans la mesure du possible. ✓ Vérifiez régulièrement les fuites avec les dernières technologies et agissez rapidement ✓ Assurer la résilience au changement climatique des installations et des infrastructures et mettre en œuvre des stratégies d'adaptation et de gestion. ✓ Minimiser les émissions de GES en adoptant les meilleures pratiques en matière d'efficacité énergétique, de réduction des émissions de torchage et fugitives et en minimisant les émissions de méthane.

5.4.2.5 Évaluation des impacts résiduels

Les impacts résiduels sur la qualité de l'air et les changements climatiques pendant la phase d'exploration avec les mesures d'atténuation existantes et supplémentaires en place sont résumés dans le Tableau 5-33.

Tableau 5-33 Évaluation de l'Importance des Impacts Résiduels sur la Qualité de l'Air et les Changements Climatiques Pendant la Phase d'Exploration

Indicateur d'Impact		Scenario	Évaluation de l'ampleur des impacts	Évaluation de la Sensibilité des récepteurs	Évaluation de l'Importance
Augmentation des concentrations des principaux contaminants atmosphériques dans les villes côtières en raison des activités pétrolières offshore	Avec mesures de contrôle prévues	S1	• Nature préjudiciable • Etendue Local (1) • De court-terme (1) • Fréquent (2) • Probable (2) • Nature réversible (1) **Ampleur : Mineure (7)**	Sensibilité : **Moyenne**	Mineur
	Avec les mesures de contrôle prévues et les mesures d'atténuation supplémentaires proposées		• De nature préjudiciable • Etendue local (1) • De court-terme (1) • Peu fréquent (1) • Probable (2) • Nature réversible (1) **Ampleur : Mineure (6)**		Mineur
	Avec mesures de contrôle prévues	S2	• Nature préjudiciable • Etendue Local (1) • De court-terme (1) • Fréquent (2) • Probable (2) • Nature réversible (1) **Ampleur : Mineure (7)**	Sensibilité : **Moyenne**	Mineur
	Avec les mesures de contrôle prévues et les mesures d'atténuation supplémentaires proposées		• Nature préjudiciable • Etendue Local (1) • De court-terme (1) • Peu Fréquent (1) • Probable (2) • Nature réversible (1) **Ampleur : Mineure (6)**		Mineur

Indicateur d'Impact		Scenario	Évaluation de l'ampleur des impacts	Évaluation de la Sensibilité des récepteurs	Évaluation de l'Importance
	Avec mesures de contrôle prévues	S3	• Nature préjudiciable • Etendue Local (1) • De court-terme (1) • Fréquent (2) • Certain (3) • Nature réversible (1) **Ampleur : Modérée (8)**	Sensibilité : **Moyenne**	Modéré
	Avec les mesures de contrôle prévues et les mesures d'atténuation supplémentaires proposées		• Nature préjudiciable • Etendue Local (1) • De court-terme (1) • Peu Fréquent (1) • Probable (2) • Nature réversible (1) **Ampleur : Mineure (6)**		Mineur
	Avec mesures de contrôle prévues	S4	• Nature préjudiciable • Etendue Local (1) • De court-terme (1) • Fréquent (2) • Certain (3) • Nature réversible (1) **Ampleur : Modérée (8)**	Sensibilité : **Moyenne**	Modéré
	Avec les mesures de contrôle prévues et les mesures d'atténuation supplémentaires proposées		• Nature préjudiciable • Etendue Local (1) • De court-terme (1) • Peu Fréquent (1) • Probable (2) • Nature réversible (1) **Ampleur : Mineure (6)**		Mineur
	Avec mesures de contrôle prévues	S5	• Nature préjudiciable • Etendue Local (1) • De court-terme (1) • Fréquent (2) • Certain (3) • Nature réversible (1) **Ampleur : Modérée (8)**	Sensibilité : **Moyenne**	Modéré

Indicateur d'Impact		Scenario	Évaluation de l'ampleur des impacts	Évaluation de la Sensibilité des récepteurs	Évaluation de l'Importance
	Avec les mesures de contrôle prévues et les mesures d'atténuation supplémentaires proposées		• Nature préjudiciable • Etendue Local (1) • De court-terme (1) • Peu Fréquent (1) • Probable (2) • Nature réversible (1) **Ampleur : Mineure (6)**		Mineur
	Avec mesures de contrôle prévues	S6	• Nature préjudiciable • Etendue Local (1) • De court-terme (1) • Fréquent (2) • Certain (3) • Nature réversible (1) **Ampleur : Modérée (8)**	Sensibilité : **Moyenne**	Modéré
	Avec les mesures de contrôle prévues et les mesures d'atténuation supplémentaires proposées		• Nature préjudiciable • Etendue Local (1) • De court-terme (1) • Peu Fréquent (1) • Probable (2) • Nature réversible (1) **Ampleur : Mineure (6)**		Mineur
Augmentation des émissions de GES du secteur pétrolier et gazier	Avec mesures de contrôle prévues	S1	• Nature préjudiciable • Etendue International (3) • De long-terme (2) • Fréquent (2) • Certain (3) • Irréversible (2) **Ampleur : Majeure (12)**	Sensibilité : **Moyenne**	Majeur
	Avec les mesures de contrôle prévues et les mesures d'atténuation supplémentaires proposées		• Nature préjudiciable • Etendue International (3) • Une courte durée d'effet (1) • Fréquent (2) • Probable (2) • Réversible (1) **Ampleur : Modérée (9)**		**Modéré**

Indicateur d'Impact		Scenario	Évaluation de l'ampleur des impacts	Évaluation de la Sensibilité des récepteurs	Évaluation de l'Importance
	Avec mesures de contrôle prévues	S2	• Nature préjudiciable • Etendue International (3) • De long-terme (2) • Fréquent (2) • Certain (3) • Irréversible (2) **Ampleur : Majeure (12)**	Sensibilité : **Moyenne**	Majeur
	Avec les mesures de contrôle prévues et les mesures d'atténuation supplémentaires proposées		• Nature préjudiciable • Etendue International (3) • Une courte durée d'effet (1) • Fréquent (2) • Probable (2) • Réversible (1) **Ampleur : Modérée (9)**		**Modéré**
	Avec mesures de contrôle prévues	S3	• Nature préjudiciable • Etendue International (3) • De long-terme (2) • Fréquent (2) • Certain (3) • Irréversible (2) **Ampleur : Majeure (12)**	Sensibilité : **Moyenne**	Majeur
	Avec les mesures de contrôle prévues et les mesures d'atténuation supplémentaires proposées		• Nature préjudiciable • Etendue International (3) • Une courte durée d'effet (1) • Fréquent (2) • Probable (2) • Réversible (1) **Ampleur : Modérée (9)**		**Modéré**
	Avec mesures de contrôle prévues	S4	• Nature préjudiciable • Etendue International (3) • De long-terme (2) • Fréquent (2) • Certain (3) • Irréversible (2) • **Ampleur : Majeure (12)**	Sensibilité : **Moyenne**	Majeur

Indicateur d'Impact		Scenario	Évaluation de l'ampleur des impacts	Évaluation de la Sensibilité des récepteurs	Évaluation de l'Importance
	Avec les mesures de contrôle prévues et les mesures d'atténuation supplémentaires proposées		• Nature préjudiciable • Etendue International (3) • Une courte durée d'effet (1) • Fréquent (2) • Probable (2) • Réversible (1) • **Ampleur : Modérée (9)**		**Modéré**
	Avec mesures de contrôle prévues	S5	• Nature préjudiciable • Etendue International (3) • De long-terme (2) • Fréquent (2) • Certain (3) • Irréversible (2) • **Ampleur : Majeure (12)**	Sensibilité : **Moyenne**	Majeur
	Avec les mesures de contrôle prévues et les mesures d'atténuation supplémentaires proposées		• Nature préjudiciable • Etendue International (3) • Une courte durée d'effet (1) • Fréquent (2) • Probable (2) • Réversible (1) • **Ampleur : Modérée (9)**		**Modéré**
	Avec mesures de contrôle prévues	S6	• Nature préjudiciable • Etendue International (3) • De long-terme (2) • Fréquent (2) • Certain (3) • Irréversible (2) • **Ampleur : Majeure (12)**	Sensibilité : **Moyenne**	Majeur
	Avec les mesures de contrôle prévues et les mesures d'atténuation supplémentaires proposées		• Nature préjudiciable • Etendue International (3) • Une courte durée d'effet (1) • Fréquent (2) • Probable (2) • Réversible (1) • **Ampleur : Modérée (9)**		**Modéré**

5.4.3 Impacts sur l'Eau de Mer et les Sédiments

5.4.3.1 Impacts potentiels

Tableau 5-34 Impacts de la Phase d'Exploration sur l'Eau de Mer et les Sédiments

Indicateur d'impact	**Sources d'impacts (Activités)**	**Sources d'impact cumulées**
Augmentation des concentrations de polluants dans les sédiments attribuées aux activités pétrolières et gazières	✓ Rejet de déblais et de fluides de forage à base d'eau et d'huile/synthétique dans la mer ✓ Rejet des effluents ✓ Activités de dragage pour les ports et les installations de soutien à terre ✓ Évacuation de gaz et d'huile ✓ Déversements de carburant et de produits chimiques ✓ Collisions, accidents de transport et de stockage et perte de stabilité	✓ Déchets domestiques et industriels rejetés en mer. ✓ Présence physique et bruit générés par les mouvements des navires et des navires en mer. ✓ Expédition Navires déchargés et déversements. ✓ Pêche à la dynamite et utilisation explosive.
Impacts liés à la sédimentation sur le fond marin/turbidité (enfouissement d'espèces, colmatage du système de filtration et d'absorption des organismes filtreurs (suspensivores), modification de la granulométrie des sédiments, etc.) dus aux activités pétrolières et gazières offshore	✓ Mobilisation et positionnement à la place de la plateforme de forage (Tension Leg Platforms & SPAR-Single Point Anchor Reservoir) ✓ Mobilisation et positionnement à la place de la plateforme de forage (Drill Ships & Semi-Submersible Platforms) ✓ Activités de dragage pour les ports et les installations de soutien à terre ✓ Forage de puits dans le talus continental et en haute mer ✓ Déversement de déblais et de fluides de forage dans la mer sur le talus continental et en haute mer	
Modification des caractéristiques chimiques de l'eau de mer attribuée aux activités pétrolières et gazières	✓ Rejet de déblais et de fluides de forage à base d'eau et d'huile/synthétique dans la mer ✓ Rejet des effluents ✓ Évacuation de gaz et d'huile ✓ Déversements de carburant et de produits chimiques ✓ Collisions, accidents de transport et de stockage et perte de stabilité	
Occurrence de glissements de terrain sous-marins et impacts connexes (tsunamis, modification de la taille des particules de sédiments) dus aux activités pétrolières et gazières	✓ Forage de puits sur le talus continental	

5.4.3.2 Principales mesures de contrôle existantes

Cf. 5.3.3.2.

5.4.3.3 Évaluation des impacts

Pendant la phase de forage, des puits d'exploration sont forés pour prouver physiquement la présence d'hydrocarbures et étudier la commercialité du champ. Les opérations de forage en mer sont lancées sans l'ensemble et l'utilisation d'une colonne montante marine pour le premier segment et de la boue est introduite dans la tige de forage pour refroidir le trépan et fournir l'équilibre de pression approprié. Dans de telles circonstances, la boue ainsi que les

déblais de forage seront directement évacués de la tête des puits à environ 5 mètres au-dessus du fond marin. Pour les segments suivants, et lorsque la colonne montante a été correctement placée, les déchets de forage contaminés seront dirigés vers le navire de forage où ils seront traités puis généralement rejetés à environ 2 mètres sous le niveau de la surface de la mer. Une décharge près de la surface de la mer et non sur le fond marin, en particulier lors de fortes vagues et de courants, permettra une dispersion élevée, un mélange et un faible tassement en un seul endroit, ce qui peut réduire la gravité de l'impact. Cependant, l'impact sera nettement plus élevé si le rejet ne se produit pas en haute mer mais sur le talus continental, entraînant la perte d'espèces endémiques et d'autres espèces d'intérêt mondial.

Un autre sujet de préoccupation est le type de boue utilisée. Les boues à base d'huile ont été largement interdites par les législations de nombreux pays en raison de leurs effets néfastes et de leur niveau élevé de contamination, ce qui suggère la nécessité de traiter les déblais et les fluides avant leur élimination. Bien que leurs effets ne soient pas négligeables, les Déblais et Boues à Base d'Eau sont beaucoup moins toxiques ce qui explique pourquoi ce type est le plus adopté.

Les rejets d'effluents, d'autre part, peuvent également affecter fortement la concentration de polluants dans les sédiments et les caractéristiques de l'eau de mer. Ce dernier fait référence aux rejets de routine des eaux usées et des déchets domestiques (y compris les déchets alimentaires), du drainage du pont et des rejets divers, tous soumis aux réglementations MARPOL. Les effluents contiennent généralement des polluants chimiques et des métaux lourds qui peuvent facilement modifier la composition et les propriétés de l'eau et des sédiments s'ils sont rejetés directement sans traitement.

Les déversements d'hydrocarbures et de produits chimiques sont un autre souci environnemental associé à l'industrie pétrolière et gazière, entraînant l'augmentation des concentrations de polluants dans les sédiments et modifiant la composition chimique de l'eau de mer. La gravité de l'impact dépendrait du volume déversé, de la composition du fluide déversé et des conditions météorologiques.

Avant que les puits ne soient forés ou que les ports et les installations de soutien ne soient construits, des activités de dragage sont entreprises dans le but de rendre le fond marin aussi lisse et droit que possible. Ces opérations impliquent l'enlèvement de matériaux et de sédiments du fond marin et l'élimination des déblais dans des zones intactes plus profondes. Le problème réside dans le fait que les déblais et les déchets contiennent une forte concentration de polluants et de métaux lourds qui peuvent avoir un impact significatif sur les sédiments et l'eau de mer.

Une autre source importante d'impact est l'action de forage. Pour le forage d'exploration, la plateforme de forage est remorquée en position et maintenue en place par des ancres et des systèmes DP (Dynamic Positioning). Selon le type d'appareil de forage utilisé, les sédiments du fond marin pourraient être perturbés lors de l'installation et du retrait des appareils de forage. La gravité de l'impact dépend de l'emplacement du forage ; que les puits soient forés sur le talus continental ou en haute mer.

Le forage sur le talus continental peut entraîner une sédimentation sur le fond marin qui comprend l'enfouissement d'espèces préoccupantes et l'alternance de la taille des sédiments. C'est aussi une des principales causes des glissements de terrain sous-marins. Dans

des zones sensibles telles que celles-ci, des études supplémentaires et des stratégies d'atténuation doivent être envisagées pour déterminer si certaines techniques et/ou technologies peuvent bénéficier de capacités favorables aux activités de forage et de production tout en réduisant les risques à des niveaux aussi bas que raisonnablement réalisables.

L'ampleur de l'impact, la sensibilité des récepteurs et l'évaluation de l'importance de l'impact de chacun des impacts environnementaux identifiés (pour les différents scenarios déjà mentionnés) sur l'eau de mer et les sédiments pendant la phase d'exploration sont résumées dans le

Tableau 5-35.

Tableau 5-35 Évaluation de l'Importance des Impacts sur l'Eau de mer et les Sédiments Pendant la Phase d'Exploration avec les Mesures de Contrôle Existantes en Place

Indicateur d'impact	Scénario	Évaluation de l'ampleur des impacts	Évaluation de la Sensibilité des récepteurs	Évaluation de l'importance
Augmentation des concentrations de polluants dans les sédiments	S1 S2 S3 S4 S5 S6	Surtout s'ils ne sont pas traités, les déblais et fluides de forage à base de pétrole et de synthèse constituent une source majeure de pollution par les sédiments une fois rejetés dans la mer, ce qui explique pourquoi l'utilisation de ces boues est interdite dans de nombreux pays. • Nature préjudiciable • Etendue local (1) • De court-terme (1) • Fréquent (2) • Certain (3) • Nature réversible (1) **Ampleur : Modérée (8)**	Sensibilité : **Elevée**	Majeur
Impacts liés à la sédimentation sur le fond marin/turbidité (enfouissement d'espèces, colmatage du système de filtration et d'absorption des organismes filtreurs (suspensivores), modification de la granulométrie des sédiments, etc.)	S1	Les sources d'impact les plus importantes comprennent la mobilisation et le positionnement des plateformes de forage Tension Leg et SPAR, les activités de dragage pour les installations de support, les opérations de forage de puits et les déblais de forage et le déversement de fluides sur le talus continental, entraînant la perte d'espèces endémiques et rares. • Nature préjudiciable • Etendue local (1) • De court-terme (1) • Fréquent (2) • Certain (3) • Nature réversible (1) **Ampleur : Modérée (8)**	Sensibilité : **Elevée**	Majeur
	S2	Les principales sources d'impact comprennent la mobilisation et le positionnement des plateformes de forage Tension Leg et SPAR, les activités de dragage pour les installations de soutien, les opérations de forage de puits sur le talus continental et en haute mer et les déblais de forage et le déversement de fluides sur le talus continental.		

Indicateur d'impact	Scénario	Évaluation de l'ampleur des impacts	Évaluation de la Sensibilité des récepteurs	Évaluation de l'importance
		• Nature préjudiciable • Etendue local (1) • De court-terme (1) • Fréquent (2) • Certain (3) • Nature réversible (1) **Ampleur : Modérée (8)**		
	S3 S4 S5	La mobilisation et le positionnement des plateformes de forage Tension Leg et SPAR, les activités de dragage pour les installations de support, les opérations de forage de puits et les déblais de forage et le rejet de fluides constituent les principales sources de sédimentation et entraînent la perte de ressources endémiques et rares espèces. • Nature préjudiciable • Etendue local (1) • De court-terme (1) • Fréquent (2) • Certain (3) • Nature réversible (1) **Ampleur : Modérée (8)**		
	S6	La mobilisation et le positionnement des plateformes de forage Tension Leg et SPAR, les activités de dragage pour les installations de support, les opérations de forage de puits et les déblais de forage et le rejet de fluides constituent les principales sources de sédimentation et entraînent la perte de ressources endémiques et rares espèces. • Nature préjudiciable • Etendue local (1) • De court-terme (1) • Fréquent (2) • Certain (3) • Nature réversible (1) **Ampleur : Modérée (8)**	Sensibilité : **Elevée**	Majeur
Modification des caractéristiques chimiques	S1	Le rejet à la mer de déblais et de fluides de forage à base d'eau et d'huile/synthétique et d'éventuels déversements de produits chimiques et de carburant du navire peuvent altérer les propriétés chimiques de l'eau.	Sensibilité : **Elevée**	Modéré

Indicateur d'impact	Scénario	Évaluation de l'ampleur des impacts	Évaluation de la Sensibilité des récepteurs	Évaluation de l'importance
de l'eau de mer attribuée aux activités pétrolières et gazières		• Nature préjudiciable • Etendue local (1) • De court-terme (1) • Fréquent (2) • Probable (2) • Nature réversible (1) **Ampleur : Mineur (7)**		
	S2	Le rejet de déblais et de fluides de forage à base d'eau dans la mer, que ce soit en profondeur ou près de la surface, peut avoir un impact significatif sur les caractéristiques de l'eau de mer. • Nature préjudiciable • Etendue local (1) • De court-terme (1) • Fréquent (2) • Certain (3) • Nature réversible (1) **Ampleur : Modérée (8)**	Sensibilité : **Elevée**	Majeur
	S3 S4 S5 S6	Les principales sources de pétrole affectant négativement les caractéristiques de l'eau de mer comprennent le rejet de déblais et de fluides de forage à base d'eau et de pétrole/synthétique dans la mer profonde ou sur le talus continental. • Nature préjudiciable • Etendue local (1) • De court-terme (1) • Fréquent (2) • Certain (3) • Nature réversible (1) **Ampleur : Modérée (8)**	Sensibilité : **Elevée**	Majeur

Indicateur d'impact	Scénario	Évaluation de l'ampleur des impacts	Évaluation de la Sensibilité des récepteurs	Évaluation de l'importance
Occurrence de glissements de terrain sous-marins et impacts connexes (tsunamis, modification de la taille des particules de sédiments) dus aux activités pétrolières et gazières	S1 S2 S3 S4 S5 S6	La seule source d'impact est liée aux opérations de forage de puits sur le talus continental, qui peuvent déclencher de graves glissements de terrain sous-marins et affecter fortement les sédiments au fond de la mer. • Nature préjudiciable • Etendue Régional (2) • Long-terme (2) • Fréquent (2) • Peu Probable (1) • Nature réversible (1) **Ampleur : Modérée (8)**	Sensibilité : **Elevée**	Majeur

5.4.3.4 Mesures d'Atténuation Proposées

Tableau 5-36 Mesures d'Atténuation Proposées pour les Impacts sur l'eau de Mer et les Sédiments Pendant la Phase d'Exploration

Indicateur d'impact	Source d'impact	Mesures d'atténuation proposées
Augmentation des concentrations de polluants dans les sédiments	✓ Rejet de déblais et de fluides de forage à base d'eau dans la mer ✓ Rejet de déblais et de fluides de forage à base de pétrole/synthétique dans la mer ✓ Rejets d'effluents ✓ Activités de dragage pour les ports et les installations de soutien à terre ✓ Évacuation de gaz et d'huile ✓ Déversements de carburant et de produits chimiques ✓ Collisions, accidents de transport et de stockage et perte de stabilité	✓ Définir des valeurs limites de rejet d'eaux usées conformément aux meilleures pratiques de l'industrie, les intégrer dans la réglementation environnementale du Sénégal et faire respecter la conformité par les opérateurs pétroliers et gaziers. ✓ Les opérateurs doivent suivre les recommandations de gestion des déchets. ✓ Traitement terrestre des déblais et des déchets provenant des opérations de dragage et interdire leur rejet en mer. ✓ Gestion des eaux produites et des eaux usées avec un traitement, un rejet et une surveillance appropriés conformément à la réglementation. ✓ Utilisation de rideaux de limon permettant aux matières en suspension de se déposer avant le retrait des rideaux. ✓ Augmenter les capacités opérationnelles. ✓ S'assurer que l'équipement et les processus essentiels à la sécurité sont en place et opérationnels avant le début des activités de forage. ✓ Organisez des formations et des exercices, par exemple des exercices d'intervention en cas de catastrophe, afin que toute l'équipe soit prête à travailler ensemble en cas de déversement.

Indicateur d'impact	Source d'impact	Mesures d'atténuation proposées
		✓ Les opérateurs doivent préparer un plan de gestion des produits chimiques comprenant la manipulation, le stockage, le transport et l'intervention en cas d'accident. ✓ Le stockage des produits chimiques doit suivre les normes internationales en matière d'emballage et d'étiquetage des produits (GHS, CLP). ✓ Le transport de produits chimiques doit satisfaire aux exigences des conventions et normes internationales. ✓ Soutenir le développement de projets intersectoriels de gestion des déchets ✓ Préparer des plans d'intervention en cas de déversement ✓ Adopter les meilleures pratiques en matière de gestion des risques et de prévention des déversements. Appliquer les normes de prévention de la pollution convenues au niveau national et régional ✓ Ratifier les conventions de l'OMI concernant l'intervention en cas de déversement
Impacts liés à la sédimentation sur le fond marin/turbidité (enfouissement d'espèces, colmatage du système de filtration et d'absorption des organismes filtreurs (suspensivores), modification de la granulométrie des sédiments, etc.)	✓ Mobilisation et positionnement à la place de la plateforme de forage (Tension Leg Platforms & SPAR-Single Point Anchor Reservoir) ✓ Mobilisation et positionnement à la place de la plateforme de forage (Drill Ships & Semi-Submersible Platforms) ✓ Activités de dragage pour les ports et les installations de soutien à terre ✓ Forage de puits dans le talus continental / plateau ✓ Forage de puits en haute mer ✓ Déversement de déblais et de fluides de forage dans le talus continental ✓ Déversement de déblais et de fluides de forage en haute mer	✓ Évaluation des restrictions de période de l'année sur les opérations dans l'EIE pour traiter les stades de vie sensibles des espèces importantes dans chaque zone de projet proposée, et mobiliser et positionner les plateformes et forer pendant les saisons non productives. ✓ Traitement terrestre des déblais et des déchets provenant des opérations de dragage et interdire leur rejet en mer. ✓ Utilisation de rideaux de limon permettant aux matières en suspension de se déposer avant le retrait des rideaux. ✓ Interdiction de forer sur le talus/plateau continental. ✓ Si le forage sur le talus/plateau continental est inévitable, obtenir les autorisations nécessaires et mener des évaluations écotoxicologiques détaillées pour évaluer les niveaux de risque. ✓ Les opérateurs doivent suivre les recommandations de gestion des déchets.
Modification des caractéristiques chimiques de l'eau de mer attribuée aux activités pétrolières et gazières	✓ Rejet de déblais et de fluides de forage à base d'eau dans la mer ✓ Rejet de déblais et de fluides de forage à base de pétrole/synthétique dans la mer ✓ Rejet des effluents ✓ Évacuation de gaz et d'huile ✓ Déversements de carburant et de produits chimiques	✓ Définir des valeurs limites de rejet d'eaux usées conformément aux meilleures pratiques de l'industrie, les intégrer dans la réglementation environnementale du Sénégal et faire respecter la conformité par les opérateurs pétroliers et gaziers. ✓ Les opérateurs doivent suivre les recommandations de gestion des déchets. ✓ Traitement des fluides effluents avant rejet conformément aux exigences de MARPOL. ✓ Gestion des eaux produites et des eaux usées avec un traitement, un rejet et une surveillance appropriés conformément à la réglementation.

Indicateur d'impact	Source d'impact	Mesures d'atténuation proposées
	✓ Collisions, accidents de transport et de stockage et perte de stabilité	✓ Augmenter les capacités opérationnelles. ✓ Organisez des formations et des exercices, par exemple des exercices d'intervention en cas de catastrophe, afin que toute l'équipe soit prête à travailler ensemble en cas de déversement. ✓ Utiliser des dispersants d'hydrocarbures approuvés et autorisés dans les interventions en cas de déversement d'hydrocarbures. ✓ S'assurer que l'équipement et les processus essentiels à la sécurité sont en place et opérationnels avant le début des activités de forage. ✓ Les opérateurs doivent préparer un plan de gestion des produits chimiques comprenant la manipulation, le stockage, le transport et l'intervention en cas d'accident. ✓ Soutenir le développement de projets intersectoriels de gestion des déchets. ✓ Contribuer à réduire le taux d'acidification des océans et soutenir des programmes tels que la « Blue Carbon Initiative » qui vise à protéger les écosystèmes côtiers qui séquestrent et stockent le carbone. ✓ Préparer des plans d'intervention en cas de déversement ✓ Adopter les meilleures pratiques en matière de gestion des risques et de prévention des déversements. Appliquer les normes de prévention de la pollution convenues au niveau national et régional ✓ Ratifier les conventions de l'OMI concernant l'intervention en cas de déversement
Occurrence de glissements de terrain sous-marins et impacts connexes (tsunamis, modification de la taille des particules de sédiments) dus aux activités pétrolières et gazières	✓ Forage de puits sur le talus continental	✓ Interdiction de forer sur le talus continental. ✓ Si le forage sur le talus/plateau continental est inévitable, obtenir les autorisations nécessaires et mener des évaluations écotoxicologiques détaillées pour évaluer les niveaux de risque.

5.4.3.5 Évaluation des Impacts Résiduels

Les impacts résiduels sur l'eau de mer et les sédiments pendant la phase d'exploration avec les mesures d'atténuation existantes et supplémentaires en place sont résumés dans le Tableau 5-37.

Tableau 5-37 Évaluation de l'Importance des Impacts Résiduels sur l'Eau de Mer et les Sédiments Pendant la Phase d'Exploration

Indicateur d'impact		Scénario	Évaluation de l'ampleur des impacts	Évaluation de la Sensibilité des récepteurs	Évaluation de la Sensibilité des récepteurs
Augmentation des concentrations de polluants dans les sédiments	Avec mesures de contrôle prévues	S1 S2 S3 S4 S5 S6	• Nature préjudiciable • Etendue local (1) • De court-terme (1) • Fréquent (2) • Certain (3) • Nature réversible (1) **Ampleur : Modérée (8)**	Sensibilité : **Elevée**	Majeur
	Avec les mesures de contrôle prévues et les mesures d'atténuation supplémentaires proposées		• Nature préjudiciable • Etendue local (1) • De court-terme (1) • Peu Fréquent (1) • Certain (3) • Nature réversible (1) **Ampleur : Mineur (7)**	Sensibilité : **Elevée**	**Modéré**
Impacts liés à la sédimentation sur le fond marin/turbidité	Avec mesures de contrôle prévues	S1 S2 S3 S4 S5 S6	• Nature préjudiciable • Etendue local (1) • De court-terme (1) • Fréquent (2) • Certain (3) • Nature réversible (1) **Ampleur : Modérée (8)**	Sensibilité : **Elevée**	Majeur
	Avec les mesures de contrôle prévues et les mesures d'atténuation supplémentaires proposées	S1 S2 S3	• Nature préjudiciable • Etendue local (1) • De court-terme (1) • Peu Fréquent (1) • Certain (3) • Nature réversible (1) **Ampleur : Mineur (7)**	Sensibilité : **Elevée**	**Modéré**
Modification des caractéristiques chimiques de l'eau de mer attribuée aux activités	Avec mesures de contrôle prévues	S1	• Nature préjudiciable • Etendue local (1) • De court-terme (1) • Fréquent (2) • Probable (2) • Nature réversible (1) **Ampleur : Mineur (7)**	Sensibilité : **Elevée**	Modéré

Indicateur d'impact		Scénario	Évaluation de l'ampleur des impacts	Évaluation de la Sensibilité des récepteurs	Évaluation de la Sensibilité des récepteurs
pétrolières et gazières	Avec les mesures de contrôle prévues et les mesures d'atténuation supplémentaires proposées		• Nature préjudiciable • Etendue local (1) • De court-terme (1) • Peu Fréquent (1) • Probable (2) • Nature réversible (1) **Ampleur : Mineure (6)**	Sensibilité : **Elevée**	Modéré
	Avec mesures de contrôle prévues	S2 S3 S4 S5 S6	• Nature préjudiciable • Etendue local (1) • De court-terme (1) • Fréquent (2) • Certain (3) • Nature réversible (1) **Ampleur : Modérée (8)**	Sensibilité : **Elevée**	Majeur
	Avec les mesures de contrôle prévues et les mesures d'atténuation supplémentaires proposées		• Nature préjudiciable • Etendue local (1) • De court-terme (1) • Peu Fréquent (1) • Probable (2) • Nature réversible (1) **Ampleur : Mineure (6)**	Sensibilité : **Elevée**	Modéré
Occurrence de glissements de terrain sous-marins et impacts connexes (tsunamis, modification de la taille des particules de sédiments) dus aux activités pétrolières et gazières	Avec mesures de contrôle prévues	S1 S2 S3 S4 S5 S6	• Nature préjudiciable • Etendue Régionale (2) • Long-terme (2) • Fréquent (2) • Peu Probable (1) • Nature réversible (1) **Ampleur : Modérée (8)**	Sensibilité : **Elevée**	Majeur
	Avec les mesures de contrôle prévues et les mesures d'atténuation supplémentaires proposées		**Aucune mesure d'atténuation supplémentaire ne peut être prévue.**		

5.4.4 Impacts sur le Milieu Biologique Marin

5.4.4.1 Impacts Potentiels

Tableau 5-38 Impacts de la phase d'exploration sur le milieu biologique marin

Indicateur d'impact	Sources d'impacts (Activités)	Sources d'impact cumulées
Changements dans l'abondance, le statut et la densité des mammifères marins et les tortues de mer	✓ Présence physique de la plateforme de forage, y compris le bruit et la lumière ✓ Bruit généré lors du forage de puits ✓ Rejet de déblais et de fluides de forage à base d'eau et d'huile/synthétique dans la mer ✓ Décharge d'effluent ✓ Collisions et bruit générés par le mouvement du navire de soutien et le transport de produits chimiques/déchets ✓ Collisions et bruit générés lors de l'exportation de déblais et de fluides de forage ✓ Évacuation de gaz et d'huile ✓ Déversements de carburant et de produits chimiques ✓ Mouvement d'hélicoptère	✓ Déchets domestiques et industriels rejetés en mer. ✓ Présence physique et bruit générés par les mouvements des navires et des navires en mer. ✓ Rejets et déversements des navires d'expédition. ✓ Pêche à la dynamite et utilisation explosive. ✓ Activités de pêche aux oiseaux marins.
Changements dans la diversité et la domination des espèces pélagiques		
Changement dans l'abondance, de l'état, de la richesse et de la densité du benthos phyto et zoo	✓ Mobilisation et positionnement à la place de la plateforme de forage (Tension Leg Platforms & SPAR-Single Point Anchor Reservoir et Drill Ships & Semi-Submersible Platforms) ✓ Forage de puits dans le talus continental et en haute mer ✓ Réinjection des déblais et fluides de forage ✓ Rejet de déblais et de fluides de forage à base d'eau et d'huile/synthétique et des effluents dans la mer ✓ Activités de dragage pour les ports et les installations de soutien à terre ✓ Évacuation de gaz et d'huile ✓ Déversements de carburant et de produits chimiques ✓ Perte de stabilité ✓ Déversements de carburant et de produits chimiques	
Changements dans la composition de la population de phyto et de zooplancton		
Changements dans l'abondance, le statut et la densité des oiseaux de mer	✓ Présence physique de la plateforme de forage ✓ Mouvement d'hélicoptère ✓ Évacuation de gaz et d'huile ✓ Déversements de carburant et de produits chimiques ✓ Rejet de déblais et de fluides de forage à base d'eau/Rejet à la mer ✓ Rejet de déblais et fluides de forage à base de pétrole/synthétique/Rejet en mer	
Introduction d'espèces envahissantes due aux activités pétrolières et gazières	✓ Rejet des effluents et eaux de ballast ✓ Encrassement biologique sur les navires de forage, les plateformes mobiles et les navires de service	
Pourcentage de la superficie des habitats marins sensibles/protégés touchés par les activités	✓ Mobilisation et positionnement à la place de la plateforme de forage (Tension Leg Platforms & SPAR-Single Point Anchor Reservoir et Drill Ships & Semi-Submersible Platforms) ✓ Forage de puits dans le talus continental et en haute mer	

Indicateur d'impact	Sources d'impacts (Activités)	Sources d'impact cumulées
pétrolières et gazières	✓ Déversement de déblais et de fluides de forage à base d'eau et de pétrole/synthétique sur le talus continental et en haute mer ✓ Activités de dragage pour les ports et les installations de soutien à terre ✓ Évacuation de gaz et d'huile ✓ Déversements de carburant et de produits chimiques ✓ Perte de stabilité	

5.4.4.2 Mesures de contrôle existantes

Cf. 5.3.4.2.

5.4.4.3 Évaluation des Impacts

Pendant les opérations de forage, un niveau de bruit important, généralement continu et de basse fréquence, est induit par l'action du trépan lui-même lorsqu'il se déplace à travers les strates du fond marin, le train de forage et la colonne montante une fois mis en place. Le bruit le plus élevé et le plus efficace est cependant lié à la mobilisation et au positionnement des plateformes de forage, au mouvement des navires de soutien et de ravitaillement et à proximité des activités de dragage de la côte.

1. *Mobilisation et positionnement des plateformes de forage*

Les niveaux sonores provenant des installations offshores dépendront du type de plateforme adoptée. Les plateformes ancrées et flottantes génèrent généralement plus de son que les plateformes fixes en raison de l'utilisation d'hélices et de propulseurs pour maintenir la position. Le tableau ci-dessous compare le niveau de bruit et les largeurs de bande générés par les navires de forage, les semi-submersibles et les plateformes fixes au cours de différentes activités à des fins de comparaison.

Tableau 5-39 Niveaux Sonores Mesurés à Partir de Différents Types de Plateformes de Forage Pendant les Périodes de Forage et de Non-Forage

Type de Source	Activité	Niveau de bruit de la source	Largeur de bande (kHz)
Navire de forage	Enregistrement	125 dB (rms) ré 1μPa @ 170 m	0,02 – 1
	Forage	195 dB (rms) ré 1μPa à 1 m	0,001 – 1,39
Semi-submersible	Actif - Pas de forage	117 dB (rms) ré 1μPa @ 125 m	0,01 – 10
	Forage*	115 dB (rms) ré 1μPa @ 405 m	0,01 – 10
Plateformes fixes	Forage	162 dB (rms) ré 1μPa à 1 m	0,01 – 10

**Sur une plateforme semi-submersible, les machines de forage et les générateurs sont situés sur des plateformes solides au-dessus de l'eau, où le son est perdu lorsqu'il se transmet à travers l'air et la structure de flottaison de la plateforme (Richardson et al, 1995).*

2. Navires de soutien et de ravitaillement

Les navires utilisés pour soutenir les activités offshores et alimenter les plateformes de forage sont également une source importante de pollution acoustique. Le bruit de ces sources

provient des moteurs, des engrenages et des hélices. Les navires se déplaçant vers le site peuvent généralement produire plus de bruit que les navires stationnaires en raison du bruit de cavitation des hélices. Dans certaines situations où un navire de ravitaillement est amené à ravitailler une plateforme de forage, le bateau devra maintenir sa position le long de la plateforme par un positionnement dynamique qui ajoute le bruit généré par les propulseurs à la liste précédente. Le niveau de bruit moyen émis par le mouvement des navires de soutien varie entre 160 et 195 dB pour une largeur de bande de 0,1 à 10 Hz.

Les hélicoptères volant à basse altitude chargés du transfert de personnel peuvent également augmenter les niveaux sonores sous-marins localisés puisque le bruit créé par les pales du rotor et le tuyau d'échappement devrait être directement réfléchi sur la surface de la mer.

3. Activités de dragage

Activités de dragage impliquent l'enlèvement de matériaux et de sédiments du fond marin et l'élimination des déblais dans des zones intactes plus profondes. Les activités sont sonores avec un niveau de bruit moyen compris entre 168 et 186 dB pour une bande passante de 0,1 Hz-1 kHz fortement détectée par les animaux marins.

Le bruit généré par les activités de dragage ne constitue pas le seul impact sur le milieu marin, mais de telles opérations adoptées sur le plateau et le talus continentaux connus pour les niveaux de productivité et de biodiversité élevés, pourraient entraîner la perte d'espèces d'intérêt et de préoccupation mondiales.

Les mammifères marins sont très vulnérables aux activités génératrices de bruit mentionnées précédemment. En général, l'impact attendu dépend :

- Niveaux de bruit ambiant : une combinaison de sons dans la mer produits par des sources naturelles telles que les vents, les vagues et l'océan, les courants, la pluie et d'autres sons anthropiques générés par le trafic aérien et la navigation.
- La puissance de la source sonore et le niveau de bruit : qui dépend de la source elle-même. Le niveau de bruit à la source généré par les activités de forage varie généralement entre 160 et 195 dB avec une largeur de bande comprise entre 200 et 300 Hz (Review and Assessment of Underwater Sound Produced from Oil and Gas Sound Activities and Potential Reporting Requirements under the Marine Strategy Framework Directive, 2011).
- Les conditions de transmission sonore du milieu récepteur,
- La proximité des animaux au bruit par rapport à leur capacité à détecter ces fréquences sonores : dépend du type d'animal, de l'âge, du sexe, de l'habitat, des variations individuelles et de l'accoutumance antérieure au bruit (Richardson *et al,* 1995).

Une autre source d'influence élevée est les déversements possibles de produits chimiques et d'hydrocarbures, le rejet d'effluents et de déblais et de fluides de forage. La gravité de la situation augmente si le rejet se produit dans des zones de biodiversité et de photosynthèse. En fait, la mer peut être divisée en 3 régions :

- **Plateforme continentale :** pour une profondeur comprise entre 0 et 200 m. La région est considérée comme une zone de productivité et de photosynthèse.

- **Glissement continental :** pour des profondeurs entre 200 et 1200m - 1500m y compris les canyons. La région est considérée comme une zone de haute biodiversité et agit comme une autoroute des nutriments entre le plateau continental et la mer profonde.
- **Mer profonde :** pour une profondeur au-delà de 1200-1500m. La région est caractérisée par l'absence de lumière et une biodiversité très spécifique.

Ce dernier montre que si le déversement se produit sur le plateau et le talus continentaux, la perte d'espèces de Plancton et de Benthos peut être anticipée. Outre le rejet, les communautés existantes peuvent être affectées lors du retrait de la plateforme de forage, si la plateforme était ancrée.

L'ampleur de l'impact, la sensibilité des récepteurs et l'évaluation de l'importance de l'impact de chacun des impacts environnementaux identifiés sur le milieu biologique marin pendant la phase d'exploration sont résumées dans Tableau 5-40.

Tableau 5-40 Évaluation de l'Importance des Impacts sur l'Environnement Biologique Marin Pendant la Phase d'Exploration avec les Mesures de Contrôle Existantes en Place

Indicateur d'impact	Scénario	Évaluation de l'ampleur des impacts	Évaluation de la Sensibilité des récepteurs	Évaluation de l'importance
Changements dans l'abondance, le statut et la densité des mammifères marins et les tortues de mer	S1	Le bruit généré par le forage des puits et les déversements de produits chimiques et de carburant sont considérés comme les deux principales sources d'impact influençant la densité et l'abondance des mammifères et tortues marins et les espèces pélagiques. D'autres sources comprennent les déblais de forage à base d'eau ou de pétrole/synthétique et les rejets d'effluents dans la mer. • Nature préjudiciable • Etendue local (1) • De court-terme (1) • Fréquent (2) • Certain (3) • Nature réversible (1) **Ampleur : Modérée (8)**	Sensibilité : **Elevée**	Majeur
Changements dans la diversité et la domination des espèces pélagiques	S2	Le bruit généré par le forage des puits et les déversements de produits chimiques et de carburant sont considérés comme les deux principales sources d'impact influençant la densité et l'abondance des mammifères, tortues marins et les espèces pélagiques. D'autres sources comprennent les déblais de forage à base d'eau ou de pétrole/synthétique et les rejets d'effluents dans la mer et le bruit généré par le mouvement des navires de soutien.		Majeur
	S3			
	S4			
	S5			

Indicateur d'impact	Scénario	Évaluation de l'ampleur des impacts	Évaluation de la Sensibilité des récepteurs	Évaluation de l'importance
	S6	• Nature préjudiciable • Etendue local (1) • De court-terme (1) • Fréquent (2) • Certain (3) • Nature réversible (1) **Ampleur : Modérée (8)**		
Modifications de l'abondance, de l'état, de la richesse et de la densité du benthos phyto et zoo	S1	Outre l'impact de la mobilisation et du positionnement des navires de forage et des plateformes semi-submersibles, le rejet de déblais et de fluides de forage à base de pétrole/synthétique dans la mer et les déversements de produits chimiques et de carburant. Les activités de dragage constituent la source d'impact la plus importante sur la densité du Benthos. • Nature préjudiciable • Etendue local (1) • De court-terme (1) • Fréquent (2) • Certain (3) • Nature réversible (1) **Ampleur : Modérée (8)**	Sensibilité : **Elevée**	Majeur
	S2 S3 S4 S5 S6	Les activités de dragage sont la source d'impact la plus importante. Les autres sources comprennent la mobilisation et le positionnement des navires de forage, des semi-submersibles, des jambes de tension et des plateformes SPAR, les opérations de forage de puits, le rejet de déblais et de fluides de forage à base de pétrole/synthétique dans la mer et les déversements de produits chimiques et de carburant. • Nature préjudiciable • Etendue local (1) • De court-terme (1) • Fréquent (2) • Certain (3) • Nature réversible (1) **Ampleur : Modérée (8)**	Sensibilité : **Elevée**	Majeur
Changements dans la composition de la population de phyto et de zooplancton	S1	Le rejet de déblais et de fluides de forage à base de pétrole/synthétique dans la mer et les déversements de carburant et de produits chimiques sont considérés comme les sources d'impact les plus importantes. • Nature préjudiciable • Etendue local (1) • De court-terme (1) • Fréquent (2) • Certain (3) • Nature réversible (1) **Ampleur : Modérée (8)**	Sensibilité : **Elevée**	Majeur

Indicateur d'impact	Scénario	Évaluation de l'ampleur des impacts	Évaluation de la Sensibilité des récepteurs	Évaluation de l'importance
	S2 S3 S4 S5 S6	La principale source d'impact est les rejets d'effluents qui contiennent des polluants et des métaux lourds. D'autres sources comprennent le rejet de déblais et de fluides de forage à base de pétrole/synthétique dans la mer et les déversements de carburant et de produits chimiques. • Nature préjudiciable • Etendue local (1) • De court-terme (1) • Fréquent (2) • Certain (3) • Nature réversible (1) **Ampleur : Modérée (8)**	Sensibilité : **Elevée**	Majeur
Changements dans l'abondance, le statut et la densité des oiseaux de mer	S1 S2 S3 S4 S5 S6	Les déversements possibles de produits chimiques et de carburant sont considérés comme la source d'influence la plus importante sur la densité et l'abondance des oiseaux de mer. Les mouvements d'hélicoptères et les éruptions de gaz et de pétrole peuvent également avoir une influence significative sur l'indicateur. • Nature préjudiciable • Etendue local (1) • De court-terme (1) • Fréquent (2) • Probable (2) • Nature réversible (1) **Ampleur : Mineure (7)**	Sensibilité : **Elevée**	Modéré
Tendance d'introduction d'espèces envahissantes	S1 S2 S3 S4 S5 S6	Les seules sources d'influence sont le rejet d'effluents et le rejet d'eau de ballast. • Nature préjudiciable • Etendue local (1) • De court-terme (1) • Fréquent (2) • Certain (3) • Nature réversible (1) **Ampleur : Modérée (8)**	Sensibilité : **Elevée**	Majeur
Pourcentage de la superficie des habitats marins sensibles/protégés touchés par les activités pétrolières et gazières	S1	Les sources d'impact les plus importantes comprennent le forage de puits dans le talus continental et le rejet de déblais et de fluides de forage à base d'eau et de pétrole/synthétique sur le talus continental, entraînant la perte d'espèces endémiques et d'autres espèces préoccupantes à l'échelle mondiale. Les éruptions de gaz et de pétrole peuvent également être considérées comme d'importantes sources d'influence.	Sensibilité : **Elevée**	Majeur

Indicateur d'impact	Scénario	Évaluation de l'ampleur des impacts	Évaluation de la Sensibilité des récepteurs	Évaluation de l'importance
		• Nature préjudiciable • Etendue local (1) • De court-terme (1) • Fréquent (2) • Certain (3) • Nature réversible (1) **Ampleur : Modérée (8)**		
	S2 S3 S4 S5 S6	Outre l'impact de la mobilisation et du positionnement des plateformes Tension Leg et SPAR, le forage de puits en haute mer, le rejet de déblais et de fluides de forage à base d'eau et de pétrole/synthétique sur le talus continental et l'éruption de gaz et de pétrole, les opérations de forage de puits menées sur le talus continental constituent la source d'impact la plus importante. • Nature préjudiciable • Etendue local (1) • De court-terme (1) • Fréquent (2) • Certain (3) • Nature réversible (1) **Ampleur : Modérée (8)**	Sensibilité : **Elevée**	Majeur

5.4.4.4 Mesures d'Atténuation Proposées

Tableau 5-41 Mesures d'Atténuation Proposées pour les Impacts sur le Milieu Biologique Marin Pendant la Phase d'Exploration

Indicateur d'impact	Source d'impact	Mesures d'atténuation proposées
Changements dans l'abondance, le statut et la densité des mammifères marins et les tortues de mer Changements dans la diversité et la domination des espèces pélagiques	✓ Présence physique de la plateforme de forage ✓ Bruit généré lors du forage de puits ✓ Rejet de déblais et de fluides de forage à base d'eau dans la mer ✓ Rejet de déblais et de fluides de forage à base de pétrole/synthétique dans la mer ✓ Rejet des effluents ✓ Collisions et bruit générés par le mouvement du navire de soutien et le transport de produits chimiques/déchets ✓ Collisions et bruit générés lors de l'exportation de déblais et de fluides de forage ✓ Évacuation de gaz et d'huile ✓ Déversements de carburant et de produits chimiques	✓ Ratifier les conventions de l'OMI concernant l'intervention en cas de déversement ✓ Intégrer les principes et considérations de conservation de la biodiversité et des services écosystémiques dans les systèmes de gestion d'entreprise. Coordonner les programmes avec les stratégies et plans d'action nationaux pour la biodiversité ✓ Transférer et partager les connaissances sur le milieu marin et les technologies associées. Assurer une coordination avec les organismes de recherches sur la biodiversité du Sénégal et d'autres parties prenantes. ✓ Interdire les activités dans les habitats classés critiques selon la norme SFI NP6. En cas d'autorisation et d'obtention de permis pour activités dans les habitats critiques, suivre et respecter la hiérarchie de mitigation de la NP6. Pour des impacts inévitables sur des habitats naturels et critiques, adopter une approche Pas de perte nette et/ou Gain Net d'habitat. ✓ Mettre en œuvre les mesures suivantes pour réduire les nuisances sonores : • Grands rideaux à bulles d'air[6] • Petit rideau à bulles d'air[7] • Écran d'atténuation du bruit[8] • Obus BEKA[9] • Mettre en œuvre un Protocole de surveillance acoustique passive pour faciliter la détection d'espèces de mammifères marins pendant les périodes de visibilité limitée ou d'obscurité. • Protocole de démarrage progressif : Les émissions sonores doivent commencer à faible puissance, augmenter progressivement jusqu'à ce que la pleine puissance soit atteinte. • Utilisation de dispositifs d'atténuation acoustique (DMA) avant le début des travaux, le DMA devrait être utilisée pour chasser des groupes ou des individus de mammifères marins. ✓ Les opérateurs doivent suivre les recommandations de gestion des déchets dans la section 7.1.4

[6] Un système qui produit des bulles d'air sous l'eau brisant la propagation des ondes sonores
[7] Un petit rideau de bulles peut être personnalisé et placé beaucoup plus près du grand rideau de bulles, il peut être constitué d'un cadre rigide placé autour de la source. Plusieurs configurations sont possibles.
[8] Un écran à double couche rempli d'air et de bulles.
[9] Double paroi acier avec rideaux à bulles intérieur et extérieur et découplage acoustique

Indicateur d'impact	Source d'impact	Mesures d'atténuation proposées
		✓ Optimiser les trajets et les itinéraires de voyage lors du transport de produits chimiques et de déchets ✓ Le transport de produits chimiques doit satisfaire aux exigences des conventions et normes internationales, y compris le Code des marchandises dangereuses maritimes internationales IMDG (International Maritime Dangerous Goods) pour les marchandises dangereuses. ✓ Les études d'EIE doivent détailler la procédure à adopter lors du transport de marchandises dangereuses par mer pour prévenir le déversement accidentel de produits chimiques et intervenir en cas d'accident. ✓ S'assurer que l'équipement et les processus essentiels à la sécurité sont en place et opérationnels avant le début du forage. ✓ Les opérateurs doivent préparer un plan de gestion des produits chimiques comprenant la manipulation, le stockage, le transport et l'intervention en cas d'accident. ✓ Soutenir le développement de projets intersectoriels de gestion des déchets ✓ Préparer des plans d'intervention en cas de déversement ✓ Adopter les meilleures pratiques en matière de gestion des risques et de prévention des déversements. Appliquer les normes de prévention de la pollution convenues au niveau national et régional
Modifications de l'abondance, de l'état, de la richesse et de la densité du benthos phyto et zoo	✓ Mobilisation et positionnement à la place de la plateforme de forage (Tension Leg Platforms & SPAR-Single Point Anchor Reservoir) ✓ Mobilisation et positionnement à la place de la plateforme de forage (Drill Ships & Semi-Submersible Platforms) ✓ Forage de puits dans le talus continental et en haute mer ✓ Réinjection des déblais et fluides de forage ✓ Rejet de déblais et de fluides de forage à base d'eau dans la mer ✓ Rejet de déblais et de fluides de forage à base de pétrole/synthétique dans la mer ✓ Activités de dragage pour les ports et les installations de soutien à terre	✓ Ratifier les conventions de l'OMI concernant l'intervention en cas de déversement ✓ Évaluation des restrictions de période de l'année sur les opérations dans l'EIE pour traiter les stades de vie sensibles des espèces importantes dans chaque zone de projet proposée. Et mobilisez, positionnez les plateformes de forage et forez pendant la saison non productive. ✓ Les opérateurs doivent suivre les recommandations de gestion des déchets dans la section 7.1.4 ✓ Utilisation de rideaux de limon permettant aux matières en suspension de se déposer avant le retrait des rideaux. ✓ Augmenter les capacités opérationnelles ✓ Organisez des formations et des exercices, par exemple des exercices d'intervention en cas de catastrophe, afin que toute l'équipe soit prête à travailler ensemble en cas de déversement. ✓ S'assurer que l'équipement et les processus essentiels à la sécurité sont en place et opérationnels avant le début du forage ✓ Les opérateurs doivent préparer un plan de gestion des produits chimiques comprenant la manipulation, le stockage, le transport et l'intervention en cas d'accident. ✓ Soutenir le développement de projets intersectoriels de gestion des déchets

Indicateur d'impact	Source d'impact	Mesures d'atténuation proposées
	✓ Évacuation de gaz et d'huile ✓ Déversements de carburant et de produits chimiques ✓ Perte de stabilité	✓ Préparer des plans d'intervention en cas de déversement ✓ Adopter les meilleures pratiques en matière de gestion des risques et de prévention des déversements. Appliquer les normes de prévention de la pollution convenues au niveau national et régional
Changements dans la composition de la population de phyto et de zooplancton	✓ Présence physique de la plateforme de forage ✓ Rejet de déblais et de fluides de forage à base d'eau dans la mer ✓ Rejet de déblais et de fluides de forage à base de pétrole/synthétique dans la mer ✓ Rejet des effluents ✓ Évacuation de gaz et d'huile ✓ Déversements de carburant et de produits chimiques	✓ Les opérateurs doivent suivre les recommandations de gestion des déchets dans la section 7.1.4 ✓ Traitement des fluides effluents avant rejet. ✓ Augmenter les capacités opérationnelles ✓ Organisez des formations et des exercices, par exemple des exercices d'intervention en cas de catastrophe, afin que toute l'équipe soit prête à travailler ensemble en cas de déversement. ✓ S'assurer que l'équipement et les processus essentiels à la sécurité sont en place et opérationnels avant le début du forage ✓ Les opérateurs doivent préparer un plan de gestion des produits chimiques comprenant la manipulation, le stockage, le transport et l'intervention en cas d'accident. ✓ Soutenir le développement de projets intersectoriels de gestion des déchets ✓ Préparer des plans d'intervention en cas de déversement ✓ Adopter les meilleures pratiques en matière de gestion des risques et de prévention des déversements. Appliquer les normes de prévention de la pollution convenues au niveau national et régional ✓ Ratifier les conventions de l'OMI concernant l'intervention en cas de déversement
Changements dans l'abondance, le statut et la densité des oiseaux de mer	✓ Présence physique de la plateforme de forage ✓ Mouvement d'hélicoptère ✓ Évacuation de gaz et d'huile ✓ Déversements de carburant et de produits chimiques	✓ Optimiser et réduire le nombre de trajets en hélicoptère. ✓ Augmenter les capacités opérationnelles ✓ Organisez des formations et des exercices, par exemple des exercices d'intervention en cas de catastrophe, afin que toute l'équipe soit prête à travailler ensemble en cas de déversement. ✓ S'assurer que l'équipement et les processus essentiels à la sécurité sont en place et opérationnels avant le début du forage ✓ Les opérateurs doivent préparer un plan de gestion des produits chimiques comprenant la manipulation, le stockage, le transport et l'intervention en cas d'accident. ✓ Ratifier les conventions de l'OMI concernant l'intervention en cas de déversement. ✓ Intégrer les principes et considérations de conservation de la biodiversité et des services écosystémiques dans les systèmes de gestion d'entreprise. Coordonner les programmes avec les stratégies et plans d'action nationaux pour la biodiversité

Indicateur d'impact	Source d'impact	Mesures d'atténuation proposées
Tendance d'introduction d'espèces envahissantes	✓ Rejet des effluents et eaux de ballast	✓ Établir des restrictions strictes concernant le rejet d'eau de ballast. ✓ Veiller au respect de la Convention sur les eaux de ballast.
Pourcentage de la superficie des habitats marins sensibles/protégés touchés par les activités pétrolières et gazières	✓ Mobilisation et positionnement à la place de la plateforme de forage (Tension Leg Platforms & SPAR-Single Point Anchor Reservoir) ✓ Mobilisation et positionnement à la place de la plateforme de forage (Drill Ships & Semi-Submersible Platforms) ✓ Forage de puits dans le talus continental ✓ Forage de puits en haute mer ✓ Rejet de déblais et de fluides de forage à base d'eau sur le talus continental ✓ Déversement de déblais et de fluides de forage à base d'eau en haute mer ✓ Déversement de déblais et de fluides de forage à base de pétrole/synthétique sur le talus continental ✓ Déversement de déblais et de fluides de forage à base de pétrole/synthétique en haute mer ✓ Activités de dragage pour les ports et les installations de soutien à terre ✓ Évacuation de gaz et d'huile ✓ Déversements de carburant et de produits chimiques ✓ Perte de stabilité	✓ Établir une zone tampon autour des zones protégées/zones proposées pour la protection et y interdire les activités. Les zones tampons doivent être déterminées dans les études d'EIE. ✓ Le forage et la production dans les zones protégées sont interdits. ✓ Respect des plans de gestion des aires protégées. ✓ Établir un code de conduite pour opérer à proximité des zones protégées et sensibles. ✓ Évaluation des restrictions de période de l'année sur les opérations dans l'EIE pour traiter les stades de vie sensibles des espèces importantes dans chaque zone de projet proposée. ✓ Interdiction de forer sur le talus continental. ✓ Si le forage sur le talus/plateau continental est inévitable, obtenir les autorisations nécessaires et mener des évaluations écotoxicologiques détaillées pour évaluer les niveaux de risque et obtenir l'approbation du ministère de l'Environnement. ✓ Les opérateurs doivent suivre les recommandations de gestion des déchets dans la section 7.1.4 ✓ Traitement terrestre des déblais et des déchets provenant des opérations de dragage et interdire leur rejet en mer. ✓ Utilisation de rideaux de limon permettant aux matières en suspension de se déposer avant le retrait des rideaux. ✓ Augmenter les capacités opérationnelles ✓ Organisez des formations et des exercices, par exemple des exercices d'intervention en cas de catastrophe, afin que toute l'équipe soit prête à travailler ensemble en cas de déversement. ✓ S'assurer que l'équipement et les processus essentiels à la sécurité sont en place et opérationnels avant le début du forage ✓ Les opérateurs doivent préparer un plan de gestion des produits chimiques comprenant la manipulation, le stockage, le transport et l'intervention en cas d'accident. ✓ Ratifier les conventions de l'OMI concernant l'intervention en cas de déversement

5.4.4.5 Évaluation des Impacts Résiduels

Les impacts résiduels sur l'environnement biologique marin pendant la phase d'exploration avec les mesures d'atténuation existantes et supplémentaires en place sont résumés dans le Tableau 5-42.

Tableau 5-42 Évaluation de l'Importance des Impacts Résiduels sur le Milieu Biologique Marin Pendant la Phase d'Exploration

Indicateur d'Impact		Scénario	Évaluation de l'ampleur des impacts	Évaluation de la Sensibilité des récepteurs	Évaluation de l'Importance
Changements dans l'abondance, le statut et la densité des mammifères marins et les tortues de mer	Avec mesures de contrôle prévues	S1 S2 S3 S4 S5 S6	• Nature préjudiciable • Etendue local (1) • De court-terme (1) • Fréquent (2) • Certain (3) • Nature réversible (1) **Ampleur : Modérée (8)**	Sensibilité : **Elevée**	Majeur
	Avec les mesures de contrôle prévues et les mesures d'atténuation supplémentaires proposées	S1 S2 S3 S4 S5 S6	• Nature préjudiciable • Etendue local (1) • De court-terme (1) • Peu Fréquent (1) • Probable (2) • Nature réversible (1) **Ampleur : Mineure (6)**	Sensibilité : **Elevée**	Modéré
Changements dans la diversité et la domination des espèces pélagiques	Avec mesures de contrôle prévues	S1 S2 S3 S4 S5 S6	• Nature préjudiciable • Etendue local (1) • De court-terme (1) • Fréquent (2) • Certain (3) • Nature réversible (1) **Ampleur : Modérée (8)**	Sensibilité : **Elevée**	Majeur
	Avec les mesures de contrôle prévues et les mesures d'atténuation supplémentaires proposées	S1 S2 S3 S4 S5 S6	• Nature préjudiciable • Etendue local (1) • De court-terme (1) • Peu Fréquent (1) • Probable (2) • Nature réversible (1) **Ampleur : Mineure (6)**	Sensibilité : **Elevée**	Modéré

Indicateur d'Impact		Scénario	Évaluation de l'ampleur des impacts	Évaluation de la Sensibilité des récepteurs	Évaluation de l'Importance
Modifications de l'abondance, de l'état, de la richesse et de la densité du benthos phyto et zoo	Avec mesures de contrôle prévues	S1 S2 S3 S4 S5 S6	• Nature préjudiciable • Etendue local (1) • De court-terme (1) • Fréquent (2) • Certain (3) • Nature réversible (1) **Ampleur : Modérée (8)**	Sensibilité : **Elevée**	Majeur
	Avec les mesures de contrôle prévues et les mesures d'atténuation supplémentaires proposées	S1 S2 S3 S4 S5 S6	• Nature préjudiciable • Etendue local (1) • De court-terme (1) • Peu Fréquent (1) • Probable (2) • Nature réversible (1) **Ampleur : Mineure (6)**	Sensibilité : **Elevée**	Modéré
Changements dans la composition de la population de phyto et de zooplancton	Avec mesures de contrôle prévues	S1 S2 S3 S4 S5 S6	• Nature préjudiciable • Etendue local (1) • De court-terme (1) • Fréquent (2) • Certain (3) • Nature réversible (1) **Ampleur : Modérée (8)**	Sensibilité : **Elevée**	Majeur
	Avec les mesures de contrôle prévues et les mesures d'atténuation supplémentaires proposées	S1 S2 S3 S4 S5 S6	• Nature préjudiciable • Etendue local (1) • De court-terme (1) • Peu Fréquent (1) • Probable (2) • Nature réversible (1) **Ampleur : Mineure (6)**	Sensibilité : **Elevée**	Modéré

Indicateur d'Impact		Scénario	Évaluation de l'ampleur des impacts	Évaluation de la Sensibilité des récepteurs	Évaluation de l'Importance
Changements dans l'abondance, le statut et la densité des oiseaux de mer	Avec mesures de contrôle prévues	S1 S2 S3 S4 S5 S6	• Nature préjudiciable • Etendue local (1) • De court-terme (1) • Fréquent (2) • Probable (2) • Nature réversible (1) **Ampleur : Mineure (7)**	Sensibilité : **Elevée**	Modéré
	Avec les mesures de contrôle prévues et les mesures d'atténuation supplémentaires proposées	S1 S2 S3 S4 S5 S6	• Nature préjudiciable • Etendue local (1) • De court-terme (1) • Peu Fréquent (1) • Peu Probable (1) • Nature réversible (1) **Ampleur : Négligeable (5)**	Sensibilité : **Elevée**	Mineur
Tendance d'introduction d'espèces envahissantes	Avec mesures de contrôle prévues	S1 S2 S3 S4 S5 S6	• Nature préjudiciable • Etendue local (1) • De court-terme (1) • Fréquent (2) • Certain (3) • Nature réversible (1) **Ampleur : Modérée (8)**	Sensibilité : **Elevée**	Majeur
	Avec les mesures de contrôle prévues et les mesures d'atténuation supplémentaires proposées	S1 S2 S3 S4 S5 S6	• Nature préjudiciable • Etendue local (1) • De court-terme (1) • Fréquent (2) • Probable (2) • Nature réversible (1) **Ampleur : Mineure (7)**	Sensibilité : **Elevée**	Modéré

Indicateur d'Impact		Scénario	Évaluation de l'ampleur des impacts	Évaluation de la Sensibilité des récepteurs	Évaluation de l'Importance
Pourcentage de la superficie des habitats marins sensibles/protégés touchés par les activités pétrolières et gazières	Avec mesures de contrôle prévues	S1 S2 S3 S4 S5 S6	• Nature préjudiciable • Etendue local (1) • De court-terme (1) • Fréquent (2) • Certain (3) • Nature réversible (1) **Ampleur : Modérée (8)**	Sensibilité : **Elevée**	Majeur
	Avec les mesures de contrôle prévues et les mesures d'atténuation supplémentaires proposées	S1 S2 S3 S4 S5 S6	• Nature préjudiciable • Etendue local (1) • De court-terme (1) • Fréquent (2) • Probable (2) • Nature réversible (1) **Ampleur : Mineure (7)**	Sensibilité : **Elevée**	Modéré

5.4.5 Impacts sur l'Environnement Côtier

5.4.5.1 Impacts Potentiels

Tableau 5-43 Impacts de la Phase d'Exploration sur l'Environnement Côtier

Indicateur d'impact	Sources d'impacts (Activités)	Sources d'impact cumulées
Pourcentage de la superficie des habitats côtiers sensibles affectés par les impacts liés aux activités en offshore	✓ Mouvement du navire de soutien et transport des produits chimiques/déchets ✓ Activités de dragage pour les ports et les installations de soutien à terre ✓ Évacuation de gaz et d'huile ✓ Déversements de carburant et de produits chimiques	✓ Déchets domestiques et industriels rejetés en mer. ✓ Présence physique et bruit générés par la présence et les mouvements des navires en mer. ✓ Rejets et déversements des navires d'expédition. ✓ Pêche à la dynamite et utilisation explosive.

5.4.5.2 Principales mesures de contrôle existantes

Cf. 5.3.5.2.

5.4.5.3 Évaluation des Impacts

Toutes les activités pétrolières et gazières offshore nécessitent des ports et des installations de soutien à terre qui sont généralement construits près de la côte. Avant cela, la mer près de la côte doit être draguée et les déblais sont généralement rejetés dans la mer. S'ils sont rejetés près de la côte et sans traitement préalable, ces déchets peuvent, en plus d'altérer les propriétés des sédiments et de l'eau de mer, affecter négativement les habitats côtiers sensibles.

Semblable à la façon dont les déblais de dragage ainsi que les déchets domestiques et de forage et les produits chimiques sont transportés vers les installations à terre, d'autres produits chimiques, fluides et fournitures nécessaires sont livrés à la plateforme de forage. Le transport est généralement effectué à l'aide de navires de soutien et de ravitaillement fonctionnant avec des moteurs à carburant et diesel. Les mouvements du navire étant concentrés près du rivage, un impact important sur les habitats côtiers peut être anticipé. L'effet peut provenir non seulement du mouvement des navires eux-mêmes, mais également d'éventuels déversements de carburant et de produits chimiques dus à une fuite. Une autre source de déversements est liée aux éruptions de gaz et d'huile qui se produisent en raison des différences de pression. Les incidents ont lieu au puits de forage mais peuvent atteindre la côte en raison des fortes vagues et des courants.

L'ampleur de l'impact, la sensibilité des récepteurs et l'évaluation de l'importance de l'impact de chacun des impacts environnementaux identifiés sur l'environnement côtier pendant la phase d'exploration sont résumées dans le Tableau 5-44.

Tableau 5-44 Évaluation de l'Importance des Impacts sur l'Environnement Côtier Pendant la Phase d'Exploration avec les Mesures de Contrôle Existantes en Place

Indicateur d'impact	Scénario	Évaluation de l'ampleur des impacts	Évaluation de la Sensibilité des récepteurs	Évaluation de l'importance
Pourcentage de la superficie des habitats côtiers sensibles affectés par les impacts liés aux activités en offshore	S1	Les activités de dragage et les déversements de produits chimiques et de carburant sont considérés comme la principale source d'impact. • Nature préjudiciable • Etendue Régional (2) • De court-terme (1) • Fréquent (2) • Probable (2) • Nature réversible (1) **Ampleur : Modérée (8)**	Sensibilité : **Elevée**	Majeur
	S2 S3	En plus des activités de dragage et des déversements de produits chimiques et de carburant, l'impact du mouvement des navires de soutien pour le transport des produits chimiques et des déchets est supposé être négatif. • Nature préjudiciable • Etendue Régional (2) • De court-terme (1) • Fréquent (2) • Probable (2) • Nature réversible (1) **Ampleur : Modérée (8)**	Sensibilité : **Elevée**	Majeur
	S4 S5 S6	Les activités mentionnées ci-dessus sont plus intenses et plus multiples ce qui augmente la probabilité d'accidents, de déversements et d'impacts négatifs. • Nature préjudiciable • Etendue Régional (2) • De court-terme (1) • Fréquent (2) • Probable (2) • Nature réversible (1) **Ampleur : Modérée (8)**	Sensibilité : **Elevée**	Majeur

5.4.5.4 Mesures d'Atténuation Proposées

Tableau5-45 Mesures d'Atténuation Proposées pour les Impacts sur l'Environnement Côtier Pendant la Phase d'Exploration

Indicateur d'impact	Source d'impact	Mesures d'atténuation proposées
Pourcentage de la superficie des habitats côtiers	✓ Mouvement du navire de soutien et transport des produits chimiques/déchets	✓ Optimiser les trajets et les itinéraires de voyage lors du transport de produits chimiques et de déchets ✓ Le transport de produits chimiques doit satisfaire aux exigences des conventions et normes internationales, y compris le Code des marchandises dangereuses

Indicateur d'impact	Source d'impact	Mesures d'atténuation proposées
sensibles affectés par les impacts liés aux activités en offshore		maritimes internationales IMDG (International Maritime Dangerous Goods) pour les marchandises dangereuses. ✓ Les études d'EIE doivent détailler la procédure à adopter lors du transport de marchandises dangereuses par mer pour prévenir le déversement accidentel de produits chimiques et intervenir en cas d'accident.
	✓ Activités de dragage pour les ports et les installations de soutien à terre	✓ Traitement terrestre des déblais et des déchets provenant des opérations de dragage et interdire leur rejet en mer. ✓ Utilisation de rideaux de limon permettant aux matières en suspension de se déposer avant le retrait des rideaux. ✓ Élimination des déblais et des déchets provenant des opérations de dragage au-delà du plateau continental.
	✓ Évacuation de gaz et d'huile	✓ Augmenter les capacités opérationnelles ✓ Préparer des plans d'intervention en cas de déversement. ✓ Adopter les meilleures pratiques en matière de gestion des risques et de prévention des déversements. Appliquer les normes de prévention de la pollution convenues au niveau national et régional ✓ Organiser des formations et des exercices, par exemple des exercices d'intervention, afin que toute l'équipe soit prête à travailler ensemble en cas de déversement. ✓ S'assurer que l'équipement et les processus essentiels à la sécurité sont en place et opérationnels avant le début du forage ✓ Les opérateurs doivent préparer un plan de gestion des produits chimiques comprenant la manipulation, le stockage, le transport et l'intervention en cas d'accident.
	✓ Déversements de carburant et de produits chimiques	

5.4.5.5 Évaluation de l'Impact Résiduel

Les impacts résiduels sur l'environnement côtier pendant la phase d'exploration avec les mesures d'atténuation existantes et supplémentaires en place sont résumés dans le Tableau 5-46.

Tableau 5-46 Évaluation de l'Importance des Impacts Résiduels sur l'Environnement Côtier Pendant la Phase d'Exploration

Indicateur d'Impact		Scénario	Évaluation de l'ampleur des impacts	Évaluation de la Sensibilité des récepteurs	Évaluation de l'Importance
Pourcentage de la superficie des habitats côtiers sensibles affectés par les impacts liés aux activités en offshore	Avec mesures de contrôle prévues	S1 S2 S3 S4 S5 S6	• Nature préjudiciable • Etendue Régional (2) • De court-terme (1) • Fréquent (2) • Probable (2) • Nature réversible (1) **Ampleur : Modérée (8)**	Sensibilité : **Elevée**	Majeur
	Avec les mesures de contrôle prévues et les mesures d'atténuation supplémentaires proposées	S1 S2 S3 S4 S5 S6	• Nature préjudiciable • Etendue local (1) • De court-terme (1) • Peu Fréquent (1) • Probable (2) • Nature réversible (1) **Ampleur : Mineur (6)**	Sensibilité : **Elevée**	Modéré

5.4.6 Impacts sur la pêche

5.4.6.1 Impacts potentiels

Tableau 5-47 Impacts de la phase d'exploration sur les pêches

Indicateur d'impact	Sources d'impacts (Activités)	Sources d'impact cumulées
Changement dans les stocks de poissons et aquatiques et changement dans les concentrations de produits chimiques dans les poissons comestibles attribués au secteur pétrolier et gazier offshore	✓ Présence physique de la plateforme de forage ✓ Déversement de déblais et de fluides de forage à base d'eau et de pétrole/synthétique sur le talus continental et en haute mer ✓ Mouvement du navire de soutien et transport des produits chimiques/déchets ✓ Évacuation de gaz et d'huile ✓ Déversements de carburant et de produits chimiques	✓ Déchets domestiques et industriels rejetés en mer. ✓ Présence physique et bruit générés par les mouvements des navires et des navires en mer. ✓ Rejets et déversements des navires d'expédition. ✓ Pêche à la dynamite et utilisation explosive.
Superficie totale où les activités de pêche sont exclues en raison des activités pétrolières et gazières	✓ Présence physique de la plateforme de forage	
Perte de revenus des pêcheurs due à la zone exclue	✓ Présence physique de la plateforme de forage	

5.4.6.2 Principales Mesures de Contrôle Existantes

Cf. 5.3.6.2.

5.4.6.3 Évaluation des Impacts

Des interférences avec les utilisateurs de la mer en raison de la présence physique de la plateforme, des navires et des équipements sous-marins sont certainement attendues. Pendant la phase de forage, une augmentation de l'activité des navires dans la région est prévue principalement en raison de l'ajout des navires de ravitaillement et de soutien et des hélicoptères nécessaires au transport des marchandises et du personnel vers et depuis la plateforme de forage.

Outre l'impact négatif de la présence physique des navires pétroliers, les plateformes et plateformes pourraient servir dans certains cas de dispositifs de concentration de poissons ayant une influence bénéfique sur les pêcheries et les stocks aquatiques. Un dispositif de concentration de poissons (DCP) est un objet utilisé pour attirer divers poissons d'espèces différentes en mer entraînant une augmentation des captures et des stocks aquatiques. Detolle *et al* (1998) affirment que les captures à La Réunion ont augmenté de 143% sur une période de huit ans suite au déploiement des DCP.

D'autre part, il existe plusieurs facteurs influençant négativement les stocks aquatiques tels que les déblais et les fluides rejetés et les éventuels déversements de produits chimiques et de carburant qui sont très connus pour leurs fortes concentrations en métaux et en polluants. Cette dernière peut entraîner des cas d'asphyxie des poissons et de mortalité par toxicité.

L'ampleur de l'impact, la sensibilité des récepteurs et l'évaluation de l'importance de l'impact de chacun des impacts environnementaux identifiés sur les pêches pendant la phase d'exploration sont résumées dans le Tableau 5-48.

Tableau 5-48 Évaluation de l'Importance des Impacts sur la Pêche Pendant la Phase d'Exploration avec les Mesures de Contrôle Existantes en Place

Indicateur d'impact	Scénario	Évaluation de l'ampleur des impacts	Évaluation de la Sensibilité des récepteurs	Évaluation de l'Importance
Changement dans les stocks de poissons et changement dans les concentrations de produits chimiques dans les poissons comestibles attribués au secteur pétrolier et gazier offshore	S1	Les principales sources d'impact comprennent les rejets de déblais et de fluides de forage à base d'eau dans la mer. • Nature préjudiciable • Etendue Local (1) • De court-terme (1) • Fréquent (2) • Certain (3) • Nature réversible (1) **Ampleur : Modérée (8)**	Sensibilité : **Elevée**	Majeur
	S2	En plus des rejets de déblais et de fluides de forage à base d'eau dans la mer, le mouvement des navires de soutien pour le transport de produits chimiques et de déchets constitue une source principale d'impact. • Nature préjudiciable • Etendue Local (1) • De court-terme (1) • Fréquent (2) • Certain (3) • Nature réversible (1) **Ampleur : Modérée (8)**	Sensibilité : **Elevée**	Majeur
	S3 S4 S5 S6	Le rejet à la mer de déblais et de fluides de forage à base d'eau et d'huile/synthétique et le mouvement des navires de soutien pour le transport de produits chimiques et de déchets peuvent avoir un effet négatif sur les stocks de poissons et aquatiques. L'importance de ces impacts est proportionnelle au niveau d'exploration et au nombre de puits et d'activités effectuées. S3 ayant des impacts plus importants que S2, S4 plus importants que les précédents et S5 encore plus importants. Les activités de S6 sont similaires au S4 sans les développements onshore. • Nature préjudiciable • Etendue régional (2) • De court-terme (1) • Fréquent (2) • Certain (3) • Nature réversible (1) **Ampleur : Modérée (9)**	Sensibilité : **Elevée**	Majeur

Indicateur d'impact	Scénario	Évaluation de l'ampleur des impacts	Évaluation de la Sensibilité des récepteurs	Évaluation de l'Importance
Superficie totale où les activités de pêche sont exclues en raison des activités pétrolières et gazières offshore	S1 S2	La seule source d'impact comprend la présence physique de la plateforme de forage. • Nature préjudiciable • Etendue local (1) • De court-terme (1) • Fréquent (2) • Certain (3) • Nature réversible (1) **Ampleur : Modérée (8)**	Sensibilité : **Moyenne**	Modéré
	S3 S4 S5 S6	La seule source d'impact comprend la présence physique de la plateforme de forage. Mais l'importance est plus élevée dû à l'augmentation du niveau d'exploration et donc à la présence de plus de plateformes, avec S3 < S4 < S5, et S6 similaire à S4 en offshore. • Nature préjudiciable • Etendue local (1) • De court-terme (1) • Fréquent (2) • Certain (3) • Nature réversible (1) **Ampleur : Modérée (8)**	Sensibilité : **Moyenne**	Modéré
Perte de revenus des pêcheurs due à la zone exclue	S1 S2	La seule source d'impact comprend la présence physique de la plateforme de forage. • Nature préjudiciable • Etendue local (1) • De court-terme (1) • Fréquent (2) • Certain (3) • Nature réversible (1) **Ampleur : Modérée (8)**	Sensibilité : **Moyenne**	Moyen
	S3 S4 S5 S6	La seule source d'impact comprend la présence physique de la plateforme de forage. Mais l'importance est plus élevée dû à l'augmentation du niveau d'exploration et donc à la présence de plus de plateformes, avec S3 < S4 < S5, et S6 similaire à S4 en offshore. • Nature préjudiciable • Etendue local (1) • De court-terme (1) • Fréquent (2) • Certain (3) • Nature réversible (1) **Ampleur : Modérée (8)**	Sensibilité : **Moyenne**	Moyen

5.4.6.4 Mesures d'atténuation proposées

Tableau5-49 Mesures d'Atténuation Proposées pour les Impacts sur les Pêches Pendant la Phase d'Exploration

Indicateur d'impact	Source d'impact	Mesures d'atténuation proposées
Changement dans les stocks de poissons et changement dans les concentrations de produits chimiques dans les poissons comestibles attribués au secteur pétrolier et gazier offshore	✓ Présence physique de la plateforme de forage ✓ Déversement de déblais et de fluides de forage à base d'eau sur le talus continental et en haute mer ✓ Déversement de déblais et de fluides de forage à base de pétrole/synthétique sur le talus continental et en haute mer ✓ Mouvement du navire de soutien et transport des produits chimiques/déchets ✓ Évacuation de gaz et d'huile ✓ Déversements de carburant et de produits chimiques	✓ Les opérateurs doivent suivre les recommandations de gestion des déchets dans la section 7.1.4 ✓ Optimiser les trajets et les itinéraires de voyage lors du transport de produits chimiques et de déchets ✓ Le transport de produits chimiques doit satisfaire aux exigences des conventions et normes internationales, y compris le Code des marchandises dangereuses maritimes internationales IMDG (International Maritime Dangerous Goods) pour les marchandises dangereuses. ✓ Les études d'EIE doivent détailler la procédure à adopter lors du transport de marchandises dangereuses par mer pour prévenir le déversement accidentel de produits chimiques et intervenir en cas d'accident. ✓ Augmenter les capacités opérationnelles ✓ Organisez des formations et des exercices, par exemple des exercices d'intervention, afin que toute l'équipe soit prête à travailler ensemble en cas de déversement. ✓ S'assurer que l'équipement et les processus essentiels à la sécurité sont en place et opérationnels avant le début du forage ✓ Surveillance des concentrations chimiques dans les tissus comestibles des poissons et des invertébrés. ✓ Les opérateurs doivent préparer un plan de gestion des produits chimiques comprenant la manipulation, le stockage, le transport et l'intervention en cas d'accident. ✓ Les études de base régionales doivent être menées par des scientifiques/agences de ressources indépendantes dans la mesure du possible avant que toute licence ne soit offerte afin que les ressources sensibles puissent être mieux définies dans chaque bloc ✓ Ratifier les conventions de l'OMI concernant l'intervention en cas de déversement
Superficie totale où les activités de pêche sont exclues en raison des activités pétrolières et gazières offshore	✓ Présence physique de la plateforme de forage	✓ Limiter les zones d'exclusion aux zones de sécurité ✓ Évaluer de manière collaborative la manière dont les opérations proches de l'agriculture de subsistance ou de la production alimentaire à petite échelle (y compris la

Indicateur d'impact	Source d'impact	Mesures d'atténuation proposées
		pêche) peuvent coexister de manière constructive ; ✓ Planifier des infrastructures qui peuvent également profiter à l'agriculture ou à la pêche.
Perte de revenus des pêcheurs due à la zone exclue	✓ Présence physique de la plateforme de forage	✓ Au moment de soumettre un plan de forage pour approbation, les exploitants informent les pêcheurs par l'intermédiaire des associations de pêcheurs. De plus, dans le cas d'un forage bien planifié dans une zone de pêche intensive, les pêcheurs doivent être engagées le plus tôt possible, et de préférence pas moins de 90 jours avant le début prévu du forage.

5.4.6.5 Évaluation des Impacts Résiduels

Les impacts résiduels sur la pêche pendant la phase d'exploration avec les mesures d'atténuation existantes et supplémentaires en place sont résumés dans le Tableau 5-50.

Tableau 5-50 Évaluation de l'Importance des Impacts Résiduels sur les Pêches Pendant la Phase d'Exploration

Indicateur d'Impact		Scenario	Évaluation de l'ampleur des impacts	Évaluation de la Sensibilité des récepteurs	Évaluation de l'Importance
Changement dans les stocks de poissons et changement dans les concentrations de produits chimiques dans les poissons comestibles attribués au secteur pétrolier et gazier offshore	Avec mesures de contrôle prévues	S1 S2	• Nature préjudiciable • Etendue Local (1) • De court-terme (1) • Fréquent (2) • Certain (3) • Nature réversible (1) **Ampleur : Modérée (8)**	Sensibilité : **Elevée**	Majeur
	Avec les mesures de contrôle prévues et les mesures d'atténuation supplémentaires proposées	S1	• Nature préjudiciable • Etendue Local (1) • De court-terme (1) • Peu Fréquent (1) • Peu Probable (1) • Nature réversible (1) **Ampleur : Négligeable (5)**		Mineur
		S2	• Nature préjudiciable • Etendue Local (1) • De court-terme (1) • Peu Fréquent (1) • Probable (2) • Nature réversible (1) **Ampleur : Mineur (6)**		Modéré
	Avec mesures de contrôle prévues	S3 S4 S5 S6	• Nature préjudiciable • Etendue régional (2) • De court-terme (1) • Fréquent (2) • Certain (3) • Nature réversible (1) **Ampleur : Modérée (9)**	Sensibilité : **Elevée**	Majeur
	Avec les mesures de contrôle prévues et les mesures d'atténuation supplémentaires proposées		• Nature préjudiciable • Etendue Local (1) • De court-terme (1) • Fréquent (2) • Probable (2) • Nature réversible (1) **Ampleur : Mineur (7)**		Modéré

Indicateur d'Impact		Scenario	Évaluation de l'ampleur des impacts	Évaluation de la Sensibilité des récepteurs	Évaluation de l'Importance
Superficie totale où les activités de pêche sont exclues en raison des activités pétrolières et gazières offshore	Avec mesures de contrôle prévues	S1 S2 S3 S4 S5 S6	• Nature préjudiciable • Etendue local (1) • De court-terme (1) • Fréquent (2) • Certain (3) • Nature réversible (1) **Ampleur : Modérée (8)**	Sensibilité : **Moyenne**	Modéré
	Avec les mesures de contrôle prévues et les mesures d'atténuation supplémentaires proposées		• Nature préjudiciable • Etendue Local (1) • De court-terme (1) • Peu Fréquent (1) • Probable (2) • Nature réversible (1) **Ampleur : Mineur (6)**		Mineur
Perte de revenus des pêcheurs due à la zone exclue	Avec mesures de contrôle prévues	S1 S2 S3 S4 S5 S6	• Nature préjudiciable • Etendue local (1) • De court-terme (1) • Fréquent (2) • Certain (3) • Nature réversible (1) **Ampleur : Modérée (8)**	Sensibilité : **Moyenne**	Moyen
	Avec les mesures de contrôle prévues et les mesures d'atténuation supplémentaires proposées		• Nature préjudiciable • Etendue Local (1) • De court-terme (1) • Peu Fréquent (1) • Probable (2) • Nature réversible (1) **Ampleur : Mineur (6)**		Mineur

5.4.7 Impacts sur les Niveaux de Bruit Ambiant

5.4.7.1 Impacts potentiels

Tableau 5-51 Effets de la Phase d'Exploration sur les Niveaux de Bruit Ambiant

Indicateur d'impact	Sources d'impacts (Activités)	Sources d'impact cumulées
Niveaux de bruit ambiant mesurés à proximité des installations pétrolières et gazières/activités de soutien dans la zone côtière	✓ Forage de puits ✓ Production d'énergie sur la plateforme ✓ Mouvement des navires de ravitaillement ✓ Mouvement d'hélicoptère ✓ Installations de soutien à terre / fourniture de fournitures ✓ Coup de gaz ✓ Les déversements de pétrole ✓ Déversements de carburant et de produits chimiques ✓ Collisions/ Accidents de transport et de stockage ✓ Perte de stabilité	✓ Activité des autres navires en mer ✓ Transport terrestre ✓ Autres sources de bruit dans la région côtière

5.4.7.2 Principales mesures de contrôle existantes

Cf. 5.3.7.2.

5.4.7.3 Évaluation des impacts

L'ampleur de l'impact, la sensibilité des récepteurs et l'évaluation de l'importance de l'impact de chacun des impacts environnementaux identifiés sur les niveaux de bruit ambiant pendant la phase d'exploration sont résumées dans le Tableau 5-52.

Tableau 5-52 Évaluation de l'importance des impacts sur les niveaux de bruit ambiant pendant la phase d'exploration avec les mesures de contrôle existantes en place

Indicateur d'Impact	Scénario	Évaluation de l'ampleur des impacts	Évaluation de la Sensibilité des récepteurs	Évaluation de l'importance
Niveaux de bruit ambiant mesurés à proximité des installations pétrolières et gazières/activités de soutien dans la zone côtière	S1 S2 S3 S4 S5 S6	Les niveaux de bruit ambiant générés pendant la phase d'exploration par le forage de puits et la production d'électricité ne devraient pas avoir d'impact sur les niveaux de bruit ambiant dans la zone côtière compte tenu de la distance du rivage. Les impacts des activités de soutien sont de courte durée et de faible ampleur et ne devraient pas avoir d'impact notable sur les niveaux de bruit dans la région côtière.	Sensibilité : **Moyenne**	Mineure

Indicateur d'Impact	Scénario	Évaluation de l'ampleur des impacts	Évaluation de la Sensibilité des récepteurs	Évaluation de l'importance
		• Nature préjudiciable • Etendue Local (1) • De court-terme (1) • Fréquent (2) • Probable (2) • Nature réversible (1) **Ampleur : Mineure (7)**		

5.4.7.4 Mesures d'Atténuation Proposées

Aucune mesure d'atténuation supplémentaire n'est proposée.

5.4.7.5 Évaluation des impacts résiduels

Étant donné que les impacts sur les niveaux de bruit ambiant en phase d'exploration sont mineurs et qu'aucune mesure d'atténuation supplémentaire n'est proposée, les impacts résiduels sont de l'importance présentée dans le Tableau 5-52.

5.5 IMPACTS PENDANT LA PHASE DE PRODUCTION OFFSHORE

5.5.1 Identification des impacts en offshore

Les récepteurs environnementaux et socio-économiques susceptibles d'être touchés par les activités de la phase de production sont indiqués dans la matrice d'identification des impacts présentée dans le Tableau 5-53.

Tableau 5-53 Matrice d'identification des impacts - Phase de production

PHASE DE DÉVELOPPEMENT ET DE PRODUCTION																										
Composant / Activité		Environnement physique						Milieu biologique							Autres											
		Qualité de l'air	Changement climatique	Eau de mer	Qualité/Composition des sédiments	Bruit sous-marin	Bruit au-dessus de l'eau	Benthos phyto et zoo	Espèces pélagiques	Phyto et zooplancton	Oiseaux de mer	Mammifères marins et tortues	Habitats marins sensibles	Écologie terrestre et habitats côtiers	Ressources archéologiques et culturelles	Infrastructure	Conditions sociales	Éducation	Crime	Economie générale/industrie/énergie	Pêche	Expédition	Tourisme	Santé	Paysage et agrément visuel
Installation de plateformes	Plateformes de jambe de tension	X	X	X	X	X	X	X	X				X		X	X							X		
	SPAR - Réservoir d'ancrage à point unique	X	X	X	X	X	X	X	X				X		X	X									
	Navires de forage	X	X	X	X	X	X	X	X	X			X		X	X									
	Plateformes semi-submersibles	X	X	X	X	X	X	X	X				X		X	X									
Fonctionnement de la plateforme	Forage de puits unique	X	X	X	X	X	X	X	X				X		X	X		X							
	Forage de plusieurs puits	X	X	X	X	X	X	X	X				X		X	X		X							
	Présence physique de la plateforme							X	X	X	X	X	X								X	X			X
	Torchage et production d'électricité (bruit et émissions atmosphériques)	X	X			X	X					X												X	
	Décharge des déblais et des fluides de forage/Élimination à terre	X	X			X	X					X				X						X			
	Rejet des déblais et fluides de forage/réinjection des déblais	X	X	X	X	X	X	X	X																
	Rejet de déblais et de fluides de forage à base d'eau/Rejet à la mer			X	X			X	X	X		X	X								X			X	
	Rejet de déblais et fluides de forage à base de pétrole/synthétique/Rejet en mer	X	X	X	X			X	X	X		X	X								X			X	
	Décharge des déblais et fluides de forage/Exportation des déchets	X	X			X	X					X										X			
	Eau de Production / Transport et traitement à terre	X	X			X	X					X				X									
	Eau produite / Rejet à la mer			X	X			X	X	X		X	X								X			X	

PHASE DE DÉVELOPPEMENT ET DE PRODUCTION																									
Composant / Activité		Environnement physique						Milieu biologique							Autres										
		Qualité de l'air	Changement climatique	Eau de mer	Qualité/Composition des sédiments	Bruit sous-marin	Bruit au-dessus de l'eau	Benthos phyto et zoo	Espèces pélagiques	Phyto et zooplancton	Oiseaux de mer	Mammifères marins et tortues	Habitats marins sensibles	Écologie terrestre et habitats côtiers	Ressources archéologiques et culturelles	Infrastructure	Conditions sociales	Éducation	Crime	Economie générale/industrie/énergie	Pêche	Expédition	Tourisme	Santé	Paysage et agrément visuel
	Eau de Production / Réinjection	X	X	X	X	X	X	X	X																
	Sable produit / Transport et traitement à terre	X	X			X	X					X				X						X			
	Sable produit / Rejet à la mer			X	X			X	X	X		X	X											X	
	Sable produit / Réinjection	X	X	X	X	X	X	X	X																
	Déchets MRN/ Élimination et traitement à terre	X	X			X	X					X				X						X			
	Déchets MRN/ Export	X	X			X	X					X										X			
	Autres rejets d'effluents (y compris les rejets et déchets courants des navires)			X	X			X	X	X	X	X	X												
	Stockage de produits chimiques en mer																							X	
	Stockage de produits chimiques à terre															X								X	
	Transport de produits chimiques par mer	X	X			X	X					X										X		X	
	Transport de produits chimiques par voie terrestre	X	X																					X	
Les activités de soutien	Mouvement du navire de soutien	X	X			X	X					X		X		X	X					X			
	Mouvement d'hélicoptère	X	X				X				X	X				X									
	Installations de soutien à terre/fourniture de fournitures						X								X	X	X				X				X
Possibilités de développement	Installation du système sous-marin	X	X	X	X	X	X	X	X			X	X	X	X	X									
	Installations de traitement à terre	X	X				X							X	X	X	X	X		X				X	X
	Installations de traitement en mer	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X					X			X	X	X	X	X
	Réseau de transport terrestre													X	X	X	X			X					
Options d'exportation	Exportation de gaz Via le gazoduc arabe (onshore)													X	X	X	X			X					
	Exportation de gaz via les gazoducs turcs (offshore)	X	X	X	X	X	X	X	X				X		X	X	X			X					
	Exportation d'hydrocarbures liquides par tankers	X	X			X	X					X										X		X	

PHASE DE DÉVELOPPEMENT ET DE PRODUCTION																								
Composant / Activité		Environnement physique						Milieu biologique							Autres									
		Qualité de l'air	Changement climatique	Eau de mer	Qualité/Composition des sédiments	Bruit sous-marin	Bruit au-dessus de l'eau	Benthos phyto et zoo	Espèces pélagiques	Phyto et zooplancton	Oiseaux de mer	Mammifères marins et tortues	Habitats marins sensibles	Écologie terrestre et habitats côtiers	Ressources archéologiques et culturelles	Infrastructure	Conditions sociales	Éducation	Crime	Economie générale/industrie/énergie	Pêche	Expédition	Tourisme	Santé	Paysage et agrément visuel
	Terminal méthanier offshore	X	X	X		X	X	X	X	X	X	X	X					X			X	X	X	X	X
	Terminal méthanier à terre	X	X		X		X	X	X					X	X	X	X	X		X				X	X
Événements accidentels	Coup de gaz	X	X	X	X			X	X	X	X	X	X	X		X				X	X	X	X	X	X
	Les déversements de pétrole	X	X	X	X			X	X	X	X	X	X	X	X	X	X			X	X	X	X	X	X
	Déversements de carburant et de produits chimiques	X	X	X	X			X	X	X	X	X	X	X		X				X	X	X	X	X	X
	Collisions/ Accidents de transport et de stockage	X	X	X	X			X	X	X	X	X	X	X	X	X	X			X		X	X	X	
	Perte de stabilité														X		X			X		X	X	X	

5.5.2 Impacts sur la Qualité de l'Air et les Changements Climatiques

5.5.2.1 Impacts potentiels

Tableau 5-54 Impacts de la Phase de Production sur la Qualité de l'air et les Changements Climatiques

Indicateur d'impact	Sources d'impacts (Activités)	Sources d'impact cumulées
Augmentation des concentrations des principaux contaminants atmosphériques et les particules dans les villes côtières en raison des activités pétrolières et gazières offshore Augmentation des émissions de GES du secteur pétrolier et gazier	✓ Production/Transformation ✓ Transport par pipelines ✓ Terminal Gaz naturel liquéfié (GNL) (Offshore/Onshore) ✓ Exportation d'Hydrocarbures liquides via Tankers ✓ Activités de transport et de soutien, y compris le transport de déchets et de produits chimiques ✓ Mouvement d'hélicoptère ✓ Évacuation de gaz et d'huile ✓ Déversements de carburants et de produits chimiques ✓ Émissions fugitives	✓ Activités des navires en mer et à proximité ✓ Émissions du secteur des transports ✓ Polluants générés par le secteur manufacturier et les zones industrielles ✓ Contaminants générés par l'accumulation et la combustion des déchets ✓ Émissions provenant de la production d'électricité

5.5.2.2 Principales mesures de contrôle existantes

Cf. 5.3.2.2.

5.5.2.3 Évaluation des impacts

En générale, pendant la phase de production, les opérations et les activités sont beaucoup plus intenses suggérant une augmentation des émissions de gaz et de contaminants. Les principales sources d'émissions sont attendues de la production d'électricité et d'énergie à la plateforme et aux navires associés, aux véhicules de soutien et aux hélicoptères. L'électricité est également fournie en mer pour tous les équipements utilisés pendant les processus de production et pour les équipements de compression afin que le gaz ou pétrole extrait puisse être transporté à terre. Pendant la combustion, le CO_2 ainsi que les polluants atmosphériques CH_4, notamment le CO, les NOx, les SOx, les PM et d'autres hydrocarbures non brûlés, sont émis dans l'atmosphère à des concentrations élevées contribuant au réchauffement climatique et à la formation de polluants secondaires, par exemple l'ozone troposphérique.

D'autres sources d'émissions impliquent des déversements de produits chimiques et d'hydrocarbures associés à des fuites d'équipements endommagés ou à des déchets de moteurs provenant de plateformes et de navires et navires de transmission ou à des éruptions de gaz et de pétrole. Le risque de déversement accidentel d'hydrocarbures et/ou de produits chimiques dans la mer est l'une des principales préoccupations environnementales associées à l'industrie pétrolière en raison du nombre important d'impacts environnementaux sur la qualité de l'air. Les impacts réels dépendent de nombreux facteurs, notamment le volume et le type de pétrole déversé, ainsi que les conditions maritimes et météorologiques.

Dans le cas de la production de pétrole et de gaz, le torchage et l'évacuation du gaz pour l'éliminer peuvent également être une source d'émissions de gaz. Souvent adoptées comme mesure de sécurité en cas d'urgence, de panne de courant ou d'équipement, ou d'autres

conditions de perturbation de l'usine, les opérations de torchage et de ventilation impliquent l'émission de polluants et de gaz à effet de serre à une concentration extrêmement élevée.

Les sources d'émissions comprendront également les exportations de gaz par pipeline et/ou pétroliers et/ou liquéfaction et les exportations de GNL et activités associées en combinaison avec les opérations de production et de traitement connexes. L'impact, influencé par la quantité d'émissions, dépend fortement de la quantité de pétrole et de gaz produite et transportée. Pour une production limitée, les émissions associées seront significativement faibles et augmenteront progressivement au fur et à mesure que la quantité d'hydrocarbures produits augmentera.

La quantification des émissions a été effectuée sur la base du bilan massique de l'énergie avec la technologie appropriée utilisée à chaque étape tout en intégrant les facteurs d'émissions Ecoinvent 2.0 pour différents scénarios de production. La quantification des émissions a été réalisée pour les scénarios 0 à 6 en tenant compte des hypothèses présentées dans la partie « Méthodologie » (Section 5.2.1).

Les tableaux ci-dessous présentent les émissions des polluants atmosphériques et des GES pour la phase de production du secteur pétro-gazier au Sénégal, respectivement.

Tableau 5.5-1: Emissions des polluants atmosphériques et des GES pour les phases de production de gaz

Emissions (tonnes/an)	CO	NOx	SO_2	COVNM	PM	CO_2	CH_4	N_2O	CO_{2eq}
Scenario 0	13.9	72.4	57.5	3.6	0.1	19510	39.6	0.3	20447
Scenario 1	537.1	3115	7976	453.8	10.2	791830	5281	12.7	906669
Scenario 2	2790	16343	44306	2516	56.7	4132319	29306	65.7	4768100
Scenario 3	3436	20064	53408	3034	68.4	5081865	35334	81.0	5848989
Scenario 4	4021	23479	62509	3551	80.0	5946824	41355	94.8	6844664
Scenario 5	4606	26895	71610	4068	92	6811784	47376	108.6	7840339
Scenario 6	3620	21137	56258	3196	72.0	5353623	37220	85.3	6161690

Tableau 5.5-2 : Emissions de polluants atmosphériques et de GES pour les phases de production de pétrole

Emissions (tonnes/an)	CO	NOx	SO_2	COVNM	PM	CO_2	CH_4	N_2O	CO_{2eq}
Scenario 0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Scenario 1	5068	4226	23.4	8633	147.9	1855051	30789	28.2	2510357
Scenario 2	10137	8452	46.7	17266	295.8	3710103	61577	56.4	5020715
Scenario 3	15126	12619	67.4	25267	441.8	5537140	91814	84.3	7491347
Scenario 4	176244	14703	78.5	29440	514.7	6451645	106978	98.2	8728606
Scenario 5	20122	16787	89.6	33613	588.0	7366151	122141	112.1	9965864
Scenario 6	15862	13232	70.6	26496	463.2	5806481	96280	88.4	7855745

Hormis les scenarios 0 et 1, la production de gaz est responsable de 44% à 49% des émissions de GES. Il est important de noter que le scenario 0 ne comporte pas de production de pétrole et que les émissions de GES venant de la production du gaz constituent 27% pour le scenario

1. L'étape de liquéfaction représente 57% des émissions de GES pour le scenario 1, tandis qu'elle contribue à 63% des émissions des scenarii 2 à 6, sachant que le scenario 0 ne présente pas de liquéfaction dans sa chaine de production.

Comparées aux émissions de la phase d'exploration et même la phase de déclassement qui sera présentée plus tard, les émissions de la phase de production sont les plus importantes dépassant celles de l'exploration d'un facteur allant jusqu'à environ 85 dépendamment du scenario.

On note que ces quantifications sont pour le secteur pétro-gazier global offshore et onshore comme il n'est pas possible de séparer les émissions ni l'étendue de leurs impacts négatifs des zones concernées.

La figure ci-dessous montre que les émissions des GES des scenarii 1 à 6 dépassent la réduction de la CDN en 2030 pour le secteur de l'Energie et que les scenarii 3 à 6 dépassent celle de la CDN+ en 2030 pour ce même secteur.

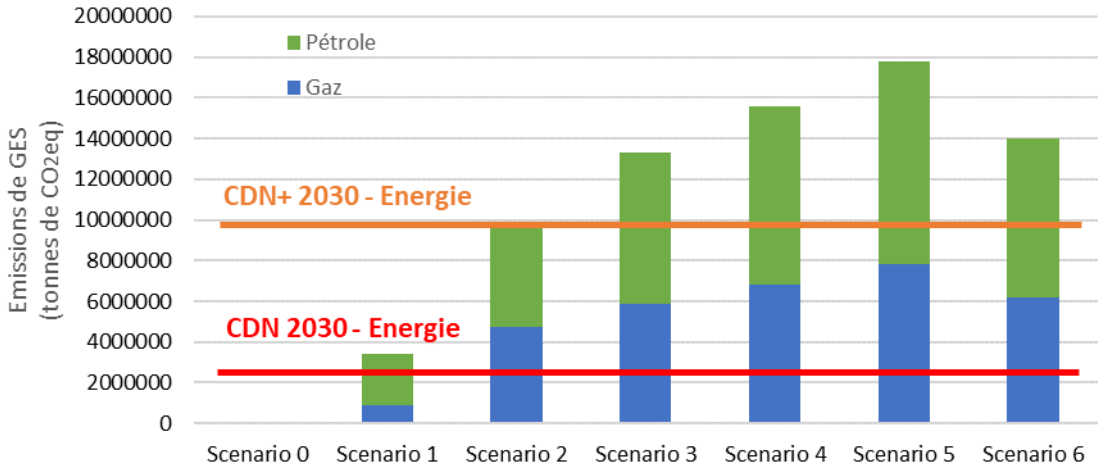


Figure 5.5-1 : Emissions de GES des phases de production pour les différents scénarios étudiés

L'ampleur de l'impact, la sensibilité des récepteurs et l'évaluation de l'importance de l'impact de chacun des impacts environnementaux identifiés sur la qualité de l'air et le changement climatique pendant la phase de production sont résumées dans le Tableau 5-55.

Tableau 5-55 Évaluation de l'Importance des Impacts sur la Qualité de l'Air et le Changement Climatique Pendant la Phase de Production avec Mesures de Contrôle Existantes en Place

Indicateur d'impact	Scénario	Évaluation de l'ampleur des impacts	Évaluation de la Sensibilité des récepteurs	Évaluation de l'importance
Augmentation des concentrations des principaux contaminants atmosphériques dans les villes côtières en raison des activités pétrolières et gazières offshore	S2	L'ampleur des émissions est faible, mais la durée de l'impact est à long terme compte tenu de la nature à long terme des activités de production. • Nature préjudiciable • Etendue Local (1) • Long-terme (2) • Fréquent (2) • Certain (3) • Nature réversible (1) **Ampleur : Modérée (9)**	Sensibilité : **Moyenne**	Modéré
	S3	L'ampleur des émissions est modérée et la durée de l'impact est à long terme compte tenu de la nature à long terme des activités de production. • Nature préjudiciable • Etendue Local (1) • Long-terme (12) • Fréquent (2) • Certain (3) • Nature réversible (1) **Ampleur : Modérée (9)**	Sensibilité : **Moyenne**	Modéré
	S4	L'ampleur des émissions est modérée et la durée de l'impact est à long terme compte tenu de la nature à long terme des activités de production. • Nature préjudiciable • Etendue Local (1) • Long-terme (12) • Fréquent (2) • Certain (3) • Nature réversible (1) **Ampleur : Modérée (9)**	Sensibilité : **Moyenne**	Modéré
	S5	L'ampleur des émissions est modérée et la durée de l'impact est à long terme compte tenu de la nature à long terme des activités de production. • Nature préjudiciable • Etendue Local (1) • Long-terme (12) • Fréquent (2) • Certain (3) • Nature réversible (1) **Ampleur : Modérée (9)**	Sensibilité : **Moyenne**	Modéré
	S6	L'ampleur des émissions est modérée et la durée de l'impact est à long terme compte tenu de la nature à long terme des activités de production.	Sensibilité : **Moyenne**	Modéré

Indicateur d'impact	Scénario	Évaluation de l'ampleur des impacts	Évaluation de la Sensibilité des récepteurs	Évaluation de l'importance
		• Nature préjudiciable • Etendue Local (1) • Long-terme (12) • Fréquent (2) • Certain (3) • Nature réversible (1) **Ampleur : Modérée (9)**		
Augmentation des émissions de GES du secteur pétrolier et gazier	S2	De faibles émissions de GES avec un impact global, une durée à long terme et un effet irréversible • Nature préjudiciable • Etendue International (3) • De long-terme (2) • Fréquent (2) • Certain (3) • Irréversible (2) **Ampleur : Majeure (12)**	Sensibilité : **Moyenne**	Majeur
	S3	Émissions modérées de GES avec un impact global, une durée à long terme et un effet irréversible • Nature préjudiciable • Etendue International (3) • De long-terme (2) • Fréquent (2) • Certain (3) • Irréversible (2) **Ampleur : Majeure (12)**	Sensibilité : **Moyenne**	Majeur
	S4	Émissions modérées de GES avec un impact global, une durée à long terme et un effet irréversible. • Nature préjudiciable • Etendue International (3) • De long-terme (2) • Fréquent (2) • Certain (3) • Irréversible (2) **Ampleur : Majeure (12)**	Sensibilité : **Moyenne**	Majeur
	S5	Émissions modérées de GES avec un impact global, une durée à long terme et un effet irréversible. • Nature préjudiciable • Etendue International (3) • De long-terme (2) • Fréquent (2) • Certain (3) • Irréversible (2) **Ampleur : Majeure (12)**	Sensibilité : **Moyenne**	Majeur
	S6	Émissions modérées de GES avec un impact global, une durée à long terme et un effet irréversible. • Nature préjudiciable • Etendue International (3) • De long-terme (2) • Fréquent (2) • Certain (3) • Irréversible (2) **Ampleur : Majeure (12)**	Sensibilité : **Moyenne**	Majeur

5.5.2.4 Mesures d'atténuation proposées

Tableau5-56 Mesures d'Atténuation Proposées pour les Impacts sur la Qualité de l'Air et les Changements Climatiques Pendant la Phase de Production

Indicateur d'impact	Mesures d'atténuation proposées
Augmentation des concentrations des principaux contaminants atmosphériques dans les villes côtières en raison des activités pétrolières et gazières offshore Augmentation des émissions de GES du secteur pétrolier et gazier	✓ Veiller à l'application des meilleures techniques disponibles (MTD), telles que l'installation d'unité de récupération des vapeurs pour capter le gaz émit durant la production de pétrole qui pourra être détourné pour la vente ou utilisé pour répondre aux besoins énergétiques des installations, cette technique peut aussi être utilisée pour éliminer le torchage (sauf en cas d'urgence extrême), la réduction des émissions des turbines à gaz peut se faire en récupérant l'excès de chaleur pour produire de l'électricité (turbine à vapeur), ainsi que des suivis réguliers pour détecter les fuites et réparer te maintenir les équipements. Cela nécessite une formation appropriée des personnels sur les MTD applicables à l'industrie pétrolière et gazière et l'examen de la démonstration des MTD dans les études d'EIE. ✓ Utilisation de diesel vert au lieu de gasoil marin lorsque cela est techniquement possible ; le diesel vert a une teneur en soufre nettement inférieure ✓ Mettre en œuvre les meilleures pratiques de l'industrie en matière d'efficacité énergétique dans l'exploitation et la production. ✓ Des mesures d'efficacité énergétique doivent être prises lors du processus de sélection des plateformes, des navires de soutien et des hélicoptères. ✓ Contrôler et réduire les émissions fugitives dans la conception, l'exploitation et la maintenance des installations offshore grâce à la sélection de vannes, brides, raccords et joints appropriés ✓ Conformité aux réglementations de l'USEPA (United States Envrironmental Protection Agency) concernant la détection et la réparation des fuites à savoir : 40 CFR Part 60 Subpart OOOO ; 40 CFR Part 60 Subpart OOOOa, et la règle finale : Federal Register Vol.81 No. 107, 3 juin 2016, EPA 40 CFR Part 60 (Secteur du pétrole et du gaz naturel : Normes d'émission pour les sources nouvelles, reconstruites et modifiées) ✓ Vérifier régulièrement les fuites avec les dernières technologies et agissez rapidement ✓ Les opérateurs doivent compenser une partie de leurs émissions lors de la production (15 % est recommandé au minimum) ; une telle compensation pourrait être effectuée en finançant directement des projets d'énergie renouvelable et des initiatives d'efficacité énergétique, le reboisement (ou l'amélioration des puits de carbone) et/ou en contribuant à des fonds locaux ou toute combinaison de ce qui précède ; si les plans de développement conduisent à des émissions excessives de GES affectant négativement les engagements nationaux du Sénégal, alors les plans de compensation devraient compenser les émissions supplémentaires de manière à garantir la réalisation des objectifs inconditionnels de réduction des émissions fixés par le gouvernement ✓ Fournir une énergie d'un coût abordable pour la consommation domestique : l'accès peut être rendu possible en reflétant le coût réel de l'énergie de manière transparente, en tirant le meilleur parti des actifs déjà en place et en recherchant les options les moins coûteuses. ✓ Les démonstrations de réduction des émissions de GES sont obligatoires dans le cadre des études d'impact sur l'environnement (démontrant que les émissions

Indicateur d'impact	Mesures d'atténuation proposées
	de GES ont été réduites au maximum possible avant que les coûts supplémentaires de réduction des émissions ne deviennent excessifs) ✓ Créer un cadre politique / réglementaire qui soutient le développement de sources d'énergie à faibles émissions de GES. ✓ Déclaration des émissions de GES comme composante obligatoire inclue dans les rapports d'activité périodiques qui doivent être soumis par les exploitants pour chaque phase d'activité du secteur au gouvernement dans le cadre des exigences réglementaires du secteur DPG. ✓ Veiller à ce que les concepts d'efficacité énergétique soient intégrés dans la conception, l'exploitation et la maintenance des installations de production ✓ Envisager l'introduction de l'utilisation des technologies d'énergie renouvelable dans les activités de production. ✓ Promouvoir des projets gouvernementaux de séquestration géologique du dioxyde de carbone à grande échelle. ✓ Travailler avec les gouvernements, les universités et la société civile pour promouvoir les technologies de soutien, telles que la séquestration géologique du dioxyde de carbone à grande échelle, afin de contribuer à la réalisation des engagements du Sénégal en matière d'émissions de GES. ✓ A plus long terme, et au fur et à mesure de la disponibilité des champs de production, des initiatives de captage et de séquestration du carbone devraient être envisagées dans le cadre de leurs plans de développement et de production. ✓ Développer une stratégie d'accès à l'énergie à long terme qui soit cohérente avec l'objectif de renforcer la réponse mondiale au changement climatique. ✓ Développer les interconnexions régionales pour les énergies renouvelables et l'accès au gaz naturel. ✓ Assurer la résilience au changement climatique des installations et des infrastructures et mettre en œuvre des stratégies d'adaptation et de gestion. ✓ Minimiser les émissions de GES en adoptant les meilleures pratiques en matière d'efficacité énergétique, de réduction des émissions de torchage et fugitives et en minimisant les émissions de méthane.

5.5.2.5 Évaluation des impacts résiduels

Les impacts résiduels sur la qualité de l'air et le changement climatique pendant la phase de production avec les mesures d'atténuation existantes et supplémentaires en place sont résumés dans le Tableau 5-57.

Tableau 5-57 Évaluation de l'Importance des Impacts Résiduels sur la Qualité de l'Air et le Changement Climatique Pendant la Phase de Production

Indicateur d'Impact		Scenario	Évaluation de l'ampleur des impacts	Évaluation de la Sensibilité des récepteurs	Évaluation de l'Importance
Augmentation des concentrations des principaux contaminants atmosphériques dans les villes côtières en raison des activités pétrolières offshore	Avec mesures de contrôle prévues	S2	• Nature préjudiciable • Etendue Local (1) • Long-terme (2) • Fréquent (2) • Certain (3) • Nature réversible (1) **Ampleur : Modérée (9)**	Sensibilité : **Moyenne**	Modéré
	Avec les mesures de contrôle prévues et les mesures d'atténuation supplémentaires proposées		• De nature préjudiciable • Etendue local (1) • Long-terme (2) • Peu fréquent (1) • Probable (2) • Nature réversible (1) **Ampleur : Mineure (7)**		Mineur
	Avec mesures de contrôle prévues	S3	• Nature préjudiciable • Etendue Local (1) • Long-terme (12) • Fréquent (2) • Certain (3) • Nature réversible (1) **Ampleur : Modérée (9)**	Sensibilité : **Moyenne**	Modéré
	Avec les mesures de contrôle prévues et les mesures d'atténuation supplémentaires proposées		• De nature préjudiciable • Etendue local (1) • Long-terme (2) • Peu fréquent (1) • Probable (2) • Nature réversible (1) **Ampleur : Mineure (7)**		Mineur

Indicateur d'Impact		Scenario	Évaluation de l'ampleur des impacts	Évaluation de la Sensibilité des récepteurs	Évaluation de l'Importance
	Avec mesures de contrôle prévues	S4	• Nature préjudiciable • Etendue Local (1) • Long-terme (12) • Fréquent (2) • Certain (3) • Nature réversible (1) • **Ampleur : Modérée (9)**	Sensibilité : **Moyenne**	Modéré
	Avec les mesures de contrôle prévues et les mesures d'atténuation supplémentaires proposées		• De nature préjudiciable • Etendue local (1) • Long-terme (2) • Peu fréquent (1) • Probable (2) • Nature réversible (1) • **Ampleur : Mineure (7)**		Mineur
	Avec mesures de contrôle prévues	S5	• Nature préjudiciable • Etendue Local (1) • Long-terme (12) • Fréquent (2) • Certain (3) • Nature réversible (1) • **Ampleur : Modérée (9)**	Sensibilité : **Moyenne**	Modéré
	Avec les mesures de contrôle prévues et les mesures d'atténuation supplémentaires proposées		• De nature préjudiciable • Etendue local (1) • Long-terme (2) • Peu fréquent (1) • Probable (2) • Nature réversible (1) • **Ampleur : Mineure (7)**		Mineur
	Avec mesures de contrôle prévues	S6	• Nature préjudiciable • Etendue Local (1) • Long-terme (12) • Fréquent (2) • Certain (3) • Nature réversible (1) • **Ampleur : Modérée (9)**	Sensibilité : **Moyenne**	Modéré

Indicateur d'Impact		Scenario	Évaluation de l'ampleur des impacts	Évaluation de la Sensibilité des récepteurs	Évaluation de l'Importance
	Avec les mesures de contrôle prévues et les mesures d'atténuation supplémentaires proposées		• De nature préjudiciable • Etendue local (1) • Long-terme (2) • Peu fréquent (1) • Probable (2) • Nature réversible (1) • **Ampleur : Mineure (7)**		Mineur
Augmentation des émissions de GES du secteur pétrolier et gazier	Avec mesures de contrôle prévues	S2	• Nature préjudiciable • Etendue International (3) • De long-terme (2) • Fréquent (2) • Certain (3) • Irréversible (2) **Ampleur : Majeure (12)**	Sensibilité : **Moyenne**	Majeur
	Avec les mesures de contrôle prévues et les mesures d'atténuation supplémentaires proposées		• Nature préjudiciable • Etendue International (3) • De long-terme (2) • Fréquent (2) • Probable (2) • Réversible (1) **Ampleur : Modérée (10)**	Sensibilité : **Moyenne**	Modéré
	Avec mesures de contrôle prévues	S3	• Nature préjudiciable • Etendue International (3) • De long-terme (2) • Fréquent (2) • Certain (3) • Irréversible (2) **Ampleur : Majeure (12)**	Sensibilité : **Moyenne**	Majeur
	Avec les mesures de contrôle prévues et les mesures d'atténuation supplémentaires proposées		• Nature préjudiciable • Etendue International (3) • De long-terme (2) • Fréquent (2) • Probable (2) • Réversible (1) **Ampleur : Modérée (10)**	Sensibilité : **Moyenne**	Modéré

Indicateur d'Impact		Scenario	Évaluation de l'ampleur des impacts	Évaluation de la Sensibilité des récepteurs	Évaluation de l'Importance
	Avec mesures de contrôle prévues	S4	• Nature préjudiciable • Etendue International (3) • De long-terme (2) • Fréquent (2) • Certain (3) • Irréversible (2) **Ampleur : Majeure (12)**	Sensibilité : **Moyenne**	Majeur
	Avec les mesures de contrôle prévues et les mesures d'atténuation supplémentaires proposées		• Nature préjudiciable • Etendue International (3) • De long-terme (2) • Fréquent (2) • Probable (2) • Réversible (1) **Ampleur : Modérée (10)**		Modéré
	Avec mesures de contrôle prévues	S5	• Nature préjudiciable • Etendue International (3) • De long-terme (2) • Fréquent (2) • Certain (3) • Irréversible (2) **Ampleur : Majeure (12)**	Sensibilité : **Moyenne**	Majeur
	Avec les mesures de contrôle prévues et les mesures d'atténuation supplémentaires proposées		• Nature préjudiciable • Etendue International (3) • De long-terme (2) • Fréquent (2) • Probable (2) • Réversible (1) **Ampleur : Modérée (10)**		Modéré
	Avec mesures de contrôle prévues	S6	• Nature préjudiciable • Etendue International (3) • De long-terme (2) • Fréquent (2) • Certain (3) • Irréversible (2) **Ampleur : Majeure (12)**	Sensibilité : **Moyenne**	Majeur

Indicateur d'Impact		Scenario	Évaluation de l'ampleur des impacts	Évaluation de la Sensibilité des récepteurs	Évaluation de l'Importance
	Avec les mesures de contrôle prévues et les mesures d'atténuation supplémentaires proposées		• Nature préjudiciable • Etendue International (3) • De long-terme (2) • Fréquent (2) • Probable (2) • Réversible (1) **Ampleur : Modérée (10)**		Modéré

5.5.3 Impacts sur l'Eau de Mer et les Sédiments

5.5.3.1 Impacts potentiels

Tableau 5-58 Impacts de la Phase de Production sur l'Eau de Mer et les Sédiments

Indicateur d'Impact	Sources d'Impacts (Activités)	Sources d'Impact Cumulées
Augmentation des concentrations de polluants dans les sédiments attribuées aux activités pétrolières et gazières	✓ Déversement de déblais et de fluides de forage à base d'eau et de pétrole/synthétique sur le talus continental et en haute mer ✓ Rejet de l'eau produite ✓ Décharge du Sable produit ✓ Rejet des effluents ✓ Activités de dragage pour les ports et les installations de soutien à terre ✓ Évacuation de gaz et d'huile ✓ Déversements de carburant et de produits chimiques ✓ Collisions, accidents de transport et d'entreposage et perte de stabilité	✓ Déchets domestiques et industriels rejetés en mer ✓ Présence physique et bruit générés par les mouvements des navires et des navires en mer. ✓ Expédition Navires déchargés et déversements. ✓ Pêche à la dynamite et utilisation explosive.
Impacts liés à la sédimentation sur le fond marin/turbidité (enfouissement d'espèces, colmatage du système de filtration et d'absorption des organismes filtreurs (suspensivores), modification de la granulométrie des sédiments, etc.) dus aux activités pétrolières et gazières offshore	✓ Mobilisation et positionnement en place de Plateforme dans le talus continental et en haute mer ✓ Forage de puits dans le talus continental et en haute mer ✓ Déversement de déblais et de fluides de forage dans le talus continental et en mer profonde ✓ Déversement du sable produit dans le talus continental et en haute mer ✓ Activités de dragage pour les ports et les installations de soutien à terre ✓ Installation d'un système sous-marin et d'un pipeline offshore pour l'exportation de gaz ✓ Installation d'installations de traitement offshore sur le talus continental et en haute mer ✓ Installation de terminaux méthaniers sur le talus continental et en haute mer	✓ Déchets domestiques et industriels rejetés en mer ✓ Présence physique et bruit générés par les mouvements des navires et des navires en mer. ✓ Expédition Navires déchargés et déversements. ✓ Pêche à la dynamite et utilisation explosive.
Modification des caractéristiques chimiques de l'eau de mer attribuée aux activités pétrolières et gazières	✓ Déversement de déblais et de fluides de forage à base d'eau et de pétrole/synthétique sur le talus continental et en haute mer ✓ Rejet d'eau de production dans le talus continental et en mer profonde ✓ Déversement du sable produit dans le talus continental et en haute mer ✓ Rejet des effluents ✓ Installations de traitement en mer ✓ Terminaux méthaniers offshore ✓ Évacuation de gaz et d'huile ✓ Déversements de carburant et de produits chimiques ✓ Collisions, accidents de transport et d'entreposage et perte de stabilité	✓ Déchets domestiques et industriels rejetés en mer ✓ Présence physique et bruit générés par les mouvements des navires et des navires en mer. ✓ Expédition Navires déchargés et déversements. ✓ Pêche à la dynamite et utilisation explosive.

Indicateur d'Impact	Sources d'Impacts (Activités)	Sources d'Impact Cumulées
Occurrence de glissements de terrain sous-marins et impacts connexes (tsunamis, modification de la taille des particules de sédiments) dus aux activités pétrolières et gazières	✓ Forage de puits sur le talus continental	✓ Déchets domestiques et industriels rejetés en mer ✓ Présence physique et bruit générés par les mouvements des navires et des navires en mer. ✓ Expédition Navires déchargés et déversements. ✓ Pêche à la dynamite et utilisation explosive.

5.5.3.2 Principales mesures de contrôle existantes

Cf. 5.3.3.2.

5.5.3.3 Évaluation des impacts

Pendant le développement et la production, des puits de production seront forés pour extraire les ressources en hydrocarbures. Cela étant dit, des effets similaires mais plus graves que ceux de la phase d'exploration seront anticipés pendant la phase de production. La gravité de l'impact des activités de forage sur le milieu marin peut être encore aggravée, entraînant éventuellement des glissements de terrain sous-marins, si des opérations ont lieu sur le talus continental sensible et instable situé entre le plateau continental et la mer profonde. Il est recommandé d'éviter toutes les activités et rejets sur le talus continental et si cela ne peut être évité, des évaluations écotoxicologiques détaillées doivent être menées pour évaluer les niveaux de risque après l'obtention des autorisations requises.

La phase de développement comprend également l'installation de canalisations et d'installations qui peuvent remettre en suspension les sédiments de fond et provoquer des perturbations des fonds marins selon le type de plateformes adoptées. En général, des impacts physiques sur le fond marin peuvent survenir lors de l'installation de pipelines, de câbles, de plateformes, y compris les pieds de plateforme et l'ancrage. L'enfouissement du pipeline provoque des impacts lors de la phase d'installation en raison de la perturbation des fonds marins et de la mobilisation des sédiments. Le volume et la distance de dispersion des sédiments en suspension dépendent de la taille des particules, de leur poids et de la vitesse du courant. La zone d'impact lors de l'enfouissement du pipeline est considérée comme se trouvant dans un rayon de 10 à 20 m de la ligne, mais une fois enterrés, les pipelines ont généralement des impacts insignifiants, sauf en cas de défaillance du pipeline et de perte d'hydrocarbures dans la mer.

Les eaux produites avec les hydrocarbures de la formation ainsi que les déblais de forage issus des opérations de forage constituent une source importante de pollution en cas de rejet à la mer, selon le niveau de traitement atteint. Bien que de nombreuses lois limitent le niveau de contaminants pouvant être rejetés et obligent à un traitement avant rejet, la concentration des polluants provenant des eaux produites et des déblais de forage ne peut être négligée (Bakke *et al.*, 2013). La sévérité de l'impact environnemental dépend de la composition de l'eau produite liée aux caractéristiques géologiques de chaque réservoir. Ces derniers

peuvent comprendre de l'huile dispersée, des hydrocarbures aromatiques et des matières organiques. Il peut également contenir des alkylphénols, des métaux lourds, des matières radioactives naturelles, des sels inorganiques, des acides organiques de faible poids moléculaire comme l'acide acétique et même des niveaux élevés de soufre et de sulfures. De plus, l'eau produite peut également inclure de l'eau préalablement produite mais injectée, pour réduire les rejets, contenant des traces de produits chimiques tels que des biocides, des inhibiteurs de corrosion et des désémulsionnants (Johnsen *et al*., 2004).

Comme indiqué précédemment, les déchets de forage sont constitués de déblais rocheux et de restes de boue de forage qui sont généralement formés à partir d'un liquide avec un matériau de lestage. Des additifs, tels que des émulsifiants et des agents de contrôle du pH et du schiste, sont ajoutés à la boue pour améliorer ses performances, ce qui rend son rejet toxique et nuisible. (Davies et Kingston, 1992). La toxicité de la boue et des déblais n'est pas seulement déterminée en fonction de la teneur en hydrocarbures, mais dépend également des produits chimiques et des métaux lourds provenant des impuretés habituellement présentes dans la barytine (Grant *et al*., 2002).

Une fois les opérations de forage effectuées, il est prévu que de grands volumes de déblais de forage contaminés s'accumuleront sur le fond marin autour de la plateforme, entraînant une contamination des sédiments pouvant également affecter le benthos du fond marin. Avec les années, les tas peuvent produire d'autres composés toxiques tels que des esters et des acides organiques (Rowland *et al*., 2011).

Étant donné que de nombreux puits seraient forés à chaque site de production, davantage de voyages de navires seront nécessaires pour transporter les déblais vers les sites d'élimination finale pendant la période de forage. Ce dernier suggère des possibilités plus élevées de déversements accidentels d'hydrocarbures et de produits chimiques par les navires. Des déversements peuvent également se produire à partir de la plateforme elle-même et des puits d'injection (Bakke *et al*., 2013) et auront un impact majeur sur les sédiments et les caractéristiques de l'eau de mer.

L'ampleur de l'impact, la sensibilité des récepteurs et l'évaluation de l'importance de l'impact de chacun des impacts environnementaux identifiés (pour les différents scenarios déjà mentionné) sur l'eau de mer et les sédiments pendant la phase de production sont résumées dans le Tableau 5-59.

Tableau 5-59 Évaluation de l'Importance des Impacts sur l'Eau de Mer et les Sédiments Pendant la Phase de Production avec les Mesures de Contrôle Existantes en Place

Indicateur d'impact	Scénario	Évaluation de l'ampleur des impacts	Évaluation de la Sensibilité des récepteurs	Évaluation de l'importance
Augmentation des concentrations de polluants dans les sédiments	S2 S3 S4 S5 S6	Le rejet d'eau produite et de sable produit dans la mer constitue les sources d'impact les plus importantes en raison de leur salinité et de leur teneur élevée en acides organiques, HAP et métaux. D'autres sources importantes comprennent le rejet de déblais et d'effluents dans la mer. • Nature préjudiciable • Etendue régionale (2) • De long-terme (2) • Fréquent (2) • Certain (3) • Nature réversible (1) **Ampleur : Modérée (10)**	Sensibilité : **Elevée**	Majeur
Impacts liés à la sédimentation sur le fond marin/turbidité (enfouissement d'espèces, colmatage du système de filtration et d'absorption des organismes filtreurs (suspensivores), modification de la granulométrie des sédiments, etc.)	S2	Les effets du forage sur le talus, l'installation d'installations de traitement offshore sur le talus continental et le rejet de sable produit en haute mer, la source la plus importante. • Nature préjudiciable • Etendue régionale (2) • De long-terme (2) • Fréquent (2) • Certain (3) • Nature réversible (1) **Ampleur : Modérée (10)**	Sensibilité : **Elevée**	Majeur
	S3 S4 S5 S6	De nombreuses sources sont considérées comme ayant l'impact le plus significatif : le forage de puits dans le talus continental, le rejet de déblais de forage et de sable produit dans le talus continental, l'installation d'installations de traitement offshore ou l'installation d'un terminal GNL dans le talus continental. La différence entre les scénarios S3, S4 (S6) et S5 est l'intensité et la multiplication de ces activités. L'importance des impacts augmentent alors mais leur description et leur sensibilité restent les mêmes. • Nature préjudiciable • Etendue régionale (2) • De long-terme (2) • Fréquent (2) • Certain (3) • Nature réversible (1) **Ampleur : Modérée (10)**	Sensibilité : **Elevée**	Majeur
Modification des caractéristiques chimiques de	S2	Le rejet d'eau de production, de sable et d'effluents a l'effet le plus important sur les propriétés chimiques de l'eau de mer.	Sensibilité : **Elevée**	Majeur

Indicateur d'impact	Scénario	Évaluation de l'ampleur des impacts	Évaluation de la Sensibilité des récepteurs	Évaluation de l'importance
l'eau de mer attribuée aux activités pétrolières et gazières		• Nature préjudiciable • Etendue régionale (2) • De long-terme (2) • Fréquent (2) • Certain (3) • Nature réversible (1) **Ampleur : Modérée (10)**		
	S3 S4 S5 S6	L'impact le plus important est dû au rejet des déblais et des fluides de forage, de l'eau et du sable produits et des effluents. L'impact est encore plus important pour les scénarios S4 (S6) et S5 à cause de l'intensité et la multiplication des activités du secteur. • Nature préjudiciable • Etendue régionale (2) • De long-terme (2) • Fréquent (2) • Certain (3) • Nature réversible (1) **Ampleur : Modérée (10)**	Sensibilité : **Elevée**	Majeur
Occurrence de glissements de terrain sous-marins et impacts connexes (tsunamis, modification de la taille des particules de sédiments) dus aux activités pétrolières et gazières	S2 S3 S4 S5 S6	La seule source d'impact est liée aux opérations de forage de puits sur le talus continental, qui peuvent déclencher de graves glissements de terrain sous-marins et affecter fortement les sédiments au fond de la mer. • Nature préjudiciable • Etendue régionale (2) • De long-terme (2) • Fréquent (2) • Certain (3) • Nature réversible (1) **Ampleur : Modérée (10)**	Sensibilité : **Elevée**	Majeur

5.5.3.4 Mesures d'atténuation proposées

Tableau 5-60 Mesures d'Atténuation Proposées pour les Impacts sur l'Eau de Mer et les Sédiments Pendant la Phase de Production

Indicateur d'impact	Source d'impact	Mesures d'atténuation proposées
Augmentation des concentrations de polluants dans les sédiments	✓ Déversement de déblais et de fluides de forage à base d'eau sur le talus continental et en haute mer ✓ Déversement de déblais et de fluides de forage à base de pétrole/synthétique sur le talus continental et en haute mer ✓ Rejet de l'eau produite ✓ Décharge du Sable produit	✓ Définir des valeurs limites de rejet d'eaux usées conformément aux meilleures pratiques de l'industrie, les intégrer dans la réglementation environnementale du Sénégal et faire respecter la conformité par les opérateurs pétroliers et gaziers. ✓ Les opérateurs doivent suivre les recommandations de gestion des déchets dans la section 7.1.4 ✓ Traitement terrestre des déblais et des déchets provenant des opérations de dragage et interdire leur rejet en mer. ✓ Gestion des eaux produites et des eaux usées avec un traitement, un rejet et une

Indicateur d'impact	Source d'impact	Mesures d'atténuation proposées
	✓ Rejet des effluents ✓ Activités de dragage pour les ports et les installations de soutien à terre ✓ Évacuation de gaz et d'huile ✓ Déversements de carburant et de produits chimiques ✓ Collisions, accidents de transport et d'entreposage et perte de stabilité	surveillance appropriés conformément à la réglementation. ✓ Utilisation de rideaux de limon permettant aux matières en suspension de se déposer avant le retrait des rideaux. ✓ Élimination des déblais et des déchets provenant des opérations de dragage au-delà du plateau continental. ✓ Augmenter les capacités opérationnelles ✓ Organisez des formations et des exercices, par exemple des exercices d'intervention en cas de catastrophe, afin que toute l'équipe soit prête à travailler ensemble en cas de déversement. ✓ S'assurer que l'équipement et les processus essentiels à la sécurité sont en place et opérationnels avant le début des activités ✓ Les opérateurs doivent préparer un plan de gestion des produits chimiques comprenant la manipulation, le stockage, le transport et l'intervention en cas d'accident ✓ Préparer des plans d'intervention en cas de déversement ✓ Adopter les meilleures pratiques en matière de gestion des risques et de prévention des déversements. Appliquer les normes de prévention de la pollution convenues au niveau national et régional ✓ Ratifier les conventions de l'OMI concernant l'intervention en cas de déversement
Impacts liés à la sédimentation sur le fond marin/turbidité (enfouissement d'espèces, colmatage du système de filtration et d'absorption des organismes filtreurs (suspensivores), modification de la granulométrie des sédiments, etc.)	✓ Mobilisation et positionnement en place de la Plateforme dans le talus continental ✓ Mobilisation et positionnement en place de Plateforme en haute mer ✓ Forage de puits dans le talus continental ✓ Forage de puits en haute mer ✓ Déversement de déblais et de fluides de forage dans le talus continental ✓ Déversement de déblais et de fluides de forage en haute mer ✓ Déversement du sable produit dans le talus continental ✓ Déversement du sable produit en haute mer ✓ Activités de dragage pour les ports et les installations de soutien à terre ✓ Installation d'un système sous-marin et d'un	✓ Les opérateurs doivent suivre les recommandations de gestion des déchets dans la section 7.1.4 ✓ Envisager un traitement terrestre du sable produit ou une réinjection si cela est techniquement possible. ✓ Traitement terrestre des déblais et des déchets provenant des opérations de dragage et interdire leur rejet en mer. ✓ Utilisation de rideaux de limon permettant aux matières en suspension de se déposer avant le retrait des rideaux. ✓ Élimination des déblais et des déchets provenant des opérations de dragage au-delà du plateau continental. ✓ Interdire toutes activités et installations d'équipements sur le talus continental (à l'exception des pipelines). ✓ Si les activités sur le talus/plateau continental sont inévitables, des évaluations écotoxicologiques détaillées doivent être menées pour évaluer les niveaux de risque et obtenir l'approbation du Ministère de l'Environnement/DEEC. ✓ Ratifier les conventions de l'OMI concernant l'intervention en cas de déversement

Indicateur d'impact	Source d'impact	Mesures d'atténuation proposées
	pipeline offshore pour l'exportation de gaz ✓ Installation d'installations de traitement offshore sur le talus continental ✓ Installation d'installations de traitement offshore en haute mer	
Modification des caractéristiques chimiques de l'eau de mer attribuée aux activités pétrolières et gazières	✓ Déversement de déblais et de fluides de forage à base d'eau sur le talus continental et en haute mer ✓ Déversement de déblais et de fluides de forage à base de pétrole/synthétique sur le talus continental et en haute mer ✓ Rejet de l'eau produite dans la mer ✓ Déversement du sable produit dans la mer ✓ Rejet des effluents ✓ Installations de traitement en mer ✓ Terminaux méthaniers offshore ✓ Évacuation de gaz et d'huile ✓ Déversements de carburant et de produits chimiques ✓ Collisions, accidents de transport et d'entreposage et perte de stabilité	✓ Définir des valeurs limites de rejet d'eaux usées conformément aux meilleures pratiques de l'industrie, les intégrer dans la réglementation environnementale du Sénégal et faire respecter la conformité par les opérateurs pétroliers et gaziers. ✓ Les opérateurs doivent suivre les recommandations de gestion des déchets dans la section 7.1.4 ✓ Éviter les rejets dans le talus continental. ✓ Gérer les eaux produites et les eaux usées avec un traitement, un rejet et une surveillance appropriés conformément à la réglementation. ✓ Augmenter les capacités opérationnelles ✓ Organisez des formations et des exercices, par exemple des exercices d'intervention en cas de catastrophe, afin que toute l'équipe soit prête à travailler ensemble en cas de déversement. ✓ Utiliser des dispersants d'hydrocarbures approuvés et autorisés dans les interventions en cas de déversement d'hydrocarbures. ✓ S'assurer que l'équipement et les processus essentiels à la sécurité sont en place et opérationnels avant le début des activités ✓ Les opérateurs doivent préparer un plan de gestion des produits chimiques comprenant la manipulation, le stockage, le transport et l'intervention en cas d'accident ✓ Contribuer à réduire le taux d'acidification des océans et soutenir des programmes tels que la « Blue Carbon Initiative » qui vise à protéger les écosystèmes côtiers qui séquestrent et stockent le carbone. ✓ Ratifier les conventions de l'OMI concernant l'intervention en cas de déversement
Occurrence de glissements de terrain sous-marins et impacts connexes (tsunamis, modification de la taille des particules de sédiments) dus aux activités pétrolières et gazières	✓ Forage de puits sur le talus continental	✓ Interdiction de forer sur le talus continental. ✓ Si le forage sur le talus/plateau continental est inévitable, obtenir les autorisations nécessaires et mener des évaluations écotoxicologiques détaillées pour évaluer les niveaux de risque.

5.5.3.5 Évaluation des impacts résiduels

Les impacts résiduels sur l'eau de mer et les sédiments pendant la phase de production avec les mesures d'atténuation existantes et supplémentaires en place sont résumés dans le Tableau 5-61.

Tableau 5-61 Évaluation de l'Importance des Impacts Résiduels sur l'Eau de Mer et les Sédiments Pendant la Phase de Production

Indicateur d'impact		Scénario	Évaluation de l'ampleur des impacts	Évaluation de la Sensibilité des récepteurs	Évaluation de la Sensibilité des récepteurs
Augmentation des concentrations de polluants dans les sédiments	Avec mesures de contrôle prévues	S2 S3 S4 S5 S6	• Nature préjudiciable • Etendue régional (2) • De long-terme (2) • Fréquent (2) • Certain (3) • Nature réversible (1) **Ampleur : Modérée (10)**	Sensibilité : **Elevée**	Majeur
	Avec les mesures de contrôle prévues et les mesures d'atténuation supplémentaires proposées		• Nature préjudiciable • Etendue local (1) • De court-terme (1) • Peu Fréquent (1) • Certain (3) • Nature réversible (1) **Ampleur : Mineure (7)**	Sensibilité : **Elevée**	Modéré
Impacts liés à la sédimentation sur le fond marin/turbidité (enfouissement d'espèces, colmatage du système de filtration et d'absorption des organismes filtreurs	Avec mesures de contrôle prévues	S2	• Nature préjudiciable • Etendue régional (2) • De long-terme (2) • Fréquent (2) • Certain (3) • Nature réversible (1) **Ampleur : Modérée (10)**	Sensibilité : **Elevée**	Majeur

Indicateur d'impact		Scénario	Évaluation de l'ampleur des impacts	Évaluation de la Sensibilité des récepteurs	Évaluation de la Sensibilité des récepteurs
(suspensivores), modification de la granulométrie des sédiments, etc.)	Avec les mesures de contrôle prévues et les mesures d'atténuation supplémentaires proposées		• Nature préjudiciable • Etendue local (1) • De court-terme (1) • Peu Fréquent (1) • Certain (3) • Nature réversible (1) **Ampleur : Mineure (7)**	Sensibilité : **Elevée**	Modéré
	Avec mesures de contrôle prévues	S3 S4 S5 S6	• Nature préjudiciable • Etendue régional (2) • De long-terme (2) • Fréquent (2) • Certain (3) • Nature réversible (1) **Ampleur : Modérée (10)**	Sensibilité : **Elevée**	Majeur
	Avec les mesures de contrôle prévues et les mesures d'atténuation supplémentaires proposées		• Nature préjudiciable • Etendue local (1) • De court-terme (1) • Fréquent (2) • Certain (3) • Nature réversible (1) **Ampleur : Modérée (8)**	Sensibilité : **Elevée**	Majeur
Modification des caractéristiques chimiques de l'eau de mer attribuée aux activités pétrolières et gazières	Avec mesures de contrôle prévues	S2	• Nature préjudiciable • Etendue régional (2) • De long-terme (2) • Fréquent (2) • Certain (3) • Nature réversible (1) **Ampleur : Modérée (10)**	Sensibilité : **Elevée**	Majeur

Indicateur d'impact		Scénario	Évaluation de l'ampleur des impacts	Évaluation de la Sensibilité des récepteurs	Évaluation de la Sensibilité des récepteurs
	Avec les mesures de contrôle prévues et les mesures d'atténuation supplémentaires proposées		• Nature préjudiciable • Etendue local (1) • De court-terme (1) • Peu Fréquent (1) • Certain (3) • Nature réversible (1) **Ampleur : Mineure (7)**	Sensibilité : **Elevée**	Modéré
	Avec mesures de contrôle prévues	S3 S4 S5 S6	• Nature préjudiciable • Etendue régional (2) • De long-terme (2) • Fréquent (2) • Certain (3) • Nature réversible (1) **Ampleur : Modérée (10)**	Sensibilité : **Elevée**	Majeur
	Avec les mesures de contrôle prévues et les mesures d'atténuation supplémentaires proposées		• Nature préjudiciable • Etendue local (1) • De court-terme (1) • Fréquent (2) • Certain (3) • Nature réversible (1) **Ampleur : Modérée (8)**	Sensibilité : **Elevée**	Majeur
Occurrence de glissements de terrain sous-marins et impacts connexes (tsunamis, modification de la taille des particules de sédiments) dus aux activités pétrolières et gazières	Avec mesures de contrôle prévues	S2 S3 S4 S5 S6	• Nature préjudiciable • Etendue régional (2) • De long-terme (2) • Fréquent (2) • Certain (3) • Nature réversible (1) **Ampleur : Modérée (10)**	Sensibilité : **Elevée**	Majeur
	Avec les mesures de contrôle prévues et les mesures d'atténuation supplémentaires proposées		**Aucune mesure d'atténuation supplémentaire ne peut être prévue.**		

5.5.4 Impacts sur le Milieu Biologique Marin

5.5.4.1 Impacts Potentiels

Tableau 5-62 Impacts de la Phase de Production sur le Milieu Biologique Marin

Indicateur d'impact	Sources d'impacts (Activités)	Sources d'impact cumulées
Changements dans l'abondance, le statut et la densité des mammifères marins et les tortues de mer Changements dans la diversité et la domination des espèces pélagiques	✓ Présence physique de la plateforme, y compris le bruit et la lumière générés ✓ Bruit généré par le forage de puits ✓ Rejet à la mer de déblais et de fluides de forage à base d'eau et d'huile/synthétique ✓ Rejet de l'eau et du sable produit et des effluents dans la mer ✓ Mouvement des navires de soutien ✓ Transport de produits chimiques et de déchets vers la terre ou pour l'exportation ✓ Présence physique d'installations de traitement offshore ✓ Présence physique des terminaux méthaniers offshore ✓ Exportation d'hydrocarbures liquides par tankers ✓ Évacuation de gaz et d'huile ✓ Déversements de carburant et de produits chimiques	✓ Déchets domestiques et industriels rejetés en mer. ✓ Présence physique et bruit générés par les mouvements des navires et des navires en mer. ✓ Rejets et déversements des navires d'expédition. ✓ Pêche à la dynamite et utilisation explosive.
Changement dans l'abondance, de l'état, de la richesse et de la densité du benthos phyto et zoo	✓ Mobilisation et positionnement en place de Plateforme dans le talus continental et en haute mer ✓ Forage de puits dans le talus continental et en haute mer ✓ Réinjection des déblais et fluides de forage ✓ Déversement de déblais et de fluides de forage à base d'eau et de pétrole/synthétique sur le talus continental et en haute mer ✓ Déversement du sable produit dans le talus continental et en haute mer ✓ Réinjection du sable et de l'eau produits ✓ Installation d'un système sous-marin et d'un pipeline offshore pour l'exportation de gaz ✓ Installation d'installations de traitement offshore ✓ Installation de terminaux méthaniers offshore ✓ Évacuation de gaz et d'huile ✓ Déversements de carburant et de produits chimiques ✓ Perte de stabilité	
Changements dans la composition de la population de phyto et de zooplancton	✓ Présence physique de la plateforme de forage ✓ Déversement de déblais et de fluides de forage à base d'eau et d'huile/synthétique dans la mer ✓ Rejet de l'eau et du sable produits et des effluents dans la mer ✓ Présence physique d'installations de traitement offshore ✓ Présence physique des terminaux méthaniers offshore ✓ Évacuation de gaz et d'huile ✓ Déversements de carburant et de produits chimiques	✓ Déchets domestiques et industriels rejetés en mer. ✓ Présence physique et bruit générés par les mouvements des navires et des navires en mer.
Changements dans l'abondance, le statut et la densité des oiseaux de mer	✓ Présence physique de la plateforme de forage ✓ Mouvement d'hélicoptère ✓ Présence physique d'installations de traitement offshore ✓ Présence physique des terminaux méthaniers offshore ✓ Évacuation de gaz et d'huile ✓ Déversements de carburant et de produits chimiques	

Indicateur d'impact	Sources d'impacts (Activités)	Sources d'impact cumulées
Introduction d'espèces envahissantes due aux activités pétrolières et gazières	Rejet des effluents et eaux de ballast	✓ Rejets et déversements des navires d'expédition. ✓ Pêche à la dynamite et utilisation explosive.
Pourcentage de la superficie des habitats marins sensibles/protégés touchés par les activités pétrolières et gazières	✓ Mobilisation et positionnement en place de Plateforme dans le talus continental et en haute mer ✓ Forage de puits dans le talus continental et en haute mer ✓ Déversement de déblais et de fluides de forage à base d'eau et de pétrole/synthétique sur le talus continental et en haute mer ✓ Déversement du sable produit dans le talus continental et en haute mer ✓ Rejet des effluents ✓ Activités de dragage pour les ports et les installations de soutien à terre ✓ Installation d'un système sous-marin et d'un pipeline offshore pour l'exportation de gaz ✓ Installation d'installations de traitement offshore ✓ Installation de terminaux méthaniers offshore ✓ Évacuation de gaz et d'huile ✓ Déversements de carburant et de produits chimiques ✓ Perte de stabilité	

5.5.4.2 Principales mesures de contrôle existantes

Cf. 5.3.4.2.

5.5.4.3 Évaluation des impacts

Lors de l'étude de l'effet du rejet de l'eau de production en mer, l'impact des produits liés aux hydrocarbures tels que les composés BTEX et HAP est généralement négligé car ces substances s'évaporent rapidement. Cela ne peut cependant pas être généralisé car certains animaux en contact étroit avec les points de rejet peuvent être significativement affectés en cas d'exposition chronique ; les deux composés peuvent être considérés comme des contaminants environnementaux pouvant être cancérigènes (Harvey, 1997).

Les rejets d'eau de production ne constituent pas la seule source de HAP et de BTEX ; ces composés peuvent également être rejetés dans la mer lors de marées noires. En effet, des recherches ont précédemment montré que la possibilité de déversements est la plus élevée lors des étapes d'extraction d'hydrocarbures que ce soit depuis les plateformes de production ou depuis les navires de support. Les reflets de pétrole, semblables aux déversements de pétrole, peuvent avoir des effets dévastateurs à court et à long terme sur les écosystèmes marins. Les mammifères marins tels que les phoques et les baleines doivent faire surface pour respirer (NOAA, 2016), ce qui implique qu'une fois que ces animaux font surface dans les reflets et les déversements de pétrole, ils peuvent ingérer ou inhaler des toxines ou être directement affectés par le contact cutané avec le pétrole.

Outre les mammifères marins touchés, les oiseaux de mer sont également directement touchés car ils se nourrissent en mer ; il est fort possible qu'ils ingèrent des organismes contaminés par des toxines ou qu'ils entrent en contact direct avec l'huile endommageant la structure de leur plumage et leurs plumes (Wiese et *al.*, 2003).

Même s'ils sont rejetés au niveau de la mer et se dispersent largement, les déblais devraient provoquer des changements subtils dans la structure de la communauté benthique à long terme (Brattegard, 2011) car ils peuvent entraîner une réduction de l'oxygène en raison de la biodégradation et de la toxicité chimique.

Outre les rejets, la présence physique de la plateforme de production pourrait poser problème car elle reste en place pendant une longue période. Pendant ce temps, le bruit et les lumières des opérations de routine peuvent affecter le biote marin, y compris le plancton, les poissons, les mammifères marins, les tortues de mer et les oiseaux. Les animaux évitent généralement les zones autour des plateformes de production en raison du bruit tandis que d'autres peuvent être attirés par les populations de poissons autour des structures. Les impacts les plus probables seraient des changements de comportement à court terme chez les mammifères. En ce qui concerne les oiseaux, les preuves indiquent que les oiseaux migrateurs peuvent être désorientés lorsqu'ils rencontrent une source de lumière artificielle stable la nuit, ce qui fait que les oiseaux tournent autour de la source de lumière pendant des heures, ce qui augmente le risque de collision avec la structure éclairée, diminue les réserves de graisse et interrompt potentiellement la migration (Weiss *et al.*, 2012)

Enfin, les activités perturbatrices des fonds marins lors de l'installation des installations de production peuvent écraser les organismes benthiques et affecter les micro et macrofaunes.

Les impacts détaillés de l'installation dépendront du type d'installation. L'installation du pipeline pour un projet particulier est susceptible de prendre plusieurs semaines à plusieurs mois et écraserait les organismes benthiques sous le pipeline et les ancres et introduirait de la turbidité dans le voisinage immédiat des opérations de pose du tuyau. L'empreinte du pipeline, ou la zone affectée qui l'entoure, dépend de la longueur, du diamètre et du degré d'enfouissement ou d'accumulation de gravier, entre autres facteurs. Les communautés benthiques seront touchées pendant une période de temps variable. Dans les zones de sédiments meubles, où la plupart des pipelines sont creusés et enterrés, la faune des fonds meubles se recolonise en un an ou deux. Dans les zones de substrats plus durs, le rétablissement des communautés benthiques peut prendre plus de temps, jusqu'à 10 ans dans les zones d'eau plus profondes et plus froides.

L'ampleur de l'impact, la sensibilité des récepteurs et l'évaluation de l'importance de l'impact de chacun des impacts environnementaux identifiés sur l'environnement biologique marin pendant la phase de production sont résumées dans le

Tableau 5-63.

Tableau 5-63 Évaluation de l'Importance des Impacts sur le Milieu Biologique Marin Pendant la Phase de Production avec Mesures de Contrôle Existantes en Place

Indicateur d'impact	Scénario	Évaluation de l'ampleur des impacts	Évaluation de la Sensibilité des récepteurs	Évaluation de l'importance
Changements dans l'abondance, le statut et la densité des mammifères marins et les tortues de mer	S2 S3 S4 S5 S6	Les sources d'impact les plus importantes comprennent le rejet de sable et d'eau produits dans la mer en raison de leur forte concentration en polluants et contaminants. L'importance de l'impact augmente avec la productivité du scénario concerné due à l'intensité et la multiplication des activités de production. • Nature préjudiciable • Etendue régional (2) • De long-terme (2) • Fréquent (2) • Certain (3) • Nature réversible (1) **Ampleur : Modérée (10)**	Sensibilité : **Elevée**	Majeur
Changements dans la diversité et la domination des espèces pélagiques	S2 S3 S4 S5 S6	Les sources d'impact les plus importantes comprennent le rejet de sable et d'eau produits dans la mer en raison de leur forte concentration en polluants et contaminants. On note la même a même évaluation que celle-ci-dessus. • Nature préjudiciable • Etendue régional (2) • De long-terme (2) • Fréquent (2) • Certain (3) • Nature réversible (1) **Ampleur : Modérée (10)**	Sensibilité : **Elevée**	Majeur
Modifications de l'abondance, de l'état, de la richesse et de la densité du benthos phyto et zoo	S2	Le rejet de sable produit dans la mer et la réinjection de sable et d'eau produits sont les sources les plus importantes. • Nature préjudiciable • Etendue régional (2) • De long-terme (2) • Fréquent (2) • Certain (3) • Nature réversible (1) **Ampleur : Modérée (10)**	Sensibilité : **Elevée**	Majeur
	S3 S4 S5 S6	Les sources d'impact les plus importantes comprennent les opérations de forage de puits, le rejet de déblais et de fluides de forage à base de pétrole/synthétique, le rejet de sable produit dans la mer et la réinjection de sable produit avec de l'eau produite. L'impact est	Sensibilité : **Elevée**	Majeur

Indicateur d'impact	Scénario	Évaluation de l'ampleur des impacts	Évaluation de la Sensibilité des récepteurs	Évaluation de l'importance
		encore plus important pour les scénarios S4 (S6) et S5 à cause de l'intensité et la multiplication des activités du secteur. • Nature préjudiciable • Etendue régional (2) • De long-terme (2) • Fréquent (2) • Certain (3) • Nature réversible (1) **Ampleur : Modérée (10)**		
Changements dans la composition de la population de phyto et de zooplancton	S2 S3 S4 S5 S6	Les principales sources d'impact sont le rejet de déblais et de fluides de forage à base de pétrole/synthétique, le rejet de sable et d'eau produits et le rejet d'effluents. • Nature préjudiciable • Etendue régional (2) • De long-terme (2) • Fréquent (2) • Certain (3) • Nature réversible (1) **Ampleur : Modérée (10)**	Sensibilité : **Elevée**	Majeur
Changements dans l'abondance, le statut et la densité des oiseaux de mer	S2 S3	Cet indicateur est très vulnérable aux déversements de produits chimiques et de carburant en raison de la forte toxicité et des contaminations. D'autres sources importantes d'impact comprennent la présence physique de la plateforme, des installations de traitement et des terminaux GNL, les mouvements d'hélicoptères et les éruptions de gaz • Nature préjudiciable • Etendue local (1) • De court-terme (1) • Fréquent (2) • Probable (2) • Nature réversible (1) **Ampleur : Mineure (7)**	Sensibilité : **Elevée**	Modéré

Indicateur d'impact	Scénario	Évaluation de l'ampleur des impacts	Évaluation de la Sensibilité des récepteurs	Évaluation de l'importance
	S4 S5 S6	Cet indicateur est très vulnérable aux déversements de produits chimiques et de carburant en raison de la forte toxicité et des contaminations. D'autres sources importantes d'impact comprennent la présence physique de la plateforme, des installations de traitement et des terminaux GNL, les mouvements d'hélicoptères et les éruptions de gaz • Nature préjudiciable • Etendue régional (2) • De court-terme (1) • Fréquent (2) • Probable (2) • Nature réversible (1) **Ampleur : Modérée (8)**	Sensibilité : **Elevée**	Majeur
Tendance d'introduction d'espèces envahissantes	S2 S3 S4 S5 S6	Les deux seules sources d'impact significatives sont les rejets d'effluents et les rejets d'eaux de ballast • Nature préjudiciable • Etendue régional (2) • De long-terme (2) • Fréquent (2) • Probable (2) • Nature réversible (1) **Ampleur : Modérée (9)**	Sensibilité : **Elevée**	Majeur
Pourcentage de la superficie des habitats marins sensibles/protégés touchés par les activités pétrolières et gazières	S2	Les opérations de forage de puits sur le talus continental, le rejet de déblais et de fluides de forage à base de pétrole/synthétique et le rejet de sable produit sur le talus continental et en haute mer constituent les sources d'impact les plus importantes. • Nature préjudiciable • Etendue régional (2) • De long-terme (2) • Fréquent (2) • Certain (3) • Nature réversible (1) **Ampleur : Modérée (10)**	Sensibilité : **Elevée**	Majeur
	S3 S4 S5 S6	La source d'impact la plus importante comprend le rejet de sable produit dans le talus continental. D'autres sources moins importantes comprennent le forage de puits sur le talus continental et en mer profonde, le rejet de déblais de forage dans les fluides et les effluents à la mer. L'impact est encore plus important pour les scénarios S4 (S6) et S5 à cause de l'intensité et la multiplication des activités du secteur.	Sensibilité : **Elevée**	Majeur

Indicateur d'impact	Scénario	Évaluation de l'ampleur des impacts	Évaluation de la Sensibilité des récepteurs	Évaluation de l'importance
		• Nature préjudiciable • Etendue régional (2) • De long-terme (2) • Fréquent (2) • Certain (3) • Nature réversible (1) **Ampleur : Modérée (10)**		

5.5.4.4 Mesures d'atténuation proposées

Tableau 5-64 Mesures d'Atténuation Proposées pour les Impacts sur le Milieu Biologique Marin Pendant la Phase de Production

Indicateur d'impact	Source d'impact	Mesures d'atténuation proposées
Changements dans l'abondance, le statut et la densité des mammifères marins et les tortues de mer	✓ Présence physique de la plateforme, y compris le bruit et la lumière générés ✓ Bruit généré par le forage de puits ✓ Rejet à la mer de déblais et de fluides de forage à base d'eau ✓ Rejet à la mer de déblais et de fluides de forage à base de pétrole/synthétique ✓ Rejet de l'eau produite à la mer ✓ Rejet du sable produit à la mer ✓ Rejet des effluents	✓ Transférer et partager les connaissances sur le milieu marin et les technologies associées. Assurer une coordination avec les organismes de recherches sur la biodiversité du Sénégal et d'autres parties prenantes. ✓ Intégrer les principes et considérations de conservation de la biodiversité et des services écosystémiques dans les systèmes de gestion d'entreprise. Coordonner les programmes avec les stratégies et plans d'action nationaux pour la biodiversité. ✓ Interdire les activités dans les habitats classés critiques selon la norme NES 6 de la banque mondiale. En cas d'autorisation et d'obtention de permis pour activités dans des habitats critiques, suivre et respecter la hiérarchie de mitigation de la NES 6. Pour des impacts inévitables sur des habitats naturels et critiques, adopter une approche Pas de perte nette et/ou Gain Net d'habitat. ✓ Évaluation des restrictions selon la période de l'année sur les opérations dans l'EIE pour traiter les stades de vie sensibles des espèces importantes dans chaque zone de projet proposée. Forer pendant les saisons non productives. ✓ Mettre en œuvre les mesures suivantes pour réduire les nuisances sonores : • Grands rideaux à bulles d'air[10]

[10] Un système qui produit des bulles d'air sous l'eau brisant la propagation des ondes sonores

Indicateur d'impact	Source d'impact	Mesures d'atténuation proposées
Changements dans la diversité et la domination des espèces pélagiques	✓ Mouvement des navires de soutien ✓ Transport de produits chimiques et de déchets vers la terre ou pour l'exportation ✓ Présence physique d'installations de traitement offshore ✓ Présence physique des terminaux méthaniers offshore ✓ Exportation d'hydrocarbures liquides par tankers ✓ Évacuation de gaz et d'huile ✓ Déversements de carburant et de produits chimiques	• Petit rideau à bulles d'air[11] • Écran d'atténuation du bruit[12] • Obus BEKA[13] • Mettre en œuvre un Protocole de surveillance acoustique passive pour faciliter la détection d'espèces de mammifères marins pendant les périodes de visibilité limitée ou d'obscurité. • Protocole de démarrage progressif : Les émissions sonores doivent commencer à faible puissance, augmenter progressivement jusqu'à ce que la pleine puissance soit atteinte. • Utilisation de dispositifs d'atténuation acoustique (DMA) avant le début des travaux, le DMA devrait être utilisée pour chasser des groupes ou des individus de mammifères marins. ✓ Les opérateurs doivent suivre les recommandations de gestion des déchets dans la section 7.1.4 ✓ Optimiser les trajets et les itinéraires de voyage lors du transport de produits chimiques et de déchets ✓ Le transport de produits chimiques doit satisfaire aux exigences des conventions et normes internationales, y compris le Code des marchandises dangereuses maritimes internationales IMDG (International Maritime Dangerous Goods) pour les marchandises dangereuses. ✓ Les études d'EIE doivent détailler la procédure à adopter lors du transport de marchandises dangereuses par mer pour prévenir le déversement accidentel de produits chimiques et intervenir en cas d'accident. ✓ Augmenter les capacités opérationnelles ✓ Organiser des formations et des exercices, par exemple des exercices d'intervention en cas de catastrophe, afin que toute l'équipe soit prête à travailler ensemble en cas de déversement. ✓ S'assurer que l'équipement et les processus essentiels à la sécurité sont en place et opérationnels avant le début des activités ✓ Les opérateurs doivent préparer un plan de gestion des produits chimiques comprenant la manipulation, le stockage, le transport et l'intervention en cas d'accident. ✓ Préparer des plans d'intervention en cas de déversement ✓ Adopter les meilleures pratiques en matière de gestion des risques et de prévention des déversements. Appliquer les normes de prévention de la pollution convenues au niveau national et régional ✓ Ratifier les conventions de l'OMI concernant l'intervention en cas de déversement

[11] Un petit rideau de bulles peut être personnalisé et placé beaucoup plus près du grand rideau de bulles, il peut être constitué d'un cadre rigide placé autour de la source. Plusieurs configurations sont possibles.
[12] Un écran à double couche rempli d'air et de bulles.
[13] Double paroi acier avec rideaux à bulles intérieur et extérieur et découplage acoustique

Indicateur d'impact	Source d'impact	Mesures d'atténuation proposées
Modifications de l'abondance, de l'état, de la richesse et de la densité du benthos phyto et zoo	✓ Mobilisation et positionnement en place de Plateforme dans le talus continental et en haute mer ✓ Forage de puits dans le talus continental et en haute mer ✓ Réinjection des déblais et fluides de forage ✓ Rejet à la mer de déblais et de fluides de forage à base d'eau ✓ Rejet à la mer de déblais et de fluides de forage à base de pétrole/synthétique ✓ Déversement de sable produit dans le talus continental et en mer profonde ✓ Réinjection du sable et de l'eau produits ✓ Installation du système sous-marin ✓ Installation de pipelines d'exportation offshore ✓ Installation d'installations de traitement offshore ✓ Installation de terminaux méthaniers offshore ✓ Évacuation de gaz et d'huile ✓ Déversements de carburant et de produits chimiques ✓ Perte de stabilité	✓ Évaluation des restrictions selon la période de l'année sur les opérations dans l'EIE pour traiter les stades de vie sensibles des espèces importantes dans chaque zone de projet proposée. Forer et installer l'équipement pendant les saisons non productives. ✓ Interdiction de forer dans le talus continental. ✓ Si le forage dans le talus/plateau continental est inévitable, mener des évaluations écotoxicologiques pour évaluer les niveaux de risque et obtenir l'approbation du Ministère de l'Environnement/DEEC. ✓ La cartographie des herbiers marins dans les eaux doit être effectuée avant les activités. ✓ Les opérateurs doivent suivre les recommandations de gestion des déchets dans la section 7.1.4 ✓ Augmenter les capacités opérationnelles ✓ Organiser des formations et des exercices, par exemple des exercices d'intervention en cas de catastrophe, afin que toute l'équipe soit prête à travailler ensemble en cas de déversement. ✓ S'assurer que l'équipement et les processus essentiels à la sécurité sont en place et opérationnels avant le début des activités ✓ Les opérateurs doivent préparer un plan de gestion des produits chimiques comprenant la manipulation, le stockage, le transport et l'intervention en cas d'accident. ✓ Préparer des plans d'intervention en cas de déversement ✓ Adopter les meilleures pratiques en matière de gestion des risques et de prévention des déversements. Appliquer les normes de prévention de la pollution convenues au niveau national et régional ✓ Ratifier les conventions de l'OMI concernant l'intervention en cas de déversement
Changements dans la composition de la population de phyto et de zooplancton	✓ Présence physique de la plateforme de forage ✓ Rejet de déblais et de fluides de forage à base d'eau dans la mer ✓ Rejet de déblais et de fluides de forage à base de	✓ Les opérateurs doivent suivre les recommandations de gestion des déchets dans la section6.2.3 7.1.4. ✓ Augmenter les capacités opérationnelles ✓ Organisez des formations et des exercices, par exemple des exercices d'intervention en cas de catastrophe, afin que toute l'équipe soit prête à travailler ensemble en cas de déversement. ✓ S'assurer que l'équipement et les processus essentiels à la sécurité sont en place et opérationnels avant le début des activités.

Indicateur d'impact	Source d'impact	Mesures d'atténuation proposées
	pétrole/synthétique dans la mer ✓ Rejet de l'eau produite dans la mer ✓ Déversement du sable produit dans la mer ✓ Rejet des effluents ✓ Présence physique d'installations de traitement offshore ✓ Présence physique du terminal méthanier offshore ✓ Évacuation de gaz et d'huile ✓ Déversements de carburant et de produits chimiques	✓ Les opérateurs doivent préparer un plan de gestion des produits chimiques comprenant la manipulation, le stockage, le transport et l'intervention en cas d'accident. ✓ Préparer des plans d'intervention en cas de déversement ✓ Adopter les meilleures pratiques en matière de gestion des risques et de prévention des déversements. Appliquer les normes de prévention de la pollution convenues au niveau national et régional
Changements dans l'abondance, le statut et la densité des oiseaux de mer	✓ Présence physique de la plateforme de forage ✓ Mouvement d'hélicoptère ✓ Présence physique d'installations de traitement offshore ✓ Présence physique des terminaux méthaniers offshore ✓ Évacuation de gaz et d'huile ✓ Déversements de carburant et de produits chimiques	✓ Augmenter les capacités opérationnelles ✓ Organisez des formations et des exercices, par exemple des exercices d'intervention en cas de catastrophe, afin que toute l'équipe soit prête à travailler ensemble en cas de déversement. ✓ S'assurer que l'équipement et les processus essentiels à la sécurité sont en place et opérationnels avant le début des activités. ✓ Les opérateurs doivent préparer un plan de gestion des produits chimiques comprenant la manipulation, le stockage, le transport et l'intervention en cas d'accident. ✓ Ratifier les conventions de l'OMI concernant l'intervention en cas de déversement. ✓ Intégrer les principes et considérations de conservation de la biodiversité et des services écosystémiques dans les systèmes de gestion d'entreprise. Coordonner les programmes avec les stratégies et plans d'action nationaux pour la biodiversité
Tendance d'introduction d'espèces envahissantes	✓ Décharge d'effluent et eau de ballast	✓ Établir des restrictions strictes concernant le rejet d'eau de ballast.
Pourcentage de la superficie des habitats marins sensibles/protégés touchés par les activités pétrolières et gazières	✓ Mobilisation et positionnement en place de la Plateforme dans le talus continental ✓ Mobilisation et positionnement en place de Plateforme en haute mer	✓ Interdire les activités sur le talus continental (sauf pose de pipeline). ✓ Si les activités sur le talus/plateau continental sont inévitables, mener des évaluations écotoxicologiques détaillées pour évaluer les niveaux de risque et obtenir l'approbation du ministère de l'Environnement. ✓ Établir des zones tampon autour des zones protégées/zones proposées pour la protection et y interdire les activités. Les zones tampons doivent être déterminées dans les études d'EIE. ✓ Le forage et la production dans les zones protégées sont interdits.

Indicateur d'impact	Source d'impact	Mesures d'atténuation proposées
	✓ Forage de puits dans le talus continental ✓ Forage de puits en haute mer ✓ Rejet de déblais et de fluides de forage à base d'eau sur le talus continental ✓ Déversement de déblais et de fluides de forage à base d'eau en haute mer ✓ Déversement de déblais et de fluides de forage à base de pétrole/synthétique sur le talus continental ✓ Déversement de déblais et de fluides de forage à base de pétrole/synthétique en haute mer ✓ Déversement du sable produit dans le talus continental ✓ Déversement du sable produit en haute mer ✓ Rejet des effluents ✓ Activités de dragage pour les ports et les installations de soutien à terre ✓ Installation du système sous-marin ✓ Installation d'un pipeline offshore pour l'exportation de gaz ✓ Installation d'installations de traitement offshore ✓ Installation de terminaux méthaniers offshore ✓ Évacuation de gaz et d'huile ✓ Déversements de carburant et de produits chimiques ✓ Perte de stabilité	✓ Respect des plans de gestion des aires protégées. ✓ Établir un code de conduite pour opérer à proximité des zones protégées et sensibles. ✓ Évaluation des restrictions de période de l'année sur les opérations dans l'EIE pour traiter les stades de vie sensibles des espèces importantes dans chaque zone de projet proposée. Forer et installer l'équipement pendant les saisons non productives. ✓ Les opérateurs doivent suivre les recommandations de gestion des déchets dans la section 7.1.4 ✓ Traitement terrestre des déblais et des déchets provenant des opérations de dragage et interdire leur rejet en mer. ✓ Utilisation de rideaux de limon permettant aux matières en suspension de se déposer avant le retrait des rideaux. ✓ Élimination des déblais et des déchets provenant des opérations de dragage au-delà du plateau continental. ✓ Augmenter les capacités opérationnelles ✓ Organisez des formations et des exercices, par exemple des exercices d'intervention en cas de catastrophe, afin que toute l'équipe soit prête à travailler ensemble en cas de déversement. ✓ S'assurer que l'équipement et les processus essentiels à la sécurité sont en place et opérationnels avant le début des activités. ✓ Les opérateurs doivent préparer un plan de gestion des produits chimiques comprenant la manipulation, le stockage, le transport et l'intervention en cas d'accident. ✓ Préparer des plans d'intervention en cas de déversement ✓ Adopter les meilleures pratiques en matière de gestion des risques et de prévention des déversements. Appliquer les normes de prévention de la pollution convenues au niveau national et régional ✓ Ratifier les conventions de l'OMI concernant l'intervention en cas de déversement

5.5.4.5 Évaluation des Impacts Résiduels

Les impacts résiduels sur l'environnement biologique marin pendant la phase de production avec les mesures d'atténuation existantes et supplémentaires en place sont résumés dans le Tableau 5-65.

Tableau 5-65 Évaluation de l'Importance des Impacts Résiduels sur l'Environnement Biologique Marin Pendant la Phase de Production

Indicateur d'Impact		Scénario	Évaluation de l'ampleur des impacts	Évaluation de la Sensibilité des récepteurs	Évaluation de l'Importance
Changements dans l'abondance, le statut et la densité des mammifères marins et les tortues de mer	Avec mesures de contrôle prévues	S2 S3 S4 S5 S6	• Nature préjudiciable • Etendue régional (2) • De long-terme (2) • Fréquent (2) • Certain (3) • Nature réversible (1) **Ampleur : Modérée (10)**	Sensibilité : **Elevée**	Majeur
	Avec les mesures de contrôle prévues et les mesures d'atténuation supplémentaires proposées		• Nature préjudiciable • Etendue local (1) • De court-terme (1) • Fréquent (2) • Certain (3) • Nature réversible (1) **Ampleur : Modérée (8)**		Majeur
Changements dans la diversité et la domination des espèces pélagiques	Avec mesures de contrôle prévues	S2 S3 S4 S5 S6	• Nature préjudiciable • Etendue régional (2) • De long-terme (2) • Fréquent (2) • Certain (3) • Nature réversible (1) **Ampleur : Modérée (10)**	Sensibilité : **Elevée**	Majeur
	Avec les mesures de contrôle prévues et les mesures d'atténuation supplémentaires proposées		• Nature préjudiciable • Etendue local (1) • De court-terme (1) • Fréquent (2) • Certain (3) • Nature réversible (1) **Ampleur : Modérée (8)**		Modéré

Indicateur d'Impact		Scénario	Évaluation de l'ampleur des impacts	Évaluation de la Sensibilité des récepteurs	Évaluation de l'Importance
Modifications de l'abondance, de l'état, de la richesse et de la densité du benthos phyto et zoo	Avec mesures de contrôle prévues	S2	• Nature préjudiciable • Etendue régional (2) • De long-terme (2) • Fréquent (2) • Certain (3) • Nature réversible (1) **Ampleur : Modérée (10)**	Sensibilité : **Elevée**	Majeur
	Avec les mesures de contrôle prévues et les mesures d'atténuation supplémentaires proposées		• Nature préjudiciable • Etendue local (1) • De court-terme (1) • Peu Fréquent (1) • Certain (2) • Nature réversible (1) **Ampleur : Mineure (7)**		Modéré
	Avec mesures de contrôle prévues	S3 S4 S5 S6	• Nature préjudiciable • Etendue régional (2) • De long-terme (2) • Fréquent (2) • Certain (3) • Nature réversible (1) **Ampleur : Modérée (10)**	Sensibilité : **Elevée**	Majeur
	Avec les mesures de contrôle prévues et les mesures d'atténuation supplémentaires proposées		• Nature préjudiciable • Etendue local (1) • De court-terme (1) • Fréquent (2) • Certain (3) • Nature réversible (1) **Ampleur : Modérée (8)**		Majeur
Changements dans la composition de la population de phyto et de zooplancton	Avec mesures de contrôle prévues	S2 S3 S4 S5 S6	• Nature préjudiciable • Etendue régional (2) • De long-terme (2) • Fréquent (2) • Certain (3) • Nature réversible (1) **Ampleur : Modérée (10)**	Sensibilité : **Elevée**	Majeur

Indicateur d'Impact		Scénario	Évaluation de l'ampleur des impacts	Évaluation de la Sensibilité des récepteurs	Évaluation de l'Importance
	Avec les mesures de contrôle prévues et les mesures d'atténuation supplémentaires proposées		• Nature préjudiciable • Etendue local (1) • De court-terme (1) • Peu Fréquent (1) • Probable (2) • Nature réversible (1) **Ampleur : Mineure (6)**		Modéré
Changements dans l'abondance, le statut et la densité des oiseaux de mer	Avec mesures de contrôle prévues	S2 S3	• Nature préjudiciable • Etendue local (1) • De court-terme (1) • Fréquent (2) • Probable (2) • Nature réversible (1) **Ampleur : Mineure (7)**	Sensibilité : **Elevée**	Modéré
	Avec les mesures de contrôle prévues et les mesures d'atténuation supplémentaires proposées		• Nature préjudiciable • Etendue local (1) • De court-terme (1) • Peu Fréquent (1) • Peu Probable (1) • Nature réversible (1) **Ampleur : Négligeable (5)**		Mineur
	Avec mesures de contrôle prévues	S4 S5 S6	• Nature préjudiciable • Etendue régional (2) • De court-terme (1) • Fréquent (2) • Probable (2) • Nature réversible (1) **Ampleur : Modérée (8)**	Sensibilité : **Elevée**	Majeur
	Avec les mesures de contrôle prévues et les mesures d'atténuation supplémentaires proposées		• Nature préjudiciable • Etendue local (1) • De court-terme (1) • Fréquent (2) • Probable (2) • Nature réversible (1) **Ampleur : Mineure (7)**		Modéré

Indicateur d'Impact		Scénario	Évaluation de l'ampleur des impacts	Évaluation de la Sensibilité des récepteurs	Évaluation de l'Importance
Tendance d'introduction d'espèces envahissantes	Avec mesures de contrôle prévues	S2 S3 S4 S5 S6	• Nature préjudiciable • Etendue régional (2) • De long-terme (2) • Fréquent (2) • Probable (2) • Nature réversible (1) **Ampleur : Modérée (9)**	Sensibilité : **Elevée**	Majeur
	Avec les mesures de contrôle prévues et les mesures d'atténuation supplémentaires proposées		• Nature préjudiciable • Etendue local (1) • De court-terme (1) • Fréquent (2) • Probable (2) • Nature réversible (1) **Ampleur : Mineure (7)**		Modéré
Pourcentage de la superficie des habitats marins sensibles/protégés touchés par les activités pétrolières et gazières	Avec mesures de contrôle prévues	S2 S3 S4 S5 S6	• Nature préjudiciable • Etendue régional (2) • De long-terme (2) • Fréquent (2) • Certain (3) • Nature réversible (1) **Ampleur : Modérée (10)**	Sensibilité : **Elevée**	Majeur
	Avec les mesures de contrôle prévues et les mesures d'atténuation supplémentaires proposées		• Nature préjudiciable • Etendue régional (2) • De long-terme (2) • Fréquent (2) • Certain (3) • Nature réversible (1) **Ampleur : Modérée (10)**		Majeur

5.5.5 Impacts sur l'Environnement Côtier

5.5.5.1 Impacts potentiels

Tableau 5-66 Impacts de la phase de production sur l'environnement côtier

Indicateur d'Impact	Sources d'Impacts (Activités)	Sources d'Impact Cumulées
Pourcentage de la superficie des habitats côtiers sensibles affectés par les impacts liés aux activités en offshore	✓ Mouvement des navires de soutien et transport des déchets et des produits chimiques ✓ Activités de dragage pour les ports et les installations de soutien à terre ✓ Installation d'un système sous-marin et de pipelines pour l'exportation de gaz ✓ Installation d'installations de traitement à terre ✓ Installation de terminaux méthaniers à terre ✓ Installation du réseau de transport à terre ✓ Évacuation de gaz et d'huile ✓ Déversements de carburant et de produits chimiques.	✓ Déchets domestiques et industriels rejetés en mer. ✓ Présence physique et bruit générés par la présence et les mouvements des navires en mer. ✓ Décharges et déversements des navires de transport. ✓ Pêche à la dynamite et utilisation explosive.

5.5.5.2 Principales mesures de contrôle existantes

Cf. 5.3.5.2.

5.5.5.3 Évaluation des impacts

Pendant la phase de production, le support est apporté à la plateforme de production par des navires de service et des hélicoptères à partir des bases terrestres, des ports et des aéroports situés dans la zone côtière. Ce dernier augmente les risques de déversements d'hydrocarbures et de produits chimiques des installations terrestres vers la côte, ce qui peut influencer les animaux côtiers et les propriétés de l'eau de mer. Des activités de dragage sont nécessaires près de la côte pour construire ces ports et installations à terre. Ces opérations affectent les caractéristiques de l'eau de mer, la taille des sédiments et les concentrations de polluants dans les sédiments.

Effets similaires à ceux mentionnés dans la section 5.4.5 peuvent être anticipés par les déversements, les éruptions, les mouvements de navires et les opérations de dragage.

Pendant la phase de production, l'environnement côtier est également très vulnérable à l'installation et à l'exploitation des pipelines d'exportation, des installations de traitement à terre, des terminaux GNL et du réseau de transport.

L'ampleur de l'impact, la sensibilité des récepteurs et l'évaluation de l'importance de l'impact de chacun des impacts environnementaux identifiés sur l'environnement côtier pendant la phase de production sont résumées dans le Tableau 5-67.

Tableau 5-67 Évaluation de l'Importance des Impacts sur l'Environnement Côtier Pendant la Phase de Production avec Mesures de Contrôle Existantes en Place

Indicateur d'impact	Scénario	Évaluation de l'ampleur des impacts	Évaluation de la Sensibilité des récepteurs	Évaluation de l'importance
Pourcentage de la superficie des habitats côtiers sensibles affectés par les impacts liés aux activités en offshore	S2 S3	La source d'impact la plus importante est l'installation et l'exploitation d'installations de traitement à terre et de terminaux GNL. • Nature préjudiciable • Etendue Régional (2) • De long-terme (2) • Fréquent (2) • Certain (3) • Nature réversible (1) **Ampleur : Modérée (10)**	Sensibilité : **Elevée**	Majeur
	S4 S5 S6	Avec l'augmentation de production, les installations, les constructions, les transports et les activités d'exploitations à terre et sur les zones côtières augmentent. L'ampleur des impacts dépendent du niveau de production des scénarios. • Nature préjudiciable • Etendue Régional (2) • Permanent (3) • Continue (3) • Certain (3) • Nature réversible (1) **Ampleur : Majeure (12)**	Sensibilité : **Elevée**	Majeur

5.5.5.4 Mesures d'atténuation proposées

Tableau 5-68 Mesures d'Atténuation Proposées pour les Impacts sur l'Environnement Côtier Pendant la Phase de Production

Indicateur d'impact	Source d'impact	Mesures d'atténuation proposées
Pourcentage de la superficie des habitats côtiers sensibles affectés par les impacts liés aux activités en offshore	✓ Mouvement des navires de soutien et transport des déchets et des produits chimiques	✓ Optimiser les trajets et les itinéraires de voyage lors du transport de produits chimiques et de déchets ✓ Le transport de produits chimiques doit satisfaire aux exigences des conventions et normes internationales, y compris le Code des marchandises dangereuses maritimes internationales IMDG (International Maritime Dangerous Goods) pour les marchandises dangereuses. ✓ Les études d'EIE doivent détailler la procédure à adopter lors du transport de marchandises dangereuses par mer pour prévenir le déversement accidentel de produits chimiques et intervenir en cas d'accident.

Indicateur d'impact	Source d'impact	Mesures d'atténuation proposées
	✓ Activités de dragage pour les ports et les installations de soutien à terre	✓ Traitement terrestre des déblais et des déchets provenant des opérations de dragage et interdire leur rejet en mer. ✓ Utilisation de rideaux de limon permettant aux matières en suspension de se déposer avant le retrait des rideaux. ✓ Élimination des déblais et des déchets provenant des opérations de dragage au-delà du plateau continental.
	✓ Installation du système sous-marin	✓ Tenir compte des zones écologiquement sensibles dans le tracé et l'implantation de tels systèmes
	✓ Installation de pipelines pour l'exportation de gaz	
	✓ Installation d'installations de traitement à terre	✓ Évaluation des restrictions de période de l'année sur les opérations dans l'EIE pour traiter les stades de vie sensibles des espèces importantes dans chaque zone de projet proposée. Installer l'équipement pendant les saisons non productives.
	✓ Installation de terminaux méthaniers à terre	
	✓ Installation du réseau de transport à terre	
	✓ Évacuation de gaz et d'huile	✓ Augmenter les capacités opérationnelles ✓ Préparer des plans d'intervention en cas de déversement. ✓ Adopter les meilleures pratiques en matière de gestion des risques et de prévention des déversements. Appliquer les normes de prévention de la pollution convenues au niveau national et régional ✓ Organiser des formations et des exercices, par exemple des exercices d'intervention en cas de catastrophe, afin que toute l'équipe soit prête à travailler ensemble en cas de déversement. ✓ S'assurer que l'équipement et les processus essentiels à la sécurité sont en place et opérationnels avant le début des activités ✓ Les opérateurs doivent préparer un plan de gestion des produits chimiques comprenant la manipulation, le stockage, le transport et l'intervention en cas d'accident.
	✓ Déversements de carburant et de produits chimiques	

5.5.5.5 Évaluation des impacts résiduels

Les impacts résiduels sur l'environnement côtier pendant la phase de production avec les mesures d'atténuation existantes et supplémentaires en place sont résumés dans le Tableau 5-69.

Tableau 5-69 Évaluation de l'Importance des Impacts Résiduels sur l'Environnement Côtier Pendant la Phase de Production

Indicateur d'Impact		Scénario	Évaluation de l'ampleur des impacts	Évaluation de la Sensibilité des récepteurs	Évaluation de l'Importance
Pourcentage de la superficie des habitats côtiers sensibles affectés par les impacts liés aux activités en offshore	Avec mesures de contrôle prévues	S2 S3	• Nature préjudiciable • Etendue Régional (2) • De long-terme (2) • Fréquent (2) • Certain (3) • Nature réversible (1) **Ampleur : Modérée (10)**	Sensibilité : **Elevée**	Majeur
	Avec les mesures de contrôle prévues et les mesures d'atténuation supplémentaires proposées		• Nature préjudiciable • Etendue local (1) • De court-terme (1) • Peu Fréquent (1) • Certain (3) • Nature réversible (1) **Ampleur : Mineur (6)**		Modéré
	Avec mesures de contrôle prévues	S4 S5 S6	• Nature préjudiciable • Etendue Régional (2) • Permanent (3) • Continue (3) • Certain (3) • Nature réversible (1) **Ampleur : Majeure (12)**	Sensibilité : **Elevée**	Majeur
	Avec les mesures de contrôle prévues et les mesures d'atténuation supplémentaires proposées		• Nature préjudiciable • Etendue Régional (2) • De long-terme (2) • Fréquent (2) • Certain (3) • Nature réversible (1) **Ampleur : Modérée (10)**		Modéré

5.5.6 Impacts sur la Pêche

5.5.6.1 Impacts potentiels

Tableau 5-70 Impacts de la phase de production sur les pêches

Indicateur d'impact	Sources d'impacts (Activités)	Sources d'impact cumulées
Changement dans les stocks de poissons et aquatiques et changement dans les concentrations de produits chimiques dans les poissons comestibles attribués au secteur pétrolier et gazier offshore	✓ Présence physique de la plateforme ✓ Déversement de déblais et de fluides de forage à base d'eau et de pétrole/synthétique sur le talus continental en haute mer ✓ Rejet d'eau de production dans le talus continental et en mer profonde ✓ Mouvement des navires de soutien et transport des déchets et des produits chimiques ✓ Évacuation de gaz et d'huile ✓ Déversements de carburant et de produits chimiques	✓ Déchets domestiques et industriels rejetés en mer. ✓ Présence physique et bruit générés par les mouvements des navires et des navires en mer. ✓ Rejets et déversements des navires d'expédition. ✓ Pêche à la dynamite et utilisation explosive.
Superficie totale où les activités de pêche sont exclues en raison des activités pétrolières et gazières	✓ Présence physique de la plateforme ✓ Présence physique d'installations de traitement offshore ✓ Présence physique du terminal méthanier offshore	
Perte de revenus des pêcheurs due à la zone exclue	✓ Présence physique de la plateforme ✓ Présence physique d'installations de traitement offshore ✓ Présence physique du terminal méthanier offshore	

5.5.6.2 Principales mesures de contrôle existantes

Cf. 5.3.6.2.

5.5.6.3 Évaluation des impacts

Certaines espèces de poissons sont attirées par les plateformes de production. Comme les poissons restent près des plateformes, les captures sont beaucoup plus importantes qu'à distance (Løkkeborg *et al*., 2002). Le seul problème posé est la contamination des poissons par d'éventuels rejets à proximité de la zone. Comme les rejets peuvent contenir des traces toxiques d'hydrocarbures, les évaluations préalablement préparées prouvent que l'exposition des poissons à de petites quantités de HAP n'aura pas d'effet significatif sur la reproduction des stocks de poissons (Neff *et a*l., 2006). Ce sont cependant les métaux lourds et la teneur en acide de l'eau produite et des fluides rejetés qui peuvent être préjudiciables.

De grands volumes de pétrole peuvent altérer la qualité de l'eau dans laquelle vivent les poissons en raison de leur concentration en substances toxiques qui peuvent interférer avec le développement sexuel et la reproduction des poissons (Meier *et al*., 2001). Les contaminants dans les rejets peuvent également affecter la croissance des poissons et entraîner des malformations cardiaques, un stress oxydatif et des dommages à l'ADN (Carls *et al*., 2005).

L'ampleur de l'impact, la sensibilité des récepteurs et l'évaluation de l'importance de l'impact de chacun des impacts environnementaux identifiés sur la pêche pendant la phase de production sont résumées dans le Tableau 5-71.

Tableau 5-71 Évaluation de l'Importance des Impacts sur la Pêche pendant la Phase de Production avec Mesures de Contrôle Existantes en Place

Indicateur d'impact	Scénario	Évaluation de l'ampleur des impacts	Évaluation de la Sensibilité des récepteurs	Évaluation de l'Importance
Changement dans les stocks de poissons et aquatiques et changement dans les concentrations de produits chimiques dans les poissons comestibles attribués au secteur pétrolier et gazier offshore	S2 S3	La source d'impact la plus importante est le rejet d'eau de production dans la mer, qui est fortement concentrée en polluants et contaminants. • Nature préjudiciable • Etendue Local (1) • De long-terme (2) • Fréquent (2) • Certain (3) • Nature réversible (1) **Ampleur : Modérée (9)**	Sensibilité : **Elevée**	Majeur
	S4 S5 S6	L'importance de ces impacts est proportionnelle au niveau de production des différents scénarios. Le plus la production est importante, le plus l'impact est important. Donc le scénario S5 a un impact plus important que S4, et S4 plus important que les précédents. Et S6 étant similaire à S4 sans le développement onshore. • Nature préjudiciable • Etendue Local (1) • De long-terme (2) • Continue (3) • Certain (3) • Nature réversible (1) **Ampleur : Modérée (10)**	Sensibilité : **Elevée**	Majeur
Superficie totale où les activités de pêche sont exclues en raison des activités pétrolières et gazières	S2	La présence physique de la plateforme, les installations de traitement offshore constituent les principales sources d'impact. • Nature préjudiciable • Etendue Local (1) • De long-terme (2) • Fréquent (2) • Certain (3) • Nature réversible (1) **Ampleur : Modérée (9)**	Sensibilité : **Elevée**	Majeur
	S3 S4 S5 S6	En plus du précédent mentionné qui constituent les principales sources d'impacts, on ajoute la présence de terminaux méthaniers offshore. Le niveau et l'importance des impacts dépend du niveau de production (scénario), avec S3 < S4 < S5. Et S6 étant similaire à S4 sans le développement onshore.	Sensibilité : **Elevée**	Majeur

Indicateur d'impact	Scénario	Évaluation de l'ampleur des impacts	Évaluation de la Sensibilité des récepteurs	Évaluation de l'Importance
		• Nature préjudiciable • Etendue Local (1) • De long-terme (2) • Continue (3) • Certain (3) • Nature réversible (1) **Ampleur : Modérée (10)**		
Perte de revenus des pêcheurs due à la zone exclue	S2	La présence physique de la plateforme, les installations de traitement offshore constituent les principales sources d'impact. • Nature préjudiciable • Etendue Local (2) • De long-terme (1) • Fréquent (2) • Certain (3) • Nature réversible (1) **Ampleur : Modérée (9)**	Sensibilité : **Elevée**	Majeur
	S3 S4 S5 S6	En plus du précédent mentionné qui constituent les principales sources d'impacts, on ajoute la présence de terminaux méthaniers offshore. Le niveau et l'importance des impacts dépend du niveau de production (scénario), avec S3 < S4 < S5. Et S6 étant similaire à S4 sans le développement onshore. • Nature préjudiciable • Etendue Local (1) • De long-terme (2) • Continue (3) • Certain (3) • Nature réversible (1) **Ampleur : Modérée (10)**	Sensibilité : **Elevée**	Majeur

5.5.6.4 Mesures d'Atténuation Proposées

Tableau 5-72 Mesures d'Atténuation Proposées pour les Impacts sur les Pêches Pendant la Phase de Production

Indicateur d'impact	Source d'Impact	Mesures d'Atténuation Proposées
Réduction et altération du stock de faunes aquatiques et augmentation changement des concentrations de contaminants absorbés et bioaccumulés dans les poissons comestibles dû aux activités du secteur pétro-gazier offshore	✓ Présence physique de la plateforme ✓ Rejet à la mer de déblais et de fluides de forage à base d'eau ✓ Rejet à la mer de déblais et de fluides de forage à base de pétrole/synthétique ✓ Rejet de l'eau produite dans la mer ✓ Mouvement des navires de soutien et transport des	✓ Les opérateurs doivent suivre les recommandations de gestion des déchets dans la section 7.1.4 ✓ Optimiser les trajets et les itinéraires de voyage lors du transport de produits chimiques et de déchets ✓ Le transport de produits chimiques doit satisfaire aux exigences du Code IMDG pour les marchandises dangereuses. ✓ Les études d'EIE doivent détailler la procédure à adopter lors du transport de marchandises dangereuses par mer pour prévenir le déversement accidentel de produits chimiques et intervenir en cas d'accident. ✓ Augmenter les capacités opérationnelles

Indicateur d'impact	Source d'Impact	Mesures d'Atténuation Proposées
	déchets et des produits chimiques ✓ Évacuation de gaz et d'huile ✓ Déversements de carburant et de produits chimiques	✓ Organiser des formations et des exercices, par exemple des exercices d'intervention en cas de catastrophe, afin que toute l'équipe soit prête à travailler ensemble en cas de déversement. ✓ S'assurer que l'équipement et les processus essentiels à la sécurité sont en place et opérationnels avant le début des activités ✓ Surveillance des concentrations chimiques dans les tissus comestibles des poissons et des invertébrés. ✓ Les opérateurs doivent préparer un plan de gestion des produits chimiques comprenant la manipulation, le stockage, le transport et l'intervention en cas d'accident. ✓ Ratifier les conventions de l'OMI concernant l'intervention en cas de déversement
Superficie totale où les activités de pêche sont exclues en raison des activités pétrolières et gazières	✓ Présence physique de la plateforme ✓ Présence physique d'installations de traitement offshore ✓ Présence physique du terminal méthanier offshore	✓ Limiter les zones d'exclusion aux zones de sécurité ✓ Évaluer de manière collaborative la manière dont les opérations proches de l'agriculture de subsistance ou de la production alimentaire à petite échelle (y compris la pêche) peuvent coexister de manière constructive ; ✓ Planifier des infrastructures qui peuvent également profiter à l'agriculture ou à la pêche.
Perte de revenus des pêcheurs due à la zone exclue	✓ Présence physique de la plateforme ✓ Présence physique d'installations de traitement offshore ✓ Présence physique du terminal méthanier offshore	✓ Au moment de soumettre un plan de forage pour approbation, les exploitants informent les pêcheurs par l'intermédiaire des associations de pêcheurs. En outre, dans le cas d'activités prévues dans une zone de pêche intensive, les discussions avec les pêcheurs doivent être engagées le plus tôt possible, et de préférence pas moins de 90 jours avant le début prévu de l'activité.

5.5.6.5 Évaluation des Impacts Résiduels

Les impacts résiduels sur la pêche pendant la phase de production avec les mesures d'atténuation existantes et supplémentaires en place sont résumés dans le Tableau 5-73.

Tableau 5-73 Évaluation de l'Importance des Impacts Résiduels sur les Pêches Pendant la Phase de Production

Indicateur d'Impact		Scenario	Évaluation de l'ampleur des impacts	Évaluation de la Sensibilité des récepteurs	Évaluation de l'Importance
Changement dans les stocks de poissons et changement dans les concentrations de produits chimiques dans les poissons comestibles attribués au secteur pétrolier et gazier offshore	Avec mesures de contrôle prévues	S2 S3	• Nature préjudiciable • Etendue Local (1) • De long-terme (2) • Fréquent (2) • Certain (3) • Nature réversible (1) **Ampleur : Modérée (9)**	Sensibilité : **Elevée**	Majeur
	Avec les mesures de contrôle prévues et les mesures d'atténuation supplémentaires proposées		• Nature préjudiciable • Etendue Local (1) • De long-terme (2) • Peu Fréquent (1) • Probable (2) • Nature réversible (1) **Ampleur : Mineur (7)**		**Modéré**
	Avec mesures de contrôle prévues	S4 S5 S6	• Nature préjudiciable • Etendue Local (1) • De long-terme (2) • Continue (3) • Certain (3) • Nature réversible (1) **Ampleur : Modérée (10)**	Sensibilité : **Elevée**	Majeur
	Avec les mesures de contrôle prévues et les mesures d'atténuation supplémentaires proposées		• Nature préjudiciable • Etendue Local (1) • De long-terme (2) • Peu Fréquent (1) • Probable (2) • Nature réversible (1) **Ampleur : Mineur (7)**		**Modéré**

Indicateur d'Impact		Scenario	Évaluation de l'ampleur des impacts	Évaluation de la Sensibilité des récepteurs	Évaluation de l'Importance
Superficie totale où les activités de pêche sont exclues en raison des activités pétrolières et gazières offshore	Avec mesures de contrôle prévues	S2	• Nature préjudiciable • Etendue Local (1) • De long-terme (2) • Fréquent (2) • Certain (3) • Nature réversible (1) **Ampleur : Modérée (9)**	Sensibilité : **Elevée**	Majeur
	Avec les mesures de contrôle prévues et les mesures d'atténuation supplémentaires proposées		• Nature préjudiciable • Etendue Local (1) • De court-terme (1) • Peu Fréquent (1) • Probable (2) • Nature réversible (1) **Ampleur : Mineur (6)**		**Modéré**
	Avec mesures de contrôle prévues	S3 S4 S5 S6	• Nature préjudiciable • Etendue Local (1) • De long-terme (2) • Continue (3) • Certain (3) • Nature réversible (1) **Ampleur : Modérée (10)**	Sensibilité : **Elevée**	Majeur
	Avec les mesures de contrôle prévues et les mesures d'atténuation supplémentaires proposées		• Nature préjudiciable • Etendue Local (1) • De court-terme (1) • Fréquent (2) • Probable (2) • Nature réversible (1) **Ampleur : Mineur (7)**		**Modéré**
Perte de revenus des pêcheurs due à la zone exclue	Avec mesures de contrôle prévues	S2	• Nature préjudiciable • Etendue Local (1) • De long-terme (2) • Fréquent (2) • Certain (3) • Nature réversible (1) **Ampleur : Modérée (9)**	Sensibilité : **Elevée**	Majeur

Indicateur d'Impact		Scenario	Évaluation de l'ampleur des impacts	Évaluation de la Sensibilité des récepteurs	Évaluation de l'Importance
	Avec les mesures de contrôle prévues et les mesures d'atténuation supplémentaires proposées		• Nature préjudiciable • Etendue Local (1) • De long-terme (2) • Peu Fréquent (1) • Probable (2) • Nature réversible (1) **Ampleur : Mineur (7)**		**Modéré**
	Avec mesures de contrôle prévues	S3 S4 S5 S6	• Nature préjudiciable • Etendue Local (1) • De long-terme (2) • Continue (3) • Certain (3) • Nature réversible (1) **Ampleur : Modérée (10)**	Sensibilité : **Elevée**	Majeur
	Avec les mesures de contrôle prévues et les mesures d'atténuation supplémentaires proposées		• Nature préjudiciable • Etendue Local (1) • De long-terme (2) • Peu Fréquent (1) • Probable (2) • Nature réversible (1) **Ampleur : Mineur (7)**		**Modéré**

5.5.7 Impacts sur les Niveaux de Bruit Ambiant

5.5.7.1 Impacts potentiels

Tableau 5-74 Effets de la Phase de production sur les niveaux de bruit ambiant

Indicateur d'impact	Sources d'impacts (Activités)	Sources d'impact cumulées
Niveaux de bruit ambiant mesurés à proximité des installations pétrolières et gazières/activités de soutien dans la zone côtière	✓ Forage de puits ✓ Production d'énergie sur la plateforme ✓ Mouvement des navires de soutien / transport des déchets et des produits chimiques ✓ Mouvement d'hélicoptère ✓ Appui à terre Installations/fourniture de fournitures ✓ Installations de traitement à terre ✓ Installations de traitement en mer ✓ Terminal méthanier offshore ✓ Terminal méthanier à terre	✓ Transport terrestre ✓ Activité des autres navires en mer ✓ Autres sources de bruit dans la région côtière

5.5.7.2 Principales mesures de contrôle existantes

Cf. 5.3.7.2.

5.5.7.3 Évaluation des impacts

L'ampleur de l'impact, la sensibilité des récepteurs et l'évaluation de l'importance de l'impact de chacun des impacts environnementaux identifiés sur les niveaux de bruit ambiant pendant la phase de production sont résumées dans le Tableau 5-75.

Tableau 5-75 Évaluation de l'importance des impacts sur les niveaux de bruit ambiant pendant la phase de production avec mesures de contrôle existantes en place

Indicateur d'Impact	Scénario	Évaluation de l'ampleur des impacts	Évaluation de la Sensibilité des récepteurs	Évaluation de l'importance
Niveaux de bruit ambiant mesurés à proximité des installations pétrolières et gazières/activités de soutien dans la zone côtière	S2	La source de l'impact le plus important est les installations de traitement à terre. • Nature préjudiciable • Etendue Local (1) • De long-terme (2) • Fréquent (2) • Certain (3) • Nature réversible (1) **Ampleur : Modérée (9)**	Sensibilité : **Moyenne**	**Modéré**
	S3	Les sources d'impacts les plus importants comprennent les installations de traitement à terre et les terminaux GNL à terre. • Nature préjudiciable • Etendue Local (1) • De long-terme (2) • Fréquent (2) • Certain (3) • Nature réversible (1) **Ampleur : Modérée (9)**	Sensibilité : **Moyenne**	**Modéré**
	S4 S5 S6	Comme pour le scénario S3, les sources d'impacts les plus importants comprennent les installations de traitement à terre et les terminaux GNL à terre. La différence est que pour chaque scénario suivant, le niveau de production augmente, engendrant d'avantage d'activités de production et d'activités connexes, et donc de bruits. • Nature préjudiciable • Etendue Local (1) • De long-terme (2) • Fréquent (2) • Certain (3) • Nature réversible (1) **Ampleur : Modérée (9)**	Sensibilité : **Moyenne**	**Modéré**

5.5.7.4 Mesures d'Atténuation Proposées

- Les installations liées au pétrole doivent être situées dans des zones désignées comme industrielles et non dans des zones résidentielles.
- Enfermer la source de bruit dans les installations à terre et ajouter des barrières antibruit ou des bermes antibruit, selon le cas.
- Le niveau de pression acoustique combiné de l'équipement ne doit pas dépasser 85 dBA[14] à une distance de 1 m de l'équipement dans toutes les directions.

[14]Basé sur IFC EHS.

- Une étude de modélisation du bruit doit être préparée dans le cadre de l'étude d'impact sur l'environnement pour les installations de traitement et les terminaux méthaniers.
- La fréquence des trajets en hélicoptère doit être programmée de manière à réduire/éliminer les potentiels impacts sonores importants sur les récepteurs à proximité au point de décollage et d'atterrissage.

5.5.7.5 Evaluation des Impacts Résiduels

Les impacts résiduels sur les niveaux de bruit ambiant pendant la phase de production avec les mesures d'atténuation existantes et supplémentaires en place sont résumés dans le **Error! Reference source not found.**.

Avec les mesures d'atténuation existantes et supplémentaires proposées, l'ampleur des impacts sur les niveaux de bruit ambiant diminuera, cependant, étant donné la longue durée des activités entraînant une fréquence élevée, l'évaluation globale des conséquences de l'importance de l'impact ne changera pas.

Tableau 5-76 Évaluation de l'Importance des Impacts Résiduels sur le Niveaux de Bruit Ambiant pendant la Phase de Production

Indicateur d'Impact		Scenario	Évaluation de l'ampleur des impacts	Évaluation de la Sensibilité des récepteurs	Évaluation de l'Importance
Niveaux de bruit ambiant mesurés à proximité des installations pétrolières et gazières/activités de soutien dans la zone côtière	Avec mesures de contrôle prévues	S2 S3 S4 S5 S6	• Nature préjudiciable • Etendue Local (1) • De long-terme (2) • Fréquent (2) • Certain (3) • Nature réversible (1) **Ampleur : Modérée (9)**	Sensibilité : **Moyenne**	**Modéré**
	Avec les mesures de contrôle prévues et les mesures d'atténuation supplémentaires proposées		• Nature préjudiciable • Etendue Local (1) • De long-terme (2) • Peu Fréquent (1) • Probable (2) • Nature réversible (1) **Ampleur : Mineur (7)**	Sensibilité : **Moyenne**	**Mineur**

5.6 IMPACTS DES ACTIVITES DE PROSPECTION ONSHORE

5.6.1 Identification des impacts onshore

Les impacts des activités de prospection en onshore sont attendus du fonctionnement des camions vibrateur (y compris la génération de bruit, les émissions atmosphériques, les rejets de déchets, etc.) en plus des événements accidentels.

Les récepteurs environnementaux et socio-économiques susceptibles d'être touchés par chaque activité sont indiqués dans la matrice d'identification des impacts présentée dans le Tableau5-77.

Tableau5-77 Matrice d'identification des impacts – Activités de Prospection

Activités de prospection																							
Composant / **Activité**		**Environnement physique**					**Milieu biologique**						**Autres**										
		Qualité de l'air	**Changement climatique**	**Qualité de l'eau superficielles et leau souterraine**	**Qualité du Sol**	**Bruit**	**Benthos phyto et zoologique**	**Espèces pélagiques**	**Phyto et de zooplancton**	**Oiseaux de mer**	**Mammifères et tortues**	**Habitats sensibles**	**Ressources archéologiques et culturelles**	**Infrastructure**	**Conditions sociales**	**Éducation**	**Crime**	**Economie générale/industrie/énergie**		**Expédition**	**Tourisme**	**Santé**	**Paysage et agrément visuel**
Opérations sismiques	Fonctionnement des explosifs					X	X	X	X		X	X											
	La production d'énergie	X	X	X		X																X	
	Rejets et déchets			X	X		X	X	X		X	X										X	
	Utilisation du camion de vibroseis	X	X	X	X	X	X	X	X		X	X		X	X								
Les activités de soutien	Mouvement des véhicules	X	X	X		X			X		X	X		X	X					X			
	Installations de de soutien/ fourniture de matériel												X	X	X								X
Événements accidentels	Déversements de diesel et d'autres hydrocarbures																						
		X	X	X	X		X	X	X	X	X	X	X		X			X		X	X	X	X

5.6.2 Impacts sur la Qualité de l'Air et les Changements Climatiques

5.6.2.1 Impacts Potentiels

Les impacts de la phase de prospection sur la qualité de l'air et le changement climatique ainsi que les principales sources d'impacts attendues et les sources cumulées d'impact sont présentés dans le Tableau 5-78.

Tableau 5-78 Répercussions des Activités de Prospection sur la Qualité de l'air et les Changements Climatiques

Indicateur d'Impact	Sources d'Impacts (Activités)	Sources d'Impact Cumulées
Augmentation des concentrations des principaux contaminants atmosphériques et les particules en raison des activités pétrolières et gazières	✓ Production d'électricité ✓ La poussière provenant des camions et des véhicules ✓ Déversements de diesel et d'autres hydrocarbures	✓ Activités des véhicules à proximité ✓ Emissions du secteur de transport ✓ Polluants générés par le secteur manufacturier et les zones industrielles ✓ Contaminants générés par l'accumulation et la combustion des déchets ✓ Émissions provenant de la production d'électricité
Augmentation des émissions de GES du secteur pétrolier et gazier		

5.6.2.2 Principales mesures de contrôle existantes

Les mesures suivantes sont considérées comme les principales mesures de contrôle existantes pour minimiser les émissions provenant des activités du secteur :

Législations Relatives aux Mesures de Contrôles Existantes - Qualité de l'Air et GES	
Conformité aux conventions ratifiées	• Convention et protocole de vienne pour la protection de la couche d'Ozone. • Convention internationale sur la préparation, la lutte et la coopération en matière de pollution par les hydrocarbures (Convention OPRC). • Convention Cadre des Nations Unies sur les Changements Climatiques (CCNUCC, adoptée en 1992, entrée en vigueur en 1994). • L'Accord de Paris pour l'atténuation et l'adaptation au changement climatique ainsi que leur financement. • Convention de Stockholm de 2001 sur les Polluants Organiques Persistants (POPs).
Conformité aux normes internationales	• Directives générales ESS de la Société financière internationale et du Groupe de la Banque mondiale (IFC-GBM) – Émissions atmosphériques et qualité de l'air ambiant • Lignes directrices de l'Organisation mondiale de la Santé (OMS) sur la qualité de l'air, mise à jour mondiale 2005 • Directives de l'Organisation mondiale de la Santé (OMS) sur la qualité de l'air pour l'Europe, Deuxième édition (2000)
Adoption de Loi et Décret	• La loi n° 2001pour lutter contre la pollution et notamment : La pollution de l'air et des odeurs incommodantes (Titre III chapitre II). • Le Code de l'environnement est mis en œuvre par le Décret N° 2001 – 282 du 12 avril 2001 portant application du Code de l'environnement comprend des directives concernant la classification des installations présentant des risques environnementaux significatifs, ainsi que le processus global de l'EIE. Il contient des dispositions spécifiques sur divers rejets et émissions polluants. Les directives et le processus de l'EIE proposé ainsi que les dispositions présentées doivent être respectés. • Le Code Pétrolier mis en œuvre par le décret d'application de la Loi No 98-05 du 8 janvier 1998, et le Code Gazier (Loi No 2020-06 du 7 février 2020).

Législations Relatives aux Mesures de Contrôles Existantes - Qualité de l'Air et GES	
Conformité aux normes et stratégies nationales	• Norme NS 05-062 réglementant les conditions de rejets de polluants atmosphériques dans l'air, nécessitant une révision pour être adaptée au contexte pétro-gazier.

5.6.2.3 Évaluation des impacts

Les activités de construction et autres déplacements de véhicules et d'équipements seront associés à l'émission de divers polluants atmosphériques de combustion. Les émissions atmosphériques des opérations sismiques sont liées aux gaz d'échappement des moteurs diesel statiques des générateurs d'électricité et à la combustion du carburant des moteurs des véhicules. Tous les équipements de prospection seront alimentés par de l'essence ou du carburant diesel. Le carburant sera utilisé pour alimenter les générateurs électriques, tous les véhicules et les camions utilisés. Les déversements de carburant et de diesel des moteurs des peuvent aussi constituer une source d'émissions.

Les principaux polluants atmosphériques et leurs impacts significatifs sur l'environnement et la santé sont présentés dans le Tableau 5-79.

Tableau 5-79 Impacts des Principaux Polluants Atmosphériques Provenant de Sources de Combustion

Emission	Impacts sur l'Environnement
Oxydes d'azote - NOx	Le NO_2 est un gaz toxique, même à des concentrations relativement faibles. Les NOx contribuent également à la formation d'espèces acides, qui peuvent se déposer par voie humide ou sèche. Les NOx peuvent également augmenter la formation d'ozone au niveau du sol lorsqu'ils sont mélangés à des COV dans l'atmosphère ensoleillée. Le NO est une espèce relativement inoffensive, mais il est intéressant en tant que précurseur du NO_2.
Dioxyde de soufre - SO_2	Le SO_2 est un gaz toxique qui contribue aux dépôts acides humides et secs (SO_2), ce qui peut avoir un impact sur les écosystèmes. Effets directs sur la santé, pouvant entraîner des maladies respiratoires.
Particules -PM10	Les particules sont un mélange complexe de substances organiques et inorganiques présentes dans l'atmosphère sous forme solide ou liquide. Les particules sont inhalées et se déposent dans les voies respiratoires, entraînant divers effets sur la santé. Les PM10 sont capables de pénétrer profondément dans les poumons. Un lien a été établi entre des concentrations élevées de PM10 et des taux de mortalité et de morbidité excessifs à court terme.
Monoxyde de carbone - CO	Le monoxyde de carbone (CO) est un gaz incolore et inodore qui est légèrement moins dense que l'air. Lorsqu'il est inhalé, le gaz est absorbé dans la circulation sanguine et se combine à l'hémoglobine du sang pour former de la carboxyhémoglobine (COHb). L'affinité de l'hémoglobine pour le CO est plus de 200 fois supérieure à celle de l'oxygène. Le CO agit donc comme un poison en réduisant la quantité d'O_2 qui peut se combiner avec l'hémoglobine.

En outre, la poussière sera principalement générée par le fonctionnement des camions Vibroseis, le transport des membres de l'équipe d'enquête, du matériel et de l'équipement.

L'ampleur de l'impact, la sensibilité des récepteurs et l'évaluation de l'importance de l'impact de chacun des impacts environnementaux identifiés sur la qualité de l'air et les changements climatiques résultant des activités de prospection sont résumées dans le Tableau 5-80.

Tableau 5-80 Évaluation de l'importance des Impacts sur la Qualité de l'Air et le Climat des Activités de Prospection avec des Mesures de Contrôle Existantes en Place

Indicateur d'impact	Évaluation de l'ampleur des impacts	Évaluation de la Sensibilité des récepteurs	Évaluation de l'importance
Augmentation des concentrations des principaux contaminants atmosphériques et les en raison des activités pétrolières et gazières	Les émissions de gaz d'échappement des moteurs pour l'électricité, la combustion du carburant des moteurs des véhicules, et la poussière générée par le fonctionnement des camions Vibroseis généreront la principale pollution qui se dispersera. Ceux-ci devraient cependant être : • De nature préjudiciable • Etendue local (1) • De court-terme (1) • Peu fréquent (1) • Certain (3) • Nature réversible (1) **Ampleur : Mineure (7)**	Sensibilité : **Elevée**	**Modéré**
Augmentation des émissions de GES du secteur pétrolier et gazier	Les émissions de combustion des moteurs de production d'électricité et, la combustion du carburant des moteurs des véhicule généreront une quantité relativement faible de CO2, mais qui est : • De nature préjudiciable • Etendue régionale (2) • Une longue durée d'effet (2) • Peu fréquent (1) • Certain (3) • Non réversible (2) **Ampleur : Modérée (10)**	Sensibilité : **Moyenne**	**Modéré**

5.6.2.4 Mesures d'atténuation proposées

Les mesures d'atténuation supplémentaires qui contribueraient à réduire l'importance des impacts sur la qualité de l'air et le changement climatique des activités de prospection sont présentées dans le Tableau 5-81.

Tableau 5-81 Mesures d'Atténuation Proposées pour les Impacts sur la Qualité de l'Air et les Changements Climatiques des Activités de Prospection

Indicateur d'Impact	Mesures d'Atténuation Proposées
Augmentation des concentrations des principaux contaminants atmosphériques et les particules en raison des activités pétrolières et gazières	✓ Utilisation de carburant à faible teneur en soufre au lieu du diesel normal pour la production d'électricité ✓ Veiller à ce que les équipements soient correctement entretenus et exploités. ✓ Les moteurs des véhicules et des équipements ne doivent pas être laissés en marche inutilement. ✓ Une planification adéquate et un routage du trafic doivent être adoptés pour minimiser la longueur et le nombre de trajets effectués au cours des activités d'étude sismique. ✓ La consommation de carburant doit être enregistrée et faire l'objet d'un rapport mensuel afin de contrôler les performances. ✓ Des limitations de vitesse appropriées doivent être établies et appliquées sur toutes les surfaces non aménagées. ✓ L'utilisation des routes existantes et pavées doit être maximisée. ✓ Veiller à ce que les émissions soient conformes aux normes nationales. ✓ Assurer la résilience au changement climatique des installations et des infrastructures et mettre en œuvre des stratégies d'adaptation et de gestion
Augmentation des émissions de GES du secteur pétrolier et gazier	

5.6.2.5 Évaluation des Impacts Résiduels

Les impacts résiduels sur la qualité de l'air et le changement climatique des activités de prospection avec les mesures d'atténuation existantes et supplémentaires en place sont résumés dans le Tableau 5-82.

Tableau 5-82 Évaluation de l'Importance des Impacts Résiduels sur la Qualité de l'Air et les Changements Climatiques des Activités de Prospection

Indicateur d'Impact		Évaluation de l'ampleur des impacts	Évaluation de la Sensibilité des récepteurs	Évaluation de l'Importance
Augmentation des concentrations des principaux contaminants atmosphériques et les particules en raison des activités pétrolières et gazières	Avec mesures de contrôle prévues	• De nature préjudiciable • Etendue local (1) • De court-terme (1) • Peu fréquent (1) • Certain (3) • Nature réversible (1) **Ampleur : Mineure (7)**	Sensibilité : **Elevée**	**Modéré**
	Avec les mesures de contrôle prévues et les mesures d'atténuation supplémentaires proposées	• De nature préjudiciable • Etendue local (1) • De court-terme (1) • Peu fréquent (1) • Peu probable (1) • Nature réversible (1) **Ampleur : Négligeable (5)**		**Mineur**
Augmentation des émissions de GES du secteur pétrolier et gazier	Avec mesures de contrôle prévues	• De nature préjudiciable • Etendue régionale (2) • Une longue durée d'effet (2) • Peu fréquent (1) • Certain (3) • Non réversible (2) **Ampleur : Modérée (10)**	Sensibilité : **Moyenne**	**Modéré**
	Avec les mesures de contrôle prévues et les mesures d'atténuation supplémentaires proposées	• De nature préjudiciable • Etendue régionale (2) • Une courte durée d'effet (1) • Réversible (1) • Peu fréquent (1) • Peu Probable (1) **Ampleur : Mineure (6)**		**Mineur**

5.6.3 Impacts sur l'Eau Superficielles, l'Eau Souterraine et le Sol

5.6.3.1 Impacts Potentiels

Les impacts des activités de prospection sur l'eau de mer et les sédiments, y compris les sources d'impacts des activités de prospection et les sources cumulées d'impacts, sont indiqués dans le Tableau5-83.

Tableau5-83 Répercussions des Activités de Prospection en Onshore sur l'Eau Superficielles, l'Eau Souterraine et le Sol

Indicateur d'Impact	Sources d'Impacts (Activités)	Sources d'Impact Cumulées
Augmentation des concentrations de polluants dans le sol, l'eau superficielles, l'eau souterraine attribuées aux activités pétrolières et gazières	✓ Rejets et déchets ✓ Déversements de diesel et de produits chimiques à base d'hydrocarbures ✓ Perturbation du sol lors de l'utilisation du camion de vibroseis	✓ Déchets domestiques et industriels ✓ Lixiviats des décharges ✓ Présence physique et bruit généré par les mouvements de véhicules
Modification des propriétés du sol (La perte de perméabilité, érosion, etc.)		
Modification des caractéristiques chimiques de l'eau superficielles, l'eau souterraine et le sol attribuée aux activités pétrolières et gazières		

5.6.3.2 Principales Mesures de Contrôle Existantes

Les mesures suivantes sont considérées comme les principales mesures de contrôle existantes pour minimiser les impacts des rejets et déchets sur les eaux superficielles, les eaux souterraines et les sols en onshore causés par les activités :

Législations Relatives aux Mesures de Contrôles Existantes – Eaux Superficielles et souterraines et Sols	
Conformité aux conventions ratifiées	• L'annexe I de MARPOL fournit des réglementations régissant les déchets d'huile et de diesel de la salle des machines et les rejets de tous les types de navires. L'annexe II détaille les critères de rejet pour l'élimination de la pollution par des substances liquides et chimiques nocives. Les annexes IV et V de MARPOL introduisent des exigences visant à contrôler la pollution par les eaux usées des navires et à réglementer les rejets d'ordures et de débris marins. • Convention internationale sur la préparation, la lutte et la coopération en matière de pollution par les hydrocarbures (Convention OPRC) pour la mise en place d'un cadre global sur la coopération internationale dans la lutte contre les incidents majeurs ou les menaces de pollution marine dont la pollution marine par les hydrocarbures pour laquelle elle requiert des dispositions à prendre. • Convention Relative à la Coopération en Matière de Protection et de Mise en Valeur du Milieu Marin et des Zones Côtières de la Région de l'Afrique de l'Ouest et du Centre 1981 (Convention d'Abidjan) qui fixe les mesures de coopération nationale et régionale en matière de protection et de mise en valeur des zones marines et côtières en Afrique occidentale et centrale. • Convention sur l'interdiction de l'importation en Afrique et le contrôle des mouvements transfrontaliers et la gestion des déchets dangereux en Afrique (Bamako, 1991) • Convention de Bâle (Convention Mondiale sur le contrôle des mouvements transfrontaliers des déchets dangereux et leur élimination, 1989). • La convention Africaine pour la Conservation de la Nature et des Ressources Naturelles.

Législations Relatives aux Mesures de Contrôles Existantes – Eaux Superficielles et souterraines et Sols	
Conformité aux normes internationales	• Normes environnementales et sociales de la Banque mondiale
Adoption de Loi et Décret	• Adoption de la loi n° 2001 pour lutter contre la pollution et notamment : La prévention et lutte contre les pollutions et nuisances (Titre II), la gestion des déchets (Titre II chapitre III, la protection et mise en valeur des milieux récepteurs (Titre III) ; l'établissement du plan d'urgence (Titre II chapitre VI) et la pollution des eaux (Titre III chapitre I). • Le Code de l'environnement est mis en œuvre par le Décret N° 2001 – 282 du 12 avril 2001. • Loi n° 2008-43 du 20 août 2008 : Code de l'Urbanisme et le décret n° 2009-1450 du 30/12/2009. • Arrêté interministériel n°05.10.2007 portant gestion des huiles usagées. • Le Code Pétrolier mis en œuvre par le décret d'application de la Loi No 98-05 du 8 janvier 1998, et le Code Gazier (Loi No 2020-06 du 7 février 2020).
Conformité aux normes et stratégies nationales	• Norme NS 05-061 réglementant les rejets des eaux usées sa révision pour être adaptée au contexte pétro-gazier.

5.6.3.3 Évaluation des Impacts

Les principales incidences des perturbations physiques sur le sol sont liées à l'exploitation du vibroseis et à l'accès des véhicules. Toute altération généralisée des conditions du sol peut entraîner des effets secondaires importants, tels que des modifications de l'hydrologie de surface et des schémas de drainage, une augmentation de l'envasement et des dommages à l'habitat. Les impacts sur le sol comprennent le compactage physique, l'érosion, la réduction de la productivité et la perte de perméabilité.

Les roues des véhicules utilisés pour l'étude sismique compactent la surface du sol. Le compactage causé par l'utilisation de véhicules affecte les propriétés du sol, diminuant l'infiltration de l'eau et augmentant les taux d'érosion, et le temps de récupération augmente avec les passages supplémentaires des véhicules.

Il est possible que les routes empruntées par les véhicules de prospection sismique restent détectables pendant des décennies.

En outre, une mauvaise gestion des déchets générés pourrait entraîner une contamination du sol, des eaux superficielles et des eaux souterraines. L'élimination incontrôlée des déchets dangereux aura un impact sur l'environnement en général.

Il existe aussi un risque d'impact accidentel dû à l'absence de mise en œuvre des procédures relatives au stockage et la gestion du diesel et des produits chimiques à base d'hydrocarbures. Les sources les plus importantes d'impact environnemental provenant de scénarios accidentels impliquent le rejet du diesel et des produits chimiques à base d'hydrocarbures dans l'environnement. Les causes les plus probables de ces rejets sont les suivantes

- Déversement lors du transfert de fioul dans les réservoirs de stockage ou dans les équipements de ravitaillement ;
- Accident de véhicule ;

- Déversement de liquide hydraulique d'un camion Vibroseis (rupture de tuyau).

Par conséquent, les déversements peuvent être une source de polluants majeurs.

L'ampleur de l'impact, la sensibilité des récepteurs et l'évaluation de l'importance de l'impact de chacun des impacts environnementaux identifiés sur les eaux superficielles, les eaux souterraines et le sol des activités de prospection sont résumées dans le Tableau 5-84.

Tableau 5-84 Évaluation de l'Importance des Impacts sur l'Eau Superficielle, l'Eaux Souterraines et le Sol Pendant les Activités de Prospection avec des Mesures de Contrôle Existantes en Place

Indicateur d'Impact	Évaluation de l'ampleur des impacts	Évaluation de la Sensibilité des récepteurs	Évaluation de l'importance
Augmentation des concentrations de polluants dans le sol, l'eau superficielles, l'eau souterraine attribuées aux activités pétrolières et gazières	La source d'impact la plus importante comprend les rejets et les déchets et les déversements de diesel et d'hydrocarbures qui peuvent également avoir un impact en raison de leur teneur élevée en polluants et en substances toxiques. • Nature préjudiciable • Etendue local (1) • De court-terme (1) • Fréquent (2) • Probable (2) • Nature réversible (1) **Ampleur : Mineure (7)**	Sensibilité : **Elevée**	Modéré
Modification des propriétés du sol (La perte de perméabilité, érosion, etc.)	Les roues des véhicules utilisés pour l'étude sismique compactent la surface du sol et affecte les propriétés du sol • Nature préjudiciable • Etendue local (1) • De court-terme (1) • Fréquent (2) • Probable (2) • Nature réversible (1) **Ampleur : Mineure (7)**	Sensibilité : **Elevée**	Modéré
Modification des caractéristiques chimiques de l'eau superficielles, l'eau souterraine et le sol attribuée aux activités pétrolières et gazières	La source d'impact la plus importante comprend les rejets et les déchets et les déversements de diesel et d'hydrocarbures qui peuvent également avoir un impact en raison de leur teneur élevée en polluants et en substances toxiques et qui peuvent affecter les propriétés de l'eau et le sol • Nature préjudiciable • Etendue local (1) • De court-terme (1) • Fréquent (2) • Probable (2) • Nature réversible (1) **Ampleur : Mineure (7)**	Sensibilité : **Elevée**	Modéré

5.6.3.4 Mesures d'atténuation proposées

Tableau5-85 Mesures d'Atténuation Proposées pour les Impacts sur l'Eau de Mer et les Sédiments des Activités de Prospection

Indicateur d'impact	Source d'Impact	Mesures d'Atténuation Proposées
Augmentation des concentrations de polluants dans le sol, l'eau superficielles, l'eau souterraine attribuées aux activités pétrolières et gazières	✓ Rejets et déchets	✓ Définir des valeurs limites de rejet d'eaux usées conformément aux meilleures pratiques de l'industrie, les intégrer dans la réglementation environnementale du Sénégal et faire respecter la conformité par les opérateurs pétroliers et gaziers. ✓ Traiter les déchets et les fluides avant leur rejet. ✓ Gérer les eaux produites et les eaux usées avec un traitement, un rejet et une surveillance appropriés conformément à la réglementation. ✓ Les déchets dangereux générés doivent être recyclés lorsque possible. S'il n'existe pas de solution d'élimination immédiate pour les déchets dangereux, il convient d'assurer un stockage approprié et sûr. ✓ Les quantités de tous les déchets produits doivent être enregistrées.
	✓ Déversements de diesel et de produits chimiques à base d'hydrocarbures	✓ Augmenter les capacités opérationnelles ✓ Organiser des formations et des exercices, comme des exercices d'intervention en cas de catastrophe, afin que toute l'équipe soit prête à travailler ensemble en cas de déversement. ✓ Les procédures d'inspection et d'entretien des équipements doivent assurer que ce risque est réduit au minimum. ✓ Le chargement et le déchargement des conteneurs de carburant ou d'huile doivent être effectués de manière contrôlée ; ✓ Vérifier périodiquement qu'il n'y a pas de fuites sous tous les véhicules et équipements en fonctionnement. ✓ Les réservoirs de stockage de carburant doivent être dotés d'un système de protection par confinement secondaire suffisant pour contenir le volume du réservoir plus 10 %. ✓ Des bacs de rétention doivent être équipés d'un système de protection secondaire suffisant pour contenir le volume du bac plus 10 %. ✓ Tous les réservoirs de stockage doivent être placés de manière à réduire au minimum les risques de dommages causés par les chocs (provenant d'installations et de véhicules en mouvement) et doivent être posés sur des feuilles non perméables. ✓ Supervision du ravitaillement en carburant à tout moment par le personnel approprié. ✓ Préparer des plans d'intervention en cas de déversement ✓ Adopter les meilleures pratiques en matière de gestion des risques et de prévention des déversements. Appliquer les normes de prévention de la pollution convenues au niveau national et régional

Indicateur d'impact	Source d'Impact	Mesures d'Atténuation Proposées
Modification des propriétés du sol (La perte de perméabilité, érosion, etc.)	✓ Perturbation du sol lors de l'utilisation du camion de vibroseis	✓ Les voies d'accès doivent être planifiées et balisées. ✓ Il convient d'utiliser des camions lourds à vibroculteur équipés de pneus larges à faible impact sur le sol.
Modification des caractéristiques chimiques de l'eau superficielles, l'eau souterraine et le sol attribuée aux activités pétrolières et gazières	✓ Rejets et déchets	✓ Définir des valeurs limites de rejet d'eaux usées conformément aux meilleures pratiques de l'industrie, les intégrer dans la réglementation environnementale du Sénégal et faire respecter la conformité par les opérateurs pétroliers et gaziers. ✓ Traiter les déchets et les fluides avant leur rejet. ✓ Gérer les eaux produites et les eaux usées avec un traitement, un rejet et une surveillance appropriés conformément à la réglementation. ✓ Les déchets dangereux générés doivent être recyclés ou possible. S'il n'existe pas de solution d'élimination immédiate pour les déchets dangereux, il convient d'assurer un stockage approprié et sûr. ✓ Les quantités de tous les déchets produits doivent être enregistrées.
	✓ Déversements de diesel et de produits chimiques à base d'hydrocarbures	✓ Augmenter les capacités opérationnelles ✓ Utiliser des dispersants d'hydrocarbures approuvés autorisés à être utilisés dans les interventions en cas de déversement d'hydrocarbures. ✓ Préparer un plan d'urgence en cas de déversement d'hydrocarbures. ✓ Les procédures d'inspection et d'entretien des équipements doivent assurer que ce risque est réduit au minimum. ✓ Le chargement et le déchargement des conteneurs de carburant ou d'huile doivent être effectués de manière contrôlée. ✓ Vérifier périodiquement qu'il n'y a pas de fuites sous tous les véhicules et équipements en fonctionnement. ✓ Les réservoirs de stockage de carburant doivent être dotés d'un système de protection par confinement secondaire suffisant pour contenir le volume du réservoir plus 10 %. ✓ Des bacs de rétention doivent être équipés d'un système de protection secondaire suffisant pour contenir le volume du bac plus 10 %. ✓ Tous les réservoirs de stockage doivent être placés de manière à réduire au minimum les risques de dommages causés par les chocs (provenant d'installations et de véhicules en mouvement) et doivent être posés sur des feuilles non perméables. ✓ Supervision du ravitaillement en carburant à tout moment par le personnel approprié. ✓ Contribuer à réduire le taux d'acidification des océans et soutenir des programmes tels que la « Blue Carbon Initiative » qui vise à protéger les écosystèmes côtiers qui séquestrent et stockent le carbone. ✓ Préparer des plans d'intervention en cas de déversement

Indicateur d'impact	Source d'Impact	Mesures d'Atténuation Proposées
		✓ Adopter les meilleures pratiques en matière de gestion des risques et de prévention des déversements. Appliquer les normes de prévention de la pollution convenues au niveau national et régional

5.6.3.5 Évaluation des Impacts Résiduels

Les impacts résiduels sur l'eau superficielle, l'eau souterraine et le sol des activités de prospection avec les mesures d'atténuation existantes et supplémentaires en place sont résumés dans le Tableau 5-86. Il est important de mentionner que la cote d'importance avec les mesures de contrôle prévues et les mesures d'atténuation supplémentaires proposées présentées ci-dessous reflète la cote la plus importante de toutes les sources d'impact ou le pire scénario en tenant compte uniquement des sources avec des mesures d'atténuation supplémentaires possibles, comme indiqué dans le Tableau 5-86.

Tableau 5-86 Évaluation de l'Importance des Impacts Résiduels sur l'Eau Superficielle, l'Eau Souterraine et le Sol des Activités de Prospection

Indicateur d'Impact		Évaluation de l'ampleur des impacts	Évaluation de la Sensibilité des récepteurs	Évaluation de l'Importance
Augmentation des concentrations de polluants dans le sol, l'eau superficielles, l'eau souterraine attribuées aux activités pétrolières et gazières	Avec mesures de contrôle prévues	• Nature préjudiciable • Etendue local (1) • De court-terme (1) • Fréquent (2) • Probable (2) • Nature réversible (1) **Ampleur : Mineure (7)**	**Elevée**	Modéré
	Avec les mesures de contrôle prévues et les mesures d'atténuation supplémentaires proposées	• Nature préjudiciable • Etendue local (1) • De court-terme (1) • Peu Fréquent (1) • Probable (2) • Nature réversible (1) **Ampleur : Mineure (6)**		Modéré
Modification des propriétés du sol (La perte de perméabilité, érosion, etc.)	Avec mesures de contrôle prévues	• Nature préjudiciable • Etendue local (1) • De court-terme (1) • Fréquent (2) • Probable (2) • Nature réversible (1) **Ampleur : Mineure (7)**	**Elevée**	Modéré
	Avec les mesures de contrôle prévues et les mesures d'atténuation supplémentaires proposées	• Nature préjudiciable • Etendue local (1) • De court-terme (1) • Peu Fréquent (1) • Probable (2) • Nature réversible (1) **Ampleur : Mineure (6)**		Modéré

Modification des caractéristiques chimiques de l'eau superficielles, l'eau souterraine et le sol attribuée aux activités pétrolières et gazières	Avec mesures de contrôle prévues	• Nature préjudiciable • Etendue local (1) • De court-terme (1) • Fréquent (2) • Probable (2) • Nature réversible (1) **Ampleur : Mineure (7)**	**Elevée**	Modéré
	Avec les mesures de contrôle prévues et les mesures d'atténuation supplémentaires proposées	• Nature préjudiciable • Etendue local (1) • De court-terme (1) • Peu Fréquent (1) • Probable (2) • Nature réversible (1) **Ampleur : Mineure (6)**		Modéré

5.6.4 Impacts sur le Milieu Biologique Terrestre

5.6.4.1 Impacts Potentiels

Les impacts sur l'environnement biologique terrestre des activités de prospection sont indiqués dans le Tableau 5-87 ainsi que les principales sources issues des activités de prospection et les éventuelles sources cumulatives.

Tableau 5-87 Répercussions des Activités de Prospection sur l'Environnement Biologique Terrestre

Indicateur d'Impact	Sources d'Impacts (Activités)	Sources d'Impact Cumulées
✓ Changements dans l'abondance, le statut et la densité de la biodiversité terrestre attribués aux activités pétrolières et gazières onshore ✓ Pourcentage de la superficie des aires protégées directement affectées par les activités onshore	✓ Fonctionnement des explosifs ✓ Rejets et déchets ✓ L'introduction du bruit par les différents équipements ✓ Déversements de diesel et de produits chimiques à base d'hydrocarbures	✓ Déchets domestiques et industriels. ✓ Présence physique et bruit générés par les mouvements des véhicules

5.6.4.2 Principales Mesures de Contrôle Existantes

Les mesures suivantes sont considérées comme les principales mesures de contrôle existantes pour minimiser les impacts sur les milieux biologiques terrestres dues aux activités du secteur :

Législations Relatives aux Mesures de Contrôles Existantes – Milieu Biologique Terrestre	
Conformité aux conventions ratifiées	• Convention de Bâle (Convention Mondiale sur le contrôle des mouvements transfrontaliers des déchets dangereux et leur élimination, 1989). • Convention internationale sur la préparation, la lutte et la coopération en matière de pollution par les hydrocarbures (Convention OPRC). • Protocole OPRC-HNS de 2000 - préparation, lutte et coopération contre les événements de pollution par les substances dangereuses. • Convention sur la Diversité Biologique - Rio le 5 juin 1992. • La Convention de Ramsar sur les zones humides d'importance internationale est un accord international qui établit des réglementations pour la conservation et l'utilisation durable des zones humides. • Protocole JAKARTA, protocole de NAGOYA 2018.
Adoption de Loi et Décret	• La loi n°2001-01 du 15 janvier 2001 : code de l'environnement et le Décret N° 2001 – 282 du 12 avril 2001. • La loi n° 2001 pour lutter contre la pollution et notamment : La prévention et lutte contre les pollutions et nuisances (Titre II), la gestion des déchets (Titre II chapitre III, la protection et mise en valeur des milieux récepteurs (Titre III) ; l'établissement du plan d'urgence (Titre II chapitre VI). • Le Code Pétrolier mis en œuvre par le décret d'application de la Loi No 98-05 du 8 janvier 1998, et le Code Gazier (Loi No 2020-06 du 7 février 2020). • La loi n° 83-71 du 5 juillet 1983 - Code de l'hygiène.

Législations Relatives aux Mesures de Contrôles Existantes – Milieu Biologique Terrestre	
	• Lettre de politique sectorielle du Ministère de l'environnement et du développement durable (MEDD) : Programme 2 : Conservation de la biodiversité et gestion des aires protégées ». • Le Code forestier du Sénégal distingue des espèces végétales intégralement protégées et des espèces partiellement protégées en fonction de l'ampleur des menaces qui pèsent sur elles.
Conformité aux normes et stratégies nationales	• Norme NS 05-061 réglementant les rejets des eaux usées sa révision pour être adaptée au contexte pétro-gazier. • La Stratégie nationale et Plan National d'Actions pour la Biodiversité (SPNAB). • La stratégie de conservation de la biodiversité in situ est essentiellement basée sur la création d´aires protégées (Figure 5.6-1). Parmi ces aires protégées, certaines ont été classées comme étant des zones clés de conservation de la biodiversité (Key Biodiversity Area ou KBA). • Les Zones Importantes de Biodiversité Terrestre imposent des restrictions aux activités E&P. La protection et la préservation des Parcs déclarées et proposées doivent être prises en considération dans toute activité onshore.

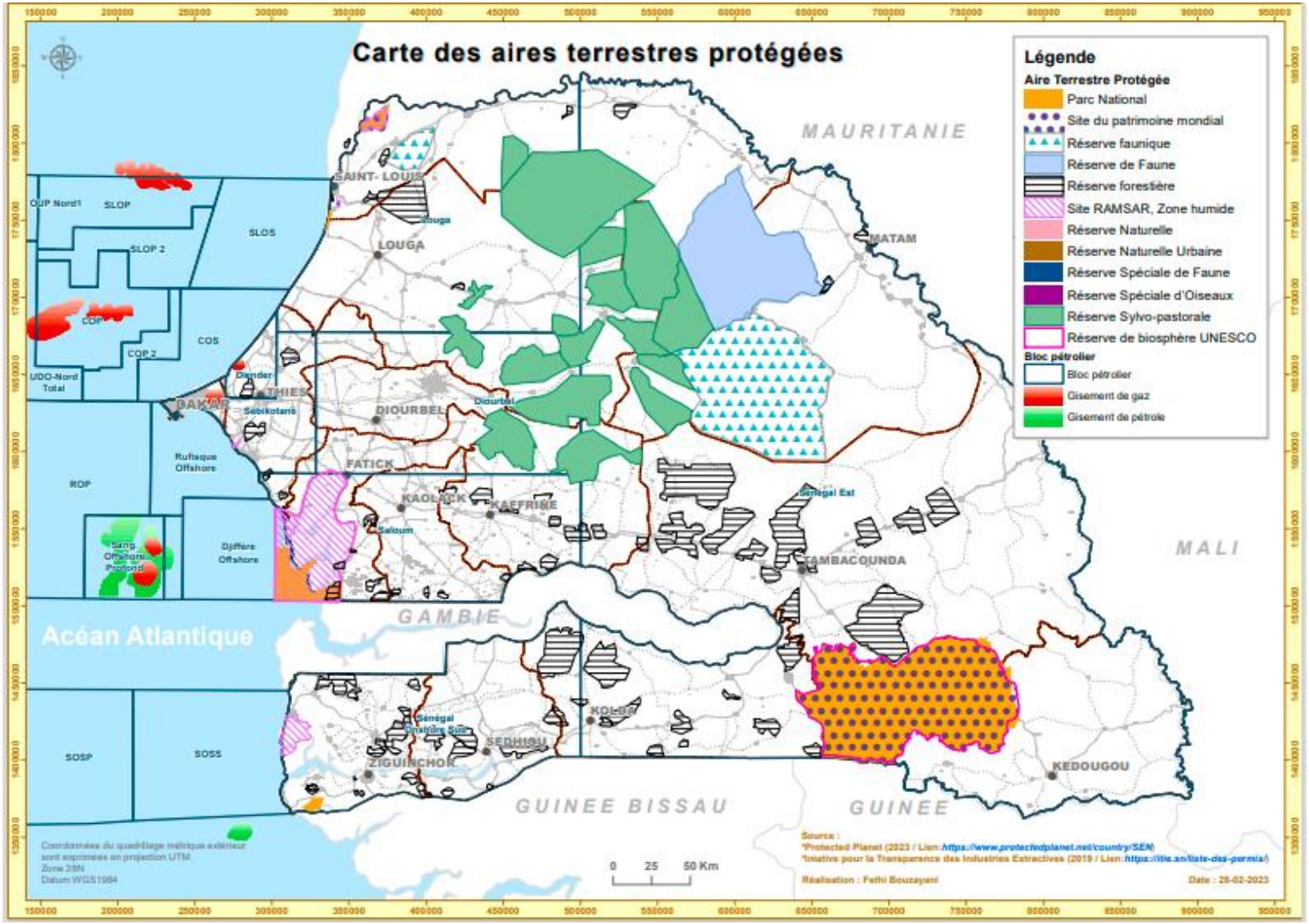


Figure 5.6-1 Carte des Aires Terrestres Protégées

5.6.4.3 Évaluation des impacts

Le fonctionnement de Vibroseis peut changer les conditions du sol et peut entraîner des impacts secondaires généralisés tels que des modifications de l'hydrologie de surface et des schémas de drainage, une augmentation de l'envasement et des dommages à l'habitat, réduisant ainsi la capacité de l'environnement à accueillir la végétation et la faune.

Il existe aussi un risque d'impact accidentel dû à l'absence de mise en œuvre des procédures relatives au stockage et la gestion du diesel et des produits chimiques à base d'hydrocarbures. Les sources les plus importantes d'impact environnemental provenant de scénarios accidentels impliquent le rejet du diesel et des produits chimiques à base d'hydrocarbures dans l'environnement. Les fractions les plus volatiles du pétrole sont extrêmement toxiques pour l'environnement, mais lorsqu'elles sont déversées, elles s'évaporent assez rapidement. Par conséquent, les déversements d'essence et de carburant diesel peuvent nuire à la végétation, aux animaux et aux micro-organismes présents dans le sol qui entrent en contact direct avec le carburant déversé. Les fractions moins volatiles du pétrole sont moins toxiques, mais comme elles ne s'évaporent pas aussi rapidement, elles sont plus persistantes dans l'environnement et polluent les sols, empêchant la végétation de pousser, réduisant ainsi la surface utilisée par les herbivores et affectant indirectement les niveaux trophiques supérieurs de l'écosystème. Les zones de contamination persistante présentent un risque à long terme pour les animaux terrestres et les oiseaux qui peuvent être exposés aux hydrocarbures, même s'ils ne sont pas concernés par le déversement initial.

À faible concentration, la contamination par les huiles et les carburants rend le goût de l'eau désagréable. Boire de l'eau polluée par des hydrocarbures expose les animaux à des toxines bioaccumulables et à des substances cancérigènes. La pluie qui tombe sur des sols pollués peut transporter la contamination dans les oueds et les canaux de drainage naturels, où elle peut affecter la croissance de la végétation.

En outre, les marques laissées par les vibrateurs et les machines lourdes, ainsi que les mouvements des véhicules, pourraient endommager la couverture végétale, les parties aériennes et souterraines des plantes (racines et graines), ce qui pourrait affecter la régénération naturelle de la flore.

Les impacts sonores des opérations de Vibroseis et les explosifs pourraient entraîner des perturbations temporaires pour la faune locale. D'après des études antérieures, les niveaux de pression acoustique estimés dus à l'action simultanée de cinq vibrateurs à une distance de 40 m du point de vibration devraient être d'environ 85 dB(A), ce qui est acceptable pour une exposition de 8 heures selon les normes du National Institute for Occupational Safety and Health (NIOSH) (ERM, 2006). Le bruit des vibrateurs peut temporairement effrayer la faune à proximité de la zone de travail.

L'ampleur de l'impact, la sensibilité des récepteurs et l'évaluation de l'importance de l'impact de chacun des impacts environnementaux identifiés sur l'environnement biologique des activités de prospection sont résumées dans le Tableau 5-88.

Tableau 5-88 Évaluation de l'Importance des Impacts sur le Milieu Biologique Terrestre des Activités de Prospection avec des Mesures de Contrôle Existantes en Place

Indicateur d'impact	Évaluation de l'ampleur des impacts	Évaluation de la Sensibilité des récepteurs	Évaluation de l'importance
Changements dans l'abondance, le statut et la densité de la biodiversité terrestre attribués aux activités pétrolières et gazières onshore	Les rejets et déchets courants des navires constituent une source importante d'impact en raison de leur forte teneur en métaux et en polluants toxiques. Une autre source d'impact comprend les déversements de diesel et d'autres hydrocarbures considérés comme hautement toxiques pour la biodiversité terrestre Le bruit généré par le fonctionnement des explosifs et des opérations de Vibroseis peut avoir un impact négatif sur la biodiversité terrestre • Nature préjudiciable • Etendue local (1) • De court-terme (1) • Fréquent (2) • Certain (3) • Nature réversible (1) **Ampleur : Modérée (8)**	Sensibilité : **Elevée**	Majeur
Pourcentage de la superficie des aires protégées directement affectées par les activités onshore	La principale source d'impact comprend les déversements de diesel et d'hydrocarbures. • Nature préjudiciable • Etendue local (1) • De court-terme (1) • Fréquent (2) • Probable (2) • Nature réversible (1) **Ampleur : Mineur (7)**	Sensibilité : **Elevée**	Modéré

5.6.4.4 Mesures d'Atténuation Proposées

Tableau 5-89 Mesures d'Atténuation Proposées pour les Impacts sur le Milieu Biologique Terrestre des Activités de Prospection

Indicateur d'Impact	Source d'Impact	Mesures d'Atténuation Proposées
Changements dans l'abondance, le statut et la densité de la biodiversité terrestre attribués aux activités pétrolières et gazières onshore	✓ Fonctionnement des explosifs ✓ Rejets et déchets ✓ L'introduction du bruit par les différents équipements ✓ Déversements de diesel et de produits chimiques à base d'hydrocarbures	✓ Évaluation des restrictions selon les périodes de l'année sur les opérations pour traiter les stades de vie sensibles des espèces importantes dans chaque zone proposée. ✓ Adopter les opérations des explosifs pendant les saisons non productives des espèces cibles. ✓ Tous les véhicules et machines doivent être maintenues en bon état, ✓ Toute machine dont l'utilisation est intermittente doit être arrêtée pendant les périodes de non-utilisation. ✓ Les opérateurs doivent démontrer que les niveaux de bruit sont réduits au minimum ✓ Les mesures de surveillance et d'atténuation de l'IOGP (International Oil & Gas Producers) et l'IAGC (International Association of Geophysical Contractors) lors des opérations géophysiques de prospection sismique doivent être adoptées : • Procédure de démarrage des opérations • Procédure d'interruption des opérations en cours • Procédure de test des éléments sources ✓ Traiter les déchets et les fluides avant leur rejet. ✓ Utiliser des dispersants d'hydrocarbures approuvés autorisés à être utilisés dans les interventions en cas de déversement d'hydrocarbures. ✓ Préparation d'un plan d'urgence en cas de déversement d'hydrocarbures. ✓ Les procédures d'inspection et d'entretien des équipements doivent assurer que ce risque est réduit au minimum. ✓ Le chargement et le déchargement des conteneurs de carburant ou d'huile doivent être effectués de manière contrôlée. ✓ Vérifier périodiquement qu'il n'y a pas de fuites sous tous les véhicules et équipements en fonctionnement. ✓ Les réservoirs de stockage de carburant doivent être dotés d'un système de protection par confinement secondaire suffisant pour contenir le volume du réservoir plus 10 %. ✓ Des bacs de rétention doivent être équipés d'un système de protection secondaire suffisant pour contenir le volume du bac plus 10 %. ✓ Supervision du ravitaillement en carburant à tout moment par le personnel approprié. ✓ Les déchets dangereux générés doivent être recyclés ou possible. S'il n'existe pas de solution d'élimination immédiate pour les déchets dangereux, il convient d'assurer un stockage approprié et sûr. ✓ Les quantités de tous les déchets produits doivent être enregistrées. ✓ Augmenter les capacités opérationnelles

Indicateur d'Impact	Source d'Impact	Mesures d'Atténuation Proposées
		✓ Organiser des formations et des exercices, par exemple des exercices d'intervention en cas de catastrophe, afin que toute l'équipe soit prête à travailler ensemble en cas de déversement. ✓ Préparer des plans d'intervention en cas de déversement ✓ Adopter les meilleures pratiques en matière de gestion des risques et de prévention des déversements. Appliquer les normes de prévention de la pollution convenues au niveau national et régional. ✓ Intégrer les principes et considérations de conservation de la biodiversité et des services écosystémiques dans les systèmes de gestion d'entreprise. Coordonner les programmes avec les stratégies et plans d'action nationaux pour la biodiversité. ✓ Mettre en œuvre la hiérarchie d'atténuation pour d'abord éviter et minimiser les impacts avant d'envisager des mesures correctives (la restauration et les compensations doivent être un dernier recours). Rechercher des opportunités de conservation. ✓ Si, après évitement, minimisation et restauration, les opérations ont encore des impacts négatifs sur l'environnement, les entreprises devraient mettre en œuvre des actions de compensations de biodiversité pour éviter toute perte nette de biodiversité.
Pourcentage de la superficie des aires protégées directement affectées par les activités onshore	✓ Rejets et déchets ✓ Déversements de diesel et de produits chimiques à base d'hydrocarbures	✓ Interdire les activités dans les habitats classés critiques selon la norme SFI NP6. En cas d'autorisation et d'obtention de permis pour activités dans des habitats critiques, suivre et respecter la hiérarchie de mitigation de la NP6. Pour des impacts inévitables sur des habitats naturels et critiques, adopter une approche Pas de perte nette et/ou Gain Net d'habitat. ✓ Établir des zones tampon autour des zones protégées/zones proposées pour la protection et y interdire les activités. En cas d'autorisation et d'obtention de permis de la part du gouvernement pour activités dans ces zones, respecter les plans de gestion strictes des aires protégées. ✓ Respect des plans de gestion des aires protégées. ✓ Établir un code de conduite pour opérer à proximité des zones protégées et sensibles. ✓ Évaluation des restrictions selon la période de l'année sur les opérations pour traiter les stades de vie sensibles des espèces importantes dans chaque zone de projet proposée et installation d'équipement pendant la saison non productive. ✓ Préparer des plans d'intervention en cas de déversement ✓ Augmenter les capacités opérationnelles ✓ Adopter les meilleures pratiques en matière de gestion des risques et de prévention des déversements. Appliquer les normes de prévention de la pollution convenues au niveau national et régional

5.6.4.5 Évaluation des Impacts Résiduels

Les impacts résiduels sur l'environnement biologique terrestre pendant les activités de prospection avec les mesures d'atténuation existantes et supplémentaires en place sont résumés dans le Tableau5-90.

Tableau5-90 Évaluation de l'Importance des Impacts Résiduels sur le Milieu Biologique Terrestre des Activités de Prospection

Indicateur d'Impact		Évaluation de l'ampleur des impacts	Évaluation de la Sensibilité des récepteurs	Évaluation de l'Importance
Changements dans l'abondance, le statut et la densité de la biodiversité terrestre attribués aux activités pétrolières et gazières onshore	Avec mesures de contrôle prévues	• Nature préjudiciable • Etendue local (1) • De court-terme (1) • Fréquent (2) • Certain (3) • Nature réversible (1) **Ampleur : Modérée (8)**	Sensibilité : **Elevée**	Majeur
	Avec les mesures de contrôle prévues et les mesures d'atténuation supplémentaires proposées	• Nature préjudiciable • Etendue local (1) • De court-terme (1) • Peu Fréquent (1) • Probable (2) • Nature réversible (1) **Ampleur : Mineur (6)**		Modéré
Pourcentage de la superficie des aires protégées directement affectées par les activités onshore	Avec mesures de contrôle prévues	• Nature préjudiciable • Etendue local (1) • De court-terme (1) • Fréquent (2) • Probable (2) • Nature réversible (1) **Ampleur : Mineur (7)**	Sensibilité : **Elevée**	Modéré
	Avec les mesures de contrôle prévues et les mesures d'atténuation supplémentaires proposées	• Nature préjudiciable • Etendue local (1) • De court-terme (1) • Peu Fréquent (1) • Peu Probable (1) • Nature réversible (1) **Ampleur : Négligeable (5)**		Mineur

5.6.5 Impacts sur les Niveaux de Bruit Ambiant

5.6.5.1 Impacts Potentiels

Tableau 5-91 Répercussions des Activités de Prospection sur les Niveaux de Bruit Ambiant

Indicateur d'Impact	Sources d'Impacts (Activités)	Sources d'Impact Cumulées
Augmentation des niveaux de bruit ambiant mesurés à proximité des installations pétrolières et gazières /activités de soutien	✓ Fonctionnement des explosifs ✓ Utilisation du camion de vibroseis ✓ Mouvement des véhicules ✓ Installations de de soutien/ fourniture de matériel	✓ Autres sources de bruit dans la région

5.6.5.2 Principales mesures de contrôle existantes

Cf. 5.3.7.2.

5.6.5.3 Évaluation des impacts

Les principales sources de bruit sont les opérations de Vibroseis, le fonctionnement des machines, le déplacement des véhicules et le fonctionnement des explosifs. Les impacts sonores entraîneront une augmentation du niveau de bruit de fond dans la zone d'étude et pourraient entraîner des perturbations temporaires pour les communautés locales.

Les activités du projet seront limitées à des niveaux de bruit qui n'affecteront les récepteurs potentiels que pendant une période relativement courte.

L'ampleur de l'impact, la sensibilité des récepteurs et l'évaluation de l'importance de l'impact de chacun des impacts environnementaux identifiés sur les niveaux de bruit ambiant des activités de prospection sont résumées dans le Tableau 5-92.

Tableau 5-92 Évaluation de l'Importance des Impacts sur les Niveaux de Bruit Ambiant des Activités de Prospection avec des Mesures de Contrôle Existantes en Place

Indicateur d'Impact	Évaluation de l'Ampleur des Impacts	Évaluation de la Sensibilité des Récepteurs	Évaluation de l'importance
Augmentation des niveaux de bruit ambiant mesurés à proximité des installations pétrolières et gazières /activités de soutien	Les impacts sonores entraîneront une augmentation du niveau de bruit de fond dans la zone d'étude et pourraient entraîner des perturbations temporaires pour les communautés locales. Les activités du projet seront limitées à des niveaux de bruit qui n'affecteront les récepteurs potentiels que pendant une période relativement courte.	Sensibilité : **Moyenne**	Modéré

Indicateur d'Impact	Évaluation de l'Ampleur des Impacts	Évaluation de la Sensibilité des Récepteurs	Évaluation de l'importance
	• Nature préjudiciable • Etendue Local (1) • De court-terme (1) • Fréquent (2) • Certaine (3) • Nature réversible (1) **Ampleur : Modéré (8)**		

5.6.5.4 Mesures d'atténuation proposées

Tableau 5-93 Mesures d'Atténuation Proposées pour les Impacts sur les Niveaux de Bruit Ambiant des Activités de Prospection

Indicateur d'Impact	Source d'Impact	Mesures d'Atténuation Proposées
Augmentation des niveaux de bruit ambiant mesurés à proximité des installations pétrolières et gazières /activités de soutien	✓ Fonctionnement des explosifs ✓ Utilisation du camion de vibroseis ✓ Mouvement des véhicules ✓ Installations de de soutien/ fourniture de matériel	✓ Tous les véhicules et machines doivent être maintenus en bon état et conformément aux instructions du fabricant ; ✓ Toute machine utilisée de manière intermittente doit être arrêtée pendant les périodes de non-utilisation ✓ Le contractant doit prévoir une zone tampon adéquate avec les populations sensibles de la région

5.6.5.5 Évaluation des impacts résiduels

Tableau5-94 Évaluation de l'Importance des Impacts Résiduels sur les Niveaux de Bruit Ambiant des Activités de Prospection

Indicateur d'Impact		Évaluation de l'ampleur des impacts	Évaluation de la Sensibilité des récepteurs	Évaluation de l'Importance
Augmentation des niveaux de bruit ambiant mesurés à proximité des installations pétrolières et gazières /activités de soutien	Avec mesures de contrôle prévues	• Nature préjudiciable • Etendue Local (1) • De court-terme (1) • Fréquent (2) • Certaine (3) • Nature réversible (1) **Ampleur : Modéré (8)**	Sensibilité : **Moyenne**	Modéré
	Avec les mesures de contrôle prévues et les mesures d'atténuation supplémentaires proposées	• Nature préjudiciable • Etendue local (1) • De court-terme (1) • Fréquent (2) • Probable (2) • Nature réversible (1) **Ampleur : Mineur (7)**	Sensibilité : **Moyenne**	Mineur

5.7 IMPACTS PENDANT LA PHASE D'EXPLORATION ONSHORE

5.7.1 Identification des impacts en Onshore

Les impacts pendant la phase d'exploration sont attendus de l'installation de l'appareil de forage, de l'exploitation de l'appareil de forage (y compris le forage des puits, la présence physique de l'appareil, le rejet des déblais de forage et autres effluents, le torchage et la production d'électricité, mouvement des équipements de soutien. Les récepteurs environnementaux et socio-économiques susceptibles d'être touchés par chaque activité sont indiqués dans la matrice d'identification des impacts présentée dans le Tableau 5-95.

Tableau 5-95 Matrice d'identification des impacts – Phase d'exploration

PHASES D'EXPLORATION ET D'EVALUATION																					
Composant / Activité		Environnement physique					Milieu biologique						Autres								
		Qualité de l'air	Changement climatique	Qualité de l'eau superficielles et l' eau souterraine	Qualité du Sol	Bruit	Benthos phyto et zoologique	Espèces pélagiques	Phyto et de zooplancton	Oiseaux de mer	Mammifères et tortues	Habitats sensibles	Ressources archéologiques et culturelles	Infrastructure	Conditions sociales	Éducation	Crime	Economie générale/industrie/énergie	Expédition	Tourisme	Santé	Paysage et agrément visuel
Mobilisation et positionnement à la place du navire de forage/mouillage	Plateformes de forage	X	X	X	X	X	X					X	X	X								
Fonctionnement de la plateforme de forage	Forage de puits unique	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X			X	X	X	X
	Forage de plusieurs puits	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X			X	X	X	X
	Présence physique de la plateforme de forage						X	X	X	X	X	X							X	X	X	X
	Torchage et production d'électricité (bruit et émissions atmosphériques)	X	X			X														X	X	X
	Rejet à terre des déblais et des fluides de forage / Exportation des déchets	X	X			X					X		X	X	X		X	X	X		X	X

PHASES D'EXPLORATION ET D'EVALUATION																						
Composant / Activité		Environnement physique					Milieu biologique						Autres									
		Qualité de l'air	Changement climatique	Qualité de l'eau superficielles et l' eau souterraine	Qualité du Sol	Bruit	Benthos phyto et zoologique	Espèces pélagiques	Phyto et de zooplancton	Oiseaux de mer	Mammifères et tortues	Habitats sensibles	Ressources archéologiques et culturelles	Infrastructure	Conditions sociales	Éducation	Crime	Economie générale/industrie/énergie	Expédition	Tourisme	Santé	Paysage et agrément visuel
	Autres rejets d'effluents / déchets			X	X		X	X	X	X	X	X										
	Stockage de produits chimiques												X	X		X		X			X	
	Transport de produits chimiques	X	X			X					X								X		X	
Les activités de soutien	Mouvement des véhicules	X	X			X					X			X	X				X			
	Installations de de soutien/ fourniture de matériel													X	X	X						
Événements accidentels	Les déversements de pétrole	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X			X	X	X	X	X
	Déversements de carburant et de produits chimiques	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X		X				X	X	X	X	X
	Accidents de transport et de stockage					X									X			X	X	X	X	

5.7.2 Impacts sur la Qualité de l'Air et les Changements Climatiques

5.7.2.1 Impacts Potentiels

Tableau 5-96 Impacts de la Phase d'Exploration sur la Qualité de l'Air et les Changements Climatiques

Indicateur d'Impact	Sources d'Impacts (Activités)	Sources d'Impact Cumulées
Augmentation des concentrations des principaux contaminants atmosphériques et les particules en raison des activités pétrolières et gazières	✓ Mobilisation et positionnement de l'appareil de forage ✓ Poussières due à la préparation du site ✓ Véhicules/équipements et le positionnement d'une plateforme de forage ✓ Les activités de forage ✓ Production d'électricité ✓ Émissions fugitives ✓ Activités de torchage et d'évacuation ✓ Évacuation de gaz et d'huile ✓ Déversements de carburant et de produits chimiques	✓ Activités des véhicules à proximité ✓ Émissions du secteur de transports ✓ Polluants générés par le secteur manufacturier et les zones industrielles ✓ Contaminants générés par l'accumulation et la combustion des déchets ✓ Émissions provenant de la production d'électricité
Augmentation des émissions de GES du secteur pétrolier et gazier		

5.7.2.2 Principales mesures de contrôle existantes

Cf. 5.6.2.2.

5.7.2.3 Évaluation des impacts

La préparation du site génère des poussières en suspension dans l'air. Les travaux sur le site comprennent les activités de compactage, la construction d'une plateforme de forage pour l'installation de l'appareil de forage, la voie d'accès, l'excavation pour les différents puits et le transport des équipements et des matériaux.

Les véhicules et les équipements, sont également propulsés par la combustion de carburant. La combustion de carburant émettra dans l'atmosphère des GES, des polluants atmosphériques, notamment du CO, des NOx, du SO_2 et d'autres hydrocarbures non brûlés, ainsi que des particules en concentrations assez élevées, entraînant une dégradation importante de l'environnement et un impact sur la qualité de l'air.

Le déplacement des véhicules/équipements, le positionnement d'une plateforme de forage, les activités de forage et de construction seront associées à diverses sources d'émissions de combustion. Les sources potentielles d'émissions de combustion comprennent les émissions associées aux éléments suivants :

- Les équipements de construction (principalement les moteurs diesel et les générateurs),
- Les plateformes de forage et les équipements associés.

La principale source de pollution atmosphérique est le fonctionnement des moteurs à combustion interne utilisés pour alimenter les activités de forage, y compris les appareils de

forage. Des générateurs diesel peuvent être utilisés pour l'appareil de forage afin de fournir l'électricité nécessaire au fonctionnement du projet.

Les émissions de diesel comptent environ 40 polluants atmosphériques dangereux (HAP) selon l'EPA (2002). Toutefois, les principaux polluants atmosphériques susceptibles d'être associés à ces sources d'émission sont les suivants : Oxydes d'azote (NOx), dioxyde de soufre (SO_2), dioxyde de carbone (CO_2), monoxyde de carbone (CO) et particules (PM).

Des quantités inférieures peuvent être générées par les déversements d'hydrocarbures et les émissions fugitives résultant de dommages et de fuites d'équipements.

Les émissions fugitives peuvent être associées aux opérations de chargement et de déchargement des hydrocarbures, au ravitaillement sur site, aux fuites des tuyaux et des tubes, aux joints des pompes, aux joints des compresseurs et aux soupapes de surpression. Cependant, la source la plus potentielle d'émissions fugitives provient de la boue de forage et du système de contrôle de la boue. Pendant le forage, du gaz peut s'infiltrer dans le puits et être dissous ou entraîné dans la boue de forage. Les gaz extraits de la boue sont évacués dans l'atmosphère ou acheminés vers le système de torche.

Bien qu'ils soient parfois adoptés comme mesure de sécurité, le torchage et l'évacuation du gaz sont considérés comme l'une des sources d'émissions les plus importantes pouvant survenir pendant la phase d'exploration. De plus, et dans le cas d'un forage réussi, les émissions atmosphériques peuvent en outre inclure celles résultant de la combustion des hydrocarbures produits lors des essais de puits.

Les activités de torchage et de ventilation peuvent être employées dans le cadre de la phase d'exploration pendant les opérations de forage, de complétion et d'essai des puits de pétrole et de gaz. Le gaz associé remonté à la surface avec le pétrole brut au cours de l'exploration est parfois éliminé par ventilation ou torchage dans l'atmosphère. Cette pratique est largement reconnue comme un gaspillage d'une ressource précieuse et comme une source importante d'émissions de gaz à effet de serre. Cependant, le torchage ou la ventilation sont des mesures de sécurité importantes utilisées pour s'assurer que le gaz et les autres hydrocarbures sont éliminés en toute sécurité en cas d'urgence (conditions anormales ou imprévues), de panne d'électricité ou d'équipement, ou d'autres conditions perturbatrices.

Les impacts associés aux activités de torchage et de ventilation se traduisent par des émissions de divers polluants atmosphériques dans l'atmosphère. Contrairement au torchage, la ventilation est la principale source d'émissions de méthane (CH_4) et de sulfure d'hydrogène (H_2S). Le méthane est le principal gaz à effet de serre et contribue 25 fois plus au réchauffement de la planète que le dioxyde de carbone. Le sulfure d'hydrogène est un gaz toxique, odorant et corrosif qui s'oxyde rapidement en dioxyde de soufre dans l'atmosphère. De faibles concentrations de H_2S dans l'air sentent l'œuf pourri et l'exposition à des concentrations modérées peut être fatale. D'autre part, le torchage réduit la contribution potentielle au changement climatique en convertissant le méthane en dioxyde de carbone, moins puissant, qui est le principal produit de la combustion. En outre, en brûlant le gaz, on réduit les risques pour la santé et la sécurité à proximité du puits, liés aux gaz combustibles et toxiques tels que le méthane et le sulfure d'hydrogène. Par conséquent, le torchage est l'option environnementale privilégiée par rapport à la ventilation. Toutefois, dans certaines circonstances, le torchage peut ne pas être pratique. Dans de telles conditions, il convient d'évaluer les technologies alternatives d'élimination des hydrocarbures sur la base des

meilleures pratiques actuelles de l'industrie et des technologies nouvellement développées, avant d'envisager la ventilation.

Outre le dioxyde de carbone, les émissions provenant le torchage peuvent inclure des NOx, des SOx, des particules de carbone, des hydrocarbures non brûlés, du CO et d'autres hydrocarbures partiellement brûlés et altérés.

La quantification des émissions a été réalisée pour les 7 scénarios en tenant compte des hypothèses présentées dans la partie « Méthodologie » (Section 5.2.1). On note que cette quantification a été faite consolidé pour les phases d'exploration pour les zones offshore et onshore ; et donc les informations et les émissions de polluants atmosphériques et des GES estimées pour les phases d'exploration du secteur (Tableau 5.4-1) sont similaires à ceux déjà décrits dans la section 5.4.2.3 « évaluation des impacts » sur la qualité de l'air et les changements climatiques pour la phase d'exploration offshore(Cf. 5.4.2.3).

En générale, les zones onshore subissent en plus des émissions de poussières, générées par la construction, le forage et les mouvements de véhicules et d'équipements, et font l'objet d'impacts cumulatifs plus importants vu la présence d'autres sources d'émissions atmosphériques intenses tels que les industries et le secteur du transport. Tandis que les zones offshore bénéficient d'un environnement ouvert et dispersif en mer, ce qui atténue généralement les impacts des émissions.

L'ampleur de l'impact, la sensibilité des récepteurs et l'évaluation de l'importance de l'impact de chacun des impacts environnementaux identifiés (pour les différents scenarios déjà mentionné) sur la qualité de l'air et le changement climatique pendant la phase d'exploration sont résumées dans le Tableau 5-97.

Tableau 5-97 Évaluation de l'Importance des Impacts sur la Qualité de l'Air et le Changement Climatique durant la Phase d'Exploration avec les Mesures de Contrôle Existantes en Place

Indicateur d'impact	Scénario	Évaluation de l'ampleur des impacts	Évaluation de la Sensibilité des récepteurs	Évaluation de l'importance
Augmentation des concentrations des principaux contaminants atmosphériques et les en raison des activités pétrolières et gazières	S1	Les quantités émises sont négligeables et la durée de vie des polluants est de quelques semaines. De plus, la fréquence est modérée dans ce scénario. • Nature préjudiciable • Etendue Local (1) • De court-terme (1) • Fréquent (2) • Probable (2) • Nature réversible (1) **Ampleur : Mineure (7)**	Sensibilité : **Elevée**	Modéré
	S2	Les quantités émises ne sont pas importantes et la durée de vie des polluants est de quelques semaines. De plus, la fréquence est faible dans ce scénario comme pour le scénario 1.	Sensibilité : **Elevée**	Modéré

Indicateur d'impact	Scénario	Évaluation de l'ampleur des impacts	Évaluation de la Sensibilité des récepteurs	Évaluation de l'importance
		• Nature préjudiciable • Etendue Local (1) • De court-terme (1) • Fréquent (2) • Probable (2) • Nature réversible (1) **Ampleur : Mineure (7)**		
	S3	Les quantités émises sont plus importantes que les deux autres scénarios, mais la durée de vie des polluants est de quelques semaines. Le nombre de puits est plus élevé dans ce scénario. • Nature préjudiciable • Etendue Local (1) • De court-terme (1) • Fréquent (2) • Certain (3) • Nature réversible (1) **Ampleur : Modérée (8)**	Sensibilité : **Elevée**	Majeur
	S4	Les quantités émises sont plus importantes que les scénarios précédents, mais la durée de vie des polluants est de quelques semaines. Le nombre de puits est plus élevé dans ce scénario. • Nature préjudiciable • Etendue Local (1) • De court-terme (1) • Continue (3) • Certain (3) • Nature réversible (1) **Ampleur : Modérée (9)**	Sensibilité : **Elevée**	Majeur
	S5	Les quantités émises sont encore plus importantes que tous les autres scénarios, mais la durée de vie des polluants est de quelques semaines. Le nombre de puits est le plus élevé dans ce scénario. • Nature préjudiciable • Etendue Local (1) • De court-terme (1) • Continue (3) • Certain (3) • Nature réversible (1) **Ampleur : Modérée (9)**	Sensibilité : **Elevée**	Majeur
	S6	Les activités sont similaires au scénario 4 sans le développement de nouveaux prospects onshore. Les quantités émises sont donc négligeables et moins élevées que le S1, et la durée de vie des polluants est de quelques semaines. • Nature préjudiciable • Etendue Local (1) • De court-terme (1) • Fréquent (2) • Probable (2) • Nature réversible (1) **Ampleur : Mineure (7)**	Sensibilité : **Elevée**	Modéré

Indicateur d'impact	Scénario	Évaluation de l'ampleur des impacts	Évaluation de la Sensibilité des récepteurs	Évaluation de l'importance
Augmentation des émissions de GES du secteur pétrolier et gazier	S1	Les quantités émises sont négligeables mais l'étendue géographique des GES est globale avec des durées de vie des polluants de plusieurs années et cet effet n'est pas réversible au cours d'une vie humaine. • Nature préjudiciable • Etendue International (3) • De long-terme (2) • Fréquent (2) • Certain (3) • Irréversible (2) **Ampleur : Majeure (12)**	Sensibilité : **Moyenne**	Majeur
	S2	Les quantités émises ne sont pas importantes mais considérablement cependant l'étendue géographique des GES est globale avec des durées de vie des polluants de plusieurs années et cet effet n'est pas réversible au cours d'une vie humaine. • Nature préjudiciable • Etendue International (3) • De long-terme (2) • Fréquent (2) • Certain (3) • Irréversible (2) **Ampleur : Majeure (12)**	Sensibilité : **Moyenne**	Majeur
	S3	Les quantités émises sont plus importantes que S1 et S2 mais encore faibles cependant l'étendue géographique des GES est globale avec des durées de vie des polluants de plusieurs années et cet effet n'est pas réversible au cours d'une vie humaine. • Nature préjudiciable • Etendue International (3) • De long-terme (2) • Fréquent (2) • Certain (3) • Irréversible (2) **Ampleur : Majeure (12)**	Sensibilité : **Moyenne**	Majeur
	S4	Les quantités émises sont plus importantes que les scénarios précédents, mais encore faibles cependant l'étendue géographique des GES est globale avec des durées de vie des polluants de plusieurs années et cet effet n'est pas réversible au cours d'une vie humaine. • Nature préjudiciable • Etendue International (3) • De long-terme (2) • Fréquent (2) • Certain (3) • Irréversible (2) **Ampleur : Majeure (12)**	Sensibilité : **Moyenne**	Majeur

Indicateur d'impact	Scénario	Évaluation de l'ampleur des impacts	Évaluation de la Sensibilité des récepteurs	Évaluation de l'importance
	S5	Les quantités émises sont plus importantes que les scénarios précédents, mais encore faibles cependant l'étendue géographique des GES est globale avec des durées de vie des polluants de plusieurs années et cet effet n'est pas réversible au cours d'une vie humaine. • Nature préjudiciable • Etendue International (3) • De long-terme (2) • Fréquent (2) • Certain (3) • Irréversible (2) **Ampleur : Majeure (12)**	Sensibilité : **Moyenne**	Majeur
	S6	Les activités sont similaires au scénario 4 sans le développement de nouveaux prospects onshore. Les quantités émises sont donc négligeables et moins importantes que S1 et faibles mais l'étendue géographique des GES est globale avec des durées de vie des polluants de plusieurs années et cet effet n'est pas réversible au cours d'une vie humaine. • Nature préjudiciable • Etendue International (3) • De long-terme (2) • Fréquent (2) • Certain (3) • Irréversible (2) **Ampleur : Majeure (12)**	Sensibilité : **Moyenne**	Majeur

5.7.2.4 Mesures d'Atténuation Proposées

Tableau 5-98 Mesures d'Atténuation Proposées pour les Impacts sur la Qualité de l'Air et les Changements Climatiques Pendant la Phase d'Exploration Onshore

Indicateur d'impact	Mesures d'atténuation proposées
Augmentation des concentrations des principaux contaminants atmosphériques et les particules en raison des activités pétrolières et gazières	✓ Utilisation de diesel vert au lieu de gasoil marin lorsque cela est techniquement possible ; le diesel vert a une teneur en soufre nettement inférieure ✓ Veiller à l'application des meilleures techniques disponibles (MTD). Cela nécessite une formation appropriée des personnels sur les MTD applicables à l'industrie pétrolière et gazière offshore et l'examen de la démonstration des MTD dans les études d'EIE. ✓ Une étude de modélisation de la dispersion atmosphérique doit être préparée dans le cadre de l'EIE pour les activités de forage afin de mieux évaluer le potentiel d'impacts sur la qualité de l'air dans la zone côtière. ✓ Des mesures d'efficacité énergétique doivent être prises lors du processus de sélection des plateformes, des navires de soutien et des hélicoptères, dans la mesure du possible. ✓ Vérifier régulièrement les fuites avec les dernières technologies et agissez rapidement ✓ Respecter strictement les lignes directrices HSE de HPC pour la sécurité du transport routier ✓ Arrosage des zones de travaux d'excavation et de perturbation du sol à l'aide de camions d'arrosage ✓ Compactage adéquat des agrégats répandus sur les routes nouvellement construites ✓ Le système de torche doit être conçus et exploités conformément aux meilleures pratiques de l'industrie et aux codes et normes d'ingénierie appropriés, tels que les pratiques recommandées de l'American Petroleum Institute ✓ Mesurer et estimer les volumes de gaz associés brûlés à la torche et évacués ✓ Assurer la résilience au changement climatique des installations et des infrastructures et mettre en œuvre des stratégies d'adaptation et de gestion. ✓ Minimiser les émissions de GES en adoptant les meilleures pratiques en matière d'efficacité énergétique, de réduction des émissions de torchage et fugitives et en minimisant les émissions de méthane.
Augmentation des émissions de GES du secteur pétrolier et gazier	

5.7.2.5 Évaluation des impacts résiduels

Les impacts résiduels sur la qualité de l'air et les changements climatiques pendant la phase d'exploration avec les mesures d'atténuation existantes et supplémentaires en place sont résumés dans le Tableau 5-99.

Tableau 5-99 Évaluation de l'Importance des Impacts Résiduels sur la Qualité de l'Air et les Changements Climatiques Pendant la Phase d'Exploration

Indicateur d'Impact		Scenario	Évaluation de l'ampleur des impacts	Évaluation de la Sensibilité des récepteurs	Évaluation de l'Importance
Augmentation des concentrations des principaux contaminants atmosphériques et les particules en raison des activités pétrolières et gazières	Avec mesures de contrôle prévues	S1	• Nature préjudiciable • Etendue Local (1) • De court-terme (1) • Fréquent (2) • Probable (2) • Nature réversible (1) **Ampleur : Mineure (7)**	Sensibilité : **Elevée**	Modéré
	Avec les mesures de contrôle prévues et les mesures d'atténuation supplémentaires proposées		• De nature préjudiciable • Etendue local (1) • De court-terme (1) • Peu fréquent (1) • Probable (2) • Nature réversible (1) **Ampleur : Mineure (6)**		Modéré
	Avec mesures de contrôle prévues	S2	• Nature préjudiciable • Etendue Local (1) • De court-terme (1) • Fréquent (2) • Probable (2) • Nature réversible (1) **Ampleur : Mineure (7)**	Sensibilité : **Elevée**	Modéré
	Avec les mesures de contrôle prévues et les mesures d'atténuation supplémentaires proposées		• Nature préjudiciable • Etendue Local (1) • De court-terme (1) • Peu Fréquent (1) • Probable (2) • Nature réversible (1) **Ampleur : Mineure (6)**		Modéré

Indicateur d'Impact		Scenario	Évaluation de l'ampleur des impacts	Évaluation de la Sensibilité des récepteurs	Évaluation de l'Importance
	Avec mesures de contrôle prévues	S3	• Nature préjudiciable • Etendue Local (1) • De court-terme (1) • Fréquent (2) • Certain (3) • Nature réversible (1) **Ampleur : Modérée (8)**	Sensibilité : **Elevée**	Majeur
	Avec les mesures de contrôle prévues et les mesures d'atténuation supplémentaires proposées		• Nature préjudiciable • Etendue Local (1) • De court-terme (1) • Peu Fréquent (1) • Probable (2) • Nature réversible (1) **Ampleur : Mineure (6)**		Modéré
	Avec mesures de contrôle prévues	S4	• Nature préjudiciable • Etendue Local (1) • De court-terme (1) • Continue (3) • Certain (3) • Nature réversible (1) **Ampleur : Modérée (9)**	Sensibilité : **Elevée**	Majeur
	Avec les mesures de contrôle prévues et les mesures d'atténuation supplémentaires proposées		• Nature préjudiciable • Etendue Local (1) • De court-terme (1) • Fréquent (2) • Probable (2) • Nature réversible (1) **Ampleur : Mineure (7)**		Modéré
	Avec mesures de contrôle prévues	S5	• Nature préjudiciable • Etendue Local (1) • De court-terme (1) • Continue (3) • Certain (3) • Nature réversible (1) **Ampleur : Modérée (9)**	Sensibilité : **Elevée**	Majeur

Indicateur d'Impact		Scenario	Évaluation de l'ampleur des impacts	Évaluation de la Sensibilité des récepteurs	Évaluation de l'Importance
	Avec les mesures de contrôle prévues et les mesures d'atténuation supplémentaires proposées		• Nature préjudiciable • Etendue Local (1) • De court-terme (1) • Fréquent (2) • Probable (2) • Nature réversible (1) **Ampleur : Mineure (7)**		Modéré
	Avec mesures de contrôle prévues	S6	• Nature préjudiciable • Etendue Local (1) • De court-terme (1) • Fréquent (2) • Probable (2) • Nature réversible (1) **Ampleur : Mineure (7)**	Sensibilité : **Elevée**	Modéré
	Avec les mesures de contrôle prévues et les mesures d'atténuation supplémentaires proposées		• De nature préjudiciable • Etendue local (1) • De court-terme (1) • Peu fréquent (1) • Probable (2) • Nature réversible (1) **Ampleur : Mineure (6)**		Modéré
Augmentation des émissions de GES du secteur pétrolier et gazier	Avec mesures de contrôle prévues	S1	• Nature préjudiciable • Etendue International (3) • De long-terme (2) • Fréquent (2) • Certain (3) • Irréversible (2) **Ampleur : Majeure (12)**	Sensibilité : **Moyenne**	Majeur
	Avec les mesures de contrôle prévues et les mesures d'atténuation supplémentaires proposées		• Nature préjudiciable • Etendue International (3) • Courte durée d'effet (1) • Fréquent (2) • Probable (2) • Réversible (1) **Ampleur : Modérée (9)**		Modéré

Indicateur d'Impact		Scenario	Évaluation de l'ampleur des impacts	Évaluation de la Sensibilité des récepteurs	Évaluation de l'Importance
	Avec mesures de contrôle prévues	S2	• Nature préjudiciable • Etendue International (3) • De long-terme (2) • Fréquent (2) • Certain (3) • Irréversible (2) **Ampleur : Majeure (12)**	Sensibilité : **Moyenne**	Majeur
	Avec les mesures de contrôle prévues et les mesures d'atténuation supplémentaires proposées		• Nature préjudiciable • Etendue International (3) • Courte durée d'effet (1) • Fréquent (2) • Probable (2) • Réversible (1) **Ampleur : Modérée (9)**		Modéré
	Avec mesures de contrôle prévues	S3	• Nature préjudiciable • Etendue International (3) • De long-terme (2) • Fréquent (2) • Certain (3) • Irréversible (2) **Ampleur : Majeure (12)**	Sensibilité : **Moyenne**	Majeur
	Avec les mesures de contrôle prévues et les mesures d'atténuation supplémentaires proposées		• Nature préjudiciable • Etendue International (3) • Courte durée d'effet (1) • Fréquent (2) • Probable (2) • Réversible (1) **Ampleur : Modérée (9)**		Modéré
	Avec mesures de contrôle prévues	S4	• Nature préjudiciable • Etendue International (3) • De long-terme (2) • Fréquent (2) • Certain (3) • Irréversible (2) **Ampleur : Majeure (12)**	Sensibilité : **Moyenne**	Majeur

Indicateur d'Impact		Scenario	Évaluation de l'ampleur des impacts	Évaluation de la Sensibilité des récepteurs	Évaluation de l'Importance
	Avec les mesures de contrôle prévues et les mesures d'atténuation supplémentaires proposées		• Nature préjudiciable • Etendue International (3) • Courte durée d'effet (1) • Fréquent (2) • Probable (2) • Réversible (1) **Ampleur : Modérée (9)**		Modéré
	Avec mesures de contrôle prévues	S5	• Nature préjudiciable • Etendue International (3) • De long-terme (2) • Fréquent (2) • Certain (3) • Irréversible (2) **Ampleur : Majeure (12)**	Sensibilité : **Moyenne**	Majeur
	Avec les mesures de contrôle prévues et les mesures d'atténuation supplémentaires proposées		• Nature préjudiciable • Etendue International (3) • Courte durée d'effet (1) • Fréquent (2) • Probable (2) • Réversible (1) **Ampleur : Modérée (9)**		Modéré
	Avec mesures de contrôle prévues	S6	• Nature préjudiciable • Etendue International (3) • De long-terme (2) • Fréquent (2) • Certain (3) • Irréversible (2) **Ampleur : Majeure (12)**	Sensibilité : **Moyenne**	Majeur
	Avec les mesures de contrôle prévues et les mesures d'atténuation supplémentaires proposées		• Nature préjudiciable • Etendue International (3) • Courte durée d'effet (1) • Fréquent (2) • Probable (2) • Réversible (1) **Ampleur : Modérée (9)**		Modéré

5.7.3 Impacts sur l'Eau Superficielles, l'Eau Souterraine et le Sol

5.7.3.1 Impacts potentiels

Tableau 5-100 Impacts de la Phase d'Exploration Onshore sur les Eaux Superficielles, l'Eau Souterraine et le Sol

Indicateur d'impact	Sources d'impacts (Activités)	Sources d'impact cumulées
Augmentation des concentrations de polluants dans le sol, l'eau superficielles, l'eau souterraine attribuées aux activités pétrolières et gazières	✓ Rejet de déblais et de fluides de forage ✓ Rejet des effluents ✓ Rejet des déchets ✓ Déversements de carburant et de produits chimiques	✓ Déchets domestiques et industriels ✓ Présence physique et bruit générés par les véhicules
Modification des propriétés du sol (La perte de perméabilité, érosion, etc.)	✓ Perturbation physique du sol ✓ Contamination du sol résultant de l'élimination des flux de déchets pendant les opérations de construction et de forage ✓ Contamination du sol due à des déversements accidentels et à des fuites	
Modification des caractéristiques chimiques de l'eau superficielles, l'eau souterraine et le sol attribuée aux activités pétrolières et gazières	✓ Rejet de déblais et de fluides de forage ✓ Rejet des effluents ✓ Rejet des déchets ✓ Déversements de carburant et de produits chimiques	

5.7.3.2 Principales mesures de contrôle existantes

Cf. 5.6.3.2.

5.7.3.3 Évaluation des impacts

Les impacts sur le sol sont les suivants

- Le compactage du sol dans les environs immédiats en raison de la circulation des véhicules et des machines ;
- Érosion du sol et perte de perméabilité ; et
- Mélange de types de sols et altération de la fertilité et de la productivité des sols

La contamination potentielle du sol et de l'eau peut être associée aux pratiques de gestions des déchets solides et liquides. En général, les déchets générés au cours du forage peuvent avoir des effets néfastes sur le sol, les eaux de surface et les eaux souterraines par contamination directe ou par la production de lixiviat contaminé.

Le forage des puits de pétrole et de gaz génère des déblais de forage, qui sont des particules de roche concassée produites par l'action du trépan lorsqu'il pénètre dans la terre. La composition chimique et minérale des déblais de forage reflète celle des couches rocheuses pénétrées par le trépan. Les fluides de forage (ou boues) sont également utilisés dans le cadre du processus de forage. Ils servent notamment à transporter les déblais de forage à la surface,

à lubrifier et à refroidir le trépan, et à contrôler la pression des puits dans le cadre d'opérations de forage sûres.

Il existe différents fluides de forage, que l'on peut généralement classer dans les catégories suivantes :

- Fluides de forage à base d'eau : Fluides dont la phase continue et le milieu de suspension des solides sont l'eau ou un fluide miscible à l'eau. Il existe de nombreuses variantes de fluides de forage à base d'eau, notamment les gels, les sels-polymères, les sels-glycol et les sels-silicates ; et
- Fluides de forage non aqueux : La phase continue et le milieu de suspension des solides sont des fluides non miscibles à l'eau, à base d'huile, à base d'huile minérale améliorée ou à base de produits synthétiques.

Les boues à base d'huile ont été largement interdites par les législations de nombreux pays en raison de leurs effets néfastes et de leur niveau élevé de contamination, ce qui suggère la nécessité de traiter les déblais et les fluides avant leur élimination. Bien que leurs effets ne soient pas négligeables, les Déblais et Boues à Base d'Eau sont beaucoup moins toxiques ce qui explique pourquoi ce type est le plus adopté.

Les flux de déchets solides non dangereux et dangereux (à l'exclusion des déchets de forage) générés par l'exploitation du projet comprennent les déchets de construction (matériaux de rebut, déchets cimentés, etc.) et les ordures ménagères. D'autres sources de déchets sont générées lors de l'entretien et de la réparation des équipements mécaniques, des installations de forage, des véhicules, des générateurs, des pompes et des infrastructures (batteries usagées, pots de peinture vides, conteneurs de produits chimiques et d'huile usagés, ferraille, etc.).

Les autres flux de déchets régulièrement générés sur les sites de forage comprennent les eaux usées, les eaux de drainage, les eaux d'incendie, les eaux de lavage des plateformes, des équipements et des véhicules, ainsi que les eaux huileuses en général. Les eaux usées peuvent contenir une quantité substantielle de matière organique et des métaux lourds. En outre, des nutriments, en particulier des composés d'azote et de phosphore, sont présents dans tous les flux d'eaux usées domestiques. Les boues générées par les eaux usées sont également classées comme déchets dangereux en raison de leurs caractéristiques pathogènes.

Les rejets d'effluents peuvent également affecter fortement la concentration de polluants dans le sol et les caractéristiques de l'Eau Superficielles et l'Eau Souterraine.

En outre, les puits forés pénètrent dans des formations aquifères. Lors du forage, le contact des fluides de forage et de toute autre substance présente sur l'outil de forage peut interagir avec la formation. En outre, des échanges entre le trou de forage et toutes les formations pénétrées peuvent se produire, ce qui entraîne un mélange des eaux, et une contamination des eaux souterraines.

En outre, les principales sources potentielles de déversements accidentels comprennent les stocks de boue à base de pétrole à la surface, les approvisionnements en diesel pour la production d'électricité et les liquides de gaz naturel associés au gaz dans le réservoir. D'autres sources mineures comprennent l'huile hydraulique, les carburants et l'huile de lubrification dans le cadre des opérations de routine des plateformes et de l'entretien des véhicules

entraînant l'augmentation des concentrations de polluants dans le sol et modifiant la composition chimique de l'eau.

L'ampleur de l'impact, la sensibilité des récepteurs et l'évaluation de l'importance de l'impact de chacun des impacts environnementaux identifiés (pour les différents scenarios déjà mentionné) sur l'eau de mer et les sédiments pendant la phase d'exploration sont résumées dans le Tableau 5-101.

Tableau 5-101 Évaluation de l'Importance des Impacts sur l'Eau Superficielle, l'Eaux Souterraines et le Sol Pendant la Phase d'Exploration avec les Mesures de Contrôle Existantes en Place

Indicateur d'Impact	Scénario	Évaluation de l'Ampleur des Impacts	Évaluation de la Sensibilité des Récepteurs	Évaluation de l'Importance
Augmentation des concentrations de polluants dans le sol, l'eau superficielles, l'eau souterraine attribuées aux activités pétrolières et gazières	S1	Surtout s'ils ne sont pas traités, les déblais et fluides de forage à base de pétrole et de synthèse constituent une source majeure de ce qui explique pourquoi l'utilisation de ces boues est interdite dans de nombreux pays. • Nature préjudiciable • Etendue local (1) • De court-terme (1) • Fréquent (2) • Certain (3) • Nature réversible (1) **Ampleur : Modérée (8)**	Sensibilité : **Elevée**	Majeur
	S2			
	S3			
	S4	L'augmentation des puits et des activités amène à une augmentation de génération de déblais, fluides et déchets toxiques et à l'augmentation de la probabilité d'accidents de déversement entre autres. • Nature préjudiciable • Etendue local (1) • Long-terme (2) • Continue (3) • Certain (3) • Nature réversible (1) **Ampleur : Modérée (10)**	Sensibilité : **Elevée**	Majeur
	S5			
	S6	Similaire aux activités du S4 mais sans le développement onshore au-delà de ce qui est déjà présent. Même si de nouveaux puits ne sont pas forer, on a toujours des potentiels impacts négatifs associés aux activités des puits existants et des activités connexes onshore du secteur pétro-gazier sur les eaux.	Sensibilité : **Elevée**	Majeur

Indicateur d'Impact	Scénario	Évaluation de l'Ampleur des Impacts	Évaluation de la Sensibilité des Récepteurs	Évaluation de l'Importance
		• Nature préjudiciable • Etendue local (1) • De court-terme (1) • Fréquent (2) • Certain (3) • Nature réversible (1) **Ampleur : Modérée (8)**		
Modification des propriétés du sol (La perte de perméabilité, érosion, etc.)	S1	Les sources d'impact les plus importantes comprennent la mobilisation et le positionnement des plateformes de forage, les véhicules et potentiellement, la perturbation physique du sol, les opérations de forage de puits et les déblais de forage et le déversement de fluides • Nature préjudiciable • Etendue local (1) • De court-terme (1) • Fréquent (2) • Certain (3) • Nature réversible (1) **Ampleur : Modérée (8)**	Sensibilité : **Elevée**	Majeur
	S2			
	S3	Similaires au scénarios précédents mais avec des intensités plus importantes puisque les activités d'exploration et le nombre de puits sont plus importants. • Nature préjudiciable • Etendue local (1) • De court-terme (1) • Continue (3) • Certain (3) • Nature réversible (1) **Ampleur : Modérée (9)**	Sensibilité : **Elevée**	Majeur
	S4			
	S5			
	S6	Similaire aux activités du S4 mais sans le développement onshore au-delà de ce qui est déjà présent. Même si de nouveaux puits ne sont pas forer, on a toujours des potentiels impacts négatifs associés aux activités des puits existants et des activités connexes onshore du secteur pétro-gazier sur les sols. • Nature préjudiciable • Etendue local (1) • De court-terme (1) • Fréquent (2) • Certain (3) • Nature réversible (1) **Ampleur : Modérée (8)**	Sensibilité : **Elevée**	Majeur
Modification des caractéristiques chimiques de l'eau	S1	La mauvaise gestion de déblais et de fluides de forage à base d'eau et d'huile/synthétique et d'éventuels déversements de produits chimiques	Sensibilité : **Elevée**	Modéré

Indicateur d'Impact	Scénario	Évaluation de l'Ampleur des Impacts	Évaluation de la Sensibilité des Récepteurs	Évaluation de l'Importance
superficielles, l'eau souterraine et le sol attribuée aux activités pétrolières et gazières		et de carburant peuvent altérer les propriétés chimiques de l'eau et le sol. • Nature préjudiciable • Etendue local (1) • De court-terme (1) • Fréquent (2) • Probable (2) • Nature réversible (1) **Ampleur : Mineur (7)**		
	S2 S3 S4 S5	Similaires au S1 mais avec des intensités plus importantes croissantes en fonction du niveau du scénario puisque les activités d'exploration et le nombre de puits sont plus importants. • Nature préjudiciable • Etendue local (1) • De court-terme (1) • Fréquent (2) • Certain (3) • Nature réversible (1) **Ampleur : Modérée (8)**	Sensibilité : **Elevée**	Majeur
	S6	Similaire aux activités du S4 mais sans le développement onshore au-delà de ce qui est déjà présent. Même si de nouveaux puits ne sont pas forer, on a toujours des potentiels impacts négatifs associés aux activités des puits existants et des activités connexes onshore du secteur pétro-gazier. • Nature préjudiciable • Etendue local (1) • De court-terme (1) • Fréquent (2) • Certain (3) • Nature réversible (1) **Ampleur : Modérée (8)**	Sensibilité : **Elevée**	Majeur

5.7.3.4 Mesures d'Atténuation Proposées

Tableau 5-102 Mesures d'Atténuation Proposées pour les Impacts sur l'Eau Superficielle, l'Eaux Souterraines et le Sol Pendant la Phase d'Exploration

Indicateur d'Impact	Source d'Impact	Mesures d'Atténuation Proposées
Augmentation des concentrations de polluants dans le sol, l'eau superficielles, l'eau souterraine attribuées aux activités pétrolières et gazières	✓ Rejet de déblais et de fluides de forage ✓ Rejet des effluents ✓ Rejet des déchets ✓ Déversements de carburant et de produits chimiques	✓ Définir des valeurs limites de rejet d'eaux usées conformément aux meilleures pratiques de l'industrie, les intégrer dans la réglementation environnementale du Sénégal et faire respecter la conformité par les opérateurs pétroliers et gaziers. ✓ Les opérateurs doivent suivre les recommandations de gestion des déchets (section 7.1.4) ✓ Traitement terrestre des déblais et des déchets ✓ Gestion des eaux produites et des eaux usées avec un traitement, un rejet et une surveillance appropriés conformément à la réglementation. ✓ Augmenter les capacités opérationnelles ✓ S'assurer que l'équipement et les processus essentiels à la sécurité sont en place et opérationnels avant le début des activités de forage. ✓ Organisez des formations et des exercices, par exemple des exercices d'intervention en cas de catastrophe, afin que toute l'équipe soit prête à travailler ensemble en cas de déversement. ✓ Les opérateurs doivent préparer un plan de gestion des produits chimiques comprenant la manipulation, le stockage, le transport et l'intervention en cas d'accident. ✓ Le stockage des produits chimiques doit suivre les normes internationales en matière d'emballage et d'étiquetage des produits (GHS, CLP). ✓ Le transport de produits chimiques doit satisfaire aux exigences des conventions et normes internationales. ✓ Minimiser les risques environnementaux liés aux additifs chimiques résiduels sur les déblais de forage en choisissant soigneusement le système de fluides. Les fluides de forage à base d'eau doivent être choisis chaque fois que cela est approprié. ✓ Sélectionner avec soin les additifs des fluides de forage, en tenant compte de leur concentration, de leur toxicité, de leur biodisponibilité et de leur potentiel de bioaccumulation. ✓ Utiliser des techniques de forage directionnel (horizontal et à grande portée) pour éviter les zones de surface sensibles et pour accéder au réservoir à partir de zones de surface moins sensibles ; ✓ Surveiller et minimiser la concentration d'impuretés de métaux lourds (principalement le plomb, le mercure et le cadmium) dans le stock de barytine utilisé dans la formulation du fluide. ✓ Préparer des plans d'intervention en cas de déversement

Indicateur d'Impact	Source d'Impact	Mesures d'Atténuation Proposées
		✓ Adopter les meilleures pratiques en matière de gestion des risques et de prévention des déversements. Appliquer les normes de prévention de la pollution convenues au niveau national et régional ✓ Envisager de minimiser les volumes de fluides de forage et de déblais de forage devant être éliminés par les moyens suivants o L'utilisation de systèmes d'élimination des solides à haute efficacité pour réduire la nécessité de changer les fluides et minimiser la quantité de fluides résiduels sur les déblais de forage. o L'utilisation de puits multilatéraux à trous minces et de techniques de forage à tubes enroulés, lorsque cela est possible, afin de réduire la quantité de fluides et de déblais générés.
Modification des propriétés du sol (La perte de perméabilité, érosion, etc.)	✓ Perturbation physique du sol ✓ Contamination du sol résultant de l'élimination des flux de déchets pendant les opérations de construction et de forage ✓ Contamination du sol due à des déversements accidentels et à des fuites	✓ Traitement terrestre des déblais et des déchets ✓ Les opérateurs doivent suivre les recommandations de gestion des déchets. ✓ Stocker la terre végétale enlevée pendant les travaux d'excavation et l'utiliser comme matériau de couverture lorsque c'est possible ; ✓ Une fois les travaux terminés, réutiliser la terre excavée pour la restauration du site afin de minimiser/éviter toute perturbation physique et chimique du sol ✓ Déterminer l'emplacement des stocks de terre végétale avant de commencer les activités de construction ✓ Planifier l'acheminement des véhicules de manière à privilégier les itinéraires les plus courts possibles, dans la mesure du possible ; ✓ Planification et marquage des voies d'accès ✓ Restauration du site/enfouissement de la fosse après l'abandon du puits. ✓ Planifier des infrastructures qui peuvent également profiter à l'agriculture ou à la pêche. ✓ Préparer des plans d'intervention en cas de déversement ✓ Adopter les meilleures pratiques en matière de gestion des risques et de prévention des déversements. Appliquer les normes de prévention de la pollution convenues au niveau national et régional
Modification des caractéristiques chimiques de l'eau superficielles, l'eau souterraine et le sol attribuée aux	✓ Rejet de déblais et de fluides de forage ✓ Rejet des effluents ✓ Rejet des déchets	✓ Définir des valeurs limites de rejet d'eaux usées conformément aux meilleures pratiques de l'industrie, les intégrer dans la réglementation environnementale du Sénégal et faire respecter la conformité par les opérateurs pétroliers et gaziers. ✓ Les opérateurs doivent suivre les recommandations de gestion des déchets. ✓ Traitement des fluides effluents avant rejet conformément aux exigences de MARPOL.

Indicateur d'Impact	Source d'Impact	Mesures d'Atténuation Proposées
activités pétrolières et gazières	✓ Déversements de carburant et de produits chimiques	✓ Gestion des eaux produites et des eaux usées avec un traitement, un rejet et une surveillance appropriés conformément à la réglementation. ✓ Augmenter les capacités opérationnelles ✓ Organisez des formations et des exercices, par exemple des exercices d'intervention en cas de catastrophe, afin que toute l'équipe soit prête à travailler ensemble en cas de déversement. ✓ Utiliser des dispersants d'hydrocarbures approuvés et autorisés dans les interventions en cas de déversement d'hydrocarbures. ✓ S'assurer que l'équipement et les processus essentiels à la sécurité sont en place et opérationnels avant le début des activités de forage. ✓ Les opérateurs doivent préparer un plan de gestion des produits chimiques comprenant la manipulation, le stockage, le transport et l'intervention en cas d'accident. ✓ Minimiser les risques environnementaux liés aux additifs chimiques résiduels sur les déblais de forage en choisissant soigneusement le système de fluides. Les fluides de forage à base d'eau doivent être choisis chaque fois que cela est approprié. ✓ Sélectionner avec soin les additifs des fluides de forage, en tenant compte de leur concentration, de leur toxicité, de leur biodisponibilité et de leur potentiel de bioaccumulation. ✓ Utiliser des techniques de forage directionnel (horizontal et à grande portée) pour éviter les zones de surface sensibles et pour accéder au réservoir à partir de zones de surface moins sensibles ; ✓ Surveiller et minimiser la concentration d'impuretés de métaux lourds (principalement le plomb, le mercure et le cadmium) dans le stock de barytine utilisé dans la formulation du fluide. ✓ Contribuer à réduire le taux d'acidification des océans et soutenir des programmes tels que la « Blue Carbon Initiative » qui vise à protéger les écosystèmes côtiers qui séquestrent et stockent le carbone. ✓ Préparer des plans d'intervention en cas de déversement ✓ Adopter les meilleures pratiques en matière de gestion des risques et de prévention des déversements. Appliquer les normes de prévention de la pollution convenues au niveau national et régional ✓ Envisager de minimiser les volumes de fluides de forage et de déblais de forage devant être éliminés par les moyens suivants o L'utilisation de systèmes d'élimination des solides à haute efficacité pour réduire la nécessité de changer les fluides et minimiser la quantité de fluides résiduels sur les déblais de forage.

Indicateur d'Impact	Source d'Impact	Mesures d'Atténuation Proposées
		o L'utilisation de puits multilatéraux à trous minces et de techniques de forage à tubes enroulés, lorsque cela est possible, afin de réduire la quantité de fluides et de déblais générés.

5.7.3.5 Évaluation des Impacts Résiduels

Les impacts résiduels sur l'Eau Superficielle, l'Eau Souterraine et le Sol pendant la phase d'exploration avec les mesures d'atténuation existantes et supplémentaires en place sont résumés dans le Tableau 5-103.

Tableau 5-103 Évaluation de l'Importance des Impacts Résiduels sur l'Eau Superficielle, l'Eau Souterraine et le Sol Pendant la Phase d'Exploration

Indicateur d'impact		Scénario	Évaluation de l'ampleur des impacts	Évaluation de la Sensibilité des récepteurs	Évaluation de la Sensibilité des récepteurs
Augmentation des concentrations de polluants dans le sol, l'eau superficielles, l'eau souterraine attribuées aux activités pétrolières et gazières	Avec mesures de contrôle prévues	S1 S2 S3	• Nature préjudiciable • Etendue local (1) • De court-terme (1) • Fréquent (2) • Certain (3) • Nature réversible (1) **Ampleur : Modérée (8)**	Sensibilité : **Elevée**	Majeur
	Avec les mesures de contrôle prévues et les mesures d'atténuation supplémentaires proposées		• Nature préjudiciable • Etendue local (1) • De court-terme (1) • Peu Fréquent (1) • Certain (3) • Nature réversible (1) **Ampleur : Mineur (7)**		Modéré

Indicateur d'impact		Scénario	Évaluation de l'ampleur des impacts	Évaluation de la Sensibilité des récepteurs	Évaluation de la Sensibilité des récepteurs
	Avec mesures de contrôle prévues	S4 S5	• Nature préjudiciable • Etendue local (1) • Long-terme (2) • Continue (3) • Certain (3) • Nature réversible (1) **Ampleur : Modérée (10)**	Sensibilité : **Elevée**	Majeur
	Avec les mesures de contrôle prévues et les mesures d'atténuation supplémentaires proposées		• Nature préjudiciable • Etendue local (1) • Court-terme (1) • Fréquente (2) • Certain (3) • Nature réversible (1) **Ampleur : Modérée (8)**		Majeur
	Avec mesures de contrôle prévues	S6	• Nature préjudiciable • Etendue local (1) • De court-terme (1) • Fréquent (2) • Certain (3) • Nature réversible (1) **Ampleur : Modérée (8)**	Sensibilité : **Elevée**	Majeur
	Avec les mesures de contrôle prévues et les mesures d'atténuation supplémentaires proposées		• Nature préjudiciable • Etendue local (1) • De court-terme (1) • Peu Fréquent (1) • Certain (3) • Nature réversible (1) **Ampleur : Mineur (7)**		Modéré
Modification des propriétés du sol (La perte de perméabilité, érosion, etc.)	Avec mesures de contrôle prévues	S1 S2	• Nature préjudiciable • Etendue local (1) • De court-terme (1) • Fréquent (2) • Certain (3) • Nature réversible (1) **Ampleur : Modérée (8)**	Sensibilité : **Elevée**	Majeur

Indicateur d'impact		Scénario	Évaluation de l'ampleur des impacts	Évaluation de la Sensibilité des récepteurs	Évaluation de la Sensibilité des récepteurs
	Avec les mesures de contrôle prévues et les mesures d'atténuation supplémentaires proposées		• Nature préjudiciable • Etendue local (1) • De court-terme (1) • Peu Fréquent (1) • Certain (3) • Nature réversible (1) **Ampleur : Mineur (7)**		Modéré
	Avec mesures de contrôle prévues	S3 S4 S5	• Nature préjudiciable • Etendue local (1) • De court-terme (1) • Continue (3) • Certain (3) • Nature réversible (1) **Ampleur : Modérée (9)**	Sensibilité : **Elevée**	Majeur
	Avec les mesures de contrôle prévues et les mesures d'atténuation supplémentaires proposées		• Nature préjudiciable • Etendue local (1) • De court-terme (1) • Fréquent (1) • Certain (3) • Nature réversible (1) **Ampleur : Modérée (8)**		Modéré
	Avec mesures de contrôle prévues	S6	• Nature préjudiciable • Etendue local (1) • De court-terme (1) • Fréquent (2) • Certain (3) • Nature réversible (1) **Ampleur : Modérée (8)**	Sensibilité : **Elevée**	Majeur
	Avec les mesures de contrôle prévues et les mesures d'atténuation supplémentaires proposées		• Nature préjudiciable • Etendue local (1) • De court-terme (1) • Peu Fréquent (1) • Certain (3) • Nature réversible (1) **Ampleur : Mineur (7)**		Modéré

Indicateur d'impact		Scénario	Évaluation de l'ampleur des impacts	Évaluation de la Sensibilité des récepteurs	Évaluation de la Sensibilité des récepteurs
Modification des caractéristiques chimiques de l'eau superficielles, l'eau souterraine et le sol attribuée aux activités pétrolières et gazières	Avec mesures de contrôle prévues	S1	• Nature préjudiciable • Etendue local (1) • De court-terme (1) • Fréquent (2) • Probable (2) • Nature réversible (1) **Ampleur : Mineur (7)**	Sensibilité : **Elevée**	Modéré
	Avec les mesures de contrôle prévues et les mesures d'atténuation supplémentaires proposées		• Nature préjudiciable • Etendue local (1) • De court-terme (1) • Peu Fréquent (1) • Probable (2) • Nature réversible (1) **Ampleur : Mineure (6)**		Modéré
	Avec mesures de contrôle prévues	S2 S3 S4 S5 S6	• Nature préjudiciable • Etendue local (1) • De court-terme (1) • Fréquent (2) • Certain (3) • Nature réversible (1) **Ampleur : Modérée (8)**	Sensibilité : **Elevée**	Majeur
	Avec les mesures de contrôle prévues et les mesures d'atténuation supplémentaires proposées		• Nature préjudiciable • Etendue local (1) • De court-terme (1) • Peu Fréquent (1) • Probable (2) • Nature réversible (1) **Ampleur : Mineure (6)**		Modéré

5.7.4 Impacts sur le Milieu Biologique Terrestre

5.7.4.1 Impacts Potentiels

Tableau 5-104 Impacts de la Phase d'Exploration Onshore sur le Milieu Biologique Terrestre

Indicateur d'Impact	Sources d'Impacts (Activités)	Sources d'Impact Cumulées
Changements dans l'abondance, le statut et la densité de la biodiversité terrestre attribués aux activités pétrolières et gazières onshore	✓ Présence physique de la plateforme de forage, y compris le bruit et la lumière ✓ Travaux en site ✓ Bruit généré lors du forage de puits ✓ Rejet de déblais et de fluides de forage à base d'eau et d'huile/synthétique ✓ Décharge d'effluent ✓ Bruits générés par les véhicules et les équipements ✓ Bruits générés lors de l'exportation de déblais et de fluides de forage ✓ Déversements de carburant et de produits chimiques ✓ Mobilisation et positionnement à la place de la plateforme de forage ✓ Mobilisation et positionnement de la plateforme de forage ✓ Forage de puits	✓ Déchets domestiques et industriels. ✓ Présence physique et bruit générés par les mouvements des véhicules
Pourcentage de la superficie des aires protégées directement affectées par les activités onshore	✓ Mobilisation et positionnement de la plateforme de forage ✓ Forage de puits ✓ Déversement de déblais et de fluides de forage à base d'eau et de pétrole/synthétique ✓ Évacuation de gaz et d'huile ✓ Déversements de carburant et de produits chimiques	

5.7.4.2 Mesures de contrôle existantes

Cf. 5.6.4.2.

5.7.4.3 Évaluation des Impacts

Le principal impact du déblaiement du site, des travaux de génie civil et la mobilisation et positionnement de la plateforme de forage est la perte de la couverture végétale qui abrite les habitats naturels de la faune du site. Tout dommage important à la couverture végétale ou à la flore entraînera une perte supplémentaire de sources d'alimentation vulnérables pour la faune locale.

En outre, l'élimination inappropriée des déchets pourrait constituer un risque pour la faune et en particulier pour les animaux domestiques.

Les déversements accidentels de produits chimiques pourraient provoquer des empoisonnements et avoir des effets néfastes sur les animaux sauvages de la région.

En outre, les niveaux de bruit induits par les travaux et les opérations de forage peuvent temporairement forcer la faune locale à quitter le site et ses alentours.

Les sources d'impact sur la flore locale comprennent les travaux de défrichement, d'excavation et de construction et la contamination directe due à l'élimination des déchets de forage, ainsi que l'impact indirect dû à la perte de fertilité du sol et/ou à la contamination.

Les sources d'impact potentiel sur la flore locale et la couverture végétale sont probablement liées aux dommages physiques causés par les activités de déblaiement du site, le transport par véhicule et, dans une moindre mesure, les déchets jetés dans la nature et les dommages causés par les fosses à déchets non sécurisées.

Des fuites ou des déversements accidentels pourraient également avoir un impact négatif sur la flore du site.

L'ampleur de l'impact, la sensibilité des récepteurs et l'évaluation de l'importance de l'impact de chacun des impacts environnementaux identifiés sur le milieu biologique marin pendant la phase d'exploration sont résumées dans le Tableau 5-105.

Tableau 5-105 Évaluation de l'Importance des Impacts sur l'Environnement Biologique Terrestre Pendant la Phase d'Exploration avec les Mesures de Contrôle Existantes en Place

Indicateur d'impact	Scénario	Évaluation de l'ampleur des impacts	Évaluation de la Sensibilité des récepteurs	Évaluation de l'importance
Changements dans l'abondance, le statut et la densité de la biodiversité terrestre attribués aux activités pétrolières et gazières onshore	S1 S2 S3	Le bruit généré par le forage des puits, les déversements de produits chimiques et de carburant, et les travaux de défrichement, d'excavation et de construction sont considérés comme les principales sources d'impact influençant la densité et l'abondance la biodiversité terrestre. D'autres sources comprennent les déblais de forage à base d'eau ou de pétrole/synthétique et les rejets d'effluents. • Nature préjudiciable • Etendue local (1) • De court-terme (1) • Fréquent (2) • Certain (3) • Nature réversible (1) **Ampleur : Modérée (8)**	Sensibilité : **Elevée**	Majeur
	S4 S5	Les activités de forage et d'exploration et les activités connexes augmentent proportionnellement au niveau des différents scénarios. Le S4 a des activités plus intenses que les scénarios précédents et le S5 encore plus. Le S6 est similaire au S4. • Nature préjudiciable • Etendue local (1) • Long-terme (2) • Fréquent (2) • Certain (3) • Nature réversible (1) **Ampleur : Modérée (9)**	Sensibilité : **Elevée**	Majeur
	S6	Niveau d'exploration similaire au S4 mais sans le développement de nouveaux prospects onshore. Impacts possibles	Sensibilité : **Elevée**	Majeur

Indicateur d'impact	Scénario	Évaluation de l'ampleur des impacts	Évaluation de la Sensibilité des récepteurs	Évaluation de l'importance
		des activités d'exploration des projets existants et des activités connexes opérants onshore. • Nature préjudiciable • Etendue local (1) • De court-terme (1) • Fréquent (2) • Certain (3) • Nature réversible (1) **Ampleur : Modérée (8)**		
Pourcentage de la superficie des aires protégées directement affectées par les activités onshore	S1	Les sources d'impact les plus importantes comprennent le forage de puits et le rejet de déblais et de fluides de forage à base d'eau et de pétrole/synthétique. • Nature préjudiciable • Etendue local (1) • De court-terme (1) • Fréquent (2) • Certain (3) • Nature réversible (1) **Ampleur : Modérée (8)**	Sensibilité : **Elevée**	Majeur
	S2 S3 S4 S5	Les sources d'impact les plus importantes comprennent le forage de puits, le rejet de déblais et de fluides de forage à base d'eau et de pétrole/synthétique. Les activités de forage et d'exploration et les activités connexes augmentent proportionnellement au niveau des différents scénarios. Les activités augmentent d'intensité en fonction des scénarios (S2 < S3 < S4 < S5), avec S6 similaire au S4. • Nature préjudiciable • Etendue local (1) • Long-terme (2) • Continue (3) • Certain (3) • Nature réversible (1) **Ampleur : Modérée (10)**	Sensibilité : **Elevée**	Majeur
	S6	Niveau d'exploration similaire au S4 mais sans le développement de nouveaux prospects onshore. Impacts possibles des activités d'exploration des projets existants et des activités connexes opérants onshore. • Nature préjudiciable • Etendue local (1) • De court-terme (1) • Fréquent (2) • Certain (3) • Nature réversible (1) **Ampleur : Modérée (8)**	Sensibilité : **Elevée**	Majeur

5.7.4.4 Mesures d'Atténuation Proposées

Tableau 5-106 Mesures d'Atténuation Proposées pour les Impacts sur le Milieu Biologique Terrestre Pendant la Phase d'Exploration Onshore

Indicateur d'impact	Source d'impact	Mesures d'atténuation proposées
Changements dans l'abondance, le statut et la densité de la biodiversité terrestre attribués aux activités pétrolières et gazières onshore	✓ Présence physique de la plateforme de forage, y compris le bruit et la lumière ✓ Travaux en site ✓ Bruit généré lors du forage de puits ✓ Rejet de déblais et de fluides de forage à base d'eau et d'huile/synthétique ✓ Décharge d'effluent ✓ Bruits générés par les véhicules et les équipements ✓ Bruits générés lors de l'exportation de déblais et de fluides de forage ✓ Déversements de carburant et de produits chimiques ✓ Mobilisation et positionnement à la place de la plateforme de forage ✓ Mobilisation et positionnement de la plateforme de forage ✓ Forage de puits	✓ Les opérateurs doivent suivre les recommandations de gestion des déchets dans la section 7.1.4 ✓ Entreprendre les activités d'exploration en dehors des périodes d'importance écologique. ✓ Optimiser les trajets et les itinéraires de voyage lors du transport de produits chimiques et de déchets. ✓ Les opérateurs doivent démontrer que les niveaux de bruit sont réduits au minimum ✓ Traiter les déchets et les fluides avant leur rejet. ✓ Utiliser des dispersants d'hydrocarbures approuvés autorisés à être utilisés dans les interventions en cas de déversement d'hydrocarbures. ✓ Préparation d'un plan d'urgence en cas de déversement d'hydrocarbures. ✓ Le transport de produits chimiques doit satisfaire aux exigences des conventions et normes internationales pour les marchandises dangereuses. ✓ Les études d'EIE doivent détailler la procédure à adopter lors du transport de marchandises dangereuses par mer pour prévenir le déversement accidentel de produits chimiques et intervenir en cas d'accident. ✓ S'assurer que l'équipement et les processus essentiels à la sécurité sont en place et opérationnels avant le début du forage. ✓ Les opérateurs doivent préparer un plan de gestion des produits chimiques comprenant la manipulation, le stockage, le transport et l'intervention en cas d'accident. ✓ Préservation de la terre arable excavée et re-végétalisation de la zone perturbée par l'ensemencement d'espèces communes. ✓ Minimiser la désertification inutile en veillant à ce que les véhicules restent sur les routes définies et ne soient pas autorisés à sortir de la route et en gardant l'équipement dans les limites du site. ✓ Clôturer toutes les fosses générées pendant l'activité, empêchant ainsi la faune de tomber accidentellement à l'intérieur de ces fosses et empêchant les déchets d'être jetés lors de vents violents. ✓ Mise en œuvre correcte des activités d'entretien sur le terrain et mise en œuvre du plan de gestion des déchets solides proposé pour la zone afin d'éliminer toute source de danger pour la faune locale.

Indicateur d'impact	Source d'impact	Mesures d'atténuation proposées
		✓ Les itinéraires des véhicules doivent être planifiés avec soin afin d'éviter toute zone de nidification ou d'alimentation sensible évidente. ✓ Veiller à ce que les véhicules restent sur les routes définies par le projet et à ce que tous les conducteurs respectent les procédures de conduite en toute sécurité. ✓ La chasse et le piégeage d'animaux sauvages doivent être interdits et signalés en cas d'infraction. ✓ Soutenir les programmes pour éviter la dégradation des terres et pour la restauration des terres dégradées, par exemple en participant directement aux programmes nationaux de réduction des émissions provenant de la déforestation et de la dégradation des forêts (REDD +) soutenus par l'ONU (par exemple, par l'achat de crédits ou l'investissement dans un programme innovant mécanisme de financement). ✓ Préparer des plans d'intervention en cas de déversement ✓ Adopter les meilleures pratiques en matière de gestion des risques et de prévention des déversements. Appliquer les normes de prévention de la pollution convenues au niveau national et régional. ✓ Intégrer les principes et considérations de conservation de la biodiversité et des services écosystémiques dans les systèmes de gestion d'entreprise. Coordonner les programmes avec les stratégies et plans d'action nationaux pour la biodiversité. ✓ Mettre en œuvre la hiérarchie d'atténuation pour d'abord éviter et minimiser les impacts avant d'envisager des mesures correctives (la restauration et les compensations doivent être un dernier recours). Rechercher des opportunités de conservation. ✓ Si, après évitement, minimisation et restauration, les opérations ont encore des impacts négatifs sur l'environnement, les entreprises devraient mettre en œuvre des actions de compensations de biodiversité pour éviter toute perte nette de biodiversité.
Pourcentage de la superficie des aires protégées directement affectées par les activités onshore	✓ Mobilisation et positionnement de la plateforme de forage ✓ Forage de puits ✓ Déversement de déblais et de fluides de forage à base d'eau et de pétrole/synthétique ✓ Évacuation de gaz et d'huile	✓ Interdire les activités dans les habitats classés critiques selon la norme SFI NP6. En cas d'autorisation et d'obtention de permis pour activités dans des habitats critiques, suivre et respecter la hiérarchie de mitigation de la NP6. Pour des impacts inévitables sur des habitats naturels et critiques, adopter une approche Pas de perte nette et/ou Gain Net d'habitat. ✓ Établir des zones tampon autour des zones protégées/zones proposées pour la protection et y interdire les activités. En cas d'autorisation et d'obtention de permis

Indicateur d'impact	Source d'impact	Mesures d'atténuation proposées
	✓ Déversements de carburant et de produits chimiques	de la part du gouvernement pour activités dans ces zones, respecter les plans de gestion strictes des aires protégées. ✓ Le forage et la production dans les zones protégées sont interdits. ✓ Respect des plans de gestion des aires protégées. ✓ Établir un code de conduite pour opérer à proximité des zones protégées et sensibles. ✓ Évaluation des restrictions de période de l'année sur les opérations dans l'EIE pour traiter les stades de vie sensibles des espèces importantes dans chaque zone de projet proposée. ✓ Les opérateurs doivent suivre les recommandations de gestion des déchets dans la section 7.1.4 ✓ Traitement des déblais et des déchets ✓ Augmenter les capacités opérationnelles ✓ Organisez des formations et des exercices, par exemple des exercices d'intervention en cas de catastrophe, afin que toute l'équipe soit prête à travailler ensemble en cas de déversement. ✓ S'assurer que l'équipement et les processus essentiels à la sécurité sont en place et opérationnels avant le début du forage ✓ Les opérateurs doivent préparer un plan de gestion des produits chimiques comprenant la manipulation, le stockage, le transport et l'intervention en cas d'accident. ✓ Préparer des plans d'intervention en cas de déversement ✓ Adopter les meilleures pratiques en matière de gestion des risques et de prévention des déversements. Appliquer les normes de prévention de la pollution convenues au niveau national et régional

5.7.4.5 Évaluation des Impacts Résiduels

Les impacts résiduels sur l'environnement biologique terrestre pendant la phase d'exploration avec les mesures d'atténuation existantes et supplémentaires en place sont résumés dans le Tableau 5-107.

Tableau 5-107 Évaluation de l'Importance des Impacts Résiduels sur le Milieu Biologique Terrestre Pendant la Phase d'Exploration

Indicateur d'Impact		Scénario	Évaluation de l'ampleur des impacts	Évaluation de la Sensibilité des récepteurs	Évaluation de l'Importance
Changements dans l'abondance, le statut et la densité de la biodiversité terrestre attribués aux activités pétrolières et gazières onshore	Avec mesures de contrôle prévues	S1 S2 S3	• Nature préjudiciable • Etendue local (1) • De court-terme (1) • Fréquent (2) • Certain (3) • Nature réversible (1) **Ampleur : Modérée (8)**	Sensibilité : **Elevée**	Majeur
	Avec les mesures de contrôle prévues et les mesures d'atténuation supplémentaires proposées		• Nature préjudiciable • Etendue local (1) • De court-terme (1) • Peu Fréquent (1) • Probable (2) • Nature réversible (1) **Ampleur : Mineure (6)**		Modéré
	Avec mesures de contrôle prévues	S4 S5	• Nature préjudiciable • Etendue local (1) • Long-terme (2) • Fréquent (2) • Certain (3) • Nature réversible (1) **Ampleur : Modérée (9)**	Sensibilité : **Elevée**	Majeur
	Avec les mesures de contrôle prévues et les mesures d'atténuation supplémentaires proposées		• Nature préjudiciable • Etendue local (1) • De court-terme (1) • Fréquent (2) • Probable (2) • Nature réversible (1) **Ampleur : Mineure (7)**		Modéré

Indicateur d'Impact		Scénario	Évaluation de l'ampleur des impacts	Évaluation de la Sensibilité des récepteurs	Évaluation de l'Importance
	Avec mesures de contrôle prévues	S6	• Nature préjudiciable • Etendue local (1) • De court-terme (1) • Fréquent (2) • Certain (3) • Nature réversible (1) **Ampleur : Modérée (8)**	Sensibilité : **Elevée**	Majeur
	Avec les mesures de contrôle prévues et les mesures d'atténuation supplémentaires proposées		• Nature préjudiciable • Etendue local (1) • De court-terme (1) • Fréquent (2) • Probable (2) • Nature réversible (1) **Ampleur : Mineure (7)**		Modéré
Pourcentage de la superficie des aires protégées directement affectées par les activités onshore	Avec mesures de contrôle prévues	S1	• Nature préjudiciable • Etendue local (1) • De court-terme (1) • Fréquent (2) • Certain (3) • Nature réversible (1) **Ampleur : Modérée (8)**	Sensibilité : **Elevée**	Majeur
	Avec les mesures de contrôle prévues et les mesures d'atténuation supplémentaires proposées		• Nature préjudiciable • Etendue local (1) • De court-terme (1) • Fréquent (2) • Probable (2) • Nature réversible (1) **Ampleur : Mineure (7)**		Modéré

Indicateur d'Impact		Scénario	Évaluation de l'ampleur des impacts	Évaluation de la Sensibilité des récepteurs	Évaluation de l'Importance
	Avec mesures de contrôle prévues	S2 S3 S4 S5	• Nature préjudiciable • Etendue local (1) • Long-terme (2) • Continue (3) • Certain (3) • Nature réversible (1) **Ampleur : Modérée (10)**	Sensibilité : **Elevée**	Majeur
	Avec les mesures de contrôle prévues et les mesures d'atténuation supplémentaires proposées		• Nature préjudiciable • Etendue local (1) • Court-terme (1) • Fréquent (2) • Probable (2) • Nature réversible (1) **Ampleur : Mineure (7)**		Modéré
	Avec mesures de contrôle prévues	S6	• Nature préjudiciable • Etendue local (1) • De court-terme (1) • Fréquent (2) • Certain (3) • Nature réversible (1) **Ampleur : Modérée (8)**	Sensibilité : **Elevée**	Majeur
	Avec les mesures de contrôle prévues et les mesures d'atténuation supplémentaires proposées		• Nature préjudiciable • Etendue local (1) • De court-terme (1) • Fréquent (2) • Probable (2) • Nature réversible (1) **Ampleur : Mineure (7)**		Modéré

5.7.5 Impacts sur les Niveaux de Bruit Ambiant

5.7.5.1 Impacts potentiels

Tableau 5-108 Effets de la Phase d'Exploration sur les Niveaux de Bruit Ambiant

Indicateur d'impact	Sources d'impacts (Activités)	Sources d'impact cumulées
Augmentation des niveaux de bruit ambiant mesurés à proximité des installations pétrolières et gazières /activités de soutien	✓ Forage de puits ✓ Travaux de construction ✓ Activités de transport	✓ Autres sources de bruit dans la région

5.7.5.2 Principales mesures de contrôle existantes

Cf. 5.3.7.2.

5.7.5.3 Évaluation des impacts

Bruit peut être généré par les travaux, les opérations de forage, les équipements de torchage les équipements rotatifs, les pompes et les compresseurs.

En outre, les bruits associés aux activités de transport comprennent la livraison des matières premières et autres. Les niveaux de bruit typiques associés aux camions sont de 74 dB(A) selon la norme britannique pour le contrôle du bruit et des vibrations sur les sites de construction et d'exploitation (BS5228:1997). Ces niveaux sont normaux sur les chantiers de construction en général (qui peuvent atteindre 85-90 dB(A). Le bruit sera également généré par l'équipement associé aux activités de construction, principalement le nivellement du site et l'excavation.

L'ampleur de l'impact, la sensibilité des récepteurs et l'évaluation de l'importance de l'impact de chacun des impacts environnementaux identifiés sur les niveaux de bruit ambiant pendant la phase d'exploration sont résumées dans le Tableau 5-109.

Tableau 5-109 Évaluation de l'Importance des Impacts sur les Niveaux de Bruit Ambiant Pendant la Phase d'Exploration avec les Mesures de Contrôle Existantes en Place

Indicateur d'Impact	Scénario	Évaluation de l'ampleur des impacts	Évaluation de la Sensibilité des récepteurs	Évaluation de l'importance
Augmentation des niveaux de bruit ambiant mesurés à proximité des installations pétrolières et gazières /activités de soutien	S1 S2 S3 S4 S5 S6	Les sources d'impact les plus importantes comprennent le bruit générer par les travaux et les opérations de forage et le bruit associées aux activités de transport. • Nature préjudiciable • Etendue Local (1) • De court-terme (1) • Fréquent (2) • Probable (2) • Nature réversible (1) **Ampleur : Mineure (7)**	Sensibilité : **Moyenne**	Mineure

5.7.5.4 Mesures d'Atténuation Proposées

Tableau 5-110 Mesures d'Atténuation Proposées pour les Impacts sur les Niveaux de Bruit Ambiant Pendant la Phase d'Exploration

Indicateur d'Impact	Source d'Impact	Mesures d'Atténuation Proposées
Augmentation des niveaux de bruit ambiant mesurés à proximité des installations pétrolières et gazières /activités de soutien	✓ Forage de puits ✓ Travaux de construction ✓ Activités de transport ✓ Équipement de torchage et de rotation	✓ Tous les véhicules et machines doivent être maintenus en bon état et conformément aux instructions du fabricant ; ✓ Toute machine utilisée de manière intermittente doit être arrêtée pendant les périodes de non-utilisation ✓ Le contractant doit prévoir une zone tampon adéquate avec les populations sensibles de la région ✓ Choisir des équipements ayant des niveaux de puissance acoustique plus faibles ✓ Installer des silencieux pour les ventilateurs ✓ Installer des silencieux appropriés sur les échappements des moteurs et les composants des compresseurs. ✓ Lorsque nécessaire, installer des barrières acoustiques sans interstices et avec une densité de surface minimale continue de 10 kg/m^2 afin de minimiser la transmission du son à travers la barrière. Les barrières doivent être placées aussi près que possible de la source ou de l'emplacement du récepteur pour être efficaces. ✓ Installer des dispositifs d'isolation contre les vibrations pour les équipements mécaniques ✓ Limiter les heures de fonctionnement de certaines pièces d'équipement ou opérations, en particulier les sources mobiles qui traversent des zones communautaires.

5.7.5.5 Évaluation des impacts résiduels

Tableau5-111 Évaluation de l'Importance des Impacts Résiduels sur les Niveaux de Bruit Ambiant des Activités de Prospection

Indicateur d'Impact		Scénario	Évaluation de l'ampleur des impacts	Évaluation de la Sensibilité des récepteurs	Évaluation de l'Importance
Augmentation des niveaux de bruit ambiant mesurés à proximité des installations pétrolières et gazières /activités de soutien	Avec mesures de contrôle prévues	S1 S2 S3 S4 S5 S6	• Nature préjudiciable • Etendue Local (1) • De court-terme (1) • Fréquent (2) • Probable (2) • Nature réversible (1) **Ampleur : Mineure (7)**	Sensibilité : **Moyenne**	Modéré
	Avec les mesures de contrôle prévues et les mesures d'atténuation supplémentaires proposées		• Nature préjudiciable • Etendue local (1) • De court-terme (1) • Peu Fréquent (1) • Peu Probable (1) • Nature réversible (1) **Ampleur : Négligeable (6)**	Sensibilité : **Moyenne**	Négligeable

5.8 IMPACTS PENDANT LA PHASE DE PRODUCTION ONSHORE

5.8.1 Identification des impacts en onshore

Les récepteurs environnementaux et socio-économiques susceptibles d'être touchés par les activités de la phase de production sont indiqués dans la matrice d'identification des impacts présentée dans le Tableau 5-112.

Tableau 5-112 Matrice d'identification des impacts - Phase de production

PHASE DE DÉVELOPPEMENT ET DE PRODUCTION																						
Composant / Activité		Environnement physique					Milieu biologique						Autres									
		Qualité de l'air	Changement climatique	Qualité de l'eau superficielles et l' eau souterraine	Qualité du Sol	Bruit	Benthos phyto et zoologique	Espèces pélagiques	Phyto et de zooplancton	Oiseaux de mer	Mammifères et tortues	Habitats sensibles	Ressources archéologiques et culturelles	Infrastructure	Conditions sociales	Éducation	Crime	Economie générale/industrie/énergie	Expédition	Tourisme	Santé	Paysage et agrément visuel
Installation de plateformes	Plateformes de forage	X	X	X	X	X	X					X	X	X						X		
Fonctionnement de la plateforme	Forage de puits unique	X	X	X	X	X	X					X	X	X		X						
	Forage de plusieurs puits	X	X	X	X	X	X					X	X	X		X						
	Présence physique de la plateforme						X	X	X	X	X	X							X			X
	Torchage et production d'électricité (bruit et émissions atmosphériques)	X	X			X					X										X	
	Rejet à terre des déblais et des fluides de forage / Exportation des déchets	X	X	X	X	X	X															
	Eau de Production	X	X			X					X			X								
	Eau produite			X	X		X	X	X		X	X									X	
	Sable produit	X	X			X					X			X					X			
	Déchets MRN	X	X			X					X			X					X			
	Autres rejets d'effluents (y compris les rejets et déchets courants des navires)			X	X		X	X	X	X	X	X										
	Stockage de produits chimiques																				X	
	Transport de produits chimiques	X	X			X					X								X		X	
Les activités de soutien	Mouvement des véhicules	X	X			X					X			X	X				X			
	Installations de de soutien/ fourniture de matériel												X	X	X							X
	Installations de traitement	X	X										X	X	X	X		X			X	X

PHASE DE DÉVELOPPEMENT ET DE PRODUCTION																						
Composant / Activité		Environnement physique					Milieu biologique						Autres									
		Qualité de l'air	Changement climatique	Qualité de l'eau superficielles et l' eau souterraine	Qualité du Sol	Bruit	Benthos phyto et zoologique	Espèces pélagiques	Phyto et de zooplancton	Oiseaux de mer	Mammifères et tortues	Habitats sensibles	Ressources archéologiques et culturelles	Infrastructure	Conditions sociales	Éducation	Crime	Economie générale/industrie/énergie	Expédition	Tourisme	Santé	Paysage et agrément visuel
Possibilités de développement	Réseau de transport terrestre												X	X	X			X				
Options d'exportation	Exportation de gaz via les gazoducs	X	X	X	X	X	X					X	X	X	X			X				
	Exportation d'hydrocarbures liquides	X	X			X					X									X		X
	Terminal méthanier offshore	X	X	X		X	X	X	X	X	X	X				X			X	X	X	X
Événements accidentels	Les déversements de pétrole	X	X	X	X		X	X	X	X	X	X	X	X	X			X	X	X	X	X
	Déversements de carburant et de produits chimiques	X	X	X	X		X	X	X	X	X	X		X				X	X	X	X	X
	Accidents de transport et de stockage	X	X	X	X		X	X	X	X	X	X	X	X	X			X	X	X	X	

5.8.2 Impacts sur la Qualité de l'Air et les Changements Climatiques

5.8.2.1 Impacts potentiels

Tableau 5-113 Impacts de la Phase de Production sur la Qualité de l'air et les Changements Climatiques

Indicateur d'impact	Sources d'impacts (Activités)	Sources d'impact cumulées
Augmentation des concentrations des principaux contaminants atmosphériques et les particules en raison des activités pétrolières et gazières Augmentation des émissions de GES du secteur pétrolier et gazier	✓ Production/Transformation ✓ Transport par pipelines ✓ Terminal Gaz naturel liquéfié (GNL) ✓ Activités de torchage et d'évacuation ✓ Véhicules/équipements ✓ Activités de forage ✓ Exportation d'Hydrocarbures liquides via pipeline, camions ou wagons-citernes ✓ Activités de transport et de soutien, y compris le transport de déchets et de produits chimiques ✓ Déversements de carburants et de produits chimiques ✓ Émissions fugitives ✓ Equipement de soutien (camions, bulldozers, etc.) ✓ Traitement au gaz	✓ Activités des véhicules à proximité ✓ Émissions du secteur de transports ✓ Polluants générés par le secteur manufacturier et les zones industrielles ✓ Contaminants générés par l'accumulation et la combustion des déchets ✓ Émissions provenant de la production d'électricité

5.8.2.2 Principales mesures de contrôle existantes

Cf. 5.6.2.2.

5.8.2.3 Évaluation des impacts

Pendant la phase de production, les opérations et les activités sont beaucoup plus intenses suggérant une augmentation des émissions de gaz et de contaminants.

Les principales sources d'émissions atmosphériques dues aux activités onshore sont notamment les sources de combustion provenant de la production d'électricité et de chaleur, et de l'utilisation de compresseurs, de pompes et de machines à mouvement alternatif (chaudières, turbines, etc.) dans les installations, les émissions résultant du torchage et du rejet des hydrocarbures, et les émissions fugitives.

Les principaux polluants provenant de ces sources sont notamment les oxydes d'azote, les oxydes de soufre, l'oxyde de carbone et les particules. Parmi les autres polluants, on compte le sulfure d'hydrogène (H_2S), les composés organiques volatils (COV) [méthane et éthane, benzène, benzène éthylique, toluène et xylènes (BTEX)], les glycols et les hydrocarbures aromatiques polycycliques (HAP).

Les gaz d'échappement provenant de la combustion de carburants gazeux ou liquides dans les turbines, les chaudières, les compresseurs, les pompes et autres machines de production de chaleur et d'électricité, ou d'injection d'eau ou d'éjection de pétrole et de gaz, peuvent

représenter la source la plus importante d'émissions atmosphériques relatives aux installations onshore.

D'autres sources d'émissions impliquent des déversements de produits chimiques et d'hydrocarbures associés à des fuites d'équipements endommagés ou à des déchets de moteurs provenant de plateformes et des véhicules ou à des éruptions de gaz et de pétrole. Le risque de déversement accidentel d'hydrocarbures et/ou de produits chimiques est l'une des principales préoccupations environnementales associées à l'industrie pétrolière en raison du nombre important d'impacts environnementaux sur la qualité de l'air.

Dans le cas de la production de pétrole et de gaz, le torchage et le rejet dans l'atmosphère du gaz associé à éliminer peuvent également être une source d'émissions de gaz. Souvent adoptées comme mesure de sécurité en cas d'urgence, de panne de courant ou d'équipement, ou d'autres conditions de perturbation de l'usine, les opérations de torchage et de rejet dans l'atmosphère impliquent l'émission de polluants et de gaz à effet de serre à une concentration extrêmement élevée.

Les émissions fugitives des installations à terre peuvent provenir d'évents, de fuites de tuyauterie, vannes, raccords, collerettes ou bourrages, des canalisations ouvertes, des joints de pompes ou de compresseurs, des soupapes d'échappement, des réservoirs ou des bacs ou conteneurs ouverts ; elles peuvent aussi se produire lors des opérations de chargement et de déchargement.

Le gaz naturel peut contenir d'autres gaz ou vapeurs qui doivent être éliminés afin de répondre aux spécifications du gaz commercial. Les substances gazeuses à éliminer sont notamment les composés sulfurés, principalement le sulfure d'hydrogène (H_2S), mais aussi le sulfure de carbonyle (COS), le disulfure de carbone (CS2, ou "gaz acide") et le dioxyde de carbone (CO_2) ; les vapeurs peuvent inclure des COV et du mercure. Le traitement du gaz génère la libération d'un flux de gaz au cours duquel les composés extraits sont concentrés

Les sources d'émissions comprendront également les exportations de gaz par pipeline et/ou liquéfaction et les exportations de GNL et activités associées en combinaison avec les opérations de production et de traitement. L'impact, influencé par la quantité d'émissions, dépend fortement de la quantité de pétrole et de gaz produite et transportée. Pour une production limitée, les émissions associées seront significativement faibles et augmenteront progressivement au fur et à mesure que la quantité d'hydrocarbures produits augmentera.

La quantification des émissions a été réalisée pour les 7 scénarios en tenant compte des hypothèses présentées dans la partie « Méthodologie » (Section 5.2.1). On note que cette quantification a été faite consolidé pour la phase de production pour les zones offshore et onshore, et donc, les informations et les émissions de polluants atmosphériques et des GES estimées pour cette phase sont similaires à ceux déjà décrits dans la section 5.5.2.3 « évaluation des impacts » sur la qualité de l'air et les changements climatiques pour la phase de production offshore (Cf. 5.5.2.3). Les tableaux présentés au préalable montrent les émissions des polluants atmosphériques et des GES pour la phase de production ge gaz (Tableau 5.5-1) et de pétrole (Tableau 5.5-2) au Sénégal sont pertinents pour les émissions des activités onshore.

En générale, les zones onshore subissent en plus des émissions de poussières, générées par la construction, le forage et les mouvements de véhicules et d'équipements, et font l'objet

d'impacts cumulatifs plus importants vu la présence d'autres sources d'émissions atmosphériques intenses tels que les industries et le secteur du transport. Tandis que les zones offshore bénéficient d'un environnement ouvert et dispersif en mer, ce qui atténue généralement les impacts des émissions.

L'ampleur de l'impact, la sensibilité des récepteurs et l'évaluation de l'importance de l'impact de chacun des impacts environnementaux identifiés sur la qualité de l'air et le changement climatique pendant la phase de production sont résumées dans le Tableau 5-114.

Tableau 5-114 Évaluation de l'Importance des Impacts sur la Qualité de l'Air et le Changement Climatique Pendant la Phase de Production avec Mesures de Contrôle Existantes en Place

Indicateur d'impact	Scénario	Évaluation de l'ampleur des impacts	Évaluation de la Sensibilité des récepteurs	Évaluation de l'importance
Augmentation des concentrations des principaux contaminants atmosphériques et les en raison des activités pétrolières et gazières	S2	L'ampleur des émissions est faible, mais la durée de l'impact est à long terme compte tenu de la nature à long terme des activités de production. • Nature préjudiciable • Etendue Local (1) • Long-terme (2) • Fréquent (2) • Certain (3) • Nature réversible (1) **Ampleur : Modérée (9)**	Sensibilité : **Elevée**	Majeur
	S3	L'ampleur des émissions est modérée et la durée de l'impact est à long terme compte tenu de la nature à long terme des activités de production. • Nature préjudiciable • Etendue Local (1) • Long-terme (12) • Fréquent (2) • Certain (3) • Nature réversible (1) **Ampleur : Modérée (9)**	Sensibilité : **Elevée**	Majeur
	S4	L'ampleur des émissions est modérée mais plus importante que pour les scénarios précédents et la durée de l'impact est à long terme compte tenu de la nature à long terme des activités de production. • Nature préjudiciable • Etendue Local (1) • Long-terme (12) • Fréquent (2) • Certain (3) • Nature réversible (1) **Ampleur : Modérée (9)**	Sensibilité : **Elevée**	Majeur
	S5	L'ampleur des émissions est modérée mais encore plus important que pour les scénarios précédents, et la durée de l'impact est à long terme compte tenu de la nature à long terme des activités de production.	Sensibilité : **Elevée**	Majeur

Indicateur d'impact	Scénario	Évaluation de l'ampleur des impacts	Évaluation de la Sensibilité des récepteurs	Évaluation de l'importance
		• Nature préjudiciable • Etendue Local (1) • Long-terme (12) • Fréquent (2) • Certain (3) • Nature réversible (1) **Ampleur : Modérée (9)**		
	S6	Les activités sont similaires au scénario 4 sans le développement de nouveaux prospects onshore. Les quantités émises sont estimées être similaires au scénario 3 (Tableaux 5.5-1 et 5.5-2). Mais la durée de l'impact est à long terme compte tenu de la nature à long terme des activités de production. • Nature préjudiciable • Etendue Local (1) • Long-terme (12) • Fréquent (2) • Certain (3) • Nature réversible (1) **Ampleur : Modérée (9)**	Sensibilité : **Elevée**	Majeur
Augmentation des émissions de GES du secteur pétrolier et gazier	S2	De faibles émissions de GES avec un impact global, une durée à long terme et un effet irréversible • Nature préjudiciable • Etendue International (3) • De long-terme (2) • Fréquent (2) • Certain (3) • Irréversible (2) **Ampleur : Majeure (12)**	Sensibilité : **Moyenne**	Majeur
	S3	Émissions modérées de GES avec un impact global, une durée à long terme et un effet irréversible. • Nature préjudiciable • Etendue International (3) • De long-terme (2) • Fréquent (2) • Certain (3) • Irréversible (2) **Ampleur : Majeure (12)**	Sensibilité : **Moyenne**	Majeur
	S4	Émissions plus importantes que S2 et S3 de GES avec un impact global, une durée à long terme et un effet irréversible. • Nature préjudiciable • Etendue International (3) • De long-terme (2) • Fréquent (2) • Certain (3) • Irréversible (2) **Ampleur : Majeure (12)**	Sensibilité : **Moyenne**	Majeur
	S5	Émissions encore plus importantes que les scénarios précédents de GES avec un impact global, une durée à long terme et un effet irréversible.	Sensibilité : **Moyenne**	Majeur

Indicateur d'impact	Scénario	Évaluation de l'ampleur des impacts	Évaluation de la Sensibilité des récepteurs	Évaluation de l'importance
		• Nature préjudiciable • Etendue International (3) • De long-terme (2) • Fréquent (2) • Certain (3) • Irréversible (2) **Ampleur : Majeure (12)**		
	S6	Les activités sont similaires au scénario 4 sans le développement de nouveaux prospects onshore. Les émissions de GES sont estimées être similaires au scénario 3 (Tableaux 5.5-1 et 5.5-2) mais la durée de l'impact est long terme et global compte tenu de la nature long terme des activités de production. • Nature préjudiciable • Etendue International (3) • De long-terme (2) • Fréquent (2) • Certain (3) • Irréversible (2) **Ampleur : Majeure (12)**	Sensibilité : **Moyenne**	Majeur

5.8.2.4 Mesures d'Atténuation Proposées

Tableau 5-115 Mesures d'Atténuation Proposées pour les Impacts sur la Qualité de l'Air et les Changements Climatiques Pendant la Phase de Production

Indicateur d'impact	Mesures d'atténuation proposées
Augmentation des concentrations des principaux contaminants atmosphériques et les en raison des activités pétrolières et gazières	✓ Veiller à l'application des meilleures techniques disponibles (MTD). Cela nécessite une formation appropriée des personnels sur les MTD applicables à l'industrie pétrolière et gazière offshore et l'examen de la démonstration des MTD dans les études d'EIE. ✓ Utilisation de diesel vert au lieu de gasoil marin lorsque cela est techniquement possible ; le diesel vert a une teneur en soufre nettement inférieure ✓ Mettre en œuvre les meilleures pratiques de l'industrie en matière d'efficacité énergétique dans l'exploitation et la production. ✓ Des mesures d'efficacité énergétique doivent être prises lors du processus de sélection des plateformes ✓ Conformité aux réglementations de l'USEPA (United States Envrironmental Protection Agency) concernant la détection et la réparation des fuites à savoir : 40 CFR Part 60 Subpart ; 40 CFR Part 60 Subpart a, et la règle finale : Federal Register Vol.81 No. 107, 3 juin 2016, EPA 40 CFR Part 60 (Secteur du pétrole et du gaz naturel : Normes d'émission pour les sources nouvelles, reconstruites et modifiées) ✓ Vérifier régulièrement les fuites avec les dernières technologies et agir rapidement pour les réduire ✓ Les opérateurs doivent compenser une partie de leurs émissions lors de la production (15 % est recommandé au minimum) ; une telle compensation pourrait être effectuée en finançant directement des projets d'énergie renouvelable et des initiatives d'efficacité énergétique, le reboisement (ou l'amélioration des puits de carbone) et/ou en contribuant à des fonds locaux ou toute combinaison de ce qui précède ; si les plans de développement conduisent à des émissions excessives de GES affectant négativement les engagements nationaux du Sénégal, alors les plans de compensation devraient compenser les émissions supplémentaires de manière à garantir la
Augmentation des émissions de GES du secteur pétrolier et gazier	

Indicateur d'impact	Mesures d'atténuation proposées
	réalisation des objectifs inconditionnels de réduction des émissions fixés par le gouvernement ✓ Fournir une énergie d'un coût abordable pour la consommation domestique : l'accès peut être rendu possible en reflétant le coût réel de l'énergie de manière transparente, en tirant le meilleur parti des actifs déjà en place et en recherchant les options les moins coûteuses. ✓ Les démonstrations de réduction des émissions de GES sont obligatoires dans le cadre des études d'impact sur l'environnement (démontrant que les émissions de GES ont été réduites au maximum possible avant que les coûts supplémentaires de réduction des émissions ne deviennent excessifs) ✓ Créer un cadre politique / réglementaire qui soutient le développement de sources d'énergie à faibles émissions de GES. ✓ Déclaration obligatoire des émissions de GES par les exploitants ✓ Veiller à ce que les concepts d'efficacité énergétique soient intégrés dans la conception, l'exploitation et la maintenance des installations de production ✓ Envisager l'introduction de l'utilisation des technologies d'énergie renouvelable dans les activités de production. ✓ Promouvoir des projets de séquestration géologique du dioxyde de carbone à grande échelle. ✓ Travailler avec les gouvernements, les universités et la société civile pour promouvoir les technologies de soutien, telles que la séquestration géologique du dioxyde de carbone à grande échelle, afin de contribuer à la réalisation des engagements du Sénégal en matière d'émissions de GES. ✓ A plus long terme, et au fur et à mesure de la disponibilité des champs de production, des initiatives de captage et de séquestration du carbone devraient être envisagées dans le cadre de leurs plans de développement et de production. ✓ Eviter dans toute la mesure du possible de brûler à la torche les hydrocarbures produits lors des essais des puits. Si ce n'est pas évitable, mener des évaluations et des études détaillés pour évaluer les impacts potentiels et obtenir les autorisations requises, ainsi qu'imposer de strictes mesures de gestion à suivre. ✓ Le système de torche doit être conçus et exploités conformément aux meilleures pratiques de l'industrie et aux codes et normes d'ingénierie appropriés, tels que les pratiques recommandées de l'American Petroleum Institute ✓ Établir une politique nationale de zéro torchage et rejet. En cas de nécessité d'urgence, le torchage et la ventilation doivent être strictement contrôlés et surveillés, en mesurant et estimant les volumes de gaz associés brûlés ou évacués (présenté au gouvernement sous forme de rapports périodiques) ✓ Prendre en compte les spécifications concernant les émissions atmosphériques lors du choix des matériels et de la passation de marchés pour ces derniers. ✓ Contrôler en permanence les concentrations des différents gaz. ✓ Lorsque la quantité de composés sulfurés est élevée : • Adopter l'oxydation catalytique pour oxyder le soufre en soufre élémentaire ; • Recycler les gaz résiduels de l'oxydation catalytique ; et • Rejeter les effluents finaux dans l'atmosphère après oxydation thermique dans des conditions contrôlées. ✓ Développer une stratégie d'accès à l'énergie à long terme qui soit cohérente avec l'objectif de renforcer la réponse mondiale au changement climatique. ✓ Développer les interconnexions régionales pour les énergies renouvelables et l'accès au gaz naturel ✓ Assurer la résilience au changement climatique des installations et des infrastructures et mettre en œuvre des stratégies d'adaptation et de gestion. ✓ Minimiser les émissions de GES en adoptant les meilleures pratiques en matière d'efficacité énergétique, de réduction des émissions de torchage et fugitives et en minimisant les émissions de méthane.

5.8.2.5 Évaluation des impacts résiduels

Les impacts résiduels sur la qualité de l'air et le changement climatique pendant la phase de production avec les mesures d'atténuation existantes et supplémentaires en place sont résumés dans le Tableau 5-116.

Tableau 5-116 Évaluation de l'Importance des Impacts Résiduels sur la Qualité de l'Air et le Changement Climatique Pendant la Phase de Production

Indicateur d'Impact		Scenario	Évaluation de l'ampleur des impacts	Évaluation de la Sensibilité des récepteurs	Évaluation de l'Importance
Augmentation des concentrations des principaux contaminants atmosphériques et les particules en raison des activités pétrolières et gazières	Avec mesures de contrôle prévues	S2	• Nature préjudiciable • Etendue Local (1) • Long-terme (2) • Fréquent (2) • Certain (3) • Nature réversible (1) **Ampleur : Modérée (9)**	Sensibilité : **Elevée**	Majeur
	Avec les mesures de contrôle prévues et les mesures d'atténuation supplémentaires proposées		• De nature préjudiciable • Etendue local (1) • Long-terme (2) • Peu fréquent (1) • Probable (2) • Nature réversible (1) **Ampleur : Mineure (7)**	Sensibilité : **Elevée**	Modéré
	Avec mesures de contrôle prévues	S3	• Nature préjudiciable • Etendue Local (1) • Long-terme (12) • Fréquent (2) • Certain (3) • Nature réversible (1) **Ampleur : Modérée (9)**	Sensibilité : **Elevée**	Majeur
	Avec les mesures de contrôle prévues et les mesures d'atténuation supplémentaires proposées		• De nature préjudiciable • Etendue local (1) • Long-terme (2) • Peu fréquent (1) • Probable (2) • Nature réversible (1) **Ampleur : Mineure (7)**	Sensibilité : **Elevée**	Modéré
	Avec mesures de contrôle prévues	S4	• Nature préjudiciable • Etendue Local (1) • Long-terme (12) • Fréquent (2) • Certain (3) • Nature réversible (1) **Ampleur : Modérée (9)**	Sensibilité : **Elevée**	Majeur

Indicateur d'Impact		Scenario	Évaluation de l'ampleur des impacts	Évaluation de la Sensibilité des récepteurs	Évaluation de l'Importance
	Avec les mesures de contrôle prévues et les mesures d'atténuation supplémentaires proposées		• De nature préjudiciable • Etendue local (1) • Long-terme (2) • Peu fréquent (1) • Probable (2) • Nature réversible (1) **Ampleur : Mineure (7)**		Modéré
	Avec mesures de contrôle prévues	S5	• Nature préjudiciable • Etendue Local (1) • Long-terme (12) • Fréquent (2) • Certain (3) • Nature réversible (1) **Ampleur : Modérée (9)**	Sensibilité : **Elevée**	Majeur
	Avec les mesures de contrôle prévues et les mesures d'atténuation supplémentaires proposées		• De nature préjudiciable • Etendue local (1) • Long-terme (2) • Peu fréquent (1) • Probable (2) • Nature réversible (1) **Ampleur : Mineure (7)**		Modéré
	Avec mesures de contrôle prévues	S6	• Nature préjudiciable • Etendue Local (1) • Long-terme (12) • Fréquent (2) • Certain (3) • Nature réversible (1) **Ampleur : Modérée (9)**	Sensibilité : **Elevée**	Majeur
	Avec les mesures de contrôle prévues et les mesures d'atténuation supplémentaires proposées		• De nature préjudiciable • Etendue local (1) • Long-terme (2) • Peu fréquent (1) • Probable (2) • Nature réversible (1) **Ampleur : Mineure (7)**		Modéré

Indicateur d'Impact		Scenario	Évaluation de l'ampleur des impacts	Évaluation de la Sensibilité des récepteurs	Évaluation de l'Importance
Augmentation des émissions de GES du secteur pétrolier et gazier	Avec mesures de contrôle prévues	S2	• Nature préjudiciable • Etendue International (3) • De long-terme (2) • Fréquent (2) • Certain (3) • Irréversible (2) **Ampleur : Majeure (12)**	Sensibilité : **Moyenne**	Majeur
	Avec les mesures de contrôle prévues et les mesures d'atténuation supplémentaires proposées		• Nature préjudiciable • Etendue International (3) • De long-terme (2) • Fréquent (2) • Probable (2) • Réversible (1) **Ampleur : Modérée (10)**	Sensibilité : **Moyenne**	Modéré
	Avec mesures de contrôle prévues	S3	• Nature préjudiciable • Etendue International (3) • De long-terme (2) • Fréquent (2) • Certain (3) • Irréversible (2) **Ampleur : Majeure (12)**	Sensibilité : **Moyenne**	Majeur
	Avec les mesures de contrôle prévues et les mesures d'atténuation supplémentaires proposées		• Nature préjudiciable • Etendue International (3) • De long-terme (2) • Fréquent (2) • Probable (2) • Réversible (1) **Ampleur : Modérée (10)**	Sensibilité : **Moyenne**	Modéré
	Avec mesures de contrôle prévues	S4	• Nature préjudiciable • Etendue International (3) • De long-terme (2) • Fréquent (2) • Certain (3) • Irréversible (2) **Ampleur : Majeure (12)**	Sensibilité : **Moyenne**	Majeur

Indicateur d'Impact		Scenario	Évaluation de l'ampleur des impacts	Évaluation de la Sensibilité des récepteurs	Évaluation de l'Importance
	Avec les mesures de contrôle prévues et les mesures d'atténuation supplémentaires proposées		• Nature préjudiciable • Etendue International (3) • De long-terme (2) • Fréquent (2) • Probable (2) • Réversible (1) **Ampleur : Modérée (10)**		
	Avec mesures de contrôle prévues	S5	• Nature préjudiciable • Etendue International (3) • De long-terme (2) • Fréquent (2) • Certain (3) • Irréversible (2) **Ampleur : Majeure (12)**	Sensibilité : **Moyenne**	Majeur
	Avec les mesures de contrôle prévues et les mesures d'atténuation supplémentaires proposées		• Nature préjudiciable • Etendue International (3) • De long-terme (2) • Fréquent (2) • Probable (2) • Réversible (1) **Ampleur : Modérée (10)**		
	Avec mesures de contrôle prévues	S6	• Nature préjudiciable • Etendue International (3) • De long-terme (2) • Fréquent (2) • Certain (3) • Irréversible (2) **Ampleur : Majeure (12)**	Sensibilité : **Moyenne**	Majeur
	Avec les mesures de contrôle prévues et les mesures d'atténuation supplémentaires proposées		• Nature préjudiciable • Etendue International (3) • De long-terme (2) • Fréquent (2) • Probable (2) • Réversible (1) **Ampleur : Modérée (10)**		

5.8.3 Impacts sur l'Eau Superficielle, l'Eau Souterraine et le Sol

5.8.3.1 Impacts Potentiels

Tableau 5-117 Impacts de la Phase de Production sur l'Eau Superficielles, l'Eau Souterraine et le Sol

Indicateur d'Impact	Sources d'Impacts (Activités)	Sources d'Impact Cumulées
Augmentation des concentrations de polluants dans le sol, l'eau superficielles, l'eau souterraine attribuées aux activités pétrolières et gazières	✓ Déversement de déblais et de fluides de forage à base d'eau et de pétrole/synthétique ✓ Rejet de l'eau produite ✓ Décharge du sable produit ✓ Rejet des effluents ✓ Déversements de carburant et de produits chimiques	✓ Déchets domestiques et industriels ✓ Présence physique et bruit générés par les mouvements des véhicules
Modification des propriétés du sol (La perte de perméabilité, érosion, etc.)	✓ Forage de puits ✓ Déversement de déblais et de fluides de forage ✓ Installation des flowlines et des pipelines pour transporter les hydrocarbures vers les installations d'exportation et pour l'exportation ✓ Installation d'installations de traitement	
Modification des caractéristiques chimiques de l'eau superficielles, l'eau souterraine et le sol attribuée aux activités pétrolières et gazières	✓ Déversement de déblais et de fluides de forage à base d'eau et de pétrole/synthétique ✓ Rejet de l'eau produite ✓ Décharge du sable produit ✓ Rejet des effluents ✓ Déversements de carburant et de produits chimiques	

5.8.3.2 Principales mesures de contrôle existantes

Cf. 5.6.3.2.

5.8.3.3 Évaluation des impacts

Les réservoirs de pétrole et de gaz contiennent de l'eau (eau de formation) qui est remontée à la surface au cours de l'extraction d'hydrocarbures. Les eaux de production peuvent constituer l'un des déchets les plus importants gérés et évacués par l'industrie du pétrole et du gaz onshore. Ces eaux sont un mélange complexe de composés inorganiques (sels dissous, métaux lourds, particules en suspension) et organiques (hydrocarbures dispersés et dissous, acides organiques) et, souvent, des additifs chimiques résiduels (par ex. des additifs inhibiteurs d'entartrage et de corrosion) qui sont ajoutés au cours du processus de production d'extraction d'hydrocarbures et qui peuvent contaminer l'eau superficielle, l'eau souterraine et le sol. Les tests hydrostatiques du matériel et des pipelines comprennent des essais sous pression avec utilisation d'eau pour détecter les fuites et vérifier l'intégrité du matériel et des pipelines. Des additifs chimiques (inhibiteurs de corrosion, désoxygénants et colorants) peuvent être ajoutés à l'eau pour prévenir la corrosion à l'intérieur du matériel et détecter les fuites. En outre, Les installations de pétrole et de gaz onshore rejettent également des eaux usées des eaux d'égout, des eaux de drainage, des eaux en fond de réservoir, des eaux du réseau de lutte contre l'incendie, des eaux de lavage des équipements et des véhicules et, d'une manière générale, des eaux huileuses (IFC, 2007).

Pendant le développement et la production, des puits de production seront forés pour extraire les ressources en hydrocarbures. Cela étant dit, des effets similaires mais plus graves que ceux de la phase d'exploration seront anticipés pendant la phase de production. Le forage des puits de pétrole et de gaz génère des déblais de forage, qui sont des particules de roche concassée produites par l'action du trépan lorsqu'il pénètre dans la terre. Les fluides de forage récupérés des opérations de forage dans les champs de gaz et de pétrole servent notamment à enlever les déblais (éclats de roche) des puits de forage et à contrôler la pression dans les formations rocheuses. Les déblais enlevés du puits et les fluides de forage usés sont généralement les déchets les plus importants produits par les activités de forage pétrolier et gazier (IFC, 2007).

Le sable de production provenant du réservoir est séparé des fluides de formation au cours du traitement des hydrocarbures. Ce sable peut être contaminé par des hydrocarbures, mais la teneur en pétrole peut varier considérablement selon l'emplacement, la profondeur et les caractéristiques du réservoir (IFC, 2007).

Les déchets non dangereux et dangereux ordinairement produits dans les installations à terre, autres que les effluents et émissions autorisés, comprennent généralement les déchets générés par les activités administratives et les emballages, les huiles usées, les paraffines et les cires, les chiffons contaminés par l'huile ou le pétrole, les fluides hydrauliques, les piles usées, les pots de peinture vides, les déchets chimiques et les conteneurs de produits chimiques usés, les filtres usés, les tubes fluorescents, la ferraille et les déchets médicaux, entre autres (IFC, 2007).

Les eaux usées/effluents et les déchets produits constituent une source importante de pollution si s'ils n'ont pas été gérés correctement.

En outre, les déversements accidentels d'hydrocarbures et de produits auront un impact majeur sur le sol et les caractéristiques de l'eau superficielle et l'eau souterraine.

La phase de développement comprend également l'installation des flowlines, des pipelines pour transporter les hydrocarbures, les véhicules et d'autres installations (Terminal Gaz naturel liquéfié (GNL), installation de traitement) qui peuvent compacter la surface du sol. Le compactage causé affecte les propriétés du sol, diminuant l'infiltration de l'eau et augmentant les taux d'érosion, et le temps de récupération augmente avec les passages supplémentaires des véhicules.

L'ampleur de l'impact, la sensibilité des récepteurs et l'évaluation de l'importance de l'impact de chacun des impacts environnementaux identifiés (pour les différents scenarios déjà mentionné) sur l'eau de mer et les sédiments pendant la phase de production sont résumées dans le

Tableau 5-118.

Tableau 5-118 Évaluation de l'Importance des Impacts sur l'Eau Superficielles, l'Eau Souterraine et le Sol Pendant la Phase de Production avec les Mesures de Contrôle Existantes en Place

Indicateur d'Impact	Scénario	Évaluation de l'Ampleur des Impacts	Évaluation de la Sensibilité des Récepteurs	Évaluation de l'Importance
Augmentation des concentrations de polluants dans le sol, l'eau superficielles, l'eau souterraine attribuées aux activités pétrolières et gazières	S2 S3	La mauvaise gestion des eaux usée/effluents et les déchets produits constituent les sources d'impact les plus importantes. • Nature préjudiciable • Etendue régionale (2) • De long-terme (2) • Fréquent (2) • Certain (3) • Nature réversible (1) **Ampleur : Modérée (10)**	Sensibilité : **Elevée**	Majeur
	S4 S5	L'augmentation du nombre de puits et des activités amène à une augmentation de génération de déblais, fluides et déchets toxiques et à l'augmentation de la probabilité d'accidents de déversement entre autres ; avec les impacts du S5 plus importants que ceux du S4. • Nature préjudiciable • Etendue régionale (2) • De long-terme (2) • Continue (3) • Certain (3) • Nature réversible (1) **Ampleur : Modérée (11)**	Sensibilité : **Elevée**	Majeur
	S6	Similaire aux activités du S4 mais sans le développement de nouvelles découvertes onshore. La mauvaise gestion des activités associées aux puits existants et aux activités connexes onshore du secteur. • Nature préjudiciable • Etendue régionale (2) • De long-terme (2) • Fréquent (2) • Certain (3) • Nature réversible (1) **Ampleur : Modérée (10)**	Sensibilité : **Elevée**	Majeur

Indicateur d'Impact	Scénario	Évaluation de l'Ampleur des Impacts	Évaluation de la Sensibilité des Récepteurs	Évaluation de l'Importance
Modification des propriétés du sol (La perte de perméabilité, érosion, etc.)	S2	Les effets du forage, la mise en place des installations de traitement, et l'installation des flowlines et des pipelines constituent la source d'impact la plus importante. • Nature préjudiciable • Etendue régionale (2) • De long-terme (2) • Fréquent (2) • Certain (3) • Nature réversible (1) **Ampleur : Modérée (10)**	Sensibilité : **Elevée**	Majeur
	S3 S4 S5	De nombreuses sources sont considérées comme ayant l'impact le plus significatif : le forage de puits, la mise en place des installations de traitement, et l'installation des flowlines et des pipelines et l'installation d'un terminal GNL. Les activités augmentent d'intensité avec en fonction des scénarios (S3 < S4 < S5). • Nature préjudiciable • Etendue régionale (2) • De long-terme (2) • Continue (3) • Certain (3) • Nature réversible (1) **Ampleur : Modérée (11)**	Sensibilité : **Elevée**	Majeur
	S6	Similaire aux activités du S4 mais sans le développement de nouvelles découvertes onshore. La mauvaise gestion des activités associées aux puits existants et aux activités connexes onshore du secteur. • Nature préjudiciable • Etendue régionale (2) • De long-terme (2) • Fréquent (2) • Certain (3) • Nature réversible (1) **Ampleur : Modérée (10)**	Sensibilité : **Elevée**	Majeur

Indicateur d'Impact	Scénario	Évaluation de l'Ampleur des Impacts	Évaluation de la Sensibilité des Récepteurs	Évaluation de l'Importance
Modification des caractéristiques chimiques de l'eau superficielles, l'eau souterraine et le sol attribuée aux activités pétrolières et gazières	S2	La mauvaise gestion des eaux usée/effluents et les déchets produits constituent les sources d'impact les plus importantes sur les caractéristiques chimiques de l'eau superficielles, l'eau souterraine et le sol. • Nature préjudiciable • Etendue régionale (2) • De long-terme (2) • Fréquent (2) • Certain (3) • Nature réversible (1) **Ampleur : Modérée (10)**	Sensibilité : **Elevée**	Majeur
	S3 S4 S5	Similaire au S2 mais avec des intensités plus importantes croissantes en fonction du niveau du scénario puisque les activités de production et les nombre de puits sont plus important, avec S3 < S4 < S5. • Nature préjudiciable • Etendue régionale (2) • De long-terme (2) • Continue (3) • Certain (3) • Nature réversible (1) **Ampleur : Modérée (11)**	Sensibilité : **Elevée**	Majeur
	S6	Similaire aux activités du S4 mais sans le développement de nouvelles découvertes onshore. La mauvaise gestion des activités associées aux puits existants et aux activités connexes onshore du secteur. • Nature préjudiciable • Etendue régionale (2) • De long-terme (2) • Fréquent (2) • Certain (3) • Nature réversible (1) **Ampleur : Modérée (10)**	Sensibilité : **Elevée**	Majeur

5.8.3.4 Mesures d'atténuation proposées

Tableau 5-119 Mesures d'Atténuation Proposées pour les Impacts sur l'Eau de Mer et les Sédiments Pendant la Phase de Production

Indicateur d'impact	Source d'impact	Mesures d'atténuation proposées
Augmentation des concentrations de polluants dans le sol, l'eau superficielles, l'eau souterraine attribuées aux activités pétrolières et gazières	✓ Déversement de déblais et de fluides de forage à base d'eau et de pétrole/synthétique ✓ Rejet de l'eau produite ✓ Décharge du sable produit ✓ Rejet des effluents ✓ Déversements de carburant et de produits chimiques	✓ Définir des valeurs limites de rejet d'eaux usées conformément aux meilleures pratiques de l'industrie, les intégrer dans la réglementation environnementale du Sénégal et faire respecter la conformité par les opérateurs pétroliers et gaziers. ✓ Traiter les déchets et les fluides avant leur rejet. ✓ Gérer les eaux produites et les eaux usées avec un traitement, un rejet et une surveillance appropriés conformément à la réglementation. ✓ Les déchets dangereux générés doivent être recyclés lorsque possible. S'il n'existe pas de solution d'élimination immédiate pour les déchets dangereux, il convient d'assurer un stockage approprié et sûr. ✓ Les quantités de tous les déchets produits doivent être enregistrées. ✓ Renforcer les capacités opérationnelles de gestion des déchets ✓ Organiser des formations et des exercices, comme des exercices d'intervention en cas de catastrophe, afin que toute l'équipe soit prête à travailler ensemble en cas de déversement. ✓ Les procédures d'inspection et d'entretien des équipements doivent assurer que ce risque est réduit au minimum. ✓ Le chargement et le déchargement des conteneurs de carburant ou d'huile doivent être effectués de manière contrôlée ; ✓ Vérifier périodiquement qu'il n'y a pas de fuites sous tous les véhicules et équipements en fonctionnement. ✓ Les réservoirs de stockage de carburant doivent être dotés d'un système de protection par confinement secondaire suffisant pour contenir le volume du réservoir plus 10 %. ✓ Des bacs de rétention doivent être équipés d'un système de protection secondaire suffisant pour contenir le volume du bac plus 10 %. ✓ Tous les réservoirs de stockage doivent être placés de manière à réduire au minimum les risques de dommages causés par les chocs (provenant d'installations et de véhicules en mouvement) et doivent être posés sur des aquifères non perméables. ✓ Supervision du ravitaillement en carburant à tout moment par le personnel approprié. ✓ Le sable de production doit être traité comme un déchet contenant des hydrocarbures. Il peut être traité ou éliminé avec d'autres matières solides contaminées

Indicateur d'impact	Source d'impact	Mesures d'atténuation proposées
		✓ Favoriser l'injection du mélange des fluides et des débris dans un puits de décharge spécialement aménagé ✓ Stockage dans des réservoirs aménagés à cet effet ou des puisards/puits de décharge dotés d'un revêtement jusqu'à leur traitement, recyclage et/ou traitement et élimination finale. ✓ Si de l'eau est utilisée pour séparer le pétrole du sable de production, celle-ci doit être récupérée puis faire l'objet d'un système de traitement et d'élimination approprié ✓ Préparer des plans d'intervention en cas de déversement ✓ Adopter les meilleures pratiques en matière de gestion des risques et de prévention des déversements. Appliquer les normes de prévention de la pollution convenues au niveau national et régional
Modification des propriétés du sol (La perte de perméabilité, érosion, etc.)	✓ Forage de puits ✓ Déversement de déblais et de fluides de forage ✓ Installation des flowlines et des pipelines pour transporter les hydrocarbures vers les installations d'exportation et pour l'exportation ✓ Installation d'installations de traitement	✓ Les voies d'accès doivent être planifiées et balisées. ✓ Il convient d'utiliser des véhicules et équipement de pneus larges à faible impact sur le sol. ✓ Évaluer de manière collaborative la manière dont les opérations proches de l'agriculture de subsistance ou de la production alimentaire à petite échelle (y compris la pêche) peuvent coexister de manière constructive ; ✓ Planifier des infrastructures qui peuvent également profiter à l'agriculture ou à la pêche.
Modification des caractéristiques chimiques de l'eau superficielles, l'eau souterraine et le sol attribuée aux activités pétrolières et gazières	✓ Déversement de déblais et de fluides de forage à base d'eau et de pétrole/synthétique ✓ Rejet de l'eau produite ✓ Décharge du sable produit ✓ Rejet des effluents ✓ Déversements de carburant et de produits chimiques	✓ Définir des valeurs limites de rejet d'eaux usées conformément aux meilleures pratiques de l'industrie, les intégrer dans la réglementation environnementale du Sénégal et faire respecter la conformité par les opérateurs pétroliers et gaziers. ✓ Traiter les déchets et les fluides avant leur rejet. ✓ Gérer les eaux produites et les eaux usées avec un traitement, un rejet et une surveillance appropriés conformément à la réglementation. ✓ Les déchets dangereux générés doivent être recyclés lorsque possible. S'il n'existe pas de solution d'élimination immédiate pour les déchets dangereux, il convient d'assurer un stockage approprié et sûr. ✓ Les quantités de tous les déchets produits doivent être enregistrées. ✓ Augmenter les capacités opérationnelles ✓ Organiser des formations et des exercices, comme des exercices d'intervention en cas de catastrophe, afin que toute l'équipe soit prête à travailler ensemble en cas de déversement.

Indicateur d'impact	Source d'impact	Mesures d'atténuation proposées
		✓ Les procédures d'inspection et d'entretien des équipements doivent assurer que ce risque est réduit au minimum. ✓ Le chargement et le déchargement des conteneurs de carburant ou d'huile doivent être effectués de manière contrôlée ; ✓ Vérifier périodiquement qu'il n'y a pas de fuites sous tous les véhicules et équipements en fonctionnement. ✓ Les réservoirs de stockage de carburant doivent être dotés d'un système de protection par confinement secondaire suffisant pour contenir le volume du réservoir plus 10 %. ✓ Des bacs de rétention doivent être équipés d'un système de protection secondaire suffisant pour contenir le volume du bac plus 10 %. ✓ Tous les réservoirs de stockage doivent être placés de manière à réduire au minimum les risques de dommages causés par les chocs (provenant d'installations et de véhicules en mouvement) et doivent être posés sur des feuilles non perméables. ✓ Supervision du ravitaillement en carburant à tout moment par le personnel approprié. ✓ Le sable de production doit être traité comme un déchet contenant des hydrocarbures. Il peut être traité ou éliminé avec d'autres matières solides contaminées ✓ Injection du mélange des fluides et des débris dans un puits de décharge spécialement aménagé ; ✓ Stockage dans des réservoirs aménagés à cet effet ou des puisards/puits de décharge dotés d'un revêtement jusqu'à leur traitement, recyclage et/ou traitement et élimination finale. ✓ Si de l'eau est utilisée pour séparer le pétrole du sable de production, celle-ci doit être récupérée puis faire l'objet d'un système de traitement et d'élimination approprié ✓ Contribuer à réduire le taux d'acidification des océans et soutenir des programmes tels que la « Blue Carbon Initiative » qui vise à protéger les écosystèmes côtiers qui séquestrent et stockent le carbone. ✓ Préparer des plans d'intervention en cas de déversement ✓ Adopter les meilleures pratiques en matière de gestion des risques et de prévention des déversements. Appliquer les normes de prévention de la pollution convenues au niveau national et régional

5.8.3.5 Évaluation des impacts résiduels

Les impacts résiduels sur les eaux superficielles, l'eau souterraine et le sol pendant la phase de production avec les mesures d'atténuation existantes et supplémentaires en place sont résumés dans le Tableau 5-120.

Tableau 5-120 Évaluation de l'Importance des Impacts Résiduels sur l'Eau Superficielles, l'Eau Souterraine et le Sol Pendant la Phase de Production

Indicateur d'impact		Scénario	Évaluation de l'ampleur des impacts	Évaluation de la Sensibilité des récepteurs	Évaluation de la Sensibilité des récepteurs
Augmentation des concentrations de polluants dans le sol, l'eau superficielles, l'eau souterraine attribuées aux activités pétrolières et gazières	Avec mesures de contrôle prévues	S2 S3	• Nature préjudiciable • Etendue régionale (2) • De long-terme (2) • Fréquent (2) • Certain (3) • Nature réversible (1) **Ampleur : Modérée (10)**	Sensibilité : **Elevée**	Majeur
	Avec les mesures de contrôle prévues et les mesures d'atténuation supplémentaires proposées		• Nature préjudiciable • Etendue local (1) • De court-terme (1) • Peu Fréquent (1) • Certain (3) • Nature réversible (1) **Ampleur : Mineure (7)**		Modéré
	Avec mesures de contrôle prévues	S4 S5	• Nature préjudiciable • Etendue régionale (2) • De long-terme (2) • Continue (3) • Certain (3) • Nature réversible (1) **Ampleur : Modérée (11)**	Sensibilité : **Elevée**	Majeur

Indicateur d'impact		Scénario	Évaluation de l'ampleur des impacts	Évaluation de la Sensibilité des récepteurs	Évaluation de la Sensibilité des récepteurs
	Avec les mesures de contrôle prévues et les mesures d'atténuation supplémentaires proposées		• Nature préjudiciable • Etendue local (1) • De court-terme (1) • Fréquent (2) • Certain (3) • Nature réversible (1) **Ampleur : Modérée (8)**		Majeur
	Avec mesures de contrôle prévues	S6	• Nature préjudiciable • Etendue régionale (2) • De long-terme (2) • Fréquent (2) • Certain (3) • Nature réversible (1) **Ampleur : Modérée (10)**	Sensibilité : **Elevée**	Majeur
	Avec les mesures de contrôle prévues et les mesures d'atténuation supplémentaires proposées		• Nature préjudiciable • Etendue local (1) • De court-terme (1) • Peu Fréquent (1) • Certain (3) • Nature réversible (1) **Ampleur : Mineure (7)**		Modéré
Modification des propriétés du sol (La perte de perméabilité, érosion, etc.)	Avec mesures de contrôle prévues	S2	• Nature préjudiciable • Etendue régionale (2) • De long-terme (2) • Fréquent (2) • Certain (3) • Nature réversible (1) **Ampleur : Modérée (10)**	Sensibilité : **Elevée**	Majeur

Indicateur d'impact		Scénario	Évaluation de l'ampleur des impacts	Évaluation de la Sensibilité des récepteurs	Évaluation de la Sensibilité des récepteurs
	Avec les mesures de contrôle prévues et les mesures d'atténuation supplémentaires proposées		• Nature préjudiciable • Etendue local (1) • De court-terme (1) • Peu Fréquent (1) • Certain (3) • Nature réversible (1) **Ampleur : Mineure (7)**		Modéré
	Avec mesures de contrôle prévues	S3 S4 S5	• Nature préjudiciable • Etendue régionale (2) • De long-terme (2) • Continue (3) • Certain (3) • Nature réversible (1) **Ampleur : Modérée (11)**	Sensibilité : **Elevée**	Majeur
	Avec les mesures de contrôle prévues et les mesures d'atténuation supplémentaires proposées		• Nature préjudiciable • Etendue local (1) • De court-terme (1) • Fréquent (2) • Certain (3) • Nature réversible (1) **Ampleur : Modérée (8)**		Majeur
	Avec mesures de contrôle prévues	S6	• Nature préjudiciable • Etendue régionale (2) • De long-terme (2) • Fréquent (2) • Certain (3) • Nature réversible (1) **Ampleur : Modérée (10)**	Sensibilité : **Elevée**	Majeur
	Avec les mesures de contrôle prévues et les mesures d'atténuation supplémentaires proposées		• Nature préjudiciable • Etendue local (1) • De court-terme (1) • Peu Fréquent (1) • Certain (3) • Nature réversible (1) **Ampleur : Mineure (7)**		Modéré

Indicateur d'impact		Scénario	Évaluation de l'ampleur des impacts	Évaluation de la Sensibilité des récepteurs	Évaluation de la Sensibilité des récepteurs
Modification des caractéristiques chimiques de l'eau superficielles, l'eau souterraine et le sol attribuée aux activités pétrolières et gazières	Avec mesures de contrôle prévues	S2	• Nature préjudiciable • Etendue régionale (2) • De long-terme (2) • Fréquent (2) • Certain (3) • Nature réversible (1) **Ampleur : Modérée (10)**	Sensibilité : **Elevée**	Majeur
	Avec les mesures de contrôle prévues et les mesures d'atténuation supplémentaires proposées		• Nature préjudiciable • Etendue local (1) • De court-terme (1) • Peu Fréquent (1) • Certain (3) • Nature réversible (1) **Ampleur : Mineure (7)**		Modéré
	Avec mesures de contrôle prévues	S3 S4 S5	• Nature préjudiciable • Etendue régionale (2) • De long-terme (2) • Continue (3) • Certain (3) • Nature réversible (1) **Ampleur : Modérée (11)**	Sensibilité : **Elevée**	Majeur
	Avec les mesures de contrôle prévues et les mesures d'atténuation supplémentaires proposées		• Nature préjudiciable • Etendue local (1) • De court-terme (1) • Fréquent (2) • Certain (3) • Nature réversible (1) **Ampleur : Modérée (8)**		Majeur

Indicateur d'impact		Scénario	Évaluation de l'ampleur des impacts	Évaluation de la Sensibilité des récepteurs	Évaluation de la Sensibilité des récepteurs
	Avec mesures de contrôle prévues	S6	• Nature préjudiciable • Etendue régionale (2) • De long-terme (2) • Fréquent (2) • Certain (3) • Nature réversible (1) **Ampleur : Modérée (10)**	Sensibilité : **Elevée**	Majeur
	Avec les mesures de contrôle prévues et les mesures d'atténuation supplémentaires proposées		• Nature préjudiciable • Etendue local (1) • De court-terme (1) • Peu Fréquent (1) • Certain (3) • Nature réversible (1) **Ampleur : Mineure (7)**		Modéré

5.8.4 Impacts sur le Milieu Biologique Terrestre

5.8.4.1 Impacts Potentiels

Tableau 5-121 Impacts de la Phase de Production sur le Milieu Biologique Terrestre

Indicateur d'Impact	Sources d'Impacts (Activités)	Sources d'Impact Cumulées
Changements dans l'abondance, le statut et la densité de la biodiversité terrestre attribués aux activités pétrolières et gazières onshore Pourcentage de la superficie des aires protégées directement affectées par les activités onshore	✓ Présence physique de la plateforme, y compris le bruit et la lumière générés ✓ Bruit généré par le forage de puits et activité de production ✓ Mauvaise gestion des déblais et de fluides de forage à base d'eau et d'huile/synthétique ✓ Mauvaise gestion l'eau produite ✓ Mauvaise gestion du sable produit ✓ Mauvaise gestion des effluents ✓ Transport de produits chimiques et de déchets ✓ Présence physique d'installations de traitement ✓ Exportation d'hydrocarbures liquides via pipeline, camions ou wagons-citernes ✓ Déversements de carburant et de produits chimiques	✓ Déchets domestiques et industriels ✓ Présence physique et bruit générés par les mouvements des véhicules

5.8.4.2 Principales mesures de contrôle existantes

Cf. 5.6.4.2.

5.8.4.3 Évaluation des impacts

Comme mentionné dans la section précédente, la mauvaise gestion des déchets solides et liquides peut contaminer le sol, les eaux superficielles et l'eau souterraine. Les zones de contamination présentent un risque à long terme pour les animaux terrestres et les oiseaux qui peuvent être exposés aux contaminants. En outre, boire de l'eau polluée expose les animaux à des toxines bioaccumulables et à des substances cancérigènes.

La pluie qui tombe sur des sols pollués peut transporter la contamination dans les oueds et les canaux de drainage naturels, où elle peut affecter la croissance de la végétation et par conséquence, tout dommage important à la couverture végétale ou à la flore entraînera une perte supplémentaire de sources d'alimentation vulnérables pour la faune locale.

Outre les rejets, la présence physique de la plateforme de production pourrait poser problème car elle reste en place pendant une longue période. Pendant ce temps, le bruit et les lumières des opérations de routine peuvent affecter la biodiversité terrestre. Les animaux évitent généralement les zones autour des plateformes de production en raison du bruit tandis que d'autres peuvent être attirés. Les impacts les plus probables seraient des changements de comportement à court terme chez les animaux. Par exemple, les oiseaux, peuvent être désorientés lorsqu'ils rencontrent une source de lumière artificielle stable la nuit, ce qui fait que les oiseaux tournent autour de la source de lumière pendant des heures, ce qui augmente le risque de collision avec la structure éclairée, diminue les réserves de graisse et interrompt potentiellement la migration (Weiss *et al*., 2012).

En outre, les impacts sonores des équipements et des activités de production pourraient entraîner des perturbations temporaires pour la faune locale. Les bruits peuvent temporairement effrayer la faune à proximité de la zone de travail.

Les marques laissées par la plateforme de production, les machines lourdes, présence des installations de traitement, les pipelines, ainsi que les mouvements des véhicules, pourraient endommager la couverture végétale, les parties aériennes et souterraines des plantes (racines et graines), ce qui pourrait affecter la régénération naturelle de la flore.

L'empreinte du pipeline, ou la zone affectée qui l'entoure, dépend de la longueur, du diamètre et du degré d'enfouissement ou d'accumulation de gravier, entre autres facteurs.

L'ampleur de l'impact, la sensibilité des récepteurs et l'évaluation de l'importance de l'impact de chacun des impacts environnementaux identifiés sur l'environnement biologique marin pendant la phase de production sont résumées dans le Tableau 5-122.

Tableau 5-122 Évaluation de l'Importance des Impacts sur le Milieu Biologique Marin Pendant la Phase de Production avec Mesures de Contrôle Existantes en Place

Indicateur d'impact	Scénario	Évaluation de l'ampleur des impacts	Évaluation de la Sensibilité des récepteurs	Évaluation de l'importance
Changements dans l'abondance, le statut et la densité de la biodiversité terrestre attribués aux activités pétrolières et gazières onshore	S2 S3	Les sources d'impact les plus importantes comprennent la mauvaise gestion des déchets solides et liquides en raison de leur forte concentration en polluants et contaminants, Le bruit généré et la présence physique de la Platform, pipelines, équipement, etc. • Nature préjudiciable • Etendue régional (2) • De long-terme (2) • Fréquent (2) • Certain (3) • Nature réversible (1) **Ampleur : Modérée (10)**	Sensibilité : **Elevée**	Majeur
	S4 S5	Les activités de production et les activités connexes augmentent proportionnellement au niveau des différents scénarios. Le S4 a des activités plus intenses que les scénarios précédents et le S5 encore plus. Le S6 est similaire au S4. • Nature préjudiciable • Etendue régional (2) • De long-terme (2) • Continue (3) • Certain (3) • Nature réversible (1) **Ampleur : Modérée (11)**	Sensibilité : **Elevée**	Majeur
	S6	Production similaire au S4 mais sans le développement de nouveaux prospects onshore. Impacts possibles des activités de production des puits existants et des activités connexes opérants onshore.	Sensibilité : **Elevée**	Majeur

Indicateur d'impact	Scénario	Évaluation de l'ampleur des impacts	Évaluation de la Sensibilité des récepteurs	Évaluation de l'importance
		• Nature préjudiciable • Etendue régionale (2) • De long-terme (2) • Fréquent (2) • Certain (3) • Nature réversible (1) **Ampleur : Modérée (10)**		
Pourcentage de la superficie des aires protégées directement affectées par les activités onshore	S2	Les opérations de forage de puits, les activité production, la mauvaise gestion des déchets, et la présence physique de la Platform, pipelines, équipement, etc. constituent les sources d'impact les plus importantes. • Nature préjudiciable • Etendue régionale (2) • De long-terme (2) • Fréquent (2) • Certain (3) • Nature réversible (1) **Ampleur : Modérée (10)**	Sensibilité : **Elevée**	Majeur
	S3 S4 S5	Les opérations de forage de puits, les activités de production, la mauvaise gestion des déchets, et la présence physique de la Platform, pipelines, équipement, etc. constituent les sources d'impact les plus importantes. Les activités de production et les activités connexes augmentent avec les différents scénarios. Les activités augmentent d'intensité et d'importance en fonction des scénarios (S2 < S3 < S4 < S5). • Nature préjudiciable • Etendue régionale (2) • De long-terme (2) • Continue (3) • Certain (3) • Nature réversible (1) **Ampleur : Modérée (11)**	Sensibilité : **Elevée**	Majeur
	S6	Production similaire au S4 mais sans le développement de nouveaux prospects onshore. Impacts possibles des activités de production des puits existants et des activités connexes opérants onshore. • Nature préjudiciable • Etendue régionale (2) • De long-terme (2) • Fréquent (2) • Certain (3) • Nature réversible (1) **Ampleur : Modérée (10)**	Sensibilité : **Elevée**	Majeur

5.8.4.4 Mesures d'atténuation proposées

Tableau 5-123 Mesures d'Atténuation Proposées pour les Impacts sur le Milieu Biologique Terrestre Pendant la Phase de Production

Indicateur d'Impact	Source d'Impact	Mesures d'Atténuation Proposées
Changements dans l'abondance, le statut et la densité de la biodiversité terrestre attribués aux activités pétrolières et gazières onshore	✓ Présence physique de la plateforme, y compris le bruit et la lumière générés ✓ Bruit généré par le forage de puits et activité de production ✓ Mauvaise gestion des déblais et de fluides de forage à base d'eau et d'huile/synthétique ✓ Mauvaise gestion l'eau produite ✓ Mauvaise gestion du sable produit ✓ Mauvaise gestion des effluents ✓ Transport de produits chimiques et de déchets ✓ Présence physique d'installations de traitement ✓ Exportation d'hydrocarbures liquides via pipeline, camions ou wagons-citernes ✓ Déversements de carburant et de produits chimiques ✓ Déversements de carburant et de produits chimiques	✓ Intégrer les principes et considérations de conservation de la biodiversité et des services écosystémiques dans les systèmes de gestion d'entreprise. Coordonner les programmes avec les stratégies et plans d'action nationaux pour la biodiversité ✓ Évaluation des restrictions selon la période de l'année sur les opérations dans l'EIE pour traiter les stades de vie sensibles des espèces importantes dans chaque zone de projet proposée. Forer pendant les saisons non productives. ✓ Les opérateurs doivent suivre les recommandations de gestion des déchets dans la section 7.1.4 ✓ Les opérateurs doivent démontrer que les niveaux de bruit sont réduits au minimum ✓ Optimiser les trajets et les itinéraires de voyage lors du transport de produits chimiques et de déchets ✓ Le transport de produits chimiques doit satisfaire aux exigences des conventions et normes internationales, y compris le Code des marchandises dangereuses maritimes internationales IMDG (International Maritime Dangerous Goods) pour les marchandises dangereuses. ✓ Les études d'EIE doivent détailler la procédure à adopter lors du transport de marchandises dangereuses par mer pour prévenir le déversement accidentel de produits chimiques et intervenir en cas d'accident. ✓ Augmenter les capacités opérationnelles ✓ Organiser des formations et des exercices, par exemple des exercices d'intervention en cas de catastrophe, afin que toute l'équipe soit prête à travailler ensemble en cas de déversement. ✓ S'assurer que l'équipement et les processus essentiels à la sécurité sont en place et opérationnels avant le début des activités ✓ Les opérateurs doivent préparer un plan de gestion des produits chimiques comprenant la manipulation, le stockage, le transport et l'intervention en cas d'accident. ✓ Préservation de la terre arable excavée et re-végétalisation de la zone perturbée par l'ensemencement d'espèces communes. ✓ Soutenir les programmes pour éviter la dégradation des terres et pour la restauration des terres dégradées, par exemple en participant directement aux programmes nationaux de réduction des émissions provenant de la déforestation et de la dégradation des forêts (REDD +) soutenus par l'ONU (par exemple, par l'achat de crédits ou

Indicateur d'Impact	Source d'Impact	Mesures d'Atténuation Proposées
		l'investissement dans un programme innovant mécanisme de financement). ✓ Mettre en œuvre la hiérarchie d'atténuation pour d'abord éviter et minimiser les impacts avant d'envisager des mesures correctives (la restauration et les compensations doivent être un dernier recours). Rechercher des opportunités de conservation. ✓ Si, après évitement, minimisation et restauration, les opérations ont encore des impacts négatifs sur l'environnement, les entreprises devraient mettre en œuvre des actions de compensations de biodiversité pour éviter toute perte nette de biodiversité.
Pourcentage de la superficie des aires protégées directement affectées par les activités onshore		✓ Interdire les activités dans les habitats classés critiques selon la norme NES 6 de la banque mondiale. En cas d'autorisation et d'obtention de permis pour activités dans des habitats critiques, suivre et respecter la hiérarchie de mitigation de la NES6. Pour des impacts inévitables sur des habitats naturels et critiques, adopter une approche Pas de perte nette et/ou Gain Net d'habitat. ✓ Établir des zones tampon autour des zones protégées/zones proposées pour la protection et y interdire les activités. En cas d'autorisation et d'obtention de permis de la part du gouvernement pour activités dans ces zones, respecter les plans de gestion strictes des aires protégées. ✓ Le forage et la production dans les zones protégées sont interdits. ✓ Respect des plans de gestion des aires protégées. ✓ Établir un code de conduite pour opérer à proximité des zones protégées et sensibles. ✓ Évaluation des restrictions de période de l'année sur les opérations dans l'EIE pour traiter les stades de vie sensibles des espèces importantes dans chaque zone de projet proposée ainsi que les périodes de migration. ✓ Les opérateurs doivent suivre les recommandations de gestion des déchets dans la section 7.1.4. ✓ Traitement des déblais et des déchets ✓ Augmenter les capacités opérationnelles ✓ Organisez des formations et des exercices, par exemple des exercices d'intervention en cas de catastrophe, afin que toute l'équipe soit prête à travailler ensemble en cas de déversement. ✓ S'assurer que l'équipement et les processus essentiels à la sécurité sont en place et opérationnels avant le début du forage ✓ Les opérateurs doivent préparer un plan de gestion des produits chimiques comprenant la manipulation, le stockage, le transport et l'intervention en cas d'accident.

5.8.4.5 Évaluation des Impacts Résiduels

Les impacts résiduels sur l'environnement biologique terrestre pendant la phase de production avec les mesures d'atténuation existantes et supplémentaires en place sont résumés dans le Tableau 5-124.

Tableau 5-124 Évaluation de l'Importance des Impacts Résiduels sur l'Environnement Biologique Terrestre Pendant la Phase de Production

Indicateur d'Impact		Scénario	Évaluation de l'ampleur des impacts	Évaluation de la Sensibilité des récepteurs	Évaluation de l'Importance
Changements dans l'abondance, le statut et la densité de la biodiversité terrestre attribués aux activités pétrolières et gazières onshore	Avec mesures de contrôle prévues	S2 S3	• Nature préjudiciable • Etendue régional (2) • De long-terme (2) • Fréquent (2) • Certain (3) • Nature réversible (1) **Ampleur : Modérée (10)**	Sensibilité : **Elevée**	Majeur
	Avec les mesures de contrôle prévues et les mesures d'atténuation supplémentaires proposées		• Nature préjudiciable • Etendue local (1) • De court-terme (1) • Fréquent (2) • Probable (2) • Nature réversible (1) **Ampleur : Mineur (7)**		Modéré
	Avec mesures de contrôle prévues	S4 S5	• Nature préjudiciable • Etendue régional (2) • De long-terme (2) • Continue (3) • Certain (3) • Nature réversible (1) **Ampleur : Modérée (11)**	Sensibilité : **Elevée**	Majeur
	Avec les mesures de contrôle prévues et les mesures d'atténuation supplémentaires proposées		• Nature préjudiciable • Etendue régional (2) • De court-terme (1) • Fréquent (2) • Probable (2) • Nature réversible (1) **Ampleur : Modérée (8)**		Majeur

Indicateur d'Impact		Scénario	Évaluation de l'ampleur des impacts	Évaluation de la Sensibilité des récepteurs	Évaluation de l'Importance
	Avec mesures de contrôle prévues	S6	• Nature préjudiciable • Etendue régionale (2) • De long-terme (2) • Fréquent (2) • Certain (3) • Nature réversible (1) **Ampleur : Modérée (10)**	Sensibilité : **Elevée**	Majeur
	Avec les mesures de contrôle prévues et les mesures d'atténuation supplémentaires proposées		• Nature préjudiciable • Etendue régional (2) • De court-terme (1) • Fréquent (2) • Probable (2) • Nature réversible (1) **Ampleur : Modérée (8)**		Majeur
Pourcentage de la superficie des aires protégées directement affectées par les activités onshore	Avec mesures de contrôle prévues	S2	• Nature préjudiciable • Etendue régionale (2) • De long-terme (2) • Fréquent (2) • Certain (3) • Nature réversible (1) **Ampleur : Modérée (10)**	Sensibilité : **Elevée**	Majeur
	Avec les mesures de contrôle prévues et les mesures d'atténuation supplémentaires proposées		• Nature préjudiciable • Etendue régionale (2) • De long-terme (2) • Fréquent (2) • Probable (2) • Nature réversible (1) **Ampleur : Modérée (9)**		Majeur

Indicateur d'Impact		Scénario	Évaluation de l'ampleur des impacts	Évaluation de la Sensibilité des récepteurs	Évaluation de l'Importance
	Avec mesures de contrôle prévues	S3 S4 S5	• Nature préjudiciable • Etendue régionale (2) • De long-terme (2) • Continue (3) • Certain (3) • Nature réversible (1) **Ampleur : Modérée (11)**	Sensibilité : **Elevée**	Majeur
	Avec les mesures de contrôle prévues et les mesures d'atténuation supplémentaires proposées		• Nature préjudiciable • Etendue régionale (2) • De long-terme (2) • Fréquent (2) • Probable (2) • Nature réversible (1) **Ampleur : Modérée (9)**		Majeur
	Avec mesures de contrôle prévues	S6	• Nature préjudiciable • Etendue régionale (2) • De long-terme (2) • Fréquent (2) • Certain (3) • Nature réversible (1) **Ampleur : Modérée (10)**	Sensibilité : **Elevée**	Majeur
	Avec les mesures de contrôle prévues et les mesures d'atténuation supplémentaires proposées		• Nature préjudiciable • Etendue régionale (2) • De long-terme (2) • Fréquent (2) • Probable (2) • Nature réversible (1) **Ampleur : Modérée (9)**		Majeur

5.8.5 Impacts sur les Niveaux de Bruit Ambiant

5.8.5.1 Impacts potentiels

Tableau 5-125 Effets de la phase de production sur les niveaux de bruit ambiant

Indicateur d'impact	Sources d'impacts (Activités)	Sources d'impact cumulées
Augmentation des niveaux de bruit ambiant mesurés à proximité des installations pétrolières et gazières /activités de soutien	✓ Forage de puits ✓ Installations de traitement ✓ Activités de transport	✓ Autres sources de bruit dans la région

5.8.5.2 Principales mesures de contrôle existantes

Cf. 5.3.7.2.

5.8.5.3 Évaluation des impacts

Bruit peut être généré par les travaux de production, les opérations de forage, les équipements de torchage et de rotation et les activités de transport.

L'ampleur de l'impact, la sensibilité des récepteurs et l'évaluation de l'importance de l'impact de chacun des impacts environnementaux identifiés sur les niveaux de bruit ambiant pendant la phase de production sont résumées dans le Tableau 5-126.

Tableau 5-126 Évaluation de l'importance des impacts sur les niveaux de bruit ambiant pendant la phase de production avec mesures de contrôle existantes en place

Indicateur d'Impact	Scénario	Évaluation de l'ampleur des impacts	Évaluation de la Sensibilité des récepteurs	Évaluation de l'importance
Augmentation des niveaux de bruit ambiant mesurés à proximité des installations pétrolières et gazières /activités de soutien	S2	La source de l'impact le plus important est les installations de traitement à terre. • Nature préjudiciable • Etendue Local (1) • De long-terme (2) • Fréquent (2) • Certain (3) • Nature réversible (1) **Ampleur : Modérée (9)**	Sensibilité : **Moyenne**	**Modéré**
	S3 S4 S5	Les sources d'impacts les plus importants comprennent les installations de traitement à terre et les terminaux GNL à terre. Le niveau de production augmente en fonction des scénarios engendrant d'avantage d'activités de production et d'activités connexes, et donc de bruits (S3 < S4 < S5). • Nature préjudiciable • Etendue Local (1) • De long-terme (2) • Fréquent (2) • Certain (3) • Nature réversible (1) **Ampleur : Modérée (9)**	Sensibilité : **Moyenne**	**Modéré**
	S6	Activité de production similaire au S4 mais sans le développement de nouveaux prospects onshore. Les impacts sonores possibles inclus les activités de production des puits existants et les activités connexes opérants onshore. • Nature préjudiciable • Etendue Local (1) • De long-terme (2) • Fréquent (2) • Certain (3) • Nature réversible (1) **Ampleur : Modérée (9)**	Sensibilité : **Moyenne**	**Modéré**

5.8.5.4 Mesures d'Atténuation Proposées

- Les installations liées au pétrole doivent être situées dans des zones désignées comme industrielles et non dans des zones résidentielles.
- Enfermer la source de bruit dans les installations à terre et ajouter des barrières antibruit ou des bermes antibruit, selon le cas.
- Le niveau de pression acoustique combiné de l'équipement ne doit pas dépasser 85 dBA[15] à une distance de 1 m de l'équipement dans toutes les directions.

[15]Basé sur IFC EHS.

- Tous les véhicules et machines doivent être maintenus en bon état et conformément aux instructions du fabricant ;
- Toute machine utilisée de manière intermittente doit être arrêtée pendant les périodes de non-utilisation
- L'opérateur doit prévoir une zone tampon adéquate avec les populations sensibles de la région
- Choisir des équipements ayant des niveaux de puissance acoustique plus faibles
- Installer des silencieux pour les ventilateurs
- Installer des silencieux appropriés sur les échappements des moteurs et les composants des compresseurs.
- Limiter les heures de fonctionnement de certaines pièces d'équipement ou opérations, en particulier les sources mobiles qui traversent des zones communautaires.

5.8.5.5 Evaluation des Impacts Résiduels

Les impacts résiduels sur les niveaux de bruit ambiant pendant la phase de production avec les mesures d'atténuation existantes et supplémentaires en place sont résumés dans le Tableau 5-127.

Avec les mesures d'atténuation existantes et supplémentaires proposées, l'ampleur des impacts sur les niveaux de bruit ambiant diminuera, cependant, étant donné la longue durée des activités entraînant une fréquence élevée, l'évaluation globale des conséquences de l'importance de l'impact ne changera pas.

Tableau 5-127 Évaluation de l'Importance des Impacts Résiduels sur le Niveaux de Bruit Ambiant Pendant la Phase de Production

Indicateur d'Impact		Scenario	Évaluation de l'ampleur des impacts	Évaluation de la Sensibilité des récepteurs	Évaluation de l'Importance
Augmentation des niveaux de bruit ambiant mesurés à proximité des installations pétrolières et gazières /activités de soutien	Avec mesures de contrôle prévues	S2 S3 S4 S5 S6	• Nature préjudiciable • Etendue Local (1) • De long-terme (2) • Fréquent (2) • Certain (3) • Nature réversible (1) **Ampleur : Modérée (9)**	Sensibilité : **Moyenne**	**Modéré**
	Avec les mesures de contrôle prévues et les mesures d'atténuation supplémentaires proposées		• Nature préjudiciable • Etendue Local (1) • De long-terme (2) • Peu Fréquent (1) • Probable (2) • Nature réversible (1) **Ampleur : Mineur (7)**		**Mineur**

5.9 IMPACTS SOCIO-ECONOMIQUES (ACTIVITES ONSHORE ET OFFSHORE)

Les impacts socio-économiques diffèrent par leur nature des impacts environnementaux, car ils affectent la société Sénégalaise elle-même et peuvent être réalisés, qu'ils soient positifs ou négatifs, beaucoup plus rapidement et plus directement, en raison de l'intérêt propre de la société.

Les impacts socio-économiques varieront selon les différents scénarios E&P. Les impacts socio-économiques positifs et négatifs, ainsi que les attentes de la société Sénégalaise, varient en fonction de facteurs tels que le type et l'abondance des hydrocarbures trouvés, le pourcentage d'hydrocarbures trouvés qui peuvent être économiquement exploités, les solutions technologiques et techniques sélectionnées, les priorités de développement stratégique, etc. Ainsi, l'évaluation des impacts socio-économiques est directement liée aux différents scénarios E&P.

Il convient de noter que la même méthodologie d'évaluation d'impact présentée dans la section précédente a été suivie pour évaluer les impacts socio-économiques potentiels, cependant, les résultats de l'évaluation sont présentés dans la sous-section suivante par scénario E&P. Les impacts socio-économiques au cours des différentes phases des activités E&P ont été identifiés dans les matrices d'identification des impacts présentées plus tôt dans le Tableau 5-5, Tableau 5-29, et le Tableau 5-53.

Les questions socio-économiques abordées dans le rapport d'EESS comprennent les sujets suivants :

- Économie générale
- Conditions sociales
- Santé
- Éducation
- Héritage culturel
- Tourisme
- Paysages et agrément visuel
- Infrastructure
- Expédition

Il convient de noter que l'évaluation des impacts sur la pêche était auparavant incluse dans les sections précédentes.

5.9.1 Économie Générale

5.9.1.1 Impacts potentiels

Les impacts des activités E&P sur l'économie, y compris les sources d'impacts et les sources cumulées d'impacts, sont indiqués dans le Tableau 5-128.

Tableau 5-128 Impacts sur l'Economie Générale

Indicateur d'impact	Sources d'impacts (Activités)	Sources d'impact cumulées
✓ Hausse du PIB attribuée au secteur ✓ Réduction du coût de l'énergie ✓ Augmentation du nombre d'établissements industriels pétrochimiques et énergivores ✓ Variation de l'indice des prix à la consommation (inflation) ✓ Variation des investissements étrangers directs ✓ Variation des réserves de change ✓ Variation de la balance commerciale	✓ Le développement du secteur pétrolier et gazier, moteur de l'augmentation des revenus et des investissements dans le développement d'autres secteurs ✓ Demande accrue de services maritimes, de transport terrestre et de soutien ✓ Investissements accrus dans les infrastructures (peut être utilisé pour d'autres secteurs) ✓ Situations accidentelles ✓ Occasion manquée d'avoir un impact positif sur les secteurs productifs non pétroliers	Autres activités économiques dans le pays

5.9.1.2 Principales mesures de contrôle existantes

Pas de mesures de contrôle existantes.

5.9.1.3 Évaluation des impacts

Les scénarios de développement de l'industrie pétrolière et gazière sont très incertains. Les incertitudes peuvent être décrites à différents niveaux allant de la géologie à la disponibilité des marchés en passant par les solutions de développement et les infrastructures mises en place entre autres. Deux facteurs portent le risque et l'importance et intègrent plusieurs autres sous-facteurs : les volumes techniquement récupérables des ressources en hydrocarbures au et les prix de vente de ces hydrocarbures aux dates d'extraction.

Dans tous les cas, les activités d'E&P pourraient affecter les indicateurs économiques suivants, en fonction bien sûr du niveau des découvertes et des options de développement :

- ✓ Contribution au produit intérieur brut (PIB) : si des réserves commerciales sont trouvées (scénarios 2 à 6) et développées, cela ajouterait au PIB ; la contribution réelle au PIB ne peut être estimée mais pourrait devenir importante en cas de découvertes importantes et exportées ; dans ce cas, les activités E&P contribueraient également à la croissance du PIB.
- ✓ Création d'emplois : les activités E&P sont de nature cyclique ; d'importantes créations d'emplois (mais temporaires) pourraient être réalisées en cas de découvertes et en particulier pendant les phases de développement, lorsque des investissements importants sont réalisés pour développer les infrastructures nécessaires pour amener les hydrocarbures sur le marché ; pendant les phases de production, la création d'emplois directs est assez limitée ; dans des scénarios de développement élevés (S3 5), un nombre d'emplois permanents devraient être créés ; cela est relativement limité par rapport au potentiel de création d'emplois d'autres secteurs comme le tourisme et l'industrie.
- ✓ Balance commerciale : si des découvertes commerciales sont faites et développées, cela aurait des impacts positifs sur la balance commerciale entraînerait également des exportations, contribuant davantage à la balance des paiements nationale.
- ✓ Augmentation du nombre d'établissements industriels pétrochimiques et à forte intensité énergétique et augmentation du nombre de petites industries et de PME dans la chaîne de valeur de l'industrie pétrolière. De tels bénéfices sont attendus dans le scénario 5 le plus, suivit du scénario 4 (et 6 pour offshore), puis du scénario 3 plus que dans le scénario 2 avec un développement limité.
- ✓ Inflation : si des découvertes sont faites, les activités d'E&P pourraient en fait conduire à une augmentation de l'inflation si des mesures économiques adéquates ne sont pas mises en place ; cela est dû à la spéculation générale sur le marché, entraînant l'augmentation des prix sur le marché ; cependant, le contrôle de cette inflation est possible si un mécanisme efficace de gestion des recettes est en place.
- ✓ L'extraction des ressources pourrait également conduire à ce que l'on appelle la malédiction des ressources, dans le cadre de laquelle d'autres secteurs économiques sont affectés négativement par les activités pétrolières et gazières, entraînant un déplacement des employés des activités non pétrolières vers des activités liées au pétrole, la négligence des secteurs non pétroliers, une augmentation des prix conduisant à l'inflation et à la réduction globale du pouvoir d'achat des résidents locaux. Parmi les autres impacts négatifs possibles, citons :
  - ✓ Migration de main-d'œuvre qualifiée et de talents vers le secteur pétrolier et gazier
  - ✓ Gonflement des salaires et donc augmentation des coûts de production
  - ✓ Augmentation du taux de change de la monnaie locale
  - ✓ Réduction de la compétitivité à l'exportation des sources de revenus non pétrolières et gazières

Des situations accidentelles pourraient entraîner des pertes économiques dans des secteurs productifs tels que la pêche et le tourisme, en plus du secteur pétrolier et gazier lui-même. Les impacts accidentels ont été traités dans les sections précédentes.

L'ampleur de l'impact, la sensibilité des récepteurs et l'évaluation de l'importance de l'impact de chacun des impacts identifiés sur l'économie générale pendant les différents scénarios E&P avant et après la mise en place de mesures d'atténuation supplémentaires sont résumées dans le Tableau 5-129.

Tableau 5-129 Évaluation de l'Importance des Impacts sur l'Economie Générale

Principaux impacts	Scénario	Direction	Évaluation de l'ampleur des impacts / La probabilité[16] Sensibilité des récepteurs	Évaluation de l'importance avec mesures de contrôle prévues	Évaluation de l'ampleur des impacts / La probabilité Sensibilité des récepteurs	Évaluation de l'importance avec les mesures de contrôle prévues et les mesures d'atténuation supplémentaires proposées
Hausse du PIB attribuée au secteur	S1	0	Aucun impact			
	S2	+	Probable	Bénéfique	Probable	Bénéfique
	S3-S4-S5-S6	+	Certaine	Bénéfique	Certaine	Bénéfique
Augmentation du nombre d'établissements industriels pétrochimiques et énergivores	S1	0	Aucun impact			
	S2	+	Probable	Bénéfique	Probable	Bénéfique
	S3-S4-S5-S6	+	Certaine	Bénéfique	Certaine	Bénéfique
Augmentation du nombre de petites industries et de PME dans la chaîne de valeur de l'industrie pétrolière et gaz ère	S1	0	Aucun impact			
	S2	+	Probable	Bénéfique	Probable	Bénéfique
	S3-S4-S5-S6	+	Certaine	Bénéfique	Certaine	Bénéfique
Réduction du coût de l'énergie	S1	0	Aucun impact			
	S2	+	Probable	Bénéfique	Probable	Bénéfique
	S3-S4-S5-S6	+	Certaine	Bénéfique	Certaine	Bénéfique
Variation de la balance commerciale	S1	0	Aucun impact			
	S2	+	Probable	Bénéfique	Probable	Bénéfique
	S3-S4-S5-S6	+	Certaine	Bénéfique	Certaine	Bénéfique

[16] La probabilité est mentionnée pour les impacts positifs

Principaux impacts	Scénario	Direction	Évaluation de l'ampleur des impacts / La probabilité[16] Sensibilité des récepteurs	Évaluation de l'importance avec mesures de contrôle prévues	Évaluation de l'ampleur des impacts / La probabilité Sensibilité des récepteurs	Évaluation de l'importance avec les mesures de contrôle prévues et les mesures d'atténuation supplémentaires proposées
Les situations accidentelles et les pertes économiques consécutives dans les secteurs productifs (pêche, etc.)	S1	-	• Nature préjudiciable • Etendue Local (1) • De long-terme (2) • Fréquent (2) • Peu Probable (1) • Nature réversible (1) **Ampleur : Mineure (7)** **Sensibilité : Elevée**	**Modéré**	• Nature préjudiciable • Etendue Local (1) • De long-terme (2) • Fréquent (2) • Peu Probable (1) • Nature réversible (1) **Ampleur : Mineure (7)** **Sensibilité : Elevée**	**Modéré**
	S2	-	• Nature préjudiciable • Etendue Local (1) • De long-terme (2) • Fréquent (2) • Peu Probable (1) • Nature réversible (1) **Ampleur : Mineure (7)** **Sensibilité : Elevée**	**Modéré**	• Nature préjudiciable • Etendue Local (1) • De long-terme (2) • Fréquent (2) • Peu Probable (1) • Nature réversible (1) **Ampleur : Mineure (7)** **Sensibilité : Elevée**	**Modéré**
	S3-S4-S5-S6	-	• Nature préjudiciable • Etendue Local (1) • De long-terme (2) • Fréquent (2) • Probable (2) • Nature réversible (1) **Ampleur : Modérée (8)** **Sensibilité : Elevée**	**Majeur**	• Nature préjudiciable • Etendue Local (1) • De long-terme (2) • Fréquent (2) • Peu Probable (1) • Nature réversible (1) **Ampleur : Mineure (7)** **Sensibilité : Elevée**	**Modéré**

5.9.1.4 Mesures d'Atténuation Proposées

Afin de maximiser les impacts économiques positifs du secteur et de minimiser la probabilité que les impacts négatifs se manifestent, les mesures d'atténuation suivantes sont recommandées :

- Développer un mécanisme robuste de gestion des revenus ; afin de s'assurer qu'elle peut conduire à une utilisation durable des ressources potentielles générées par le secteur ;
- Élaborer une stratégie de développement du contenu local et de l'offre locale pour opérationnaliser les politiques existantes ; Il convient de noter que tout poste à bord pour les activités offshore ou onshore nécessite que le personnel ait une formation de sécurité appropriée. Le personnel doit avoir suivi une formation complète comprenant tous les éléments suivants ;
    - Techniques de survie personnelles ;
    - Prévention et lutte contre les incendies ;
    - Premiers soins élémentaires ;
    - Sécurité personnelle et responsabilités sociales ; et
    - Compétence en sensibilisation à la sécurité.
- Promouvoir la transparence et la responsabilité pour atténuer les risques sociaux et économiques et en particulier le risque de corruption dans le secteur qui pourrait affecter négativement la croissance économique et empêcher le pays d'atteindre ses objectifs optimaux derrière le secteur pétrolier et gazier.
- S'acquitter de toutes les redevances fiscales de manière transparente et intégrer des systèmes anti-corruption.
- Assurer la transparence en ce qui concerne les revenus et impliquer les parties prenantes pour éviter de créer des tensions sociales en définissant des attentes raisonnables liées aux avantages potentiels locaux et nationaux d'une entreprise pétrolière et gazière et en identifiant les moyens pour les entreprises et les communautés locales de mieux travailler ensemble.
- Une stratégie de communication doit être établie pour gérer les attentes du secteur et promouvoir l'engagement des parties prenantes et promouvoir efficacement les impacts bénéfiques.
- Développer des politiques claires et transparentes sur le recrutement, l'emploi et le renforcement des capacités des employés.
- Renforcer les capacités opérationnelles des parties prenantes.
- Créer un climat d'investissement attractif pour les nouveaux services énergétiques.
- Travailler avec les communautés locales pour déterminer la meilleure façon d'accorder les investissements dans les projets avec les besoins des communautés et tirer le meilleur parti des opportunités pour développer des infrastructures énergétiques à usage partagé.

- Incorporer les entreprises locales dans la chaîne d'approvisionnement, soit par l'approvisionnement direct de biens et services par l'entreprise, soit par l'approvisionnement indirect via des sous-traitants.
- Accroître la part du gaz naturel dans le mix énergétique du Sénégal.
- Accroître la part des énergies et technologies alternatives dans le mix énergétique du Sénégal. Soutenir les programmes gouvernementaux pour renforcer la capacité des entreprises locales.
- Concernant les mesures d'amélioration visées par des actions gouvernementales : Définir ce que signifie « local » dans le contexte de description d'entreprise, car l'impact sur le développement de l'approvisionnement auprès d'entreprises situées à proximité du projet sera probablement très différent de celui d'une entreprise internationale n'ayant qu'une implantation dans le pays hôte.
- Promouvoir la diversification économique pour atteindre des niveaux plus élevés de productivité économique.
- Dialogue multipartite pour promouvoir des politiques axées sur le développement.
- Développer des programmes d'entreprise pour renforcer la capacité des entreprises locales qui approvisionnent les sociétés pétrolières et gazières internationales afin de les rendre compétitives et de développer les pratiques santé, sécurité et main-d'œuvre au niveau requis.
- Améliorer la gestion des recettes fiscales et améliorer la gouvernance locale afin que les recettes fiscales soient investies judicieusement au profit de la population locale.
- Orienter les revenus issus des ressources pour atteindre une croissance économique plus large et éviter le « syndrome hollandais » - où le développement du pétrole et du gaz provoque un afflux de devises étrangères qui augmente la valeur de la monnaie nationale, rendant les industries nationales moins compétitives.

5.9.2 Conditions Sociales

5.9.2.1 Impacts Potentiels

Les impacts sur les conditions sociales, y compris les sources d'impacts et les sources cumulées d'impacts, sont présentés dans le Tableau 5-130.

Tableau 5-130 Impacts sur les Conditions Sociales

Indicateur d'impact	Sources d'impacts (Activités)	Sources d'impact cumulées
Proportion de la population vivant en dessous du seuil national de pauvreté	✓ Nouvelles opportunités d'emploi et opportunités de développement commercial ✓ Amélioration des conditions de vie ✓ Perte de revenus pour des groupes spécifiques (par exemple les pêcheurs) en raison des nouvelles limitations imposées à leurs industries ✓ Situations accidentelles ✓ Terrains nécessaires aux activités pétrolières et gazières	✓ Avantages et pressions accrus du développement économique et social global en raison de la croissance économique
Montant des fonds reçus par le gouvernement		
Montant des fonds générés par le secteur consacré à la réduction de la pauvreté - notamment par le biais de formations et d'éducation professionnelles, de programmes de protection sociale, d'amélioration des conditions de vie, de programmes de soutien aux petites entreprises, etc.		
Hausse du taux d'emploi due au secteur pétrolier et gazier		
Pourcentage de main-d'œuvre locale travaillant pour des sociétés pétrolières et gazières ou des sociétés de services		
Taux de fréquence des accidents du travail mortels et non mortels, selon le sexe et le statut migratoire du secteur		
Augmentation de la proportion de l'acquisition de terres et de la réinstallation		

5.9.2.2 Principales mesures de contrôle existantes

- Loi 97-17 et les Décrets connexes (du n°. 1249 à 1261) de 2006 : Code de Travail ;
- Guide d'étude de danger (2005) ;
- Loi n° 2019-04 : Contenu Local dans l'industrie des hydrocarbures pour encourager la participation de la main-d'œuvre et des technologies nationales.

5.9.2.3 Évaluation des impacts

Le développement de tout secteur économique important, comme le secteur pétrolier et gazier, aura des impacts importants sur la société Sénégalaise - à la fois positifs et négatifs. C'est pourquoi il est important de comprendre les principaux moteurs du changement des conditions sociales afin d'améliorer les impacts positifs et d'atténuer les impacts négatifs.

Il est également important de comprendre que la société Sénégalaise réagira activement au changement de toutes les conditions sociales liées au développement du secteur pétrolier et gazier - quel que soit le scénario pris en compte. Cette réaction pourrait être basée sur des opportunités réelles et sur l'intérêt positif de la société à les exploiter. Cependant, dans

certaines situations, cela peut également être basé sur des attentes irréalistes, ce qui pourrait entraîner une déception à long terme.

Par la suite, une responsabilité substantielle repose sur les épaules des autorités responsables pour communiquer des informations réalistes et fondées sur des preuves à la société. Ce n'est qu'avec un flux ouvert et transparent d'informations réalistes que les attentes de la société Sénégalaise peuvent être gérées et dirigées pour exploiter pleinement cette opportunité.

Dans tous les cas, les impacts positifs et négatifs, ainsi que les attentes de la société Sénégalaise varient considérablement en fonction des scénarios. Dans le scénario 1, tous les impacts seront si faibles qu'ils n'auront en fait aucun impact sur les conditions sociales. Le scénario 2 pourrait déjà apporter des impacts tangibles, alors que les scénario 3 à 6 apportent des impacts importants sur les conditions sociales.

Le développement du secteur pétrolier et gazier devrait entraîner une augmentation de l'emploi. Cependant, le nombre estimé de nouveaux emplois varie considérablement d'un scénario à l'autre.

Dans le scénario 1, aucune nouvelle opportunité d'emploi n'est attendue, car la main-d'œuvre déjà existante dans le secteur et les industries de soutien peuvent couvrir cette demande. Cela signifie que même les attentes d'aujourd'hui peuvent être considérées comme irréalistes dans le scénario 1, et si elles restent persistantes et incontrôlées, elles peuvent entraîner un impact négatif ultérieur lié à la création d'un groupe de main-d'œuvre hautement qualifiée mais inemployable au Sénégal, augmentant encore le processus de l'émigration de citoyens libanais très instruits. Dans le scénario 2, nouveaux emplois sont attendus, mais en raison du développement encore assez limité du secteur pétrolier et gazier, ce processus ne devrait pas entraîner de changements majeurs sur le marché du travail. Dans les scénarios 3, 4 et 5, plusieurs milliers de nouveaux emplois sont attendus dans le secteur pétrolier lui-même, ainsi que plusieurs milliers d'autres au sein des industries de soutien du secteur. Dans le scénario 6 (similaire au S4 mais sans un développement onshore), on a un développement du secteur de l'emploi mais moins important que pour les scénarios 3 à 5 puisque la majorité des activités se fera offshore. Les scénarios 3 à 5 sont les scénarios dans lesquels non seulement le marché du travail, mais l'ensemble de la société peut s'attendre à un changement important des conditions sociales. D'autre part, les scénarios 3 à 5 sont également les scénarios qui demandent le plus d'attention de la part du gouvernement sénégalaise et des autorités responsables de l'éducation et du marché du travail. Ils doivent préparer la société sénégalaise à faire face à cette nouvelle demande.

On s'attend également à ce que le développement du secteur pétrolier améliore les conditions de vie pour les principales raisons suivantes :

- Le développement du secteur pétrolier devrait stimuler le développement économique global du Sénégal. L'augmentation de l'emploi améliorera les revenus des familles de travailleurs dans le secteur, les industries de soutien ainsi que dans d'autres secteurs sous impact secondaire. Par la suite, ce processus réduira la proportion de la population vivant en dessous du seuil national de pauvreté.
- Le développement du secteur pétrolier et gazier conduira à une alimentation électrique stable, ainsi qu'à une réduction du coût de l'énergie. Par la suite, ce processus améliorera les conditions de vie globales.

- Le développement du secteur pétrolier et gazier stimulera le développement global des transports et des infrastructures communales au Sénégal. Par la suite, ce processus améliorera les conditions de vie globales et améliorera la santé de la société.

Cependant, il convient de souligner que toutes les attentes énoncées ne seront pleinement réalisées que dans le cas des scénarios 3 à 6 et seulement partiellement dans le cas du scénario 2.

En plus de tous les impacts positifs attendus déclarés sur les conditions sociales, des impacts négatifs importants pourraient également se produire. Le premier est lié à la perte de revenus pour des groupes spécifiques (par exemple les pêcheurs) en raison des nouvelles limitations imposées à leurs industries. Les secteurs économiques comme le transport, les infrastructures et la pêche devront s'adapter au secteur pétrolier et gazier. Cependant, les niveaux d'adaptation et les limitations sont différents.

Ainsi, il est important que le secteur pétrolier établisse une modalité appropriée pour les compensations, car cela créera un espace de travail bien guidé, prévisible et sécurisé pour de futures négociations potentielles avec ce groupe cible spécifique, ainsi que limitera « l'exposition » du secteur pétrolier et gazier à des risques potentiels de poursuites judiciaires des groupes cibles touchés.

Un autre impact négatif potentiel important est lié aux situations accidentelles. Celles-ci ont, à la lumière de toutes les mesures de contrôle déjà existantes, déjà été sérieusement envisagées.

Les risques de dangers liés aux opérations pourraient résulter d'événements accidentels tels que des incendies ou des explosions, une perte de stabilité/perte de station ou une défaillance structurelle. Les installations de production flottantes ont également un taux plus élevé de rejets d'hydrocarbures (HCR) par rapport aux installations fixes.

Les impacts réels dépendent de nombreux facteurs, dont le volume et le type d'hydrocarbures déversés. Les opérateurs sont tenus de respecter toutes les normes de santé et de sécurité afin de prévenir les événements accidentels, ainsi que d'assurer un environnement de travail sécuritaire pour les employés.

Un autre impact négatif potentiel important est lié à l'acquisition de terres et de la réinstallation (due aux activités onshore). L'acquisition de terres et les restrictions quant à leur utilisation par des projets peuvent avoir des impacts négatifs sur les personnes et les communautés qui utilisent ces terres. La réinstallation involontaire désigne à la fois un déplacement physique (déménagement ou perte d'un abri) et le déplacement économique (perte d'actifs ou d'accès à des actifs donnants lieux à une perte de source de revenus ou de moyens d'existence) par suite d'une acquisition de terres et/ou d'une restriction d'utilisation de terres liées au projet. Si elle n'est pas correctement gérée, la réinstallation involontaire peut entraîner des conséquences durables et l'appauvrissement des personnes et des Communautés affectées, ainsi qu'une tension sociale dans les régions vers lesquelles ces populations ont été déplacées.

L'ampleur de l'impact, la sensibilité des récepteurs et l'évaluation de l'importance de l'impact de chacun des impacts identifiés sur les conditions sociales au cours des différents scénarios E&P avant et après la mise en place de mesures d'atténuation supplémentaires sont résumées dans le Tableau 5-131.

Tableau 5-131 Évaluation de l'importance des impacts sur les conditions sociales

Principaux impacts	Scénario	Direction	Évaluation de l'ampleur des impacts/La probabilité[17] Sensibilité des récepteurs	Évaluation de l'importance avec mesures de contrôle prévues	Évaluation de l'ampleur des impacts /La probabilité Sensibilité des récepteurs	Évaluation de l'importance avec les mesures de contrôle prévues et les mesures d'atténuation supplémentaires proposées
Augmentation de l'emploi	S1	+	Aucun impact		Aucun impact	
	S2	+	Probable	Bénéfique	Probable	Bénéfique
	S3-S4-S5-S6	+	Certaine	Bénéfique	Certaine	Bénéfique
Amélioration des conditions de vie	S1	+	Aucun impact		Aucun impact	
	S2	+	Probable	Bénéfique	Probable	Bénéfique
	S3-S4-S5-S6	+	Certaine	Bénéfique	Certaine	Bénéfique
Réduction du coût de l'énergie	S1	+	Aucun impact		Aucun impact	
	S2	+	Probable	Bénéfique	Probable	Bénéfique
	S3-S4-S5-S6	+	Certaine	Bénéfique	Certaine	Bénéfique
Réduction de la proportion de la population vivant en dessous du seuil national de pauvreté	S1	+	Aucun impact		Aucun impact	
	S2	+	Probable	Bénéfique	Probable	Bénéfique
	S3-S4-S5-S6	+	Certaine	Bénéfique	Certaine	Bénéfique
Perte de revenus pour des groupes spécifiques (par exemple les pêcheurs) en raison des nouvelles limitations imposées à leurs industries	S1	-	• Nature préjudiciable • Etendue Local (1) • De court-terme (1) • Peu Fréquent (1) • Certain (3) • Nature réversible (1) **Ampleur : Mineur (7)** **Sensibilité : Elevée**	**Modéré**	• Nature préjudiciable • Etendue Local (1) • De court-terme (1) • Peu Fréquent (1) • Peu Probable (1) • Nature réversible (1) **Ampleur : Négligéable (5)** **Sensibilité : Elevée**	**Mineur**

[17] La probabilité est mentionnée pour les impacts positifs

Principaux impacts	Scénario	Direction	Évaluation de l'ampleur des impacts/La probabilité[17] Sensibilité des récepteurs	Évaluation de l'importance avec mesures de contrôle prévues	Évaluation de l'ampleur des impacts /La probabilité Sensibilité des récepteurs	Évaluation de l'importance avec les mesures de contrôle prévues et les mesures d'atténuation supplémentaires proposées
	S2	-	• Nature préjudiciable • Etendue Local (1) • De court-terme (1) • Peu Fréquent (1) • Certain (3) • Nature réversible (1) **Ampleur : Mineur (7)** **Sensibilité : Elevée**	**Modéré**	• Nature préjudiciable • Etendue Local (1) • De court-terme (1) • Peu Fréquent (1) • Peu Probable (1) • Nature réversible (1) **Ampleur : Négligéable (5)** **Sensibilité : Elevée**	**Mineur**
	S3-S4-S5-S6	-	• Nature préjudiciable • Etendue Local (1) • De long-terme (2) • Fréquent (2) • Certain (3) • Nature réversible (1) **Ampleur : Modérée (9)** **Sensibilité : Elevée**	**Majeur**	• Nature préjudiciable • Etendue Local (1) • De long-terme (2) • Peu Fréquent (1) • Peu Probable (1) • Nature réversible (1) **Ampleur : Mineur (6)** **Sensibilité : Elevée**	**Modéré**
Situations accidentelles et augmentation consécutive des lésions professionnelles mortelles et non mortelles	S1	-	• Nature préjudiciable • Etendue Local (1) • De court-terme (1) • Fréquent (2) • Peu Probable (1) • Nature réversible (1) **Ampleur : Mineur (6)** **Sensibilité : Elevée**	**Modéré**	• Nature préjudiciable • Etendue Local (1) • De court-terme (1) • Fréquent (2) • Peu Probable (1) • Nature réversible (1) **Ampleur : Mineur (6)** **Sensibilité : Elevée**	**Modéré**
	S2	-	• Nature préjudiciable • Etendue Local (1) • De long-terme (2) • Fréquent (2) • Peu Probable (1) • Nature réversible (1) **Ampleur : Mineur (7)** **Sensibilité : Elevée**	**Modéré**	• Nature préjudiciable • Etendue Local (1) • De long-terme (2) • Fréquent (2) • Peu Probable (1) • Nature réversible (1) **Ampleur : Mineur (7)** **Sensibilité : Elevée**	**Modéré**

Principaux impacts	Scénario	Direction	Évaluation de l'ampleur des impacts/La probabilité[17] Sensibilité des récepteurs	Évaluation de l'importance avec mesures de contrôle prévues	Évaluation de l'ampleur des impacts /La probabilité Sensibilité des récepteurs	Évaluation de l'importance avec les mesures de contrôle prévues et les mesures d'atténuation supplémentaires proposées
	S3-S4-S5-S6	-	• Nature préjudiciable • Etendue Local (1) • De long-terme (2) • Fréquent (2) • Probable (2) • Nature réversible (1) **Ampleur : Modérée (8)** **Sensibilité : Elevée**	**Majeur**	• Nature préjudiciable • Etendue Local (1) • De long-terme (2) • Fréquent (2) • Peu Probable (1) • Nature réversible (1) **Ampleur : Mineur (7)** **Sensibilité : Elevée**	**Modéré**
Augmentation de la proportion de l'acquisition de terres et de la réinstallation Cet impact est peu probable dans le scenario 6 (pas de developpement onshore)	S1	-	• Nature préjudiciable • Etendue Local (1) • De court-terme (1) • Fréquent (2) • Peu Probable (1) • Nature réversible (1) **Ampleur : Mineur (6)** **Sensibilité : Elevée**	**Modéré**	• Nature préjudiciable • Etendue Local (1) • De court-terme (1) • Fréquent (2) • Peu Probable (1) • Nature réversible (1) **Ampleur : Mineur (6)** **Sensibilité : Elevée**	**Modéré**
	S1	-	• Nature préjudiciable • Etendue Local (1) • De long-terme (2) • Fréquent (2) • Certain (3) • Nature réversible (1) **Ampleur : Modérée (9)** **Sensibilité : Elevée**	**Majeur**	• Nature préjudiciable • Etendue Local (1) • De long-terme (2) • Peu Fréquent (1) • Peu Probable (1) • Nature réversible (1) **Ampleur : Mineur (6)** **Sensibilité : Elevée**	**Modéré**
	S3-S4-S5	-	• Nature préjudiciable • Etendue Local (1) • De long-terme (2) • Fréquent (2) • Certain (3) • Nature réversible (1) **Ampleur : Modérée (9)** **Sensibilité : Elevée**	**Majeur**	• Nature préjudiciable • Etendue Local (1) • De long-terme (2) • Peu Fréquent (1) • Peu Probable (1) • Nature réversible (1) **Ampleur : Mineur (6)** **Sensibilité : Elevée**	**Modéré**

5.9.2.4 Mesures d'atténuation proposées

L'évaluation des impacts résiduels tient compte des mesures d'atténuation/amélioration supplémentaires proposées suivantes :

- Assurer une communication transparente et réaliste entre le secteur et la société.
- Pour répondre aux attentes précises de la population générale, les autorités responsables doivent sensibiliser sur le sujet.
- Toutes les limitations potentielles à d'autres industries (par exemple la pêche) doivent être bien communiquées aux groupes cibles impactés et compensées.
- Promouvoir les pratiques de responsabilité sociale des entreprises dans le secteur.
- Augmenter les capacités et capacités opérationnelles
- Organisez des formations et des exercices, par exemple des exercices d'intervention en cas de catastrophe, afin que toute l'équipe soit prête à travailler ensemble en cas de déversement.
- S'assurer que l'équipement et les processus essentiels à la sécurité sont en place et opérationnels avant le début des activités.
- Élaborer un mécanisme national de règlement des griefs.
- Envisager d'autres conceptions possibles du projet afin d'éviter ou de minimiser les déplacements physiques et/ou économiques, tout en conciliant les aspects environnementaux, sociaux et/ou économiques, tout en équilibrant les coûts et les avantages environnementaux, sociaux et financiers, en accordant une attention particulière à l'impact sur les populations pauvres et vulnérables.
- Si le déplacement ne peut être évité, offrir aux communautés et aux personnes déplacées une indemnisation pour la perte des biens au coût de remplacement intégral et d'autres formes d'assistance pour les aider à améliorer ou à rétablir leur niveau de vie ou leurs moyens de subsistance. Adopter la norme NES5 de la Banque Mondiale dans tous ses aspects.
- Engager un processus de collaboration avec les communautés pour développer des accords de développement communautaire adaptés à leurs contextes locaux spécifiques et conclure un accord formel pour garantir le bénéfice des communautés locales.
- Mener des consultations des communautés transparentes et inclusives pour permettre le respect des droits des communautés potentiellement affectées.
- S'engager avec les communautés touchées, y compris les communautés d'accueil, à travers le processus d'engagement des parties prenantes dans les processus décisionnels liés à la réinstallation et au rétablissement des moyens de subsistance devraient inclure des options et des solutions de rechange
- Mettre en place un mécanisme de gestion des griefs cohérent qui permettra de recevoir et de répondre aux préoccupations spécifiques concernant l'indemnisation et la réinstallation soulevées par les personnes déplacées ou les membres des communautés d'accueil.

- Assurer une gestion rapide et responsable des requêtes et des préoccupations des communautés.
- En cas de réinstallation involontaire, établir un plan de réinstallation et de rétablissement des moyens de subsistance pour les personnes touchées suivant la norme NES5.
- En cas de déplacement physique, élaborer un plan d'action de réinstallation qui couvre, au minimum, les exigences applicables de la norme NES5, quel que soit le nombre de personnes touchées.
- Dans le cas de projets n'impliquant qu'un déplacement économique, élaborer un plan de rétablissement des moyens de subsistance afin d'indemniser les personnes et/ou communautés touchées et offrir d'autres formes d'assistance qui répondent aux objectifs de cette norme de performance.
- Porter une attention particulière aux groupes vulnérables de la société en accord avec les normes internationales.
- Soutenir la participation pleine et effective des femmes à tous les niveaux de prise de décision.
- Développer les opportunités d'emploi pour les femmes et la représentation féminine dans la direction.
- Établir des partenariats avec des établissements d'enseignement pour développer l'intérêt des femmes pour l'enseignement des STEM - sciences, technologie, ingénierie et mathématiques - afin d'autonomiser les femmes dans l'industrie pétrolière et gazière.
- Dans le cas où les activités pétrolières pourraient affecter des groupes indigènes, adopter la norme NES7.
- Mener un engagement communautaire spécifique avec les peuples autochtones / indigènes, conformément à la Déclaration des Nations Unies sur les droits des peuples autochtones et à la convention de l'OIT.
- Respecter les normes internationales du droit humain dans toutes les activités pétrolières.
- Intégrer les notions de respect des droits de l'homme dans les évaluations d'impact.
- Évaluer et prévenir les impacts des inégalités dans la planification des projets, en utilisant les évaluations d'impact socio-économiques et sur les droits humains pour identifier les moyens de prévenir les risques et impacts accrus sur les groupes marginalisés.

Concernant les mesures d'amélioration visées par des actions gouvernementales :

- S'associer avec des sociétés pétrolières et gazières internationales et nationales pour anticiper et atténuer les impacts négatifs, par exemple, par le biais de campagnes d'information publique sur des sujets pertinents.
- Promouvoir une approche coordonnée pour plus de durabilité entre les sociétés pétrolières et gazières, le gouvernement et les ONG, comme le groupe de travail sur les carburants et les produits de l'IPIECA.

5.9.3 Santé

5.9.3.1 Impacts potentiels

Les impacts des activités E&P sur la santé, y compris les sources d'impacts et les sources cumulées d'impacts, sont présentés dans le Tableau 5-132.

Tableau 5-132 Impacts sur la Santé

Indicateur d'impact	Sources d'impacts (Activités)	Sources d'impact cumulées
Augmentation de la population atteinte de maladies du système cardiovasculaire, de maladies du système respiratoire, de cancers et de handicaps attribuables au secteur pétrolier et gazier	✓ Effets aéroportés sur la santé dus aux émissions de toutes les activités du secteur pétrolier et gazier ✓ Amélioration des conditions de vie ✓ Effets sur la santé liés aux rejets de fluides et de déblais de forage et à l'eau produite et aux rejets de HC lors d'événements accidentels	✓ Impacts cumulatifs d'autres secteurs/activités (sources, émissions et rejets atmosphériques)

5.9.3.2 Principales mesures de contrôle existantes

- Conformité à la Norme internationale visant les Lignes directrices de l'Organisation mondiale de la Santé (OMS) sur la qualité de l'air - mise à jour mondiale 2005 ;
- Conformité aux directives de l'Organisation mondiale de la Santé (OMS) sur la qualité de l'air pour l'Europe, Deuxième édition (2000) ;
- Convention internationale sur le droit civil pour les dommages de pollution des hydrocarbures, Bruxelles ;
- Convention Internationale de 1969 sur la responsabilité civile pour les dommages dus à la pollution par les hydrocarbures (CLC 69) ;
- Convention Internationale sur l'Intervention en haute mer en cas d'accident maritime ou pouvant entraîner une pollution par les hydrocarbures.

5.9.3.3 Évaluation des impacts

Les activités individuelles du secteur pétrolier et gazier auront, à différentes phases, des impacts négatifs sur la santé publique, principalement à cause de :

- Effets sur la santé dus aux émissions atmosphériques de toutes les activités du secteur pétrolier et gazier
- Effets sur la santé d'origine hydrique et liés à la chaîne alimentaire dus à la mauvaise gestion de fluides et de déblais de forage et d'eau de production et aux rejets de HC lors d'événements accidentels.

Les deux impacts peuvent être traités en utilisant les principes des MTD, grâce aux mesures d'atténuation suivantes :

- Les émissions atmosphériques des activités pétrolières doivent être minimisées conformément aux principes des MTD.

- Si des options de rejet sont sélectionnées, le niveau de traitement le plus élevé (MTD) avant rejet doit être assuré et des études écotoxicologiques doivent être menées dans le cadre d'études d'EIE selon des méthodes et des normes internationalement reconnues.

Des impacts importants sur la santé peuvent également être liés à des situations accidentelles. Les émissions atmosphériques, en particulier lors d'événements accidentels tels que les éruptions, peuvent causer des problèmes de santé indésirables tels que des troubles pulmonaires et cardiaques, des cancers, de l'asthme et des problèmes de reproduction. Les effets aigus sur la santé de l'évaporation des composants volatils de l'huile peuvent inclure des maux de tête, des nausées, des vomissements, une irritation des yeux, une aggravation des symptômes d'asthme, une irritation des voies respiratoires supérieures, des vertiges, des douleurs dans les jambes et le dos et des troubles psychologiques. Les déversements peuvent également avoir des effets psychosociaux dans les communautés où ils se produisent. Outre les impacts directs, les aliments, les approvisionnements en eau, le sol, etc. peuvent être contaminés à la suite d'un déversement.

Ces impacts pourraient être atténués par les mesures de contrôle existantes. Comme indiqué précédemment, l'importance des impacts d'événements accidentels dépend de nombreux facteurs, notamment le volume et le type d'hydrocarbures déversés. Les opérateurs sont tenus de suivre toutes les normes de santé et de sécurité afin de prévenir les événements accidentels, ainsi que d'assurer un environnement de travail sûr pour les employés.

L'ampleur de l'impact, la sensibilité des récepteurs et l'évaluation de l'importance de l'impact de chacun des impacts identifiés sur la santé pendant les différents scénarios E&P avant et après la mise en place de mesures d'atténuation supplémentaires sont résumées dans le Tableau 5-133.

Tableau 5-133 Évaluation de l'importance des impacts sur la santé

Principaux impacts	Scénario	Direction	Évaluation de l'ampleur des impacts/La probabilité[18] / Sensibilité des récepteurs	Évaluation de l'importance avec mesures de contrôle prévues	Évaluation de l'ampleur des impacts/La probabilité / Sensibilité des récepteurs	Évaluation de l'importance avec les mesures de contrôle prévues et les mesures d'atténuation supplémentaires proposées
Amélioration des conditions de vie	S1	+	Aucun impact		Aucun impact	
	S2	+	Probable	Bénéfique	Probable	Bénéfique
	S3-S4-S5-S6	+	Certaine	Bénéfique	Certaine	Bénéfique
Effets aéroportés sur la santé dus aux émissions atmosphériques des de toutes les activités du secteur pétrolier et gazier	S1	-	• Nature préjudiciable • Etendue Local (1) • De court-terme (1) • Peu Fréquent (1) • Certain (3) • Nature réversible (1) **Ampleur : Mineur (7)** **Sensibilité : Elevée**	**Modéré**	• Nature préjudiciable • Etendue Local (1) • De court-terme (1) • Peu Fréquent (1) • Probable (2) • Nature réversible (1) **Ampleur : Mineur (6)** **Sensibilité : Elevée**	**Modéré**
	S2	-	• Nature préjudiciable • Etendue Local (1) • De court-terme (1) • Peu Fréquent (1) • Certain (3) • Nature réversible (1) **Ampleur : Mineur (7)** **Sensibilité : Elevée**	**Modéré**	• Nature préjudiciable • Etendue Local (1) • De court-terme (1) • Peu Fréquent (1) • Probable (2) • Nature réversible (1) **Ampleur : Mineur (6)** **Sensibilité : Elevée**	**Modéré**
	S3-S4-S5-S6	-	• Nature préjudiciable • Etendue Local (1) • De long-terme (1) • Peu Fréquent (1) • Certain (3) • Nature réversible (1) **Ampleur : Modérée (8)** **Sensibilité : Elevée**	**Majeur**	• Nature préjudiciable • Etendue Local (1) • De long-terme (1) • Peu Fréquent (1) • Probable (2) • Nature réversible (1) **Ampleur : Mineur (7)** **Sensibilité : Elevée**	**Modéré**

[18] La probabilité est mentionnée pour les impacts positifs

Principaux impacts	Scénario	Direction	Évaluation de l'ampleur des impacts/La probabilité[18] Sensibilité des récepteurs	Évaluation de l'importance avec mesures de contrôle prévues	Évaluation de l'ampleur des impacts/La probabilité Sensibilité des récepteurs	Évaluation de l'importance avec les mesures de contrôle prévues et les mesures d'atténuation supplémentaires proposées
Effets sur la santé liés à l'eau et à la chaîne alimentaire dus aux rejets de fluides et de déblais de forage et à l'eau produite et aux rejets de HC lors d'événements accidentels	S1	-	• Nature préjudiciable • Etendue Local (1) • De court-terme (1) • Peu Fréquent (1) • Probable (2) • Nature réversible (1) **Ampleur : Mineur (6)** **Sensibilité : Elevée**	**Modéré**	• Nature préjudiciable • Etendue Local (1) • De court-terme (1) • Peu Fréquent (1) • Peu Probable (1) • Nature réversible (1) **Ampleur : Négligéable (5)** **Sensibilité : Elevée**	**Mineur**
	S2	-	• Nature préjudiciable • Etendue Local (1) • De long-terme (2) • Peu Fréquent (1) • Probable (2) • Nature réversible (1) **Ampleur : Mineur (7)** **Sensibilité : Elevée**	**Modéré**	• Nature préjudiciable • Etendue Local (1) • De long-terme (2) • Peu Fréquent (1) • Peu Probable (1) • Nature réversible (1) **Ampleur : Mineur (6)** **Sensibilité : Elevée**	**Modéré**
	S3-S4-S5-S6	-	• Nature préjudiciable • Etendue Local (1) • De long-terme (2) • Fréquent (2) • Probable (2) • Nature réversible (1) **Ampleur : Modéré (8)** **Sensibilité : Elevée**	**Majeur**	• Nature préjudiciable • Etendue Local (1) • De long-terme (2) • Peu Fréquent (1) • Peu Probable (1) • Nature réversible (1) **Ampleur : Mineur (6)** **Sensibilité : Elevée**	**Modéré**

5.9.3.4 Mesures d'atténuation proposées

L'évaluation des impacts résiduels tient compte des mesures d'atténuation/amélioration supplémentaires proposées suivantes :

- Les émissions atmosphériques des activités pétrolières et gazières doivent être minimisées conformément aux principes des MTD.
- Prévenir et atténuer les effets sur la santé des émissions atmosphériques et des rejets d'effluents.
- Si des options de rejet sont sélectionnées, le niveau de traitement le plus élevé (MTD) avant rejet doit être assuré et des études écotoxicologiques doivent être menées dans le cadre d'études d'EIE selon des méthodes et des normes internationalement reconnues.
- Les exploitants pourraient contribuer financièrement à un programme de surveillance indépendant axé sur les concentrations de produits chimiques dans les poissons comestibles et les tissus d'invertébrés pour appuyer les avis de santé humaine.
- Renforcer les capacités et capacités opérationnelles.
- Organisez des formations et des exercices, par exemple des exercices d'intervention en cas de catastrophe, afin que toute l'équipe soit prête à travailler ensemble en cas de déversement.
- Effectuer des évaluations des risques professionnels, gérer les risques en concevant des installations sûres, préparer et mettre en œuvre des politiques de sécurité et des formations, fournir des équipements de protection individuelle.
- S'assurer que l'équipement et les processus essentiels à la sécurité sont en place et opérationnels avant le début des activités.
- Veiller à ce que le secteur de la santé soit en mesure de s'adapter aux conditions de santé liées au secteur (telles que les impacts psychologiques ou mentaux dus à un travail soutenu à l'étranger, les maladies infectieuses, les maladies non transmissibles, etc.) et élaborer et mettre en œuvre des stratégies de prévention et d'intervention
- Concevoir des programmes de prestations pour améliorer l'accès aux services préventifs.
- Veiller à ce qu'un système de surveillance de la santé solide soit maintenu pour surveiller les impacts possibles sur la santé du secteur au fur et à mesure de son développement et permettre la prise de mesures correctives en temps opportun, par exemple en effectuant des évaluations d'impact sur la santé et en préparant des plans d'action santé pour les employés et les communautés avoisinantes.

Concernant les mesures d'amélioration visées par des actions gouvernementales :

- Renforcer les systèmes de santé publique afin qu'ils puissent répondre aux risques sanitaires et aux épidémies potentiellement exacerbés par le développement de projets pétroliers et gaziers.

5.9.4 Éducation

5.9.4.1 Impacts potentiels

Les impacts des activités E&P sur l'éducation, y compris les sources d'impacts et les sources cumulées d'impacts, sont indiqués dans le Tableau 5-134.

Tableau 5-134 Impacts sur l'éducation

Indicateur d'impact	Sources d'impacts (Activités)	Sources d'impact cumulées
Diplômés ayant des compétences spécifiques dans l'industrie pétrolière et gazière formés et employés	✓ Le besoin accru d'une main-d'œuvre suffisamment qualifiée ✓ Attente irréaliste du grand public envers le secteur et production de masse subséquente d'une main-d'œuvre hautement qualifiée, qui restera au chômage en raison des besoins limités du secteur	✓ Le développement du secteur pétrolier et gazier stimulera la croissance économique du pays, augmentant encore le besoin de main-d'œuvre suffisamment qualifiée par d'autres secteurs en développement

5.9.4.2 Principales mesures de contrôle existantes

- Loi 97-17 et les décrets connexes (du n° 1249 à 1261) de 2006 - Code du Travail ;
- Convention sur la protection des droits des Travailleurs Migrants et les membres de leurs familles ;
- Conformité aux exigences des Normes Environnementales et Sociales NES n° 4 visant la santé et sécurité des populations.

5.9.4.3 Évaluation des impacts

Le développement d'un nouveau secteur entraîne toujours un besoin accru de main-d'œuvre suffisamment éduquée et qualifiée et augmente par la suite la demande de profils spéciaux fournis par le secteur de l'éducation.

Cela peut être bénéfique pour toutes les parties concernées tant que le secteur de l'éducation est en mesure de former suffisamment d'étudiants pour répondre à la demande du secteur pétrolier et gazier (particulièrement pertinent pour les scénarios 3 à 6). Si ce n'est pas le cas, les lacunes doivent être comblées par une main-d'œuvre étrangère dûment formée et qualifiée – ce qui n'est clairement pas une option privilégiée.

D'autre part, une menace importante vient des attentes irréalistes du grand public et de l'admission non coordonnée aux programmes éducatifs pertinents pour le secteur. Cela peut conduire à une production massive de main-d'œuvre hautement spécialisée par le secteur de l'éducation, qui ne peut pas être employée en raison des besoins limités du secteur pétrolier et gazier en développement et créer par la suite des problèmes sociaux et du marché du travail.

Dans le cas du scénario 2 et surtout des scénarios 3 à 6, la demande de main-d'œuvre augmentera au fil du temps (conformément au rythme de développement du secteur). Du point de vue de l'éducation, cela signifie que les autorités responsables ont suffisamment de temps pour préparer une stratégie liée au développement de tous les programmes éducatifs spécifiques au secteur concerné.

L'ampleur de l'impact, la sensibilité des récepteurs et l'évaluation de l'importance de l'impact de chacun des impacts identifiés sur l'éducation pendant les différents scénarios E&P avant et après la mise en place de mesures d'atténuation supplémentaires sont résumées dans le Tableau 5-135.

Tableau 5-135 Évaluation de l'Importance des Impacts sur l'Education

Principaux impacts	Scénario	Direction	Évaluation de l'ampleur des impacts/La probabilité[19] / Sensibilité des récepteurs	Évaluation de l'importance avec mesures de contrôle prévues	Évaluation de l'ampleur des impacts /La probabilité / Sensibilité des récepteurs	Évaluation de l'importance avec les mesures de contrôle prévues et les mesures d'atténuation supplémentaires proposées
Besoin accru de main-d'œuvre hautement scolarisée et qualifiée	S1	+	Probable	Bénéfique	Certaine	Bénéfique
	S2	+	Probable	Bénéfique	Certaine	Bénéfique
	S3-S4-S5-S6	+	Certaine	Bénéfique	Certaine	Bénéfique
Production massive de main-d'œuvre hautement qualifiée, qui restera au chômage en raison des besoins limités du secteur	S1	-	• Nature préjudiciable • Etendue Local (1) • De court-terme (1) • Peu Fréquent (1) • Probable (2) • Nature réversible (1) **Ampleur : Mineur (6)** **Sensibilité : Moyenne**	**Mineur**	Certaine	Bénéfique
	S2	-	• Nature préjudiciable • Etendue Local (1) • De long-terme (2) • Peu Fréquent (1) • Probable (2) • Nature réversible (1) **Ampleur : Mineur (7)** **Sensibilité : Moyenne**	**Mineur**	Certaine	Bénéfique
	S3-S4-S5-S6	-	• Nature préjudiciable • Etendue Local (1) • De long-terme (2) • Peu Fréquent (1) • Peu Probable (1) • Nature réversible (1) **Ampleur : Mineur (6)** **Sensibilité : Moyenne**	**Mineur**	Certaine	Bénéfique

[19] La probabilité est mentionnée pour les impacts positifs

5.9.4.4 Mesures d'atténuation proposées

L'évaluation des impacts résiduels tient compte des mesures d'atténuation/amélioration supplémentaires proposées suivantes :

- Afin de répondre aux attentes précises de la population en général, les autorités responsables doivent la sensibiliser sur le potentiel réel de création d'emplois du secteur.
- Les autorités responsables devraient préparer une stratégie liée au développement de programmes éducatifs spécifiques au secteur, tant du point de vue de la qualité que de la quantité d'admission, par exemple en évaluant les lacunes en matière de compétences et en investissant dans l'éducation, la formation de la main-d'œuvre et les programmes techniques pour combler les lacunes.
- Les développeurs du secteur (autorités et entreprises) peuvent coopérer avec les établissements d'enseignement pour orienter le type, le nombre et la qualité des programmes éducatifs pertinents afin d'éviter d'inonder le marché, tout en tenant compte de la possibilité de marchés régionaux et internationaux. Des programmes éducatifs supplémentaires pourraient se concentrer sur d'autres disciplines telles que l'écotoxicologie, l'évaluation des risques pour la santé humaine et les sciences halieutiques, etc.
- Les développeurs du secteur peuvent développer des programmes de bourses et/ou de stages pour les étudiants des programmes éducatifs spécifiques à un secteur.
- Établir une stratégie d'entreprise pour le contenu local (« Local content ») afin de promouvoir le développement durable conformément à la politique gouvernementale.
- Les entreprises du secteur peuvent investir dans l'éducation et la formation à l'utilisation responsable de l'énergie et à l'utilisation de nouvelles technologies pour minimiser les impacts.
- Les entreprises du secteur peuvent soutenir les efforts nationaux d'éducation et de développement des compétences.
- Développer une compréhension globale des implications du changement climatique sur les activités, y compris les risques économiques et physiques pour les infrastructures et les opérations.
- Partager les connaissances sur l'efficacité énergétique et la réduction des GES avec les entreprises de fabrication d'engrais chimiques.

Concernant les mesures d'amélioration visées par des actions gouvernementales :

- Promouvoir la mise en place d'un partage des connaissances multi-acteurs.
- Appliquer la politique de contenu local aux entreprises internationales et nationales.
- Développer les institutions grâce aux Compagnies Pétrolières Nationales.
- Développer des centres d'éducation et de formation au secteur pétrolier et gazier.

5.9.5 Patrimoine culturel et historique

5.9.5.1 Impacts potentiels

Les impacts des activités E&P sur les patrimoines culturel et historique, y compris les sources d'impacts et les sources cumulées d'impacts, sont présentés dans le Tableau 5-136.

Tableau 5-136 Impacts sur le Patrimoine Culturel

Indicateur d'impact	Sources d'impacts (Activités)	Sources d'impact cumulées
Pourcentage de sites du patrimoine culturel, historique et archéologique endommagés par les activités pétrolières et gazières	✓ Dommages physiques aux sites du patrimoine culturel, historique et archéologique offshore et onshore non découverts en raison du positionnement et de l'installation d'équipements et d'infrastructures ✓ Dommages physiques aux sites du patrimoine culturel, historique et archéologique offshore et onshore non découverts en raison des rejets de déblais de forage et les autres types de déchets ✓ Dommages aux sites du patrimoine culturel, historique et archéologique connus et non découverts dus à des situations accidentelles	✓ Impacts cumulés avec d'autres secteurs économiques opérant (par exemple, les infrastructures, la pêche, etc.) ✓ Impacts cumulés sur les mêmes sites du patrimoine culturel et archéologique connus et non découverts de différents opérateurs dans différents blocs

5.9.5.2 Mesures de contrôle existantes

- Convention du patrimoine mondial. La convention fixe les devoirs des états dans l'identification de sites potentiels, ainsi que leur rôle dans la protection et la préservation des sites

5.9.5.3 Évaluation des impacts

En phase de prospection - Les perturbations des fonds marins et des zones terrestres lors de la phase de prospection seront limitées, et parfois également liées à des situations accidentelles (ex : rupture d'équipements sismiques, etc.). Cependant, des dommages involontaires aux sites archéologiques non découverts sont possibles et s'ils se produisent, les dommages aux sites archéologiques peuvent être permanents et irréversibles.

En cas d'accidents majeurs (par exemple, naufrage d'un navire), les dommages pourraient également être le résultat de déversements d'hydrocarbures et de la pollution subséquente des sites du patrimoine culturel et archéologique.

En phase d'exploration et de production, le positionnement des installations de forage avec des systèmes d'amarrage pourrait causer des dommages aux sites archéologiques.

Les enquêtes préliminaires sur les sites du patrimoine culturel et archéologique non découverts doivent être effectuées après la sélection du site de forage (avant la préparation de l'EIE pour le plan d'exploration). Si cela est respecté, les impacts de la phase d'exploration peuvent même être considérés comme positifs, car ils contribueront à une identification et une protection accrue des sites archéologiques.

Cependant, si la mesure d'atténuation n'est pas respectée, d'autres activités - telles que le forage et le rejet de déblais et de fluides de forage (si elles sont autorisées) pourraient avoir

d'importants impacts négatifs sur les sites archéologiques non découverts. Les vibrations causées par le forage pourraient les endommager physiquement, tandis que la décharge incontrôlée des déblais pourrait les recouvrir ou les endommager physiquement.

Dans la phase d'exploration, des dommages non intentionnels aux sites archéologiques non découverts sont possibles et s'ils se produisent, les dommages aux sites archéologiques peuvent être permanents et irréversibles. Il en va de même en phase de production, où des dommages involontaires aux sites archéologiques sont possibles et s'ils se produisent, les dommages aux sites archéologiques peuvent également être permanents et irréversibles.

En cas d'accidents (par exemple déversements d'hydrocarbures, collisions, etc.), les dommages pourraient également être le résultat de déversements d'hydrocarbures et de la pollution subséquente des sites du patrimoine culturel et archéologique. De plus, les impacts sur l'archéologie côtière et le patrimoine culturel sont associés à l'étouffement et aux dommages causés par les opérations de nettoyage. C'est pourquoi il est important que ces sites soient pris en compte lors de l'élaboration des stratégies d'intervention.

L'ampleur de l'impact, la sensibilité des récepteurs et l'évaluation de l'importance de l'impact de chacun des impacts identifiés sur le patrimoine culturel pendant les différents scénarios E&P avant et après la mise en place de mesures d'atténuation supplémentaires sont résumées dans le Tableau 5-137.

Tableau 5-137 Évaluation de l'Importance des Impacts sur le Patrimoine Culturel

Principaux impacts	Scénario	Direction	Évaluation de l'ampleur des impacts/La probabilité[20] Sensibilité des récepteurs	Évaluation de l'importance avec mesures de contrôle prévues	Évaluation de l'ampleur des impacts /La probabilité Sensibilité des récepteurs	Évaluation de l'importance avec les mesures de contrôle prévues et les mesures d'atténuation supplémentaires proposées
Dommages physiques aux sites du patrimoine culturel et archéologique offshore et onshore non découverts en raison du positionnement et de l'installation d'équipements et d'infrastructures	S1	-	• Nature préjudiciable • Etendue Local (1) • De long-terme (2) • Peu Fréquent (1) • Probable (2) • Nature irréversible (2) **Ampleur : Modérée (8)** **Sensibilité : Moyenne**	**Modéré**	Certaine	Bénéfique
	S2	-	• Nature préjudiciable • Etendue Local (1) • De long-terme (2) • Peu Fréquent (1) • Probable (2) • Nature irréversible (2) **Ampleur : Modérée (8)** **Sensibilité : Moyenne**	**Modéré**	Certaine	Bénéfique
	S3-S4-S5-S6	-	• Nature préjudiciable • Etendue Local (1) • De long-terme (2) • Peu Fréquent (1) • Probable (2) • Nature irréversible (2) **Ampleur : Modérée (8)** **Sensibilité : Moyenne**	**Modéré**	Certaine	Bénéfique

[20] La probabilité est mentionnée pour les impacts positifs

Principaux impacts	Scénario	Direction	Évaluation de l'ampleur des impacts/La probabilité[20] Sensibilité des récepteurs	Évaluation de l'importance avec mesures de contrôle prévues	Évaluation de l'ampleur des impacts /La probabilité Sensibilité des récepteurs	Évaluation de l'importance avec les mesures de contrôle prévues et les mesures d'atténuation supplémentaires proposées
Dommages physiques aux sites du patrimoine culturel et archéologique offshore et onshore non découverts en raison des rejets de déblais de forage	S1	-	• Nature préjudiciable • Etendue Local (1) • De court-terme (1) • Peu Fréquent (1) • Probable (2) • Nature irréversible (2) **Ampleur : Mineur (7)** **Sensibilité : Moyenne**	**Mineur**	Aucun impact	Aucun impact
	S2	-	• Nature préjudiciable • Etendue Local (1) • De long-terme (2) • Peu Fréquent (1) • Probable (2) • Nature irréversible (2) **Ampleur : Modérée (8)** **Sensibilité : Moyenne**	**Modéré**	Aucun impact	Aucun impact
	S3-S4-S5-S6	-	• Nature préjudiciable • Etendue Local (1) • De long-terme (2) • Peu Fréquent (1) • Probable (2) • Nature irréversible (2) **Ampleur : Modérée (8)** **Sensibilité : Moyenne**	**Modéré**	Aucun impact	Aucun impact
Dommages aux sites du patrimoine culturel et archéologique connus et non découverts dus à des situations accidentelles	S1	-	• Nature préjudiciable • Etendue Local (1) • De court-terme (1) • Peu Fréquent (1) • Peu Probable (1) • Nature irréversible (2) **Ampleur : Mineur (6)** **Sensibilité : Moyenne**	**Mineur**	• Nature préjudiciable • Etendue Local (1) • De court-terme (1) • Peu Fréquent (1) • Peu Probable (1) • Nature irréversible (2) **Ampleur : Mineur (6)** **Sensibilité : Moyenne**	**Mineur**

Principaux impacts	Scénario	Direction	Évaluation de l'ampleur des impacts/La probabilité[20] Sensibilité des récepteurs	Évaluation de l'importance avec mesures de contrôle prévues	Évaluation de l'ampleur des impacts /La probabilité Sensibilité des récepteurs	Évaluation de l'importance avec les mesures de contrôle prévues et les mesures d'atténuation supplémentaires proposées
	S2	-	• Nature préjudiciable • Etendue Local (1) • De long-terme (2) • Peu Fréquent (1) • Peu Probable (1) • Nature irréversible (2) **Ampleur : Mineur (7)** **Sensibilité : Moyenne**	**Mineur**	• Nature préjudiciable • Etendue Local (1) • De long-terme (2) • Peu Fréquent (1) • Peu Probable (1) • Nature irréversible (2) **Ampleur : Mineur (7)** **Sensibilité : Moyenne**	**Mineur**
	S3-S4-S5-S6	-	• Nature préjudiciable • Etendue Local (1) • De long-terme (2) • Peu Fréquent (1) • Peu Probable (1) • Nature irréversible (2) **Ampleur : Mineur (7)** **Sensibilité : Moyenne**	**Mineur**	• Nature préjudiciable • Etendue Local (1) • De long-terme (2) • Peu Fréquent (1) • Peu Probable (1) • Nature irréversible (2) **Ampleur : Mineur (7)** **Sensibilité : Moyenne**	**Mineur**

5.9.5.4 Mesures d'atténuation proposées

L'évaluation des impacts résiduels tient compte des mesures d'atténuation/amélioration supplémentaires proposées suivantes :

- Avant d'entreprendre toute activité perturbatrice, les sites de travail doivent être inspectés par des archéologues afin d'identifier tout site archéologique. Sur la base des résultats, des zones tampons pourraient être nécessaires autour des sites identifiés. Un archéologue doit être présent lors des enquêtes sur l'environnement et les ressources naturelles.
- En cas de découvertes, la procédure formelle de protection des sites archéologiques doit être suivie.
- Prendre en considération les impacts sur le patrimoine immatériel et éviter de changer les traditions locales.
- Mettre en œuvre des processus de gestion, protection et sauvegarde du patrimoine culturel et naturel.
- Les nouveaux projets ou les agrandissements d'installations doivent être planifiés à l'avance pour réduire les impacts potentiels sur les communautés.
- Travailler avec les autorités locales et les communautés pour planifier et suivre les migrations des demandeurs d'emploi et des entrepreneurs de l'extérieur de la zone pour développer et mettre en œuvre des stratégies d'atténuation.

5.9.6 Tourisme

5.9.6.1 Impacts potentiels

Les impacts des activités E&P sur le tourisme, y compris les sources d'impacts et les sources cumulées d'impacts, sont présentés dans le Tableau5-138.

Tableau5-138 Impacts sur le Tourisme

Indicateur d'impact	Sources d'impacts (Activités)	Sources d'impact cumulées
Évolution des arrivées de touristes	✓ Le développement du secteur produira plus de visites à l'étranger ✓ Présence physique de plateformes, d'infrastructures et d'installations offshore et onshore placées à portée visuelle des zones touristiques importantes ✓ Situations accidentelles et réduction consécutive du nombre de touristes visitant le Sénégal	✓ Augmentation des avantages et des pressions du tourisme en raison de l'augmentation globale des arrivées de touristes

5.9.6.2 Principales mesures de contrôle existantes

- La Convention MARPOL pour la Prévention de la Pollution par les Navires (Annexe I: Règlements pour la prévention de la pollution par les hydrocarbures, Annexe II: Règlements pour la Lutte contre la Pollution par les Substances Liquides Nocives, Annexe III: Prévention de la Pollution par les Substances nocives Transportées par mer, Annexe IV: Prévention de la pollution par les eaux usées des navires, Annexe V: Prévention de la pollution par les déchets des navires, etc.) ;

- Convention internationale sur la préparation, la lutte et la coopération en matière de pollution par les hydrocarbures (Convention OPRC) pour lutter contre les incidents majeurs ou les menaces de pollution marine ;
- Convention Internationale sur l'Intervention en haute mer en cas d'accident maritime ou pouvant entraîner une pollution par les hydrocarbures ;
- Convention Internationale de 1969 sur la responsabilité civile pour les dommages dus à la pollution par les hydrocarbures (CLC 69).

5.9.6.3 Évaluation des impacts

Il est important que le développement de tout secteur (comme le secteur pétrolier et gazier) ouvre de nouvelles opportunités pour le secteur du tourisme, tout en protégeant le potentiel touristique Sénégalais. On s'attend souvent à ce que le développement du secteur pétrolier et gazier augmente automatiquement le nombre de visiteurs étrangers.

Les impacts positifs attendus des Scénarios 3 à 6 sont beaucoup plus élevés que ceux des Scénarios 1 et 2. Non seulement en raison du fait que le besoin de main-d'œuvre étrangère sera plus élevé, mais aussi parce que dans les Scénario 3 à 5 (avec S6 ayant un développement axer sur les champs offshore), le potentiel de développement économique global devient beaucoup plus grand. Et dans des conditions économiques aussi favorables, le Sénégal pourrait exploiter l'opportunité de renforcer son offre touristique et de lancer des campagnes dans les pays d'origine des entreprises et des travailleurs étrangers. Et en ce moment, la protection du potentiel touristique Sénégalais gagne en importance.

D'autre part, il existe deux impacts négatifs potentiels prédominants sur le tourisme :

- Dégradation des potentiels touristiques, du paysage et des agréments visuels en raison de la présence physique de plateformes, d'infrastructures et d'installations de soutien, qui pourraient être facilement davantage liées à l'urbanisation. Dans ce cas, la présence physique d'appareils de forage (temporairement), de plateformes, d'infrastructures et d'installations à terre placées à portée visuelle d'importantes zones et potentiels touristiques est préoccupante. Le niveau des impacts attendus augmente en fonction de la croissance du secteur pétrolier et gazier et des scénarios évalués. Alors que dans le scénario 1, l'impact sur le tourisme est négligeable, son importance augmente dans le scénario 2 et encore plus dans le scénario 3. L'importance de cet impact augment consécutivement pour les scénarios 4 et 5. L'impact du scénario 6 est estimé moins important sur les zones touristiques onshore puisque le scénario ne vise pas le développement de nouveaux champs onshore, mais il a toujours un impact puisque les champs offshore affect directement et indirectement les activités touristiques.
- Situations accidentelles et réduction consécutive du nombre de touristes - Le tourisme est un secteur économique très fragile, très dépendant de l'image touristique et du statut de la destination. En cas de situation accidentelle grave, l'image du pays pourrait être détruite très facilement, ce qui pourrait sérieusement mettre en danger les efforts touristiques et les affecter pour les années à venir. C'est pourquoi l'impact est le même pour les trois scénarios, et aussi la raison pour laquelle la notation ne change pas même avec toutes les mesures d'atténuation en place. Il s'agit d'un secteur

extrêmement sensible dans lequel même des informations manquantes peuvent avoir de graves conséquences.

Pour s'assurer que les secteurs du pétrole et du gaz et du tourisme peuvent coexister, il est important d'assurer une participation active des deux secteurs dans les phases d'aménagement du territoire et de planification du projet, car la grande majorité des impacts négatifs peuvent être évités.

L'ampleur de l'impact, la sensibilité des récepteurs et l'évaluation de l'importance de l'impact de chacun des impacts identifiés sur le tourisme pendant les différents scénarios E&P avant et après la mise en place de mesures d'atténuation supplémentaires sont résumées dans le Tableau 5-139.

Tableau 5-139 Évaluation de l'Importance des Impacts sur le Tourisme

Principaux impacts	Scénario	Direction	Évaluation de l'ampleur des impacts / La probabilité[21] Sensibilité des récepteurs	Évaluation de l'importance avec mesures de contrôle prévues	Évaluation de l'ampleur des impacts / La probabilité Sensibilité des récepteurs	Évaluation de l'importance avec les mesures de contrôle prévues et les mesures d'atténuation supplémentaires proposées
Augmentation du nombre de visiteurs étrangers en raison du développement du secteur	S1	+	Peu probable	Bénéfique	Peu probable	Bénéfique
	S2	+	Probable	Bénéfique	Probable	Bénéfique
	S3-S4-S5-S6	+	Probable	Bénéfique	Probable	Bénéfique
Dégradation des potentiels touristiques, paysagers et visuels en raison de la présence physique de plateformes, d'infrastructures et d'installations de soutien	S1	-	• Nature préjudiciable • Etendue Local (1) • De court-terme (1) • Peu Fréquent (1) • Certain (3) • Nature réversible (1) **Ampleur : Mineure (7)** **Sensibilité : Moyenne**	Mineur	• Nature préjudiciable • Etendue Local (1) • De court-terme (1) • Peu Fréquent (1) • Peu Probable (1) • Nature réversible (1) **Ampleur : Négligeable (5)** **Sensibilité : Moyenne**	Négligeable
	S2	-	• Nature préjudiciable • Etendue Local (1) • De court-terme (1) • Peu Fréquent (1) • Certain (3) • Nature réversible (1) **Ampleur : Mineure (7)** **Sensibilité : Moyenne**	Mineur	• Nature préjudiciable • Etendue Local (1) • De court-terme (1) • Peu Fréquent (1) • Probable (2) • Nature réversible (1) **Ampleur : Mineure (6)** **Sensibilité : Moyenne**	Mineur

[21] La probabilité est mentionnée pour les impacts positifs

Principaux impacts	Scénario	Direction	Évaluation de l'ampleur des impacts / La probabilité[21] Sensibilité des récepteurs	Évaluation de l'importance avec mesures de contrôle prévues	Évaluation de l'ampleur des impacts / La probabilité Sensibilité des récepteurs	Évaluation de l'importance avec les mesures de contrôle prévues et les mesures d'atténuation supplémentaires proposées
	S3-S4-S5-S6	-	• Nature préjudiciable • Etendue Local (1) • De long-terme (2) • Fréquent (2) • Certain (3) • Nature réversible (1) **Ampleur : Modérée (9)** **Sensibilité : Moyenne**	Modéré	• Nature préjudiciable • Etendue Local (1) • De long-terme (2) • Peu Fréquent (1) • Probable (2) • Nature réversible (1) **Ampleur : Mineure (7)** **Sensibilité : Moyenne**	Mineur
Situations accidentelles et réduction consécutive du nombre de touristes	S1	-	• Nature préjudiciable • Etendue Local (1) • De court-terme (1) • Fréquent (2) • Probable (2) • Nature réversible (1) **Ampleur : Mineure (7)** **Sensibilité : Elevée**	Modéré	• Nature préjudiciable • Etendue Local (1) • De court-terme (1) • Fréquent (2) • Peu Probable (1) • Nature réversible (1) **Ampleur : Mineure (6)** **Sensibilité : Elevée**	Modéré
	S2	-	• Nature préjudiciable • Etendue Local (1) • De court-terme (1) • Fréquent (2) • Probable (2) • Nature réversible (1) **Ampleur : Mineure (7)** **Sensibilité : Elevée**	Modéré	• Nature préjudiciable • Etendue Local (1) • De court-terme (1) • Fréquent (2) • Peu Probable (1) • Nature réversible (1) **Ampleur : Mineure (6)** **Sensibilité : Elevée**	Modéré
	S3-S4-S5-S6	-	• Nature préjudiciable • Etendue Local (1) • De long-terme (2) • Fréquent (2) • Probable (2) • Nature réversible (1) **Ampleur : Modérée (8)** **Sensibilité : Elevée**	Majeur	• Nature préjudiciable • Etendue Local (1) • De court-terme (1) • Fréquent (2) • Peu Probable (1) • Nature réversible (1) **Ampleur : Mineure (6)** **Sensibilité : Elevée**	Modéré

5.9.6.4 Mesures d'atténuation proposées

L'évaluation des impacts résiduels tient compte des mesures d'atténuation/amélioration supplémentaires proposées suivantes :

- Renforcer les capacités et capacités opérationnelles.
- Organisez des formations et des exercices, par exemple des exercices d'intervention en cas de catastrophe, afin que toute l'équipe soit prête à travailler ensemble en cas de déversement.
- Organisation et renforcement des formations afin de mettre à niveau les structures et tout le personnel existant suivant les exigences et standards du secteur.
- Surveillance des concentrations chimiques dans les tissus comestibles des poissons, des invertébrés, les poules, etc. Un programme transparent de surveillance des contaminants des produits marine et terrestre augmenterait la confiance dans les produits d'origine locale et améliorerait l'image touristique et gastronomique du Sénégal.
- Afin d'augmenter les impacts positifs, le ministère du Tourisme et d'autres agences responsables peuvent concentrer leurs campagnes de promotion du tourisme sur les pays d'origine des travailleurs étrangers.
- Plans directeurs et plans d'urbanisme détaillés à préparer lorsqu'ils ne sont pas disponibles en tant que mesure de planification durable de la croissance potentielle induite par le pétrole.
- Augmentation des capacités d'accueil dans les zones touristiques proches des projets pétroliers.

5.9.7 Paysages et agrément visuel

Les impacts des activités E&P sur les paysages et l'agrément visuel, y compris les sources d'impacts et les sources cumulées d'impacts, sont présentés dans le Tableau 5-140.

5.9.7.1 Impacts potentiels

Tableau 5-140 Impacts sur les paysages et Agrément visuel

Indicateur d'impact	Sources d'impacts (Activités)	Sources d'impact cumulées
Pourcentage de paysages classés au niveau national exposés à des impacts potentiels	✓ Présence physique d'appareils de forage, de plateformes, d'infrastructures et d'installations à terre placées à portée visuelle de zones paysagères importantes	✓ Impacts cumulés avec d'autres secteurs économiques contribuant à l'urbanisation

5.9.7.2 Principales mesures de contrôle existantes

- Le Code forestier du Sénégal distingue des espèces végétales intégralement protégées et des espèces partiellement protégées en fonction de l'ampleur des menaces qui pèsent sur elles ;

- Stratégie nationale pour les aires marines protégées (AMP) du Sénégal ;
- Loi n° 2008-43 (2008) : Code de l'Urbanisme et le décret n° 2009-1450 du 30/12/2009 ;
- Convention Relative à la Coopération en Matière de Protection et de Mise en Valeur du Milieu Marin et des Zones Côtières de la Région de l'Afrique de l'Ouest et du Centre 1981 (Convention d'Abidjan).

5.9.7.3 Évaluation des impacts

Il est important que le Sénégal protège ses paysages et ses attraits visuels, en tant que l'un des potentiels touristiques les plus reconnaissables, ainsi que son patrimoine culturel. Celles-ci peuvent être principalement affectées par la présence physique d'appareils de forage (temporairement), de plateformes, d'infrastructures et d'installations terrestres placées à portée visuelle de zones paysagères importantes. Bien sûr, le niveau des impacts attendus augmente en fonction de la croissance du secteur pétrolier conformément aux scénarios évalués. Alors que dans le cas du scénario 1, les paysages et l'agrément visuel ne sont pas un problème majeur, leur importance augmente dans le scénario 2 et encore plus dans le scénario 3, suivi du scénario 4 et 5 qui a la plus grande importance. Le scénario 6, visant le développement des champs offshore, a des impacts potentiels généralement moins importants que les scénarios 4 et 5 dépendamment de l'emplacement des champs de forage offshore ; mais le scénario 6 aura toujours besoin des infrastructures et activités connexes durant l'exploration et la production.

Il est important pendant la phase de planification de considérer les mesures suivantes :

- Opter pour « déplacer » les opérations maritimes et terrestres loin des principales zones touristiques et paysagères.
- Opter pour l'exploitation de sites industriels existants, de friches industrielles ou d'autres sites moins attractifs pour implanter des opérations à terre.
- Recherche d'alternatives techniques (types de plateformes, etc.) à moindre impact de visibilité.

Le gouvernement pourrait également opter dans les scénarios 2, 3, 4, 5 et 6 pour limiter le développement de ces industries afin de limiter leurs impacts négatifs.

L'ampleur de l'impact, la sensibilité des récepteurs et l'évaluation de l'importance de l'impact de chacun des impacts identifiés sur les paysages et l'agrément visuel pendant les différents scénarios E&P avant et après la mise en place de mesures d'atténuation supplémentaires sont résumées dans le Tableau 5-141.

Tableau 5-141 Évaluation de l'Importance des Impacts sur les Paysages et l'Agrément Visuel

Principaux impacts	Scénario	Direction	Évaluation de l'ampleur des impacts/La probabilité[22] Sensibilité des récepteurs	Évaluation de l'importance avec mesures de contrôle prévues	Évaluation de l'ampleur des impacts/La probabilité Sensibilité des récepteurs	Évaluation de l'importance avec les mesures de contrôle prévues et les mesures d'atténuation supplémentaires proposées
Dégradation du paysage et de l'agrément visuel due à la présence physique de plateformes, d'infrastructures et d'installations de soutien	S1	-	• Nature préjudiciable • Etendue Local (1) • De court-terme (1) • Peu Fréquent (1) • Certain (3) • Nature réversible (1) **Ampleur : Mineure (7)** **Sensibilité : Moyenne**	Mineur	• Nature préjudiciable • Etendue Local (1) • De court-terme (1) • Peu Fréquent (1) • Peu Probable (1) • Nature réversible (1) **Ampleur : Négligeable (5)** **Sensibilité : Moyenne**	Négligeable
	S2	-	• Nature préjudiciable • Etendue Local (1) • De long-terme (2) • Peu Fréquent (1) • Certain (3) • Nature réversible (1) **Ampleur : Modérée (8)** **Sensibilité : Moyenne**	Modéré	• Nature préjudiciable • Etendue Local (1) • De long-terme (2) • Peu Fréquent (1) • Probable (2) • Nature réversible (1) **Ampleur : Mineure (7)** **Sensibilité : Moyenne**	Mineur
	S3-S4-S5-S6	-	• Nature préjudiciable • Etendue Local (1) • De long-terme (2) • Fréquent (2) • Certain (3) • Nature réversible (1) **Ampleur : Modérée (9)** **Sensibilité : Moyenne**	Modéré	• Nature préjudiciable • Etendue Local (1) • De long-terme (2) • Fréquent (2) • Probable (2) • Nature réversible (1) **Ampleur : Mineure (7)** **Sensibilité : Moyenne**	Modéré

[22] La probabilité est mentionnée pour les impacts positifs

5.9.7.4 Mesures d'atténuation proposées

L'évaluation des impacts résiduels tient compte des mesures d'atténuation/amélioration supplémentaires proposées suivantes :

- Les plateformes de forage doivent être positionnées aussi loin que possible des principales zones touristiques et paysagères.
- Lors de la sélection d'un emplacement, la préférence doit être donnée aux sites de friches industrielles et aux zones sans/moins de valeur paysagère.
- Plans directeurs et plans d'urbanisme détaillés à préparer lorsqu'ils ne sont pas disponibles en tant que mesure de planification durable de la croissance potentielle induite par le pétrole.
- Préparer des études d'impact visuel (Landcape and Visual Impact Assessment) lors des EIE, surtout lorsque l'impact sur les paysages et les impacts visuels pourraient être importants ; ceci est surtout valable pour les développements onshore ou proches de la zone côtière.

5.9.8 Infrastructure

5.9.8.1 Impacts potentiels

Les impacts des activités E&P sur l'infrastructure, y compris les sources d'impacts et les sources cumulatives d'impacts, sont présentés dans le Tableau 5-142.

Tableau 5-142 Impacts sur les infrastructures

Indicateur d'Impact	Sources d'Impacts (Activités)	Sources d'Impact Cumulées
✓ Augmentation du nombre et de la capacité des installations de gestion des déchets dangereux ✓ Impacts sur les infrastructures sous-marines et terrestres dus aux activités pétrolières et gazières offshore et offshore ✓ Modification de la capacité des infrastructures de transport à faire face à la demande	✓ Interaction d'équipements sur le fond marin/ la terre ou enfouissement d'infrastructures existantes en raison du rejet de déblais de forage ✓ Pression accrue sur les infrastructures existantes et les services de soutien ✓ Augmentation des investissements dans les projets d'infrastructure ✓ Événements accidentels	✓ Impacts cumulés dus à la pression accrue sur les infrastructures existantes et les services de soutien en raison du développement économique global ✓ Impacts cumulés avec d'autres secteurs opérant (par exemple, infrastructures, patrimoine culturel, pêche, etc.)

5.9.8.2 Principales mesures de contrôle existantes

- Loi n° 2008-43 (2008) : Code de l'Urbanisme et le décret n° 2009-1450 du 30/12/2009.
- Décret n° 98-338 du 21 avril 1998 fixant les conditions d'exercice des activités d'importation, de stockage, de transport et de distribution des hydrocarbures.

5.9.8.3 Évaluation des impacts

Les impacts liés aux infrastructures sont similaires à ceux liés aux impacts sur l'archéologie et liés à l'interaction physique avec les équipements sur le fond marin et la terre. Ceux-ci peuvent

être évités si les corridors des infrastructures existantes sont pris en compte dans la phase de planification et si des études préliminaires du fond marin sont effectuées.

La source d'impact « Pression accrue sur les infrastructures existantes et les services de soutien » devient importante - moins dans les scénarios 1 et 2 (en raison du développement plutôt limité du secteur pétrolier), mais beaucoup plus importante dans le scénario 3, 4 et 5 où les pressions ne viendront pas seulement du secteur pétrolier, mais aussi d'autres secteurs économiques qui se développent en parallèle avec lui. Le scénario 6 quant à lui, similaire au scénario 4, ne verra pas de nouveau champs de production onshore au-delà des champs déjà existants et se focalisera sur le développement des champs offshore mais requerra les mêmes types d'infrastructures et activités connexes pendant les différentes phases d'activités du secteur DPG.

Comme décrit, le développement du secteur pétrolier permettra « d'augmenter les investissements dans les projets d'infrastructure ». De ce point de vue, le secteur pétrolier pourrait être un moteur important du développement ultérieur des infrastructures - apportant des impacts bénéfiques importants non seulement au secteur des infrastructures mais à toute la société et l'économie du pays.

Mais même en cas d'évolution aussi favorable, les scénarios 3, 4, 5 et 6 apportent des défis importants qui doivent être relevés. La question de l'amélioration des infrastructures doit être prise en compte dans le cadre de plans spatiaux ou d'autres plans sectoriels préparés à leur intention. Cela nécessitera une politique active de l'espace et des transports, un niveau élevé de coopération entre les autorités responsables, ainsi qu'un financement approprié.

En cas d'accidents, les dommages aux infrastructures existantes pourraient également être le résultat de collisions, de naufrages de navires et de divers déversements qui y sont liés, ainsi que des impacts associés à l'étouffement et aux dommages causés par les opérations de nettoyage. C'est pourquoi il est important que ces sites soient également pris en compte lors de l'élaboration des stratégies d'intervention.

L'ampleur de l'impact, la sensibilité des récepteurs et l'évaluation de l'importance de l'impact de chacun des impacts identifiés sur l'infrastructure pendant les différents scénarios E&P avant et après la mise en place de mesures d'atténuation supplémentaires sont résumées dans le Tableau 5-143.

Tableau 5-143 Évaluation de l'Importance des Impacts sur les Infrastructures

Principaux impacts	Scénario	Direction	Évaluation de l'ampleur des impacts/La probabilité[23] Sensibilité des récepteurs	Évaluation de l'importance avec mesures de contrôle prévues	Évaluation de l'ampleur des impacts/La probabilité Sensibilité des récepteurs	Évaluation de l'importance avec les mesures de contrôle prévues et les mesures d'atténuation supplémentaires proposées
Interaction d'équipements sur le fond marin et la terre ou enfouissement d'infrastructures existantes en raison du rejet de déblais de forage	S1	-	• Nature préjudiciable • Etendue Local (1) • De court-terme (1) • Peu Fréquent (1) • Probable (2) • Nature réversible (1) **Ampleur : Mineur (6)** **Sensibilité : Moyenne**	Mineur	• Nature préjudiciable • Etendue Local (1) • De court-terme (1) • Peu Fréquent (1) • Peu Probable (1) • Nature réversible (1) **Ampleur : Négligeable (5)** **Sensibilité : Moyenne**	Négligeable
	S2	-	• Nature préjudiciable • Etendue Local (1) • De long-terme (2) • Fréquent (2) • Probable (2) • Nature réversible (1) **Ampleur : Modérée (8)** **Sensibilité : Moyenne**	Modéré	• Nature préjudiciable • Etendue Local (1) • De long-terme (2) • Peu Fréquent (1) • Peu Probable (1) • Nature réversible (1) **Ampleur : Mineure (6)** **Sensibilité : Moyenne**	Mineur
	S3-S4-S5-S6	-	• Nature préjudiciable • Etendue Local (1) • De long-terme (2) • Fréquent (2) • Certain (3) • Nature réversible (1) **Ampleur : Modérée (9)** **Sensibilité : Moyenne**	Modéré	• Nature préjudiciable • Etendue Local (1) • De long-terme (2) • Peu Fréquent (1) • Probable (2) • Nature réversible (1) **Ampleur : Mineure (7)** **Sensibilité : Moyenne**	Mineur

[23] La probabilité est mentionnée pour les impacts positifs

Principaux impacts	Scénario	Direction	Évaluation de l'ampleur des impacts/La probabilité[23] Sensibilité des récepteurs	Évaluation de l'importance avec mesures de contrôle prévues	Évaluation de l'ampleur des impacts/La probabilité Sensibilité des récepteurs	Évaluation de l'importance avec les mesures de contrôle prévues et les mesures d'atténuation supplémentaires proposées
Pression accrue sur les infrastructures existantes et les services de soutien	S1	-	• Nature préjudiciable • Etendue Local (1) • De court-terme (1) • Peu Fréquent (1) • Probable (2) • Nature réversible (1) **Ampleur : Mineur (6)** **Sensibilité : Moyenne**	Mineur	• Nature préjudiciable • Etendue Local (1) • De court-terme (1) • Peu Fréquent (1) • Probable (2) • Nature réversible (1) **Ampleur : Mineure (6)** **Sensibilité : Moyenne**	Mineur
	S2	-	• Nature préjudiciable • Etendue Local (1) • De long-terme (2) • Fréquent (2) • Probable (2) • Nature réversible (1) **Ampleur : Modérée (8)** **Sensibilité : Moyenne**	Modéré	• Nature préjudiciable • Etendue Local (1) • De court-terme (1) • Peu Fréquent (1) • Probable (2) • Nature réversible (1) **Ampleur : Mineure (6)** **Sensibilité : Moyenne**	Mineur
	S3-S4-S5-S6	-	• Nature préjudiciable • Etendue Local (1) • De long-terme (2) • Continue (3) • Certain (3) • Nature réversible (1) **Ampleur : Modérée (10)** **Sensibilité : Moyenne**	Modéré	• Nature préjudiciable • Etendue Local (1) • De court-terme (1) • Fréquent (2) • Certain (3) • Nature réversible (1) **Ampleur : Modérée (8)** **Sensibilité : Moyenne**	Modéré
Augmentation des investissements dans les projets d'infrastructure	S1	+	Peu probable	Bénéfique	Peu probable	Bénéfique
	S2	+	Possible	Bénéfique	Possible	Bénéfique
	S3-S4-S5-S6	+	Certaine	Bénéfique	Certaine	Bénéfique

Principaux impacts	**Scénario**	**Direction**	**Évaluation de l'ampleur des impacts/La probabilité[23]** **Sensibilité des récepteurs**	**Évaluation de l'importance avec mesures de contrôle prévues**	**Évaluation de l'ampleur des impacts/La probabilité** **Sensibilité des récepteurs**	**Évaluation de l'importance avec les mesures de contrôle prévues et les mesures d'atténuation supplémentaires proposées**
Événements accidentels	S1	-	• Nature préjudiciable • Etendue Local (1) • De court-terme (1) • Peu Fréquent (1) • Peu Probable (1) • Nature réversible (1) **Ampleur : Négligeable (5)** **Sensibilité : Moyenne**	Négligeable	• Nature préjudiciable • Etendue Local (1) • De court-terme (1) • Peu Fréquent (1) • Peu Probable (1) • Nature réversible (1) **Ampleur : Négligeable (5)** **Sensibilité : Moyenne**	Négligeable
	S2	-	• Nature préjudiciable • Etendue Local (1) • De court-terme (1) • Peu Fréquent (1) • Probable (2) • Nature réversible (1) **Ampleur : Mineure (6)** **Sensibilité : Moyenne**	Mineur	• Nature préjudiciable • Etendue Local (1) • De court-terme (1) • Peu Fréquent (1) • Peu Probable (1) • Nature réversible (1) **Ampleur : Négligeable (5)** **Sensibilité : Moyenne**	Négligeable
	S3-S4-S5-S6	-	• Nature préjudiciable • Etendue Local (1) • De long-terme (2) • Fréquent (2) • Probable (2) • Nature réversible (1) **Ampleur : Modérée (8)** **Sensibilité : Moyenne**	Modéré	• Nature préjudiciable • Etendue Local (1) • De court-terme (1) • Peu Fréquent (1) • Peu Probable (1) • Nature réversible (1) **Ampleur : Négligeable (5)** **Sensibilité : Moyenne**	Négligeable

5.9.8.4 Mesures d'atténuation proposées

L'évaluation des impacts résiduels tient compte des mesures d'atténuation/amélioration supplémentaires proposées suivantes :

- Avant d'entreprendre toute activité perturbatrice, les sites de travail doivent être inspectés pour identifier toute infrastructure existante.
- Une partie des revenus pétroliers et gaziers doit soutenir le développement des infrastructures publiques.
- Évaluer les services d'infrastructure existants pour spécifier leur adéquation à la demande et à l'utilisation. Si de nouveaux services d'infrastructure doivent être établis, le processus de planification doit être mené en collaboration avec d'autres secteurs de la région, tels que le tourisme, afin d'optimiser l'utilisation de la nouvelle infrastructure.
- Étant donné que l'E&P pétrolière et gazière entraînera une utilisation accrue des réseaux routiers, donc plus de trafic, les bases d'approvisionnement devraient être affectées dans des zones secondaires qui ne souffrent pas déjà de problèmes de trafic majeurs. Certains projets doivent envisager des études détaillées d'évaluation du trafic.
- Améliorer les capacités technologiques et le transfert de connaissances, par exemple en octroyant des licences ou en vendant des technologies à des entreprises ou fournisseurs locaux et / ou en produisant des efforts conjoints de recherche et de développement, des coentreprises, des partenariats entre des sociétés pétrolières internationales et nationales/publiques, des échanges universitaires ou des partenariats public-privé.
- Améliorer les infrastructures et technologies existantes pour les rendre durables.
- Évaluer les opportunités potentielles d'infrastructures à usage partagé et adopter une approche participative liées à la gestion des ressources, par exemple l'eau.

Concernant les mesures d'amélioration visées par des actions gouvernementales :

- Développer des politiques conjointes eau-énergie.
- Soutenir les initiatives de protection et d'accès aux ressources en eau.
- Etudier l'implantation des futures installations pour éviter la dégradation des ressources en eau.
- Développer l'accès à l'énergie hors réseau dans les zones rurales et isolées en fournissant un accès au butane et aux énergies renouvelables (éolienne et solaire).
- Coordonner une planification rigoureuse du développement urbain et régional.
- Planifiez les futures villes avec des systèmes municipaux et résidentiels à haut rendement, des systèmes de transport public robustes, une gestion améliorée des déchets et des infrastructures intégrées.

5.9.9 Transport

5.9.9.1 Impacts potentiels

Les impacts des activités E&P sur l'expédition, y compris les sources d'impacts et les sources cumulées d'impacts, sont présentés dans le Tableau 5-144.

Tableau 5-144 Impacts sur l'Expédition

Indicateur d'impact	Sources d'impacts (Activités)	Sources d'impact cumulées
Perturbation des activités maritimes et terrestre du secteur pétrolier et gazier offshore et onshore	✓ Interférence avec les voies/routes de navigation et de transport assigné ✓ Demande accrue de services d'expédition et de soutien connexes ✓ Situations accidentelles	✓ Impacts cumulés dus à la pression accrue sur les infrastructures existantes et les services de soutien en raison du développement économique global

5.9.9.2 Principales mesures de contrôle existantes

Pas de mesures de contrôle existantes.

5.9.9.3 Évaluation des impacts

Le développement du secteur pétro-gazier avec ses zones de développement pourrait entraîner une « interférence avec les voies/routes de navigation et de transport assignées ». En particulier en cas de découvertes importantes d'hydrocarbures et d'opérations à long terme (par exemple, l'installation de la plateforme d'exploitation), les voies/routes de navigation et de transports existants pourraient changer. L'importance et la probabilité de cet impact augmentent avec le potentiel de développement de chaque scénario - ce qui signifie une faible importance dans le scénario 1, une importance moyenne dans le scénario 2 et une importance plus élevée dans les scénarios 3, 4, 5 et 6.

Avec les activités d'exploration en cours, il y aura une augmentation de la demande de transport maritime et terrestre pour importer le matériel et l'équipement requis. Cela pourrait stimuler le développement de ce secteur et créer de nouvelles opportunités d'emploi. Cependant, ces impacts bénéfiques seront dans le cas du scénario 1 très limités, dans le cas du scénario 2 déjà visibles, mais ne deviendront très significatifs que dans les scénarios 3 à 6.

À mesure que les activités de navigation et de transport se multiplient, le risque d'incidents et de collisions augmente. Ces risques pourraient être faibles dans le scénario 1, mais dans les scénarios 2 à 6 les risques de collision avec des navires et la gravité de tout accident terrestre deviennent plus élevés. C'est pourquoi il est important que ces sites soient également pris en compte lors de l'élaboration des stratégies d'intervention.

L'ampleur de l'impact, la sensibilité des récepteurs et l'évaluation de l'importance de l'impact de chacun des impacts identifiés sur l'expédition pendant les différents scénarios d'E&P avant et après la mise en place de mesures d'atténuation supplémentaires sont résumées dans le Tableau 5-145.

Tableau 5-145 Évaluation de l'Importance des Impacts sur l'Expédition

Principaux impacts	Scénario	Direction	Évaluation de l'ampleur des impacts/La probabilité[24] Sensibilité des récepteurs	Évaluation de l'importance avec mesures de contrôle prévues	Évaluation de l'ampleur des impacts/La probabilité Sensibilité des récepteurs	Évaluation de l'importance avec les mesures de contrôle prévues et les mesures d'atténuation supplémentaires proposées
Interférence avec les voies/routes de navigation et de transportation assignées	S1	-	• Nature préjudiciable • Etendue Local (1) • De court-terme (1) • Fréquent (2) • Probable (2) • Nature réversible (1) **Ampleur : Mineur (7)** **Sensibilité : Moyenne**	Mineur	• Nature préjudiciable • Etendue Local (1) • De court-terme (1) • Peu Fréquent (1) • Probable (2) • Nature réversible (1) **Ampleur : Mineur (6)** **Sensibilité : Moyenne**	Mineur
	S2	-	• Nature préjudiciable • Etendue Local (1) • De long-terme (2) • Fréquent (2) • Probable (2) • Nature réversible (1) **Ampleur : Modérée (8)** **Sensibilité : Moyenne**	Modéré	• Nature préjudiciable • Etendue Local (1) • De long-terme (2) • Peu Fréquent (1) • Probable (2) • Nature réversible (1) **Ampleur : Modérée (7)** **Sensibilité : Moyenne**	Modéré
	S3-S4-S5-S6	-	• Nature préjudiciable • Etendue Local (1) • De long-terme (2) • Fréquent (2) • Probable (2) • Nature réversible (1) **Ampleur : Modérée (8)** **Sensibilité : Moyenne**	Modéré	• Nature préjudiciable • Etendue Local (1) • De long-terme (2) • Peu Fréquent (1) • Probable (2) • Nature réversible (1) **Ampleur : Modérée (7)** **Sensibilité : Moyenne**	Modéré
Demande accrue de services	S1	+	Peu probable	Bénéfique	Peu probable	Bénéfique
	S2	+	Probable	Bénéfique	Probable	Bénéfique

[24] La probabilité est mentionnée pour les impacts positifs

Principaux impacts	Scénario	Direction	Évaluation de l'ampleur des impacts/La probabilité[24] Sensibilité des récepteurs	Évaluation de l'importance avec mesures de contrôle prévues	Évaluation de l'ampleur des impacts/La probabilité Sensibilité des récepteurs	Évaluation de l'importance avec les mesures de contrôle prévues et les mesures d'atténuation supplémentaires proposées
d'expédition et de soutien connexes	S3-S4-S5-S6	+	Certaine	Bénéfique	Certaine	Bénéfique
Situations accidentelles et collisions	S1	-	• Nature préjudiciable • Etendue Local (1) • De court-terme (1) • Fréquent (2) • Peu Probable (1) • Nature réversible (1) **Ampleur : Mineure (6)** **Sensibilité : Moyenne**	Mineur	2 – Mineur U - peu probable	Faible - acceptable
	S2	-	• Nature préjudiciable • Etendue Local (1) • De long-terme (2) • Fréquent (2) • Probable (2) • Nature réversible (1) **Ampleur : Modérée (8)** **Sensibilité : Moyenne**	**Modéré**	• Nature préjudiciable • Etendue Local (1) • De long-terme (2) • Fréquent (2) • Peu Probable (1) • Nature réversible (1) **Ampleur : Mineur (7)** **Sensibilité : Moyenne**	**Mineur**
	S3-S4-S5-S6	-	• Nature préjudiciable • Etendue Local (1) • De long-terme (2) • Fréquent (2) • Probable (2) • Nature réversible (1) **Ampleur : Modérée (8)** **Sensibilité : Moyenne**	**Modéré**	• Nature préjudiciable • Etendue Local (1) • De long-terme (2) • Fréquent (2) • Peu Probable (1) • Nature réversible (1) **Ampleur : Mineur (7)** **Sensibilité : Moyenne**	**Mineur**

5.9.9.4 Mesures d'atténuation proposées

L'évaluation des impacts résiduels tient compte des mesures d'atténuation/amélioration supplémentaires proposées suivantes :

- Etablir un système de gestion du trafic maritime pour contrôler et surveiller tous les mouvements des navires.
- Coordination avec les agences gouvernementales concernées pour s'assurer que les développements offshore et onshore n'interfèrent pas avec les routes maritimes et terrestres.
- Promouvoir la sécurité routière.

5.10 IMPACTS PENDANT LA PHASE DE DEMANTELEMENT

Offshore

En général, le démantèlement des plateformes offshore fixes ou reposant sur le fond est perçu comme techniquement difficile, coûteux et posant un certain nombre de risques pour l'environnement et la sécurité (International Association of Oil and Gas Producers (OGP) 2003). Le déclassement d'une structure flottante, de par sa nature, serait relativement facile en comparaison, car la majorité de l'infrastructure peut simplement être déconnectée et mise à flot.

Pour les pipelines offshore, la pratique internationale la plus courante consiste à abandonner le pipeline en place. Avant l'abandon, les pipelines sont purgés jusqu'à ce que les niveaux d'hydrocarbures soient indétectables. Dans certains cas, après la purge du pipeline, le tuyau peut être récupéré comme ferraille. En général, les impacts environnementaux de l'abandon d'un pipeline en place sont minimes, par rapport à ceux de son retrait, tels que les émissions et la perturbation du fond marin et la perturbation des communautés benthiques qui recouvrent le pipeline sous-marin (Scandpower Risk Management Inc., 2004).

Divers organismes marins commencent à se développer sur les jambes de plateforme et d'autres structures sous-marines après avoir été dans la mer pendant seulement quelques mois, et la quantité d'encrassement est beaucoup plus importante après 30 à 40 ans dans la mer. Les moules, les balanes, les algues benthiques et les concombres de mer colonisent rapidement les installations, suivis des coraux mous et après quelques années des coraux durs formant des colonies. Les espèces qui colonisent une installation particulière dépendront d'un certain nombre de facteurs tels que le potentiel de recrutement, les courants, la profondeur de l'eau, la distance de la terre et la latitude. L'option de convertir les plateformes en récifs artificiels à placer dans des zones où les parties prenantes peuvent bénéficier de l'habitat du poisson introduit pourrait également être envisagée.

Encrassement marin doit être retiré de l'installation alors qu'elle est encore en mer si cela est techniquement possible. La haute mer fonctionne généralement comme un réceptacle satisfaisant où le matériau se décompose naturellement. Dans les eaux plus fermées et peu profondes, cependant, cela peut entraîner une charge excessive de matières organiques et un appauvrissement en oxygène sur le fond marin. L'élimination des matériaux sur le sol et le compostage sont une possibilité, mais entraînent souvent des problèmes d'odeurs[25].

[25]Démantèlement des installations offshore, Agence du climat et de la pollution, Oslo, 2011.

Lors des travaux de démolition à terre, il est important de protéger la santé des travailleurs et de prévenir ou de minimiser les rejets radioactifs dans l'eau, l'air et le sol. Les employés doivent utiliser des vêtements de protection appropriés pendant ce travail. Pour protéger l'environnement extérieur, il est particulièrement important d'empêcher la propagation des particules. Les particules peuvent se déposer sur la végétation ou dans l'eau, et ainsi pénétrer à divers stades de la chaîne alimentaire, où elles peuvent élever le niveau de radioactivité dans la viande et le poisson utilisés pour la consommation humaine.

Substances radioactives naturelles en tartre, les boues et autres dépôts sur les plateformes pétrolières et gazières peuvent se trouver dans de nombreuses parties différentes de l'équipement de traitement, y compris les vannes, les têtes de puits, les colonnes montantes, les séparateurs, les hydrocyclones et la tuyauterie. Ils peuvent également être présents dans les systèmes sous-marins et les canalisations reliant ces systèmes à l'installation de traitement à laquelle ils sont reliés. Il en va de même pour les plateformes de tête de puits.

Le démantèlement d'installations offshore peut poser des problèmes à la fois à la pêche et à l'industrie aquacole, y compris la pisciculture, mais de nature assez différente. Pour les pêcheries, tous les problèmes sont largement liés à la phase hauturière du démantèlement et comprennent des restrictions d'accès aux zones.

Les risques pour la réputation des produits de la pêche sur différents marchés pourraient être un problème tant pour la pêche que pour l'aquaculture. La réputation est un facteur sensible et facilement influençable dans le sens négatif. Les incidents de pollution pourraient avoir un impact majeur, en particulier au niveau local. L'expérience montre qu'il faut beaucoup de temps pour restaurer une bonne réputation. Il n'y a pas de régime particulier d'indemnisation de ce type de perte en dehors des règles d'indemnisation normales. Cette question doit donc être particulièrement prise en considération si des permis doivent être délivrés pour des zones où la pêche et l'aquaculture sont importantes, et une surveillance des concentrations de produits chimiques dans les poissons comestibles doit être effectuée.

En ce qui concerne le transport vers les installations à terre, les opérations de transport sont de courte durée et se dérouleront le long des itinéraires désignés. Tout impact négatif sur les pêcheries devrait donc être très limité. Il peut y avoir des conflits avec les intérêts de la pêche si une installation doit être maintenue au mouillage pendant un certain temps avant que les opérations de démantèlement puissent se poursuivre. L'ampleur des problèmes dépendra de la taille de la zone réglementée, de la durée des restrictions et de la position géographique.

Si des charges explosives sont utilisées pour le retrait de la plate-forme, il existe un risque d'impact sur les poissons, les mammifères marins et les tortues marines. Il est supposé que si des explosifs sont utilisés, le plan de déclassement inclura la surveillance de la présence de mammifères marins avant toute détonation sous-marine. Cette surveillance est une procédure standard de l'industrie et permettrait de prévenir les impacts potentiels des explosifs sur les mammifères marins et les tortues (Klima *et al*., 1988 ; Gitschlag *et al*., 2000).

Onshore

Les activités pétrolières et gazières onshore comprennent différentes infrastructures telles que les puits, les installations de forage, les plateformes, les pompes, les pipelines, les barges, les plateformes, les bâtiments, les tuyaux, les déblais, etc. Chacune de ces infrastructures a une utilisation, une application et des défis inhérents significatifs, après le déploiement. S'ils ne sont

pas recyclés correctement après leur utilisation, ils peuvent représenter un danger pour le personnel et l'environnement. Les principales ressources susceptibles d'être affectées sont la qualité de l'air, la qualité de l'eau et l'habitat de la faune et de la flore. Les principales considérations socio-économiques peuvent inclure les questions d'utilisation de l'espace et les modifications du panorama pendant et après les activités de déclassement. Les facteurs susceptibles d'avoir un impact sont les émissions atmosphériques, la pollution de l'eau, le bruit et l'altération de l'habitat.

En général, Les installations à terre sont mises hors service lorsque les réserves sont épuisées ou que leur production d'hydrocarbures cesse d'être rentable. Certaines parties de l'installation, notamment les structures extérieures situées sur le site du gisement de pétrole ou de gaz et le long des lignes de transport, sont traitées de façon à éliminer les hydrocarbures, les produits chimiques, les déchets et autres agents contaminants et sont enlevées. D'autres éléments, comme les conduites d'écoulement, sont souvent laissés sur place pour éviter toute perturbation de l'environnement qui résulterait de leur enlèvement. Les puits sont bouchés et abandonnés pour empêcher toute migration de fluides à l'intérieur du trou de sonde ou à la surface. Le matériel est enlevé de l'intérieur des puits et les parties perforées sont nettoyées et débarrassées de la terre, tartes et autres débris. Le puits est alors bouché. Des fluides ayant la densité requise sont placés entre les tampons pour maintenir la pression aux niveaux requis. Au cours de ce processus, des tests sont effectués pour vérifier l'intégrité et le placement des tampons. Enfin, le tronçon de cuvelage est coupé au-dessous de la surface et encapuchonné au moyen d'un tampon en béton.

Impacts sur la qualité de l'air et les changements climatiques offshore et onshore

Lorsque les réserves économiques sont épuisées, le champ pétrolier doit être démantelé de manière à garantir une perturbation environnementale minimale, conformément à un plan de déclassement qui doit être approuvé par les autorités concernées.

Les valeurs présentées dans le Tableau 5.10-1 montrent que les polluants et les GES émis dans l'atmosphère durant la phase de démantèlement sont de l'ordre de ce qui est émis durant l'exploration et bien inférieur aux valeurs estimées durant la phase de production, comme le montrent aussi les Figure 5.10-1 à Figure 5.10-7.

Tableau 5.10-1 : Emissions des polluants atmosphériques et des GES pour la phase de démantèlement

Emissions (tonnes)	CO	NOx	SO_2	COVNM	PM	CO_2	CH_4	N_2O	CO_{2eq}
Scenario 0	350	1259	1	102	102	-	-	-	51829
Scenario 1	700	2518	2	204	204	-	-	-	103658
Scenario 2	700	2518	2	204	204	-	-	-	103658
Scenario 3	1050	3777	3	306	306	-	-	-	155487
Scenario 4	1400	5036	4	408	408	-	-	-	207316
Scenario 5	1750	6295	5	510	510	-	-	-	259145
Scenario 6	700	2518	2	204	204	-	-	-	103658

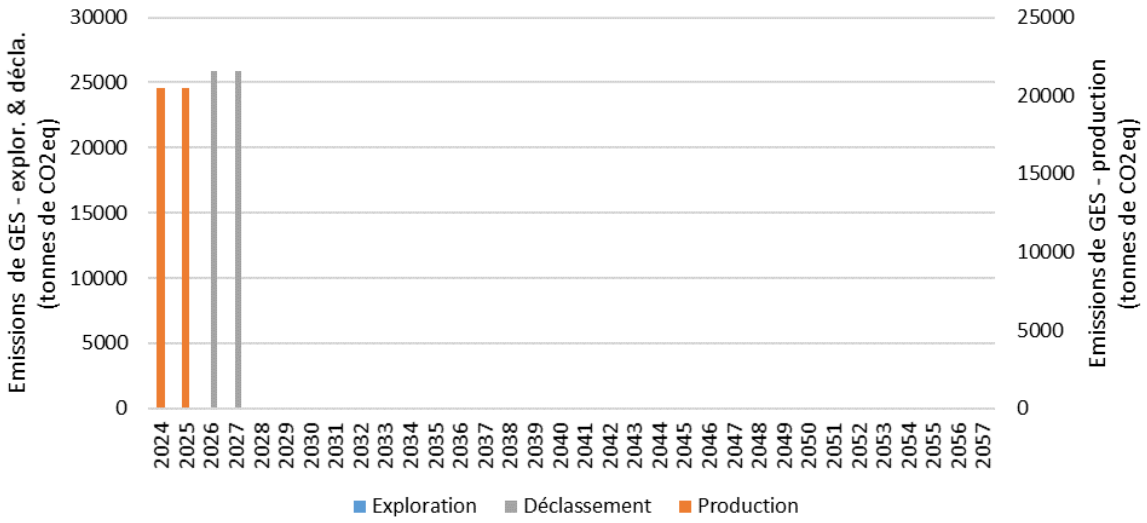


Figure 5.10-1 : Variation temporelle des émissions de GES pour le scenario 0

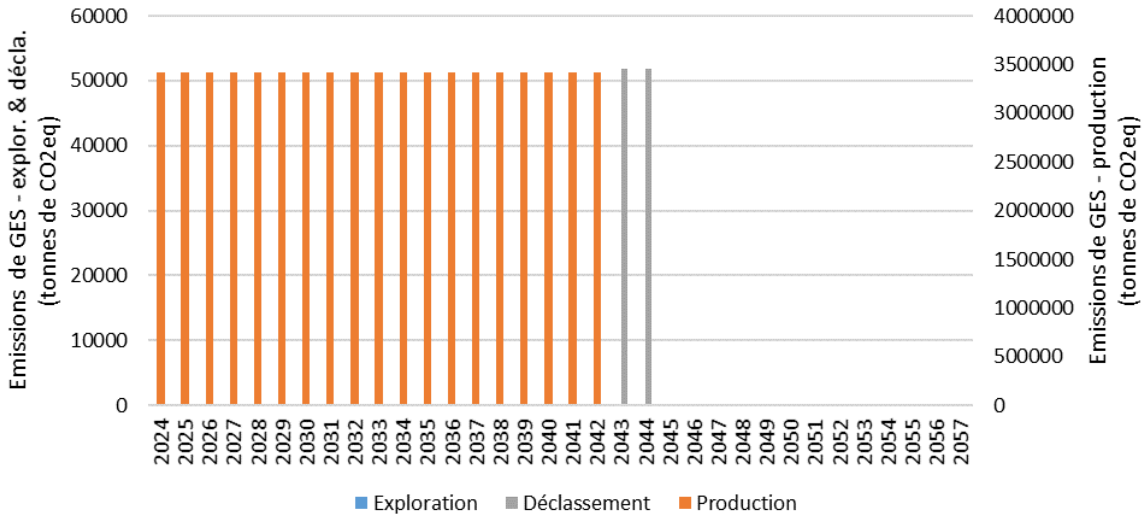


Figure 5.10-2 : Variation temporelle des émissions de GES pour le scenario 1

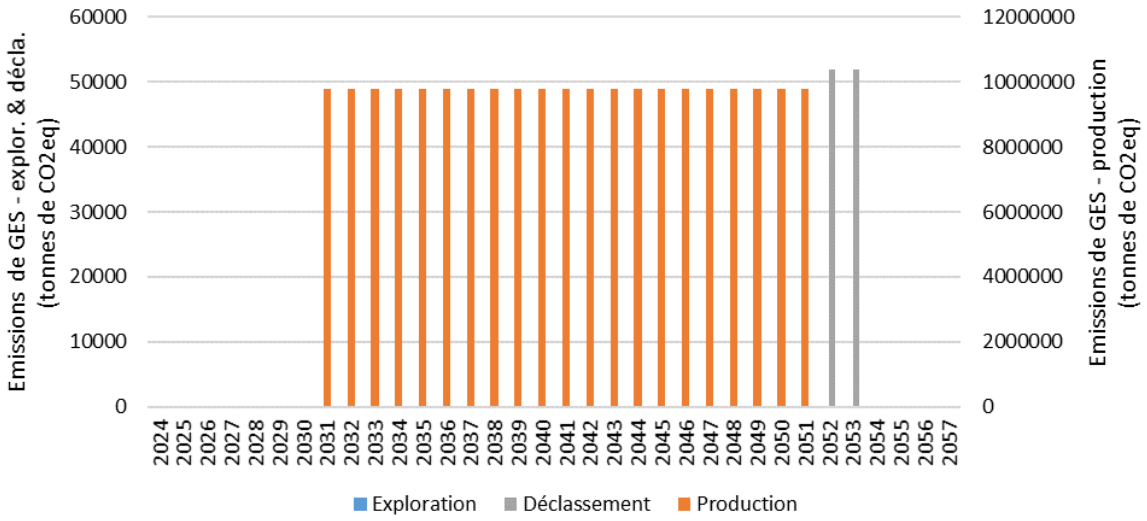


Figure 5.10-3 : Variation temporelle des émissions de GES pour le scenario 2

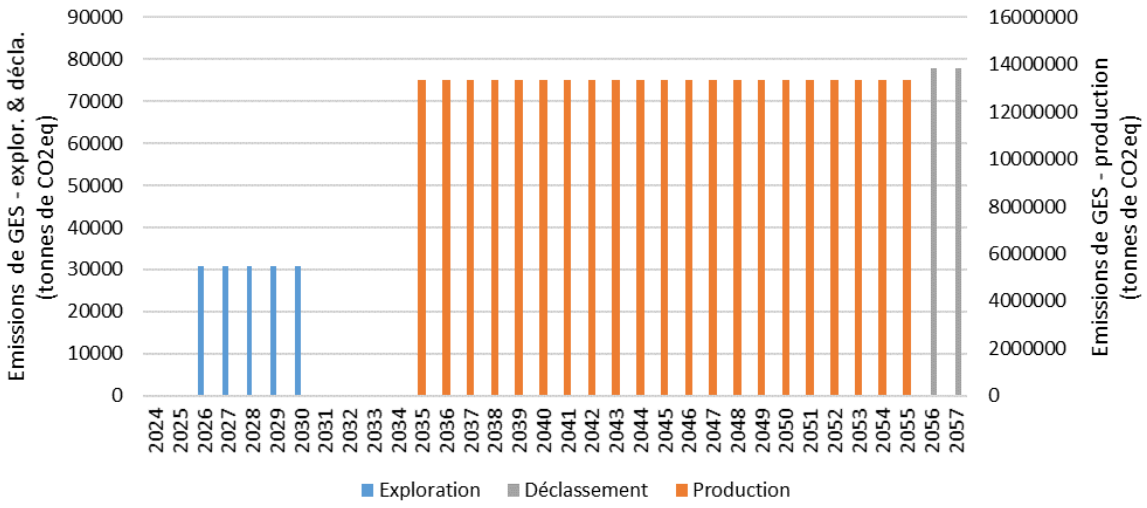


Figure 5.10-4 : Variation temporelle des émissions de GES pour le scenario 3

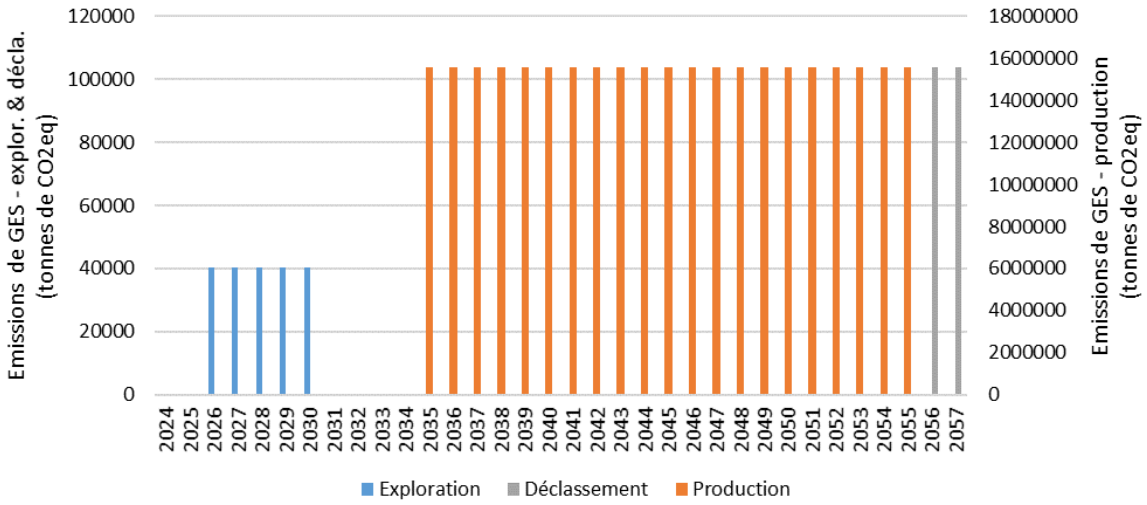


Figure 5.10-5 : Variation temporelle des émissions de GES pour le scenario 4

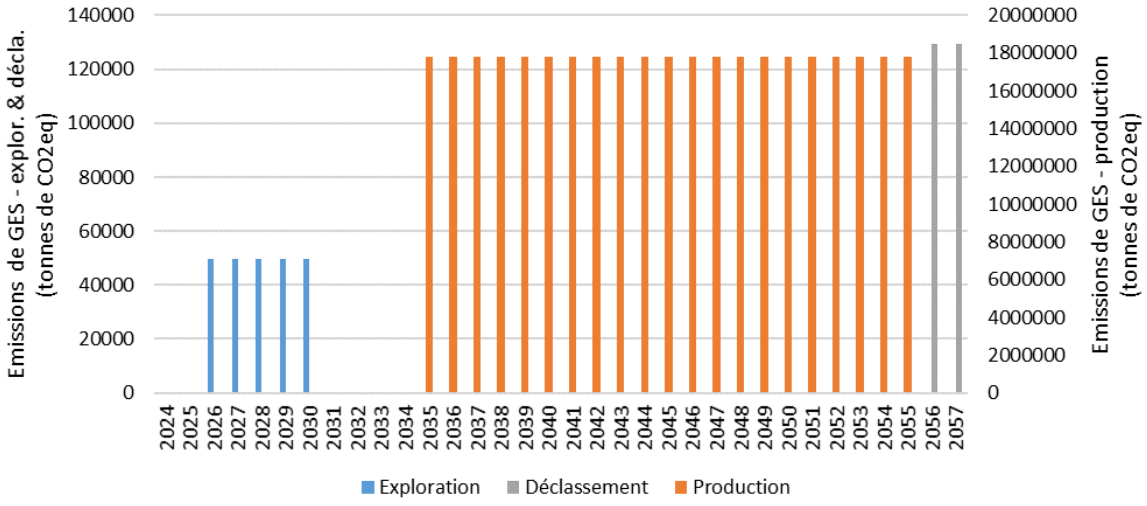


Figure 5.10-6 : Variation temporelle des émissions de GES pour le scenario 5

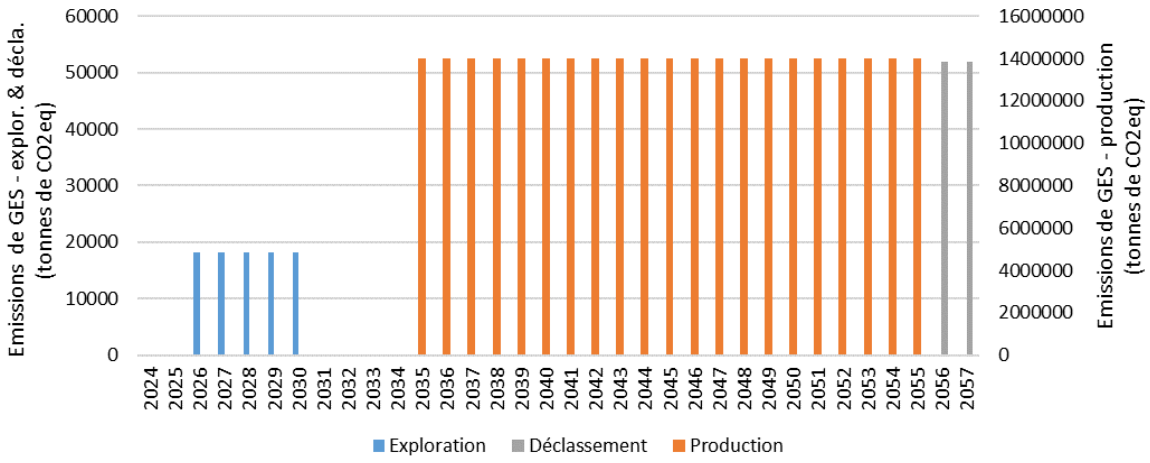


Figure 5.10-7 : Variation temporelle des émissions de GES pour le scenario 6

Mesures d'atténuation proposées

- Un plan préliminaire de déclassement/démantèlement des installations offshore doit être élaboré, qui prend en compte l'abandon des puits, l'élimination du pétrole des conduites d'écoulement, l'enlèvement des installations et le déclassement des pipelines sous-marins, ainsi que les options d'élimination de tous les équipements et matériaux. Ce plan peut être développé plus avant pendant les opérations sur le terrain et entièrement défini avant la fin de la vie sur le terrain. Le plan devrait inclure des détails sur les dispositions relatives à la mise en œuvre des activités de déclassement et les dispositions relatives à la surveillance et au suivi post-déclassement.
- Les titulaires de permis devraient être tenus de suivre les meilleures pratiques internationales pour l'enlèvement sécuritaire des structures, y compris la surveillance des mammifères marins et des tortues si des explosifs doivent être utilisés.
- Les salissures marines doivent de préférence être éliminées alors que l'installation est encore en mer. L'huile, le tartre, l'eau de structure et l'eau de ballast doivent si possible être éliminés pendant que l'installation est encore en mer. Les déchets dangereux doivent être convenablement emballés, les pipelines doivent être bouchés et de bonnes routines doivent être en place pour l'étiquetage, l'emballage et le tri des déchets.
- Les installations de démantèlement (à terre) doivent être conçues pour permettre une manipulation sûre des différents types de déchets, y compris les déchets dangereux tels que les métaux lourds et les déchets MRN, sans risque de ruissellement ou d'infiltration dans le sol. En outre, une installation de démantèlement devrait disposer d'un système de collecte efficace et d'une usine de traitement sur place pour les eaux contaminées, y compris les eaux de surface. Chaque installation doit disposer d'un programme d'échantillonnage et d'analyse pour surveiller les rejets des polluants les plus pertinents. La nécessité d'un programme de surveillance de l'environnement pour suivre les développements dans le pays bénéficiaire doit également être envisagée.

D'autres facteurs qui doivent être surveillés de près dans les installations de déclassement comprennent le bruit et les rejets dans l'air liés à la coupe des métaux et à d'autres opérations.

- Elaborer et mettre en œuvre un plan complet de restauration et de remise en état des installations onshore.
- La mise hors service doit comprendre la fermeture complète du camp de base, l'enlèvement de tous les équipements et véhicules, de l'infrastructure et des autres installations.
- Toutes les fosses à déchets et tous les réservoirs septiques doivent être fermés et entièrement remis en état.
- Remise en état de tous les sites endommagés par l'aménagement paysager, la réhabilitation in situ des sols contaminés, le remplacement de la végétation coupée et de la terre végétale, etc.
- Le déclassement doit également comprendre la restauration complète de tous les sites à leur état d'origine et l'élimination de toute structure du projet susceptible d'entraîner une déficience visuelle.
- L'utilisation de carburants à faible teneur en soufre pour la production d'énergie.
- L'utilisation de groupes électrogènes à technologie avancée émettant le moins de polluants possibles et consommant le moins de carburant possible.

5.11 IMPACTS CUMULATIFS (ACTIVITES ONSHORE ET OFFSHORE)

Les impacts cumulatifs se produisent à la suite d'un certain nombre d'activités, de rejets et d'émissions, créant potentiellement un impact significatif. Des impacts cumulatifs potentiels pourraient survenir à la suite d'impacts résultant d'activités pétrolières et gazières interagissant ou se combinant avec celles d'autres activités se déroulant au Sénégal. L'importance de tous les impacts cumulatifs indiqués ci-dessous dépend fortement des différents scénarios E&P et est plus pertinente dans le cas des scénarios 3 et 4. Les impacts cumulatifs possibles les plus importants comprennent :

- Bruit cumulé des activités sismiques et de forage avec les autres activités marines et terrestres.

  Avec une zone d'exclusion de 500 m en place autour de chaque appareil de forage, l'interaction des bruits de forage sous-marin et terrestre avec ceux générés par les autres utilisateurs de la mer et de la terre est peu susceptible de provoquer un effet cumulatif significatif, en raison de la nature transitoire et temporaire des diverses autres activités. De plus, tout autre navire/véhicule à proximité passera, et tout effet cumulatif sera de courte durée. Les mesures d'atténuation existantes et proposées présentées dans l'EESS doivent être suivies.

- Qualité de l'air

  Les autres sources d'émissions atmosphériques comprennent les navires de production d'électricité, la marine marchande et les navires de pêche, véhicules existants, etc. Les émissions de polluants atmosphériques provenant de toutes les sources offshore et onshore devraient avoir de faibles impacts locaux cumulatifs sur la qualité de l'air en raison de la nature dispersive de l'environnement offshore. Les mesures d'atténuation existantes et proposées présentées dans l'EESS doivent être suivies.

- Qualité de l'eau de mer

  Les sources de rejets en mer comprennent les rejets de routine des navires de pêche et de navigation qui doivent être conformes aux réglementations MARPOL. Les mesures d'atténuation présentées dans le rapport d'EESS doivent être suivies. En outre, la surveillance de la qualité de l'eau et de la qualité des sédiments du fond marin doit être effectuée pour s'assurer que les politiques établies sont suivies.

- Qualité du sol, l'eau de surface et l'eau souterraine

  Les sources de rejets sur terre comprennent les rejets des véhicules et équipements existants. Les mesures d'atténuation présentées dans le rapport d'EESS doivent être suivies. En outre, la surveillance de la qualité du sol, l'eau de surface et eau souterraine doit être effectuée pour s'assurer que les politiques établies sont suivies.

- Transport maritime

  Le transport maritime supplémentaire causé au cours des différentes phases des activités E&P augmente l'activité des navires au large du Sénégal qui comprend principalement la marine marchande, la pêche et la recherche scientifique marine. Tous les navires doivent utiliser des signaux appropriés conformément au droit maritime international (y compris les communications par radio, feux et drapeaux) pour avertir

les autres navires de la zone d'exclusion ; et les opérateurs de l'industrie pétrolière et gazière sont tenus de vérifier à l'avance que les activités maritimes proposées ne seront pas menées dans une zone et à un moment qui entreraient en conflit avec les opérations légitimes de navigation et de pêche, et les licences requises des autorités compétentes doivent être obtenu.

Le positionnement en surface des navires devrait être basé sur des systèmes mondiaux de navigation par satellite (Global Navigation Satellite System - GNSS) augmentés, par exemple un GPS à correction différentielle (DGPS) ou un GPS à correction d'horloge et d'orbite (également appelé SDGPS ou positionnement ponctuel précis) qui donnent généralement une précision de positionnement inférieure au mètre. Il est recommandé d'utiliser deux systèmes de positionnement en surface entièrement indépendants et de les exploiter conformément aux directives pour le positionnement du GNSS (Global Navigation Satellite System) dans l'industrie pétrolière et gazière, publiées conjointement par l'IOGP (International Oil & Gas Producers) et IMCA (Association internationale des entrepreneurs maritimes). Il décrit les bonnes pratiques pour l'utilisation des systèmes mondiaux de navigation par satellite (GNSS) dans, entre autres, les levés offshore et les activités connexes pour l'industrie pétrolière et gazière.

En outre, un système d'intervention obligatoire des navires et des services de trafic maritime doit être prévu pour la supervision et la gestion du transport maritime.

- Amélioration des conditions de vie

  Il est prévu que le développement du secteur pétrolier dans le cas des scénarios 2, 3 et 4 stimulera le développement économique global du pays, permettra de nouvelles opportunités d'emploi, réduira la pauvreté, assurera un approvisionnement électrique domestique stable, réduira le coût de l'énergie, éliminera la pollution de l'air liée à l'électricité et améliorent par la suite les conditions de vie au Sénégal.

5.12 IMPACTS TRANSFRONTALIERS POTENTIELS (ACTIVITES ONSHORE ET OFFSHORE)

Les pays qui pourraient être significativement affectés par les activités E&P au Sénégal sont principalement la Mauritanie, le Mali, la Guinée et la Guinée-Bissau. Ainsi, l'EESS recommande d'informer et de consulter ces pays par les voies officielles pour recueillir leur avis sur les mesures d'atténuation proposés et discuter des opportunités de coopération régionale.

En général, les activités suivantes ont le potentiel de causer des impacts transfrontaliers :

- Le bruit des activités sismiques sera d'ampleur limitée et de courte durée ; cependant, le bruit peut avoir des impacts sur la biodiversité marine et terrestre des pays voisins. Les détails sur les impacts du bruit des activités de prospection et les mesures d'atténuation sont présentés dans le rapport d'EESS.
- Le bruit des activités de forage pourrait affecter la faune marine et terrestre des pays voisins.
- Les déversements accidentels d'hydrocarbures/de produits chimiques sont la principale préoccupation des impacts transfrontaliers. Tout déversement d'hydrocarbures/produits chimiques susceptible d'avoir des impacts dans les eaux d'un pays voisin doit être signalé, par les voies appropriées, aux autorités compétentes.

- La possibilité d'impacts transfrontaliers d'une éruption de gaz serait spécifique au réservoir. Les émissions atmosphériques pourraient avoir des effets transfrontaliers, bien qu'ils dépendent du type et du volume de gaz rejetés dans l'atmosphère en plus du lieu de l'accident.
- Les déversements de pétrole et de condensat pourraient également affecter les pays voisins.
- Élimination des rejets des activités de forage.

Les mesures d'atténuation existantes et proposées fournies dans le rapport d'EES concernant les impacts susmentionnés doivent être mises en œuvre pour atténuer ces impacts aux niveaux national et transfrontalier.

La coopération régionale en matière d'environnement (avec des pays entretenant de bonnes relations avec le Sénégal) est nécessaire pour réduire la probabilité et atténuer les conséquences de tout impact transfrontalier éventuel. Les domaines potentiels de coopération régionale en matière d'environnement comprennent :

- Renforcer les capacités du gouvernement
- Renforcer la coordination entre les initiatives
- Coopération dans le domaine de l'intervention d'urgence et élaboration d'un plan d'urgence conjoint avec les institutions compétentes des pays voisins.
- Politiques environnementales d'intérêt commun (rejet de boues et de déblais, eau de production, protection de la biodiversité et des habitats) ;
- Communications avec les pays voisins avant de commencer les levés sismiques pour prévenir les impacts cumulatifs d'opérations simultanées ;
- Formation environnementale et partage de savoir-faire et d'expertise.

6. ANALYSE DES ALTERNATIVES

Les alternatives peuvent être définies comme différents moyens ou méthodes pour atteindre un objectif prédéfini. Les meilleures pratiques dans la préparation d'une étude d'évaluation environnementale stratégique exigent qu'une gamme raisonnable d'alternatives soit envisagée et analysée.

Les alternatives sont présentées, analysées et comparées dans cette section. Étant donné que la sélection de certaines alternatives dépend de facteurs techniques qui ne sont pas définis à ce stade, les avantages et les inconvénients des options sont fournis pour faciliter la sélection à des étapes ultérieures lorsque les données nécessaires à la sélection des options sont disponibles.

L'analyse des alternatives a pris en compte les éléments suivants :

- Technologies de forage
- Alternatives de gestion des déchets
- Options de transport, de distribution et d'exportation de gaz
- Blocs recommandés à ouvrir lors des prochains cycles de licences
- Option offshore et onshore ou seulement offshore

6.1 TECHNOLOGIES DE FORAGE

Offshore

Compte tenu des conditions d'eau profonde, les plateformes de forage offshore détaillées ci-dessous peuvent être contractées pour le forage dans les eaux Sénégalaises. Parmi les options proposées, le type de plateforme à choisir dépend toutefois fortement de plusieurs facteurs, principalement la profondeur exacte de l'eau et la profondeur de la zone ciblée, le coût, la disponibilité et les conditions météorologiques sur place.

6.1.1 Plateformes de Jambe de Tension

Les plateformes sous tension sont des plateformes offshore flottantes adaptées au forage et à la production offshore à des profondeurs d'eau comprises entre 300 et 1500 mètres. Des piliers en forme de ponton remplis d'air sont placés juste en dessous de la plateforme qui est maintenue verticalement stable par un système d'amarrage composé d'un ensemble de jambes de tension fixées au fond marin. La fondation, qui est le lien entre la plateforme et le fond marin, est généralement posée sur le fond marin et stabilisée par des pieux en béton enfoncés dans le fond marin. Il est généralement construit à terre puis remorqué jusqu'à l'emplacement défini, ce qui rend le processus d'installation un peu difficile. Bien que ce type de plateformes présente des caractéristiques de mouvement améliorées par rapport aux semi-submersibles, son système d'amarrage vertical ne fournit pas de contrôle actif de la position horizontale qui est souvent considérée comme une limitation principale.

Avantages :

- Amélioration des caractéristiques de mouvement et du contrôle vertical.

- Convient aux environnements hostiles et aux zones sujettes à la volatilité régulière des conditions océaniques.
- Niveaux d'efficacité élevés dans les zones opérationnelles en haute mer profonde.

Désavantages :

- L'installation de la plateforme elle-même peut être une opération risquée.
- La structure est sensible au poids et peut être affectée par la charge sur la plateforme.
- Impact direct sur les zones environnantes proches.

6.1.2 SPAR - Réservoir d'Ancrage à Point Unique

Le réservoir d'ancrage à point unique est un caisson flottant avec plusieurs lignes d'amarrage ou lignes d'ancrage qui relient la plateforme au fond marin. Il se compose généralement d'une longue coque cylindrique verticale en acier ou en béton entourée d'un carénage et supportant une plateforme de forage fixe maintenue au-dessus du niveau de l'eau. La structure peut s'engager pleinement dans des opérations de forage et de production dans des profondeurs d'eau allant jusqu'à 3 000 mètres. Il tire sa stabilité de son système d'amarrage et du fait que son centre de flottabilité est toujours au-dessus de son centre de gravité. SPAR est amarré au fond marin et le pont peut accueillir une plateforme de forage complète et d'autres équipements nécessaires pour différentes opérations pétrolières telles que la production, le traitement et le stockage.

Avantages :

- Fonctionne en eaux profondes jusqu'à 3 000 mètres.
- La stabilité est garantie puisque le centre de flottabilité de la structure est au-dessus du centre de gravité.
- La coque offre des mouvements contrôlés favorables par rapport à d'autres structures flottantes.
- Le processus d'installation est réversible, ce qui rend la relocalisation de la plateforme économiquement réalisable.

Désavantages :

- Peut montrer une sensibilité et un affaiblissement après une longue période de vagues affectant la flottabilité et la stabilité de la structure.
- Coûts de construction, de transport et d'installation élevés en raison de la grande taille de la structure.

6.1.3 Semi-Submersible

Une plateforme semi-submersible est une unité de forage reposant sur le fond qui dépend de l'action des vagues et des pontons pour sa flottabilité. La plateforme contenant l'équipement de forage et les autres installations nécessaires est reliée aux pontons par des colonnes en acier de construction maintenant le pont au-dessus du niveau de la mer. Juste avant le forage, les pontons sont partiellement remplis d'eau et immergés à une profondeur

prédéterminée pour assurer la stabilité. La plateforme en elle-même serait partiellement submergée mais flotterait toujours au-dessus du site de forage.

Le maintien en position est assuré par la combinaison d'un système de positionnement dynamique et de plusieurs ancres d'une dizaine de tonnes chacune. Comme ces unités flottent généralement sur l'eau, le transport de tels navires n'est pas une opération difficile. Quoi qu'il en soit, ils doivent toujours être chassés car la plupart d'entre eux ne sont pas équipés d'un système d'autopropulsion.

Avantages :

- Dommages limités aux fonds marins.
- Exploite le forage à une profondeur d'eau jusqu'à environ 3 000 mètres.
- Peut résister à des conditions sévères et à des environnements d'eau agitée.
- Peut-être positionné par des ancres et un système de positionnement dynamique offrant une grande stabilité.

Désavantages :

- Manque de capacité de charge du pont et sensibilité élevée aux changements de charge.
- Coûts d'exploitation élevés par rapport aux autres plateformes.
- Risque possible d'éjection de gaz.
- Doit être remorqué d'un endroit à un autre, ce qui peut prendre du temps.

6.1.4 Navires de Forage

Les Drill Ships sont des navires spécialement conçus pour les opérations de forage offshore en eaux profondes et ultra-profondes. Ils intègrent généralement au milieu de son pont, une plateforme de forage et un derrick en plus des autres équipements nécessaires. Caractérisés par leur facilité de mobilité, les navires de forage sont équipés de moteurs électriques intégrés aux systèmes informatiques des navires leur permettant de se propulser d'un endroit à l'autre sans dépendre d'un navire extérieur.

Lors du forage en eaux peu profondes, les navires de forage sont amarrés au fond marin pour assurer la stabilité. Dans une plus grande profondeur d'eau, les navires passeront à un système de positionnement dynamique qui dépend de propulseurs qui s'ajustent et compensent automatiquement les changements de vent et de vagues pour maintenir la stabilité du navire.

Avantages :

- Fonctionne dans les eaux ultra-profondes jusqu'à 3 800 mètres de profondeur.
- Facilement mobile car la plupart des navires de forage sont autopropulsés.
- Adopte deux systèmes de positionnement assurant sa stabilité.

Désavantages :

- Peut être affecté par les vagues, le vent et les courants pendant le forage.
- Coûts d'exploitation et de maintenance élevés.

- Niveaux sonores sous-marins élevés pouvant affecter la faune marine.
- Nécessite plus de personnel pour faire fonctionner et entretenir l'équipement que les autres plateformes.

D'un point de vue environnemental, les plateformes ancrées et amarrées ont un impact insignifiant sur les fonds marins mais produisent des niveaux de bruit sous-marin très élevés qui peuvent avoir une influence négative sur la faune marine. Bien que certains de ces impacts ne puissent être totalement évités, ils peuvent être réduits à des niveaux acceptables par des mesures d'atténuation. La sélection du type de plateforme sera alors également liée aux conditions environnementales du site qui incluent le type d'animaux/espèces marins présents, le temps de fonctionnement prévu et l'impact préoccupant qui peut être différent pour chaque bloc.

L'impact environnemental général des types d'appareils de forage mentionnés ci-dessus est résumé dans le Tableau 6-1.

Tableau 6-1 Description des Impacts Environnementaux des Différents Types d'Appareils de Forage

Type de plateforme	Profondeur d'eau	Impact environnemental
Plateforme de jambe de tension	Profondeur modérée jusqu'à 1 500 mètres	- Impact significatif sur le fond marin dû aux pieux en béton enfoncés dans le fond marin - Moins d'émissions que les plateformes positionnées dynamiquement
Plateforme SPAR	Profondeur jusqu'à 3 000 mètres	- Impact sur une petite zone du fond marin en raison d'ancres/câbles métalliques perturbant le fond marin - Moins d'émissions que les plateformes positionnées dynamiquement
Semi-submersible	Profondeur jusqu'à 3 000 mètres	- Impact limité sur les fonds marins - Niveaux de bruit sous-marin élevés
Navires de forage	Profond à ultra-profond jusqu'à 3 800 mètres	- Impact limité sur les fonds marins - Niveaux de bruit sous-marin élevés - Consommation élevée de carburant entraînant une quantité importante d'émissions

Dans l'évaluation des impacts environnementaux de différents types d'appareils de forage offshore, les types d'appareils de forage ont été combinés en deux groupes principaux en fonction des effets environnementaux similaires. Les résultats de l'évaluation basés sur la méthodologie d'évaluation d'impact adoptée dans le rapport d'EESS sont fournis dans le Tableau 6-2.

Tableau 6-2 Évaluation des Impacts Potentiels des Alternatives de Plateforme de Forage

Composant / Activité	Scénario	Qualité de l'air	Changement climatique	Sédimentation sur fond marin	Biodiversité Marine	Habitats marins sensibles
Mobilisation et positionnement à la place du navire de forage	S1					
	S2					
Plateformes de jambe de tension / SPAR	S3					

Composant / Activité	Scénario	Qualité de l'air	Changement climatique	Sédimentation sur fond marin	Biodiversité Marine	Habitats marins sensibles
	S4 S5 S6					
Mobilisation et positionnement à la place du navire de forage **Navires de forage/ plateformes semi-submersibles**	**S1**					
	S2					
	S3					
	S4 S5 S6					

Malgré la différence dans les quantités prévues d'émissions atmosphériques pour les deux groupes d'appareils de forage, les résultats globaux de l'évaluation des impacts sur la qualité de l'air et le changement climatique sont similaires, mais les impacts sur la sédimentation sur le fond marin et sur les habitats marins sensibles étaient plus importants pour les plateformes à jambes de tension et réservoir d'ancrage à point unique (SPAR).

L'alternative préférée d'un point de vue environnemental est l'utilisation de navires de forage ou de plateformes semi-submersibles.

Onshore

Les plateformes de forage offshore détaillées ci-dessous peuvent être contractées pour le forage en onshore. Parmi les options proposées, le type de plateforme à choisir dépend toutefois fortement de plusieurs facteurs, principalement la mobilité et la transportabilité, les conditions météorologiques, le coût et la disponibilité la profondeur du réservoir et la pression de formation attendue, et la capacité à traiter les quantités d'hydrocarbures attendues.

Les plateformes terrestres les plus courantes utilisent soit une plateforme conventionnelle, soit un derrick monté sur camion.

6.1.5 Plateforme Conventionnelle

L'appareil de forage conventionnel est généralement considéré comme un appareil de forage dont les principaux composants sont si volumineux qu'ils ne peuvent être transportés sur un seul plateau de camion. La profondeur de ces appareils varie d'environ 1 829 à 10 668 mètres. L'appareil de forage conventionnel est généralement exploité 24 heures par jour. Les appareils de forage conventionnels sont les plus grands appareils disponibles pour le forage.

6.1.6 L'appareil de Forage Portable

Est généralement considéré comme une unité montée sur un camion. La plateforme du camion contient le derrick, les dispositifs de tirage et les pompes à boue. L'un des principaux avantages de l'appareil de forage portable est qu'il permet de réduire les temps de montage et de démontage ainsi que les besoins de location de camions. Les appareils de forage portables sont fréquemment utilisés dans les opérations de reconditionnement et lors de

forages à des profondeurs d'environ 10 000 pieds. Ces appareils peuvent être utilisés 8, 12 ou 24 heures par jour. Les unités portables pour le forage sont généralement limitées à des travaux légers. Le cas échéant, il s'agit généralement de l'appareil le plus rentable.

Étant donné que la plupart des puits forés dans le monde sont moins profonds que 2 438 -3 048 mètres, l'appareil de forage portable joue un rôle important dans les opérations de forage.

Bien que l'aspect économique à court terme puisse suggérer l'utilisation d'un appareil de forage portable au lieu d'un appareil de forage conventionnel plus grand et plus coûteux, l'appareil plus grand peut s'avérer plus économique à long terme si des problèmes de forage se présentent.

6.2 ALTERNATIVES DE GESTION DES DECHETS

Les principaux flux de déchets susceptibles d'être générés pendant les phases d'exploration, de production et de déclassement qui sont pris en compte dans l'évaluation comprennent :

1. Fluides de forage et déblais à base d'eau
2. Fluides de forage et déblais à base de pétrole/synthétique
3. Eau produite
4. Déchets MRN
5. Déchets de cimentation

6.2.1 Types de Déchets

6.2.1.1 Fluides de forage à base d'eau

Bien que les fluides de forage à base d'eau aient un composant en phase liquide aqueuse, ce qui les rend moins nocifs s'ils sont rejetés dans l'environnement aquatique par rapport aux fluides de forage à base d'huile ou synthétiques, ils contiennent une large gamme de produits chimiques et d'additifs qui sont utilisés pour fournir caractéristiques souhaitées aux fluides de forage. Ceux-ci comprennent les matériaux de pesage, les viscosifiants, les dispersants, les réducteurs de filtrat, les lubrifiants pour outils de coupe, les émulsifiants, les inhibiteurs de corrosion et les inhibiteurs de tartre, pour n'en citer que quelques-uns. Par conséquent, bien que les boues à base d'eau (WBM) aient la réputation d'être respectueuses de l'environnement, une telle déclaration nécessite normalement une confirmation via des tests de toxicité et similaires si ces fluides doivent être rejetés dans l'environnement marin après utilisation.

6.2.1.2 Déblais de forage à base d'eau

Les déblais de forage à base d'eau sont les solides qui restent après la séparation des fluides de forage. La composition des déblais de forage serait fonction à la fois des constituants des fluides de forage et des formations géologiques à travers lesquelles le puits a été foré. Les préoccupations environnementales associées au rejet des déblais de forage à base d'eau sont liées au niveau de toxicité de ses constituants et à la possibilité de matières radioactives naturelles (MRN) dans les déblais.

6.2.1.3 Fluides de forage à base d'huile et à base synthétique

Les fluides de forage à base d'huile et à base synthétique ont un composant en phase liquide non aqueuse, ce qui les rend potentiellement plus nocifs que les fluides de forage à base d'eau s'ils sont rejetés dans l'environnement aquatique. Des restrictions strictes (y compris l'interdiction de rejet) liées au rejet de ces fluides en mer sont généralement appliquées par la plupart des régulateurs.

6.2.1.4 Déblais de forage à base d'huile et synthétiques

Les déblais de forage à base d'huile et de synthèse sont les solides qui restent après la séparation des fluides de forage. La composition des déblais de forage serait fonction à la fois des constituants des fluides de forage et des formations géologiques à travers lesquelles le puits a été foré. Les préoccupations environnementales associées au rejet de déblais de forage à base d'huile et de synthèse sont liées au niveau de toxicité de ses constituants, en particulier compte tenu du type non aqueux de sa phase liquide et de la possibilité de MRN dans les déblais.

6.2.1.5 Eau de production et eau de production hypersaline

Les réservoirs de pétrole et de gaz contiennent de l'« eau de formation » qui se produit naturellement dans les pores de la formation et apparaît généralement à la surface pendant la production sous la forme d'un mélange de pétrole, de gaz et d'eau. L'eau restante du processus de séparation est appelée « eau produite ». La quantité d'eau de formation naturelle dans les réservoirs de gaz est généralement inférieure à celle des champs pétrolifères. Cependant, le volume d'eau produite est généralement le plus grand flux de déchets généré par les champs de pétrole et de gaz pendant la production.

Les principales préoccupations associées à l'eau produite sont la salinité, la teneur en pétrole et la MRN de la formation (alors que la MRN est principalement liée aux matières solides en suspension). Dans certains endroits, la salinité de l'eau produite pourrait être considérablement plus élevée et, dans certaines conditions, l'eau produite pourrait être hypersaline.

6.2.1.6 Déchets MRN

Les matières radioactives naturelles (MRN) en tant que déchets sont généralement générées pendant la production, mais dans certaines circonstances également pendant l'exploration et s'accumulent généralement dans l'équipement de l'usine et les composants de l'industrie pétrolière et gazière. Ces déchets dangereux MRN (également considérés comme des marchandises dangereuses) doivent être gérés de manière à ne pas affecter la santé humaine et l'environnement. Les principaux radio-isotopes préoccupants dans l'industrie pétrolière et gazière sont liés à la série de désintégration Uranium-Radium (238U) et à la série de désintégration Thorium (232Th), mais également au Potassium-40 (40K) et à la série Uranium-Actinium (235U). En particulier, leurs nucléides fils (descendants) sont présents dans les formations souterraines à partir desquelles des hydrocarbures sont produits et peuvent être mobilisés dans les phases fluides de la formation.

- Calamines, pellicules et dépôts dans les équipements d'exploration et de production

- Boues et sédiments d'hydrocarbures provenant des activités de nettoyage et de raclage des installations pétrolières
- « Poussière noire » provenant des activités de nettoyage des gazoducs de transition contenant du mercure et du plomb-210 (^{210}Pb)
- L'eau produite pourrait également présenter des niveaux relativement élevés de MRN

Il existe une grande variété de MRN solides et de boues différentes qui pourraient être générées, ce qui nécessite généralement des méthodes de traitement différentes individuellement, ce qui pose un défi aux opérateurs et aux gouvernements sur la meilleure façon de résoudre ce problème de gestion des déchets.

6.2.1.7 Déchets de cimentation

Les déchets de cimentation sont générés par les activités de cimentation et comprennent généralement l'eau de lavage, l'eau de mélange, les fluides supplémentaires et la pâte de ciment. Les quantités résiduelles après la fin des activités de cimentation doivent être éliminées.

6.2.2 Évaluation des impacts

L'évaluation des impacts environnementaux des différentes alternatives pour la gestion des fluides et déblais de forage et des déchets de cimentation en phase d'exploration et pour la gestion des fluides et déblais de forage, de l'eau produite, des déchets MRN et des déchets de cimentation en phase de production est présentée dans le Tableau 6-3 et le Tableau 6-4 respectivement. Il convient de noter que les impacts des alternatives d'élimination des déchets tiennent compte des impacts opérationnels (c'est-à-dire en excluant les impacts de la construction).

Tableau 6-3 Évaluation des Impacts Potentiels des Alternatives de Gestion des Déchets Pendant la Phase d'Exploration (Offshore et Onshore)

Composant / Activité	Scénario	Qualité de l'air	Changement climatique	Qualité de l'eau de mer/ eaux de surface et eaux	Sédimentation sur fond marin	Qualité des sédiments	Biodiversité (Marine ou terrestre)	Habitats sensibles
OFFSHORE								
Décharge de déblais et de fluides de forage								
• Élimination à terre	S1							
	S2							
	S3 à S6							
• Rejet de déblais et de fluides de forage à base d'eau dans la mer sur le plateau/la pente continentale	S1							
	S2							
	S3 à S6							
• Rejet de déblais et de fluides de forage à base d'eau dans la mer en haute mer	S1							
	S2							
	S3 à S6							
• Rejet de déblais et de fluides de forage à base de pétrole/synthétique dans la mer	S1							
	S2							
	S3 à S6							

Composant / Activité	Scénario	Qualité de l'air	Changement climatique	Qualité de l'eau de mer/ eaux de surface et eaux	Sédimentation sur fond marin	Qualité des sédiments	Biodiversité (Marine ou terrestre)	Habitats sensibles
sur le plateau/la pente continentale								
• Rejet de déblais et de fluides de forage à base de pétrole/synthétique dans la mer en haute mer	**S1**							
	S2							
	S3 à S6							
• Exporter des déchets	**S1**							
	S2							
	S3 à S6							
Déchets de cimentation								
• Navire à terre pour traitement/réutilisation/élimination	**S1**							
	S2							
	S3 à S6							
• Rejet à la mer sur le plateau/la pente continentale	**S1**							
	S2							
	S3 à S6							
• Rejet à la mer en haute mer	**S1**							
	S2							
	S3 à S6							
• Exportation	**S1**							
	S2							
	S3 à S6							
• Réinjection	**S2**							
	S3 à S6							
ONSHORE								
Décharge de déblais et de fluides de forage								
• Traitement/Élimination à terre	**S1**							
	S2							
	S3 à S6							
• Exporter des déchets	**S1**							
	S2							
	S3 à S6							
Déchets de cimentation								
• Traitement/réutilisation/élimination	**S1**							
	S2							
	S3 à S6							
• Exportation	**S1**							
	S2							
	S3 à S6							
• Réinjection	**S2**							
	S3 à S6							

Tableau 6-4 Évaluation des impacts potentiels des alternatives de gestion des déchets pendant la phase de production

Composant / Activité	Scénario	Qualité de l'air	Changement climatique	Qualité de l'eau de mer/ eaux de	Sédimentation sur fond marin	Qualité des sédiments	Biodiversité (Marine ou terrestre)	Habitats sensibles	Écologie terrestre et habitats côtiers
OFFSHORE									
Décharge de déblais et de fluides de forage									
• Navire à terre et élimination	**S2**								
	S3 à S6								
• Réinjection	**S2**								
	S3 à S6								
• Rejet de déblais et de fluides de forage à base d'eau dans la mer sur le plateau/la pente continentale	**S2**								
	S3 à S6								
• Rejet de déblais et de fluides de forage à base d'eau dans la mer en haute mer	**S2**								
	S3 à S6								
• Rejet de déblais et de fluides de forage à base de pétrole/synthétique dans la mer sur le plateau/la pente continentale	**S2**								
	S3 à S6								
• Rejet de déblais et de fluides de forage à base de pétrole/synthétique dans la mer en haute mer	**S2**								
	S3 à S6								
• Exporter	**S2**								
	S3 à S6								
Rejet de l'eau produite									
• Rejet à la mer	**S2**								
	S3 à S6								
• Réinjection	**S2**								
	S3 à S6								
Décharge de déchets MRN									
• Navire à terre et élimination des déchets MRN	**S2**								
	S3 à S6								
• Exportation	**S2**								
	S3 à S6								
• Réinjection	**S2**								
	S3 à S6								
Déchets de cimentation									
• Navire à terre pour traitement/réutilisation/éliminatio n	**S2**								
	S3 à S6								
• Réinjection	**S2**								
	S3 à S6								
• Rejet à la mer sur le plateau/la pente continentale	**S2**								
	S3 à S6								
• Rejet à la mer en haute mer	**S2**								
	S3 à S6								

Composant / Activité	Scénario	Qualité de l'air	Changement climatique	Qualité de l'eau de mer/ eaux de	Sédimentation sur fond marin	Qualité des sédiments	Biodiversité (Marine ou terrestre)	Habitats sensibles	Écologie terrestre et habitats côtiers
• Exportation	**S2**								
	S3 à S6								
ONSHORE									
Décharge de déblais et de fluides de forage									
Stockage/traitement/élimination	**S2**								
	S3 à S6								
Réinjection	**S2**								
	S3 à S6								
Exporter	**S2**								
	S3 à S6								
Rejet de l'eau produite									
Rejet à terre	**S2**								
	S3 à S6								
Réinjection	**S2**								
	S3 à S6								
Décharge de déchets MRN									
Navire à terre et élimination des déchets MRN	**S2**								
	S3 à S6								
Exportation	**S2**								
	S3 à S6								
Réinjection	**S2**								
	S3 à S6								
Déchets de cimentation									
• Traitement/réutilisation/élimination	**S2**								
	S3 à S6								
• Réinjection	**S2**								
	S3 à S6								
• Exportation	**S2**								
	S3 à S6								

6.2.2.1 *Alternatives de gestion des déchets de boue et de déblais de forage*

Les options analysées pour l'élimination des déchets de boue et de déblais de forage pour les activités offshore sont :

1. Exporter
2. Navire à terre pour traitement et élimination
3. Injection
4. Rejet en mer (sur le plateau/pente continental ou en haute mer)

Les options analysées pour l'élimination des déchets de boue et de déblais de forage pour les activités onshore sont :

1. Exporter
2. Traitement / Elimination à terre
3. Injection

6.2.2.1.1 Rejet à la mer (Offshore)

Bien que le rejet de fluides et déblais de forage à base d'eau soit moins problématique que les fluides et déblais de forage à base de pétrole, leur rejet est souvent soumis à des exigences de permis strictes. La principale préoccupation concerne la toxicité des constituants des fluides sur les organismes marins, mais également les solides en suspension qui pourraient se fixer à la boue et causer des perturbations physiques au milieu marin.

Sur la base des résultats de l'évaluation des impacts présentés dans les deux tableaux précédents, le rejet de fluides de forage et de déblais à base d'eau et à base d'huile/synthétique pendant le forage d'exploration et de développement devrait avoir des impacts environnementaux significatifs sur la totalité ou la plupart des composants environnementaux suivants : qualité, sédimentation sur le fond marin, qualité des sédiments, biodiversité marine et habitats marins sensibles. L'importance des impacts attendus est plus élevée en raison du rejet de fluides de forage et de déblais à base de pétrole/synthétique et du rejet dans la zone du talus continental.

Bien que cette option ait le coût d'élimination le moins élevé et n'ait pas besoin d'infrastructures ou de terrain, c'est l'option qui a les impacts environnementaux les plus importants et à la moindre valeur dans le pays, car elle ne nécessitera probablement aucun service de la part de fournisseurs et ne mène pas à l'emploi de personnel, il nécessite également des efforts considérables de la part de l'organisme de réglementation pour garantir la conformité des rejets aux conditions du permis et il est susceptible de se heurter à la forte opposition du public.

6.2.2.1.2 Réinjection (Offshore et Onshore)

La réinjection des fluides de forage et des déblais ne serait disponible que lors des forages de développement. Une telle option n'est pas disponible pendant la phase d'exploration.

La réinjection de fluides de forage à base d'eau ou à base d'huile/synthétique et de déblais générés pendant le forage de développement est susceptible d'avoir les impacts environnementaux les moins importants parmi d'autres options, ces impacts sont principalement liés à la biodiversité et à l'emplacement de la réinjection.

6.2.2.1.3 Options d'exportation (Offshore et Onshore)

L'option d'exportation des déblais et des fluides de forage est susceptible d'avoir le moins d'impacts environnementaux sur l'environnement, qui sont principalement liés aux émissions atmosphériques. Il est également susceptible d'avoir le plus haut niveau d'acceptabilité publique parmi la population. Cependant, cela conduirait à une très faible valeur dans le pays, car des services ou des produits d'origine limités seraient nécessaires et c'est l'alternative la plus coûteuse.

6.2.2.1.4 Expédier à terre pour traitement/élimination (Offshore)

L'expédition de déblais de forage et de fluides pour le traitement à terre devrait avoir des impacts limités sur l'environnement marin qui sont principalement causés par le mouvement

des navires de transport (impacts sur la qualité de l'air, les GES et les collisions) en plus des impacts sur l'écologie terrestre.

Cette option conduirait à la valeur la plus élevée dans le pays parmi les options avec au moins une partie des investissements nécessaires pour établir de telles installations (qu'elles soient flottantes à des fins de dragage ou fixes à des fins de construction) mises en œuvre par des entrepreneurs ; l'exploitation de ces installations pourrait également employer du personnel Sénégalais.

Cependant, cette option ne sera probablement pas disponible pendant la phase d'exploration (du moins pas avant qu'une découverte commerciale ne soit faite), à moins que les opérateurs ne soient disposés à investir eux-mêmes dans des installations de traitement temporaires ; l'emplacement des sites d'enfouissement pour l'élimination ultime pourrait également être un défi; la minimisation des besoins en décharge devrait toujours être un objectif étant donné la disponibilité limitée de terres pour la décharge. Cela pourrait également conduire à une certaine opposition publique, car la population locale pourrait percevoir que les déchets pétroliers et gaziers offshore sont amenés à terre pour traitement et représentent donc un fardeau supplémentaire pour la gestion des déchets ; une stratégie de communication claire serait nécessaire pour informer avec précision la population et atténuer les risques d'opposition publique.

6.2.2.1.5 Traitement/élimination a terre (Onshore)

Le traitement à terre devrait avoir des impacts sur l'écologie terrestre.

Cette option conduirait à la valeur la plus élevée dans le pays parmi les options avec au moins une partie des investissements nécessaires pour établir de telles installations (qu'elles soient flottantes à des fins de dragage ou fixes à des fins de construction) mises en œuvre par des entrepreneurs ; l'exploitation de ces installations pourrait également employer du personnel Sénégalais.

6.2.2.2 *Eau produite*

Les options analysées pour le traitement et l'élimination de l'eau produite pour les activités offshore sont :

- Injection en mer ;
- Rejet en mer (rejet direct après traitement avancé de récupération des constituants versus traitement strictement pour atteindre les conditions de rejet).

Les options analysées pour le traitement et l'élimination de l'eau produite pour les activités onshore sont :

- Injection ;
- Rejet à terre.

6.2.2.2.1 Réinjection (Onshore et Offshore)

La réinjection est généralement la solution la plus adoptée pour l'élimination de l'eau produite surtout en mer car elle a les impacts environnementaux les plus faibles qui ne sont liés qu'aux impacts sur la biodiversité à l'emplacement de la réinjection.

Cependant, cette option est soumise à la faisabilité technique et à la disponibilité de réservoirs à des fins d'injection.

6.2.2.2.2 Rejet à la mer (Offshore)

Les rejets dans la mer devraient avoir des impacts environnementaux importants sur la qualité de l'eau de mer, la qualité des sédiments, et la biodiversité marine, et risquent de faire face à une forte opposition du public. Il a également la moindre valeur dans le pays, car il est peu probable qu'il requière des services de la part de fournisseurs et n'entraînerait pas l'emploi de personnel et il nécessite des efforts de l'organisme de réglementation pour garantir la conformité de la décharge aux conditions d'autorisation. Cependant, c'est l'option avec le moindre coût d'élimination et n'a pas besoin d'infrastructure ou de terrain, il n'y a pas de transfert de déchets et est facilement disponible pour la mise en œuvre.

6.2.2.2.3 Rejet à terre (Onshore)

Cette option devrait avoir des impacts environnementaux importants sur la qualité les eaux de surface, les eaux souterraines et le sol, et la biodiversité terrestre, et risquent de faire face à une forte opposition du public.

6.2.2.3 *Déchets MRN*

Les options analysées pour le traitement et l'élimination des déchets MRN pour les activités offshore sont :

- Exporter
- Expédier à terre pour stockage/traitement/élimination
- Injection
- Rejet en mer

Les options analysées pour le traitement et l'élimination des déchets MRN pour les activités onshore sont :

- Exporter
- Stockage/traitement/élimination
- Injection

6.2.2.3.1 Exporter (Onshore et Offshore)

- Conformément à la Convention de Bâle, l'exportation de déchets radioactifs n'est pas autorisée. Cette option n'est donc pas considérée comme possible.
- Conformément à la Convention sur l'interdiction de l'importation en Afrique et le contrôle des mouvements transfrontaliers et la gestion des déchets dangereux en Afrique (Bamako, 1991 – entrée en vigueur 1998) (Signée en 1994).

6.2.2.3.2 Stockage/traitement/élimination à terre (Onshore et Offshore)

Il est courant que les déchets MRN soient manipulés dans des installations spécialisées qui respectent les normes internationales, y compris la distance des récepteurs, et d'autres critères pour minimiser l'exposition des personnes à la radioactivité. Un centre de traitement MRN peut être composé de divers composants, selon les types de déchets MRN. Ces composants

peuvent comprendre des décharges spécialisées, le détartrage d'équipements contaminés par des MRN et le traitement du tartre éliminé par stabilisation/solidification ou traitement thermique, traitement mécanique par broyage/broyage du tartre et du sable produit suivi d'une injection souterraine.

Les principaux avantages de ces installations de manutention des MRN à terre sont d'avoir de faibles impacts environnementaux si elles sont correctement situées et conçues et d'avoir une valeur élevée dans le pays.

6.2.2.3.3 Réinjection (Offshore et Onshore)

La réinjection est l'une des méthodes de gestion ayant comme principaux avantages d'avoir les impacts environnementaux les plus faibles parmi les différentes options et de minimiser l'exposition des personnes à ces types de déchets radioactifs. Cependant, cette option est soumise à la faisabilité technique et à la présence de l'expertise du personnel et à la disponibilité de réservoirs aux fins de réinjection ou d'injection.

6.2.2.3.4 Rejet à la mer (Offshore)

Le rejet en mer répondant aux normes internationales est l'option stratégique avec le moindre coût d'élimination, n'a pas d'exigences en matière d'infrastructure ou de terrain, il n'y a pas de transfert de déchets et est facilement disponible pour la mise en œuvre ; cependant, est susceptible d'avoir des impacts significatifs sur l'environnement et la santé marins et nécessite des efforts considérables de la part de l'organisme de réglementation pour garantir le respect des conditions d'autorisation, en outre, il est susceptible de faire face à une forte opposition publique.

6.2.2.4 Alternatives de gestion des déchets de cimentation

Les options analysées pour l'élimination des déchets de cimentation pour les activités offshore sont :

1. Exporter
2. Navire à terre pour traitement/réutilisation/élimination
3. Injection
4. Rejet en mer (sur le plateau/pente continental ou en haute mer)

Les options analysées pour l'élimination des déchets de cimentation pour les activités onshore sont :

1. Exporter
2. Traitement/réutilisation/élimination
3. Injection

6.2.2.4.1 Rejet à la mer (Offshore)

Deux principales options de rejet en mer ont été analysées. La première considère que les déchets de cimentation ont été traités et traités en mer pour finalement être stabilisés et

solidifiés. Les blocs stabilisés ainsi obtenus sont ensuite déposés en mer (de manière contrôlée, c'est-à-dire en sélectionnant les sites de dépôt des blocs en fonction de leur sensibilité écologique).

L'élimination des déchets de cimentation stabilisés/solidifiés dans le milieu marin offre les avantages suivants :

- Il est susceptible d'avoir de faibles impacts sur le milieu marin ; il pourrait même avoir des impacts positifs puisque les blocs stabilisés pourraient agir comme des récifs artificiels pour les organismes marins
- Il n'a pas d'exigences en matière d'infrastructure ou de terrain, il n'y a pas de transfert de déchets
- Les coûts sont probablement abordables
- Il est susceptible d'obtenir moins d'opposition publique que le rejet direct en mer ; cela pourrait être une option acceptable pour le public si elle est correctement communiquée

Cependant, cette option nécessite des efforts considérables de la part du régulateur pour garantir le respect des conditions d'autorisation (qu'en fait les déchets de cimentation aient été stabilisés et non rejetés directement dans la mer et qu'ils ne soient pas éliminés dans une zone écologiquement sensible).

L'élimination des déchets de cimentation après prétraitement mécanique des déchets aqueux directement dans le milieu marin offre les avantages suivants :

- C'est l'option avec le moindre coût d'élimination
- Il n'a pas besoin d'infrastructures ou de terrains, il n'y a pas de transfert de déchets et est facilement disponible pour la mise en œuvre

Cependant cette option :

- Est susceptible d'avoir des impacts significatifs sur le milieu marin si les conditions du permis ne sont pas strictement respectées par les opérateurs
- A la moindre valeur dans le pays, car il est peu probable qu'il nécessite des services de la part de fournisseurs et n'entraînerait pas l'emploi de personnel
- Nécessite un effort important de la part du régulateur pour assurer la conformité du rejet aux conditions du permis
- Est susceptible de faire face à la plus grande opposition publique

6.2.2.4.2 Réinjection (Onshore et Offshore)

La réinjection des déchets de cimentation ne serait disponible que lors des forages de développement. Une telle option n'est pas disponible pendant la phase d'exploration. Compte tenu de l'analyse, il n'est pas recommandé de ramener les déchets pour réinjection à terre compte tenu des risques environnementaux (en particulier les risques de pollution des eaux souterraines), de la complexité pour le régulateur de surveiller la conformité, des coûts associés et des risques élevés d'opposition publique.

La réinjection des déchets de cimentation générés lors du forage de développement avec d'autres déchets (car ils ne pourraient pas être réinjectés seuls) est susceptible d'avoir de faibles impacts environnementaux, susceptible d'être accepté par la population avec peu ou pas d'opposition et pourrait être abordable dans le cadre d'un plan d'aménagement d'un champ. Toutefois, cette option est soumise à la faisabilité technique et à la disponibilité de réservoirs à des fins d'injection.

6.2.2.4.3 Options d'exportation (Onshore et Offshore)

L'exportation de déchets de cimentation entraînerait le moins d'impacts sur l'environnement lorsqu'ils sont exportés directement, il est susceptible d'avoir le plus haut niveau d'acceptabilité publique parmi la population, et malgré le coût relativement élevé par tonne, le coût total serait acceptable.

Cependant, l'exportation de déchets de cimentation conduirait à une très faible valeur dans le pays car des services ou des produits limités d'origine Sénégalaise seraient nécessaires.

6.2.2.4.4 Expédier à terre pour traitement/élimination (Offshore)

L'expédition des déchets de cimentation pour la mise en décharge directe n'est pas recommandée en raison de l'opposition publique attendue. Il est préférable d'interdire la mise en décharge comme option d'élimination ultime, même pour les résidus.

6.2.2.4.5 Traitement/élimination (Onshore)

Le traitement est préféré pour les déchets de cimentation onshore puisque la zone nécessaire pour le stockage suivie de la stabilisation/solidification des résidus et de l'élimination des blocs solidifiés à de faibles impacts environnementaux (pourrait également avoir des impacts bénéfiques de l'effet de récif artificiel) et conduirait à la valeur la plus élevée dans le pays.

6.2.3 Recommandations

6.2.3.1 Fluides de forage à base d'eau

Les recommandations suivantes concernant la gestion des fluides de forage à base d'eau sont proposées :

Pendant la phase d'exploration :

1. Les opérateurs doivent démontrer qu'ils peuvent obtenir une séparation maximale des fluides de forage à base d'eau des déblais sur la base de la meilleure technologie disponible (pratique qui est répandue offshore) et d'un taux maximal de réutilisation des fluides de forage au cours d'une seule opération de forage, et si possible, les fluides de forage inutilisés sont utilisés pour le forage des puits d'exploration ultérieurs ; l'intention est de minimiser le besoin d'élimination des fluides de forage à base d'eau usés.
2. Les fluides de forage à base d'eau usés qui ne peuvent plus être réutilisés, ou dont les composants ne peuvent plus être récupérés économiquement pour être réutilisés, et en l'absence d'infrastructures appropriées pour leur traitement et leur élimination, doivent être éliminés en dehors du pays, de manière acceptable pour l'industrie et en

suivant les procédures requises pour leur transfert à l'étranger (conformément aux exigences de la Convention de Bâle).

Pendant les phases de développement et de production (la première recommandation reste valable en tout temps) :

1. Les options préférées pour l'élimination des fluides de forage à base d'eau usés pendant le forage de développement ou la production (c'est-à-dire une fois qu'une découverte commerciale a été faite) sont la réinjection en mer pour les activités offshore ou le traitement à terre pour les activités offshore et onshore toujours après la minimisation de la production de déchets.

6.2.3.2 *Déblais de forage à base d'eau*

Les recommandations suivantes concernant la gestion des déblais de forage à base d'eau sont proposées :

Pendant la phase d'exploration :

1. Les options acceptables (sous réserve des approbations environnementales nécessaires via le processus EIA ou la convention de Bâle pour l'exportation) pour la gestion et l'élimination des déblais de forage à base d'eau pour les activités offshore sont (1) le traitement des déblais de forage, la stabilisation/solidification suivie d'une élimination contrôlée en mer, (2) à terre pour traitement, récupération des résidus et élimination contrôlée en mer des résidus stabilisés, (3) expédition hors du pays pour traitement/élimination (conformément aux exigences de la Convention de Bâle). Le rejet direct des déblais de forage à base d'eau dans la mer n'est pas autorisé, sauf pour la section sans colonne montante du puits faisant l'objet d'une étude d'impact pour aider à définir des mesures d'atténuation pour minimiser les impacts sur le milieu benthique.

2. Les options acceptables (sous réserve des approbations environnementales nécessaires via le processus EIA ou la convention de Bâle pour l'exportation) pour la gestion et l'élimination des déblais de forage à base d'eau pour les activités onshore sont (1) traitement (2) expédition hors du pays pour traitement/élimination (conformément aux exigences de la Convention de Bâle). (3) Aussi, il est important de considérer la promotion de création d'industries sur le territoire sénégalais pour le traitement, la gestion et l'élimination de ces déchets comme option intéressante et pratique, amenant une réduction d'impacts environnementaux, réduction de coûts d'exportation à long termes et création d'emplois.

Pendant les phases de développement et de production :

1. Les options préférées pour l'élimination des déblais de forage à base d'eau pendant le forage de développement ou la production (c'est-à-dire une fois qu'une découverte commerciale a été faite) sont la réinjection ou le traitement (en mer ou à terre).

2. Le rejet en mer des déblais de forage à base d'eau générés lors des forages de développement n'est pas autorisé, sauf pour la section sans colonne montante du puits

faisant l'objet d'une étude d'impact pour aider à définir des mesures d'atténuation afin de minimiser les impacts sur le milieu benthique.

6.2.3.3 *Fluides de forage à base d'huile et à base synthétique*

Les recommandations suivantes concernant la gestion des fluides de forage à base d'huile et de synthèse sont proposées :

Pendant la phase d'exploration :

1. Compte tenu de la complexité de la manipulation des fluides de forage à base d'huile et synthétiques usés par opposition aux fluides de forage à base d'eau, les opérateurs doivent toujours utiliser des fluides de forage à base d'eau à moins que la sécurité du puits ne soit compromise ; le maintien de l'intégrité et de la sécurité du puits remplace les objectifs de protection de l'environnement dans ce cas ;

2. Lorsque la nécessité d'utiliser des fluides de forage à base d'huile ou de synthèse ne peut être évitée, les opérateurs doivent démontrer qu'ils peuvent réaliser une séparation maximale des fluides de forage des déblais sur la base de la meilleure technologie disponible et un taux maximal de réutilisation des fluides de forage dans un seul opération de forage et, si possible, les fluides de forage inutilisés sont utilisés pour le forage de puits d'exploration ultérieurs ; l'intention est de minimiser le besoin d'élimination des fluides de forage usés ;

3. Les fluides de forage synthétiques et à base de pétrole usés qui ne peuvent plus être réutilisés, ou dont les composants ne peuvent plus être économiquement récupérés pour être réutilisés, et en l'absence d'infrastructures appropriées pour leur traitement et leur élimination, doivent être éliminés de l'extérieur du pays, de manière acceptable pour l'industrie, et en suivant les procédures requises pour leur transfert à l'étranger (conformément aux exigences de la Convention de Bâle) ;

4. Le rejet direct de fluides de forage à base d'huile et de synthèse (non aqueux) dans la mer est strictement interdit.

Pendant les phases de développement et de production (les recommandations 1, 2 et 4 restent valables en tout temps) :

1. Les options privilégiées pour l'élimination des fluides de forage à base de pétrole ou synthétiques usés pendant le forage de développement ou la production (c'est-à-dire une fois qu'une découverte commerciale a été faite) sont la réinjection en mer (offshore) ou le traitement à terre (offshore et onshore).

6.2.3.4 *Déblais de forage à base d'huile et synthétiques*

Les recommandations suivantes concernant la gestion des déblais de forage à base d'huile et de synthèse sont proposées :

Pendant la phase d'exploration :

1. Les options acceptables (à condition que les autorisations environnementales nécessaires via le processus EIA ou la convention de Bâle pour l'exportation soient

obtenues) pour la gestion et l'élimination des déblais de forage à base de pétrole et de synthèse générés par les activités offshore sont (1) le traitement des déblais de forage, la stabilisation/solidification suivie d'une élimination contrôlée offshore, (2) navire à terre pour traitement, récupération des résidus et élimination contrôlée en mer des résidus stabilisés, (3) expédition hors du pays pour traitement/élimination (conformément aux exigences de la Convention de Bâle), (4) élimination à terre dans du sel souterrain cavernes, si disponibles et faisables. L'élimination (après traitement) des déblais de forage à base d'huile et de synthèse dans la mer n'est pas autorisée

2. Les options acceptables (à condition que les autorisations environnementales nécessaires via le processus EIA ou la convention de Bâle pour l'exportation soient obtenues) pour la gestion et l'élimination des déblais de forage à base de pétrole et de synthèse générés par les activités onshore sont (1) le traitement des déblais de forage (2) expédition hors du pays pour traitement/élimination (conformément aux exigences de la Convention de Bâle).

Pendant les phases de développement et de production :

1. Les options privilégiées pour l'élimination des déblais de forage à base de pétrole et de synthèse pendant le forage de développement ou la production (c'est-à-dire une fois qu'une découverte commerciale a été faite) sont la réinjection en mer (pour les activités offshore) ou le traitement en mer ou à terre (activités onshore et offshore).

2. L'élimination en mer des déblais de forage à base de pétrole et de synthèse générés lors du forage de développement n'est pas autorisée.

3. En règle générale, et dès qu'une découverte commerciale est faite, une installation centrale de gestion des déchets devrait être établie.

6.2.3.5 Eau produite

Les recommandations suivantes concernant la gestion de l'eau de production et de l'eau de production hypersaline sont proposées :

1. L'eau produite générée en mer ne doit pas être ramenée à terre pour être manipulée/traitée ou éliminée

2. L'option privilégiée pour le traitement de l'eau produite est la réinjection en mer ; il a également des avantages possibles en termes d'amélioration de la production

3. Les opérateurs doivent avoir mis en place des mesures d'urgence pour faire face aux scénarios de perturbation et, par exemple, dans le cas où la réinjection est la solution d'élimination de base, une installation de traitement doit également être disponible pour traiter l'eau produite selon les normes souhaitées en cas d'échec de la solution de base.

4. Dans le cas où le rejet en mer est la seule option disponible, l'eau produite traitée ne peut pas être rejetée sur le plateau continental ou le talus continental, ou à proximité de tout autre écosystème sensible.

5. L'eau produite générée à terre doit être réinjecter.

6.2.3.6 *Déchets MRN*

Les recommandations suivantes concernant la gestion des déchets MRN sont proposées :

1. Si des déchets MRN sont générés, ils doivent être traités à terre pour être stockés dans des sites approuvés par l'autorité responsable de la gestion de ces déchets

2. Le gouvernement devrait être prêt à disposer d'une installation de traitement des MRN à la pointe de la technologie, bien située et capable de stocker, de traiter et d'éliminer les déchets MRN générés par le secteur pétrolier et gazier.

3. Aa réinjection des déchets MRN dans un puits offshore et onshore est une solution acceptable lorsque cela est techniquement faisable

4. L'élimination des déchets MRN dans la mer n'est pas autorisée.

6.2.3.7 *Déchets de cimentation*

Les déclarations de politique suivantes concernant la gestion des déchets de cimentation sont proposées :

Pendant la phase d'exploration :

1. Les opérateurs doivent démontrer qu'ils ont appliqué tous les moyens lors de la conception de la campagne de forage pour minimiser la génération de déchets de cimentation ;

2. Les options acceptables (à condition que les approbations environnementales nécessaires via le processus EIE ou la convention de Bâle pour l'exportation soient obtenues) pour la gestion et l'élimination des déchets de cimentation générés par les activités offshore sont (1) le traitement à terre, de préférence à la base d'approvisionnement, la stabilisation et la solidification des résidus et l'élimination contrôlée au mer, (2) traitement en mer, stabilisation et solidification des résidus et élimination contrôlée en mer, (3) expédition hors du pays pour traitement/élimination (conformément aux exigences de la Convention de Bâle), (4) élimination à terre dans des cavernes de sel souterraines, si disponibles et faisable. L'élimination directe (après prétraitement) des déchets de cimentation dans la mer n'est pas autorisée ;

3. Les options acceptables (à condition que les approbations environnementales nécessaires via le processus EIE ou la convention de Bâle pour l'exportation soient obtenues) pour la gestion et l'élimination des déchets de cimentation générés par les activités onshore sont (1) le traitement à terre (2) réinjection, (3) expédition hors du pays pour traitement/élimination (conformément aux exigences de la Convention de Bâle).

Pendant les phases de développement et de production :

1. La réinjection des déchets de cimentation avec d'autres flux de déchets est une option acceptable pendant le développement.

6.3 OPTIONS DE TRANSPORT, DE DISTRIBUTION ET D'EXPORTATION DE GAZ

L'analyse d'impact dans le rapport d'EESS a pris en compte les alternatives suivantes pour l'exportation de gaz :

- Pipelines d'exportation
- Terminal méthanier offshore (situé sur le plateau/la pente continentale ou en haute mer)
- Terminal méthanier à terre

L'évaluation des impacts environnementaux des alternatives d'exportation de gaz mentionnées ci-dessus est présentée dans le Tableau 6-5.

Tableau 6-5 Évaluation des impacts potentiels des alternatives d'exportation de gaz

Composant / Activité	Scénario	Qualité de l'air	Changement climatique	Eau de mer	Sédimentation sur fond marin	Bruit au-dessus de l'eau	Écologie Marine	Habitats marins sensibles	Écologie terrestre	Pêche	Santé	Expédition	Paysage et agrément visuel
Exportation Via pipeline	**S3-S4-S5-S6**												
Terminal méthanier offshore sur le plateau/la pente continentale	**S3-S4-S5-S6**												
Terminal GNL offshore en haute mer	**S3-S4-S5-S6**												
Terminal méthanier à terre	**S3-S4-S5-S6**												

Comme présenté dans le tableau ci-dessus, l'option de construction et d'exploitation d'un terminal GNL à terre ou en mer devrait avoir des impacts inacceptables sur la qualité de l'air et le changement climatique par rapport aux impacts acceptables pour l'exportation de gaz via des pipelines. Les impacts sur l'environnement marin sont significatifs pour l'alternative du terminal offshore, en particulier s'il est construit sur le plateau/la pente continentale, tandis qu'un terminal GNL terrestre devrait avoir des impacts significatifs sur l'écologie terrestre et les habitats et la santé côtiers.

L'alternative préférée pour l'exportation de gaz se fait par pipelines. Il est tout de même important de reconnaitre le potentiel d'accès aux marches bien plus important offert par la technologie GNL.

6.4 BLOCS A OUVRIR LORS DU PROCHAIN CYCLE DE LICENCES

Sur la base des résultats de l'étude d'impact, et d'un point de vue environnemental et écologique, il a été fortement recommandé d'interdire les activités pétrolières (en particulier les activités de forage et de perturbation des fonds marins) sur le plateau continental et le talus continental. Dans le cas où le forage dans le talus/plateau continental est inévitable, des

études de base approfondies (y compris des évaluations écotoxicologiques détaillées) doivent être menées pour évaluer les niveaux de risque et obtenir l'approbation du ministère de l'Environnement.

En revanche, pour les activités à terre, il est recommandé d'éviter les activités nécessitant l'acquisition de terres et la réinstallation et d'utiliser des installations / sites déjà présents ou de réaménager des sites en utilisation pour prévenir/ minimiser l'ampleur des impacts potentiels. De façon générale, les impacts des développements onshore sont plus importants que les impacts des sites offshore. Il est donc recommandé de prioriser le développement de sites d'exploration offshore plutôt que des blocs onshore. En cas de nécessité pour des développements onshore, choisir de manière judicieuse les emplacements des sites d'exploration en prenant compte de tous les impacts directs, indirects et cumulatifs potentiels (voir section 6.5).

6.5 OPTION OFFSHORE ET ONSHORE OU SEULEMENT OFFSHORE

Les installations onshore sont plus accessibles que les installations offshores, du fait que le transport et l'accès par voies terrestres sont plus faciles et moins coûteuses que les par voies maritimes. Les équipements nécessaires au forage des puits onshore sont un peu plus accessibles que les puits offshore, et les dispositions nécessaires pour forer des puits à terre sont un peu plus accessibles qu'en mer.

En outre, les défis liés à l'exploration pétrolière et gazière en mer sont plus importants qu'à terre. Les projets de construction de raffineries à terre doivent tenir compte de la résistance du sol pour les fondations et des charges dues au vent, tandis qu'en mer, d'autres aspects doivent être pris en compte, notamment la charge résultant du mouvement des courants et des vagues océaniques. La conception de la raffinerie nécessite des ressources humaines et une expertise plus complexe.

Le forage onshore et offshore peuvent présenter des risques importants pour l'environnement. D'autre part, le forage onshore peut avoir un impact social plus important si l'acquisition de terres est nécessaire sans compter les risques sur les ressources en eau, le patrimoine culturel et autres.

En outre, les coûts opérationnels requis pour l'exploration en mer sont plus élevés qu'à terre. Bien que le forage en mer présente certains avantages économiques, il faut parfois des années pour qu'un site puisse installer une installation de forage au milieu de l'océan. Du point de vue du développement, les matériaux structurels utilisés dans les projets offshores ne peuvent être arbitraires. Il faut tenir compte des facteurs environnementaux marins tels que la corrosion et les défaillances causées par la croissance du biote marin. Avec le forage à terre, l'équipement peut facilement être déplacé d'un site à l'autre à l'aide de patins et d'autres ressources qui rendent les sites de forage flexibles et mobiles. Cela permet de réduire les coûts d'expédition et d'installation qui seraient autrement beaucoup plus élevés pour un projet offshore. Cependant, l'avantage d'une plateforme offshore est que la structure peut être déplacée puisque les plateformes utilisées sont des plateformes flottantes telles que le FPSO (Floating Production Storage and Offloading) de sorte qu'elle peut être réutilisée pour l'exploration dans d'autres endroits après avoir fini d'extraire le pétrole et le gaz de l'endroit où elle se trouvait.

La différence entre les activités onshore et offshores est résumé dans le Tableau 6-6.

Tableau 6-6 Différence Entre les Activités Onshore et Offshores

Aspect	Onshore	Offshore
Accessibilité	Plus accessibles	Moins accessible
Défis	Les défis liés à l'exploration pétrolière et gazière offshore sont plus importants qu'en onshore.	
Coûts opérationnels	Les coûts d'exploitation sont moins élevés	Les coûts opérationnels sont plus élevés
L'acquisition de terres	Important	Limité
Le conflit territorial	Possible, car la construction d'installations sur le terrain est nécessaire	Faible possibilité, en raison des activités en haute mer
Effets sociaux et environnementaux	Possible, en raison de l'activité terrestre, l'environnement peut être pollué.	Moins d'impacts sociaux, l'environnement peut être pollué
Maintenance	C'est plus facile et moins cher grâce à l'accès terrestre.	Plus difficile et plus coûteux parce qu'il est situé en haute mer.

On peut conclure que les activités à terre sont plus accessibles, que leurs coûts d'exploitation et de maintenance sont moins élevés et qu'elles sont moins difficiles à mettre en œuvre ; toutefois, les activités à terre et en mer peuvent toutes deux affecter l'environnement. D'autre part, les activités terrestres ont des impacts environnementaux et sociaux plus importants.

7. RECOMMANDATIONS ET CONCLUSIONS

7.1 RECOMMANDATIONS

En plus des diverses mesures d'atténuation déjà recommandées, diverses recommandations sont faites pour appuyer le développement durable du secteur pétrolier et gazier au Sénégal.

7.1.1 Politiques de développement du secteur

- ✓ **Eviter / tarder à attribuer les bloques à haute sensibilité environnementale** : Prioriser le développement des blocs offshore. Accorder une attention particulière et exiger des études plus approfondies sur le développement des blocs offshore côtiers ou des blocs à proximité de zones protégées/ sensibles. Les offres pour le développement des blocs onshore ou ceux qui incluent des aires protégées ou zones sensibles devraient avoir la priorité la moins élevée dans la mesure du possible, compte tenu que le développement onshore pose des risques et impacts plus élevés que offshore.
- ✓ **Exportation de gaz** : En règle générale, une option d'exportation de GNL doit être évitée étant donné son impact élevé sur l'empreinte carbone du Sénégal, compromettant le respect des engagements nationaux en matière de réduction des émissions de GES et n'étant pas conforme au besoin mondial d'atténuer les effets du changement climatique. L'exportation par pipeline devrait plutôt être envisagée. Si l'option GNL est une option privilégiée pour des raisons techniques ou commerciales, les émissions doivent être compensées.
- ✓ **Installations de traitement** : L'option privilégiée pour la séparation multiphase (c'est-à-dire la séparation de l'eau, du pétrole et du gaz des hydrocarbures extraits) consiste à effectuer ce traitement en mer pour les blocs offshore. Il est recommandé que ces processus ne soient pas amenés à terre ou sur le plateau continental pour éviter des impacts significatifs sur l'environnement marin, la pêche et la santé publique, en particulier compte tenu de la génération probable d'eau produite à partir de ce processus.
- ✓ **Risques liés au changement climatique** : toutes les infrastructures pétrolières doivent être sujettes à une analyse de risques liés aux changements climatiques.

7.1.2 Gouvernance environnementale

- ✓ Renforcer la capacité des autorités responsables de la gestion des impacts sur l'environnement, la société, la santé et la sécurité à mettre en œuvre les recommandations de l'EESS.
- ✓ Renforcer la capacite de la DEEC dans la révision des EIE pour le secteur pétro-gazier et dans le suivi de la mise en œuvre des PGES.
- ✓ Renforcer la capacite de la DEEC dans le domaine de la prévention des accidents majeurs dans le secteur pétrolier.
- ✓ Mettre en place au Sénégal une législation liée à la prévention des accidents majeurs.

- ✓ Renforcer la capacite de la DEEC et des parties prenantes dans la mise en œuvre des normes environnementales et sociales de la Banque Mondiale.
- ✓ Mettre à jour le plan d'action du gouvernement sur la contribution du secteur pétro-gazier aux Objectifs de Développement Durable (ODD).
- ✓ Incorporer les ODD dans les politiques et appliquer leurs indicateurs.
- ✓ Imposer le nettoyage et l'assainissement des zones qui ont été polluées par les opérations pétrolières et gazières antérieures.

Aussi, la coopération régionale est nécessaire pour réduire la probabilité et atténuer les conséquences de tout impact transfrontalier éventuel. Les domaines potentiels de coopération régionale en matière d'environnement comprennent :

- ✓ Coopération dans le domaine de l'intervention d'urgence et élaboration d'un plan d'urgence conjoint avec les institutions compétentes des pays voisins.
- ✓ Politiques environnementales d'intérêt commun (rejet de boues et de déblais, eau de production, protection de la biodiversité et des habitats).
- ✓ Communications avec les pays voisins avant de commencer les levés sismiques pour prévenir les impacts cumulatifs d'opérations simultanées.
- ✓ Formation environnementale et partage de savoir-faire et d'expertise.
- ✓ Renforcement de la collaboration des différents opérateurs (Woodside, BP, etc.) avec la DEEC pour un suivi efficace et régulier des installations conformément aux normes requises.
- ✓ Encadrement des impacts sociaux et environnementaux des projets déjà en cours, et mise en œuvre des plans de gestion socio-environnemental (PGES) de projets déjà approuvés, tel que le projet Téranga Yakar, GTA, Sangomar.

De plus, un cadre institutionnel pour la gestion des impacts et le suivi de la mise en œuvre de l'EESS et de ses recommandations devrait être instauré. Un tel cadre de suivi devrait inclure les entités et parties prenantes dont les mandats et rôles sont directement et étroitement liées aux activités du DPG et aux zones et ramifications potentielles des impacts des activités du secteur.

7.1.3 Enquêtes de base

Sur la base de l'examen et de l'analyse de base et à la lumière des lacunes identifiées compte tenu du manque de données sur l'offshore et l'onshore sénégalais, des études de base (environnementales, sociales, économiques) devraient être entreprises avant toute activité pétrolière et gazière afin de développer une compréhension de l'environnement et les conditions socio-économiques, identifier les sensibilités, développer les niveaux de fond, évaluer la capacité de restauration de l'environnement et éclairer l'évaluation d'impact.

La portée et l'échelle de ces enquêtes de référence varieront nécessairement en fonction de l'activité associée (prospection ou forage ou production).

L'approche et la méthodologie des enquêtes de référence doivent être basées sur les meilleures pratiques internationales, telles que l'IOGP pour la surveillance de l'impact environnemental des activités pétrolières et gazières offshore et onshore.

Gestion de données : Toutes les données actuellement disponibles, ainsi que les nouvelles données émergentes et/ou études liées à tout sujet pertinent pour l'EESS, doivent être continuellement collectées, vérifiées et stockées dans des bases de données appropriées, afin d'atteindre les objectifs suivants :

- Soutenir les autorités responsables dans le processus de surveillance.
- Soutenir les opérateurs dans l'élaboration d'évaluation de l'impact environnemental et social de haute qualité, ainsi que d'autres plans et études de base.
- Soutenir la transparence et la responsabilité dans l'ensemble du secteur.

7.1.4 Politiques de gestion des déchets

Les principales recommandations liées à la gestion des flux de déchets susceptibles d'être générés pendant les phases d'exploration, de production et de démantèlement comprennent :

- ✓ La hiérarchie de gestion des déchets doit être respectée tout au long du cycle de vie des activités pétrolières en amont.
- ✓ Intégrer l'approche de gestion des produits (« Product Stewardship ») dans les systèmes de gestion de l'entreprise, y compris l'analyse du cycle de vie des produits et le développement de processus de gestion des déchets.
- ✓ Introduire une gestion écologiquement rationnelle et efficace des produits et des déchets, et mettre en œuvre les meilleures pratiques de l'industrie (BIP) pour la prévention de la pollution.
- ✓ La priorité devrait être donnée à la prévention et à la minimisation des déchets tout au long de la chaîne de valeur, sans entraîner de coûts excessifs. La mise en œuvre du principe de prévention devrait être également orientée vers une réduction des modes de consommation et une meilleure utilisation des ressources. Les plans de gestion des déchets doivent démontrer que les possibilités de prévention et de minimisation ont été utilisées dans toute la mesure du possible.
- ✓ Les plans de gestion des déchets et déchets dangereux et non-dangereux doivent suivre les Normes Environnementales et Sociales spécifiques, tels que NES no3 visant la gestion des déchets et substances dangereux, le chapitre II du Code de la Loi No2001 – 01 « Code de l'environnement » qui traite des dispositions sur la gestion des déchets.
- ✓ Si des déchets MRN sont générés, ces déchets doivent être correctement gérés. Le gouvernement devrait être prêt à disposer d'une installation de traitement des déchets radioactifs à la pointe de la technologie, bien située et capable de stocker, de traiter et d'éliminer les déchets radioactifs générés par le secteur pétrolier et gazier.
- ✓ Il est recommandé aux opérateurs d'utiliser des fluides de forage à base d'eau à moins que la sécurité du puits ne soit compromise.
- ✓ Les fluides et déblais de forage ne doivent pas être rejetés à la mer ; expédier à terre pour traitement ou expédition hors du pays sont des options acceptables. Toute autre option potentielle devra faire l'objet d'une évaluation environnementale détaillée.

- ✓ L'eau produite générée en mer ne doit pas être ramenée à terre pour être manipulée/traitée ou éliminée. L'eau produite doit être rejetée de préférence dans des puits d'injection.
- ✓ Dans le cas où le rejet en mer est la seule option disponible, l'eau produite traitée ne peut pas être rejetée sur le plateau continental ou le talus continental, ou à proximité de tout autre écosystème sensible.

7.1.5 Politique de Gestion des produits chimiques

Les principales recommandations liées à la gestion des produits chimiques comprennent :

- ✓ Les autorités compétentes doivent élaborer un cadre de gestion des produits chimiques qui définit l'importation, la manipulation, l'utilisation, le stockage, le transport et l'élimination des produits chimiques, en particulier ceux qui concernent le secteur pétrolier et gazier.
- ✓ Le stockage des produits chimiques à terre devrait être centralisé et limité aux zones classées à cette fin (par exemple, les zones industrielles).
- ✓ Des données d'écotoxicité doivent être disponibles pour les produits chimiques destinés à être utilisés là où la préférence devrait être donnée aux produits chimiques enregistrés dans des bases de données internationales telles que l'Agence européenne des produits chimiques ou équivalent.
- ✓ Des plans de gestion des produits chimiques doivent être élaborés pour être approuvés avant le début de toute activité impliquant l'utilisation de produits chimiques.
- ✓ Introduire une gestion écologiquement rationnelle et efficace des produits et déchets chimiques.
- ✓ Des efforts continus doivent viser à remplacer les produits chimiques présentant des caractéristiques dangereuses par des alternatives moins dangereuses.
- ✓ Le Code maritime international des marchandises dangereuses (IMDG) devrait être adopté pour le transport de marchandises dangereuses ou de matières dangereuses par navires.
- ✓ Le gouvernement envisage de ratifier la convention et les protocoles relatifs aux substances nocives dangereuses.
- ✓ Pour le transport par route de produits chimiques considérés comme des marchandises dangereuses, les opérateurs de transport doivent suivre les législations nationales spécifiques vidant le transport de déchets dangereux, en plus des règles de Protocoles comme le Protocole OPRC-HNS visant la préparation, la lutte et la coopération contre les événements de pollution par les substances nocives et potentiellement dangereuses, la convention internationale de 1996 sur la responsabilité et l'indemnisation pour les dommages liés au transport par mer de substances nocives et potentiellement dangereuses (convention SPND).

7.1.6 Transparence et politique fiscale

Le secteur E&P doit mettre en place de solides garanties pour permettre la transparence et contrôler la corruption au sein du secteur.

Les investissements potentiels dans les secteurs productifs, les infrastructures et la protection sociale pourraient contribuer de manière significative à améliorer les conditions socio-économiques du pays, ainsi qu'à fournir des investissements dans les « industries vertes », conduisant à une nouvelle amélioration des conditions de vie au Sénégal.

7.1.7 Gestion des attentes

Le développement de tout secteur économique important, tel que le secteur pétrolier et gazier, a des impacts importants sur la société, à la fois positif et négatif. Par conséquent, il est important que le gouvernement comprenne les principaux moteurs du changement des conditions sociales afin de renforcer les impacts positifs et d'atténuer les impacts négatifs.

Une responsabilité substantielle incombe aux autorités responsables de communiquer des informations réalistes et fondées sur des preuves à la société. Il est fortement recommandé que les autorités responsables élaborent et appliquent une stratégie de communication globale, qui :

- Sensibiliser sur des sujets pertinents ;
- Assurer un engagement actif et constructif des parties prenantes ;
- Promouvoir efficacement les impacts bénéfiques ;
- Gérer les attentes du secteur ;
- Promouvoir les pratiques de responsabilité sociale des entreprises dans le secteur.

S'il est développé et mis en œuvre de manière appropriée, il pourrait également devenir un pilier supplémentaire et important de la transparence et de la responsabilité dans le secteur.

7.2 CONCLUSION

Les impacts environnementaux et socio-économiques positifs et négatifs potentiels ont été identifiés qui pourraient être générés par le développement du secteur pétrolier et gazier offshore et onshore au Sénégal.

L'importance des impacts positifs et négatifs dépend des quantités et des types d'hydrocarbures qui pourraient être trouvés et de la manière dont ils sont développés. En résumé :

- ✓ Si aucune découverte n'est développée, tant les impacts environnementaux négatifs que les impacts socio-économiques positifs resteraient faibles, sauf en cas d'accident majeur lors d'un forage d'exploration ; il est donc très important que l'accent soit mis par les régulateurs sur la prévention des accidents majeurs
- ✓ Si des découvertes modestes sont faites, les impacts environnementaux négatifs et les impacts socio-économiques positifs resteraient modérés ; plusieurs mesures ont été proposées pour minimiser les impacts négatifs et maximiser les impacts positifs

- ✓ Si des découvertes importantes sont faites, les impacts environnementaux négatifs pourraient être importants si des mesures d'atténuation ne sont pas mises en œuvre ; dans le même temps, des impacts socio-économiques positifs, notamment en termes de contribution au PIB, de réduction des importations et d'augmentation des exportations, ainsi que d'investissements potentiels des réserves dans les secteurs productifs, les infrastructures et la protection sociale, pourraient contribuer de manière significative à améliorer les conditions socio-économiques du pays.
- ✓ Les risques environnementaux et sociaux sont plus importants onshore ; if faut donc développer les ressources onshore de manière encore plus prudente et éviter de développer dans des zones sensibles ou proches des agglomérations humaines.

Il est donc crucial de mettre en œuvre strictement les recommandations proposées pour s'assurer que les impacts négatifs potentiels sont efficacement gérés et que les impacts positifs sont renforcés au cas où des découvertes seraient faites et développées au Sénégal.

8. REFERENCES

- Bakke, T., Klungsøyr, J., Sann, S. (2013). Impacts environnementaux de l'eau produite et des rejets de déchets de forage de l'industrie pétrolière offshore norvégienne, Marine Environmental Research 92 (2013) 154e169.
- Birtwell, IK. et McAllister, CD. (2002). Les hydrocarbures et leurs effets sur les organismes aquatiques en relation avec l'exploration pétrolière et gazière extracôtière et les scénarios d'éruption de puits de pétrole en Colombie-Britannique, 1985. Can Tech Rep Fish Aquat Sci 2391 Pêches et Océans Canada, West Vancouver.
- BOEM (2019). Air Emissions Associated with Decommissioning Operations for Pacific Outer Continental Shelf Oil and Gas Platforms, Volume I: Final Report. US Department of the Interior, Bureau of Ocean Energy Management, Pacific OCS Region. OCS Study, BOEM 2019-016.
- Carls, MG., Heintz, RA., Marty, GD. et coll. (2005). L'induction du cytochrome P4501A dans des embryons de saumon rose Oncorhynchus gorbuscha exposés à l'huile prédit un potentiel de survie réduit. Mars Ecol Prog Ser 301:253–65
- Cosens, SE. et Dueck, LP. (1988). Réponses des narvals et des bélugas migrateurs au trafic des brise-glaces à l'Admiralty Inletice-edge, NWT en 1986. Dans : Sackinger WM, Jeffries MO (eds) Port and ocean engineering under arctic conditions. Institut géophysique, Université d'Alaska, Fairbanks, pp 39–54.
- Davies, JM et Kingston, PF (1992). Sources de perturbation environnementale associées aux développements pétroliers et gaziers offshore. Dans : WH Cairns (éd.). Pétrole de la mer du Nord et environnement - Développement des ressources pétrolières et gazières, impacts environnementaux et réponses. pp. 417-440, Elseviers Science Publishers Ltd, Essex.
- Defingou M; Bils F, Horchler B, Liesenjohann T & Nehls G (2019): PHAROS4MPAs- A REVIEW OF SOLUTIONS TO AVOID AND MITIGATE ENVIRONMENTAL IMPACTS OF OFFSHORE WINDFARMS. BioConsult SH on behalf of WWF France, p.264.
- Detolle, JP, Tessier, E., Roos, D., René, F. et Sacchi J. (1998). Dynamique et effets des DCP à La Réunion, Bulletin d'information de la CPS sur les dispositifs de concentration de poissons n°3 – Mars 1998.
- ENVIRON (2012). Oil and Gas Emission Inventory Enhancement Project for CenSARA States. Retrieved from: https://www.deq.ok.gov/wp-content/uploads/air-division/EI_OG_Final_Report_CenSara_122712.pdf, accessed August 22, 2023.
- Erbe, C. ; Dunlop, R. et Dolman, S. (2018). Springer Handbook of Auditory Research. Effects of Noise on Marine Mammals. 10.1007/978-1-4939-8574-6_10.

- Erbe, C. et Farmer, DM. (1998). Seuils auditifs masqués d'un béluga (Delphinapterus leucas) dans le bruit d'un brise-glace. Goujon supérieur Deep Sea Res II Oceanogr 45: 1373–1388.
- Erbe, C. et Farmer, DM. (2000). Zones d'impact autour des brise-glace affectant les bélugas dans la mer de Beaufort. J Acoust Soc Am 108:1332–1340.
- Erbe, C., King, AR., Yedlin, M., Farmer, DM. (1999). Modèles informatiques pour des expériences d'audition masquée avec des bélugas (Delphinapterus leucas). J Acoust Soc Am 105:2967–2978.
- Finley, KJ., Miller, GW., Davis, RA. et Greene, CR. (1990). Réactions des bélugas (Delphinapterus leucas) et des narvals (Monodon monoceros) aux navires brise-glace dans l'Extrême-Arctique canadien. Can Bull Fish Aquat Sci 224:97–117.
- Gitschlag, GR et JK Hale. Sensibilité des tortues marines aux explosifs sous-marins lors de l'enlèvement de structures énergétiques offshore. Inédit manuscr. archivé au NMFS Galveston Laboratory, SEFSC, al veston, TX 77551.
- Grant, A., Briggs, AD (2002). Toxicité des sédiments autour d'une plateforme pétrolière en Mer du Nord : ce sont des métaux ou des hydrocarbures responsables d'impacts écologiques. Mar. Environ. Rés., 53
- Harvey, RG (1997). Hydrocarbures aromatiques polycycliques, Wiley, New York, NY
- Hjerman, D., Melsom, A., Dingsør, GE., Durant, J M., Eikeset, A M., Røed, L P., Ottersen, G., Storvik, G. et Stenseth, N C. (2007). Poissons et pétrole dans le système Lofoten-mer de Barents : examen synoptique de l'effet des marées noires sur les populations de poissons. Extrait de : https://www.researchgate.net/publication/215865787_Fish_and_oil_in_the_Lofoten-Barents_Sea_system_Synoptic_review_of_the_effect_of_oil_spills_on_fish_populations
- IFC (2007). Directives environnementales, sanitaires et sécuritaires pour l'exploitation du pétrole et du gaz à terre.
- IPCC (2006). 2006 IPCC Guidelines for National Greenhouse Gas Inventories, Prepared by the National Greenhouse Gas Inventories Programme, Eggleston H.S., Buendia L., Miwa K., Ngara T. and Tanabe K. (eds). Published: IGES, Japan
- Jahn, F., Cook, M. et Graham, M. (2008). Exploration et production d'hydrocarbures, volume 55, 2e édition. Extrait de : http://imtk.ui.ac.id/wp-content/uploads/2014/02/Hydrocarbon-Exploration-and-Production-2nd-ed-Frank-Jahn.pdf
- Johnsen, S., TI Røe Utvik, E. Garland, B. de Vals et J. Campbell. (2004). Devenir environnemental et effets des contaminants dans l'eau de production. SPE 86708. Document présenté à la Seventh SPE International Conference on Health, Safety, and Environment in Oil and Gas Exploration and Production. Société des ingénieurs pétroliers, Richardson, TX. 9 p.

- Klima, EE, Gitschlag, GR et Renaud, ML (1988). Impacts de l'enlèvement explosif des plates-formes pétrolières offshore sur les tortues marines et les dauphins. Mar. Poisson. Rév. 50(3):33-42.
- Løkkeborg, S., Humborstad, OB, Jørgensen, T. et Soldal, AV (2002). Variations spatio-temporelles des taux de capture des filets maillants à proximité des plates-formes pétrolières de la mer du Nord. CIEM. Journal des sciences marines, 59 : 294-299.
- Lucke K., Siebert, U., Lepper, PA. et Blanchet, MA. (2009). Changement temporaire des seuils d'audition masqués chez un marsouin commun (Phocoena phocoena) après exposition à des stimuli sismiques de canon à air. J Acoust Soc Am 125:4060–4070.
- Marcogaz Association technique de l'industrie européenne du gaz naturel (2010). L'analyse du cycle de vie de la chaîne européenne du gaz naturel s'est concentrée sur trois indicateurs d'impact environnemental. Extrait de : https://www.cgoa.cz/informacezezahranici/pdfdoc/marcogazudrzitelnost/2011/WG-LCA-12-01_D023_WG_LCA_Final_Report_Life_Cycle_Assessment.pdf
- Natural Resource Governance Institute. (2021). Opportunities and Challenges for Senegal in Oil and Gas Production: Lessons LEarned from Other New Producers. Consulté le August 22, 2022, sur https://resourcegovernance.org/sites/default/files/documents/opportunities_and_challenges_for_senegal_in_oil_and_gas_production.pdf
- Neff, JM., Bence, AE., Parker, KR., Page, DS., Brown, JS. et Boehm, PD. (2006). Biodisponibilité des hydrocarbures aromatiques polycycliques des résidus pétroliers enfouis sur le littoral treize ans après la marée noire de l'Exxon Valdez : une évaluation multi-espèces. Environ Toxicol Chem 25:947–961
- Oslo (2011), Agence du climat et de la pollution. Démantèlement des installations offshore.
- Petrosen. (2019). Historique de l'Exploration Pétrolière au Sénégal. Consulté le August 22, 2022, sur https://www.petrosen.sn/index.php/historique/
- PWC, QED Consulting, Channoil, SLR. (2022). Elaboration d'un Plan Directeur pour le Développement du Secteur Pétrolier et Gazier au Sénégal. Consulté le August 6, 2022
- Richardson, W., Greene, Jr., Malme, C. et Thomson, D. (1995). Mammifères marins et bruit 1ère édition. Academic Press, San Diego, Californie.
- Rowland, SJ, Scarlett, AG, Jones, D., West, CE et Frank, RA (2011a). Diamants bruts : identification des acides naphténiques individuels dans l'eau de traitement des sables bitumineux. Environ. Sci. Technol., 45 (2011), pages 3154-3159
- Scandpower Risk Management Inc. (2004), An Assessment of Safety, Risks and Costs Associated with Subsea Pipeline Disposals, Report no. 32.701.001/R1

- Southall, BL, Finneran, JJ, Reichmuth, C., Nachtigall, PE, Ketten, DR, Bowles, AE, Ellison, WT, Nowacek, DP et Tyack, PL (2019). Critères d'exposition au bruit des mammifères marins : recommandations scientifiques actualisées concernant les effets résiduels sur l'audition
- Sustainable Gas Institute (SGI) (2015), Methane and CO2 emissions from the natural gas supply chain, Retrieved from: http://www.sustainablegasinstitute.org/publications/white-paper-1/, accessed August 22, 2023.
- Trouillet, B., Gaye, N., Seck, A., Desse, M., Niang, A., Fossi, A., … Pourinet, L. 2023. Chapitre 10. Les enjeux informationnels de la planification spatiale marine : Les leçons tirées du cas des petites pêches artisanales au Sénégal. In Bonnin, M., & Lanco Bertrand, S. (Eds.), *Planification spatiale marine en Atlantique tropical : D'une tour de Babel à l'organisation d'une intelligence collective*. Montpellier : IRD Éditions. doi :10.4000/books.irdeditions.44828
- Weiss, A., S. Van der Graaf, D. Stoppelenburg et HP Damian (20120). "Rapport de l'atelier Ospar sur la recherche sur les effets possibles de l'éclairage régulier de la plateforme sur des populations d'oiseaux spécifiques." Edité par la Commission OSPAR, 17.
- Woodside; Earth Systems; Xodus Group. (n.d.). Développement du Champ SNE Phase 1-Etude d'Impact Environnemental et Social. Consulté le August 22, 2022

Annexe 4 : Engagement des Parties Prenantes

Commentaires sur la Note de Cadrage

REPUBLIQUE DU SENEGAL
Un Peuple - Un But - Une Foi

MINISTERE DE L'ENVIRONNEMENT, DU DEVELOPPEMENT DURABLE ET DE LA TRANSITION ECOLOGIQUE

MINISTERE DU PETROLE ET DES ENERGIES

DIRECTION DE L'ENVIRONNEMENT ET DES ETABLISSEMENTS CLASSES

DIRECTION DES HYDROCARBURES

GES-PETROGAZ

EVALUATION ENVIRONNEMENTALE ET SOCIALE STRATEGIQUE (EESS) DU SECTEUR PETROLIER ET GAZIER DU SENEGAL

REPONSES AUX COMMENTAIRES

LIVRABLE 1 : NOTE DE CADRAGE- REVISION A

LE 2 NOVEMBRE 2022

No.	Section	Partie Prenante	Commentaire Reçu	Statut du Commentaire (Consultant)	Réponse du Consultant	Statut du Commentaire (Partie Prenante)	Commentaire Additionnel (Partie Prenante)
1.	1.2.1	Philippe Bacoumba FAYE	Diam Niado	Achevé	Corrigé (Diamniadio)	Choose an item.	
2.	1.2.1	Philippe Bacoumba FAYE	Diam Niado	Achevé	Corrigé (Diamniadio)	Choose an item.	
3.	1.2.1	Philippe Bacoumba FAYE	Kaboe	Achevé	Corrigé (Kabor)	Choose an item.	
4.	1.2.1	Philippe Bacoumba FAYE	Relatifs	Achevé	Le mot a été supprimer	Choose an item.	
5.	2.2 Tableau 2-1	Philippe Bacoumba FAYE	Mission du GES-PETROGAZ	Achevé	Une brève description de la mission était écrite. La description complète de la mission a été retirée du site du GES-Petrogaz et rajoutée.	Choose an item.	
6.	2.2 Tableau 2-1	Philippe Bacoumba FAYE	Service des Eaux et Forêts	Bien Noté	En essayant d'accéder au site des eaux et des forêts pour l'inclure dans la liste on a reçu le message que le site n'est pas en fonctionnement	Choose an item.	

No.	Section	Partie Prenante	Commentaire Reçu	Statut du Commentaire (Consultant)	Réponse du Consultant	Statut du Commentaire (Partie Prenante)	Commentaire Additionnel (Partie Prenante)
7.	2.2 Tableau 2-1	Philippe Bacoumba FAYE	Mission du GES-PETROGAZ	Achevé	Une brève description de la mission était déjà écrite. La description complète de la mission a été retirée du site du GES-Petrogaz et rajoutée.	Choose an item.	
8.	3.1.5	Philippe Bacoumba FAYE	Pas de mot en moins ?	Besoin de Clarification	Prier de clarifier le commentaire	Choose an item.	
9.	Page de Garde	HP	Sur la page de garde enlever Elard ; mettre l'emblème du Sénégal, la devise, ensuite le MEDD et le MEP qui sont les ancrages institutionnels de l'EES. Ensuite vous mettez la DEEC et la structure technique du MEP, suivent le titre et après les cabinets	Achevé	La page de garde a été modifiée pour refléter le commentaire	Choose an item.	
10.	Page d'informations (p.2)	HP	Ici mettre le MEDD ensuite le MEP	Achevé	Le rapport a été modifié pour refléter le commentaire	Choose an item.	
11.	Table des Matières	HP	Prévoir un préambule avec les mots du MEDD, du MEP	Bien Noté	Les mots du MEDD et du MEP vont être inclus dans la version finale de la note du cadrage comme indiqué par GES-Petrogaz	Choose an item.	

No.	Section	Partie Prenante	Commentaire Reçu	Statut du Commentaire (Consultant)	Réponse du Consultant	Statut du Commentaire (Partie Prenante)	Commentaire Additionnel (Partie Prenante)
12.	Table des Matières	HP	Ici pour faciliter la lecture écrire en entier la signification du DPG avant d'aller aux acronymes	Achevé	Les titres des sections ont été modifiés pour refléter le commentaire	Choose an item.	
13.	Table des Matières	HP	Les aspects du champ d'abord ensuite les aspects hors du champs	Achevé	Les aspects du champ sont présentés dans la section 1.3.1. La section a été renommée pour refléter le commentaire.	Choose an item.	
14.	Table des Matières	HP	Avant cela décliner la méthodologie de l'EES	Achevé	Les sections 2.2 à 2.6 ont été rajoutées pour décrire la méthodologie de l'EESS	Choose an item.	
15.	Table des Matières	HP	Enlever activité 1.7 il me semble que c'est une coquille	Achevé	L'activité 1.7 consiste à la révision de la note du cadrage (phase présente). Le titre a été modifié.	Choose an item.	
16.	Table des Matières	HP	Ce point vient en dernier lieu après avoir cerné les contours de l'EES	Achevé	La section a été mise en dernier	Choose an item.	
17.	Table des Matières	HP	Mettre le plan de travail les points 3 ;3 jusqu'au point 3.3.2 en sous-titre	Achevé	La planification des travaux a été déclinée selon le Chapitre 5 avec livrables attendus	Choose an item.	

No.	Section	Partie Prenante	Commentaire Reçu	Statut du Commentaire (Consultant)	Réponse du Consultant	Statut du Commentaire (Partie Prenante)	Commentaire Additionnel (Partie Prenante)
					et calendriers comme sous-titre.		
18.	Table des Matières	HP	Détailler HFO pour faciliter la compréhension	Achevé	HFO a été détaillée	Choose an item.	
19.	Table des Matières	HP	Expliquer atterrage	Achevé	Expliqué dans le rapport. Le site d'atterrage est l'endroit dans lequel un pipeline venant de la mer touche la terre.	Choose an item.	
20.	Table des Matières	HP	Décliner le link avec le PSE après vient la LPSDDD	Achevé	On a rajouté le lien du développement du secteur pétro-gazier avec le PSE dans la section 1.3.3.1	Choose an item.	
21.	**1.1**	HP	Mettre de la matière ici et non un vide	Achevé	Introduction ajoutée	Choose an item.	
22.	**1.1**	HP	Enlever sérieuses	Achevé	Enlevé	Choose an item.	
23.	**1.1**	Indeterminate	Le Sénégal y est déjà pour les 2 projet cités	Achevé	Modifié	Choose an item.	
24.	**1.2.1**	Indeterminate	Gadiaga n'est pas évoqué dans le point 1.1	Achevé	Gadiaga évoqué dans le point 1.1	Choose an item.	
25.	**1.2.1**	Indeterminate	Centrale cap des biches à vérifier	Achevé	Le gaz produit fut livré à la centrale électrique du Cap des Biches de la SENELEC pour la	Choose an item.	

No.	Section	Partie Prenante	Commentaire Reçu	Statut du Commentaire (Consultant)	Réponse du Consultant	Statut du Commentaire (Partie Prenante)	Commentaire Additionnel (Partie Prenante)
					production d'électricité aussi		
26.	**1.2.2**	Indeterminate	Production dans cette période ???	Achevé	Corrigé, c'est à partir de 1981, au lieu de 1953	Choose an item.	
27.	**1.2.2**	Indeterminate	Répétition	Achevé	La phrase a été supprimée	Choose an item.	
28.	**1.2.2**	Indeterminate	Et de production	Achevé	"Et de production" a été ajouté	Choose an item.	
29.	**1.2.2 Figure 1-1**	HP	Enlever les cabinets et mettre ici la légende pour sa lisibilité, la légende en médaillon est illisible	Achevé	La carte a été modifiée pour refléter le commentaire	Choose an item.	
30.	**1.2.2 Figure 1-1**	Indeterminate	Mettre la source, cette carte n'est pas de vous	Achevé	La source a été ajoutée (ITIE, 2019)	Choose an item.	
31.	**1.2.2 Tableau 1-1**	Indeterminate	Pensez à mettre à jour le tableau qui était en phase d'exploration. Avec le développement le niveau de participation de l'Etat a évolué	Besoin de Clarification	Le tableau contient les informations disponibles dans les sources que nous avons reçues et l'internet. Ce tableau sera mis à jour après consultation avec les différentes parties prenantes durant le processus de l'EES. Une mention à cet effet a été	Choose an item.	

No.	Section	Partie Prenante	Commentaire Reçu	Statut du Commentaire (Consultant)	Réponse du Consultant	Statut du Commentaire (Partie Prenante)	Commentaire Additionnel (Partie Prenante)
					rajoutée dans le rapport.		
32.	**1.2.2 Tableau 1-1**	Indeterminate	A mettre à jour, c'était en phase d'exploration	Besoin de Clarification	Le tableau contient les informations disponibles dans les sources que nous avons reçues et l'internet. Ce tableau sera mis à jour après consultation avec les différentes parties prenantes durant le processus de l'EES. Une mention à cet effet a été rajoutée dans le rapport.	Choose an item.	
33.	**1.2.2 Tableau 1-1**	Indeterminate	Idem	Besoin de Clarification	Le tableau contient les informations disponibles dans les sources que nous avons reçues et l'internet. Ce tableau sera mis à jour après consultation avec les différentes parties prenantes durant le processus de l'EES. Une mention à cet effet a été	Choose an item.	

No.	Section	Partie Prenante	Commentaire Reçu	Statut du Commentaire (Consultant)	Réponse du Consultant	Statut du Commentaire (Partie Prenante)	Commentaire Additionnel (Partie Prenante)
					rajoutée dans le rapport.		
34.	**1.2.2 Tableau 1-1**	Indeterminate	Idem	Besoin de Clarification	Le tableau contient les informations disponibles dans les sources que nous avons reçues et l'internet. Ce tableau sera mis à jour après consultation avec les différentes parties prenantes durant le processus de l'EES. Une mention à cet effet a été rajoutée dans le rapport.	Choose an item.	
35.	**1.2.2 Tableau 1-1**	Indeterminate	Idem	Besoin de Clarification	Le tableau contient les informations disponibles dans les sources que nous avons reçues et l'internet. Ce tableau sera mis à jour après consultation avec les différentes parties prenantes durant le processus de l'EES. Une mention à cet effet a été	Choose an item.	

No.	Section	Partie Prenante	Commentaire Reçu	Statut du Commentaire (Consultant)	Réponse du Consultant	Statut du Commentaire (Partie Prenante)	Commentaire Additionnel (Partie Prenante)
					rajoutée dans le rapport.		
36.	**1.2.3 Tableau 1-2**	Indeterminate	Revoir la forme des tableaux	Besoin de Clarification	Prier de clarifier le commentaire	Choose an item.	
37.	**1.2.3 Tableau 1-2**	Indeterminate	Le gas-to-power est la stratégie qui englobe la mise en place du réseau de gazoduc, la transformation et la construction de centrales. Donc, le projet ici c'est le RGS (Réseau gazier du Sénégal). Pour alimenter cette partie voir aussi la feuille de route gaz	Achevé	Remplacé par RGS (Réseau gazier du Sénégal)	Choose an item.	
38.	**1.2.3 Tableau 1-2**	Indeterminate	Aujourd'hui un segment est bien connu et confirmé	Besoin de Clarification	Priez de nous envoyer les informations et documents les plus récents pour pouvoir mettre à jour	Choose an item.	
39.	**1.2.3 Tableau 1-2**	Indeterminate	Pour GTA 1, c'est le hub et c'est ie identifié. Pour Sagomar, l'option gaz est domestique et non pour l'export	Achevé	La section a été modifiée et cette information a été ajoutée	Choose an item.	
40.	**1.2.3 Tableau 1-2**	Indeterminate	Sources ?	Achevé	La source a été ajoutée (PWC, QED Consulting, Channoil, SLR, 2022).	Choose an item.	
41.	**1.2.3 Figure 1-3**	Indeterminate	La figure ne donne aucune information. A retravailler	Achevé	Cette figure est une photo rapprochée pour le site au Sud et nous l'avons	Choose an item.	

No.	Section	Partie Prenante	Commentaire Reçu	Statut du Commentaire (Consultant)	Réponse du Consultant	Statut du Commentaire (Partie Prenante)	Commentaire Additionnel (Partie Prenante)
					enlevée puisque les deux premières figures déjà ajoutées montrent les sites potentiels d'atterrage du gazoduc GTA		
42.	**1.2.3 Figure 1-4**	Indeterminate	Idem	Achevé	Cette figure est une photo rapprochée pour le site au Sud et nous l'avons enlevée puisque les deux premières figures déjà ajoutées montrent les sites potentiels d'atterrage du gazoduc GTA	Choose an item.	
43.	**1.2.3 Figure 1-4**	Indeterminate	Idem	Achevé	Cette figure est une photo rapprochée pour le site au Sud et nous l'avons enlevée puisque les deux premières figures déjà ajoutées montrent les sites potentiels d'atterrage du gazoduc GTA	Choose an item.	
44.	**1.2.3 Tableau 1-3**	Indeterminate	????	Achevé	Centraux a été remplacé par centrales	Choose an item.	

No.	Section	Partie Prenante	Commentaire Reçu	Statut du Commentaire (Consultant)	Réponse du Consultant	Statut du Commentaire (Partie Prenante)	Commentaire Additionnel (Partie Prenante)
45.	**1.3.3.1**	HP	Vous avez décrit le PSE mais pas le lien, quel volet du PSE? et quelle composante du PAP?	Achevé	On a rajouté le lien du développement du secteur pétro-gazier avec le PSE dans la section 1.3.3.1 et le cadre dans lequel il se trouve par rapport à la PAP.	Choose an item.	
46.	**1.3.3.3**	Indeterminate	A actualiser, la CPDN est dépassée le Sénégal a validé sa CDN	Achevé	Cette section a été actualisée	Choose an item.	
47.	**1.6.2**	Indeterminate	Prendre en compte la dimension climat à travers les émissions actuelles de GES	Bien Noté	Cette dimension sera prise en compte durant l'EES.	Choose an item.	
48.	**2.2 Tableau 2-1**	Indeterminate	faire la uece être le président et la présidence, CF code pétrolier	Besoin de Clarification	Priez de clarifier le commentaire	Choose an item.	
49.	**2.2 Tableau 2-1**	Indeterminate	voir le décret régissant, la DH ou Cf la LPDSE	Besoin de Clarification	Priez de clarifier le commentaire	Choose an item.	
50.	**2.2 Tableau 2-1**	Indeterminate	Voir la loi 98-31 et ses annexes	Achevé	Cette loi a été révisée, et la section a été modifiée	Choose an item.	
51.	**2.2 Tableau 2-1**	Indeterminate	Ajouter dans les instances du Ministère CNSCL pour le contenu local, voir la loi sur le CL	Besoin de Clarification	Priez de clarifier le commentaire	Choose an item.	
52.	**2.2 Tableau 2-1**	Indeterminate	Beaucoup de confusion, voir les textes officiels dont le code pétrolier	Achevé	A été modifié en fonction du code pétrolier	Choose an item.	

No.	Section	Partie Prenante	Commentaire Reçu	Statut du Commentaire (Consultant)	Réponse du Consultant	Statut du Commentaire (Partie Prenante)	Commentaire Additionnel (Partie Prenante)
53.	**2.2 Tableau 2-1**	Indeterminate	Tautologie	Achevé	« Sous la tutelle de l'MEDD » a été supprimé	Choose an item.	
54.	**2.2 Tableau 2-1**	Indeterminate	Ajouter Senelec et RGS et à mettre dans les instances du MPE	Achevé	Les informations requises ont été ajoutées	Choose an item.	
55.	**2.2 Tableau 2-1**	Indeterminate	A remonter dans les instances du MPE	Achevé	GES PETROGAZ a été ajouté dans les instances du MPE	Choose an item.	
56.	**2.2 Tableau 2-1**	Indeterminate	A mettre dans les instances du MEDD	Achevé	CGQA été ajouté dans les instances du MEDD	Choose an item.	
57.	**2.2 Tableau 2-1**	Indeterminate	Structures décentralisées	Achevé	Gouvernement régional a été remplacé par structures décentralisées	Choose an item.	
58.	**2.2 Tableau 2-1**	Indeterminate	La liste est loin d'être exhaustive : Total, CNOCC, Oryx, etc.	Achevé	Autres compagnies ont été ajoutées	Choose an item.	
59.	**2.2 Tableau 2-1**	Indeterminate	Ajouter INPG et CRODT	Achevé	INPG et CRODT ont été ajoutées	Choose an item.	
60.	**2.2**	Indeterminate	Ajouter AGC	Achevé	Les informations requises ont été ajoutées	Choose an item.	
61.	**2.3**	Indeterminate	La méthodologie n'est pas claire à coroler avec les objectifs	Achevé	Plus de clarifications sont ajoutées	Choose an item.	

No.	Section	Partie Prenante	Commentaire Reçu	Statut du Commentaire (Consultant)	Réponse du Consultant	Statut du Commentaire (Partie Prenante)	Commentaire Additionnel (Partie Prenante)
62.	**2.3.2**	Indeterminate	????	Achevé	La tournure de phrase a été modifiée	Choose an item.	
63.	**2.4**	HP	en plus de cette analyse documentaire, il est attendu de cette EES, des consultants une collecte des données sur les fonds marins avec l'appui des majors pétro gaziers, pour déterminer l'état de référence	Achevé	Les informations et la collecte des données pour établir l'état de référence ont été rajoutés dans la section 2.2	Choose an item.	
64.	**2.4.1**	Indeterminate	Ajouter les émissions de GES	Achevé	Les informations requises ont été ajoutées	Choose an item.	
65.	**2.4.2 Tableau 2-2**	Indeterminate	Ajouter les EIES de GTA, ROP, AGC et AGC profond	Achevé	Les EIES pour GTA, ROP, et AGC profond ont été ajoutés. **Priez de nous envoyer l'EIES du AGC pour le rajouter.**	Choose an item.	
66.	**2.4.2 Tableau 2-2**	Indeterminate	Revoir l'année	Achevé	L'année a été révisée et c'est 2022	Choose an item.	
67.	**4**	HP	et l'Onshore	Achevé	Ajouté	Choose an item.	
68.	**4**	HP	et l'onshore, sur tout le rapport de cadrage, n'est pas pris en compte comme il se doit, c'est un manquement à corriger	Achevé	Ajouté. La note de cadrage a pris en considération l'aspect onshore de l'étude.	Choose an item.	

No.	Section	Partie Prenante	Commentaire Reçu	Statut du Commentaire (Consultant)	Réponse du Consultant	Statut du Commentaire (Partie Prenante)	Commentaire Additionnel (Partie Prenante)
69.	**4**	Indeterminate	Ajouter audit environnemental d'un site pétrolier	Achevé	Ajouté	Choose an item.	
70.	**Annex 1**	HP	Mettre le MEED ensuite le MEP, nous sommes en EES, mettre la DEEC et la tutelle technique du MEP	Achevé	La page de garde a été modifiée pour refléter le commentaire	Choose an item.	
71.	**Annex 1**	HP	Derrière cet agenda, il y'avait un travail important , la base même, c'était de passer en revue les tdrs de l'EES avec les toutes dernières observations, suggestions, commentaires	Achevé	Cette information a été ajouté dans la note de cadrage dans la section 2.1.5	Choose an item.	
72.	**Annex 1**	HP	Au cas où il n'y a pas déplacement de population, mais perte de revenus, mettre en place un PRMS (plan de remise des moyens de subsistances), plan d'aide, d'accompagnement des PAP	Bien Noté	Ce commentaire sera intégré dans les futurs livrables.	Choose an item.	
73.	**Annex 1**	HP	A reformuler, il est clair que des normes sécuritaires sont au cœur de ces activités, donc la question ne se pose pas. Reformuler le point suivant sur la convention d'Abidjan,	Achevé	Ce commentaire sera intégré dans les futurs livrables.	Choose an item.	
74.	**Annex 1**	HP	Clarifier ici concernant Woodside sur les déchets	Achevé	Ce commentaire sera intégré dans les futurs livrables.	Choose an item.	
75.	**Annex 1**	HP	Onshore cité une fois ici et puis plus rien , il faudra travailler sur cette activités, des découvertes peuvent survenir à tout moment,	Bien Noté	Les aspects onshore seront bien pris en considération	Choose an item.	

No.	Section	Partie Prenante	Commentaire Reçu	Statut du Commentaire (Consultant)	Réponse du Consultant	Statut du Commentaire (Partie Prenante)	Commentaire Additionnel (Partie Prenante)
			il faut l'intégrer en bonne et du forme		dans tous les livrables de l'EES.		
76.	**Annex 1**	HP	Intégrer ici ce qui suit: Identifier les mangroves et élaborer un plan de sauvegarde environnementale ; - identifier les coraux, les canyons, les nurseries, les couloirs de migration des espèces et élaborer des plans de sauvegarde et de suivi environnemental ; - sauvegarder, protéger au moins une zone, une aire marine spécialement pour la biodiversité marine élevée au statut de patrimoine mondiale avec ou sans gisement pétro gazier ;	Achevé	Ce commentaire sera intégré dans les futurs livrables.	Choose an item.	
77.	**Annex 1**	HP	Insérer ici la gestion des déchets pétro gaziers qui est un enjeu majeur. Comment ces déchets vont être traités, qui va s'en charger? à défaut ces déchets seront-ils acheminés vers des pays disposant de technologies de gestion et de traitement.	Achevé	Ce commentaire sera intégré dans les futurs livrables.	Choose an item.	
78.	**Générale**	CNEE	**Remarque sur l'adoption du Protocole de Kiev pour la réalisation de l'EESS et conformité juridique du processus d'EESS avec le Protocole**	Bien Noté	Cet aspect sera discuté en détail avec le GTI durant le processus de préparation et validation du livrable 2. En tous les cas un	Choose an item.	

No.	Section	Partie Prenante	Commentaire Reçu	Statut du Commentaire (Consultant)	Réponse du Consultant	Statut du Commentaire (Partie Prenante)	Commentaire Additionnel (Partie Prenante)
			Les TdR stipulent que l'EESS sera réalisée selon le Protocole de Kiev. Dans ce cas, la note de cadrage devrait décrire comment le GTI pourra se conformer à ce Protocole, et comment le cabinet fournira les analyses et la documentation dont le GTI aura besoin en temps voulu. D'un point de vue juridique, plusieurs approches peuvent être considérées : 1- Si le GTI ne souhaite pas inscrire sa démarche selon le Protocole de Kiev, il peut toutefois rechercher une autre façon de créer une participation des parties prenantes et une transparence par rapport à ses décisions stratégiques selon le DPG en accord avec les ODD. Nous comprenons que c'est l'option sélectionnée par le cabinet au nom du GTI et cela de manière implicite. 2- Les recommandations à adopter sont proposées comme un ensemble complet de mesures gouvernementales synergétiques avec le but de rendre le DPG		processus assez rigoureux de participation du public est envisagé durant le processus de validation des livrables principaux de l'EESS. Pour le livrable 2, en plus de la publication du rapport provisoire et son résumé, un atelier technique sera organisé à Dakkar et des réunions de consultations seront organisées dans les différentes régions potentiellement affectées par le DPG.		

No.	Section	Partie Prenante	Commentaire Reçu	Statut du Commentaire (Consultant)	Réponse du Consultant	Statut du Commentaire (Partie Prenante)	Commentaire Additionnel (Partie Prenante)
			(développement pétro-gazier) durable. Le GTI soumet cet ensemble (jeu de mesures) aux critères du Protocole de Kiev de la manière suivante : Le GTI publie ce jeu de mesures et son analyse justificative (le rapport provisoire d'EESS), il documente les demandes et retours du public, et enfin chaque membre du GTI propose (au nom de l'administration qu'il représente) ses propres mesures avec modifications et justifications (à inclure dans le rapport final d'EESS). A noter cette option est contraignante en termes de calendrier (publication des mesures, réception des avis, adoption d'une version modifiée et justifiée). (La CNEE pourrait accompagner le GTI dans ce processus.) Nous pensons qu'il est improbable qu'il soit possible de créer un développement durable du secteur pétro-gazier				

No.	Section	Partie Prenante	Commentaire Reçu	Statut du Commentaire (Consultant)	Réponse du Consultant	Statut du Commentaire (Partie Prenante)	Commentaire Additionnel (Partie Prenante)
			avec une seule publication complète des décisions gouvernementales à l'issue de l'EESS (selon le Protocole de Kiev). Une solution serait de prendre des décisions à chaque publication de rapport intermédiaire et prévoir des décisions après l'adoption de l'EESS finale. Certaines mesures urgentes et non-controversés peuvent être adoptées très tôt, d'autres mesures plus complexes ou controversées feront l'objet de débats puis d'un agrément, ou même après, la publication de l'EESS. Le GTI pourrait organiser la publicité et la rédaction des mesures et de leurs justifications sur base des ODD selon l'analyse et les recommandations de l'EESS. Dans ce cas, l'EESS ne sera pas (stricto sensu) une analyse selon Kiev, mais elle permettra au GTI de rédiger facilement et ultérieurement des décisions en conformité avec l'EESS et cela selon la logique du Protocole de Kiev. (La CNEE pourrait accompagner le GTI dans ce processus de conformité au Protocole de Kiev).				
78.1	**Générale**	CNEE	A-1 Dans tous les cas, nous recommandons de gérer la démarche d'EESS avec une grande transparence vis-à-vis du	Bien Noté	C'est prévu dans la démarche de l'EESS	Choose an item.	

No.	Section	Partie Prenante	Commentaire Reçu	Statut du Commentaire (Consultant)	Réponse du Consultant	Statut du Commentaire (Partie Prenante)	Commentaire Additionnel (Partie Prenante)
			public. Cette transparence s'appliquera au processus d'information et de consultation des parties prenantes et du public. L'assistance du cabinet Elard (« personnes ressources » et « facilitateur ») sera mentionnée. Les réunions des membres de droit du GTI doivent être planifiées pour prendre différentes décisions au fur et à mesure de l'avancement de l'EESS.				
78.2	**Générale**	CNEE	A-2 Le GTI pourrait définir (dans une prochaine réunion) les priorités des actions et des décisions qu'il devra prendre. Quelques exemples d'actions dans d'autres pays : Recruter un secrétaire à plein temps de l'EESS pour le GTI (le retour d'expérience à l'international démontre cette absolue nécessité) ; convoquer les pétroliers et initier un cadre de collaboration pour coconstruire les nouvelles règles nécessaires de bonnes pratiques ; créer un guide de cadrage des EIES / PGES pour les types d'activités prévus – y compris leur cohérence- ; investir dans les capacités du gouvernement (formation) pour conduire les procédures d'EIES et d'EESS (surtout leurs validations) et	Bien Noté	Le consultant aidera le GTI d' identifier ces actions.	Choose an item.	

No.	Section	Partie Prenante	Commentaire Reçu	Statut du Commentaire (Consultant)	Réponse du Consultant	Statut du Commentaire (Partie Prenante)	Commentaire Additionnel (Partie Prenante)
			améliorer ces procédures (et leur financement).				
78.3		CNEE	A-3 La note de cadrage devrait présenter les modes de communication mis en œuvre par le GTI avec les parties prenantes (Secteur pétro-gazier, ONG, public, …) et avec les Ministères et institutions des membres du GTI. Le rôle du cabinet serait d'appuyer le GTI dans sa communication, non de se substituer au GTI. Pour rappel le GTI a la charge du pilotage de l'EESS et le GTI doit définir les priorités, valider l'EESS et il est responsable du processus d'approbation des actions gouvernementales.	Bien Noté	Ces modes de communications seront discutés et « testés « durant le processus de dissémination et validation du livrable 2. Entre autres, nous proposons : - De publier une résumé du livrable dans différents sites selon les normes locales et de le disséminer aux différents parties prenantes à travers plusieurs réseaux/moyens - De mettre le résumé et le livrable 2 provisoire en ligne et permettre des commentaires en ligne	Choose an item.	

No.	Section	Partie Prenante	Commentaire Reçu	Statut du Commentaire (Consultant)	Réponse du Consultant	Statut du Commentaire (Partie Prenante)	Commentaire Additionnel (Partie Prenante)
					d'être inscrits. Cette procédure sera publiée et disséminée afin qu'un large public puisse y accéder - Organisation d'un atelier technique de validation du livrable a Dakkar - Organisation de sessions de consultations avec les autorités administratives ainsi que les communautés et représentants de secteurs potentiellement affectes dans les régions (pêche, tourisme, agriculture, etc.)		

No.	Section	Partie Prenante	Commentaire Reçu	Statut du Commentaire (Consultant)	Réponse du Consultant	Statut du Commentaire (Partie Prenante)	Commentaire Additionnel (Partie Prenante)
79		CNEE	**Importance d'analyser la cohérence de tous les projets au niveau national** Le Tableau 1-2 (chapitre 1.2.3 Activités Envisagées (p.16)) - présente les Projets Potentiels Pétroliers et Gaziers Proposés pour le Développement du Secteur au Sénégal. Les activités sont listées, dans l'EESS, il faudra vérifier l'existence et la cohérence des Etudes d'impact environnemental et social de chaque projet, mais surtout la cohérence des projets entre eux.	Bien Noté	L'EESS va prendre en considération ce commentaire	Choose an item.	
79.1		CNEE	B-1 L'EESS devrait démontrer la cohérence des projets entre eux avec les alternatives au niveau national. Cheminement des pipelines, position d'un « hub » vis-à-vis des autres infrastructures, conséquences sur des aires protégées (impacts cumulatifs de toutes les installations offshores sur les ressources halieutiques ou onshore sur les aires protégées…), etc. Il faudrait qualifier les projets : ceux déjà initiés et approuvés par les autorités, les projets en cours, les activités potentielles, etc.	Bien Noté	L'EESS va prendre en considération ce commentaire	Choose an item.	

No.	Section	Partie Prenante	Commentaire Reçu	Statut du Commentaire (Consultant)	Réponse du Consultant	Statut du Commentaire (Partie Prenante)	Commentaire Additionnel (Partie Prenante)
80	**Annex 2**	CNEE	**Scénarios de développement** Scénario (philosophie) p 135 dans la présentation du consultant. Les plans de Développement sont également abordés dans les incertitudes (p. 136). Exemples de scénario pour le secteur (p.73) : • Scenario 0 : Pas de développement additionnel du secteur pétro-gazier • Scenario 1 : Pas de découvertes commerciales au-delà de ceux découverts déjà (seuls Champs d'exploration) • Scenario 2 : Faible taux de production (e.g. 0.2 tcf/an) • Scenario 3 : Taux de production élevé (e.g. 1.1 tcf/an) Des exemples d'alternatives sont proposés p. 139 • Une seule plate-forme de forage par rapport à plusieurs plates-formes de forage fonctionnant à tout moment • Options de développement (biais on shore vs biais off-shore)	Bien Noté	Les commentaires sont écrits 80.1 et 80.2	Choose an item.	

No.	Section	Partie Prenante	Commentaire Reçu	Statut du Commentaire (Consultant)	Réponse du Consultant	Statut du Commentaire (Partie Prenante)	Commentaire Additionnel (Partie Prenante)
			• Politique Zéro-décharge en mer vs décharges autorisées • Politique d'exportation des déchets par rapport à la politique de gestion des déchets dans le pays • Alternatives liées aux technologies dans toutes les phases • Alternatives d'emplacement • Options d'exportation, y compris les pipelines d'exportation et l'infrastructure GNL • Offshore et onshore ou seulement offshore ?				
80.1	**Annex 2**	CNEE	C-1 Il serait utile de valider avec les parties prenantes avant le rapport provisoire d'EESS les scénarios retenus (ex. les niveaux de production en tcf/an) et les alternatives techniquement possibles et/ou indispensables pour préserver les ressources environnementales.	Bien Noté	Ceci est prévu d'être fait.	Choose an item.	
80.2	**1.3.2 Tableau 1-2**	CNEE	Les Enjeux du Développement Pétro-Gazier (DPG) - Les Buts du DPG dans le Cadre des ODD (p.27) voir tableau 1-2 page 30 : Prévenir et atténuer les effets sur la santé des émissions atmosphériques et des rejets d'effluents (page 30) - Gérer les	Bien Noté	La note de cadrage s'est appuyée sur les ODD pour prélever les enjeux du DPG. De plus, les recommandations	Choose an item.	

No.	Section	Partie Prenante	Commentaire Reçu	Statut du Commentaire (Consultant)	Réponse du Consultant	Statut du Commentaire (Partie Prenante)	Commentaire Additionnel (Partie Prenante)
			eaux produites et les eaux usées avec un traitement, un rejet et une surveillance appropriés conformément à la réglementation. (p. 32) - Intégrer les principes et considérations de conservation de la biodiversité et des services écosystémiques dans les systèmes de gestion d'entreprise. Coordonner les programmes avec les stratégies et plans d'action nationaux pour la biodiversité. (p.40) C-2 Il est important de s'appuyer sur les ODD pour définir les enjeux du DPG et les actions que le Sénégal décide de mettre en œuvre (faire une colonne « retenue, approuvée » par les ministres ou autres autorités) avec la référence des textes d'approbation (arrêtés, décrets, circulaires, etc.). Durant le cadrage il est important d'identifier les mesures prioritaires pour élaborer et justifier (sur base des ODD) pour permettre des décisions gouvernementales concrètes.		de l'EESS vont être basées sur les ODD, les plans stratégiques du Sénégal et ses engagements internationaux. Ces derniers vont être décrits en plus de détail dans l'EESS en indiquent les actions retenues ou approuvées. Notamment durant la préparation de l'EESS, nous envisageons de valider avec le GTI l'état de approbation des politiques liées aux ODD et tels que décrits dans la note de cadrage.		
81	**1.3.2 Tableau 1-2**	CNEE	**Cadre réglementaire : meilleures pratiques, directives, normes, standards** Les meilleures pratiques : page 39 - 14. Vie aquatique : Adopter les meilleures pratiques en	Bien Noté	L'EESS va prendre en considération ce commentaire	Choose an item.	

No.	Section	Partie Prenante	Commentaire Reçu	Statut du Commentaire (Consultant)	Réponse du Consultant	Statut du Commentaire (Partie Prenante)	Commentaire Additionnel (Partie Prenante)
			matière de gestion des risques et de prévention des déversements. Appliquer les normes de prévention de la pollution convenues au niveau national et régional.				
81.1		CNEE	D-1 Il faudrait proposer des normes et des actions précises (zéro rejet en mer...) dans la proposition de Directives techniques à inclure dans le futur PCGES.	Bien Noté	L'EESS va prendre en considération ce commentaire	Choose an item.	
81.2		CNEE	D-2 Ces pratiques et normes devraient être précisées dans l'EESS et déclinées avec des objectifs concrets (centre de traitement des déchets dangereux et déblais de forage, etc.). Les mesures les plus urgentes devront être listées et communiqués aux parties prenantes (Compagnies pétrolières, etc.).	Bien Noté	L'EESS va prendre en considération ce commentaire	Choose an item.	
81.3	**2.3.1 et 1.6**	CNEE	D-3 Cette aide devrait être concrète en proposant des outils juridiques, des directives opérationnelles et des obligations précises pour les parties prenantes. Nous recommandons d'inviter le Cabinet à : 1) lister ces outils (les « fruit mûrs ») dans les meilleurs délais avec la publication du premier rapport intermédiaire, 2) rédiger un document provisoire	Bien Noté	L'EESS va prendre en considération ce commentaire	Choose an item.	

No.	Section	Partie Prenante	Commentaire Reçu	Statut du Commentaire (Consultant)	Réponse du Consultant	Statut du Commentaire (Partie Prenante)	Commentaire Additionnel (Partie Prenante)
			y compris l'exposé des motifs (avec simplement pour base les ODD), 3) proposer un calendrier pour leur mise en œuvre par les membres du GTI. Ces éléments pourraient être discutés au sein du GTI en janvier 2023. (Alternativement, le GTI pourrait réaliser par lui-même les outils juridiques, les directives opérationnelles et obligations.)				
81.4	**2.4.1**	CNEE	D-4 Il serait important de discuter dès que possible (avant le second rapport intermédiaire) avec les parties prenantes (y. c. les compagnies pétrolières, et les différents Ministères impliqués (via le GTI)) de ces technologies alternatives pour les inclure dans les projets en cours (PGES des projets) et futurs projets (EIES).	Bien Noté	Prévu.	Choose an item.	
81.5	**2.4.1**	CNEE	D-5 Il faudrait mettre en place les bases d'une réglementation environnementales pour protéger les ressources (zéro rejet en mer, centre de traitement des déblais de forage et des déchets dangereux au Sénégal). Les recommandations en cohérence avec les standards SFI seraient publiées pour avis aux différentes parties prenantes durant le déroulement de l'EESS.	Bien Noté	L'EESS va prendre en considération ce commentaire	Choose an item.	

No.	Section	Partie Prenante	Commentaire Reçu	Statut du Commentaire (Consultant)	Réponse du Consultant	Statut du Commentaire (Partie Prenante)	Commentaire Additionnel (Partie Prenante)
82		CNEE	Selon le planning proposé par le cabinet Elard, il est possible d'identifier 3 Etapes clés pour l'EESS, elles correspondent aux : • Second rapport intermédiaire - Résumé stratégique et technique des propositions de modèles de développement offshore et onshore (des activités pétrolières type et une identification des risques et effets liés sur la santé, la sécurité, l'environnement et le social (14 février 2023) • Troisième rapport intermédiaire - Les mesures d'atténuations, de compensation et de suivi surveillance. Il comportera également les recommandations sous forme de plan d'actions et une proposition de Directives techniques opérationnelles qui seront incluses dans le	Bien Noté	-	Choose an item.	

No.	Section	Partie Prenante	Commentaire Reçu	Statut du Commentaire (Consultant)	Réponse du Consultant	Statut du Commentaire (Partie Prenante)	Commentaire Additionnel (Partie Prenante)
			futur PCGES Offshore et Onshore (14 avril 2023) Rapports EES incluant les résultats des consultations				
82.1		CNEE	La CNEE considère qu'une concertation technique et juridique avec plusieurs parties prenantes critiques (Compagnies pétrolières, Ministères représentés au sein du GTI, ONG, etc.) est indispensable pour définir les modèles de développement, évaluer les risques, proposer les points clé des futures directives techniques, normes et standards et cela avant la publication du second rapport intermédiaire.	Bien Noté	-	Choose an item.	
82.2		CNEE	E-1 La CNEE propose qu'une réunion technique et juridique de concertation soit organisée par le GTI et le consultant avant l'élaboration du second rapport intermédiaire (la CNEE propose sa participation à cette réunion organisée par exemple en janvier 2023).	Bien Noté	Un atelier technique est prévu en janvier 2023. Détails seront envoyés au plus tôt.	Choose an item.	
82.3		CNEE	E-2 Le cas échéant, à la demande des parties prenantes une réunion similaire pourrait être proposée de manière complémentaire avant le troisième rapport.	Bien Noté		Choose an item.	

No.	Section	Partie Prenante	Commentaire Reçu	Statut du Commentaire (Consultant)	Réponse du Consultant	Statut du Commentaire (Partie Prenante)	Commentaire Additionnel (Partie Prenante)
82.4		CNEE	La CNEE considère qu'il est primordial d'organiser avant l'élaboration du second rapport intermédiaire une réunion de concertation (juridique et technique) avec le consultant et le GTI et certaines parties prenantes clés (compagnies pétrolières, Banque Mondiale, CNEE, etc.) pour discuter des aspects stratégiques et techniques des propositions de modèles de développement offshore et onshore (des activités pétrolières type avec une identification des risques et effets liés sur la santé, la sécurité, l'environnement et le social et des directives associées.	Bien Noté	Un atelier technique est prévu en janvier 2023. Détails seront envoyés au plus tôt.	Choose an item.	
82.5		CNEE	Les discussions comprendraient notamment (liste non exhaustive) : • Les scénarios retenus, • Les techniques alternatives (Politique Zéro-décharge en mer vs décharges autorisées, • Élimination des déchets dangereux, etc.), Les projets de directives, normes et standards et outils juridiques qui seront mis en œuvre et le calendrier de leur rédaction, adoption et mise en œuvre	Bien Noté		Choose an item.	

No.	Section	Partie Prenante	Commentaire Reçu	Statut du Commentaire (Consultant)	Réponse du Consultant	Statut du Commentaire (Partie Prenante)	Commentaire Additionnel (Partie Prenante)
82.6		CNEE	Le rôle du GTI dans le processus de décision et d'avancement de l'EESS devrait être présenté dans la note de cadrage. Durant l'élaboration de l'EESS, il serait important que le GTI puisse régulièrement arbitrer sur les propositions de décisions proposées par le consultant. Le recrutement d'une personne à plein temps pour assurer le secrétariat du GTI nous parait un prérequis et devrait faire partie des recommandations de la Note de cadrage.	Bien Noté		Choose an item.	

Ateliers de consultation – Etat des Lieux et référentiel Juridique - Dakar (février 2023)

REPUBLIQUE DU SENEGAL
Un Peuple - Un But - Une Foi

MINISTERE DE L'ENVIRONNEMENT, DU DEVELOPPEMENT DURABLE ET DE LA TRANSITION ECOLOGIQUE

MINISTERE DU PETROLE ET DES ENERGIES

DIRECTION DE L'ENVIRONNEMENT ET DES ETABLISSEMENTS CLASSES

DIRECTION DES HYDROCARBURES

GES-PETROGAZ

EVALUATION ENVIRONNEMENTALE ET SOCIALE STRATEGIQUE (EESS) DU SECTEUR PETROLIER ET GAZIER DU SENEGAL

Rapport pour l'Atelier Technique

Mars 2023

TABLE DES MATIERES

Table des matieres ii
1. Introduction 3
2. Structure de l'atelier de consultation 4
3. Travail de Group 6
3.1 Groupe I: Utilisateurs des hydrocarbures 6
3.1.1 Participants du groupe 6
3.1.2 Lacunes/Commentaires 6
3.2 Groupe III: ECOLOGIE MARINE ET TERRESTRE 10
3.3.1 Participants du groupe 10
3.3.2 Lacunes/Commentaires 10
3.3 Groupe IV: Qualité de l'Air et Changement Climatique 14
3.3.1 Participants du groupe 14
3.3.2 Lacunes/Commentaires 14
3.4 Groupe VI: Déchets et Produits Chimiques 19
3.4.1 Participants du groupe 19
3.4.2 Lacunes/Commentaires 19
4. Annexes 24
Annexe A - liste des participants 25
Annexe B - L'Agenda de l'Atelier 28
Annexe C - présentations 30
Annexe D - commentaires de chaque groupe 31
Annexe E - Photos de l'atelier 54
Annexe F – Feuille de Présence par Group 59

1. INTRODUCTION

Suite à la découverte d'importants gisements de gaz et de pétrole ces dernières années dans les côtes sénégalaises, la préservation de l'environnement marin et la gestion de la biodiversité constituent des enjeux majeurs auxquels le Sénégal doit faire face en matière de respect des lois et règlements ainsi que de traités et autres engagements internationaux. Une Evaluation Environnementale et Sociale Stratégique (EESS) sera donc préparée pour le secteur pétro-gazier au Sénégal.

L'EESS a pour objectif d'intégrer les préoccupations et considérations en matière d'environnement dans le processus décisionnel général à l'échelle nationale, y compris les politiques environnementales et sociales. L'EESS sera disponible et couvrira toutes les phases de l'exécution des activités pétrolières. L'EESS permettra de définir les mesures de gestion durable du secteur en tenant compte des multiples usages de la mer et des écosystèmes terrestres à travers un Plan Cadre de Gestion Environnementale et Sociale (PCGES) conformément aux exigences du Code de l'environnement et de celles du Cadre Environnementale et Sociale de la Banque Mondiale et du Protocole de Kiev sur les EESS.

L'objectif général de l'EESS est d'établir un outil qui aidera à gérer durablement les activités gaz et pétrole dès les premières étapes possibles de la prise de décision et à intégrer pleinement les principales préoccupations environnementales et sociales dans les étapes ultérieures de planification et de mise en œuvre.

L'EESS suit une approche participative et inclusive et vise à engager le plus grand nombre possible de parties prenantes dans le processus. L'engagement des parties prenantes fait partie intégrante de l'EESS, principalement par le biais d'ateliers de consultation, au cours desquels les parties prenantes sont informées du projet et de son développement à un stade précoce et sont engagées tout au long du processus. Rassembler les points de vue pertinents est plus susceptible de garantir que les préoccupations potentielles, les exigences en matière de données et les sources d'information sont identifiées à un stade précoce, et que les valeurs, préoccupations et intérêts des parties prenantes sont intégrés dans l'EESS.

Une partie prenante peut être définie comme toute personne ou groupe qui est directement ou indirectement affecté par le projet, ainsi que ceux qui peuvent avoir un intérêt pour le projet et/ou la capacité d'influencer ses résultats, positivement ou négativement. Les parties prenantes peuvent inclure des communautés ou des individus affectés localement, des autorités gouvernementales nationales ou locales, des organisations et des groupes de la société civile, le secteur universitaire et le secteur privé.

Ce rapport présente les résultats de l'Atelier Technique organisé par ELARD, Envirotech Consulting et HPR ANKH et qui a été réalisé sur 2 jours, le 21 et le 22 Février, 2023.

L'atelier a été organisé de manière à faciliter et maximiser la participation des parties prenantes du gouvernement, des autorités locales, des organisations internationales, des institutions de recherche et universitaires, de la société civile et du secteur privé. L'atelier a réuni des parties prenantes gouvernementales et non gouvernementales. La liste des participants est fournie à l'annexe A.

2. STRUCTURE DE L'ATELIER DE CONSULTATION

Le premier atelier de consultation s'est tenu à Dakar le Mardi 21 Février 2023 de 8h30 à 14h00, et le Mercredi 22 Février 2023 le matin avec un total de 34 participants. La liste des participants est incluse à l'annexe A et l'agenda de l'atelier est inclus à l'annexe B.

Apres l'inscription et le mot de bienvenue et d'ouverture, l'atelier a était structuré en deux parties: (1) présentations frontales et (2) des séances de travail subdivisées en sept groupes de travail. Les détails sur chaque partie sont fournis ci-dessous:

1. Présentations:

A. Introduction

Brève introduction aux activités d'E&P petro-gazières offshore et onshore au Sénégal, rappel sur la stratégie nationale d'utilisation des hydrocarbures et du gaz, présentation des scénarios possibles pour le développement du secteur, et introduction de la DEEC pour présenter une actualisation des aspects stratégiques.

B. Évaluation Environnementale et Sociale Stratégique

Introduction à l'EESS, à savoir: 1) la définition, l'importance et les avantages de l'EESS 2) la portée, les objectifs, le processus et l'approche à adopter pour mettre à jour l'EESS pour les activités d'E&P 3) cadre juridique et politique, 4) données de référence; et 5) impacts environnementaux et socio-économiques clés et alternatives et 6) cadre d'objectifs, de cibles et d'indicateurs de l'EESS.

Présenté par M. Ricardo Khoury d'ELARD.

2. Séances de Travail:

Les participants ont été répartis en sept groupes de travail thématiques en fonction de leur domaine d'expertise et/ou de leurs intérêts. Les groupes 5 et 7 ont été ensuite regroupés en raison du faible nombre de participants dans les deux groupes. Chaque participant a reçu un livret de travail afin de faciliter sa participation et de valider les aspects pertinents à son domaine de travail / expertise / intérêt. Les groupes de travail étaient répartis comme suit:

- **Groupe I:** Utilisateurs des hydrocarbures (secteurs énergie, industrie, etc.)
- **Groupe II :** Production pétro gazière : enjeux et alternatives – secteurs économiques et sociaux.
- **Groupe III :** Ecologie marine et terrestre
- **Group IV :** Qualité de l'air et changement climatique
- **Groupe V :** Situations d'urgence
- **Groupe VI :** Déchets et produits chimiques
- **Groupe VII :** Impacts transfrontaliers

La discussion entre les groupes a tourné autour des points clés suivants:

A. Cadre juridique et politique

B. Situation de référence

C. Cadre et indicateurs de l'EES

D. Enjeux et alternatifs environnementaux et socio-économiques

Les dossiers de chaque groupe de travail sont fournis dans les sections suivantes. Pour chaque séance de travail:

- Les discussions générales tenues pendant la session sont enregistrées pour une intégration plus poussée, le cas échéant dans l'EESS
- Les contributions spécifiques liées aux (A) cadre juridique et politique, (B) les données de référence et (C) cadre et indicateurs de l'EESS, (D) les enjeux et alternatifs environnementaux et socio-économiques (sont enregistrées et seront utilisées pour mettre à jour les matrices pertinentes partagées dans le livret et seront intégrées dans l'EESS.

Le cadre de l'EES servira de base à l'évaluation d'impact et à un cadre de suivi complet de l'EES; à mesure que des contributions supplémentaires seront obtenues des parties prenantes, ce cadre de l'EES sera modifié, le cas échéant.

3. TRAVAIL DE GROUP

3.1 GROUPE I: UTILISATEURS DES HYDROCARBURES

3.1.1 Participants du groupe

Jour 1		Jour 2	
Participant	**Organisation**	**Participant**	**Organisation**
Laurie Barelli des Reis	CNEE	Khouna Rory	Sococim
Awa Greye Dof	RGS	Marie Nathalie Sarr	GES-Petrogas
Awa Dieye	DH	Awa Greye Dof	RGS
Khouna Rory	Sococim	Awa Dieye	DH
Marie Nathalie Sarr	GES-Petrogas	Ndeye Fatou Mbow	Senelec
Ndeye Fatou Mbow	Senelec	Moctar Sidy ND	DEEC
Moctar Sidy ND	DEEC	Ricardo Khoury (Modérateur)	ELARD
Ricardo Khoury (Modérateur)	ELARD	-	-

La feuille de présence pour le groupe I est présentée à l'annexe F

3.1.2 Lacunes/Commentaires

Dans cette section, les commentaires et les lacunes discutés et identifiés pour chaque sujet au cours des séances de travail sont résumés.

A. Cadre Juridique et Politique

Les points suivants présentent les principaux commentaires discutés et les lacunes identifiés dans la matrice du cadre juridique et politique :

Textes législatives qui doivent êtres prisent en considérations :

- Loi 2021 – 31 du 15 Juillet 2021 portant code d'électricité
- Loi 2021 – 32 du 15 Juillet 2021 portant sur la création et attribution de la CRSE
- Code du réseau gazier (en cours)
- La loi 2020 – 06 du 7 février 2020 portant code gazier
- La révision du code de travail et du code gazier
- La loi numéro 64 – 46 du 17 Juin 1964 relative au domaine national, et son décret d'application numéro 64-573 du 30 juillet 1964 et décret 91-838 du 22 aout 1991

- Loi numéro 76 - 66 du 02 juillet 1976
- Loi 2011 – 07 du 30 mars 2011 portant régime de la propriété foncière

Stratégies, politiques et plans pertinents qui doivent êtres prisent en considérations :

- LPDSE 2019 – 2023
- La stratégie gaz to power
- PAP2A
- PAMGE
- PSE Vert
- La Commission de Régulation du Secteur de l'Energie (CRSE) (CMH est inclus dans CRSE)
- Plan directeur pétrolier et gazier du Sénégal
- CDM et CDN jusqu'à 2025
- La stratégie de développement en bas carbone (Article 05 accord de Paris)
- La convention d'Abidjan (n'est pas encore ratifie par le Sénégal)

Notes Additionnelles

- Certaines conventions internationales n'ont pas été répertoriées :
  - Convention de Stockholm sur les POPs
  - Convention de Bale sur le transport transfrontalier des déchets
  - Convention de Bamako
  - Convention de Rotterdam
  - Convention de Minamata
  - Convention de Ramsar
- Pour le cadre institutionnel, les instituts suivants doivent être ajoutés :
  - Autorités administratives (Gouverneurs, préfets, sous-préfets)
  - Autorités locales (Elus locaux, les ONG, OCB, les sociétés civiles).
  - La Commission de Régulation du Secteur de l'Energie
- Le renforcement de capacité doit être effectué pour tous les acteurs du secteur : Senelec, DEEC, etc. en matière :
  - Des gestions des impacts environnementaux et sociaux

- Mise en œuvre des mesures de préventions et d'atténuation

B. Situation de référence

Les points suivants présentent les principaux commentaires discutés et les lacunes identifiés dans la matrice de la situation de référence :

Les principales données et les études importantes et disponibles et liées au sujet :

- Système d'information énergétique
- EIES des secteurs
- Rapport de l'Etat de l'environnement produit par CSE
- Annuaire sur l'environnement et les ressources naturelles (CSE)
- Rapport annuel de SENELEC
- Deltares
- Egis (Saint Louis)
- Cadastre pétrolier (DH)
- Energies SIE : Système d'information énergétiques
- Site du CSI
- Dans le secteur de l'énergie les fournisseurs de donnes sont :
  - Pour les hydrocarbures : CMH,
  - Pour l'électricité : SENELEC
  - Pour les combustibles domestiques : PMB et EMDev

Lacunes importantes et recommandations

- Source de quelques figures
- La prévision de la croissance démographique d'ici les 10 ou 20 ans prochains
- Les données du secteur doivent être misent a jour
- Une analyse comparative ou analyse de compatibilité doit être effectuée entre les différentes orientations stratégiques de l'Etat. Par exemple ; la compatibilité entre plan directeur pétrolier et gazier et la CDN du Sénégal

C. Cadre et Indicateurs de l'EESS

Buts et objectifs qui doivent être considères

Le Groupe I n'a pas identifié d'autre buts et objectifs qui doivent être considères dans l'EESS.

Indicateurs qui doivent être considères

Facteur de durabilité	Indicateur Suggérés
Changement Climatique	• Emissions de CO2 par source de production électrique • Emission de CO2 de l'industrie énergétique pour les secteurs
Energie	• Taux d'accès à l'électricité • Cout de l'électricité (Réduire) • Nombre de clients par niveau de tension • Nombre de délestage automatique • Emission de CO2 de l'industrie énergétique • Emissions de CO2 par source de production électrique
Education et Emploie	• Nombre d'emploi : o Directe o Indirecte o Sénégalais o Etrangers o La part des femmes

D. Les Enjeux et Alternatifs Environnementaux et Socio-économiques

Groupe I n'a pas complète la partie D (les enjeux et alternatifs environnementaux et socio-économiques).

3.2 GROUPE III: ECOLOGIE MARINE ET TERRESTRE

3.3.1 Participants du groupe

Jour 1		Jour 2	
Participant	Organisation	Participant	Organisation
Fatou Niang Diagne	Division gestion littoral	Fatou Niang Diagne	Division gestion littoral
Noraue Abdou Aziz	Direction des Aires Marines Communautaires Protégées (DAMCP)	Khady Diouf Goudiaby	IFAN (institute Cheikh Anta DIOP)
Fatou Biutou Traore	Centre de suivi écologique (DEEC)	Fatou Biutou Traore	Centre de suivi écologique (DEEC)

3.3.2 Lacunes/Commentaires

Dans cette section, les commentaires et les lacunes discutés et identifiés pour chaque sujet au cours des séances de travail sont résumés.

A. Cadre Juridique et Politique

Les points suivants présentent les principaux commentaires discutés et les lacunes identifiés dans la matrice du cadre juridique et politique :

Textes législatifs qui doivent êtres prisent en considérations :

- Décret n° 2012-437 du 10 avril 2012 portant répartition des services de l'Etat actant sur la création de la Direction des Aires Marines Communautaires Protégées (DAMCP)
- Décret n° 2014-338 portant création de l'aire marine protégée de Sangomar (création sur la façade maritime des communautés rurales de Palmarin (Département de Fatick) et de Dionewar, de l'Aire marine protégée de Sangomar.)
- Décret n° 2020-1132 portant création de l'Aire marine protégée de Somone (une Aire marine protégée dans les limites des communes de Somone et de Sindia denommee l'Aire marine protégée de Somone)
- Décret n° 2020-1133 portant création des Aires marines protégées du Kaalolaal Blouffogny et de Gorée.
- Convention des Nations Unies sur le Droit de la mer (CNUDM / United Nations Convention on the Law Of the Sea / UNCLOS), signée à Montego Bay (Jamaïque) le 10 décembre 1982, est entrée en vigueur le 16 novembre 1994, après ratification ou adhésion de 60 États – création des zones économiques exclusives (ZEE)
- Convention relative aux zones humides d'importance internationale particulièrement comme habitats des oiseaux d'eau (Ramsar, Iran, 2.2.1971 et rectifiée en 1977)

- Loi n° 2015-18 du 13 juillet 2015 portant Code de la Pêche maritime
- Convention internationale de 1954 pour la prévention de la pollution des eaux de la mer par les hydrocarbures
- Protocole JAKARTA, protocole de NAGOYA 2018

Stratégies, politiques et plans pertinents qui doivent êtres prisent en considérations :

- Stratégie nationale pour les aires marines protégées (2013 et actualisée en 2020)
- PLAN NATIONAL DE LUTTE CONTRE LA POLLUTION MARINE (POLMAR)
- Programme Adaptation aux changements climatiques dans les zones côtières. (ACCC).

Notes Additionnelles

- Certaines conventions internationales n'ont pas été répertoriées
- Absence de législation sur la biodiversité

B. Situation de référence

Les points suivants présentent les principaux commentaires discutés et les lacunes identifiés dans la matrice de la situation de référence :

Les principales données et les études importantes et disponibles et liées au sujet :

- Etude réalisée par le CSE pour le compte de la HASSMAR « Cartographie de la vulnérabilité des côtes du Sénégal à la pollution par les hydrocarbures »
- Annuaire sur l'environnement et les ressources naturelles CSE, 4eme édition 2018
- Rapport sur l'Etat de l'Environnement au Sénégal CSE, 4eme édition 2020
- Liste verte de l'UICN sur les aires protégées et conservées
- Rapports Annuels de la direction des pêches maritimes
- Les ZPP (zones des pêches protégées : voir DPM
- Documents de mémoires et thèses de l'université Cheikh Anta Diop de Dakar – Thèse Massel Fall 2009
- P67 Colonne 3 : 14 AMP
- Gestion Environnementale de l'exploitation du pétrole Offshore et du transport maritime pétrolier (contribution P.R.C.M)

Lacunes importantes et recommandations

- Cartographie de la vulnérabilité des fonds marins
- Planification spatiale (étude en cours)
- Les périodes de reproduction des espèces
- Les couloirs de migrations
- L'état de stock des espèces d'importance socio-économique
- Liste des espèces protégées sur la liste rouge de l'UICN
- Les PAG de toutes les AMP sont disponibles et peuvent être à votre disposition
- Sur les herbiers marins voir consulter : http//geograsslab.reseliensea.org

→ sur les équipements et infrastructures sur la cote (port, site d'embarquement et de débarquement, ouvrages de protections côtières, infrastructures aquacoles)

C. Cadre et Indicateurs de l'EESS

Buts et objectifs qui doivent être considères

Le Groupe I n'a pas identifié d'autre buts et objectifs qui doivent être considères dans l'EESS (objectifs déjà présenté et jugés pertinents)

- Voir plan stratégique pour actualisation
- Vérifier à la capacité de charge de l'environnement cad à la capacité à absorber les activités sans impact sur la biodiversité

Indicateurs qui doivent être considères

Facteur de durabilité	Indicateur Suggérés
	• Valider l'indicateur pression en vérifiant l'empreinte écologique • Suivre des zones de pêche spéciales
	• Choisir des modèles biologiques (ex-poisson, crabes…) et faire des analyses chimiques pour voir le degré éventuel de contamination
	• Pollution des écosystèmes marins et côtiers par les hydrocarbures

D. Les Enjeux et Alternatifs Environnementaux et Socio-économiques

Principaux concernées liés à l'écologie marine et terrestre

- Commission sous régionale pêche
- Direction pêche maritime
- Institut scientifique de recherches agricoles

3.3 GROUPE IV: QUALITE DE L'AIR ET CHANGEMENT CLIMATIQUE

3.3.1 Participants du groupe

Jour 1		Jour 2	
Participant	**Organisation**	**Participant**	**Organisation**
Abdouloup Terre	DREEC-Dakar	Abdouloup Terre	DREEC-Dakar
Anoata Balde	DREEC-Dakar	Anoata Balde	DREEC-Dakar
Chebile Mbengue	DEEC/CGQA	Chebile Mbengue	DEEC/CGQA
Sereingue Taliou Vene	Etude Lead	Sereingue Taliou Vene	Etude Lead
Antoine Waked (Modérateur)	ELARD	Antoine Waked (Modérateur)	ELARD

La feuille de présence pour le groupe I est présentée à l'annexe F

3.3.2 Lacunes/Commentaires

Dans cette section, les commentaires et les lacunes discutés et identifiés pour chaque sujet au cours des séances de travail sont résumés.

A. Cadre Juridique et Politique

Les points suivants présentent les principaux commentaires discutés et les lacunes identifiés dans la matrice du cadre juridique et politique :

Textes législatives qui doivent êtres prisent en considérations :

- Décret 2011/1689 du 3 Octobre qui crée la structure en rapport au comité nationale pour le changement climatique
- Décret 2006/12/101 du 15 Novembre 2006 sur les mesures d'hygiène et de sécurité dans les établissements
- Code de la pèche, article 17
- Décret 2001, code de l'environnement
- Directive de l'OMS 2001 sur la pollution de l'air
- Norme 13/05/060 émissions des gaz d'échappement des véhicules à moteur
- Loi 1993, code d l'eau

Stratégies, politiques et plans pertinents qui doivent êtres prisent en considérations :

- Plan national de gestion des déchets dangereux
- Plan national d'action pour l'environnement

- Plan de mise en œuvre de la convention de Stockholm sur les POP's
- PAAP : 2eme partie du plan Sénégal émergent 2014 – 2015
- Convention de Minamata pour le Mercure (Février 2009)
- Promotion du transport de masse avec les projets BRT et TER
- Programme de renouvellement du parc de transport en commun
- Remplacer les ancien bus de Dakar 1962 par des bus a GPL Dakar Ndiago Ndiaye car rapide
- Création du centre de contrôle technique des véhicules
- Elimination du plomb dans les véhicules à essence depuis 2005
- Limitation d'âge pour importation des véhicules a 8 ans
- Diversification des sources d'énergie pour atteindre l'objectif 2020 énergie renouvelable en 2017
- L'accord de paris de 2015 cop 21
- Plan national d'action sur les modes de production et consommation durable
- Plan national de la lutte contre la diversification
- Programme national de gestion des déchets
- Plan national de développement sanitaire et social
- Plan stratégique national de santé communautaire

Eléments environnemental et social lié au projet et qui devraient être abordé dans la matrice législative :

- Les dispositions légales qui pourraient prendre en compte la protection du littoral

B. Situation de référence

Les points suivants présentent les principaux commentaires discutés et les lacunes identifiés dans la matrice de la situation de référence :

Les principales données et les études importantes et disponibles et liées au sujet :

- Inventaire d'émissions de la ville de pekine et gueduawaye (2020)
- Bilan d'activité annuel sur le changement climatique
- Rapport sur l'environnement des hydrocarbures 2020 du Sénégal
- Rapport fondation SOCOCIM 2021

- Tous les 6 mois les industries font des mesures des polluants
- Données des AQMS disponibles de 2010-2023
- Rapport GTA
- Existence de 6 stations pour mesurer la qualité de l'air

Lacunes importantes en matière de données

- Non application du principe pollueur payeur
- Non-disponibilité d'un atlas marin qui permet d'avoir toutes les informations
- ANSD sorte les statistiques. Les données publiées hors ANSD posent des problèmes de fiabilité des données.
- Non application du principe pollueur payeur
- COV n'est plus mesuré au niveau des stations industrielles
- Le non prise en compote de la pollution de l'air (test antipollution) pour la visite technique des véhicules
- Absence de règlementation sur certaines pratiques comme le brulage a l'air libre de déchets et biomasse

Comment cet aspect est susceptible de changer dans l'avenir sans le programme :

- Diminution de la pollution en saison humide et augmentation en saison sèche
- Vu les politique de réduction, il y a une tendance à l'amélioration
- Changement dans la qualité de l'air
- Accélération de l'érosion marine

C. Cadre et Indicateurs de l'EESS

Buts et objectifs qui doivent être considères

- Réduire la pollution atmosphérique
- Réduire les gaz à effet de serre
- Assurer un suivi des émissions de pollutions atmosphériques
- Elaborer des rapports de surveillance trimestrielle à fournir à la DEEC
- Mise en place des politiques de réduction des impacts sur la santé et l'environnement
- Aménager des espaces verts au niveau des grandes agglomérations
- Promouvoir la mixte énergétique et les mesures de transport en masse

Indicateurs qui doivent être considères

Facteur de durabilité	Indicateur Suggérés
Changement Climatique	• Evaluer l'état de dégradation accélérée du littoral • Moyenne annuelle des particules (PM10 et PM2.5) et de certains gaz (CO, Nox, SO2, O3, COV)

Pour le groupe VI, des notes supplémentaires liés au cadre et aux indicateurs de l'EESS ont été intégrés directement dans une version modifiée (en rouge) qui est jointe au présent rapport à l'annexe D.

D. Les Enjeux et Alternatifs Environnementaux et Socio-économiques

Les points suivants présentent les problèmes et alternatifs environnementaux et socio-économiques qui doivent être pris en considérations dans l'EESS.

Problèmes principales liées aux gestions a la qualité de l'air et au changement climatique

- Durant la phase de reconnaissance :
    - Incinération des déchets lors du traitement des déchets des activités industrielles et domestiques
    - Emissions atmosphériques pendant la phase de reconnaissance
- Durant la phase d'exploration : Activités des navires, déchets et transport
- Durant la phase de production : Emissions fugitives, activités de combustion, produits chimiques et accidents
- Durant la phase de déclassement : Gaz à effet de serre en rapport avec la climatisation
- Impact socio-économique :
    - Pression sur les autres ressources suite à la reconversion de la communauté de pêcheurs ayant perdu leur travail par l'effet de l'exploitation pétrolière
    - Baisse des revenus des pécheurs artisanaux
    - Baisse des rendements agricole et forestier
- Pluies acide
- Dégradation des matériaux polymères
- Marree noire due au déversement des hydrocarbures

Notes Additionnelles :

- Pour des impacts socio-économiques : Referez à une étude de la banque mondiale en 1999 intitulée étude sur la qualité de l'air en milieu urbain, cas de Dakar et Quagodourgue

- Pour les impacts sur la Sante : Referez aux études projet chaire Eco sante Article « Asthme et pollution atmosphérique extérieure en zone urbaine dakaroise »

3.4 GROUPE VI: DECHETS ET PRODUITS CHIMIQUES

3.4.1 Participants du groupe

Jour 1		Jour 2	
Participant	**Organisation**	**Participant**	**Organisation**
Mamadou Lamine Dame	DEEC	Aminata Sall	Division Gestion du Httoral
Fatou Tabane	CERES – Locustox	Fatou Tabane	CERES – Locustox
Ahmad El Mourad (Modérateur)	ELARD	Ahmad El Mourad (Modérateur)	ELARD

La feuille de présence pour le groupe I est présentée à l'annexe F

3.4.2 Lacunes/Commentaires

Dans cette section, les commentaires et les lacunes discutés et identifiés pour chaque sujet au cours des séances de travail sont résumés.

E. Cadre Juridique et Politique

Les points suivants présentent les principaux commentaires discutés et les lacunes identifiés dans la matrice du cadre juridique et politique :

Textes législatives qui doivent êtres prisent en considérations :

- L'arrêté numéro 93-11 de 2008 eaux usagées
- Décret 2010-1281 fixant les conditions d'exploitation du plomb des batteries usagées et d'autre source et de l'utilisation des mercures
- Décret 2008-1007 portant sur les déchets biomédicaux
- Décret 2006-1257 fixant les prescriptions minimales contre les risques chimiques
- Code de conduite de la FAO sur la pèche durable (1995)

Stratégies, politiques et plans pertinents qui doivent êtres prisent en considérations :

- Le plan national de la gestion des déchets dangereux
- Le plan national des gestions des déchets biomédicaux
- Révision du code environnemental (cette révision va inclure des stipulations relatives au secteur pétro-gazier, les établissements classés et le changement de climat)
- Révision de la loi sur le littoral
- Révision de la stratégie de la biodiversité

- Révision du code de l'eau
- Révision des normes des eaux usées
- Le plan national de mise en oeuvre de la convention de stockholm

Eléments environnemental et social lié aux déchets et produits chimiques qui devraient être abordé dans la matrice législative :

- La gestion des produits des rejets pétro-gazier
- La gestion des produits chimiques obsolète

Normes ou directives proposées pour combler les lacunes des normes nationales :

- Nécessité de proposer des protocoles et des normes techniques pour évaluer les risques des produits chimiques et des déchets (écotoxicité) adapté au Sénégal.
- Nécessité d'élaborer des normes pour évaluer la qualité de l'environnement applicable et adapter au Sénégal
- Nécessité de proposer des normes pour gérer les eaux de production
- Convention des antisalissure que le Sénégal doit ratifier
- Le protocole de Malabo (Convention d'Abidjan) n'est pas encore ratifié. Le Protocol doit être adapté au contexte Sénégalais avant même d'être ratifié.
- La PGSEMPA doit être bien étudié et inclus dans le cadre juridique et législatif. C'est un programme qui est concerné avec les gestions des différents types de déchets

Notes Additionnelles

- La norme NS 05-061 est applicable mais elle n'est pas exhaustif. Les normes sont souvent emportées d'autre pays sans être adaptée au contexte Sénégalais à l'exception des normes de la qualité de l'air.
- Il y'a des décalages entre plusieurs code au Sénégal qui nécessite l'harmonisation des lois.

F. Situation de référence

Les points suivants présentent les principaux commentaires discutés et les lacunes identifiés dans la matrice de la situation de référence :

Les principales données et les études importantes et disponibles et liées au sujet :

- Kessouri et al. Coastal eutrophication drives acidification, oxygen loss and ecosystem change in a major oceanic upwelling system (proceeding of the National Academy of Sciences, Vol 11, N. 21, 2021)
- Colman et al. Carbonate mounds of Mauritania Northwest Africa: Status of deep-water corals and implications for management fishing and oil exploration activities

- End report program biodiveristy oil and gaz (GIZ, 2014)
- Mission océanographique Nansen avec CRODT, INR (Norvège), INROP (Mauritanie), dans les eaux autour du GTA pour la collecte des données et établir un état de référence (contamination des sédiments, suivi oiseaux, mammifères, analyse chimique et physique des eaux)
- Recommendations FAO/Nansen pour protection des rifs coraux d'eau froide offshore Sénégal
- Recommendations FAO pour gestion écologique du GTA pour la protection barrière coralière au large de Saint-Louis
- Working group report on Ecotoxicology ;
- Working group report on coastal biodiversity;
- Working group report on environmental conditions- oceanography;
- Working group report on pelagic biodiversity;
- Working group report on benthic biodiversity.
- Etude diagnostique de la vulnérabilité du secteur de la pêche vis à vis des activités pétro gazière pour le réseau des parlementaires pour l'environnement du Sénégal (REPES)

Lacunes importantes en matière de données

- It est nécessaire d'établir un état de référence complet pour la zone maritime Sénégalaise
- Il est nécessaire d'établir un seuil de toxicité des polluants prioritaire pour définir les normes de qualités environnementale et pour évaluer le risque écologique

Comment cet aspect est susceptible de changer dans l'avenir sans le programme :

- Il y a un risque lié à la présence physique des pipelines enterrés sur l'intégrité des coraux d'eau froide situés dans la zone des GTA
- Il y a un risque de ne pas être en mesure d'évaluer l'évolution de la qualité du milieu
- Il y a un risque de ne pas pouvoir évaluer le risque de toxicité des déchets/ polluants pour les écosystèmes pour manque de normes de qualités environnementales
- Sans le développement: Positivement parce qu'il y'a des stratégies qui sont en train d'être développé. Il y'a une volonté politique à bien gérer les déchets.
- Avec le développement: La SEPCO est créé pour gérer les déchets pétro-gazier. Mais il y'a un risque d'impact socio-environnementaux.

Notes additionnelles

- Les déchets domestiques sont normalement collectés et placés dans des locations ouverts
- Les déchets dangereux sont normalement exportés pour être traité en accordance avec la convention de Bâle. Parfois des déchets dangereux peuvent être trouvés dans les déchets domestiques.
- Il existe presque pas des données offshore à l'exception de celles des compagnies
- La quantité des déchets dangereux produits est inconnue à ce moment-là

G. Cadre et Indicateurs de l'EESS

Buts et objectifs qui doivent être considères

Le cadre couvre tous les cibles et éléments à surveiller mais un programme doit être établit pour gérer et surveiller les déchets du secteur pétro-gazier

Indicateurs qui doivent être considères

- La qualité des eaux marins doit être considérer comme indicateur.

H. Les Enjeux et Alternatifs Environnementaux et Socio-économiques

Les points suivants présentent les problèmes et alternatifs environnementaux et socio-économiques qui doivent être pris en considérations dans l'EESS.

Problèmes principales liées aux gestions des déchets et des produits chimiques.

- Les impacts des fuites du forage non-aqueux et aqueux contenant une diversité de produit chimique
- Dommage avec les corals reefs qui sont été découverts au Sénégal
- Les impacts cumulés des plusieurs projets doivent être étudié dans le secteur
- Impacts des lumières sur les concentrations des poissons
- Impacts des matériaux radioactifs dans les pipelines
- Impacts des milieux fleuviales sur les installations offshores.

Alternatives liées aux déchets et produits chimiques qui devraient être étudiées dans l'EESS

- Scénario 1: Gérer les déchets produits en offshore en mer
- Scénario 2: Gérer les déchets produits en offshore en terre
- Scénario 3: Evaluer l'utilisation des eaux de production pour l'irrigation

Notes Additionnelles

- Il faut mettre en place une procédure adaptée au contexte Sénégalais pour évaluer les risques des produits chimiques utilisés avant leurs homologations.

4. ANNEXES

ANNEXE A - LISTE DES PARTICIPANTS

EVALUATION ENVIRONNEMENTALE ET SOCIALE STRATEGIQUE (EESS) DU SECTEUR PETROLIER ET GAZIER DU SENEGAL

#	Participant	Titre	Organisation	Coordonnées (E-mail et Numéro de Téléphone)	Sexe M	Sexe F	Signature	N° du Groupe de Travail
1.	Philippe JEAN	Expert	CNEE	philippe.jean@pjn-consulting	X			2
2.	Laurie BORRELLI dos Reis	Technical secretary	CNEE	lborrelli@eia.nl		X		XX1
3.	Maroua Soda Saab	Ingenieur Petrolier	GES PETROGAZ MPE	maroua.soda@mpe-gouv.sn		X		II
4.	Stephan TEEUWEN	secrétaire technique	CNEE	steeuwen@eia.nl	X			VII
5.	KHOUMA MOR	Ingenieur	SOCOCIM	mor.khouma@sococim.sn	X			I
6.	Sanou DAKONO	HSSE	BP	sanou.dakono1@bp.com	X			2
7.	Fatou Tabane	Ecotoxicologue	CERES-Locustox	tabanefatou@hotmail.fr		X		6
8.	Mamadou TRAORE	Consultant	HPR-ANKH Consultant,	mamadoutraore@hprankh.sn	X			/

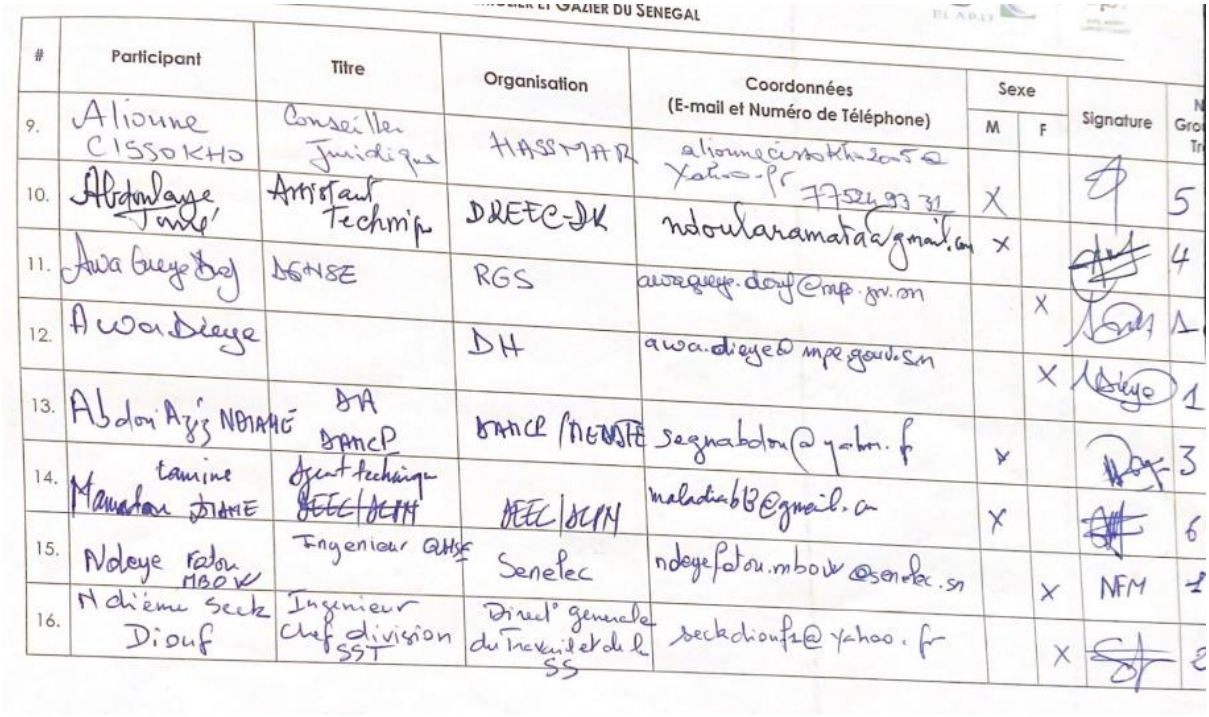
#	Participant	Titre	Organisation	Coordonnées (E-mail et Numéro de Téléphone)	Sexe M	Sexe F	Signature	N° du Groupe de Travail
9.	Babacar DIONE	environnementaliste	Endoleaf	bionebabs87@gmail.com	X			II
10.	Cheikh N'Deye	Environnement	EDEQUE	ndeyecheikh@yahoo.fr	X			I
11.	Fatou N. Biaguy	juriste	DEEC	fanidy4@gmail.com	r	X		III
12.	Raphaël FAYE	Responsable Suivi Evaluat	GES-PETROGAZ	raphfaye1@gmail.com	X			2
13.	Ousmane Balde	Chargé de la logistique	GES-Petrogaz	ousmane.balde@mpe.gouv.sn	X			
14.	Cheikh Mbengue	Assistant technique	DEEC/CGQA	mbenguedi19@gmail.com	X			n
15.	Amadou BALDE	Agent technique	DREEC-DK	amadou.balde933@gmail.com		X		
16.	Fatou Binetou TRAORE	Chargé de Suivi Evaluation	CSE	fatou-binetou-traore@cse.sn		X		3

EVALUATION ENVIRONNEMENTALE ET SOCIALE STRATEGIQUE (EESS) DU SECTEUR PETROLIER ET GAZIER DU SENEGAL

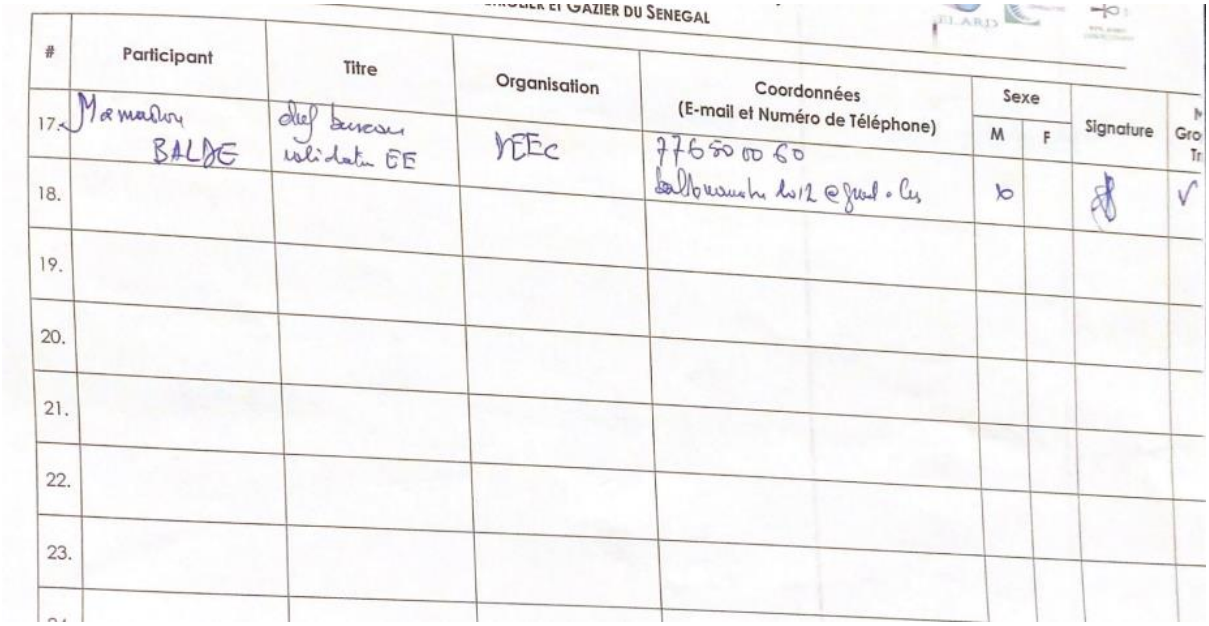
#	Participant	Titre	Organisation	Coordonnées (E-mail et Numéro de Téléphone)	Sexe M	Sexe F	Signature	N° du Groupe de Travail
17.	Serigne S. Seye	Biologiste-Environnementaliste	End de Leaf	[illegible] 779711031	X			II
18.								
19.								
20.								
21.								
22.								
23.								
24.								

EVALUATION ENVIRONNEMENTALE ET SOCIALE STRATEGIQUE (EESS) DU SECTEUR PETROLIER ET GAZIER DU SENEGAL

#	Participant	Titre	Organisation	Coordonnées (E-mail et Numéro de Téléphone)	Sexe M	Sexe F	Signature	N° du Groupe de Travail
1.	Abdou MBODJ	Chef de la division Surveillance	ANAM	abdoumbodj@hotmail.com	X			V
2.	Yakhya BADIANE	Président GTI	DH	Yakhya.badiane@unfe.gouv.sn	X			II
3.	Maria Nathalie SARR	Assistant environnement	GES-PETROGAS	Marienathalie.sarr@mpe.gouv.sn		X		I
4.	Fatou CISSOKHO	Chef dpt QHSE	PETROSEN EXP	fcissokho@petrosen.sn 77.332430		X		II 2
5.	Ababacar TALL	Agent technique	CGUE/DEEC	ababacartall14@gmail.com	X			5
6.	Mohamed El Badie SAGNA	Géographe-Environnementaliste	DPM/MPEM	sagnametzo@hotmail.fr 772249061	X			II
7.	EL Hadji Mandoh Ndao	Consultant	HPR-ANKH	ndaoelmandoh@gmail.com 772611337	X			
8.	ABDOULAYE TALL	chargé du service control de pollution marine	ANAM	abdoulayetall12@gmail.com	X			II



#	Participant	Titre	Organisation	Coordonnées (E-mail et Numéro de Téléphone)	Sexe M	Sexe F	Signature	N Gro Tr
9.	Alioune CISSOKHO	Conseiller Juridique	HASSMAR	alioune.cissokho2a5@yahoo.fr 77524 93 31	X			5
10.	Abdoulaye Tall	Assistant Technique	DREEC-DK	ndoularamata@gmail.com	X			4
11.	Awa Gueye Dieng	DGHSE	RGS	awagueye.dieng@mpe.gouv.sn		X		
12.	Awa Diéye		DH	awa.diaye@mpegouv.sn		X		1
13.	Abdou Aziz NDIAYE	DA DAMCP	DAMCP/MEWSTE	segnabdou@yahoo.fr	X			1
14.	Mamadou tamine DIAME	Agent technique DEEC/DCPM	DEEC/DCPM	maladiab88@gmail.com	X			3
15.	Ndeye Fatou MBOW	Ingenieur QHSE	Senelec	ndeyefatou.mbow@senelec.sn		X	NFM	6
16.	Ndiéme Seck Diouf	Ingenieur Chef division SST	Direct° generale du Travail et de la SS	seckdiouf2@yahoo.fr		X		1



#	Participant	Titre	Organisation	Coordonnées (E-mail et Numéro de Téléphone)	Sexe M	Sexe F	Signature	N Gro Tr
17.	Mamadou BALDE	chef bureau validation EE	DEEC	77 650 00 60 baldoumadou1012@gmail.com	1			1
18.								
19.								
20.								
21.								
22.								
23.								

ANNEXE B - L'AGENDA DE L'ATELIER

Temps	Activité	Présente par
Le 21 Février, 2023		
08 : 30 – 09 : 00	Inscription	
09 : 00 – 09 : 10	Mot de bienvenue et d'ouverture	GES-Petrogaz
09 : 10 – 09 : 45	• Introduction aux activités E&P pétro-gazières offshore et onshore au Sénégal • Rappel sur la stratégie nationale d'utilisation des hydrocarbures et du gaz • Information sur les scénarios de développement du Secteur Pétrogazier et notamment les scénarios possibles de développements pétroliers (utilisation du gaz, infrastructures (hub, ports industriels, possibilité de GNL, etc. • Introduction de la DEEC pour présenter une actualisation des aspects stratégiques (engagements du gouvernement pour la préservation de la biodiversité, zéro déchet, rejets offshore, etc…) et un point réglementaire (actualisation du Code de l'environnement, développement de Directives et guides techniques, réglementation à venir, etc.).	DH/DEEC
09 : 45 – 10 : 30	EESS : cadre de l'étude, objectifs, cadre stratégique, juridique et institutionnel au Sénégal, situation de référence environnementale et sociale, principaux impacts environnementaux et sociaux et les alternatifs.	Consultant
10 : 30 – 10 : 45	Cadre des objectifs de l'EESS, ses buts et des indicateurs	Consultant
10 : 45 – 11 : 00	Pause-café	
11 : 00 – 13 : 00	**Séance de Groupe de Travail (1ère Partie)** • Groupe I: Utilisateurs des hydrocarbures (secteurs énergie, industrie, etc.) • Groupe II : Production pétro gazière : enjeux et alternatives – secteurs économiques et sociaux. • Groupe III : Ecologie marine et terrestre • Group IV : Qualité de l'air et changement climatique • Groupe V : Situations d'urgence • Groupe VI : Déchets et produits chimiques • Groupe VII : Impacts transfrontaliers Chaque groupe discutera : • Le cadre politique juridique et règlementaire • Situation de référence • EESS – Les enjeux environnementaux et socio-économiques et leurs alternatifs	Tous

Temps	Activité	Présente par
	• Cadre de l'EESS et ses indicateurs	
13 : 00 – 14 : 00	Déjeuner	
Le 22 Février 2023 – matin	**Séance de Groupe de travail (2ème Partie)** Les groupes de travail finalisent les discussions et présentent les principales conclusions et recommandations en plénière	Tous
	Récapitulation et les étapes à venir	

ANNEXE C - PRESENTATIONS

Evaluation Environnementale et Sociale Stratégique (EESS) du Secteur Pétrolier et Gazier Offshore et Onshore du Sénégal

Premier Atelier de Consultation

21 et 22 Février 2023

Accueil

Contenu

1 Qu’est-ce qu’une EESS

2 Contexte sur le Secteur Pétrolier et Gazier

3 Contexte de L’Etude

4 Développements Principaux

5 Plan/Programme soumis à l’EESS

6 Objectifs de l’EESS

7 Cadres Politique, Juridique et Institutionnel

8 Situation de Reference

9 Cadre de l’EESS

10 Facteurs de Durabilité

11 Impacts environnementaux et socio-économiques potentiels

12 Scenarios

13 Alternatives

14 Travail de groupe

15 Discussions/Prochaines Etapes

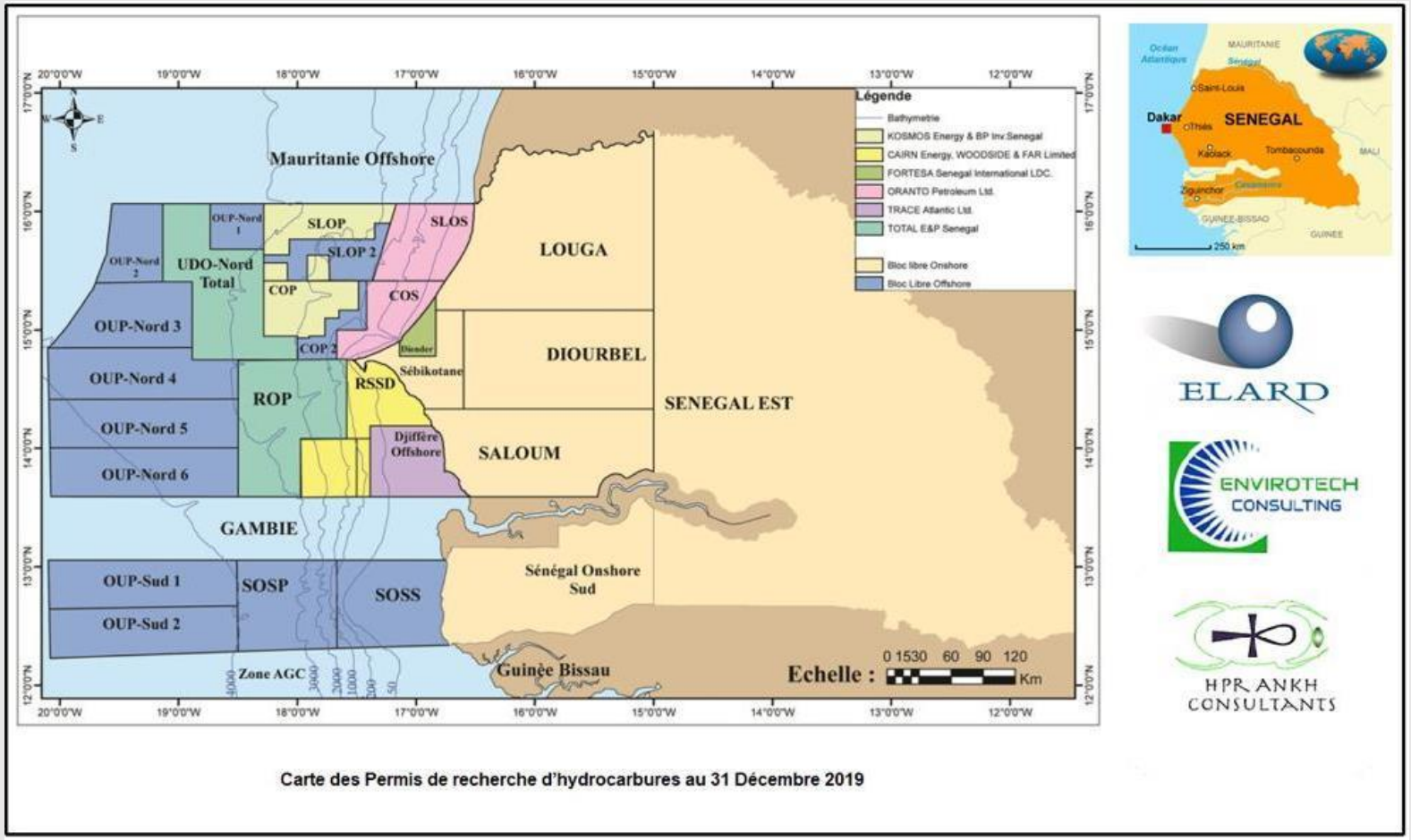
QU'EST-CE QU'UNE EESS

- Une Evaluation Environnementale Sociale Stratégique (EESS) est un processus systématique pour évaluer les conséquences environnementales des initiatives publiques afin de s'assurer qu'elles sont pleinement incluses et traitées de manière appropriée au stade le plus précoce possible de prise de décision en parallèle avec les considérations économiques et sociales.

- L'EESS a pour objectif d'intégrer les préoccupations et considérations en matière d'environnement (mais aussi les enjeux sociaux, économiques, de santé et de sécurité) dans le processus décisionnel général à l'échelle nationale, y compris les politiques environnementales et sociales.

CONTEXTE SUR LE SECTEUR PÉTROLIER ET GAZIER AU SÉNÉGAL

- Le Sénégal produit du gaz à partir du champ onshore de Gadiaga dans le bloc onshore Diender et transporte le gaz jusqu'au Cap des Biches par pipeline
- Le Sénégal n'est pas actuellement un pays producteur de pétrole
- Il existe au Sénégal la raffinerie Société Africaine de Raffinage qui est la seule raffinerie du Sénégal
- Le territoire Sénégalais est divisé en 29 blocs dont 7 sont Onshore et 22 Offshore



CONTEXTE DE L'ETUDE

- Entre 2014 et 2017, un certain nombre de découvertes pétrolières et gazières importantes notamment en offshore ont été faites au Sénégal

- Deux projets qui sont Sangomar et Grand Tortue Ahmeyim (GTA) ont récemment atteint la décision finale d'investissement (FID), tandis qu'une troisième découverte (Yakaar-Teranga) est également candidate à l'investissement

- La production de pétrole et de gaz au Sénégal devrait actuellement commencer en 2023 pour les projets GTA et Sangomar et en 2023/2024 pour Yakaar-Teranga

- L'EESS n'a été lancée pour les projets de gaz et pétrole que récemment (été 2022)

PLAN/PROGRAMMES SOUMIS A L'EESS

L'EESS devrait être développée pour un plan comprenant:

1. Objectifs clairs du Plan
2. Zone géographique clairement présentée et champ d'application (l'ensemble de la chaîne de valeur des activités d'E&P)
3. Le champ d'application comprend les impacts environnementaux, sociaux, de santé, sécurité et économiques
4. Une liste d'activités (qui dépendra de divers scénarios)
5. Principes directeurs clés – par exemple:

    - Priorité de fournit le Gas au marché intérieur
    - Préférence pour l'exportation de pétrole plutôt que l'utilisation domestique de pétrole

OBJECTIFS DE L'EESS

- Informe les activités d'exploration dans les blocs attribués et les activités d'exploration ultérieures découlant des futurs cycles de licences;
- Informe les prochains cycles d'octroi de licences concernant les blocs à ouvrir en tenant compte des critères environnementaux et socio-économiques;
- Informe les politiques environnementales sur les Plans de Développement et de Production (PDP);
- Assure la cohérence avec les autres plans/stratégies/politiques nationaux, régionaux et sectoriels;
- Engage les parties prenantes et le public intéressé dans une approche participative et aide à instaurer la confiance;
- Appui un alignement de politiques environnementales avec les pays voisins à travers les consultations transfrontalières;
- Aide à combler les lacunes existantes dans les normes et politiques environnementales et sociales;
- Fourni des cadres de gestion et de suivi environnementaux pour le secteur; et
- Informe le processus d'EIE, réduisant ainsi les risques de retards dans les activités commerciales liées aux approbations environnementales nécessaires.

CADRE POLITIQUE, JURIDIQUE ET INSTITUTIONNEL

- **Cadre Juridique Nationale**
- **Conventions et accords ratifies**
- **Plans et Strategies:**
  - Plan Sénégal Emergent (PSE)
  - Plan National d'intervention d'Urgences en Mer (PNIUM)
  - Contribution Déterminée au Niveau National (CDN)
  - Lettre de politique sectorielle de développement de la pêche et de l'aquaculture (LPSDPA)
  - Plan National de Lutte contre la Pollution Marine (Plan POLMAR)
  - Lettre de Politique Sectorielle de Développement de l'Industrie
  - Plan National d'Action pour l'Environnement
  - Stratégie Nationale de Développement Durable (SNDD)
  - Stratégie nationale pour les aires marines protégées (AMP) du Sénégal
  - Plan Stratégique Multisectoriel de la nutrition (PSMN) 2018 – 2022
  - Stratégie national de protection sociale (SNPS)
  - le Plan National de développement de l'Elevage (PNDE)
  - Stratégie nationale et Plan National d'Actions pour la Biodiversité (SPNAB)
  - La stratégie nationale de sécurité alimentaire (SNSAR) 2015-2035
  - La Lettre de Politique de Développement du Secteur de l'Energie (LPDSE)

SITUATION DE REFERENCE

Situation de Référence des Zones Onshore

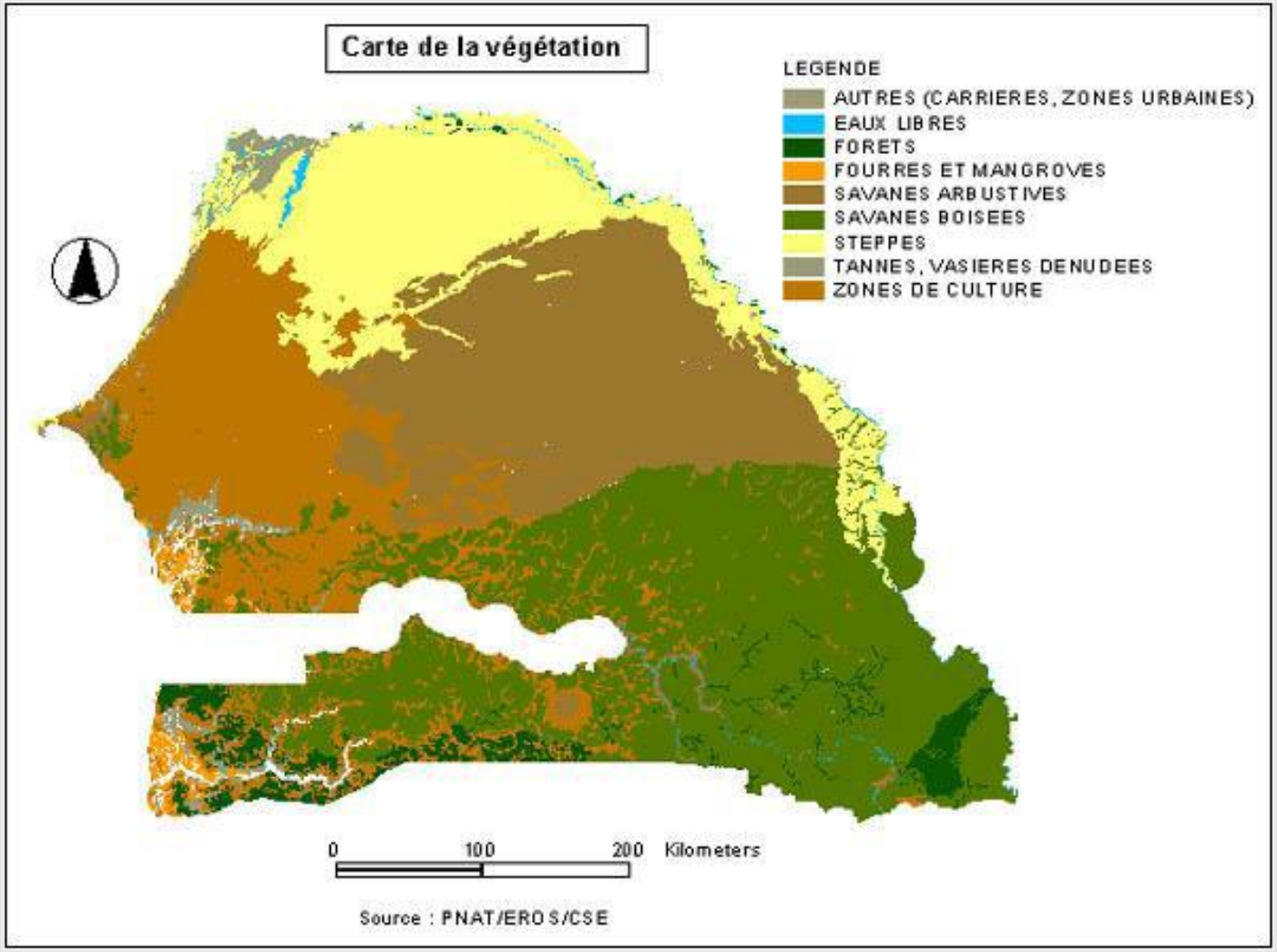
1. Climat
2. Qualité de L'Air
3. Gaz à Effet de Serre
4. Environnement Acoustique
5. Biodiversité et Ecosystèmes
   - La Faune
   - La Flore
   - Zone Importantes de Biodiversité terrestre)
6. Archéologie
7. Géologie
8. Hydrogéologie et hydrologie
9. Risques naturels
10. Environnement Socio-Economique
11. Propriété des terres

Situation de Référence des Zones Offshore

1. Climat
2. Qualité de L'Air
3. Environnement Acoustique Sous-Marins
4. Les Zones Côtières
5. Caractéristiques Physiques du Milieu Marin:
   - Les Côtes Rocheuses
   - Les Côtes Sableuses
   - Les Zones à Mangroves
   - Bathymétrie
   - Courants Marins (Horizontaux et Verticaux)
   - Les Marées (Caractéristiques physiques et chimiques)
   - Sédiments
6. Biodiversité Marine
   - La Faune (Zooplanktons et phytoplanktons, Mammifères marins, Ichytofaune, Tortues de mer, avifaune marine)
   - La Flore
   - Benthos
   - Zone Importantes de Biodiversité Marine
7. Archéologie sous-marine
8. Navigation maritime
9. Risques naturels
10. Le secteur Pêcherie

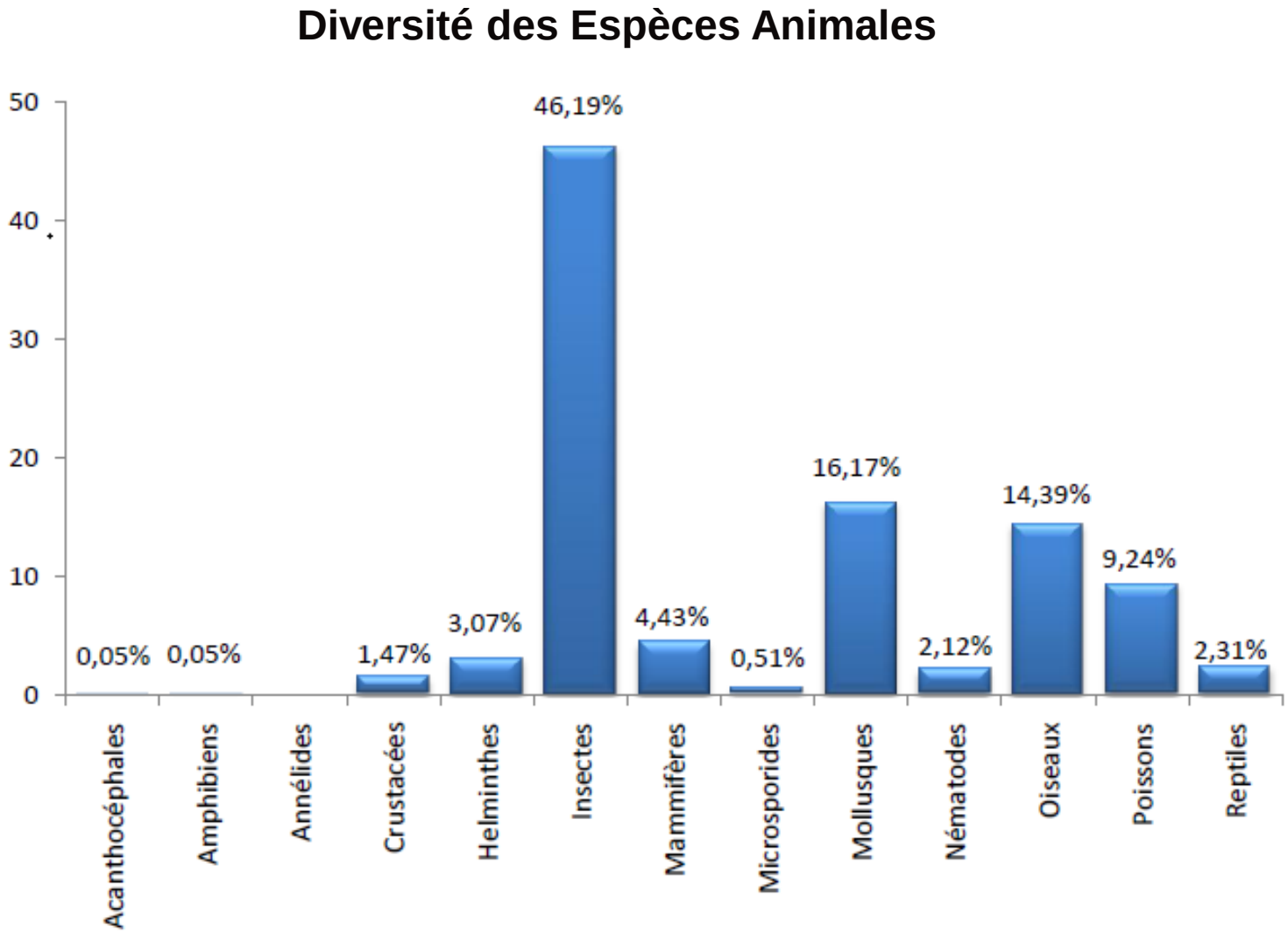
SITUATION DE REFERENCE (ONSHORE) - VÉGÉTATION

Le Sénégal présente une diversité d'écosystèmes terrestres représentés par les principales formations végétales suivantes: les steppes, les savanes et les forêts.



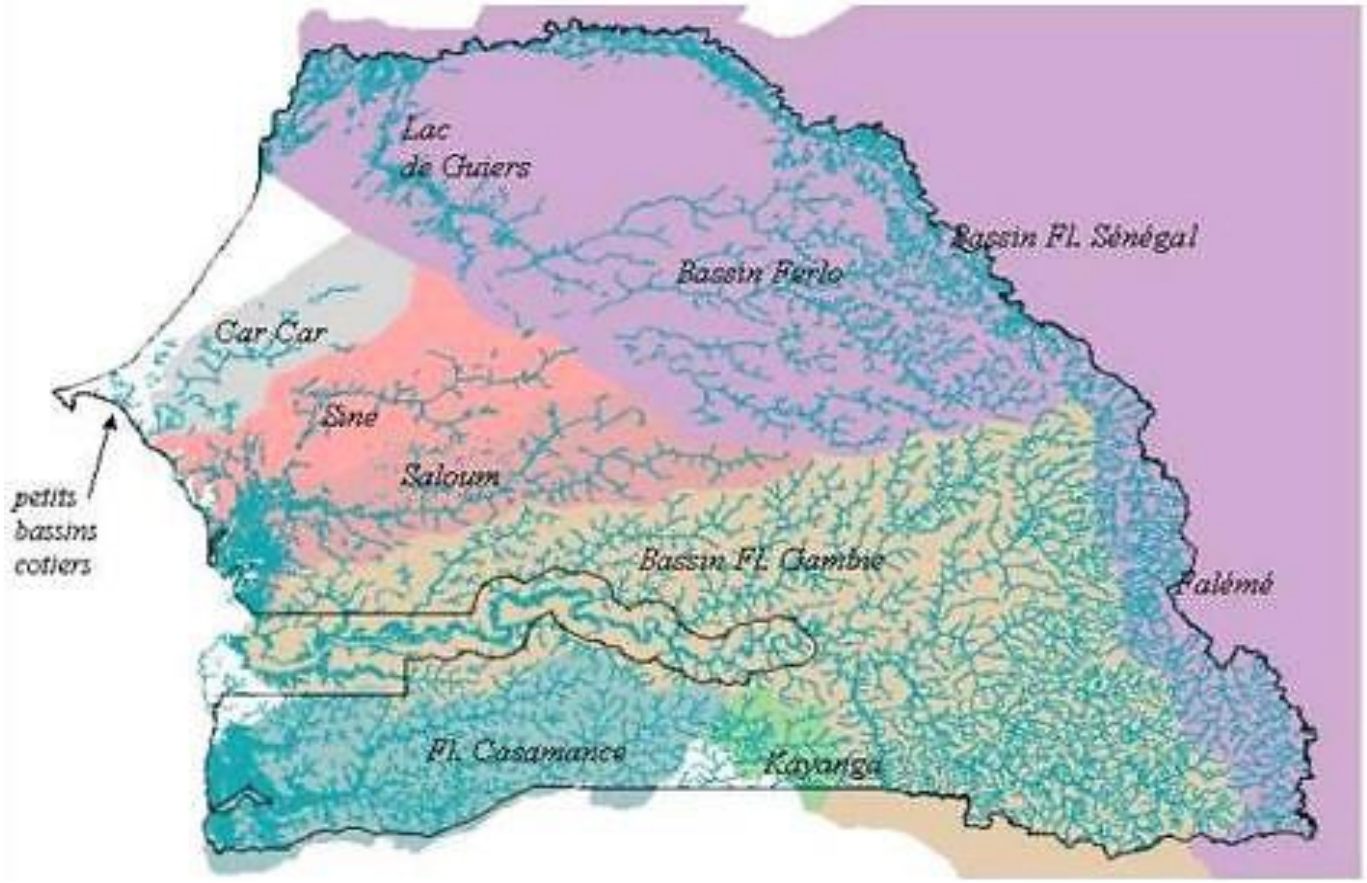
SITUATION DE REFERENCE (ONSHORE) – ESPÈCES ANIMALES

La faune du Sénégal est relativement diversifiée à cause de la diversité des écosystèmes et des biotopes. Environ 4330 espèces sont identifiées



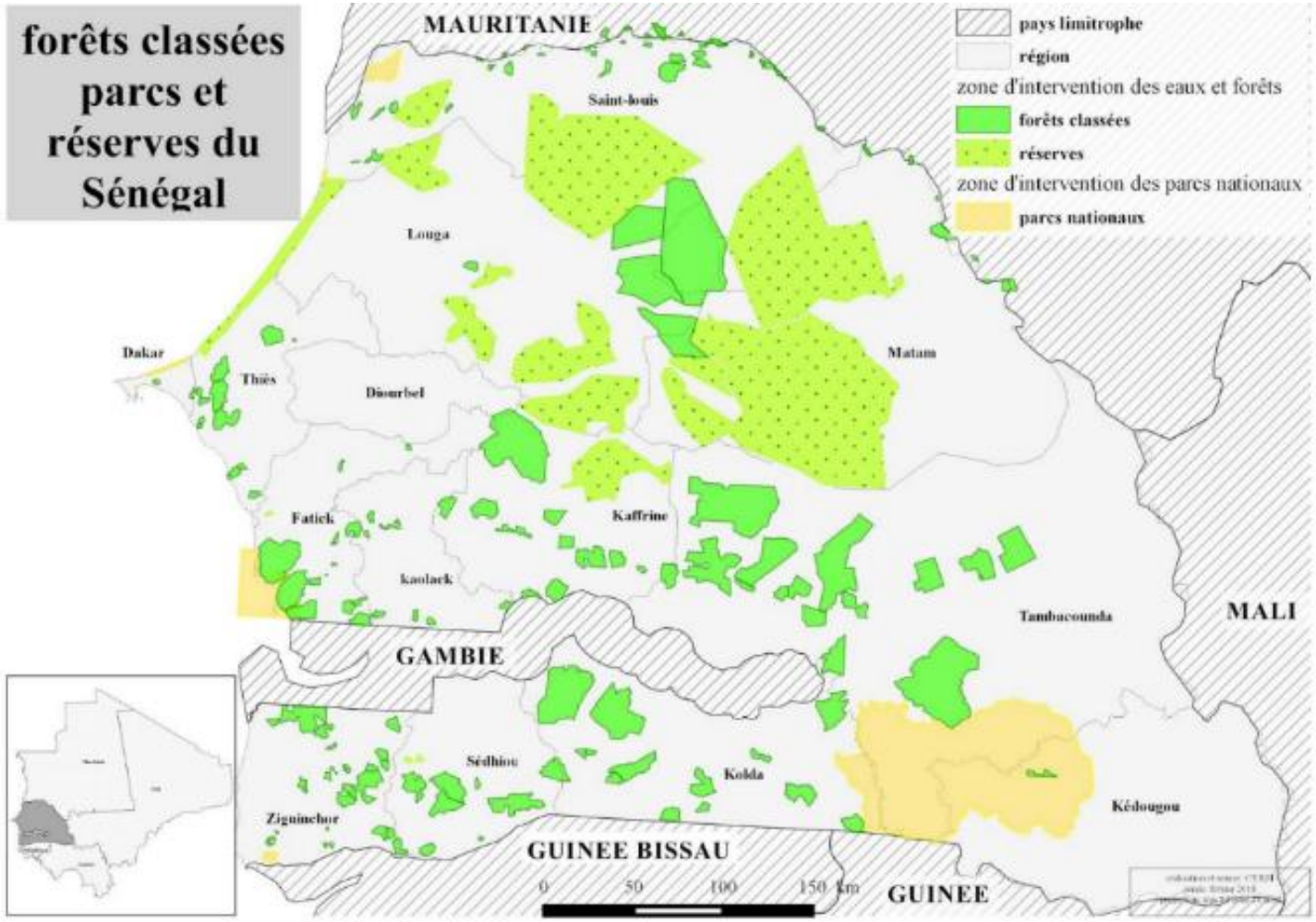
SITUATION DE REFERENCE (ONSHORE) – HYDROLOGIE

Le Sénégal est traversé par cinq systèmes fluviaux et des rivières appartenant aux bassins des fleuves Sénégal, Saloum, Gambie et Casamance. Il dispose aussi de lacs dont les plus importants sont le lac de Guiers situé au Nord et le lac Tamna situé au centre ouest.



Carte du réseau hydrographique du Sénégal

SITUATION DE REFERENCE (ONSHORE) – DOMAINES CLASSÉS



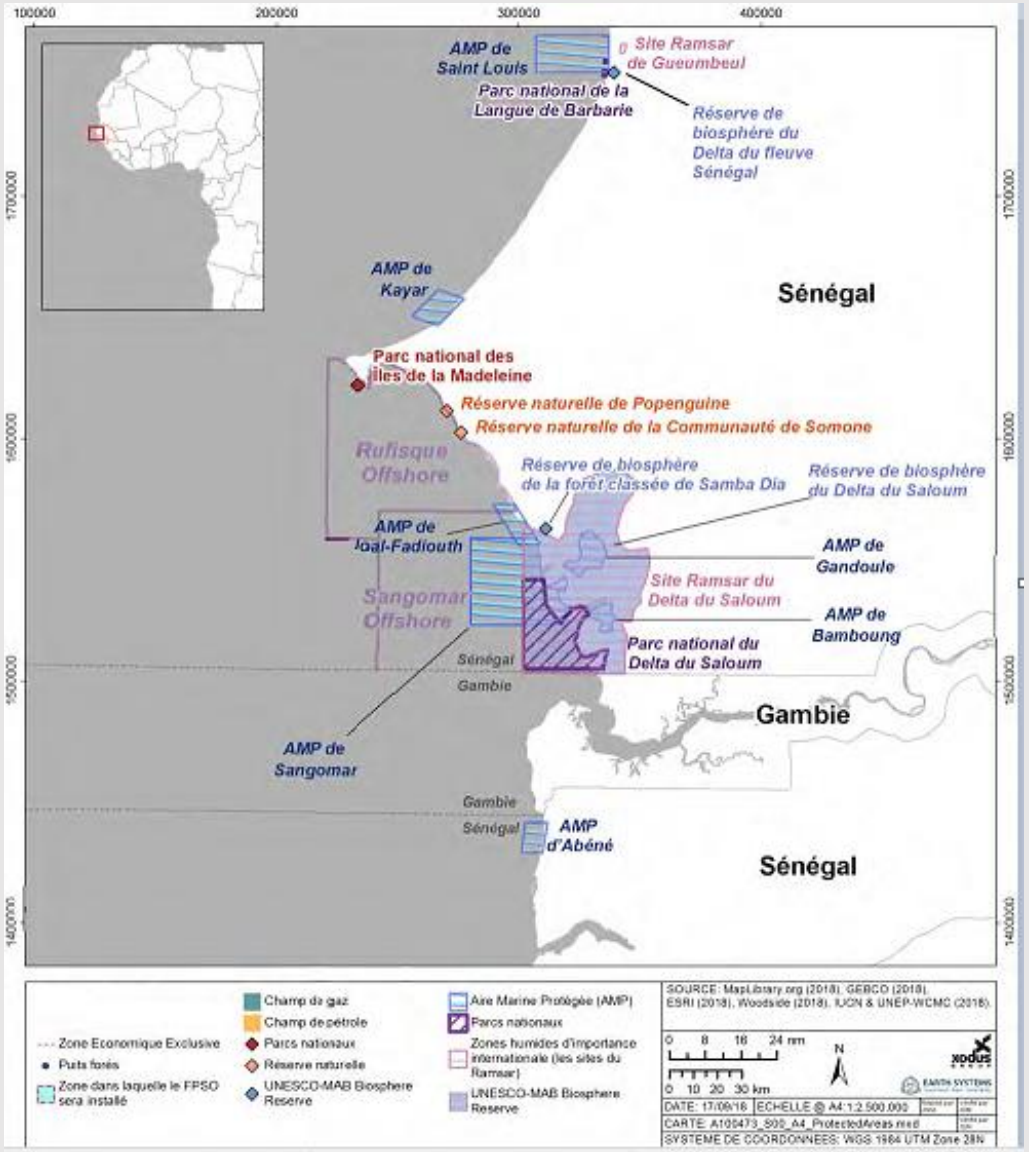
Le Sénégal compte également 12 Aires Communautaires Protégées qui sont:

- Abéné
- Bamboung
- Kayar
- Joal-Fadiouth
- Saint-Louis
- Gandoule
- Sangomar
- Niamone-Kalounayes
- Kassa-Balantacounda
- Kaalolaal Blouf-Fogny
- Gorée et Somone

SITUATION DE REFERENCE (ONSHORE) – ZONES CLÉS POUR LA BIODIVERSITÉ

Le Sénégal compte 21 zones clés pour la biodiversité

SITUATION DE REFERENCE (OFFSHORE) – AIRES MARINES PROTÉGÉES

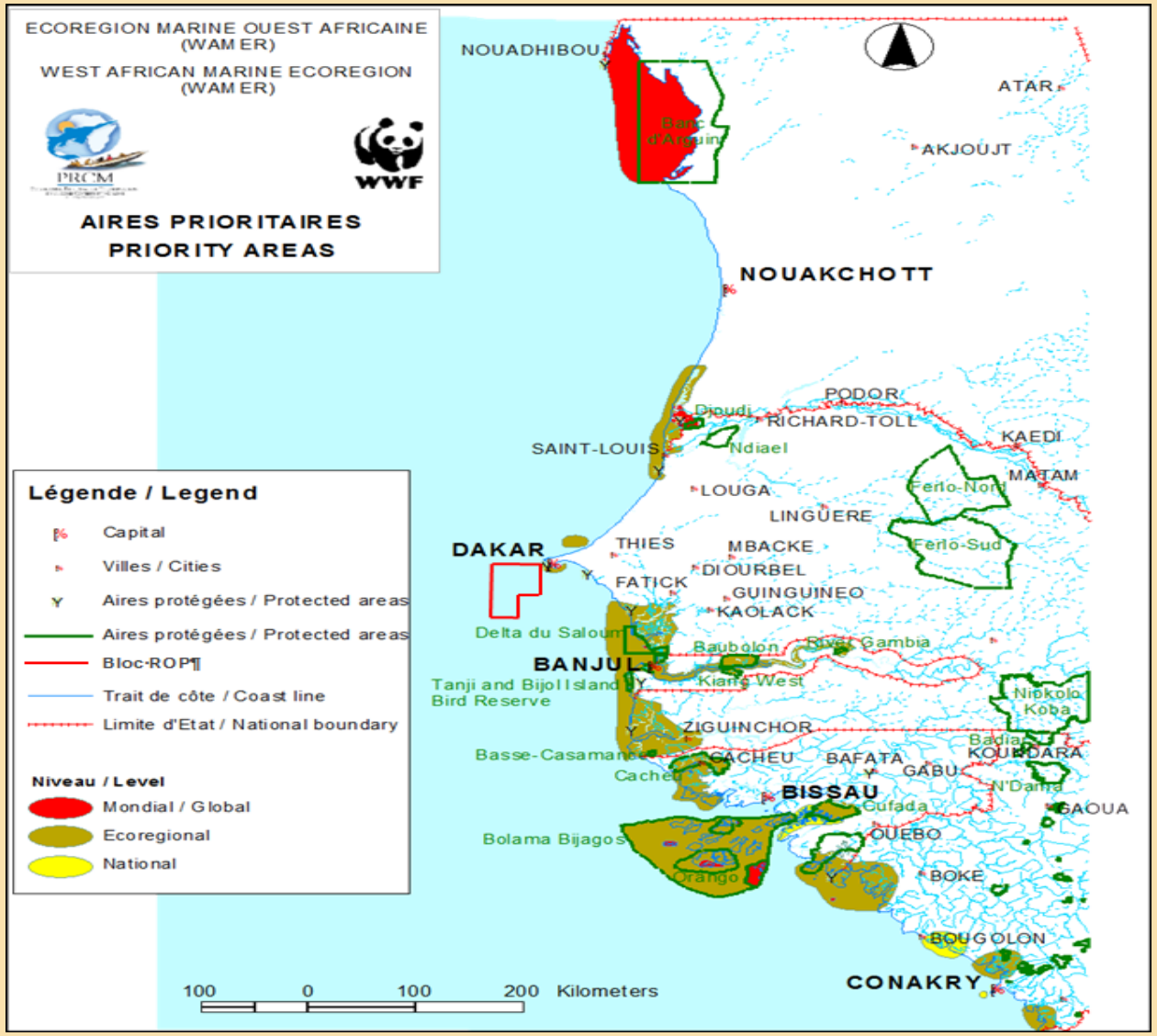


Localisation des Aires Protégées

Il y a sept AMP, trois parcs nationaux, trois réserves naturelles, trois réserves de biosphère et deux sites Ramsar le long des côtes du Sénégal

SITUATION DE REFERENCE (OFFSHORE) – AIRES PRIORITAIRES POUR LA BIODIVERSITÉ

Le littoral côtier sénégalais comporte de nombreuses zones à enjeux et des aires prioritaires pour la protection de la biodiversité.



Carte des Zones Prioritaires de Conservation

SITUATION DE REFERENCE – EXEMPLE

Aspect	Situation de Reference	Lien avec le Programme	Indicateur et tendance probable sans le Programme
Habitats marins protégés/sensibles	Il y a sept AMP, trois parcs nationaux, trois réserves naturelles, trois réserves de biosphère et deux sites Ramsar le long des côtes du Sénégal dans le voisinage du développement du champ SNE (UICN et UNEP-WCMC, 2017). LES AMP (les Aires Marines Protégées) • Parc National de la Langue de Barbarie. • AMP Joal-Fadiouth. • AMP Saint Louis. • AMP Abéné • Réserve naturelle d'intérêt communautaire de la Somone. • AMP Kassa–Balantacounda. • APAC « Kapac Olal de Mlomp »	Les AMP déclarées imposent des restrictions aux activités E&P. La protection et la préservation des AMP déclarées et proposées doivent être prises en considération dans toute activité offshore/onshore.	• Couverture des aires protégées par rapport aux aires marines • Préservation des caractéristiques des AMP et des AMP proposées • Pourcentage de la superficie des aires protégées directement affectées par les activités anthropiques • Pourcentage de superficie d'habitats sensibles/protégés affectés par les impacts liés aux activités pétrolières

CADRE DE L'EESS – EXEMPLE

Facteur de Durabilite	Objectifs	Cibles/Sous-objectifs	Indicateurs	Type d'Indicateur	Cible Nationale
Protection des Ecosystèmes	Conserver et exploiter de manière durable les océans, les mers et les ressources marines aux fins du développement durable (ODD #14)	D'ici à 2025, prévenir et réduire nettement la pollution marine de tous types, en particulier celle résultant des activités terrestres, y compris les déchets en mer et la pollution par les nutriments (ODD, C#14.1)	Indicateur du potentiel d'eutrophisation côtière (ICEP) et b) densité des débris de plastiques (ODD Indicateur 14.1.1)	E	Réduire
			Proportion de rejets en mer provenant d'activités pétrolières offshore conformes aux exigences nationales et internationale	P	100%
			Métaux lourds dans les sédiments le long de la côte et à différentes profondeurs	E	Se conformer aux normes
			Moyennes des températures de l'eau, de la salinité et de la turbidité.	E	Se conformer aux normes
			Nombre de déversements atteignant la côte	p	Ne pas augmenter
			Caractéristiques chimiques de l'eau de mer	E	Se conformer aux normes
			Proportion des activités pétrolières offshore prenant en compte les géo risque dans leur conception (glissements de terrain sous-marins, zones de surpression)	R	100%
			Huile dans l'eau de mer (ppm)	E	Se conformer aux normes

Facteurs de Durabilité

- Protection des écosystèmes
- Preservation de la Qualite de l'Air
- Changement Climatique
- Preservation de l'Environnement Acoustique (sous-marin et terrestre)
- Gestion Durables des Déchets
- Gestion des catastrophes Naturelles
- ImpactsTransfrontaliers
- Gouvernance environnementale
- Conditions sociales

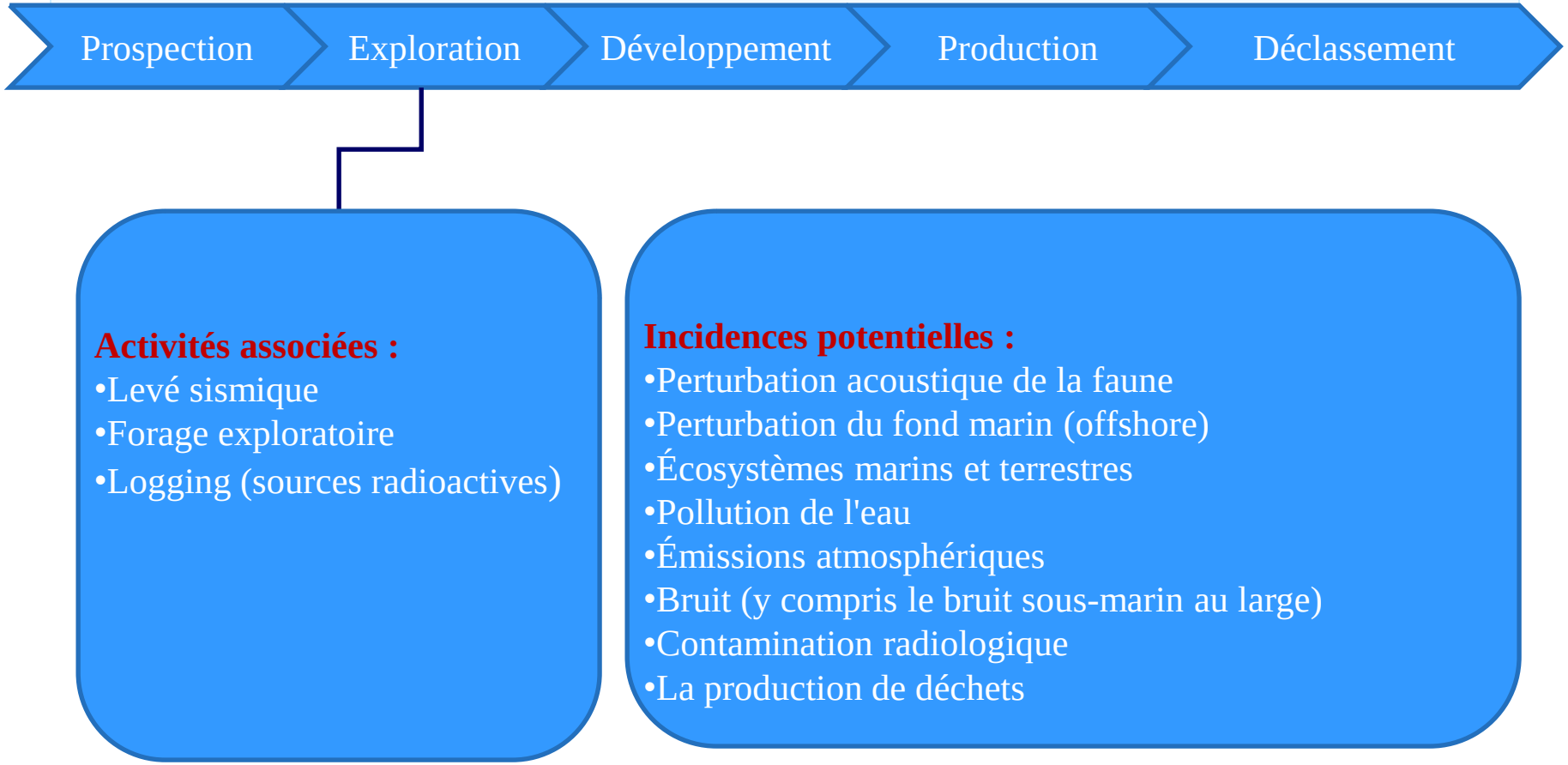
- Éducation
- Heritage culturel (sous-marin et terrestre)
- Santé
- Crime
- Paysages et impacts visuels
- Économie
- Énergie
- Pêche
- Tourisme
- Infrastructure
- Industrie

Question

QUELS SONT LES IMPACTS ENVIRONNEMENTAUX ET SOCIAUX QUI PEUVENT RÉSULTER DES ACTIVITÉS D'EXPLORATION ET DE PRODUCTION PÉTROLIÈRES ET GAZIÈRES ONSHORE ET OFFSHORE ?

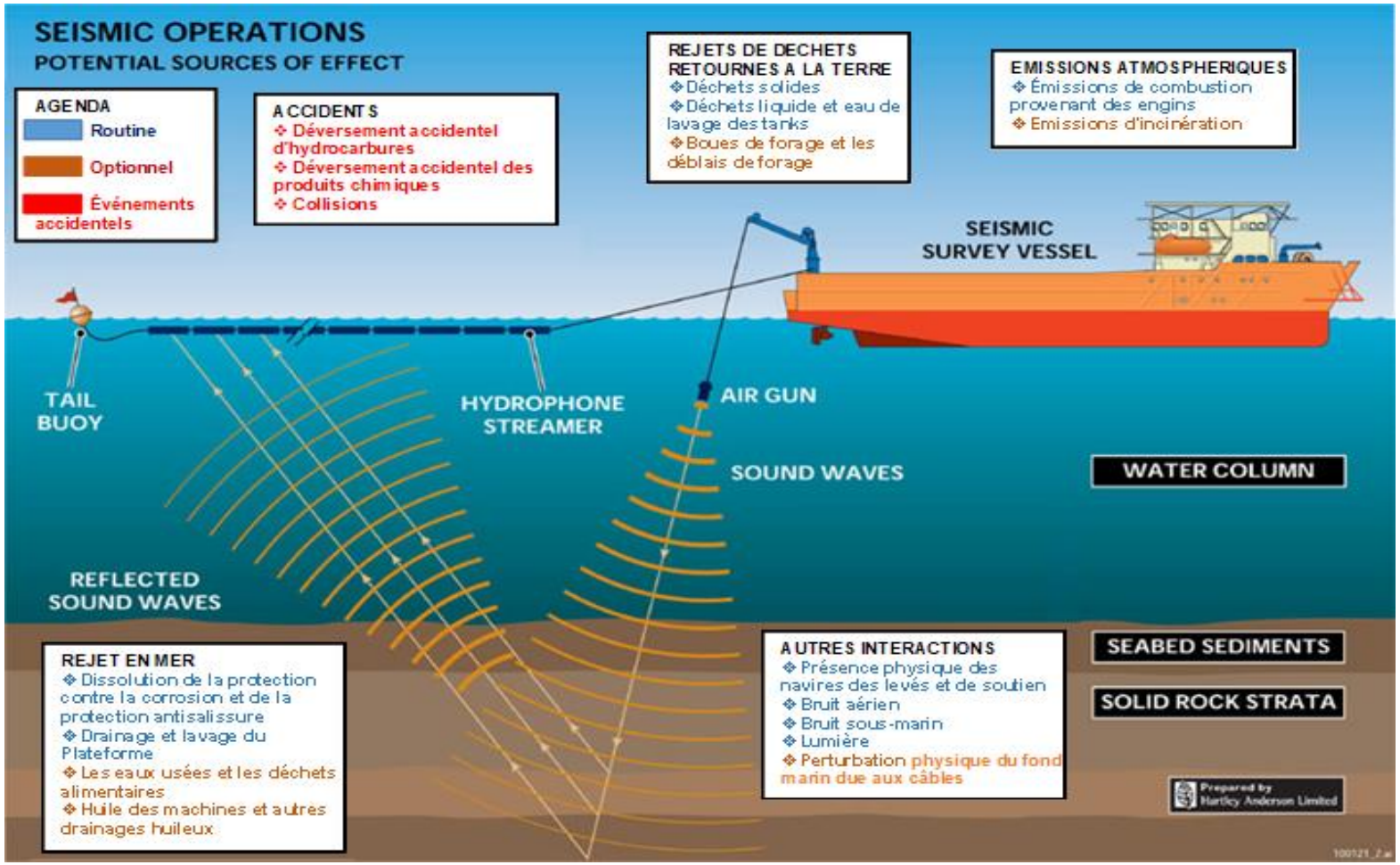
Comprendre le cycle de vie des activités d'exploration et de production (E&P) et les problems environnementaux et sociaux potentiels

Cycle de vie E&P



Phase d'exploration - Levés (offshore)

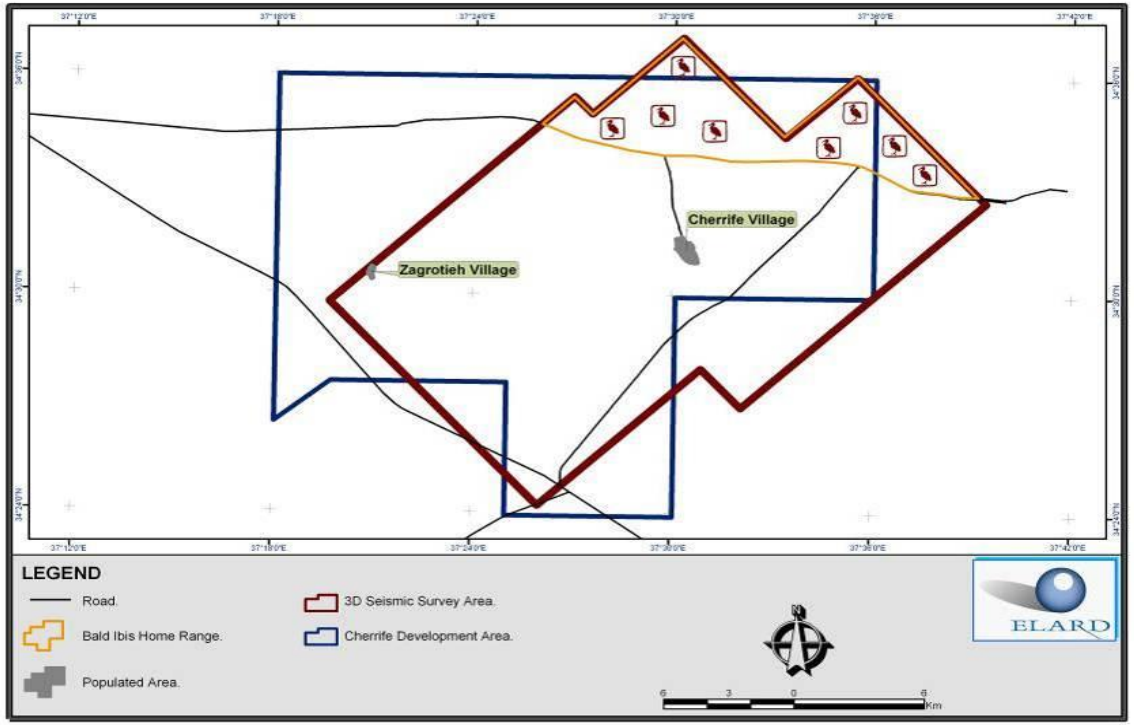
Sources potentielles d'effets environnementaux d'un levé sismique



Phase d'exploration - Levés (onshore)

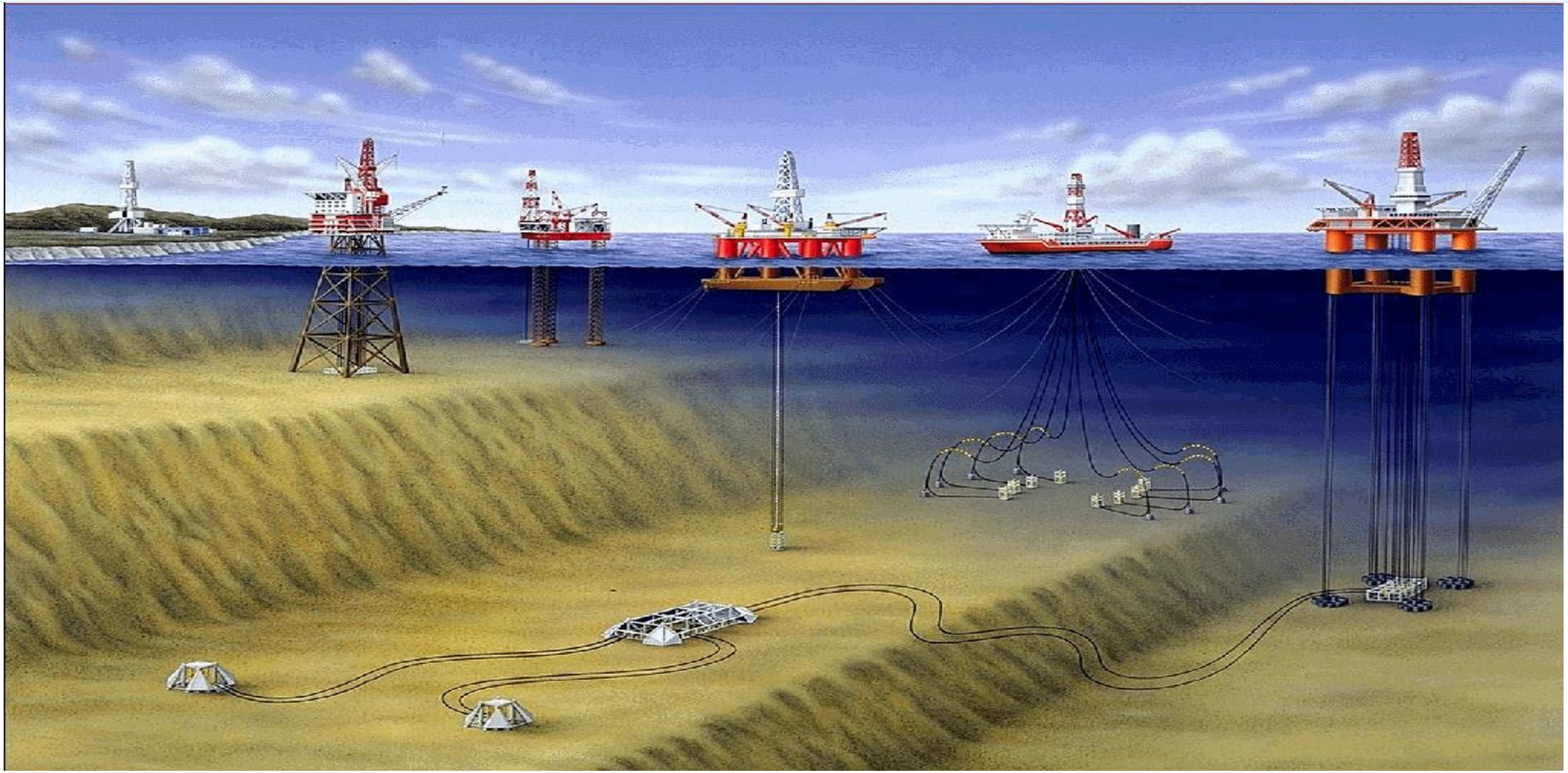
- L'Ibis chauve (NBI) est sur la liste rouge des espèces menacées publiée par l'UICN (Union internationale pour la conservation de la nature). Ils sont officiellement considérés comme en danger critique.
- Certaines des quelques espèces qui existent se reproduisaient dans une zone de la Syrie où des campagnes sismiques étaient prévues.
- Le calendrier et le phasage de la campagne ont été prolongés pour éviter la saison de reproduction (juin-juillet)

Phase d'exploration - Levés (onshore)



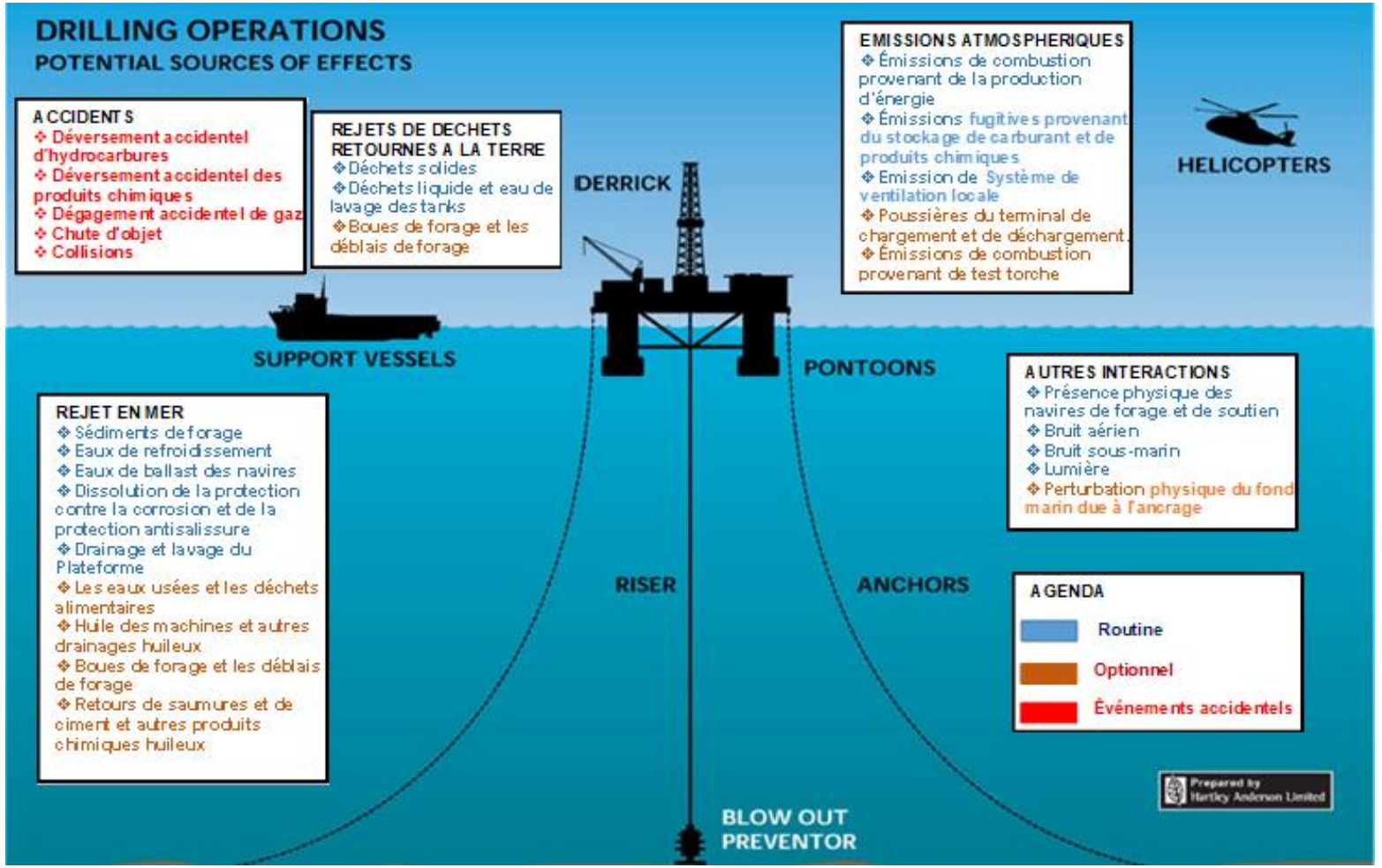
- L’organization BirdLife international a joué un rôle important (ONG internationale)
- En impliquant les communautés locales, les consultants ont pu localiser et géo-positionner les sites où l'Ibis chauve avait été vu

Phase d'exploration - Forage (offshore)

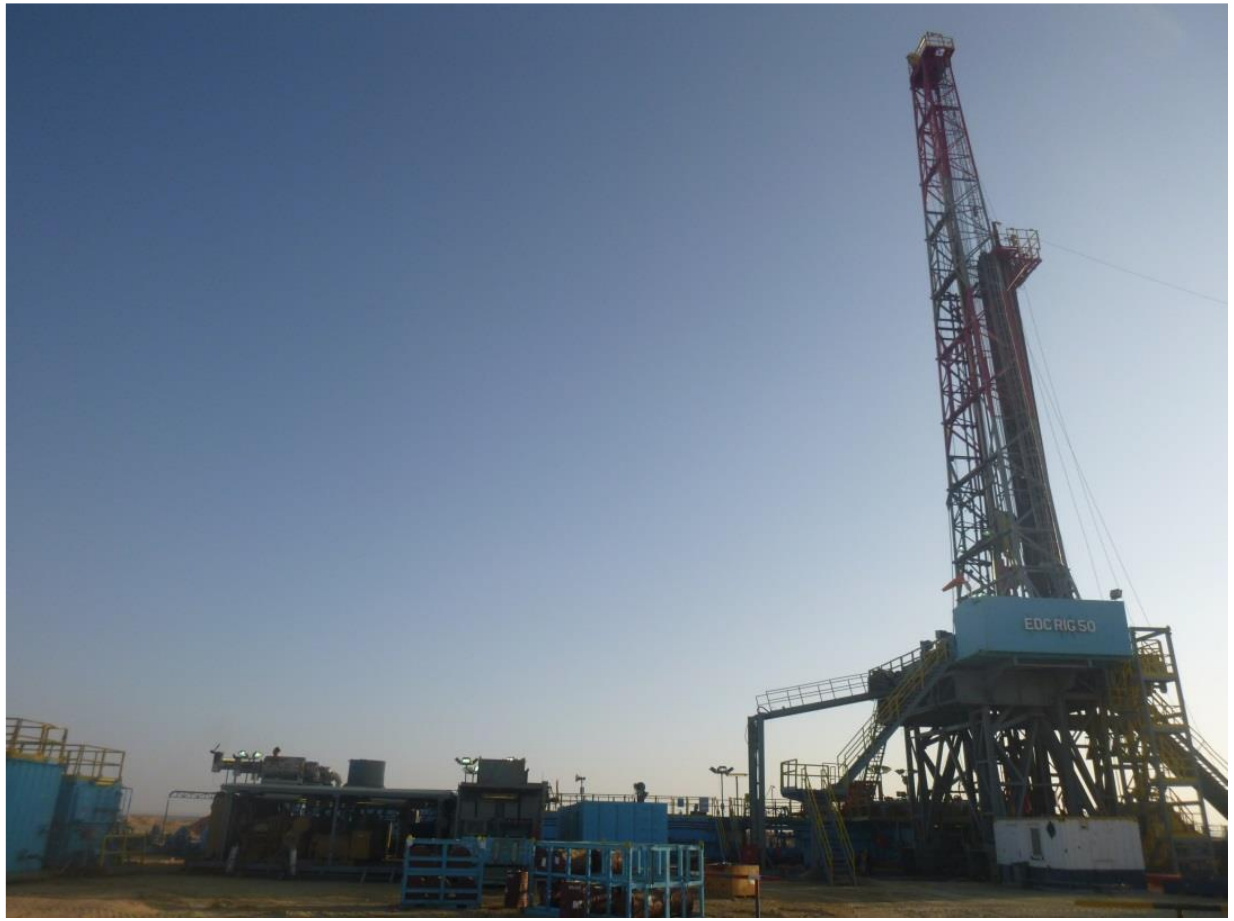


Phase d'exploration - Forage (offshore)

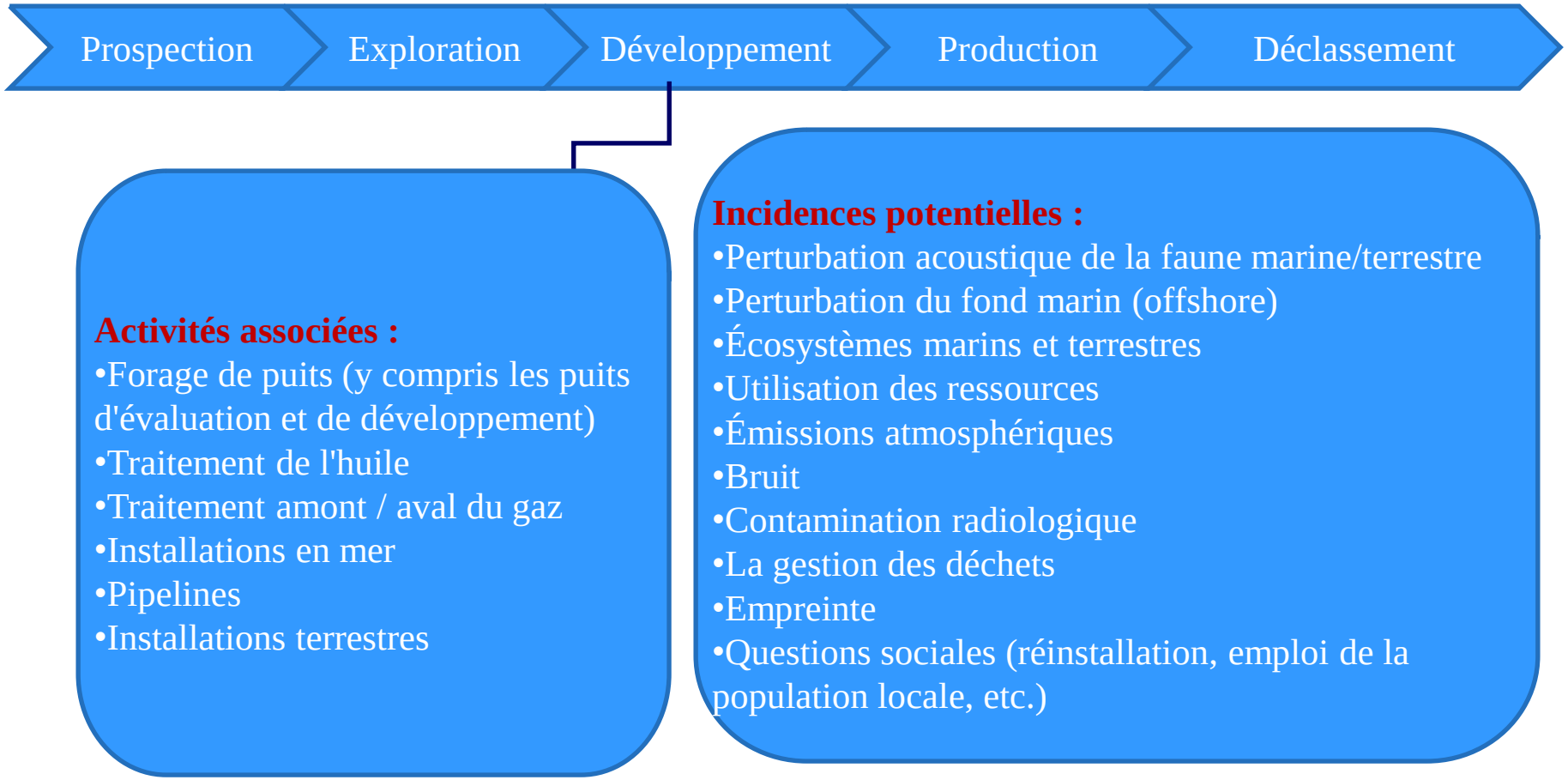
Sources potentielles d'effets environnementaux du forage d'exploration



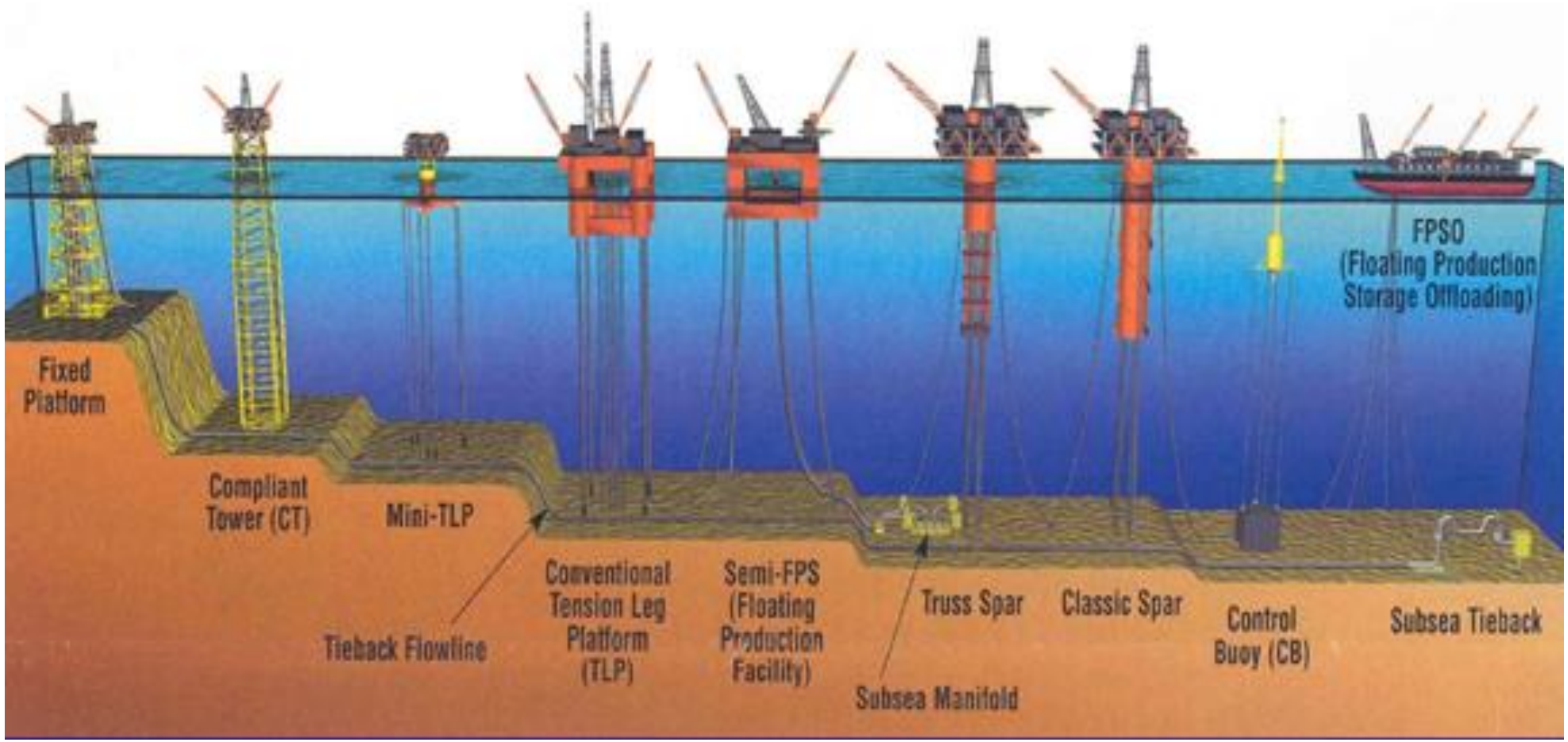
Phase d'exploration - Forage (onshore)



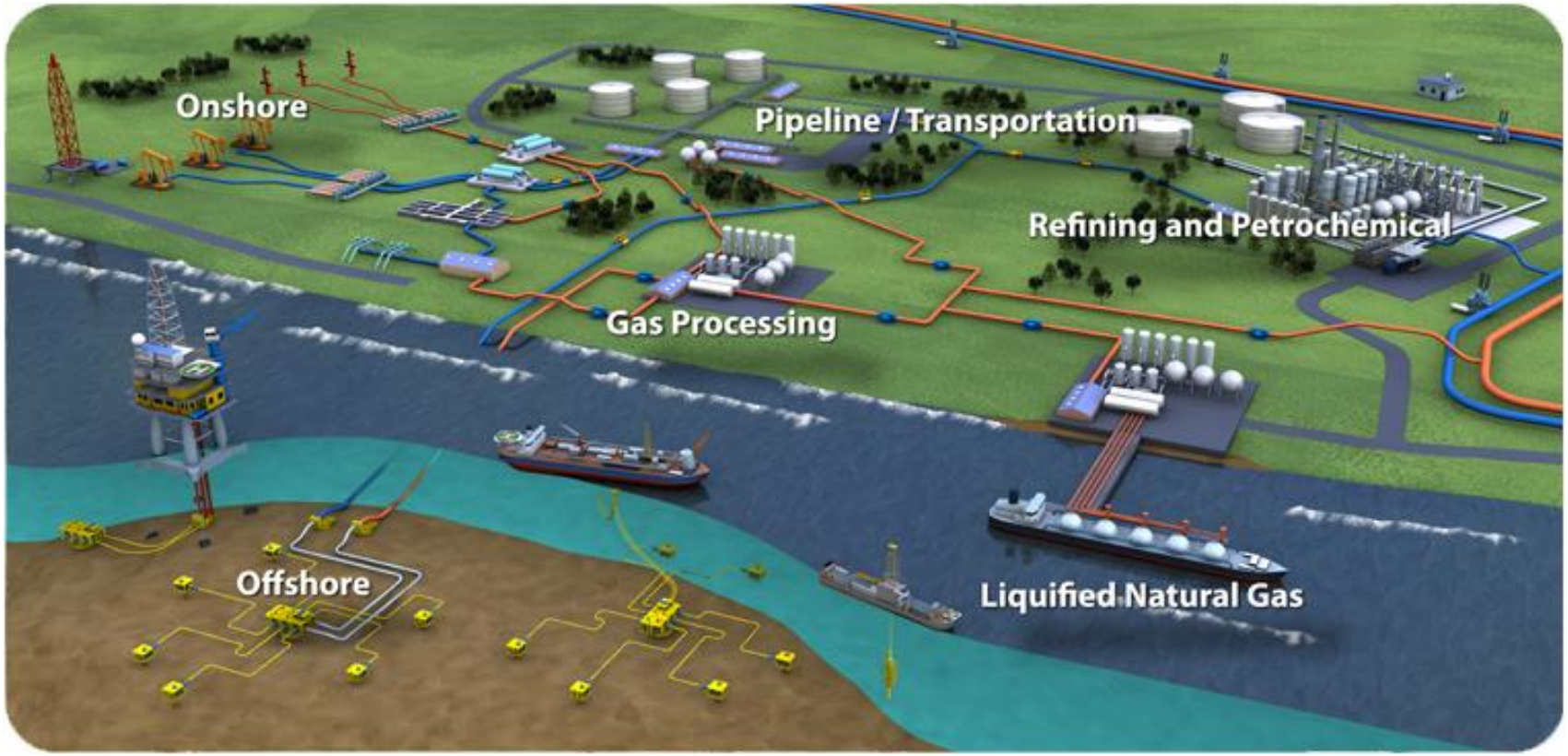
Cycle de vie E&P



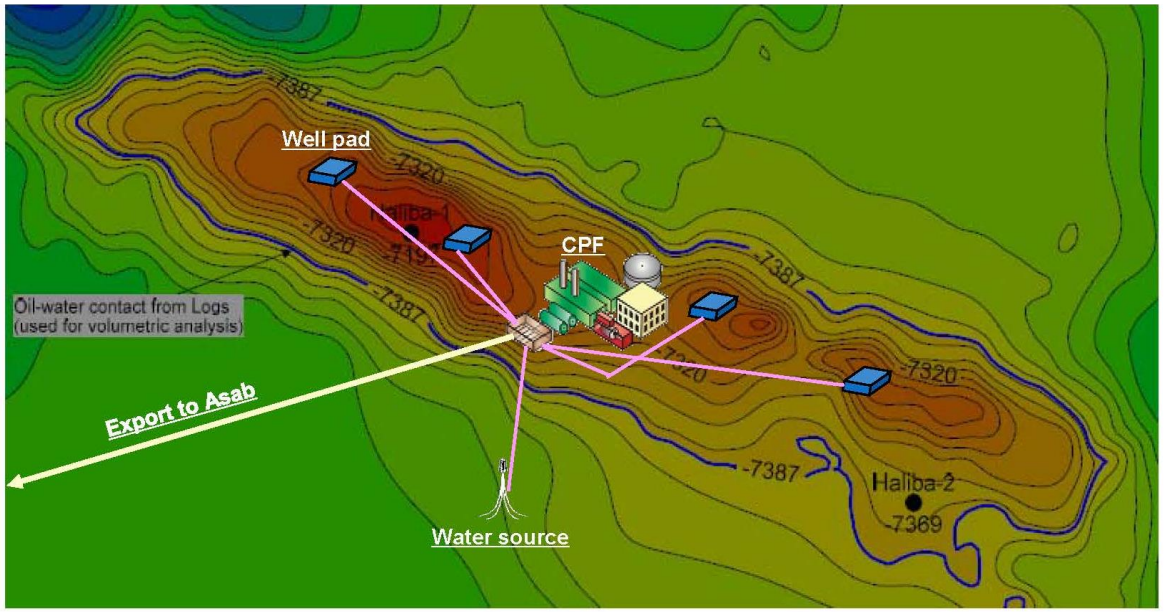
Phase de développement (offshore)



Phase de développement



Phase de développement (Onshore)



- 4 satellite well pads
  - Total 12 producers
  - Total 10 injectors
- Water supply system

- 1 Central Processing Facility (CPF)
  - Produced fluid processing and treatment
  - Water injection system
  - Gas re-injection system
  - Oil storage tank
  - Export system to Asab

Phase de développement - Traversées de pipelines

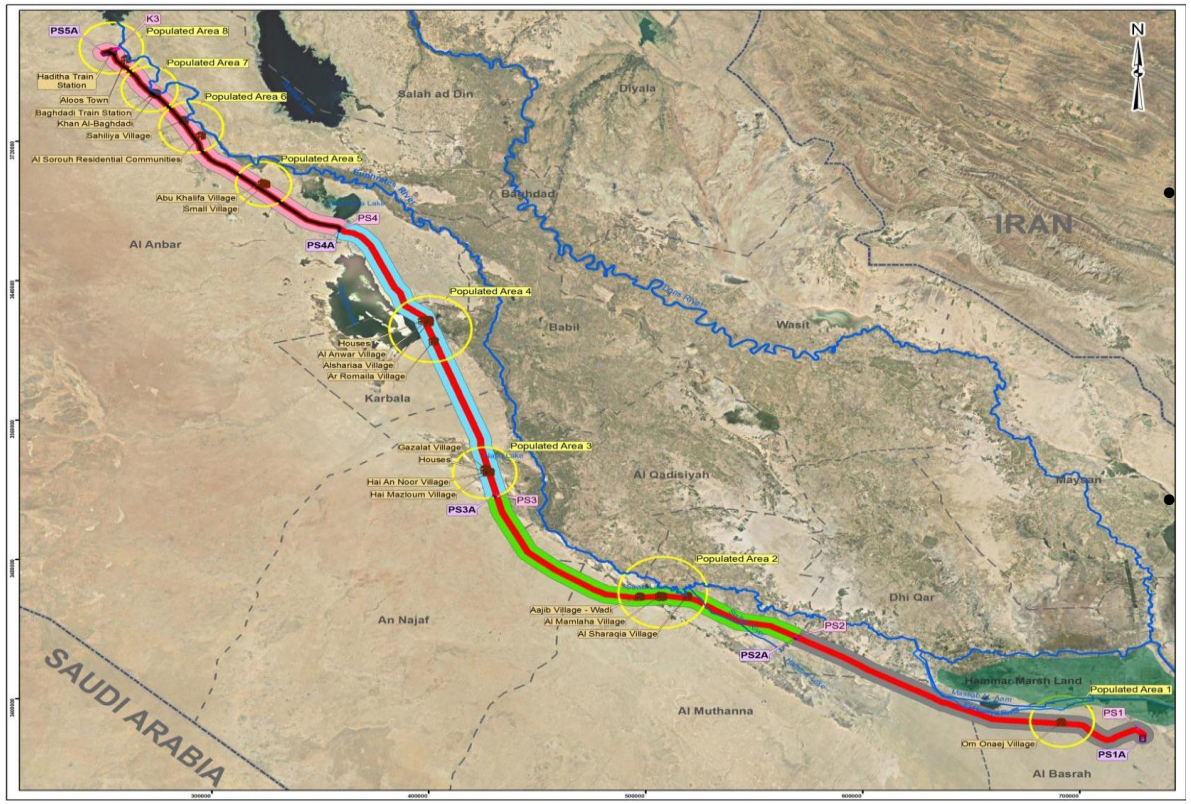
Tutu Euphrates Softshell

Château d'Al Rahba

Une réserve naturelle de Najaf

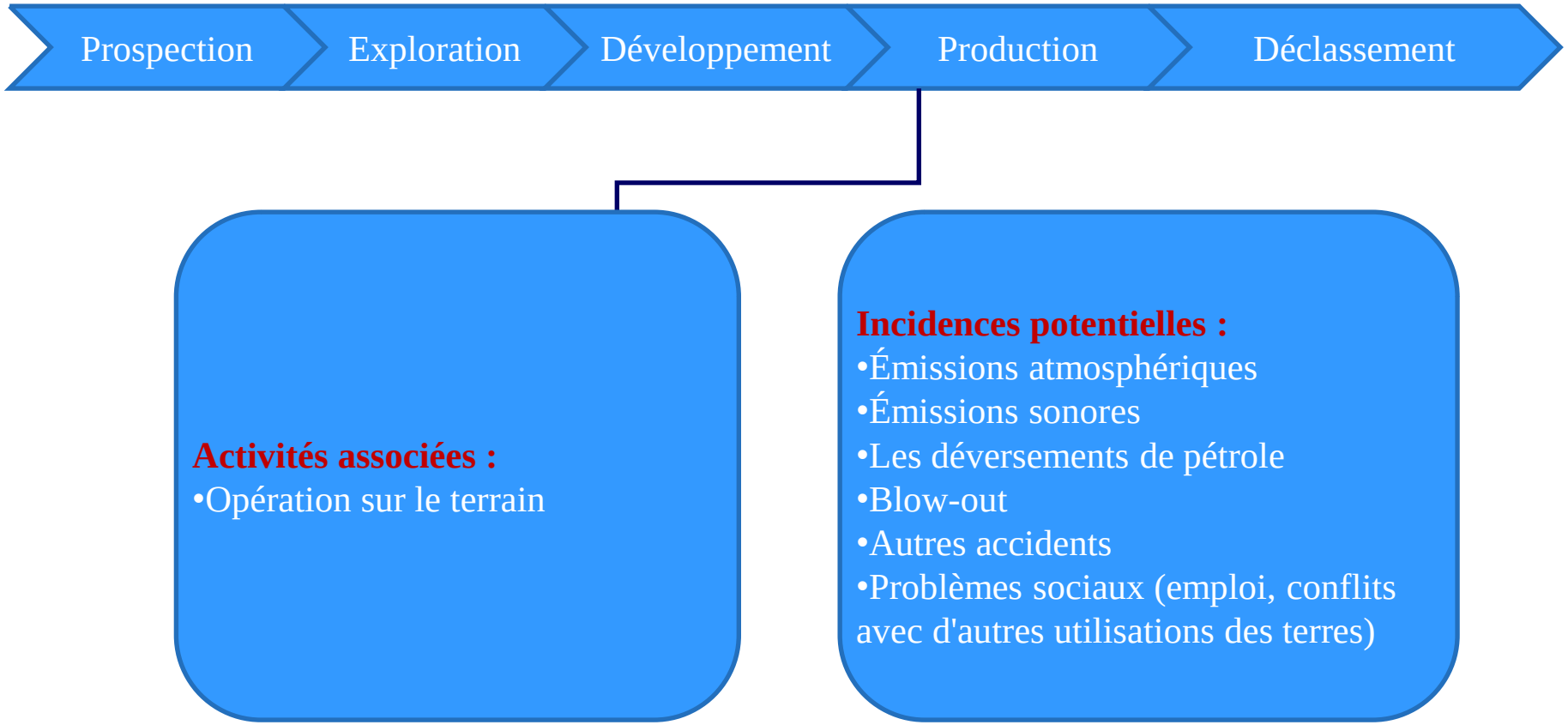
Rivière Slaibat

Phase de développement - Questions sociales

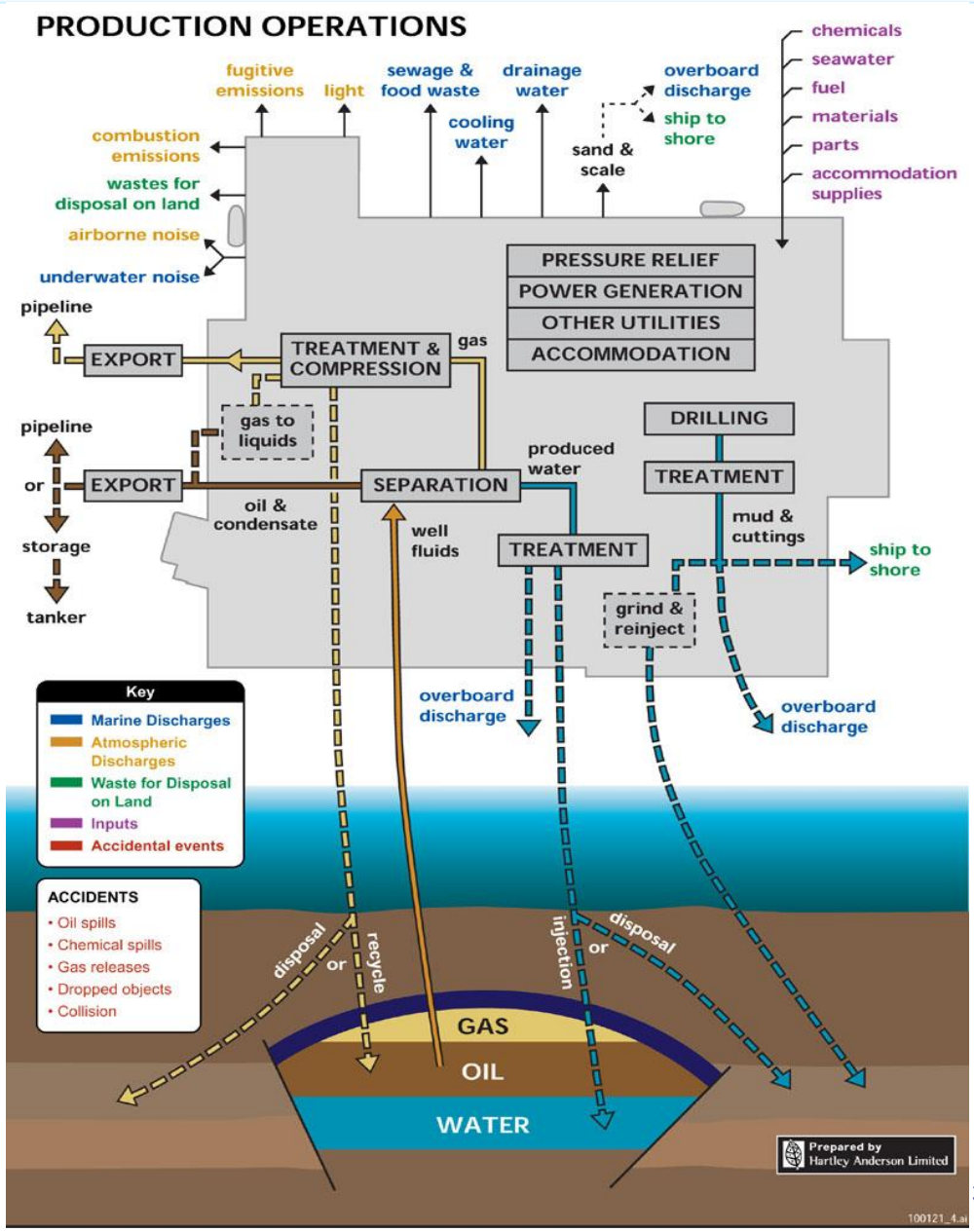


- Besoin de réinstallation de la population vivant à proximité des installations proposées ou de la population affectée
- La plupart des institutions financières internationales ont exigent des plans d'action de réinstallation (PAR) équitables et transparents
- D'autres problèmes sociaux comprennent les conflits avec d'autres utilisations des terres, l'impact négatif sur d'autres activités économiques (par exemple, le tourisme)

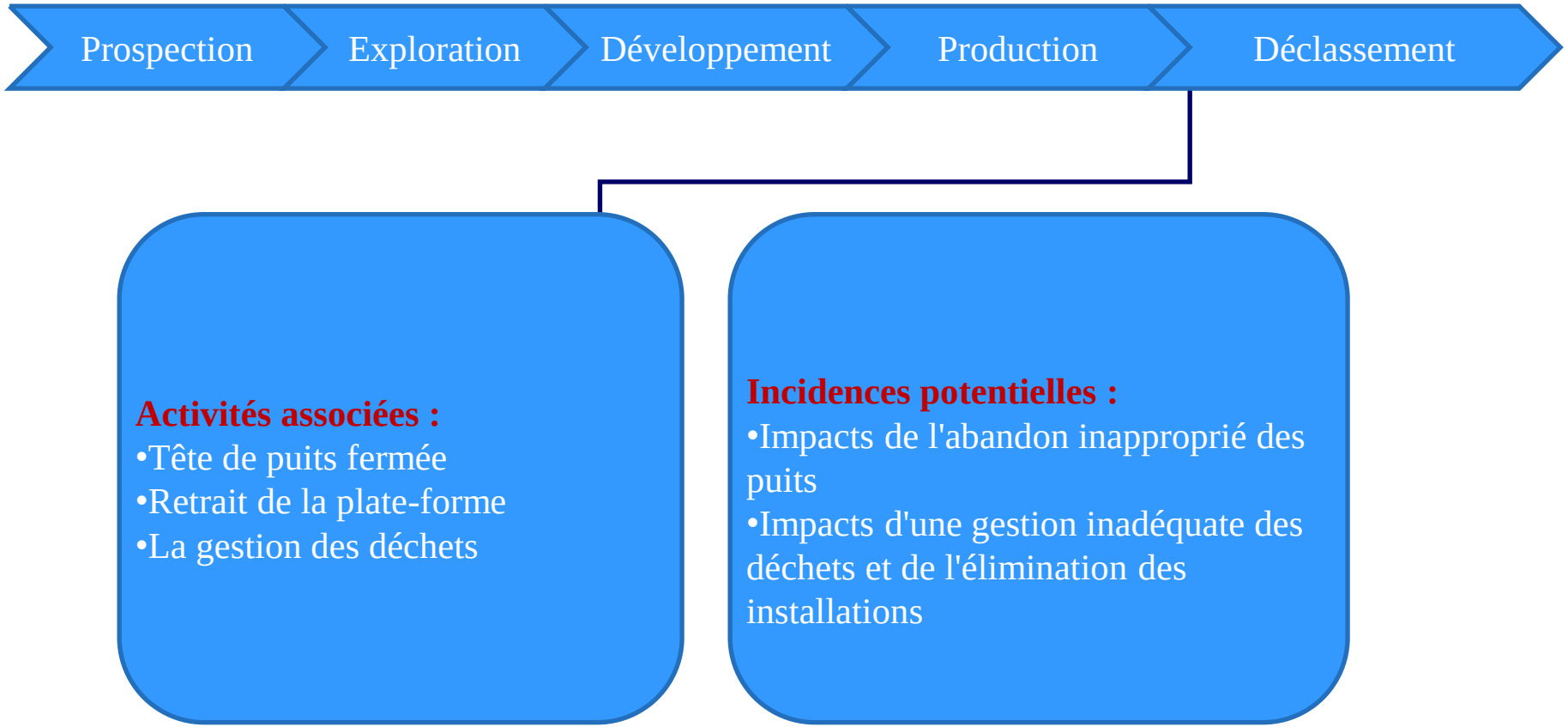
Cycle de vie E&P



Phase de Production



Cycle de vie E&P



SCÉNARIOS

➢ Le secteur pétrolier et gazier dépend d'un grand nombre d'incertitudes

Sismique	Technologies	Forage/ Développement
Bas	**Prix**	Élevés
Bas	**Volumes découverts**	Élevés
Pétrole et ses caractéristiques	Types d'hydrocabures	Gas naturel et sa composition
Traitement à terre	Plans de développement et infrastructure	Traitement en mer
Bas	Couts	Élevés
Pas favorables	Marches	Favorables
Problèmes de sécurité	Facteurs géopolitiques	Alliances and Pipelines
Pas favorable	Politiques internes	Favorable

Les deux principales incertitudes sont en général les prix des hydrocarbures et les volumes découverts

Les scénarios suivants sont pris en compte pour la mise à jour de l'EESS

Scenario 0: Les découvertes ne sont pas exploitées et donc les ressources sont laissées sur place (Do nothing scenario)

Scenario 1: Seules les ressources déjà découvertes sont exploitées (pas d'exploration supplémentaire)

Scenario 2: Les explorations continuent en mer ainsi qu'en terre mais avec un taux de production faible (eg. 0.2 tcf/an)

Scenario 3: les explorations continuent en mer ainsi qu'en terre avec un taux de production élevé (eg. 1.1 tcf/an)

Scenario 4 : Seuls les blocs maritimes sont exploites (pas d'exploration et exploitation onshore)

ALTERNATIVES

Alternatives à prendre en considération

- Une seule plate-forme de forage par rapport à plusieurs plates-formes de forage fonctionnant à tout moment;
- Options de développement (biais onshore vs biais off-shore);
- Politique Zéro-décharge en mer vs décharges autorisées;
- Politique d'exportation des déchets par rapport à la politique de gestion des déchets dans le pays;
- Alternatives liées aux technologies dans toutes les phases;
- Alternatives d'emplacement;
- Options d'exportation, y compris les pipelines d'exportation et l'infrastructure GNL; et
- Offshore **et** onshore ou seulement offshore.

Travail de Group

ALORS, COMMENT ALLONS-NOUS FAIRE CELA?

Nous allons nous diviser en groupes selon les codes couleurs sur vos badges

Groupe I (7)	Groupe II (8)	Groupe III (3)	Group IV (4)
• Utilisateurs des hydrocarbures (secteurs énergie, industrie, etc.)	• Production pétro gazière : enjeux et alternatives – volet social et environnemental	• Ecologie marine et terrestrielle	• Qualité de l'air et changement climatique

Groupe V (3)	Groupe VI (2)	Groupe VII (1)
• Situations d'urgence	• Déchets et produits chimiques	• Impacts transfrontaliers

ALORS, COMMENT ALLONS-NOUS FAIRE CELA?

Les Objectifs du Travail de Groupe sont:

- Valider les données et informations déjà collectées
- Identifier les informations/données manquantes pertinentes que vous connaissez et que vous pouvez partager avec nous
- Identifier les sources cumulatives d'impacts
- Définir des cibles sectorielles
- Vérifier si des enjeux importants ont été omis et identifier les enjeux clés
- Sélectionner des indicateurs pertinents
- Envisager des alternatives potentielles

ALORS, COMMENT ALLONS-NOUS FAIRE CELA?

- **La discussion dans chaque groupe sera animée par un des experts de l'équipe EESS.**
- **Nous vous demandons une participation active et constructive.**
- **À la fin, chaque groupe présentera les principales conclusions et recommandations lors de la dernière séance plénière.**
- **Les résultats de l'atelier seront utilisés dans les prochaines étapes de développement de l'EESS.**

Discussions / Prochaines Etapes

ANNEXE D - COMMENTAIRES DE CHAQUE GROUPE

Commentaires du Groupe de Travail I - Utilisateurs des hydrocarbures :

SECTION A: Cadre Juridique et Politique			
Q1: Existe-t-il des implications de textes législatifs qui ne sont pas inclus dans la matrice législative ?	**Q2:** Existe-t-il des stratégies, politiques, ou plans pertinents qui ne sont pas inclus dans la matrice législative ?	**Q3:** Existe-t-il un élément environnemental et social lié à l'utilisation des hydrocarbures et l'infrastructure qui devrait être abordé dans la matrice législative ?	Notes additionnelles
• Loi 2021 – 31 du 15 Juillet 2021 portant code d'électricité • Loi 2021 – 32 du 15 Juillet 2021 portant sur la création et attribution de la CRSE absent dans la matrice secteur hydrocarbure (page 19)	• La stratégie gaz to power ; • Lorsqu'il ya une carence règlementaire l'EESS soit proposer des reformes pour y palier : exemple : absence de décret d'application de la loi 2020 – 06 du 7 février 2020 portant code gazier	• La PSE vert • La stratégie de développement en bas carbone (Article 05 accord de Paris)	• Certaines conventions internationales n'ont pas été répertoriées • Convention de Stockholm sur les POPs • Convention de Bale sur le transport transfrontalier des déchets • Convention de Bamako • Convention de Rotterdam • Convention de Minamata <u>Cadre institutionnel : Rajouter les instituts suivantes</u> : - Autorités administratives (Gouverneurs, préfets, sous-préfets) - Autorités locales (Elus locaux, les ONG, OCB, les sociétés civiles. - La CRSE (commission de régulation du secteur de l'énergie) <u>Renforcement de capacité :</u> - Pour tous les acteurs du secteur : Senelec, DEEC, etc. En matière : - Des gestions des impacts environnementaux et sociaux

			- Mise en œuvre des mesures de préventions et d'atténuation Dans le cadre de l'accord de Paris, chaque pays doit soumettre une stratégie de développement sobre en carbone : - Long terme stratégie bas carbone : pour tous les secteurs Transfert de technologie : Pour une technologie plus propre respectueuse de l'environnement
• Loi 2021, du 15 Juillet 2021 portant sur le régulateur du secteur de l'énergie • Convention de RAMSAR • Code du réseau gazier (en cours)	• LPDSE 2019 – 2023. Plan d'accès universel à l'électricité stratégie gaz to power • PAP2A • PAMGE • PSE vert • CRSE (CMH est inclus dans CRSE) • Plan directeur pétrolier et gazier du Sénégal		• Les décrets d'application du code gazier ne sont toujours pas disponibles. • Plan de transition énergétique (document politique) nécessaire du code de l'environnement
La révision du code de travail et du code gazier	• LPDSE (2019 – 2023) • CDM et CDN c'est jusqu'à 2025	La convention d'Abidjan qui n'est pas encore ratifie par le Sénégal	
Loi/CRSE			Formulation des acteurs, directs et indirects – Filières dans les universités

SECTION B: Situation de Reference			
Q1: Quelles sont les données et les études disponibles et liées au sujet ?	**Q2**: Quelles sont les lacunes importantes en matière de données ?	**Q3:** Comment cet aspect est-il susceptible de changer dans l'avenir sans le programme?	Notes additionnelles
Energies SIE : Système d'information énergétiques	• Certaines figures du rapport dont la source n'est pas précise Figure 1, Figure 2, Figure 3… 20	Analyse comparative ou analyse de compatibilité entre les différentes orientations	Lois portant sur le foncier : La loi numéro 64 – 46 du 17 Juin 1964 relative au domaine national, et son

Rapport annuel de SENELEC, de Petrosen, Rapport de l'Etat de l'environnement produit par CSE, L'annuaire sur l'environnement et les ressources naturelles	• Par rapport à l'environnement socio-économique dans la description du profil démographique (souce ANSD) ; montrer la prévision de la croissance démographique d'ici les 10 ou 20 prochaines années • Prévision de l'occupation du SOP (ANAT) agence Nationale Aménagement du Terre	stratégiques de l'Etat : Exemple compatibilité entre plan directeur pétrolier et gazier et la CDN du Sénégal	décret d'application numéro 64-573 du 30 juillet 1964 décret 91-838 du 22 aout 1991, loi numéro 76-66 du 02 juillet 1976 Loi 2011 – 07 du 30 mars 2011 portant régime de la propriété foncière
• Système d'information énergétique • EIES des secteurs • Rapport sur l'environnement • Annuaire sur l'environnement et les ressources naturelles (CSE) • Deltares • Egis (Saint Louis) • Cadastre pétrolier	Mise à jour des données du secteur (recommandations)		Personne ressource pour tout ce qui est océanographie (AMIS)
Dans le secteur de l'énergie nous avons les fournisseurs de donnes dans toutes les spécifications Hydrocarbure : CMH ; électricité SENELEC Concernant les combustibles domestiques, PMB et EMDev Démographique : ANSD, annuaire CSE	• SIE 2021 • L'accès aux donnes		
SIE Site du CSI Cadastre petrolier (DH)	Loi sur les réinstallations, domaine foncier		

SECTION C: Cadre et Indicateurs de L'EESS			
Q1: Quels sont les buts et objectifs qui devrait être considérés dans le cadre de l'EESS ?	**Q2**: Quels indicateurs suggérez-vous pour être utilisés pour surveiller les impacts ?	**Q3:** Est-ce possible d'établir une situation de référence et des tendances pour les indicateurs proposés ?	Notes additionnelles
	Travail.gouv.sn dgtss.gouv.sn Senelec Délestage et le nombre des clients par niveau de tension		
	Secteur Energie : Emissions de CO2 par source de production électrique Emission de CO2 de l'industrie énergétique pour les secteurs Taux d'accès à l'électricité Nombre de clients par niveau de tension Nombre de délestage automatique	Oui	
	Emissions de CO2 par source de production électrique Emission de CO2 de l'industrie énergétique pour les secteurs		

SECTION D: EESS – Enjeux et Alternatifs Environnementaux et Socio-Economiques		
Q1: Quelles sont les principales concernes liées à l'utilisation des hydrocarbures et de l'infrastructure	**Q2:** Quelles alternatives liées à l'utilisation des hydrocarbures et des infrastructures devraient être étudiées dans l'EESS ?	Notes additionnelles
-	-	-

Commentaires du Groupe de Travail IV - Qualité de l'air et changement climatique :

SECTION A: Cadre Juridique et Politique			
Q1: Existe-t-il des implications de textes législatifs qui ne sont pas inclus dans la matrice législative ?	**Q2:** Existe-t-il des stratégies, politiques, ou plans pertinents qui ne sont pas inclus dans la matrice législative ?	**Q3:** Existe-t-il un élément environnemental et social lié au projet qui devrait être abordé dans la matrice législative ?	Notes additionnelles
Decree 2011/1689 du 3 octobre qui cree la structure en rapport au comite nationale pour le changement climatique	Plan national de gestion des dechets dangereux	COMREC regional	
Decree 2006/12/101/ 15 novembre 2006 sur les mesures d'hygienne et de securite dans les etablissements	Plan national d'action pour l'environnement	Conseil economique social et environnemental	
Code de la peche article 17, facteur environnementaux autre que la peche de 2015	Plan de mise en oeuvre de la convention de stockholm sur les POP's	L'assemblee nationale qui fait les lois	
Decret 2001 code de l'environnment	PAAP : 2eme partie du plan senegal emergant 2014-2015	Aux titre : Il faut mettre institutions et services techniques	
Directive de l'OMS 2001 sur la pollution de l'air	Convention de minamata pour le mercure (Fev 2009)	Le centre de recherche oceanographique	
Norme 13/05/060 emissions des gaz d'echappement des vehicules a moteur	Promotion du transport de masse avec les projets BRT et TER	Division changement climatique de la DEEC	
Journal officiel du senegal : Limitation du taux de benzene; pot catalytique pour le diesel	Programme de renouvellement du parc de transport en commun	Laboratoire nationale de securite	
Site de la diredtion de l'environnement : www.denv.gouv.sn	Remplacer les ancien bus de dakar 1962 par des bus a GPL Dakar Ndiago Ndiaye car rapide	Authorite nationale de la biodiversite	
Loi 1993 code de l'eau	Creation du centre de controle technique des vehicules		

SECTION A: Cadre Juridique et Politique			
	Elimination du plomb dans les vehicules a essence depuis 2005		
	Limitation d'age pour importation des vehicules a 8 ans		
	Diversification des sources d'energie pour atteindre l'objectif 2020 energie renouvelable en 2017		
	L'accord de paris de 2015 cop 21		
	Plan national d'action sur les modes de production et consommation durable		
	Plan national de la lutte contre la diversification		
	Programme national de gestion des dechets		
	Plan national de developpement sanitaire et social		
	Plan strategique national de sante communitaire		

SECTION B: Situation de Reference			
Q1: Quelles sont les données et les études disponibles et liées au sujet ?	**Q2**: Quelles sont les lacunes importantes en matière de données ?	**Q3:** Comment cet aspect est-il susceptible de changer dans l'avenir sans le programme?	Notes additionnelles
Inventaire d'emissions de la ville de pekine et gueduawaye (2020)	ANSD : Sorte les statistques c'est la structure mere. Les donnees publiees hors ANSD pose des problemes de fiabilite des donnees	Limiter a 8 ans l'importation des vehicules	

SECTION B: Situation de Reference			
Bilan d'activite annuel sur le changement climatique	Non application du principe pollueur payeur	Renouvellement du parc automobile	
Rapport sur l'environnement des hydrocarbures 2020 du senegal	Non-disponibilite d'un atlas marin qui permet d'avoir toutes les informations	Donnes de population (15-16 millions) et un resencement se prepare en 2023	
Rapport fondation SOCOCIM 2021	Pas mal de stations de mesure de la qualite de l'air a l'arret	Projet BRT valide	
Etude d'impact FOUR SIX SOCOCIM	COV n'est plus measuree au niveau des stations industrielles	Diminution de la pollution en saison humide et augmentation en saison seche	
Tous les 6 mois les industries font des mesures des polluants et soumettent le rapport. Si non conformite, plan de rectification ou sanctions		Vu les politique de reduction donc il y a une tendance a l'amelioration	
Donnees des AQMS disponibles de 2010-2023			

SECTION C: Cadre et Indicateurs de L'EESS (se referer a l'autre document)			
Q1: Quels sont les buts et objectifs qui devrait être considérés dans le cadre de l'EESS ?	**Q2**: Quels indicateurs suggérez-vous pour être utilisés pour surveiller les impacts ?	**Q3:** Est-ce possible d'établir une situation de référence et des tendances pour les indicateurs proposés ?	Notes additionnelles
-	-	-	-

SECTION D: EESS – Enjeux et Alternatifs Environnementaux et Socio-Economiques	
Q1: Quelles sont les principales concernes liées à la qualité de l'air et au changement climatique ?	Notes additionnelles
Reconnaissance : Eviter l'incinération des déchets lors du traitement des déchets des activités industrielles et domestiques	-
Exploration : Activités des navires, déchets et transport	

SECTION D: EESS – Enjeux et Alternatifs Environnementaux et Socio-Economiques	
Production : Emissions fugitives, activités de combustion, produits chimiques et accidents	
Déclassement : Gaz à effet de serre en rapport avec la climatisation	
Impact socio-économique : Pression sur les autres ressources suite a la reconversion de la communauté de pêcheurs ayant perdu leur travail par l'effet de l'exploitation pétroliers	
Pertes de ressources halieutiques - Baisse des revenus des pécheurs artisanaux - Marree noire du au déversement des hydrocarbures	
Emissions atmosphériques pendant la phase de reconnaissance Environnement : Baisse des rendements agricole et forestier, Pluie acide, dégradation des matériaux polymères	

Cadre de L'EESS

Facteur de durabilité	**Objective**	**Cibles/ Sous-objectives**	**Indicateur**	**Type d'indicateur***	**Cible nationale**	**L'indicateur est-il pertinent ?** OUI/NON *Si OUI – Faible / Moyen / Elevé*	**Avons-nous de données concrètes à ce sujet?** OUI/NON	**Si NON, pouvons-nous le mesurer dans l'avenir ?**
Protection des Ecosystèmes (Air)	Capital humain, protection sociale et développements durable - Renforcer la résilience des populations et des écosystèmes face aux effets du changement climatique (PSE, OS 10)	Réduire le nombre de décès liés aux catastrophes naturelles de 89 décès en 2017 à zéro cas en 2023 et le niveau d'émission de gaz à effet de serre de 13 331Gg CO2 en 2017 à 27 000 en 2023	Niveau d'émission de gaz à effet de serre (Gg CO2) émis pendant les activités pétrolières et gazières	E	Se conformer aux normes	Elevée Oui	Des données de référence pour dakar (Existence d'un inventaire d'émissions des GES, Baseline)	Collecter les informations nécessaire pour le projet en termes de GES
		Augmenter le ratio reboisement/déboisement de 0,53 en 2017 à 1 en 2023 et d'accroître la superficie de terres dégradées et restaurées sur la période 2017-2023.	Superficie de terres dégradées restaurées suite aux activités pétrolières et gazières	E	Augmenter			
			Ratio reboisement/déboisement	E	1			
	Améliorer la qualité de l'air	Réduire l'impact environnemental négatif des villes par habitant, y compris en accordant une attention particulière à la qualité de l'air et à la gestion, notamment municipale, des déchets (ODD C#11.6)	Niveau moyen annuel de particules fines (PM 2,5 et PM 10, par exemple) dans les villes, pondéré en fonction du nombre d'habitants (ODD Indicateur 11.6.2)	E	Se conformer aux normes	Moyen OUI, Il faut aussi ajouter les gaz (NOx, CO, COV, SO2, onshore et off shore)	Mesurable réseau de stations de mesures	Mesures pour collecter les données relatives au projet
		Réductions d'émissions par rapport à leur trajectoire de 4% et 5% respectivement en 2025 et 2030. Cette réduction pourra être portée à 23% et 29% respectivement, aux horizons 2025 et 2030, par rapport à la situation de référence, (CDN du Sénégal)	Émissions de GgCO2eq suite aux activités pétrolières et gazières	E	Se conformer aux normes	Elevée	Existence d'inventaire local de GES pour baseline	Il faut faire l'exercice pour estimer les GES du projet
			Émissions des principaux contaminants atmosphériques du secteur pétrolier et gazier	E	Se conformer aux normes	Elevée	Donnees disponible pour Dakar	Se referree aux prestataires pour collecter les données d'émissions a Dakar du projet
			Émissions indirectes de GES du secteur de l'énergie	E	Se conformer aux normes	Elevée	Donnees disponible pour Dakar	Se referree aux prestataires pour collecter les donnees d'emissions a Dakar du projet
Changement Climatique	Prendre d'urgence des mesures pour lutter contre les changements climatiques et leurs répercussions (ODD #13)	Renforcer, dans tous les pays, la résilience et les capacités d'adaptation face aux aléas climatiques et aux catastrophes naturelles liées au climat (ODD, C#13.1)	Stratégies nationales et locales pour lutter contre les changements climatiques A ajouter : Evaluer l'etat de dégradation accélérée du littoral	R	Stratégies en place	Elevée Elevée	Rapports existants et études en cours (DEEC)	Faire des études additionnelles climatiques (impact climatique) Cartographies des risques climatiques
Environnement Acoustique	Maintenir la qualité de l'environnement acoustique	Évitez les niveaux de bruit excessifs	Niveaux de bruit ambiant mesurés à proximité des installations pétrolières offshore et des activités de soutien onshore	E	Se conformer aux normes	Elevée	Pas de données	Il faut mesurer

Commentaires du Groupe de Travail III – Ecologie Marine et Terrestre :

GROUPE DE TRAVAIL III : ECOLOGIE MARINE ET TERRESTRE

Nom: Fatou Niang Diagne Division gestion littoral - DEEC.

Coordonnées de Contact: 221 77 363 48 51, faniday4@gmail.com

Questions – Questions importantes à discuter	
A. Cadre Juridique et Politique	
Existe-t-il des implications de textes législatifs qui ne sont pas inclus dans la matrice législative ?	- Inclure code de la pêche - Convention sur immersion des déchets - Protocole Tarkarta, Protocole de Nagoya 2018
Existe-t-il des stratégies, politiques, ou plans pertinents qui ne sont pas inclus dans la matrice législative ?	Plan Polmar Plan national d'adaptation des zones côtières
Existe-t-il un élément environnemental et social lié à l'écologie marine et terrestre qui devrait être abordé dans la matrice législative ?	- Détermination des zones de frayes et reproduction et importance écologique - Impact du bruit par rapport à la migration des espèces
Notes additionnelles	Absence d'une législation sur la biodiversité
B. Situation de Reference	
Quelles sont les données et les études disponibles et liées au sujet ?	Gestion Environnementale des l'exploitation du pétrole offshore et du transport maritime pétrolier (contribution P.R. Ch7
Quelles sont les lacunes importantes en matière de données ?	Cartographie de la vulnérabilité des fonds marins - Planification spatiale (étude en cours)
Comment cet aspect est-il susceptible de changer dans l'avenir sans le programme ?	Sur exploitation des ressources
Notes additionnelles	
C. Cadre et Indicateurs de l'EESS	

Questions – Questions importantes à discuter	
Quels sont les buts et objectifs qui devraient être considérés dans le cadre de l'EESS	- Veiller à la capacité de charge de l'environnement c'est à dire capacité à absorber les activités sans impact sur la biodiversité
Quels indicateurs suggérez-vous pour être utilisés pour surveiller les impacts ?	- Valider Indicateur pression en vérifiant empreinte écologique. - Suivi des zones de pêche spéciales
Est-ce possible d'établir une situation de référence et des tendances pour les indicateurs proposés ?	
Notes additionnelles	
D. EESS – Enjeux et Alternatifs Environnementaux et Socio-Economiques	
Quelles sont les principales concernes liées à l'écologie marine et terrestre ?	Commission sous regionale pêche Direction pêche Maritime Institut scientifique recherche agricole
Notes additionnelles	

GROUPE DE TRAVAIL III : ECOLOGIE MARINE ET TERRESTRE

Nom: Khady Diouf Gaudiaby

Coordonnées de Contact: 77 552 23 29 khady1.diouf@ucad.edu.sn

Questions – Questions importantes à discuter	
A. Cadre Juridique et Politique	
Existe-t-il des implications de textes législatifs qui ne sont pas inclus dans la matrice législative ?	
Existe-t-il des stratégies, politiques, ou plans pertinents qui ne sont pas inclus dans la matrice législative ?	
Existe-t-il un élément environnemental et social lié à l'écologie marine et terrestre qui devrait être abordé dans la matrice législative ?	
Notes additionnelles	
B. Situation de Reference	
(1) Quelles sont les données et les études disponibles et liées au sujet ?	- Rapport sur l'état de l'environnement au Sénégal - Rapports annuels de la Direction des pêches maritimes (DPM) - les ZPP (Zones de pêches protégées) → voir DPM - Documents de mémoires et thèses de l'université Cheikh Anta Diop de Dakar – Thèse Massal Fall 2009
(2) Quelles sont les lacunes importantes en matière de données ?	- Les périodes de reproduction des espèces - les couloirs de migrations - l'état des stocks des espèces d'importance socio-économique. - liste des espèces protégées sur la liste rouge de l'UICN → OK
(3) Comment cet aspect est-il susceptible de changer dans l'avenir sans le programme ?	Si des prises de décisions basées sur des résultats scientifiques sont faites, cet aspect peut évoluer dans le bon sens (augmentation de la biodiversité par exemple)
(4) Notes additionnelles	- Actualiser la liste des AMP
C. Cadre et Indicateurs de l'EESS	

Questions – Questions importantes à discuter	
Quels sont les buts et objectifs qui devraient être considérés dans le cadre de l'EESS	Votre plan Stratégique pour la actualisation (nouveau) Les indicateurs listés dans le documents nous paraissent tous pertinents
Quels indicateurs suggérez-vous pour être utilisés pour surveiller les impacts ?	- Choisir des modèles biologiques (ex: poissons, crabes...) et faire des analyses chimiques pour voir le degré éventuel de contamination. - Faire le suivi de traits de vie (Croissance, reproduction, fécondité de ces bioindicateurs
Est-ce possible d'établir une situation de référence et des tendances pour les indicateurs proposés ?	- Oui
Notes additionnelles	
D. EESS – Enjeux et Alternatifs Environnementaux et Socio-Economiques	
Quelles sont les principales concernes liées à l'écologie marine et terrestre ?	
Notes additionnelles	

GROUPE DE TRAVAIL III : ECOLOGIE MARINE ET TERRESTRE

Nom: NDIAYE Abdou Aziz

Coordonnées de Contact: (+221) 77 572 35 36 Email : segnabdou@yahoo.fr

Questions – Questions importantes à discuter	
A. Cadre Juridique et Politique	
Existe-t-il des implications de textes législatifs qui ne sont pas inclus dans la matrice législative ?	Decret n° 2012-438 du 10 avril 2012 portant repartition des services de l'etat actant la mise en place de la Direction des Aires Marines communautaires Protegées (DAMCP)
Existe-t-il des stratégies, politiques, ou plans pertinents qui ne sont pas inclus dans la matrice législative ?	La Strategie nationale pour les aires marines protegées de 2013 a été actualisée en 2020.
Existe-t-il un élément environnemental et social lié à l'écologie marine et terrestre qui devrait être abordé dans la matrice législative ?	Les herbiers marins n'ont pas été pris en compte dans les legislations actuelles
Notes additionnelles	
B. Situation de Reference	
Quelles sont les données et les études disponibles et liées au sujet ?	PEST - Colonne 3 => 14 AMP (Joal - Saint-Louis - Kayar - Gorée - Somone - Gandoul - Bamboung - Kasa Balantacounda - Niamone Kalonaye - Kaolack Bluff Fogny - Abéné - Kalone Blitakote - Ufoyal Kasa Baldial - Soloune)
Quelles sont les lacunes importantes en matière de données ?	Le PAG de toutes les AMPs ne sont disponibles et peuvent être mis à notre disposition
Comment cet aspect est-il susceptible de changer dans l'avenir sans le programme ?	
Notes additionnelles	
C. Cadre et Indicateurs de l'EESS	

A-1 décret n° 2014-338 du 25 mars 2014 portant creation de l'AMP (Aire marine protegée) de Sangomar (situé dans la zone d'influence de Sangomar offshore)

A-1 Decret n° 2020-1132 portant creation de l'aire marine protegée de Somone. (situé dans la zone d'influence de Sangomar offshore)

A-1 Decret n° 2020-1133 portant creation de l'aire marine protegée de Gorée (situé dans la zone d'influence de Sangomar offshore)

A-1 Convention des Nations Unies sur le droit de la mer Montego-Bay 10 decembre 1982 entrée en vigueur en 1994 (creation de la ZEE (Zone economique exclusive) relevant de la souveraineté des etats)

A-1 - Convention internationale sur les zones humides d'importance internationale (Convention de Ramsar de 1971) ratifiée en 1977. (Protection des zones humides habitats des oiseaux d'eau) (GTA de Saint-Louis zone d'influence de plusieurs zones humides (Parc du Djoudj - Parc la Langue de Barbarie - Reserve d'avifaune de Ndiael) sites Ramsar

Parc du delta du Saloum. Site Ramsar dans la zone d'influence de Sangomar offshore

GROUPE DE TRAVAIL III : ECOLOGIE MARINE ET TERRESTRE

Nom: Fatou Bintou TRAORE

Coordonnées de Contact: Centre de Suivi Ecologique, 77 653 07 18 - fatou-bintou.traore@cse.sn

Questions – Questions importantes à discuter	
A. Cadre Juridique et Politique	
(1) Existe-t-il des implications de textes législatifs qui ne sont pas inclus dans la matrice législative ?	Pour la HASSMAR: Se préparer en amont d'outils qui vont permettre d'intervenir en cas de pollution par les hydrocarbures
(2) Existe-t-il des stratégies, politiques, ou plans pertinents qui ne sont pas inclus dans la matrice législative ?	Code de la pêche n'est pas dans la liste - Convention des Nations Unies sur les Droits de la mer de Montego Bay - Convention de Paris de 1973 relative à la protection du patrimoine mondial, culturel et naturel
(3) Existe-t-il un élément environnemental et social lié à l'écologie marine et terrestre qui devrait être abordé dans la matrice législative ?	Pour les herbiers marins, il n'y a pas encore de législation spécifique mais c'est un élément important qu'il faut prendre en compte en terme d'écosystème sensible et utile sur le plan écologique, économique.
(4) Notes additionnelles	Dans les acteurs institutionnels, le Port Autonome de Dakar ne figure pas sur la liste alors que c'est une structure qui est centrale dans le transport en particulier des hydrocarbures avec tout ce que cela implique comme risque celui
B. Situation de Reference	
(1) Quelles sont les données et les études disponibles et liées au sujet ?	Etude réalisée par le CSE pour le compte de la HASSMAR: « Cartographie de la vulnérabilité des côtes du Sénégal à la pollution par les hydrocarbures », contacter la HASSMAR pour se procurer le document (voir suite derrière)
(2) Quelles sont les lacunes importantes en matière de données ?	→ sur les herbiers marins, à consulter : http://geograsslab.resilienceea.org → sur les équipements et infrastructures sur la côte (port, site d'embarquement et de débarquement, ouvrages de protection côtière, infrastructures aquacoles.
(3) Comment cet aspect est-il susceptible de changer dans l'avenir sans le programme ?	
(4) Notes additionnelles	
C. Cadre et Indicateurs de l'EESS	

Questions – Questions importantes à discuter	
Quels sont les buts et objectifs qui devraient être considérés dans le cadre de l'EESS	Objectifs déjà présentés jugés pertinents
Quels indicateurs suggérez-vous pour être utilisés pour surveiller les impacts ?	- Pollution par les hydrocarbures des écosystèmes marins et côtiers (S.I. 00 & 15) -
Est-ce possible d'établir une situation de référence et des tendances pour les indicateurs proposés ?	Oui, le CSE dans le cadre de l'observatoire régional du littoral ouest africain a retenu de suivre cet indicateur lié à la pollution par les hydrocarbures sur les écosystèmes marins et côtiers.
Notes additionnelles	
D. EESS – Enjeux et Alternatifs Environnementaux et Socio-Economiques	
Quelles sont les principales concernes liées à l'écologie marine et terrestre ?	
Notes additionnelles	

Commentaires du Groupe de Travail VI : Déchets et produits chimiques :

Section A : Cadre Juridique et Politique				
Q1: Existe-t-il des implications de textes législatifs qui ne sont pas inclus dans la Matrice Législative ?	**Q2 :** Existe-t-il des stratégies, politiques, our plans pertinents qui ne sont pas inclus dans la matric législative ?	**Q3:** Existe-t-il un élément environnemental et social lié aux déchets et produits chimiques qui devrait être abordé dans la matrice législative ?	**Q4:** Quels sont les normes ou directives proposées pour combler les lacunes des normes nationales ?	Notes additionnelles
• L'arrete n 93-11 de 2008 eaux usagees • Decret 2010-1281 fixant les conditions d'exploitation du plomb des batteries usagees et d'autres source et de l'utilisation des mercures • Decret 2008-1007 portant sur les déchets biomedicaux • Decret 2006-1257 fixant les prescriptions minimales contre les risques chimiques • Le Senegal n'a pas ratifier les annexes de la convention du Maropol • Code de conduite de la FAO sur la	• Le plan national des gestion des dechets dangereux • Le plan national des gestions des dechets biomedicaux • Révision de la code environnemental (cette révision va inclure des stipulations relatives au secteur pétro-gazier, les établissement classés et le changement de climat) • Révision de la loi sur le littoral • Révision de la stratégie de la biodiversité • Révision du code de l'eau • Révision des normes des eaux usées • Le plan national de mise en oeuvre de la convention de stockholm	• La gestion des produits des rejets petro-gazier (Cela sera inclus dans la révision de la loi sur l'environnement) • La gestion des produits chimiques obsolete	• Necessité de proposer des protocoles et des normes techniques pour évaluer les risques des produits chimiques et des déchets (exotoxicité) adapté au Sénégal. • Necessité d'elaborer des normes pour evaluer la qualité de l'environnement applicable et adapter au Sénégal • Necessité de proposer des normes pour gérer les eaux de production • Y a une convention des antisallissures que le Senegal doit ratifier • Le protocole de Malabo (Convention d'Abidjan) n'est pas encore ratifié. Le protocol doit être adapté au contexte	• La norme NS 05-061 est applicable mais elle n'est pas exhaustif. Les normes sont souvnt emporter d'autre pays sans être adaptée au contexte Sénégalais à l'exception des normes de la qualité de l'air. • Y a des décalages entre plusieurs code au Sénégal qui nécésite l'harmonisation des lois.

Section A : Cadre Juridique et Politique				
peche durable (1995)			Sénégalais avant même d'être ratifié. • La PGSEMPA doit être bien étudié et inclus dans le cadre juridique et législatif. C'est un programme qui est concérné avec les gestions des différents types de déchets	

SECTION B: Situation de Reference			
Q1: Quelles sont les données et les études disponibles et liées au sujet ?	**Q2**: Quelles sont les lacunes importantes en matière de données ?	**Q3**: Comment cet aspect est-il susceptible de changer dans l'avenir sans le programme ?	Notes additionnelles
• Kessouri et al. Coastal eutrophication drives acidification, oxygen loss and ecosystem change in a major oceanic upwelling system (proceeding of the National Academy of Sciences, Vol 11, N. 21, 2021) • Colman et al. Carbonate mounds of Mauritania Northwest Africa: Status of deep-water corals and implications for management fishing and oil exploration activities • End report program biodiveristy oil and gaz (GIZ, 2014) • Mission océanographique Nansen avec CRODT, INR (Norvège), INROP	• It est nécessaire d'établir un état de réference complet pour la zone maritime Sénégalaise à l'exemple de la Mauritanie afin de pouvoir fair un suivi chaque 2-3 ans pour d'évaluer l'évolution de la qualité au milieu • Il est nécessaire d'établir un seuil de toxicité des polluants prioritaire pour définir les normes de qualités environnementale pour évaluer le risque écologique	• Il y a un risque lié à la présence physique des pipelines enterrés sur l'intégrité des coraux d'eau froide situés dans la zone des GTA • Il y a un risque de ne pas être en mesure d'évaluer l'évolution de la qualité du milieu • Il y a un risque de ne pas pouvoir évaluer el risque de toxicité des déchets/ polluants pour les écosystèmes pour manque	• Voir Mme Aita Seck (coordinatrice du projet PGSEMPA • Voir Mr Assane Dioup, chef de bureau déchets et produits chimiques • Les déchets domestiques sont normalement collectés et placés dans des locations ouverts (open dumpsites) • Les déchets dangereux sont normalement exportés pour être traiter en accordance avec la convention de Bâle. Parfois, on trouve des

SECTION B: Situation de Reference			
(Mauritanie), dans les eaux autour du GTA pour la collecte des données et établir un état de réference (contamination des sédiments, suivi oiseaux, mammifères, analyse chimique et physique des eaux) • Recommendations FAO/Nansen pour protection des rifs coraux d'eau froide offshore Sénégal • Recommendations FAO pour gestion écologique du GTA pour la protection barrière coralière au large de Saint-Louis • Working group report on Ecotoxicology ; • Working group report on coastal biodiversity; • Working group report on environmental conditions-oceanography; • Working group report on pelagic biodiversity; • Working group report on benthic biodiversity. • Etude diagnostique de la vulnérabilité du secteur de la pêche vis à vis des activités pétrogazière pour le réseau des parlementaires pour l'environnement du Sénégal (REPES)		de normes de qualités environnementales • Sans le développement: Positivement parceque y a des stratégies qui sont en train d'être développé. Y a la volonté politique à bien gérer les déchets. • Avec le développement: La SEPCO est créer pour gérer les déchets pétro-gazier. Mais il y a un risque d'impact socio-environnementaux parceque la SEPCO à côté de résidences et autres recepteurs	déchets dangereux dans les déchets doestiques. • On doit chercher le EIES de SEPCO (Mme Seck) • Il existe presque pas des données offshore à l'exception de celles des compagnies • On connait pas la quantité des déchets dangereux qui est produits au moment

SECTION C: Déchets et Produis Chimiques			
Q1: Quels sont les buts et objectifs qui devrait être considérés dans le cadre de l'EESS ?	**Q2:** Quels indicateurs suggérez-vous pour être utilisés pour surveiller les impacts ?	**Q3** : Est-ce possible d'établir une situation de référence et des tendances pour les indicateurs proposés ?	Notes additionnelles
• Le cadre couvre tout les cibles et éléments à surveiller • Etablir un programme pour gérer et surveiller les déchets du secteur petro-gazier	• On doit considérer la qualité des eaux marins comme indicateur;	• Oui c'est possible à cause du project PGSEMPA. Mais, le project doit être élaborer pour inclure les déchets pétro-gazier.	• Discuter avec Mme Seck and Mr Dioup • Nommer des membres de la société civile comme observateur pour la SEPCO

SECTION D: Déchets et Produis Chimiques		
Q1: Quelle sont les principales problèmes liées aux gestions des déchets et des produits chimiques ?	**Q2:** Quelles alternatives liées aux déchets et produits chimiques devraient être étudiées dans l'EESS ?	Notes additionnelles
• Les impacts des fruits du forages non-acqueux et acqueux contenant une diversité de produit chimique • Dommage avec les corals reefs qui sont été découverts au Sénégal (pipeline laying) • On doit regarder les impacts cumulés des plusieurs projets dans le secteur • Impacts des lumières sur les concentrations des poissons (les lumières vont attracter les poissons) • Impacts des matériaux radioactifs dans les pipelines • Impacts des milieux fleuviales sur les installations offshore (they can lead to sediments coming back to the surface)	Scénario 1: Gérer les déchets produits en offshore en mer Scénario 2: Gérer les déchets produits en offshore en terre Scénario 3: Evaluer l'utilisation des eaux de production pour l'irrigation	Evaluer et mettre en place une procédure adaptée au contexte Sénégalais pour évaluer les risques des produits chimiques utilisés avant leurs homologations

ANNEXE E - PHOTOS DE L'ATELIER

Présentations :

Groupe de Travail I: Utilisateurs des hydrocarbures :

Groupe de Travail II : Production pétro gazière : enjeux et alternatives – secteurs économiques et sociaux :

Groupe de Travail III : Ecologie marine et terrestre :

Group de Travail IV : Qualité de l'air et changement climatique :

Groupe de Travail V : Situations d'urgence ; et Groupe de Travail VII : Impacts transfrontaliers :

Groupe de Travail VI : Déchets et produits chimiques :

ANNEXE F – FEUILLE DE PRESENCE PAR GROUP

Groupe I

#	Participant	Titre	Organisation	Coordonnées (E-mail et Numéro de Téléphone)	Sexe M	Sexe F	Signature	N° du Groupe de Travail
1.	Laurié Borrelli des Reis	Secretaire technique	CNEE	lborrelli@cia.nl		X		1
2.	Awa Gueye Diouf	Chaffe departement QHSE	RGS	awagueye.diouf@mpe.gouv.sn		X		1
3.	Awa Dieye	Agent DH	DH	awa.dieye@mpe.gouv.sn		X		1
4.	Khouma Mory	Ingenieur GNR	SOCOCIM	mory.khouma@sococim.sn	X			1
5.	Marie Nathalie SARR	Assistant Environnement	GES-PETROGAS	marienathalie.sarr@mpe.gouv.sn		X		1
6.	N deye Fatou MBOW	Ingenieur QHSE	Senelec	ndeyefatou.mbow@senelec.sn		X	NFM	1
7.	RICARDO KHOURY	Spécialiste Env. et Social	ELARD	rkhoury@elard-group.com +961 3371973	X			1
8.	Rockaiyidy NDiaye	CP/DEEC	DEEC	malkhairidy2000@yahoo.	Y			1

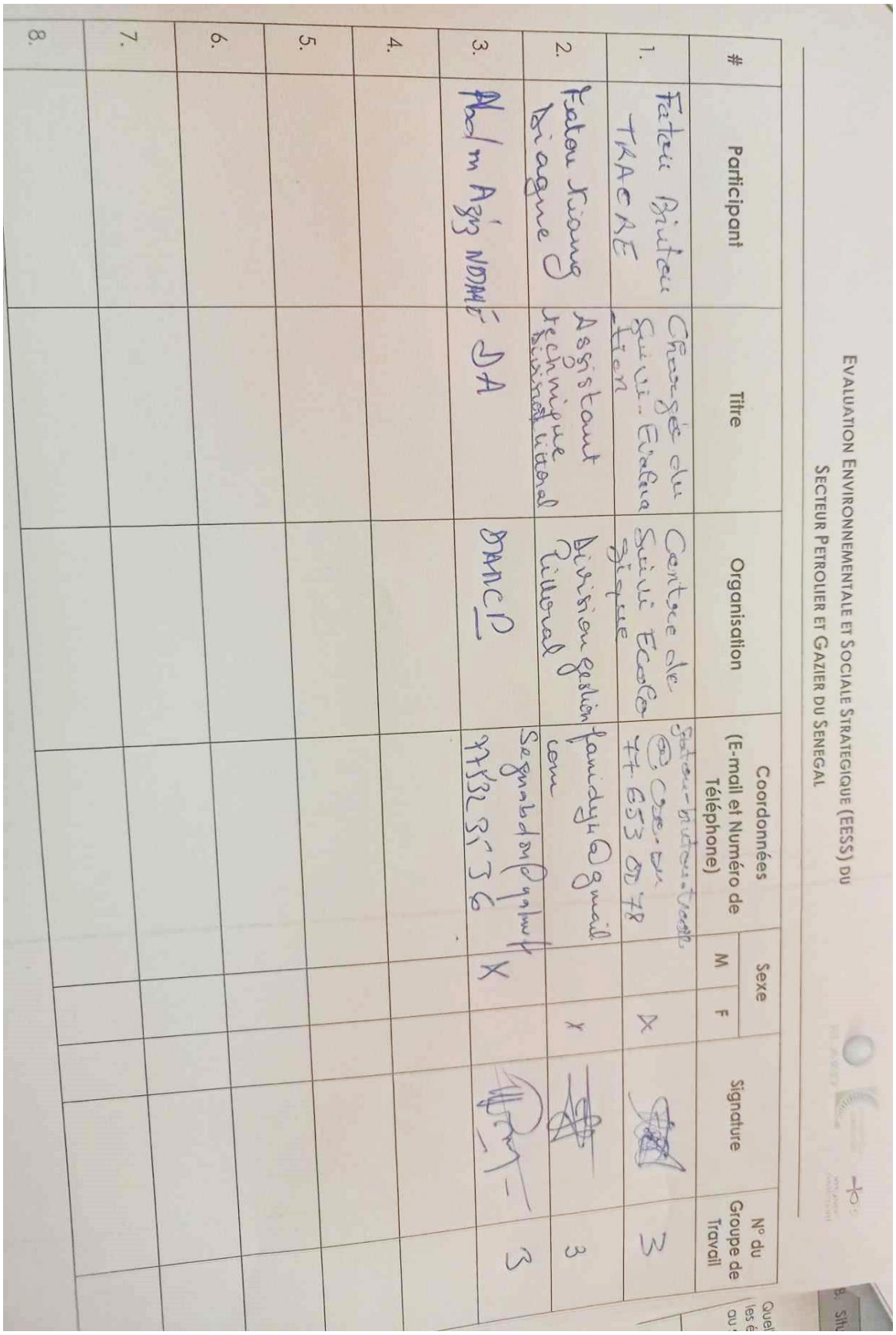
Feuille de Présence - Jour 1

#	Participant	Titre	Organisation	Coordonnées (E-mail et Numéro de Téléphone)	Sexe M	Sexe F	Signature	Gro
9.	Khouma Mory	Ingenieur GNR	SOCOCIM	mory.khouma@sococim.sn	X			
10.	Marie Nathalie SARR	Assistant Environnemat	GES-PETROGAS	marienathalie.sarr@mpe.gouv.sn		X		
11.	Awa Gueye Diouf	Chaffe QHSE	RGS	awagueye.diouf@mpe.gouv.sn		X		
12.	Awa Dieye	Agent DH	DH	awa.dieye@hotmail.com		X		1
13.	N deye Fatou MBOW	Ingénieur QHSE	Senelec	ndeyefatou.mbow@senelec.sn		X		1
14.	Rockaiyidy ND	CP	DEEC	malkhairidy2000@yahoo.		X	NFM	1

Feuille de Présence - Jour 2

Groupe III

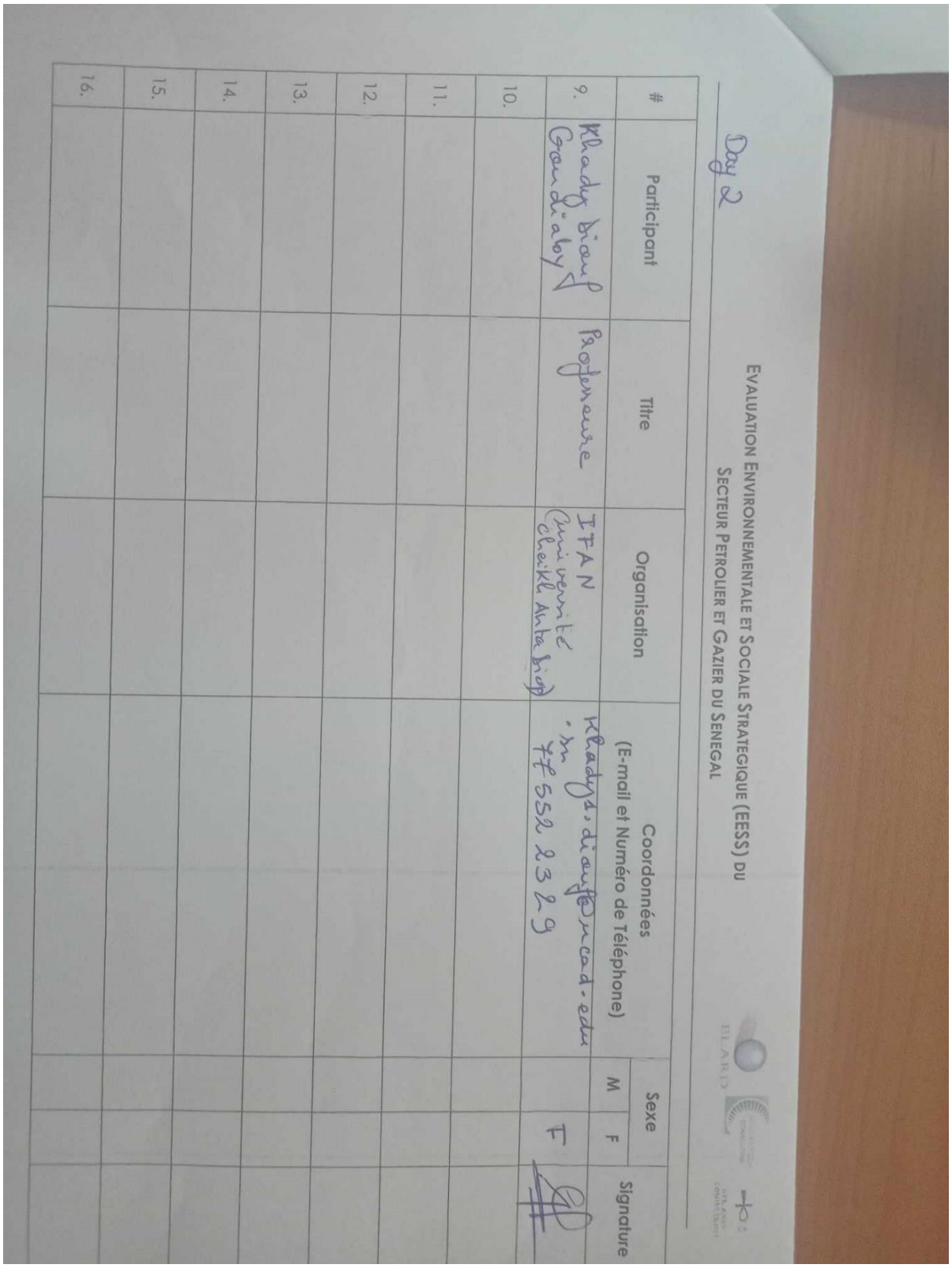
Feuille de Présence - Jour 1



EVALUATION ENVIRONNEMENTALE ET SOCIALE STRATEGIQUE (EESS) DU SECTEUR PETROLIER ET GAZIER DU SENEGAL

#	Participant	Titre	Organisation	Coordonnées (E-mail et Numéro de Téléphone)	Sexe M	Sexe F	Signature	N° du Groupe de Travail
1.	Fateu Brideu TRACAE	Chargée du Suivi Evaluation	Centre de Suivi Ecologique	Fateou-brideu@... 77 653 00 78		X		3
2.	Fatou Kiang Diagne	Assistant Technique Divisionnaire Littoral	Division Gestion Littoral	fkandy4@gmail.com		X		3
3.	Abdou Aziz NDIAYE DA		DANCP	Segnabdou@yahoo.fr 77 532 37 36	X			3
4.								
5.								
6.								
7.								
8.								

Feuille de Présence - Jour 2



Day 2

EVALUATION ENVIRONNEMENTALE ET SOCIALE STRATEGIQUE (EESS) DU SECTEUR PETROLIER ET GAZIER DU SENEGAL

#	Participant	Titre	Organisation	Coordonnées (E-mail et Numéro de Téléphone)	Sexe M	Sexe F	Signature
9.	Khadydiatou Gaudiaby	Professeure	IFAN Université Cheikh Anta Diop	Khadydiatou.gaudiaby@ucad.edu 77 552 23 29		F	
10.							
11.							
12.							
13.							
14.							
15.							
16.							

Groupe IV

Feuille de Présence - Jour 1

#	Participant	Titre	Organisation	Coordonnées (E-mail et Numéro de Téléphone)	Sexe M	Sexe F	Signature	N° du Groupe de Travail
1.	Serigne Fallou SENE	Biologiste environnementaliste	Enda lead	senserignealiou.99@gmail.com/77911071	X			4
2.	Abdoulaye Coumé	Ingenieur Environnementaliste Assistant technique	DREEC-Dakar	ndoulayamata@gmail.com 77 374 42 25	X			A
3.	Amsata BALDE	Assistante technique a la DREEC-DK	DREEC-Dakar	astoubalde93@gmail.com		X		4
4.	Cheikh MBENGUE	Assistant technique	DEEC/CGQA	mbenguecheikh19@gmail.com	X			4
5.	Antoine Walked	Expert QUALITE DE L'AIR	ELARD	awalked@elard-group.com	X			4
6.								
7.								
8.								

Feuille de Présence - Jour 2

#	Participant	Titre	Organisation	Coordonnées (E-mail et Numéro de Téléphone)	Sexe M	Sexe F	Signature	N° du Groupe de Travail
9.	Amsata BALDE	Ingenieure Aménagiste Environnementaliste Assistante technique	DREEC-DK	astoubalde93@gmail.com 77 382 80 34		X		4
10.	Abdoulaye Coumé	Ingenieur Environnementaliste Assistant technique	DREEC-DK	ndoulayamata@gmail.com 77 374 42 25	X			4
11.	Serigne Fallou SENE	Biologiste environnementaliste	Enda lead	senserignealiou.99@gmail.com 77 911 10 71	X			4
12.	Cheikh Mbengue	Assistant Technique	DEEC/CGQA	77263726	X			4
13.	Antoine Walked	Expert Qualité de l'air	ELARD	awalked@elard-group.com	X			4
14.								
15.								
16.								

Groupe VI

#	Participant	Titre	Organisation	Coordonnées (E-mail et Numéro de Téléphone)	Sexe M	Sexe F	Signature	N° du Groupe de Travail
1.	Mamadou Lamine DIAME	Agent technique	FEEC	mabadiab13@gmail.com 77 215 32 27	X			6
2.	Fatou TABANE	Ecotoxicologue Toxicologue	CERE-Loustox	tabanefatou@yahoo.fr 77 413 63 45		X		6
3.								
4.								

Feuille de Présence - Jour 1

#	Participant	Titre	Organisation	Coordonnées (E-mail et Numéro de Téléphone)	Sexe M	Sexe F	Signature	N° Groupe de Travail
9.	Aminata Sall	Aménagiste	Division gestion du Littoral	Sallaminata97300@gmail.com 77-578-38-86		X		6
10.	Fatou Tabane	Ecotoxicologue	CERES-Loustox	tabanefatou@yaloo.fr 77 413 63 45		X		6
11.								

Feuille de Présence - Jour 2

Ateliers de consultation – Etat des Lieux et référentiel Juridique - Ateliers Régionaux (février – mars 2023)

Compte rendu de l'atelier de consultation publique dans le cadre de l'évaluation environnementale stratégique du secteur pétro-gazier Offshore & Onshore du Sénégal les 23 et 24 février 2023 à Fatick.

Contexte :
Les jeudi 23 et vendredi 24 février 2023, s'est tenu à Fatick, l'atelier de consultation publique dans le cadre de l'évaluation environnementale Stratégique du Secteur Pétro gazier Offshore du Sénégal. Cet atelier permet aux consultants d'échanger avec les parties prenantes locales, de recueillir et de prendre en charge leurs préoccupations et recommandations dans cette importante étude stratégique.

Déroulement de l'atelier :

L'atelier a vu la participation des structures étatiques, les autorités territoriales, des représentants de la société civile, des organisations de la pêche artisanale, du tourisme ainsi que des groupements socio-professionnels (CLPA, GIE Femmes transformatrices produits halieutiques). Il était présidé par l'adjoint du Gouverneur de la région de Fatick chargé du Développement. Celui-ci dans son propos introductif a magnifié le cadre, en faisant le rappel de l'objectif de la rencontre. Il est revenu sur les découvertes d'hydrocarbures en mer, qui du reste, est un espace complexe et sensible qui requiert une surveillance accrue d'où la nécessité de mettre sur pied un cadre stratégique pour une gestion saine et durable du milieu marin. Il terminera par remercier les acteurs avant de déclarer l'ouvert l'atelier.

A sa suite, Madame le Maire de la Commune de Fatick et Monsiur le Président du Conseil départemental de Fatick ont prononcé ses mots de bienvenu à l'endroit des acteurs mais aussi des structures étatiques. Monsieur Mamadou BALDE, représentant du Directeur de l'Environnement et des Etablissements Classés a rappelé le contexte et l'importance de cet atelier qui consiste à recueillir les préoccupations, craintes et suggestions dans le cadre de l'élaboration du rapport d'EES du secteur pétro-gazier.

Monsieur Yakhaya BADIANE, représentant du Directeur des Hydrocarbures a remercié l'assistance avant de faire son allocution.

Après ces mots d'ouverture, un tour de table a été effectué pour les présentations d'usage et la parole fut donnée au consultant pour la présentation du livrable 2.

Présentation :

- Qu'est-ce qu'une EESS ?
- Objectifs de l'EESS ;
- Cadre politique, juridique et institutionnel ;
- Situation de référence ;
- Facteurs de durabilité/ Enjeux ;
- Les impacts /risques potentiels (exploration, développement, production et déclassement)
- Les scénarios ;
- Les alternatives

Discussions :

- Cadre juridique :

1.
2. Intégrer la référence juridique

- Les textes et dispositions relatifs à l'aquaculture, du code de l'assainissement et de la pêche, code de la santé publique, du travail ;
- La constitution révisée en 2019 sur les articles sur la gestion environnementale ;
- Le décret du plan polmar terre ;
- Code des collectivités territoriales.

3.

- Réactualiser le code forestier ;
- Ajouter la convention d'Abidjan dans les conventions internationales ;
- Ajouter dans le cadre institutionnel, le Conseil économique social et Environnemental (CESE), la HCCT, le Centre de recherche Océano Dakar-Thiaroye (CRODT), la SONAGET, l'ODEJ, et l'ANPJ, la primature, CLPAC, le comité local de Pêche artisanal, de la Direction des Hydrocarbures, le comité national des hydrocarbures ;

4.

- Situation de référence

- Compléter les données sur la pollution en mer ;
- Prendre en compte les études sur le port de Ndakhonga et du pont de Mar-Lothie, le rapport de suivi biologique des AMP ;
- Prendre en compte les plans communaux de développement par rapport à la valorisation de la chaine de valeur des pêcheurs ;
- Etude sur la vulnérabilité de la zone côtière de la PAS-PNA ;
- Etude détaillée sur la bathymétrie au Nord de Dakar ;
- Faire une mise à jour des données (recherches scientifiques, thèses, articles…) ;

5.

- Enjeux environnementaux et sociaux

6.

- Perturbation des habitants marins ;
- Perte d'emploi des femmes transformatrices
- Impact sur le parcours de bétail pour la zone onshore ;
- Risque de pertes de végétation et de perturbation de la faune sauvage ;
- Réduction des zones de pêche ;
- Impact sur les habitants marins protégés.

7.

- Analyse de la capacité des acteurs

8.

- Renforcer les capacités des membres du Comité technique régional de suivi environnementale et sociale, les CLPA sur les questions liées aux hydrocarbures ;
- Renforcement de capacités des pêcheurs en matière d'alerte précoces (à transmettre à l'HASMAR aux pêcheurs) ;
- Former des pêcheurs sur la surveillance ;
- favoriser de l'expertise locale;

9.

10.

- Sites historiques

11.

Ajouter dans la liste :

- Protection des zones insulaires ;
- Reserve de naturel de Palmarin.

12.

13.

14.

- Contraintes

15.

Ajouter dans les contraintes

- Non accès à l'information ;
- Cartographie des sites cultuels ;
- La caducité des données ;
- La non prise en compte des sites de génies et cultuels ;

16.

En conclusion, le représentant de l'autorité a invité le consultant a considérer toutes les recommandations et suggestions émises dans ce présent atelier.

Les représentants du Directeur des hydrocarbures et de l'Environnement ont prononcé le discours de clôture félicitant les acteurs des résultats obtenus lors de l'atelier.

Le rapporteur

Ndeye Fatou Syr NDOUR

Compte rendu de l'atelier de consultation publique dans le cadre de l'évaluation environnementale stratégique du secteur pétro-gazier Offshore & Onshore du Sénégal les 27 et 28 février 2023 à Ziguinchor.

Contexte :
Les lundi 27 et mardi 28 février 2023, s'est tenu à Ziguinchor, l'atelier de consultation publique dans le cadre de l'évaluation environnementale Stratégique du Secteur Pétro gazier Offshore du Sénégal. Cet atelier permet aux consultants d'échanger avec les parties prenantes locales, de recueillir et de prendre en charge leurs préoccupations et recommandations dans cette importante étude stratégique.

Déroulement de l'atelier :
L'atelier a vu la participation des structures étatiques, les autorités territoriales, des représentants de la société civile, des organisations de la pêche artisanale, du tourisme ainsi que des groupements socio-professionnels (CLPA, GIE Femmes transformatrices produits halieutiques). Il était présidé par l'adjoint du Préfet du Département de Ziguinchor. Celui-ci dans son propos introductif a magnifié le cadre, en faisant le rappel des découvertes d'hydrocarbures en mer, qui du reste, est un espace complexe et sensible qui requiert une surveillance accrue d'où la nécessité de mettre sur pied un cadre stratégique pour une gestion saine et durable du milieu marin. Il terminera par remercier les acteurs avant de déclarer ouvert l'atelier.
A sa suite la représentante du Directeur de l'Environnement et des Etablissements Classés, Madame Aida Gueye DIENE, a prononcé ses mots de bienvenue. Elle a rappelé le contexte et l'importance de cet atelier.
Monsieur Yakhaya BADIANE, représentant du Directeur des Hydrocarbures a remercié l'assistance avant de faire son allocution
Après ces mots d'ouverture, un tour de table a été effectué pour les présentations d'usage et la parole fut donnée au consultant pour la présentation du livrable 2.

Présentation :
- Qu'est-ce qu'une EESS ?
- Objectifs de l'EESS ;
- Cadre politique, juridique et institutionnel ;
- Situation de référence ;
- Facteurs de durabilité/ Enjeux ;
- Les impacts /risques potentiels (exploration, développement, production et déclassement)
- Les scénarios ;
- Les alternatives.

Discussions :

- Cadre juridique :

17.

18. Intégrer la référence juridique
    - Décret 2020-2014 du 28 octobre 2020 portant création et fixant les règles de fonctionnement du COS-Pétro gaz ;
    - Convention collective nationale du pétrole et du gaz du 02 Aout 2019 ;
    - Loi 75-50 du 03 avril 1975 relative aux institutions de prévoyance sociale ;
    - La Convention de Minamata ;
    - charte RSE et Développement durable des entreprises du Sénégal Octobre 2012 ;

- Loi 2013-10 du 28 décembre 2013 portant Code général des Collectivités territoriales ;
- les textes relatifs à la l'enseignement supérieur (service à la communauté) ;
- La Convention de CITES.

- Réactualiser les références de la loi de 98 sur le Code forestier ;
- Ajouter les codes de la pêche, de la famille, du douanier, de l'eau, des investissements, des partenaires publics et privés, du tourisme, de l'urbanisme, des collectivités territoriales ;
- Ajouter dans le cadre juridique : les règlements intérieurs des différents sites protégés, la loi relative à la répartition et à l'encadrement de la gestion des recettes issues de l'exploitation des hydrocarbures, la loi sur le contenu local et la loi d'orientation agropastorale.
- Ajouter les conventions sur la sauvegarde de la vie humaine, sur le droit de la mer dans les conventions internationales et sur l'organisation maritime internationale ;
- Ajouter dans le plan politique, le Plan National d'Action pour l'Environnement, la stratégie Nationale de Développement durable, la Stratégie nationale de Lutte contre la Corruption et du Plan d'Action National d'efficacité Énergétique, le Comité d'Orientation Stratégique Pétro-Gaz, la Stratégie Nationale de l'Assainissement, le plan Directeur d'Urbanisme, le Plan Directeur d'Assainissement, les Plans de Développement Communal et départemental ;

19.
- Situation de référence
- Compléter les données de Bathymétrie in situ ;
- Prendre en compte les études en cours ;
- Faire une mise à jour des données (recherches scientifiques, thèses, articles…) ;

20.
- Enjeux environnementaux et sociaux

21.

- Pêche artisanale

- Réduction de la zone de pêche ;
- Conflits d'usage (pour la ressource et ou entre acteurs) ;
- Collision entre pirogue ;
- Destruction d'engins de pêche ;
- Perte de productivité halieutique ;

22.

- Impacts sur la ressource

23.

24. Ajouter dans les impacts

25.
- Pollution (sonore, lumineuse) ;
- Contaminant sur les espèces ;
- Perturbation du couloir migratoire ;
- La santé humaine (chaine de transmission des contaminants) ;
- Perturbation du régime alimentaire des avifaunes ;
- Destruction de de l'écosystème mangrove ;
- Impact sur les mollusques ;
- Destruction des sites de ponte des poissons
- Disparition des dauphins et mammifères marins
- L'émission atmosphérique du forçage et à la ventilation ;
- Les événements accidentels (explosion et incendie) ;

- L'impact négatif sur le fond marin

26.

- Ecologie terrestre

27.

- Risques de contamination de la mangrove et ou des rizières en cas de déversement d'hydrocarbures ;
- Déplacement des communautés humaines ;
- Perturbation des moyens de subsistance des populations locales ;
- Aggravation de l'érosion côtière ;
- Disparition des activités touristiques
- La disparition de l'activité rizicole
- La pollution des eaux de surface
- La destruction du potentiel forestier
- Les conflits communautaires
- L'impact négatif de la biodiversité

28.

- Analyse de la capacité des acteurs

29.

- Renforcement de capacité des acteurs du Comité technique régional de suivi environnementale et sociale sur les questions liées aux hydrocarbures ;
- Impliquer les Collectivités territoriales, les organisations de sociétés civiles…
- Renforcement de capacités des pêcheurs en matière d'alerte précoces (à transmettre à l'HASMAR aux pêcheurs) ;
- Formation des pêcheurs sur la surveillance ;
- Créer un cadre de partenariat avec l'Université Assane SECK de Ziguinchor (pour faciliter l'identification et le soutenir pour l'acquisition des équipements de recherches) ;
- mettre en place d'une plateforme régionale d'échange et de partage des travaux scientifiques ;
- mettre en place d'un institut de formation aux métiers du pétrole et du gaz ;
- prévoir la formation sur la gestion des déversement des hydrocarbures ;
- mettre en place de revue mensuelle d'information;
- Prévoir le renforcement des matériels de lutte contre les feux de brousses ;
- accompagner les services de l'environnement (eaux et forêts , AMP) etc dans le reboisement;
- renforcer les stratégies de communication relative à l'exploitation de gaz et pétrolier ;
- renforcer les organismes nationaux qui œuvrent pour la paix et la sécurité en Casamance;
- favoriser de l'expertise locale;

30.

31.

- Sites historiques

Ajouter dans la liste :

- L'Archipel de Bijagos
- La réserve de Rio Cacheu
- La réserve ornithologique de Kalissaye
- La prise en compte des réalités sociaux ;
- La prise en compte des aspects culturels et cultuels ;

32.

- Contraintes

Ajouter dans les contraintes

- Non accès à l'information ;
- Cartographie des sites cultuels ;
- La caducité des données ;
- La non prise en compte des sites de génies et cultuels ;
- Inexistence de la plateforme d'information ;
- L'insuffisance de la recherche scientifique ;
- L'insuffisance de la démarche inclusive des parties prenante dans la prise de décision ;
- L'existence d'étude de vulnérabilité approfondie des changements climatiques dans la région de Ziguinchor ;
- L'existence d'étude d'impact Environnement & Social sur l'exploitation pétrolier au niveau de Ziguinchor

33.

En conclusion, toutes les recommandations et suggestions émises dans ce présent atelier seront prises. Les représentants des Directeurs des hydrocarbures et la DEEC ont prononcé le discours de clôture félicitant les acteurs des résultats de l'atelier.

Les rapporteurs

REPUBLIQUE DU SENEGAL
Un Peuple – Un But – Une Foi
.....
MINISTERE DE L'ENVIRONNEMENT DU DEVELOPPEMENT DURABLE
ET DE LA TRANSITION ECOLOGIQUE
…….

DIRECTION DE L'ENVIRONNEMENT
ET DES ETABLISSEMENTS CLASSES

Compte rendu de l'Atelier de Consultation publique dans le cadre de l'Evaluation environnementale sociale stratégique (EESS) du secteur pétro-gazier Offshore & Onshore du Sénégal à Saint-Louis

INTRODUCTION

Dans le cadre du processus de l'Evaluation environnementale stratégique du secteur pétro-gazier, une large consultation des acteurs a été identifiée comme action prioritaire afin de d'informer, de mobiliser les parties prenantes et de recueillir leurs préoccupations.

C'est dans ce cadre qu'une série d'ateliers a été initiée pour partager, avec les acteurs à la base, le contenu du livrable 2 relatif à la situation de référence environnementale et sociale et le cadre juridique et institutionnel.

Ainsi, les 02 et 03 mars 2023, s'est tenu à la gouvernance de Saint Louis, l'atelier régional de la consultation publique des acteurs de la Région. Cette rencontre, présidée par M. Mamoune DIOP, Adjoint au Gouverneur de la région de Saint louis, a regroupé les services techniques centraux, déconcentrés, les instituts de recherche, la société civile, des acteurs de la pêche, entre autres (voir feuille de présence).

DEROULEMENT DE LA RENCONTRE

A l'entame de sa communication, Monsieur le Gouverneur est revenu sur l'importance de cette rencontre dont l'objectif est d'informer les acteurs d'abord sur le processus de l'EES et de recueillir les observations des acteurs sur le contenu du livrable 2. A cet effet, il est attendu des acteurs, d'identifier les aspects, les documents politiques, les textes et institutions pertinents omis et d'en formuler des recommandations.

Aussi, de livrer leurs préoccupations et craintes sur les risques environnementaux et sociaux associés aux activités d'exploitation du pétrole et du gaz, particulièrement dans le domaine côtier et marin.

Monsieur Yakhya BADIANE de la Direction des hydrocarbures du Ministère du Pétrole et des Energies, s'est félicité de la mobilisation des acteurs autour de l'atelier. Il a rappelé l'engagement pris par l'Etat du Sénégal de créer le Groupement de Travail Interministériel (GTI) dont l'objectif est d'encadrer le processus de l'EES dudit secteur.

Pour rappel, le Groupement ELARD, HPR ANKH CONSULTANTS et ENVIRONTECH CONSULTING a été retenu pour faire l'évaluation environnementale stratégique du secteur pétro-gazier.

1. Les travaux de la première journée

Le consultant, dans sa présentation, a mis l'accent sur les points suivants :

1. *Contexte de l'exploitation du pétrole et du gaz au Sénégal ;*
2. *Cadre politique, juridique et institutionnel ;*
3. *Situation de référence ;*
4. *Facteurs de durabilité/Enjeux ;*

5. Cycle de vie Exploration et Prospection.

Deux groupes ont été formés à la fin de la présentation du Consultant. Chaque groupe a travaillé sur (i) **le cadre** juridique et institutionnel et sur (ii) **la situation de référence environnementale et sociale,** à la suite de ces travaux des restitutions sont faites par chacun des groupes.

1. Section A : Cadre juridique et politique

1. Existe-t-il des implications de textes législatifs qui ne sont pas inclus dans la matrice législative ?

- Loi constitutionnelle n° 2016-10 du 05 avril 2016 portant révision de la Constitution ;
- Le Décret N° 2021 -1443 portant application de la loi N° 21-23 du 02 mars 2021 relative aux contrats de partenariat Public-Privé ;
- La loi N° 2013-10 du 28 décembre 2013 portant Code général des Collectivités territoriales, modifiée ;
- Le Décret n°2020-30 du 08 janvier 2020 fixant les organigrammes-types des collectivités territoriales
- La loi d'orientation relative au Système National de Planification du développement économique e social ;
- Le Décret d'application du Code Forestier 2019-109 du 16 janvier 2019 ;
- Le Décret ou loi (à vérifier) sur les périmètres de protection des eaux de surface (service de l'hydraulique)
- La loi n°2004-16 portant loi d'orientation agro-sylvo-pastorale ;
- La loi n°80-286 du 10 Mars 1980 portant organisation du parcours du bétail
- La loi N°1988-13 du 4 mars 1981 portant Code de l'eau ;
- Le Décret portant création des 15 nouvelles AMPs ;
- La Loi N° 64-46 du 17 juin 1964 relative au domaine national.

2. **Existe-t-il des stratégies, politiques ou plans pertinents qui ne sont pas inclus dans la matrice législative ?**

- Le PAP-PSE/ PAP-2A/ PAP 2024-2028 ;
- Le Plan national de développement ;
- La stratégie nationale de gestion des Aires Protégées de 2005 ;
- Cadre d'application du dialogue public-privé (APIX)
- Le Visa de localisation (ANAT) ;
- Le Document de planification de la région de Saint Louis ;
- Les Plans de Développement de la région de Saint Louis (à voir avec l'ADC, l'ADM et le Service des Pêches) ;
- Le Plan d'action et de gestion intégrée des ressources en eau.

3. **Recommandations de correction**

- P.24, corriger « PSE 2019 » par « PSE 2018-2035 » ;
- P.21, corriger le Code Forestier par la loi n°2018-25 du 12 Novembre 2018 ;
- P.17, problème de libellé (loi n°2002)
- P.20, le guide d'études de danger ne doit pas être intégré dans cette page ;
- Extraire la partie « Normes Internationales » du cadre juridique et en faire une partie spécifique ;
- Respecter la hiérarchie des textes cités en partant des conventions internationales ratifiées jusqu'aux décrets
- Prendre en compte les textes sur la pollution de l'eau dans la partie « exploitation onshore » ;
- considerer le code de l'environnement notamment les dispositions liées aux distances sécuritaires (500m) par rapport aux zones sources de dangers ;

- Dans le code pétrolier, il faut prendre en charge les dédommagements des personnes affectées par le projet notamment les pêcheurs.

1. **Section B**: **Situation de référence**

1. Quelles sont les données et les études disponibles et liées au sujet ?

- ADM: l'étude sur l'érosion côtière (bathymétrie et évolution des vagues le long de la côte qui a abouti à la mise en place de la digue de protection) ;
- Direction régionale de planification : revue annuelle conjointe (RAC)
- Projet SERRP : suivi des inondations
- DAMP : rapport de la pêche expérimentale des AMPs
- CRODT : évaluation des fonds marins : étude sur les récifs artificiels
- Wetlands International: suivi des oiseaux d'eau
- ARD: cartographie des zones de mangroves: étude sur la situation de référence
- UGB: les études sur la brèche ;
- Le document de projet sur la protection côtière

2. **Recommandations de correction**

1. Se rapprocher des services tels que la DPN, la DAMPC et l'UICN pour la documentation ;
2. Se rapproche de l'Urbanisme, de l'ARD et de l'ADC pour le Plan Directeur d'Urbanisme de Saint Louis ;
3. Examiner le document de suivi des aires protégées du Nord ;
4. Les EIES et autres études connexes sur le pétrole et le gaz déroulées dans la région de Saint Louis ;
5. Se rapprocher de la Division faune de la Direction des Eaux et Forêts pour la documentation

6. Les travaux de la deuxième journée

Lors de la deuxième journée de l'atelier, les travaux ont porté : i) les impacts et enjeux environnementaux, ii) sur l'analyse des capacités opérationnelles des acteurs impliqués, suivie, iii) de la restitution.

1. **Section C**: **Impacts et enjeux environnementaux et socio-économiques**

1. **Secteur de la pêche** : for impact de l'activité sur la pêche pour les raisons suivantes : i) la plateforme est installée dans une zone de pêche (récif naturel), ii) restriction de l'accès des pêcheurs de la zone, absence d'une zone tampon de pêche artisanale.
2. Risque de disparition de certaines espèces ;
3. **Sur les paysages :** L'exploitation onshore peut impacter les terres à usages d'habitation, les terres agricoles et pastorales ;
   Sur les enjeux sécuritaires : piraterie et terrorisme ;
4. **Sur les aspects sociaux :** augmentation de la cherté de la vie et des loyers en phase d'exploitation ;

Recommandations :

- Former les pêcheurs impactés aux métiers du pétrole et du gaz et les recruter dans le projet ;
- indemniser les pêcheurs ;
- aider à la négociation pour l'obtention des licences et des permis de pêche ;

- penser à valoriser l'aquaculture et la pisciculture ;
- Renforcer le dispositif sanitaire et de secours ;
- Sur la sécurité et la sureté, préconiser un système de cogestion avec les communautés locales ;
- Anticiper sur les risques de conflits et mettre en place un MGP (mécanisme de gestion des plaintes) ;
- Former les personnes affectées par le projet aux métiers du pétrole et du gaz ;
- Créer un cadre de concertation avec les pêcheurs et la jeunesse dans le cadre des opportunités d'emploi ;
- En phase d'exploitation faire attention aux zoonoses la région étant déjà une zone rouge pour les maladies d'origine animale.

Section D: Analyse des capacités opérationnelles des acteurs

1. Les bonnes dispositions qui existent

1. Association des maîtres-nageurs
2. UGB
3. Comité technique de suivi pour les EIES et les PGES
4. Les OCB/ CLPA/ GIE interprofessionnels
5. Services techniques
6. Comité One Health

7. Renforcement de capacités

Les recommandations suivantes ont été formulées :

1. doter les Sapeurs-pompiers de matériels et d'équipements d'évacuation et d'accès à la plateforme, de moyens de lutte contre les incendies ;
2. renforcer les capacités des sapeurs-pompiers pour éteindre les feux sur les plateformes et l'utilisation des barrages anti-pollution ;
3. élaborer un plan régional d'intervention afin que chaque service sache quoi faire en cas d'accident ;
4. mettre en place une structure sanitaire habilité à prendre en charge les grands brûlés ;
5. renforcer les capacités du comité technique régional de suivi environnemental (certification pour le suivi au niveau de la plateforme)
6. associer les porteurs de voix au processus, pour les partages d'information au niveau de la base ;
7. diversifier les canaux de communication (thés-débats) ;
8. former les plongeurs (maîtres-nageurs et plongeurs pompiers) pour les secours en mer
9. partager les informations du secteur avec les services déconcentrés de l'Etat (les mettre au même niveau d'information) ;
10. réhabiliter les zones humides notamment la grande marre de la Réserve de Ndiaël ;
1. faciliter l'accès des informations aux pêcheurs (rencontres hebdomadaires ou mensuelles) ;
2. mettre en place une structure en charge du suivi du chenal (déplacement des bancs de sable)
3. créer une plateforme de données centralisée.

Conclusion

A la fin des travaux, le Gouverneur a félicité tous les participants pour les contributions de qualité apportées et de la mobilisation, prouvant l'intérêt accordé à l'exploitation du gaz particulièrement dans la région de Saint Louis.

Par ailleurs, il exhorte le consultant d'intégrer toutes les préoccupations et recommandations d'ordre environnemental, sécuritaire et social identifiées et formulées lors de l'atelier.

Enfin, l'autorité a remercié les Directions des Hydrocarbures et de l'Environnement pour l'opportunité donnée aux acteurs et parties prenantes de l'exploitation du pétrole et du gaz de la région de Saint Louis.

Ateliers de consultations – Risques, mesures d'atténuation et recommandations – Septembre 2023

République du Sénégal
Un peuple-Un But –Une Foi
.....
MINISTERE DE L'ENVIRONNEMENT,
DU DEVELOPPEMENT DURABLE
ET DE LA TRANSITION ECOLOGIQUE
.....
DIRECTION DE L'ENVIRONNEMENT
ET DES ETABLISSEMENTS CLASSES

N° 2613 /MEDDTE/DEEC/DEIE.nfn

Dakar, le 28 DEC. 2023

Le Directeur,

A
Monsieur Philippe Bacoumba FAYE
Coordonnateur du projet
d'Appui aux Négociations des Projets pétroliers et gaziers
Almadies Zone 17 N 1 TF 1857/DG

DAKAR

Objet : *Transmission de compte rendu*

Monsieur le Coordonnateur,

Suite aux ateliers tenues les mardi 05, jeudi 07, vendredi 08 et lundi 11 septembre 2023, respectivement à Saint-Louis, Fatick, Dakar et Ziguinchor, dans le cadre de la validation des livrables 3 et 4 dans le cadre de l'évaluation environnementale stratégique du secteur pétro-gazier Offshore & On shore du Sénégal, je vous transmets ci-joint, les comptes rendus y afférents.

Vous en souhaitant bonne réception, je vous prie d'agréer, **Monsieur le Coordonnateur**, l'expression de ma considération distinguée.

Pièces jointes : *Comptes rendus des ateliers de validation des livrables 3 et 4 dans le cadre de l'évaluation environnementale stratégique du secteur pétro-gazier Offshore et On shore du Sénégal*

Baba DRAME

Ampliation :

- *MEDDTE (ATCR) ;*
- *Direction des Hydrocarbures (pour information) ;*
- *DIC, DCPN et DREEC de SL, DK, FK et ZG (pour suivi).*

République du Sénégal
Un Peuple - Un But- Une Foi
.....
MINISTERE DE L'ENVIRONNEMENT,
DU DEVELOPPEMENT DURABLE
ET DE LA TRANSITION ECOLOGIQUE
.....
DIRECTION DE L'ENVIRONNEMENT
ET DES ETABLISSEMENT CLASSES

N°0025 N°.....MEDDTE/DEEC/DEIE.mb

Dakar, le 19 JAN. 2024

COMPTE RENDU DE L'ATELIER DE PARTAGE DES LIVRABLES 3 ET 4 DANS LE CADRE DE L'EVALUATION ENVIRONNEMENTALE STRATEGIQUE DU SECTEUR PETRO-GAZIER OFFSHORE & ON SHORE DU SENEGAL : RISQUES, ATTENUATIONS ET RECOMMANDATIONS, PAR LE GROUPE DE TRAVAIL INTERMINISTERIEL PETROLE ET GAZ

1. Contexte

Le vendredi 08 septembre 2023, s'est tenu dans la salle de réunion de la DEEC, l'atelier de partage des livrables 3 et 4 de l'EES du secteur l'évaluation environnementale stratégique du secteur pétro-gazier Offshore et Onshore du Sénégal. Cet atelier dédié aux livrables 3 et 4, permet aux consultants d'échanger avec les parties prenantes locales, de recueillir et de prendre en charge leurs observations et recommandations dans cette importante étude stratégique.

Cet atelier fait suite à la présentation du livrable 2 axé sur la situation de référence environnementale et sociale et la description du cadre juridique et institutionnel du secteur.

Le groupement ELARD et HPR ANKH consultants a présenté au cours de cet atelier, les résultats des livrables 3 et 4 qui portent sur les risques, impacts et mesures d'atténuation.

La réunion, présidée par Monsieur Yahya BADIANE de la Direction des Hydrocarbures, a enregistré la présence des services techniques concernés pour la mise en œuvre du projet (*cf. liste de présence).*

2. Déroulement de l'atelier

Dans ses propos introductifs, Monsieur Yakhya BADIANE de la Direction des hydrocarbures, assurant la présidence du Groupe de travail interministériel, a magnifié le cadre, en faisant le rappel de l'objectif de la rencontre.

A sa suite, Monsieur Mamadou BALDE, Point focal du pétrole et du gaz au MEDDTE a rappelé le contexte et l'importance de cet atelier qui consiste à recueillir les préoccupations, craintes et suggestions des acteurs dans le cadre de l'élaboration de l'EES du secteur pétro-gazier.

Ensuite, il a fait savoir les démarches qu'a entreprises l'Etat depuis 2018 en mettant en place un cadre juridique et institutionnel pour encadrer l'exploitation du pétrole qui est un secteur nouveau à fort enjeux.

Après ces mots d'ouverture, la parole fut donnée au consultant pour la présentation des livrables 3 et 4.

3. Présentation

- *Récapitulation ;*
- *Processus EESS où en sommes-nous ?*
- *Les phases d'activité du secteur ;*
- *Les scenarios ;*
- *Qualité de l'air et les changements climatiques ;*
- *L'eau de mer et les sédiments ;*
- *Le milieu biologique marin ;*
- *Le secteur de la pêche ;*
- *Les eaux superficielles ; l'eau souterraine et le sol ;*
- *Le milieu biologique terrestre ;*
- *Les niveaux de bruits ambiants ;*
- *Les impacts socio-économiques avant la phase démantèlement ;*
- *Impacts cumulatifs ;*
- *Impacts transfrontaliers ;*
- *Recommandations stratégiques finales ;*
- *Conclusion.*

4. Constats et Discussions :

✚ Au niveau du cadre politique et normatif :

Intégrer dans le cadre politique et juridique les aspects ci-après :

- *Le Plan Sénégal Emergent ;*
- *Les Décrets et lois sur le plan Polmar-terre et les plans sectoriels Surmar et Sar ;*
- *Le Programme National de Gestion des Déchets (PNDG) ;*
- *La Stratégie à Long Terme de Bas Carbone horizon 2050 ;*
- *Le Mécanismes de suivi des Emissions Carbone (MRV) ;*
- *Le Plan National des Gestion des Accidents ;*
- *Le Fonds de gestion des Situations d'Urgence ;*
- *Le Code des Collectivités Territoriales.*

✚ Au niveau des recommandations :

- Etablir un plan de communication pour faciliter l'acceptabilité sociale du secteur pétro-gazier ;
- Procéder à la mise en œuvre des plans de gestion environnementale et social (PGES) des projets qui ont déjà fait l'objet d'études validées ;
- Renforcer les capacités des différents acteurs impliqués dans la mise en œuvre des projets pétroliers et gaziers ;

- Organiser des missions de benchmarking à cet effet ;
- Renforcer la collaboration des différents opérateurs (Woodside, BP, etc.) avec la DEEC pour un suivi efficace et régulier des installations conformément aux normes requises ;
- Mettre en place un plan sectoriel de secours d'urgence en cas de déversement d'hydrocarbures en mer et allouer un fond pour la gestion des mesures d'urgence (l'entité désignée étant la HASSMAR) ;
- Mettre en place une stratégie nationale de gestion des risques environnementaux ;
- Initier des plages de consultation sur l'ensemble du territoire national ;
- Vulgariser la loi sur le contenu local, discuter de ses avantages au plan social ;
- Initier une large consultation de l'ensemble des ministères impliqués dans la mise en œuvre de l'exploitation du pétrole et du gaz ;
- Faire du contenu local un véritable levier de développement des populations (amélioration des conditions de vie des populations) ;
- S'assurer de la sureté des puits de forages ;
- Encadrer le développement et la production des ressources pétrolières et gazières ;
- Elaborer des stratégies de gestion des déchets issus des activités de forage ;
- Elaborer des dispositifs de traitement des impuretés du gaz ;
- Réinjecter les eaux de lavage, après traitement acceptable, dans les puits de forage ;
- Gérer les déchets radioactifs issus des activités pétrolières et gazières selon les normes ;
- Élaborer un plan de prévention des gaz fugitifs dans les pipelines.

Enjeux environnementaux et sociaux :

- Prendre en compte le risque de perturbation des habitants marins (destruction des herbiers marins, de la faune benthique) ;
- Prendre en compte le risque de pertes de récifs ;
- Prendre en compte le risque de perturbation des habitats marins protégés et des zones de reproduction ;
- Prendre en compte le risque de perturbation des couloirs de passage de certaines espèces comme les tortues marines ;
- Prendre en compte les Impacts des activités pétrolières et gazières sur les eaux de mer et les eaux douces ;
- Dans les reformes à envisager, réviser la Norme NS O5-061 et définir une assiette fiscale adaptée en terme de pollution.

Au niveau de l'analyse de la capacité des acteurs :

- Renforcer les capacités des membres du Comité technique régional de suivi environnemental et social ;
- Plaidoyer pour un changement de comportements ;
- Favoriser de l'expertise locale ;
- Accentuer la communication et la sensibilisation et élaborer un plan pour une démarche participative ;
- Elaborer un plan de communication et promouvoir l'accès à la bonne information à l'endroit des citoyens ;
- Elaborer un Mécanisme national de gestion des plaintes.

✚ Au niveau des contraintes :

Ajouter :

- L'absence de plan de communication pour vulgariser le projet d'EES ;
- Les codes de l'environnement et de la pêche non encore adaptés au contexte et à l'avènement du pétrole et du gaz ;
- Absence de plan de restauration des moyens de subsistance dans la réglementation sénégalaise ;
- Absence de plan de reboisement compensatoire ;
- Absence de plan de compensation et de séquestration de carbone ;
- Absence de proposition concrète de vulgarisation de l'utilisation des énergies renouvelables ;
- Manque de normes et d'instruments juridiques dans le secteur pétro-gazier ;
- Difficultés de gestion pour chaque type de déchet provenant des activités pétrolières et gazières.

✚ Questions

- Quelle est la vitesse de la propagation du gaz ou du pétrole en cas de fuite ?
- Est-ce qu'il ne faut pas optimiser la phase démarrage en terme de durée en se basant sur l'historique ?
- Est-ce qu'on a fait la comparaison entre les usines GNL à terre et les usines flottantes ?
- Est-ce que les données sources sont disponibles pour alimenter les bases nationales de données ?
- Est-ce qu'il y'a des normes ou plan de gestion pour chaque type de déchets ?
- Comment faire pour adapter le cadre réglementaire national à la gestion des déchets issus des activités pétrolières et gazières ?
- Quelles sont les mesures d'atténuation en cas de déversement en haute mer ?
- La CDN prend-elle en compte le secteur pétrolier et gazier ?
- Quelles sont les conséquences des activités pétrolières et gazières sur la pêche et le tourisme ?

✚ <u>Réponse</u>

Le Consultant s'est réjoui de cette rencontre, riche en échanges et en informations. Il informe que toutes les interpellations, interrogations et recommandations seront prises en compte dans le rapport corrigé.

5. Conclusion

Au terme de l'atelier, le GTI a demandé au Consultant de prendre en compte toutes les recommandations et suggestions émises dans ce présent dans la correction du rapport.

Sur ce, le Président a remercié tous les participants avant de lever la séance.

Les rapporteurs

Mamadou BALDE

Abdoul BA

Agents techniques à la Division des évaluations d'impact sur l'Environnement (DEIE/DEEC)

Direction de l'Environnement et des Etablissements Classés
Division des Evaluations d'Impact sur l'Environnement
DEIE

République du Sénégal
Un Peuple - Un But- Une Foi
.....
MINISTERE DE L'ENVIRONNEMENT,
DU DEVELOPPEMENT DURABLE
ET DE LA TRANSITION ECOLOGIQUE
.....
DIRECTION DE L'ENVIRONNEMENT
ET DES ETABLISSEMENT CLASSES

N°0026

N°.....MEDDTE/DEEC/DEIE.mb

Dakar, le ...19 JAN. 2024

COMPTE RENDU DE L'ATELIER DE VALIDATION DES LIVRABLES 3 ET 4 DANS LE CADRE DE L'EVALUATION ENVIRONNEMENTALE STRATEGIQUE DU SECTEUR PETRO-GAZIER OFFSHORE & ONSHORE DU SENEGAL : RISQUES, ATTENUATIONS ET RECOMMANDATIONS, PAR LE GTI PETROLE ET GAZ

1. Contexte

Le Jeudi 07 septembre 2023, s'est tenu dans la salle de conférence de la Gouvernance de Saint Louis, l'atelier de validation dans le cadre de l'évaluation environnementale Stratégique du Secteur Pétro gazier Offshore du Sénégal.

Cette activité, dédiée aux livrables 3 et 4, permet aux consultants d'échanger avec les parties prenantes locales, de recueillir et de prendre en charge leurs préoccupations et recommandations dans cette importante étude stratégique.

Cet atelier fait suite à la présentation du livrable 2 sur la situation de référence environnementale et sociale et la description du cadre juridique et institutionnel du secteur. Une équipe composée du GES PETROGAZ, de la DEEC et des consultants du consortium Elard, HPR ANKH consultants et ENVIROTECH consulting a présenté au cours de cet atelier les résultats des livrables 3 et 4 qui portent sur les risques, mesures d'atténuation et recommandations.

2. Déroulement de l'atelier

L'atelier a vu la participation des sectoriels impliqués dans la mise en œuvre de l'étude, les autorités territoriales, des organisations de la pêche artisanale, du tourisme ainsi que des groupements socio-professionnels (CLPA, GIE de Femmes transformatrices de poissons). L'atelier a été présidé par Monsieur Modou Mamoune DIOP, Adjoint au Gouverneur chargé du Développement.

Dans son propos introductif, le Gouverneur a magnifié le cadre d'échange et de partage, en insistant sur l'objectif de la rencontre.

A sa suite, Monsieur Khadim NIASS, Chef de la DREEC de Saint Louis s'est réjoui également de cette rencontre tout en invitant les participants de bien cadrer leurs interventions avec l'objet de l'étude.

Monsieur Mamadou BALDE, représentant du Directeur de l'Environnement et des Etablissements classés a rappelé le contexte et l'importance de cet atelier qui consiste à recueillir les préoccupations, craintes et suggestions des communautés et acteurs dans le cadre de l'élaboration du rapport d'EES du secteur pétro-gazier.

Ensuite, il a fait savoir les démarches qu'a entrepris l'Etat depuis 2018 en mettant en place un cadre juridique et institutionnel pour encadrer l'exploitation du pétrole qui est un secteur nouveau.

Après ces mots d'ouverture, la parole fut donnée au consultant pour la présentation des livrables 3 et 4.

3. Présentation

- *Récapitulation ;*
- *Processus EESS où en sommes-nous ?*
- *Les phases d'activité du secteur ;*
- *Les scenarios ;*
- *Qualité de l'air et les changements climatiques ;*
- *L'eau de mer et les sédiments ;*
- *Le milieu biologique marin ;*
- *Le secteur de la pêche ;*
- *Les eaux superficielles, l'eau souterraine et le sol ;*
- *Le milieu biologique terrestre ;*
- *Les niveaux de bruits ambiants ;*
- *Les impacts socio-économiques avant la phase démantèlement ;*
- *Impacts cumulatifs ;*
- *Impacts transfrontaliers ;*
- *Recommandations stratégiques finales ;*
- *Conclusion.*

4. Discussions

✚ Cadre juridique :

Intégrer dans la référence juridique

- Le Plan Sénégal Émergent ;
- La Réglementation sur les urgences en cas de catastrophe ;
- Les Décrets et lois sur le plan Polmar et les plans sectoriels Surmar et Sar.

✚ Recommandations :

- Prendre en compte les plans communaux de développement par rapport à la valorisation de la chaine de valeur des pêcheurs ;
- Faire la situation de référence du secteur de la pêche à Saint Louis ;
- Mettre l'accent sur les impacts transfrontaliers en faisant des modélisations ou des simulations ;

- Etablir un plan de communication pour l'acceptabilité sociale des projets pétroliers dans la zone ;
- Appliquer les plans de gestion environnementale et social (PGES) des rapports d'étude d'impact sur l'environnement du projet gazier GTA et pour le pétrole ;
- Renforcer la capacité des différents acteurs impliqués dans la mise en œuvre des projets pour le contrôle et mettre à leur disposition des moyens adéquats ;
- Organiser des voyages de benchmarking à cet effet ;
- Renforcer la collaboration des différents opérateurs (Woodside, BP, etc.) avec la DEEC pour un suivi efficace et régulier des installations conformément aux normes de sécurité des ICPE ;
- Doter les autorités côtières de moyens de secours d'urgence contre la pollution par déversement d'hydrocarbures (navires ou fuites de pipeline entre autres) ;
- Mettre en place un plan sectoriel de secours d'urgence en cas de déversement d'hydrocarbures en Mer et allouer un fond pour la gestion des mesures d'urgence en mer (l'entité désignée étant la HASSMAR).
- Créer des comités locaux ou une commission nationale de gouvernance sur les hydrocarbures ;
- Mettre en place un Plan de Développement Social issu des retombées financières des hydrocarbures ;
- Mettre en place une stratégie nationale de gestion des risques environnementaux ;
- Initier des plages de consultation sur l'ensemble du territoire national ;
- Vulgariser la loi sur le contenu local, discuter de ses avantages au plan social ;
- Prendre en compte les expériences passées dans d'autres pays producteurs de pétrole ou du gaz ;
- Initier une large consultation de l'ensemble des ministères impliqués dans la mise en œuvre de l'exploitation du pétrole et du gaz ;
- Elaborer un plan de communication ;
- Mettre en place d'autres récifs pour faciliter et permettre la reproduction de poissons et pérenniser ainsi l'activité de pêche ;
- Capaciter les élus locaux sur la loi du contenu local du secteur pétro-gazier ;
- Élaborer un plan sectoriel sur le contenu local ;
- Appuyer l'unité de formation de Pétrochimie de l'université Gaston Berger de Saint Louis ;
- viser l'historique du processus de mise en place des recherches prospectives du secteur pétro gazier qui a démarré en 2003 au Sénégal ;
- élaborer des stratégies de protection de la biodiversité marine et la faune benthique ;
- Faire du contenu local un véritable levier de développement des populations (amélioration des conditions de vie des populations).

⊣ Enjeux environnementaux et sociaux

- Risque de perturbation des habitants marins (destruction des herbiers marins, de la faune benthique) ;
- Risque de perte d'emploi des femmes transformatrices de poisson ;
- Risque de pertes de récifs coralliens ;
- Risque de réduction des zones de pêche (6km d'espace de pêche) ;
- Risque de destruction des habitats marins protégés et des zones de reproduction ;
- Risque de perturbation des couloirs de passage de certaines espèces comme les tortues marines et de leur lieu de nidification ;
- Risque de destruction des lieux de pêche, zone de prédilection de la pêche artisanale ;

- Absence d'indicateurs de suivi des petits pélagiques (zone de frayère) ;
- Absence de situation de référence de l'activité de pêche ;
- Absence de données liées à la pêche ;
- Difficultés d'évaluation des éléments à risques ;
- Absence de lien entre l'exploitation du pétrole et les phénomènes de changement climatiques ;
- Situation aléatoire et précaire des femmes transformatrices de produits halieutiques ;
- Absence d'informations fiables sur le phénomène d'engraissement des côtes en face des plateformes ;
- Sédimentation en amont du fleuve où on retrouve des produits chimiques et des métaux lourds ;
- Mise en place d'un document d'Orientation Stratégique du secteur de la pêche.

Capacités des acteurs

- Renforcer les capacités des membres du Comité technique régional de suivi environnemental et social, les CLPA sur les questions liées aux hydrocarbures et aux changements climatiques ;
- Stratégie de changements de comportements face à la raréfaction des ressources halieutiques ;
- Plaidoyer pour une meilleure prise en charge des actions par des outils d'adaptation ;
- Renforcement de capacités des pêcheurs en matière d'alerte précoces (à transmettre à l'HASSMAR et aux pêcheurs) ;
- Former les pêcheurs sur la surveillance ;
- Favoriser de l'expertise locale.

Contraintes

Ajouter dans les contraintes :

- Non accès à l'information ;
- Absence de plan de communication pour vulgariser le projet d'EESS ;
- La caducité de certaines données ;
- La non prise en compte des limites réelles des AMP ;
- Non implication des CLPA dans la prise en charge des préoccupations des pêcheurs sur les impacts environnementaux et sociaux ;
- Manque de réactions des acteurs étatiques devant la raréfaction de la ressource halieutique.

Questions

- Quelle est la stratégie pour les zones du Delta du fleuve Sénégal ?
- Quel est l'horizon temporel de chaque scénario ?
- Est-ce que les recherches sismiques n'ont pas contribué à la migration des ressources halieutiques ?
- Quelles est la vitesse de la propagation du gaz ou du pétrole en cas de fuite ?
- Quelles sont les mesures préventives à prendre par rapport à la vulnérabilité des côtes ?
- Quelles sont les mesures envisagées pour la restauration des pêcheries ?

- Avez-vous constaté un lien entre la raréfaction de la ressource halieutique, la mise en place des plateformes pétroliers et l'émigration clandestine ?
- Comment faire pour la restauration des moyens de subsistance ?
- Est-il possible de mener des actions de compensation pour maintenir la chaine de valeur ?

Réponses

- Le Consultant s'est réjoui de cette rencontre, riche en échanges et en informations.
- Toutes les interpellations, interrogations et recommandations seront prises en compte dans le rapport corrigé.

5. Conclusion

En conclusion le Comité recommande au Consultant de prendre en compte toutes les recommandations et suggestions émises dans ce présent atelier.

Pour sa part, le Gouverneur a mis l'accent sur les points suivants :

- Suivre les recommandations de la Banque Mondiale ;
- Mieux expliciter la chaine de valeur et mettre en place un plan de restauration des moyens de subsistance ;
- Au besoin, apporter des amendements sur les contrats signés ;
- Élaborer un Plan de Développement Social ;
- Minimiser les impacts du projet sur les populations en prenant en compte tous les moyens de mitigation ;
- Faire l'état des lieux sur les conditions de travail ;
- S'approprier des mécanismes mis en place par l'Etat du Sénégal,
- Réactualiser le cadre réglementaire et juridique ;
- Vulgariser la loi sur le contenu local ;
- Relever le défi de la formation de la main d'œuvre locale ;
- Eviter de négliger les autres secteurs de l'économie locale ;
- Former les élus locaux en contenu local par l'entremise de la Direction des Hydrocarbures.

Sur ce, le Gouverneur a remercié tous les participants avant de lever la séance.

Les rapporteurs

Mamadou BALDE
Abdoul BA

Agents techniques à la Division des évaluations d'impact sur l'Environnement

Direction de l'Environnement et des Etablissements Classés
Division des Evaluations d'Impact sur l'Environnement
DEIE

République du Sénégal
Un Peuple - Un But- Une Foi
.....

MINISTERE DE L'ENVIRONNEMENT,
DU DEVELOPPEMENT DURABLE
ET DE LA TRANSITION ECOLOGIQUE
.....
DIRECTION DE L'ENVIRONNEMENT
ET DES ETABLISSEMENT CLASSES

N°0027 N°.....MEDDTE/DEEC/DEIE.mb

Dakar, le ..... 19 JAN. 2024

DEEC

COMPTE RENDU DE L'ATELIER DE PARTAGE DES LIVRABLES 3 ET 4 DANS LE CADRE DE L'EVALUATION ENVIRONNEMENTALE STRATEGIQUE DU SECTEUR PETRO-GAZIER OFFSHORE & ON SHORE DU SENEGAL : RISQUES, ATTENUATIONS ET RECOMMANDATIONS ETAPE DE FATICK PAR LE GTI PETROLE ET GAZ

1. Contexte

Le mardi 5 septembre 2023, s'est tenu, dans la salle du Conseil départemental de Fatick, l'atelier de partage de l'évaluation environnementale stratégique (EES) du Secteur pétro-gazier Offshore et On shore du Sénégal. Cet atelier, dédié à la présentation des livrables 3 et 4, a permis aux Consultants d'échanger avec les parties prenantes locales, sur les risques et impacts environnementaux et les stratégies d'atténuation à mettre en œuvre, à travers des mesures techniques identifiées et proposées et enfin de recueillir leurs préoccupations et recommandations dans cette importante étude stratégique.

Ce présent atelier fait suite à celui relatif au partage du livrable 2 axé sur la situation de référence des paramètres environnementaux et sociaux ainsi que le cadre juridique et institutionnel du secteur pétro-gazier.

Le groupement ELARD et HPR ANKH consultants a présenté au cours de cet atelier, les résultats des livrables 3 et 4 qui portent sur les risques, impacts et mesures d'atténuation.

2. Déroulement de l'atelier

Présidée par Madame Seynabou GUEYE, Gouverneur de la région de Fatick, cette rencontre a enregistré la présence des services déconcentrés, des autorités territoriales (Maires et Présidents de Conseil départemental), des Conservateurs d'aires marines protégées, des Organisations de la pêche artisanale, les acteurs du tourisme ainsi que des Groupements socio-professionnels (CLPA, GIE de Femmes transformatrices de produits de la pêche), (*Cf. liste de présence).*

Dans son propos introductif, Madame le Gouverneur a magnifié la démarche qui, selon elle, va garantir une communication sur les activités pétrolières et gazières du pays. Madame le Gouverneur a identifié la communication comme le maillon faible du processus de l'EES mais de façon globale, des activités pétro-gazières.

Revenant sur les découvertes d'hydrocarbures faites en mer, dans un environnement complexe et sensible, elle a proposé la mise sur pied d'un cadre stratégique pour une gestion saine et durable du milieu marin. Madame le Gouverneur a terminé sa communication par des mots de remerciement adressés aux les acteurs avant de déclarer ouvert l'atelier.

En sa qualité de Point focal pétrole et gaz du MEDDTE, Mamadou BALDE de la DEEC a rappelé le contexte de l'EES qui est une commande du Chef de l'Etat lors de la Conférence sur le Développement durable, tenue en 2018, et de l'importance de cet atelier qui consiste à partager les résultats d'étape de l'étude et de recueillir les préoccupations, craintes et suggestions des parties prenantes à la base.

Ainsi cette rencontre sert de cadre d'échanges et de partage avec l'ensemble des acteurs dans le but de recueillir les stratégies locales de gestion des risques et de les arrimer à la stratégie globale qui sera issue du processus de l'EES.

A titre d'information, M. BALDE a indiqué la création d'un Groupe de Travail Interministériel (GTI) pour mieux encadrer le processus de l'EES.

3. Présentation du Consultant

- *Récapitulation ;*
- *Processus EES où en sommes-nous ?*
- *Les phases d'activité du secteur ;*
- *Les scenarios ;*
- *Qualité de l'air et les changements climatiques ;*
- *L'eau de mer et les sédiments ;*
- *Le milieu biologique marin ;*
- *Le secteur de la pêche ;*
- *Les eaux superficielles ; l'eau souterraine et le sol ;*
- *Le milieu biologique terrestre ;*
- *Les niveaux de bruits ambiants ;*
- *Les impacts socio-économiques avant la phase démantèlement ;*
- *Impacts cumulatifs ;*
- *Impacts transfrontaliers ;*
- *Recommandations stratégiques finales ;*
- *Conclusion.*

4. Constats et Discussions

○ Au niveau du cadre politique et normatif

Intégrer dans le cadre politique et juridique les aspects ci-après :

- Le Code des collectivités territoriales ;
- Le Programme d'Investissement social ;
- Les textes et dispositions relatifs au principe de pollueur-payeur ;
- La constitution révisée en 2016 sur les articles concernant la gestion environnementale et le droit à disposer d'un environnement sain ;

- La Stratégie Nationale Portuaire ;
- La Stratégie de gestion des écosystèmes de la Mangrove ;
- Le Plan de gestion de la pollution maritime ;
- Les Décrets et Lois sur le plan Polmar et les plans sectoriels Surmar et Sar.

- **Au niveau des recommandations**

- Compléter le rapport avec des données sur la pollution en mer ;
- Prendre en compte les études relatives au suivi biologique et biogéographique des Aires marines protégées (AMP) ;
- Prendre en compte les plans communaux de développement par rapport aux chaines de valeur de la pêche ;
- Faire une mise à jour des données (recherches scientifiques, thèses, articles...) ;
- Faire la situation de référence du secteur de la pêche ;
- Faire ressortir les impacts cumulatifs ;
- Mettre l'accent sur les impacts transfrontaliers et disposer des stratégies et mécanismes de gestion de ces impacts ;
- Intégrer les mesures de coercition pour le respect des normes de la part des compagnies pétrolières ;
- Définir et délimiter une zone exclusive dédiée à la pêche artisanale et identifier des moyens de compensation ;
- Continuer la discussion avec Woodside et établir un plan de renforcement de capacités des acteurs de la pêche ;
- Etablir un plan de communication pour faciliter l'acceptabilité sociale des projets pétroliers dans la zone ;
- Appliquer les plans de gestion environnementale et social (PGES) des rapports d'étude d'impact sur l'environnement du projet gazier GTA et Sangomar pour le pétrole et encadrer les nouvelles licences de prospection ;
- Renforcer la capacité des différents acteurs impliqués dans le contrôle des normes, l'inspection et le suivi des installations et augmenter la logistique existante à cet effet ;
- Renforcer la collaboration des différents opérateurs (Woodside, BP, etc.) avec la DEEC et les comités régionaux de suivi environnemental ;
- Doter les autorités en charge de la protection côtière, de moyens de secours d'urgence contre la pollution par hydrocarbures (navire entre autres) ;
- Mettre en place un plan de secours d'urgence en cas de déversement d'hydrocarbures en mer et créer un Fond pour la gestion des mesures d'urgence (l'entité désignée étant la HASSMAR).
- Créer des comités locaux ou une Commission nationale de gouvernance des hydrocarbures (CNGH).

- **Enjeux environnementaux et sociaux**

- Prendre en compte le risque de destruction des habitats marins (destruction des herbiers marins, perturbation de la faune benthique, anéantissement de l'avifaune) ;
- Prendre en compte le risque de perte d'emploi et de moyens de subsistance des femmes transformatrices de poisson ;
- Prendre en compte le risque de perte de la végétation et de perturbation de la faune sauvage ;

- Prendre en compte le risque de la réduction des zones de pêche à cause des aménagements des projets pétroliers ;
- Prendre en compte le risque sur les habitats marins protégés et des zones de reproduction des espèces pélagiques ;
- Prendre en compte le risque de perturbation des couloirs de passage de certaines espèces (tortues marines par exemple) et de leurs lieux de nidification ou de reproduction ;
- Prendre en compte le risques de destruction des lieux de pêche, zone de prédilection de la pêche artisanale.

- **Diagnostique des capacités techniques des acteurs à la base**

- Renforcer les capacités des membres du Comité technique régional de suivi environnementale et sociale, les CLPA sur les questions liées aux risques de pollution par les hydrocarbures ;
- Renforcer les capacités des pêcheurs en matière d'alerte précoce ;
- Former les pêcheurs sur la surveillance environnementale ;
- Favoriser l'expertise locale dans les emplois.

- **Contraintes**

Dans les contraintes, tenir compte des aspects ci-après :

- Non accès à l'information ;
- Absence de plan de communication pour vulgariser le projet d'EES ;
- La caducité des données ;
- Présence massive de sites insulaires et très vulnérables aux risques de pollution ;
- La non prise en compte des limites réelles des AMP ;
- Le manque de prise en compte des projets d'envergure dans la zone comme les programmes de régénération et de valorisation des mangroves dans le Delta du Saloum ;
- Faible implication des élus locaux (maires et présidents de conseil départemental) dans la prise en charge des préoccupations des populations relatives aux impacts environnementaux et sociaux.

- **Questions**

- Quelles sont les stratégies pour éviter les impacts cumulatifs des activités d'exploitation du pétrole et du gaz ?
- Quelle est la destination finale des déchets de forage ?
- Quel est l'horizon temporel pour chaque scénario ?
- Pourquoi n'avez-vous pas impliqué les populations à la base ?
- Est-ce que le document peut être scindé en deux parties ?
- Quelle stratégie mettre en place par rapport aux effets dévastateurs des industries pétrolières et gazières ?
- Quelles politiques sociales mettre en œuvre pour l'amélioration des conditions de vie des populations ?
- Quel changement social s'attendre à la faveur les retombées financières de l'exploitation du pétrole et du gaz ?
- Quelles sont les retombées financières ? les incidences financières seront-elles sociales ?

- Quelles est la vitesse de la propagation du gaz ou du pétrole en cas de fuite ou déversement ?
- Quelles sont les mesures préventives à prendre par rapport à la vulnérabilité des côtes ?
- Quelles sont les mesures spéciales de préventives et de protection préconisées par rapport à la vulnérabilité des iles du Saloum ?

- **Réponses du Consultant**

En guise de commentaires et ou réponses, le Consultant s'est réjoui de la rencontre riche en échanges et en informations.

Il s'engage à intégrer les observations et recommandations dans le rapport corrigé.

5. **Conclusion**

Au terme de la rencontre, l'autorité administrative s'est félicitée du processus et de la démarche qui garantit l'implication des acteurs à la base, mais aussi d'apporter les bonnes informations aux populations.

Madame le Gouverneur a invité la Direction des Hydrocarbures à dérouler des séances de formation sur le contenu local, au bénéfice des acteurs à la base.

Sur ce, Madame le Gouverneur a félicité les acteurs des résultats de l'atelier avant de lever la séance.

Les rapporteurs

Mamadou BALDE
Abdoul BA

Agents techniques à la Division des Etudes d'impact sur l'Environnement (DEIE/DEEC)

Direction de l'Environnement et des Etablissements Classés
Division des Evaluations d'Impact sur l'Environnement
DEIE

République du Sénégal
Un Peuple - Un But- Une Foi
.....
MINISTERE DE L'ENVIRONNEMENT,
DU DEVELOPPEMENT DURABLE
ET DE LA TRANSITION ECOLOGIQUE
.....
DIRECTION DE L'ENVIRONNEMENT
ET DES ETABLISSEMENT CLASSES

N°0028/MEDDTE/DEEC/DEIE.mb

Dakar, le 19 JAN. 2024

DEEC

COMPTE RENDU DE L'ATELIER DE VALIDATION DES LIVRABLES 3 ET 4 DANS LE CADRE DE L'EVALUATION ENVIRONNEMENTALE STRATEGIQUE DU SECTEUR PETRO-GAZIER OFFSHORE & ON SHORE DU SENEGAL : RISQUES, ATTENUATIONS ET RECOMMANDATIONS ETAPE DE ZIGUINCHOR PAR LE GTI PETROLE ET GAZ

1. Introduction

Le lundi 11 septembre 2023, à Ziguinchor, l'atelier de validation dans le cadre de l'Evaluation environnementale stratégique (EES) du secteur pétro-gazier Offshore et On shore du Sénégal. Cet atelier, dédié aux livrables 3 et 4, permet aux Consultants d'échanger avec les parties prenantes locales, de recueillir leurs observations et recommandations pour améliorer le cadre stratégique.

Cet atelier fait suite à la présentation du livrable 2 sur la situation de référence environnementale et sociale et la description du cadre juridique et institutionnel du secteur.

Le groupement ELARD et HPR ANKH consultants a présenté au cours de cet atelier, les résultats des livrables 3 et 4 qui portent sur les risques, impacts et mesures d'atténuation.

Présidée par Madame Safiétou Joséphine DIENG, Adjointe au Gouverneur chargée du Développement, a enregistré la présence des services techniques régionaux, des autorités territoriales (maires et Présidents de Conseil départemental), des organisations de la pêche artisanale, du tourisme ainsi que des groupements socio-professionnels (CLPA, GIE de Femmes transformatrices de produits de la pêche), (*cf. liste de présence).*

2. Déroulement de l'atelier

Dans son propos introductif, Madame le Gouverneur a magnifié le cadre d'échange en mettant l'accent sur l'importance de la rencontre et des retombées positifs qu'augurent cette importante découverte de pétrole dans le sol sénégalais.

A sa suite, Monsieur Mamadou BALDE, représentant du Directeur de l'Environnement et des Etablissements Classés et point focal du pétrole et du gaz au MEDDTE a rappelé le contexte et l'importance de cet atelier qui consiste à recueillir les préoccupations, craintes et suggestions dans le cadre de l'élaboration du rapport d'EES du secteur pétro-gazier.

Après ces communications, la parole fut donnée au consultant pour la présentation des livrables 3 et 4.

3. Présentation

- *Récapitulation ;*
- *Processus EESS où en sommes-nous ?*
- *Les phases d'activité du secteur ;*
- *Les scenarios ;*
- *Qualité de l'air et les changements climatiques ;*
- *L'eau de mer et les sédiments ;*
- *Le milieu biologique marin ;*
- *Le secteur de la pêche ;*
- *Les eaux superficielles ; l'eau souterraine et le sol ;*
- *Le milieu biologique terrestre ;*
- *Les niveaux de bruits ambiants ;*
- *Les impacts socio-économiques avant la phase démantèlement ;*
- *Impacts cumulatifs ;*
- *Impacts transfrontaliers ;*
- *Recommandations stratégiques finales ;*
- *Conclusion.*

4. Constats et Discussions

⊣ Cadre politique et normatif :

Intégrer dans le cadre politique et juridique les aspects ci-après :

- Le Plan Sénégal Émergent
- La constitution révisée de 2016 et viser les articles relatifs à la gestion environnementale et le droit à disposer d'un environnement sain ;
- La Stratégie Nationale Portuaire ;
- La Stratégie de gestion des écosystèmes de la Mangrove ;
- Le Plan de gestion de la pollution maritime ;
- Les Décrets et lois sur le plan Polmar et les plans sectoriels Surmar et Sar.

⊣ Au niveau des Recommandations :

- Etablir un plan de communication pour l'acceptabilité sociale du secteur pétro-gazier ;
- Procéder à la mise en œuvre des plans de gestion environnementale et social (PGES) des projets qui ont déjà fait l'objet d'études ;
- Renforcer la capacité des différents acteurs impliqués dans la mise en œuvre des projets pétroliers et gaziers ;
- Organiser des missions de benchmarking à cet effet ;

- Mettre en place un plan sectoriel de secours d'urgence en cas de déversement d'hydrocarbures en mer et allouer un Fonds pour la gestion des mesures d'urgence en mer (l'entité désignée étant la HASSMAR) ;
- Réviser le Code du travail ;
- Elaborer un plan de gestion des déchets ;
- Créer une commission nationale de gouvernance du secteur du pétrole et du gaz ;
- Mettre en place un mécanisme national de gestion des risques ;
- Intégrer la convention nationale du sous-secteur du transport routier au Sénégal de 2019 ;
- Intégrer dans l'étude la convention collective du secteur pétro-gazier entrée en vigueur depuis 2020 ;
- Doter les collectivités territoriales de moyens de lutte contre les pollutions ;
- Dans le cadre de la RSE, imposer les compagnies à créer des centres de formation régionaux ;
- Doter la région de Ziguinchor d'une zone de stockage de déchets spéficiques ;
- Créer une base des données ;
- Renforcer les structures qui existent.

Enjeux environnementaux et sociaux :

- Risque de perturbation des habitants marins (destruction des herbiers marins, de la faune benthique) ;
- Risque de réduction des zones de pêche ; raréfaction des ressources ;
- Risque de disparition des habitats marins protégés et des zones de reproduction ;
- Risque de perturbation des couloirs de passage de certaines espèces comme les tortues marines et de leur lieu de nidification ;
- Risque de pollution des eaux de mer et eaux douces ;
- Risques de perturbation de l'activité portuaire.

Capacités techniques des acteurs locaux :

- Renforcer les capacités des membres du Comité technique régional de suivi environnemental et social ;
- Favoriser de l'expertise locale dans les opportunités d'emplois et d'affaires ;
- Accentuer la communication et la sensibilisation ;
- Elaborer un plan de communication et promouvoir l'accès à la bonne information à l'endroit des citoyens ;
- Elaborer un système national de gestion des griefs.

Contraintes

- Ajouter dans les contraintes :
- Difficulté d'accès à l'information ;
- Absence de plan de communication pour vulgariser le projet d'EES ;
- Le Code du travail non encore adapté au contexte et à l'avènement du pétrole et du gaz ;
- Absence de la convention et protocole pour la conservation de la nature ;
- Craintes de survie des pêcheurs.

Questions

- Quelle est la vitesse de la propagation du gaz ou du pétrole en cas de fuite ?
- Est-ce qu'il y'a des dispositions prises pour faire des analyses de la qualité de l'eau de manière période ?
- Quelles sont les entreprises sénégalaises qui sont impliquées dans l'exploitation du pétrole et du gaz ?
- Quelle est la clé de répartition des retombées financières ?
- En cas de pollution, qu'est-ce qui est prévu pour les herbiers marins ?
- Quel est l'impact de l'exploitation sur les zones marines protégées ?
- Quel est le dispositif d'alerte précoce ?
- Quels sont les risques potentiels ? à court, moyen et long terme ?
- Est-ce qu'il y'a des dispositifs pour faire face aux risques ?
- Est-ce qu'il des alternatives pour les eaux de production ?
- Est ce qu'il y'a une cartographie des risques ?
- Qu'est ce qui est prévu pour un puit déjà foré et qui ne contient pas d'hydrocarbures ?
- La CDN prend-elle en compte le secteur pétrolier et gazier ?

Réponses

Le Consultant s'est réjoui de cette rencontre, riche en échanges et en informations.
Il s'engage à prendre en compte toutes les interpellations, interrogations et recommandations dans le rapport corrigé.

Conclusion

Au terme de la rencontre, l'autorité administrative s'est félicitée du processus et de la démarche qui garantit l'implication des acteurs à la base, mais aussi d'apporter les bonnes informations aux populations.

Sur ce, Madame le Gouverneur a félicité les acteurs des résultats de l'atelier avant de lever la séance.

Les rapporteurs

Mamadou BALDE

Abdoul BA

Agents techniques à la Division des évaluations d'impact sur l'Environnement (DEIE/DEEC)

Direction de l'Environnement et des Etablissements Classés
Division des Evaluations d'Impact sur l'Environnement
DEIE