

Du sable au gaz, puis au vert ?

Perspectives des secteurs du gaz
et de l'hydrogène vert en Mauritanie

RAPPORT

Préparé par

CrossBoundary LLC

1627 I Street NW, Suite 810

Washington, DC 20006

www.crossboundary.com

contact@crossboundary.com



CROSSBOUNDARY

Commandité par



Financé par



USAID
FROM THE AMERICAN PEOPLE



CROSSBOUNDARY

Ce rapport a été commandité par le Secrétariat de l'ITIE, financé par l'USAID et préparé par CrossBoundary. L'équipe de CrossBoundary comprenait Marcos Sampablo, Boris Adokou et David Ndungu. L'équipe souhaite remercier le Secrétariat international de l'ITIE, le secrétariat de l'ITIE Mauritanie, le ministère du Pétrole, de l'Énergie et des Mines de la Mauritanie et les sociétés BP, Chariot Energy et CWP Global pour les contributions qu'ils ont apportées à l'élaboration de ce rapport.



Du sable au gaz, puis au vert ?

Perspectives des secteurs du gaz
et de l'hydrogène vert en Mauritanie

RAPPORT
OCTOBRE 2022

Préparé par

CrossBoundary LLC

1627 I Street NW, Suite 810

Washington, DC 20006

www.crossboundary.com

contact@crossboundary.com

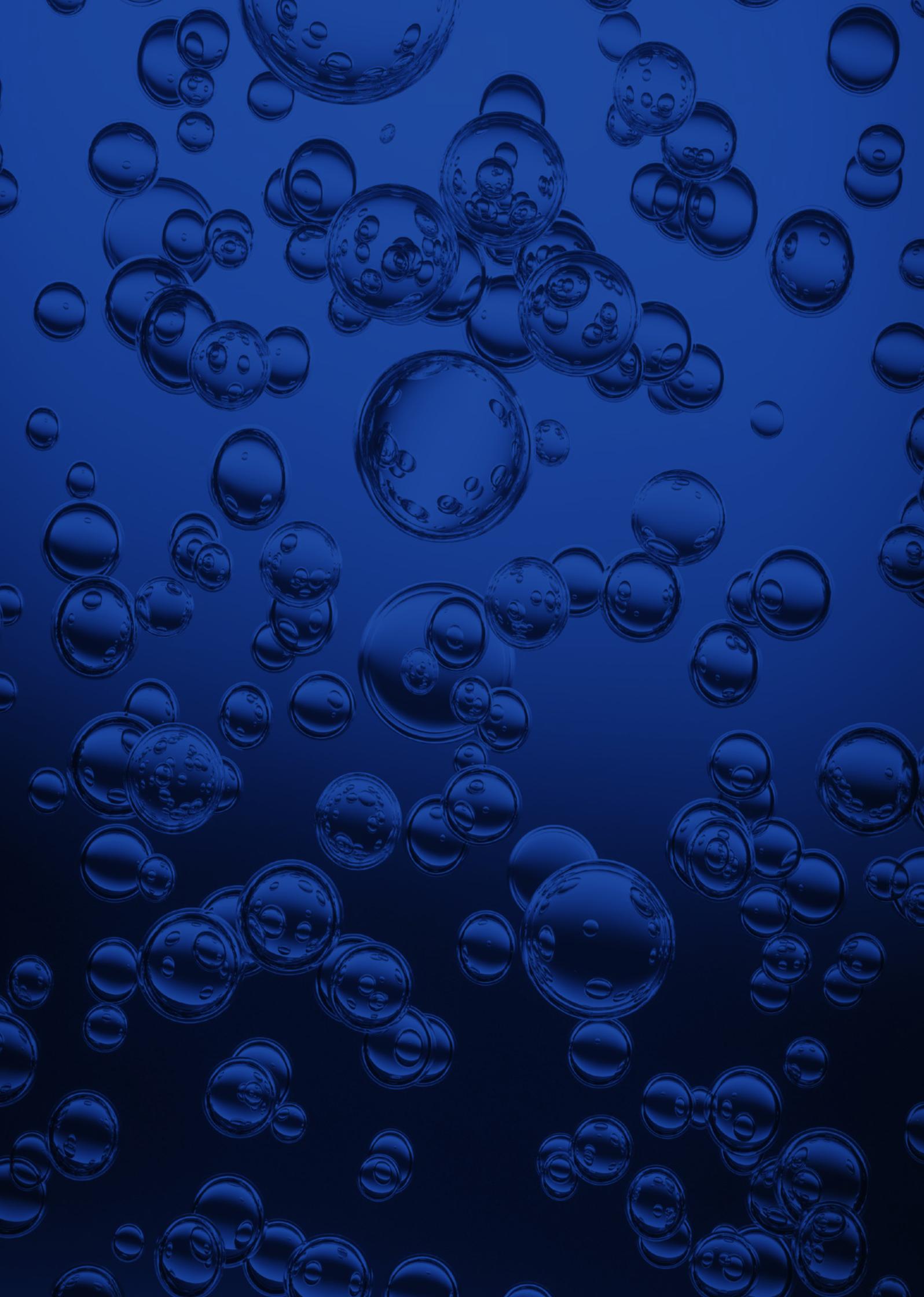


Table des matières

1. Résumé exécutif	2
2. Objectif de ce rapport	6
3. Développements et perspectives dans le secteur gazier	7
4. Développements et perspectives dans le secteur de l'hydrogène vert	12
A. L'hydrogène vert est un secteur naissant qui présente un vaste potentiel en termes de développement et de croissance	12
B. La Mauritanie pourrait devenir un acteur dans le commerce mondial de l'hydrogène vert, mais la route vers la réussite sera longue et pleine d'embûches	15
5. Annexe 1. Modèle de revenus gaziers pour le projet GTA	21
A. Approche et hypothèses	21
B. Résultats pour la phase 1	22
C. Résultats pour les phases 1, 2 et 3 combinées du projet GTA	24
6. Annexe 2. Modèle d'hydrogène vert	26
A. Approche et hypothèses	26
7. Annexe 3. Références	29

1. Résumé exécutif

SUITE AUX EFFORTS mondiaux visant à réduire les émissions de carbone, le marché de l'énergie mondial connaîtra d'importantes transformations au cours des prochaines décennies. Néanmoins, le gaz devrait demeurer une composante essentielle du mix énergétique à l'échelle mondiale. La demande mondiale de gaz naturel liquéfié (GNL) en particulier devrait croître considérablement. En se basant sur les nouvelles usines de liquéfaction approuvées ou en chantier et la demande attendue, on peut anticiper un futur écart entre l'offre et la demande de GNL au milieu des années 2020. Cela offrira des possibilités de nouveaux investissements dans la production de GNL. En parallèle, la production d'hydrogène vert (à partir de l'électrolyse de l'eau et des énergies renouvelables) devrait connaître une forte croissance (par rapport à une production nulle aujourd'hui) pour remplacer l'hydrogène gris (celui dérivé des hydrocarbures). Les scénarios les plus ambitieux présentés par BP dans son Energy Outlook 2022 sur les énergies prévoient une production d'hydrogène verte atteignant 16 à 26 millions de tonnes en 2030 et 175 à 294 millions de tonnes en 2050. Cependant, pour y parvenir, des développements technologiques seront nécessaires afin de réduire les coûts de production et de transport de l'hydrogène vert et d'en assurer la compétitivité par rapport à la production d'hydrogène gris et bleu.

La Mauritanie deviendra un exportateur de gaz en 2023, avec l'achèvement de la phase I du projet gazier Grand Tortue Ahmeyim (GTA) d'une capacité de production de 2,45 millions de tonnes par an. Le champ GTA est partagé entre la Mauritanie et le Sénégal et exploité par les entreprises pétrolières BP et Kosmos, en partenariat avec SMH et Petrosen, les entreprises pétrolières nationales respectives de ces pays. Primordial pour la Mauritanie, ce projet positionnera le pays en tant que nouvel acteur sur les marchés mondiaux de l'énergie. L'expansion du projet pour en porter la capacité à 9,8 millions de tonnes par an est à l'étude. Du fait de l'emplacement stratégique de la Mauritanie et de sa proximité avec l'Europe, le pays pourrait devenir un partenaire essentiel dans le domaine de l'énergie pour le continent.

Le développement du secteur gazier contribuera à améliorer les recettes publiques, mais dans des proportions limitées au départ. Pour estimer l'impact des exportations de gaz, trois scénarios de prix (respectivement 4,1, 6,8 et 9,5 dollars US par million d'unités thermiques britanniques (BTU) sur une base coût-assurance-fret) sont examinés. Avant le recouvrement des coûts d'investissement, la phase I du projet GTA devrait contribuer aux recettes publiques à hauteur de 32 millions de dollars US, 50 millions de dollars US et 68 millions de dollars US respectivement pour chaque scénario. Ces contributions passeront ensuite à 60 millions de dollars US, 150 millions de dollars US et 245 millions de dollars US, selon le scénario. Ces chiffres pourraient augmenter si les prix records actuels du gaz se maintiennent jusqu'à la fin de l'année 2023 et sur les années suivantes, et si d'autres projets, tels que celui du champ Bir Allah, sont développés.

Bon nombre de pays et de développeurs de projets se positionnent dans le secteur de l'hydrogène vert. De plus, un certain nombre de projets axés sur les exportations ont été proposés en Australie, en Arabie saoudite, au Chili, au Maroc, en Namibie, au Vietnam, en Mauritanie et dans d'autres pays. La Mauritanie dispose d'un potentiel d'envergure internationale dans le secteur des énergies renouvelables et le pays est relativement proche d'un marché des exportations potentiellement large tel que celui de l'Union européenne (UE), ce qui le rend attractif pour les développeurs de projets. Récemment, le pays a signé des accords-cadres préliminaires avec CWP Global et Chariot, dans le cadre de deux propositions de projets d'une capacité totale potentielle de 40

GW. Étant donné que les études de faisabilité pour ces deux projets démarrent à peine et qu'elles sont dans une phase précoce, il est prématuré d'estimer les recettes publiques potentielles que ces projets seraient susceptibles de rapporter. Néanmoins, le rapport présente les résultats d'un modèle financier de haut niveau pour illustrer les principaux facteurs de faisabilité des projets. Il s'agit notamment des coûts de l'hydrogène et de l'ammoniac (la conversion en ammoniac est l'une des options les plus faisables pour le transport d'hydrogène), qui devront considérablement augmenter par rapport à leurs prix historiques. Parmi les autres facteurs critiques figurent le facteur d'utilisation de la capacité des électrolyseurs, le coût du capital et le coût des électrolyseurs. Afin que la centrale d'énergies renouvelables envisagée puisse garantir une utilisation élevée de la capacité des électrolyseurs, les ressources éoliennes et solaires devront être à la fois de qualité élevée et fortement complémentaires.

Pour rivaliser avec les autres régions, le gouvernement de la Mauritanie et ses partenaires ont commencé à poser les bases nécessaires au développement du secteur de l'hydrogène. CWP Global et Chariot réalisent actuellement les études de faisabilité nécessaires. Dans l'intervalle, le gouvernement mène une stratégie pluriannuelle avec le soutien de la Banque mondiale et élabore le cadre juridique et réglementaire requis avec l'appui de CONNEX Support Unit et de l'Union européenne. En complément de ces initiatives, le gouvernement est encouragé à poursuivre la facilitation d'un climat d'investissement favorable et des politiques qui réduisent la perception du risque dans le pays et le coût du capital, à promouvoir la Mauritanie comme une destination attractive pour les investisseurs et à investir dans des initiatives de renforcement des capacités des fonctionnaires et travailleurs nécessaires pour répondre aux besoins du secteur de l'énergie.

Dans ce contexte, l'engagement du gouvernement concernant les principes de l'Initiative pour la Transparence dans les Industries Extractives n'a jamais été aussi pertinent. Une fois que le projet GTA sera opérationnel, les autorités et les autres parties prenantes devront établir des attentes réalistes et présenter l'impact des revenus gaziers sur le budget national et les finances publiques. Par ailleurs, compte tenu de la taille des investissements proposés, le gouvernement de la Mauritanie devrait envisager d'étendre la portée de l'ITIE en y incluant le secteur de l'hydrogène vert. En effet, bien que l'ITIE se soit généralement focalisée sur les secteurs minier, gazier et pétrolier, certains pays en ont étendu la portée à d'autres secteurs tels que ceux de la sylviculture, de la pêche et des énergies renouvelables. Cela nécessitera par exemple la publication (une fois qu'ils seront disponibles) des documents établissant le régime fiscal et le cadre réglementaire applicable aux projets d'hydrogène vert, notamment les procédures d'octroi de licences, contrats, etc. Cela contribuera à renforcer la transparence dans le secteur et soutiendra les efforts visant à mobiliser des financements pour son développement.

2. Objectif de ce rapport

La Mauritanie est au cœur des défis et des opportunités liés à la transition mondiale vers une économie bas carbone, avec un potentiel majeur de croissance pour les secteurs extractifs.

DD'importateur net d'énergie fortement dépendant des importations de pétrole pour la production d'électricité, le pays deviendra un exportateur de gaz lorsque les activités démarreront en 2023, dans le cadre de la phase 1 du projet de champ gazier Grand Tortue Ahmeyim (GTA). Les phases 2 et 3 du projet GTA sont en cours d'évaluation. De plus, le projet Bir Allah présente également d'importantes ressources, bien que la faisabilité de son développement n'ait pas encore été confirmée. La Mauritanie a également suscité l'intérêt de développeurs de projets d'hydrogène vert et, récemment, elle a signé des accords-cadres préliminaires avec CWP Global et Chariot portant sur deux propositions de projets d'une capacité potentielle totale de 40 GW.

L'objectif du présent rapport est d'examiner le statut et les perspectives concernant le développement des secteurs du gaz et de l'hydrogène vert en Mauritanie, ainsi que la mesure dans laquelle les politiques mondiales de réduction des émissions de carbone pourraient entraver ou au contraire soutenir leur développement. En particulier, le rapport vise à répondre

aux questions suivantes : les politiques de réduction des émissions de carbone au niveau mondial entraîneront-elles une baisse substantielle de la demande en pétrole et en gaz et entraveront-elles les perspectives pour le secteur naissant des exportations de gaz de la Mauritanie? De la même façon, ces mêmes politiques sont-elles propices au développement d'un secteur de l'hydrogène vert en Mauritanie? Quel pourrait être l'impact potentiel du développement des deux secteurs en Mauritanie, particulièrement sur les recettes publiques? Quelles sont les opportunités et les difficultés qui se présentent et quelles initiatives le gouvernement et les bailleurs de fonds peuvent-ils mener en vue de promouvoir le développement des deux secteurs? Pour répondre à ces questions, le rapport examine le niveau de maturité des principaux projets proposés, les obstacles à surmonter pour les concrétiser et l'impact potentiel de différents scénarios de prix sur ces projets. L'étude vise également à soutenir l'ITIE Mauritanie en renforçant son rôle dans la production d'analyses des données disponibles qui soient utiles aux responsables politiques, aux acteurs privés et à d'autres parties prenantes, dont la société civile et le grand public.

3. Développements et perspectives dans le secteur gazier

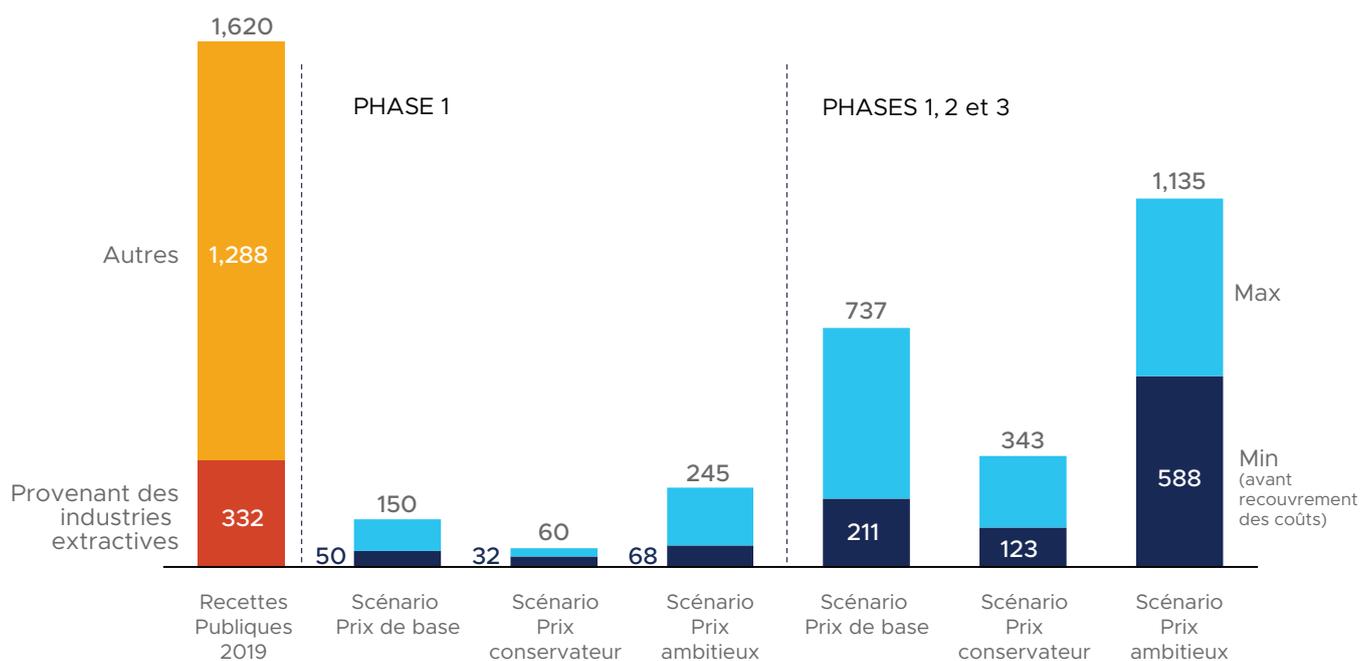
La Mauritanie est sur la bonne voie pour devenir un exportateur de gaz naturel liquéfié (GNL) en 2023. La Mauritanie est un acteur relativement nouveau dans les secteurs pétrolier et gazier. En 2014, la première grande découverte a été réalisée par Kosmos Energy au niveau du champ gazier GTA, un gisement en eaux ultra profondes situé entre la Mauritanie et le Sénégal. En partenariat avec les entreprises pétrolières nationales SMH en Mauritanie et Petrosen au Sénégal, BP et Kosmos développent actuellement le champ GTA, dont les réserves sont estimées à environ 15 billions de pieds cubes, répartis entre la Mauritanie et le Sénégal. La première phase, d'une capacité de traitement de 2,45 millions de tonnes par an, prévoit un démarrage de la production en 2023.

L'impact du projet GTA sur les recettes publiques sera limité, du moins au départ. Un modèle financier a été créé pour estimer l'impact du projet GTA sur les recettes publiques (les hypothèses et résultats détaillés sont présentés dans l'annexe I). Trois scénarios de prix ont été examinés. Un prix du gaz franco à bord (FAB) de 6,6 dollars US par million de BTU a été assumé pour le scénario de base, de 4,0 dollars US par million de BTU pour le scénario de prix conservateur et de 9,2 dollars US par million de BTU pour le scénario de prix ambitieux. Au cours des années de production initiales, préalablement au recouvrement des coûts d'investissement, la phase 1 du projet GTA devrait rapporter chaque année au pays 50 millions, 32 millions ou 68 millions de dollars US respectivement selon le scénario. Par la suite, une fois les coûts d'investissement recouverts, les recettes publiques annuelles devraient atteindre 150 millions, 60 millions ou 245 millions de dollars US respectivement pour chaque scénario. À titre de comparaison, les recettes publiques totales étaient de 1,6 milliard de dollars US en 2019.

Cela dit, une expansion du projet GTA stimulerait considérablement les recettes publiques. Les phases 2 et 3 du projet GTA visant à augmenter la production à 9,8 millions de tonnes par an sont en cours d'évaluation. Il est estimé que l'expansion du projet GTA permettrait d'accroître considérablement les recettes publiques annuelles issues de l'exploitation GTA, les portant à 737 millions de dollars US dans le scénario de base, à 343 millions de dollars US dans le scénario de prix conservateur et à 1135 millions de dollars US dans le scénario de prix ambitieux. Compte tenu de l'imprévisibilité des marchés et des prix de l'énergie, le pays aura fort intérêt à adopter une politique fiscale prudente pour gérer les revenus pétroliers et gaziers.

FIGURE 1

Recettes publiques annuelles potentielles du projet GTA, par rapport aux recettes publiques totales de 2019, (millions de dollar US)

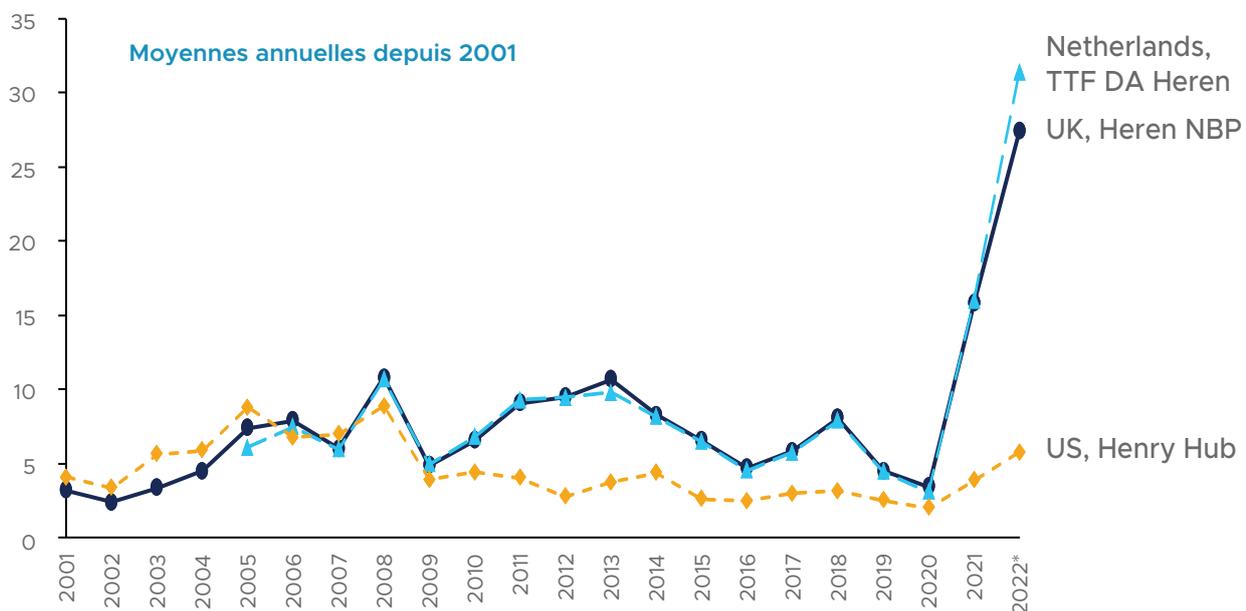


Source: Rapports ITIE et Résultats du modèle de CrossBoundary

Ces prévisions sont prudentes, ignorant partiellement la forte augmentation des prix du gaz en 2021 et 2022. Les scénarios de prix s'appuient sur les prix historiques du gaz au Royaume-Uni (Heren NBP), qui sont alignés sur les prix de la Facilité de transfert des titres (TTF) des Pays-Bas. Pour le scénario de base, nous avons usé de prudence en assumant un prix coût, assurance et fret (CAF) de 6,8 dollars US par million de BTU, soit le prix annuel moyen de l'indice britannique Heren de 2001 à 2020. Le scénario de prix conservateur assume un prix CAF de 4,1 dollars US par million de BTU, soit 40 % de moins par rapport au scénario de base. Le scénario de prix ambitieux assume quant à lui un prix CAF de 9,1 dollars US par million de BTU, soit 40 % de plus par rapport au scénario de base. Pour l'estimation des prix FAB, supposition est faite que les coûts de transport représentent 3 % des prix CAF. Compte tenu de la forte augmentation des prix en 2021 et 2022, ces estimations peuvent sembler onservatrices. Au cours des cinq premiers mois de l'année 2022, les prix au Royaume-Uni se situaient en moyenne à 27,4 dollars US par million de BTU et les prix TTF aux Pays-Bas à 31,4 dollars US par million de BTU. Néanmoins, à moyen terme, lorsque la demande et l'offre s'ajusteront, on s'attend à ce que les prix reviennent partiellement à leurs valeurs historiques. Étant donné que le modèle s'étend sur 30 ans, les scénarios de prix envisagés sont raisonnables.

FIGURE 2

Prix gaz naturel, (dollars US par million de BTU)



Total moyennes depuis 2001 (excl. 2022)

Netherlands, TTF	7.45
UK, Heren NBP	6.81
US, Henry Hub	4.42

* Prix moyens à fin mai
Sources: bp Statistical Review of World Energy 2022 jusqu'à 2021. EIA et Fitch

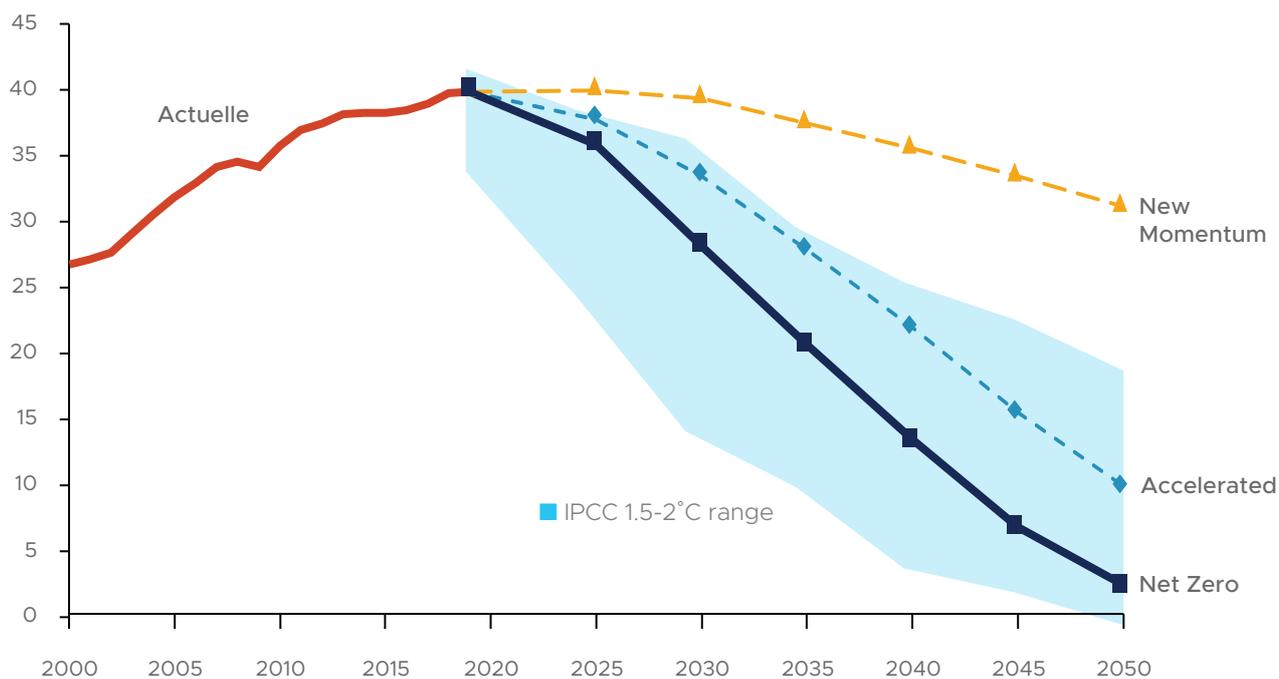
Le pays dispose d'un important potentiel de croissance de la production au cours des dix prochaines années. Le champ gazier Bir Allah, dans lequel des participations sont détenues par BP (62 %), Kosmos Energy (28 %) et SMH (10 %), a été découvert en 2018 et devrait contenir environ 50 milliards de pieds cubes de gaz sur place. Toutefois, on ne connaît toujours pas clairement le niveau de faisabilité de son développement. S'il est faisable, compte tenu de sa taille, le champ Bir Allah pourrait très largement surpasser le projet GTA en matière de revenus générés. Le champ gazier Banda, situé en haute mer (découvert en 2003 et pour lequel un projet de production d'électricité à partir du gaz a été proposé en 2014) n'a jamais été développé et a fini par être abandonné par Tullow en 2021. D'autres opérateurs ont exprimé un intérêt pour relancer le projet de production d'électricité à partir du gaz et entament actuellement des discussions avec les autorités compétentes.

Les efforts mondiaux visant à décarboniser l'économie ne devraient pas nécessairement empêcher la Mauritanie d'augmenter sa production de gaz au cours des dix prochaines années.

Au contraire, la demande en gaz pourrait connaître une hausse à court et à moyen terme, compte tenu de son rôle de combustible de transition dans le cadre des initiatives de décarbonisation. L'Energy Outlook 2022 sur l'énergie de BP présentent trois scénarios différents pour le secteur de l'énergie jusqu'en 2050. Deux scénarios (*Net Zéro* et *Accelerated*) correspondent à ceux du Groupe d'experts intergouvernemental sur l'évolution du climat (GIEC) compatibles avec le maintien du réchauffement à 2°C. Dans le troisième scénario (*New Momentum*), les émissions de CO₂ diminuent moins rapidement, de 39,8 gigatonnes (Gt) en 2019 à 31,1 Gt en 2050. Bien qu'une réduction de la demande en pétrole soit prévue dans les trois scénarios, la demande en gaz devrait rester importante.

FIGURE 3

Scénarios d'émissions mondiales de carbone inclus dans le bp Energy outlook 2022, gigatonnes de CO₂e



Source: bp Energy Outlook 2022

FIGURE 4a

Demande mondiale de pétrole, millions de barils/j

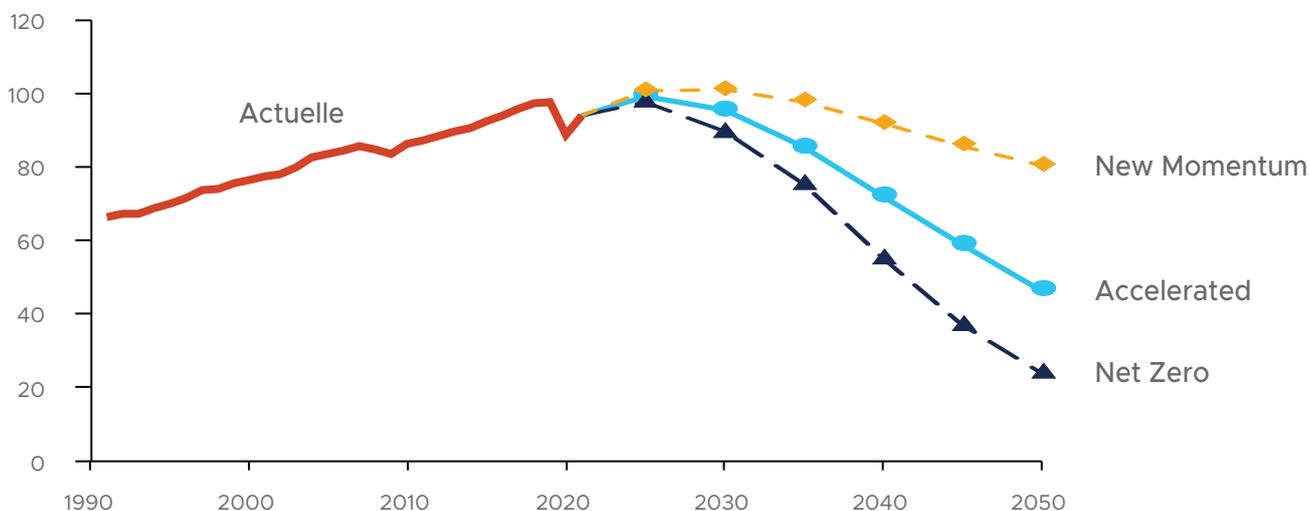
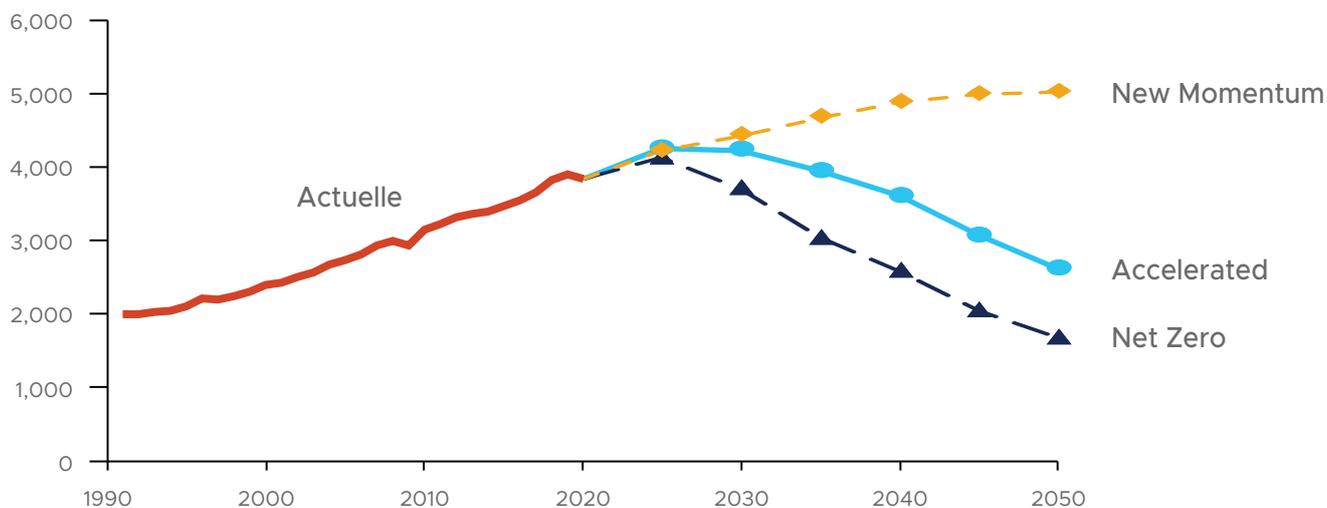


FIGURE 4b

Demande mondiale de gaz naturel, milliards de mètre cubes



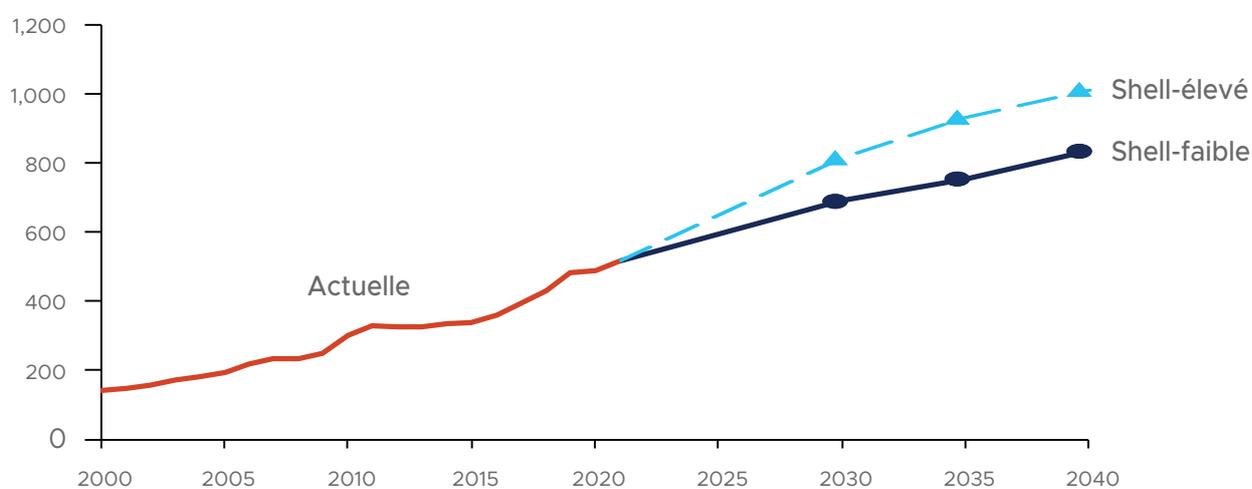
Source: bp Energy Outlook 2022, bp Statistical Review

En particulier, la demande pour le GNL pourrait augmenter au cours des deux prochaines décennies. D'après les prévisions récentes de Shell sur le GNL émises en 2022, la demande mondiale en GNL continuera d'augmenter pour atteindre 800 à 1000 milliards de mètres cubes par an d'ici à 2040. Parallèlement, sur la base des nouvelles usines de liquéfaction autorisées ou en cours de construction¹, la capacité annuelle de liquéfaction du GNL devrait passer de 628 milliards de mètres cubes en 2021 à 801 milliards de mètres cubes en 2026, créant un écart entre l'offre et la demande au milieu des années 2020 et ouvrant la voie à de nouveaux investissements dans la production de GNL. Néanmoins, la concurrence pour ces investissements sera rude, avec 1034 millions de tonnes par an (MTPA) de capacité de liquéfaction actuellement en phase préalable à

la décision finale d'investissement, principalement aux États-Unis, au Canada et en Russie, et dont 123,9 millions de tonnes par an en Afriqueⁱⁱ. Les tensions mondiales actuelles et la fragmentation des marchés de l'énergie pourraient offrir de nouvelles opportunités à la Mauritanie. La situation stratégique du pays et sa proximité avec l'Europe pourraient en faire un partenaire énergétique essentiel de l'Europe, au moment où celle-ci recherche de nouveaux fournisseurs de gaz pour diversifier ses sources d'approvisionnement.

FIGURE 5a

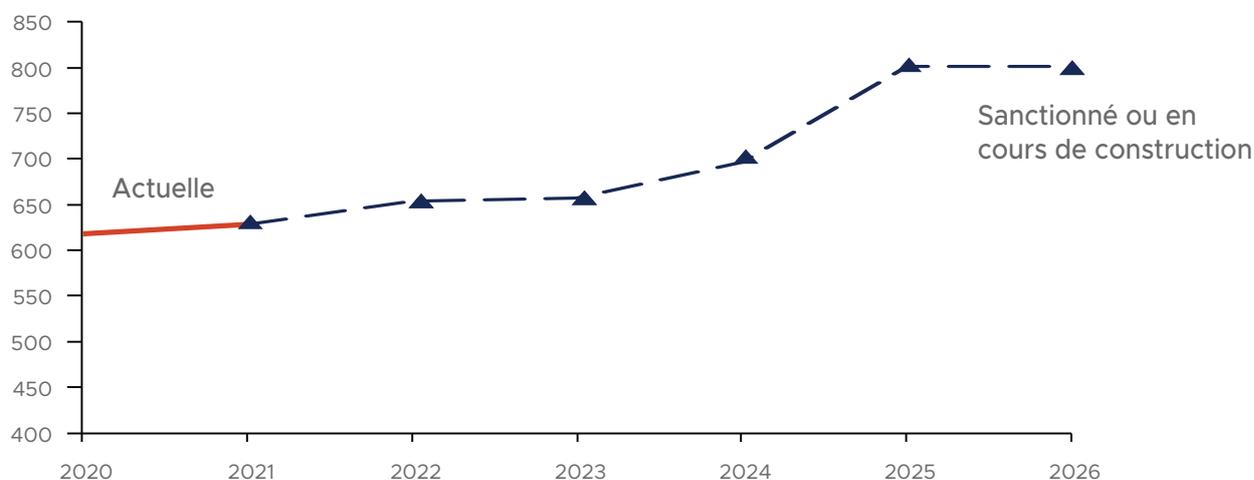
Demande mondiale de GNL, milliards de mètres cubes



Source: bp Statistical Review 2022, Shell LNG Outlook 2022

FIGURE 5b

Capacité mondiale de liquéfaction de GNL, milliards de mètres cubes



Source: GIIGNL Rapport Annuel 2022, IGU World LNG Rapport 2022

FIGURE 6a

Energie primaire mondiale par combustible, exajoule

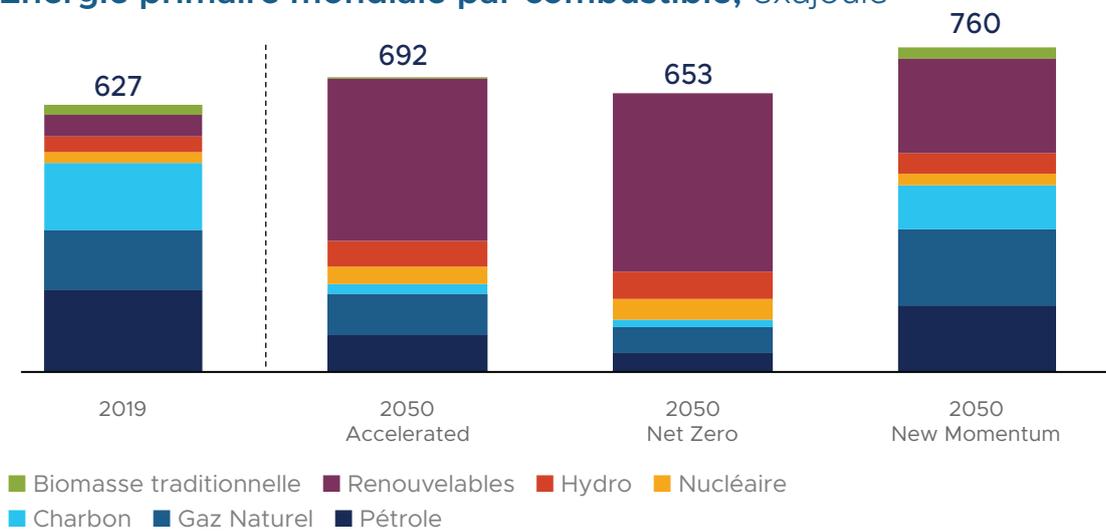
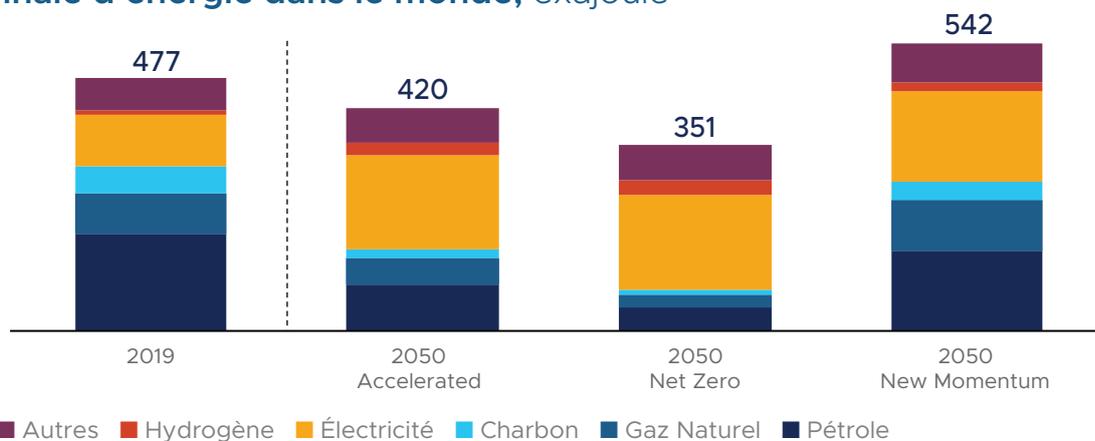


FIGURE 6b

Composition par combustible de la consommation finale d'énergie dans le monde, exajoule



Source: bp Energy Outlook 2022

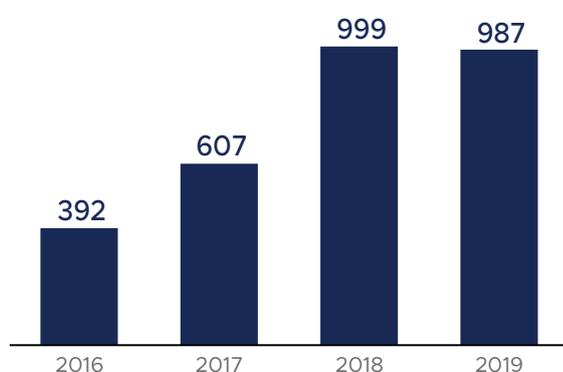
Par conséquent, la Mauritanie dispose de perspectives réalistes quant à l'augmentation de sa capacité de production au cours des prochaines années. Le partenariat entre la Mauritanie, BP et Kosmos pour le développement de la phase 1 du projet GTA présente des signes pour les développements futurs. Le pays devrait continuer à s'engager auprès des investisseurs et à établir et promouvoir un environnement propice aux investissements. Un accroissement ultérieur des capacités liées au projet GTA et d'autres investissements dans le secteur gazier permettraient d'asseoir la position de la Mauritanie sur les marchés mondiaux de l'énergie en tant que destination d'investissement et candidat sérieux dans le secteur de l'hydrogène vert. Compte tenu de l'impact majeur que ces projets pourraient avoir sur les recettes publiques, les autorités mauritaniennes devraient poursuivre le renforcement de leurs systèmes de gouvernance et de gestion des finances publiques afin de s'assurer que le pays tire parti du développement du secteur gazier et qu'il en atténue les risques.

Dans ce contexte, l'engagement du gouvernement concernant les principes de l'Initiative pour la Transparence dans les Industries Extractives n'a jamais été aussi pertinent. Une fois que le projet GTA sera opérationnel, il est attendu que les Rapports ITIE annuels qui suivront s'appuient sur les conclusions de ce document et, avec les contributions des autorités et d'autres parties prenantes, créent des attentes réalistes informant sur l'impact réel des revenus gaziers sur le budget national et les finances publiques. L'ITIE Mauritanie peut également soutenir les autorités dans l'orientation du débat public et la planification de la transition énergétique.

Les ressources en gaz offrent également la possibilité de réduire considérablement les importations de pétrole et les émissions de carbone de la Mauritanie. Chaque année, la Mauritanie importe pour 1 milliard de dollars US de produits pétroliers, dont une grande part est constitué de fioul utilisé pour la production d'électricité. Bien que le pays ait considérablement investi dans des projets d'énergies renouvelables ces dix dernières années, avec un certain nombre de parcs solaires et éoliens de grande envergure en exploitation et en développement, la production à partir du pétrole représente les trois quarts de la capacité installée et de la production d'électricité dans le pays. La contribution déterminée au niveau national (CDN) de la Mauritanie identifie le secteur de l'énergie comme le principal levier de réduction des émissions de gaz à effet de serre (GES). La CDN prévoit de porter à 50 % la part des énergies renouvelables d'ici à 2030 avec la construction d'une centrale solaire de 50 MW (l'initiative «Desert to Power», le développement du projet d'hydrogène vert d'Aman et l'expansion de la centrale éolienne de Nouakchott de 30 MW à 50 MW). Le document de la CDN prévoit également la construction de deux centrales électriques alimentées au gaz de 200 MW et 300 MW pour remplacer les centrales électriques actuelles alimentées au diesel telles que celles de Nouakchott et de Nouadhibou. Cette construction dépendra grandement de du développement des projets gaziers. La phase 1 du projet GTA comprend une obligation d'approvisionnement domestique de 35 millions de pieds cubes standards par jour pour alimenter une centrale électrique de 200 MW. Sur la base de l'électricité générée à partir du diesel en 2020, on estime qu'une transition vers la production d'électricité à partir du gaz permettrait de réduire les émissions de carbone de 40 %, soit environ 155 000 tonnes de CO₂ par an, tout en diminuant considérablement les coûts de production de l'électricité et en augmentant le potentiel de développement économique.

FIGURE 7a

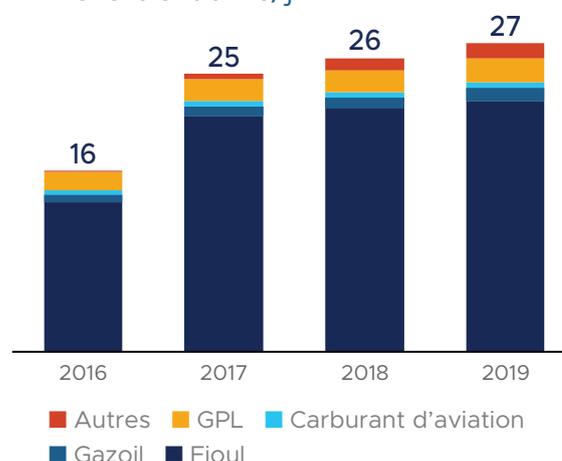
Importation de Pétrole en Mauritanie, millions de dollars US



Source: Comtrade

FIGURE 7b

Consommation de Pétrole en Mauritanie, par carburant, milliers de barils/j



Source: US EIA

FIGURE 7c

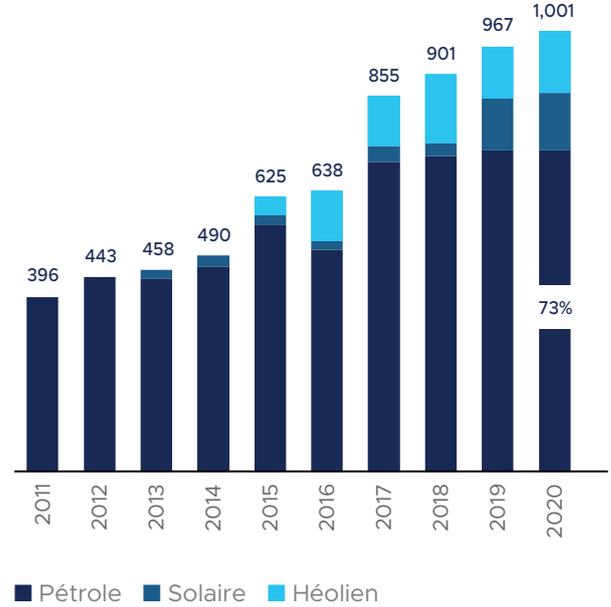
Capacité de production installée en Mauritanie, MW



Source: Climatescope 2021

FIGURE 7d

Production d'électricité en Mauritanie, GWh



Source: Climatescope 2021

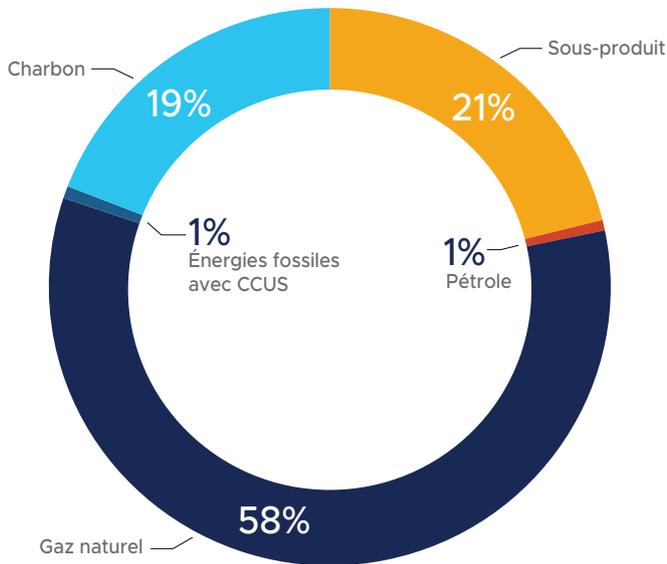
4. Développements et perspectives dans le secteur de l'hydrogène vert

A. L'hydrogène vert est un secteur embryonnaire qui présente un vaste potentiel en termes de développement et de croissance

L'hydrogène vert permet de stocker l'énergie produite à partir de sources renouvelables et de remplacer les combustibles à base d'hydrocarbures tels que le diesel ou l'essence. L'hydrogène pur n'existe généralement pas dans la nature, car il est extrêmement réactif. Actuellement, l'hydrogène est produit à partir de combustibles fossiles et utilisé dans les processus de raffinage et industriels, avec une demande mondiale de 67 millions de tonnes en 2019ⁱⁱⁱ et contribuant chaque année à environ 700 millions de tonnes d'émissions de CO₂^{iv}.

FIGURE 8

Production mondiale d'hydrogène par source, 2020

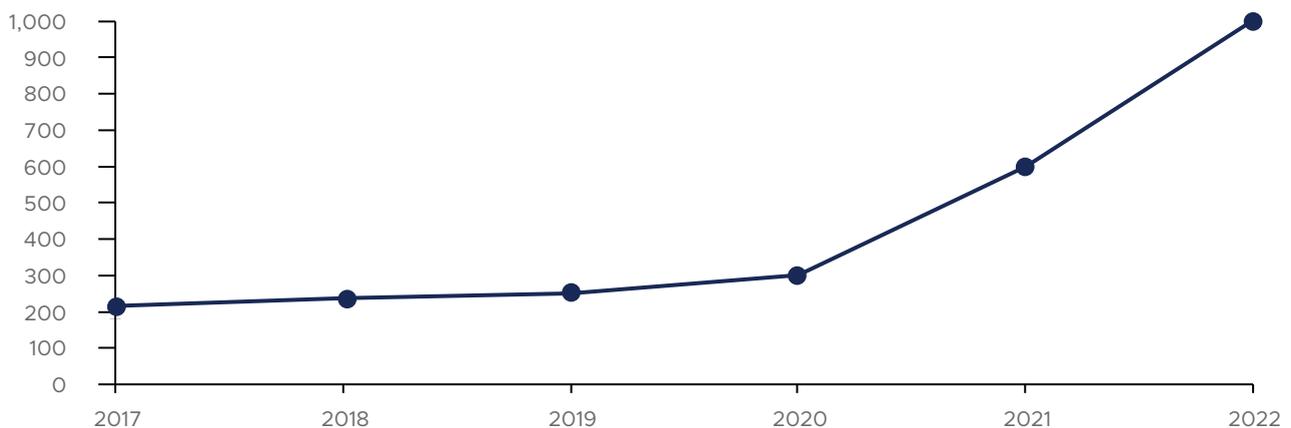


Source: AIE

Il est également possible de produire de l'hydrogène par électrolyse de l'eau. Ce processus, s'il est alimenté par des énergies renouvelables, permet de produire un combustible propre pour alimenter les moteurs à combustion et les piles à combustible fonctionnant à l'hydrogène. Néanmoins, le développement de la technologie requise pour la production d'hydrogène vert n'en est qu'à ses débuts, et les coûts de production sont élevés. Le coût moyen actualisé de l'hydrogène vert peut atteindre actuellement jusqu'à 6 dollars US par kg, soit plus du double du coût habituel de l'hydrogène gris et bleu, à 1 ou 2 dollars US par kg^v (bien que la récente flambée des prix du gaz ait considérablement augmenté le coût de l'hydrogène issu d'hydrocarbures^{vi}). Ainsi, la production d'hydrogène vert a jusqu'ici été négligeable, et la capacité installée mondiale en électrolyseurs est encore très faible, bien qu'elle s'accroisse, avec une capacité installée de 300 MW en 2022 qui devrait passer à 1 GW d'ici à la fin de l'année 2022.

FIGURE 9a

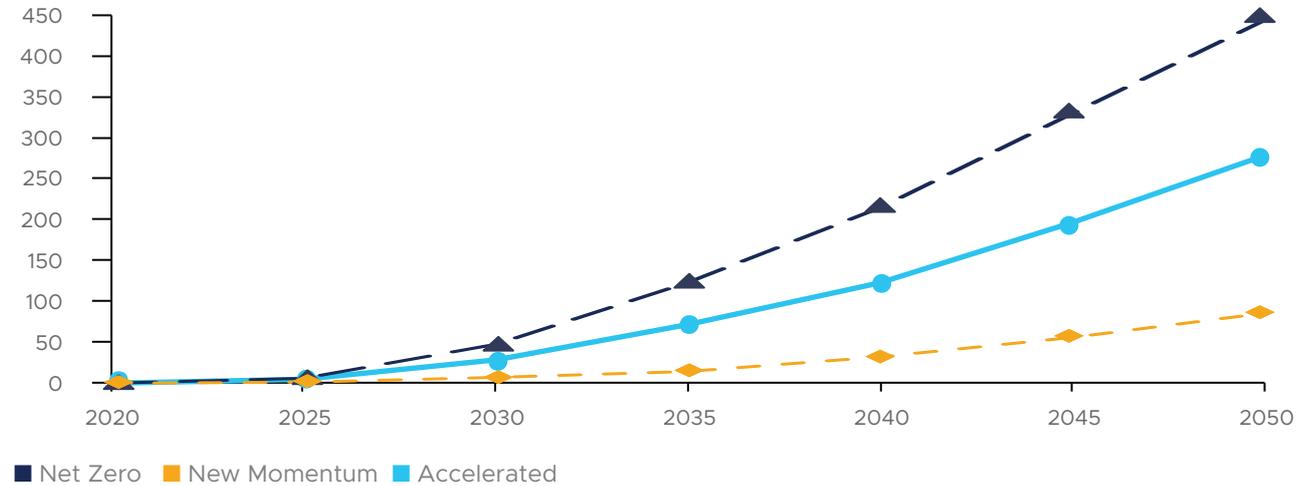
Capacité mondiale en électrolyseur, MW



Sources: IEA, Rystad Energy, Résultats du modèle de CrossBoundary

FIGURE 9b

Prévisions de la production d'hydrogène à faible teneur en carbone jusqu'en 2050, millions de tonnes



Source: bp Energy Outlook 2022

La production d'hydrogène vert devrait augmenter à mesure que son coût devient de plus en plus compétitif. La hausse de la demande devrait initialement être le résultat des efforts de décarbonisation de l'hydrogène utilisé dans le secteur chimique et de sa consommation dans de nouveaux processus industriels. À mesure que ses coûts de production diminuent, son utilisation devrait s'étendre à de nouvelles applications, telles que le transport et la production d'électricité^{vii,viii}. Les scénarios les plus ambitieux du Energy Outlook 2022 de BP sur les énergies prévoient que la production d'hydrogène vert devrait atteindre respectivement entre 16 et 26 millions de tonnes en 2030 et entre 175 et 294 millions de tonnes en 2050. Cela correspond plus ou moins aux prévisions de l'Agence Internationale de l'énergie (AIE). Pour atteindre les objectifs Net Zéro, il faudrait que la capacité d'électrolyse installée passe de 300 MW actuellement à 850 GW d'ici à 2030, puis à 3 600 GW d'ici à 2050^{ix}.

FIGURE 10a

Approvisionnement en hydrogène à faible teneur en carbone, millions de tonnes

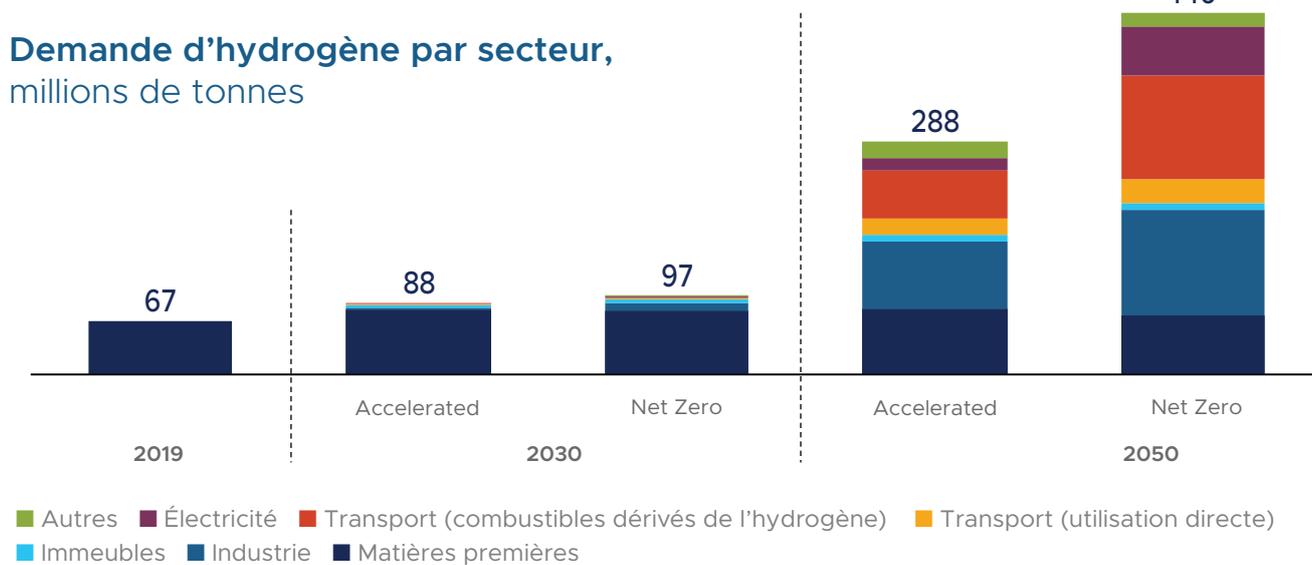
■ Verte ■ Autres

Source: bp Energy Outlook 2022



FIGURE 10b

Demande d'hydrogène par secteur, millions de tonnes



Source: bp Energy Outlook 2022

Afin que le coût de l'hydrogène vert devienne compétitif, le coût de l'électrolyse doit toutefois considérablement diminuer.

Ainsi, comme nous l'avons montré, le procédé d'électrolyse pour produire de l'hydrogène à base d'eau est toujours jusqu'à quatre fois plus cher que le processus de reformage du méthane à la vapeur généralement employé aujourd'hui pour produire de l'hydrogène à partir d'hydrocarbures. Le processus d'électrolyse consomme en moyenne 55 kWh d'électricité et 9 litres d'eau pour produire 1 kg d'hydrogène^x. Il dépend donc fortement du coût de l'électricité et du facteur de charge des électrolyseurs. En général, les électrolyseurs doivent fonctionner pendant au moins 5000 heures par an et, dans l'idéal, pendant 8000 heures par an pour être rentabilisés, mais compte tenu de l'intermittence des énergies renouvelables, l'utilisation pourrait ne pas dépasser 2000 à 4000 heures par an, ce qui augmenterait considérablement les coûts^{xi}. Sur la base des développements technologiques, la Commission européenne prévoit une réduction du coût de l'hydrogène vert de 2,5 à 5,5 euros/kg en 2019 à 1,1 à 2,4 euros/kg en 2030^{xii}, ce qui le rendrait compétitif par rapport à l'hydrogène produit à partir d'hydrocarbures.

Des solutions viables et rentables pour transporter l'hydrogène vert doivent être développées.

Les possibilités en matière de transport de l'hydrogène par voie maritime sont également onéreuses. Une solution consisterait à transporter l'hydrogène sous forme liquéfiée, mais cela nécessiterait des températures extrêmement basses, inférieures à -253°C (90°C de moins que pour le GNL) et de grandes quantités d'énergie (les processus de liquéfaction consomment un tiers de l'énergie contenue dans l'hydrogène). Une autre option pour transporter l'hydrogène sous forme liquide consisterait à le convertir en ammoniac ou d'autres substances vectrices d'hydrogène. Toutefois, ces possibilités sont également chères et nécessitent une conversion avant le transport ainsi qu'une reconversion à la destination. De plus, l'ammoniac est toxique et le développement de son transport pourrait soulever des préoccupations en termes de sécurité publique^{xiii}.

Malgré ces difficultés, de nombreux pays se préparent à promouvoir la production d'hydrogène vert dans les prochaines années.

La stratégie de l'hydrogène 2020 de l'Union européenne^{xiv} fait de la production d'hydrogène vert à partir d'énergie éolienne et solaire une priorité. Cette stratégie a pour objectif l'installation de 6 GW d'électrolyseurs alimentés par de l'électricité issue d'énergies

renouvelables dans l'UE d'ici à 2024, l'augmentation de cette capacité à 40 GW d'ici à 2030, et son déploiement à grande échelle entre 2030 et 2050, une fois que les technologies à hydrogène renouvelable auront été pleinement développées. L'Allemagne prévoit d'établir jusqu'à 5 GW de capacité de production d'ici à 2030 et 5 GW de plus d'ici à 2040^{xv}. De son côté, la France vise à installer 6,5 GW de capacité d'électrolyse d'ici à 2030^{xvi}. Quant au Royaume-Uni, il envisage 5 GW de capacité de production d'hydrogène à faibles émissions de carbone d'ici à 2030^{xvii}. Hydrogen Europe, l'association européenne des acteurs du secteur de l'hydrogène, propose un plan d'investissement impliquant le développement de 40 GW de capacité d'électrolyse en Europe et de 40 GW en Afrique du Nord et en Ukraine d'ici à 2030^{xviii}. Le Japon envisage d'utiliser de l'hydrogène et de l'ammoniac pour alimenter 10 % de sa production d'électricité d'ici à 2050. En Chine, la China Hydrogen Alliance (un groupe industriel soutenu par l'État) prévoit 100 GW de capacité installée d'électrolyseurs d'ici à 2030^{xx}. L'Inde estime une demande potentielle justifiant une capacité d'électrolyse de 20 GW d'ici à 2030^{xx}. Le gouvernement australien a investi plus d'un milliard de dollars US pour stimuler le secteur national de l'hydrogène et neuf projets d'hydrogène vert de l'ordre d'un gigawatt sont prévus ou en cours de développement^{xxi}.

Un certain nombre de propositions de projets d'hydrogène sont axés sur les exportations.

Du fait que l'électricité représente une grande part du coût de production de l'hydrogène vert renouvelable, les régions présentant un grand potentiel éolien et solaire pourraient finir par devenir de vastes centres d'exportation. De grands projets axés sur les exportations ont été proposés en Australie, en Arabie saoudite, au Chili, au Maroc, en Namibie, au Vietnam et en Mauritanie, entre autres pays.

B. La Mauritanie pourrait devenir un acteur dans le commerce mondial d'hydrogène vert, mais le chemin de la réussite sera long et semé d'embûches

Avec d'abondantes ressources éoliennes, solaires et terrestres^{xxii} et une position géographique avantageuse, la Mauritanie pourrait vraisemblablement devenir un grand producteur d'hydrogène vert. La Mauritanie a un potentiel de calibre mondial dans le secteur des énergies renouvelables et le pays est relativement proche d'un marché d'exportation potentiellement important comme celui de l'UE. Le pays présente un potentiel de 2000 à 2300 MWh/m² par an en matière d'énergie solaire et enregistre des vitesses de vent atteignant 9 m/s dans la région côtière de Nouadhibou. Par ailleurs, la Mauritanie est relativement proche du marché de l'UE, où les réglementations sur le carbone favoriseront une croissance de la demande en hydrogène vert. Tous ces facteurs pourraient contribuer à faire de la Mauritanie un producteur d'hydrogène vert à bas prix.

Deux grands projets d'hydrogène vert en Mauritanie ont été proposés et sont en phase de pré faisabilité. Deux vastes projets proposés par des entreprises internationales sont en phase initiale :

- **Le projet d'Aman.** Ce projet, qui nécessite un investissement estimé à plus de 40 milliards de dollars US et le développement d'une capacité de production éolienne et solaire de 30 GW, permettrait de produire 110 TWh d'électricité par an, ainsi que 1,7 million de tonnes d'hydrogène vert et 10 millions de tonnes d'ammoniac vert. Le projet a été proposé par l'entreprise américaine CWP Global qui, en 2021, a signé un protocole d'entente avec le gouvernement de la Mauritanie pour le développement du projet sur un site de 8500 km² dans le désert du nord du pays. Le projet est en phase de pré faisabilité et devrait

démarrer des travaux d'ingénierie d'avant-projet détaillé d'ici à 2024, avec un lancement des opérations prévu avant 2030.

- **Le projet de Nour.** Chariot Ltd. propose le développement d'un projet pour produire de l'hydrogène vert et de l'ammoniac à partir d'eau de mer. Avec jusqu'à 10 GW de capacité d'électrolyse installée et 16 GW de capacité de production d'électricité depuis les énergies renouvelables, le projet deviendrait également l'un des plus grands projets d'hydrogène vert dans le monde d'ici à 2030. Il est lui aussi à un stade préliminaire et les études de faisabilité n'ont pas encore été finalisées.

Ces projets pourraient considérablement transformer l'économie locale. Les projets Aman et Nour nécessiteront de gros investissements (environ 20 milliards de dollars US pour le projet Nour et 40 milliards de dollars US pour Aman), ce qui dépassera le PIB de la Mauritanie, d'un montant de 8 milliards de dollars US en 2020. Le développement de la capacité proposée pour la production d'hydrogène verte pourrait avoir des répercussions multiples. La Mauritanie dispose d'un vaste secteur minier (elle produit du minerai de fer et du cuivre) qui pourrait à terme constituer un vaste marché intérieur pour l'hydrogène vert. La production abondante d'énergies renouvelables à bas coût et la disponibilité de l'hydrogène vert pourraient promouvoir le développement d'un secteur minier bas-carbone et la transformation du minerai de fer à l'échelle locale (par exemple, en fonte de briquetage à chaud) afin de bénéficier de nouveaux instruments commerciaux et liés au carbone, comme celui du Mécanisme d'ajustement carbone aux frontières (MACF) de l'UE récemment proposé. Ces projets, tels qu'ils sont proposés par les promoteurs, permettraient également de dessaler l'eau de mer pour des applications agricoles et industrielles.

Néanmoins, le pays est également confronté à une multitude de difficultés qui pourraient entraver sa capacité à concurrencer d'autres pays tels que l'Australie, l'Arabie saoudite, l'Inde, le Chili, le Maroc, etc., qui se positionnent également dans le secteur. Le pays n'a pas la longue expérience que possèdent d'autres pays tels que l'Arabie saoudite et l'Australie en matière de développement de projets énergétiques à grande échelle. Ces pays disposent déjà d'une base industrielle, d'un secteur des services plus développé et d'une main-d'œuvre plus qualifiée. Ils possèdent également les infrastructures, y compris des ports, des capacités de stockage, des pipelines, etc., qui pourront ensuite être réaffectées pour répondre aux besoins du secteur de l'hydrogène. Par ailleurs, l'économie de la Mauritanie est très limitée, ainsi que son marché intérieur potentiel pour l'hydrogène, ce qui restreint sa capacité à promouvoir le développement du secteur par le biais de politiques visant à favoriser la demande nationale.

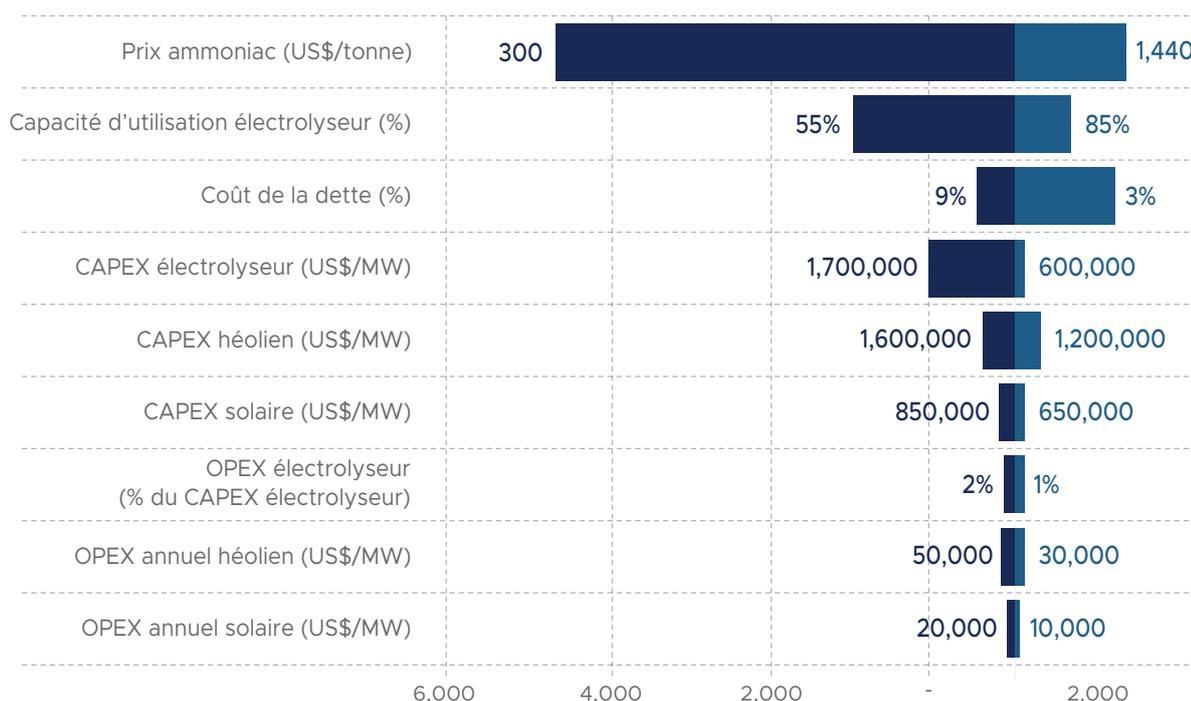
Cela étant, les entrepreneurs et le gouvernement pourraient contribuer à la faisabilité du projet en focalisant leur attention sur certains leviers essentiels. La conduite d'une analyse réaliste de la faisabilité d'un projet d'hydrogène à grande échelle pourrait s'étaler sur plusieurs années et dépasser la portée de cette étude. Néanmoins, un modèle financier simplifié de haut niveau permet d'illustrer certains aspects essentiels qui affectent la faisabilité d'un projet d'hydrogène vert à grande échelle. Notre projet illustratif a une capacité totale installée de 4000 MW (2000 MW de panneaux photovoltaïques et 2000 MW de capacité éolienne), une capacité d'électrolyse de 1370 MW et un facteur d'utilisation des électrolyseurs de 77 %, et il nécessite un investissement en capital de 6,3 milliards de dollars US (les détails figurent à l'annexe II). Le modèle part du principe que l'hydrogène vert est converti en ammoniac et vendu comme tel. Il ignore certains coûts tels que les terrains, le transport, etc., et repose sur des hypothèses concernant les développements technologiques et sur les projections de prix des électrolyseurs d'ici à la fin de la décennie.

La faisabilité du projet dépend en grande partie du prix de l'ammoniac. Le prix de l'ammoniac est fortement corrélé aux prix du gaz naturel. Entre 2000 et 2020, il a oscillé entre 100 et 600 dollars US la tonne, et il a considérablement augmenté à la fin de l'année 2021 ainsi qu'en 2022, pour dépasser 1000 dollars US la tonne et atteindre 1500 dollars US la tonne sur une base FAB à son niveau record. Le projet illustratif nécessiterait un prix de l'ammoniac supérieur à 1000 dollars US la tonne pour en assurer la faisabilité.

Parmi les autres facteurs déterminants figurent le facteur d'utilisation de la capacité des électrolyseurs, le coût du capital et le coût des électrolyseurs. La qualité et la complémentarité des sources d'énergies renouvelables ainsi que la configuration du système déterminent la capacité utilisée des électrolyseurs. Pour que la centrale à énergies renouvelables envisagée garantisse un facteur d'utilisation de la capacité aussi élevé sans capacité de stockage, les ressources éoliennes et solaires devront être à la fois de qualité élevée et fortement complémentaires. Une évaluation détaillée des ressources sur place sera nécessaire pour identifier les sites de projets adaptés et en confirmer le potentiel. Dans le cadre des hypothèses du modèle actuel, la valeur actuelle nette du projet est négative quand la capacité utilisée des électrolyseurs est inférieure à 66 %. De plus, le coût en capital affectera considérablement la rentabilité et la faisabilité du projet. Pour réduire le coût de la dette, le gouvernement de la Mauritanie devrait continuer à renforcer la gouvernance macro-économique et à susciter la confiance des investisseurs dans le pays. Les bailleurs et donateurs bilatéraux et multilatéraux peuvent également contribuer à réduire le coût en capital et à augmenter la faisabilité du projet en fournissant des prêts à des conditions préférentielles et d'autres formes d'appui telles que des subventions à des fins d'assistance technique. Un facteur de rentabilité supplémentaire est le coût de l'électrolyseur et les dépenses en capital combinées. Dans le cadre de l'hypothèse de

FIGURE 11

VAN du projet en fonction du coût des principales variables, millions de dollars US



Source: Résultats du modèle de CrossBoundary

prix de l'ammoniac à 1200 dollars US la tonne, la valeur actuelle nette devient négative avec un coût d'électrolyseur de 1690000 dollars US le MW. Il conviendrait donc d'éviter des politiques, telles que les droits d'importation, qui contribuent à augmenter les dépenses d'investissement.

Le gouvernement et les bailleurs devraient mener un certain nombre d'initiatives pour soutenir la transparence et la bonne gouvernance du secteur, dont certaines sont déjà en cours. Pour surmonter les défis existants et positionner la Mauritanie en tant que candidat solide pour des investissements de plusieurs millions de dollars US dans le secteur de l'hydrogène vert, le pays devrait élaborer et mettre en œuvre un éventail d'initiatives, parmi lesquelles :

- 1. Réaliser les études de faisabilité requises pour estimer les coûts à long terme de la production d'hydrogène vert en Mauritanie et la faisabilité des projets.** L'analyse de la faisabilité des projets Aman et Nour vient de démarrer et pourrait s'étendre sur deux ans. De telles études devraient comparer le coût moyen potentiel de l'hydrogène et de l'ammoniac en Mauritanie par rapport à d'autres pays. Par ailleurs, ces études devraient définir les besoins en infrastructures et envisager différents moyens de transport, y compris la construction potentielle d'un pipeline reliant la Mauritanie au sud de l'Espagne (pour lequel une étude de pré-faisabilité devrait démarrer avant la fin de l'année 2022). Elles devraient également identifier les possibilités de réduction des coûts afin d'améliorer la position concurrentielle du pays à l'égard des autres pays et examiner les opportunités commerciales associées, dont le marché de l'Afrique de l'Ouest et les utilisations potentielles de l'hydrogène dans le secteur minier.
- 2. Mener une stratégie pluriannuelle pour promouvoir et soutenir le développement du secteur et positionner la Mauritanie en tant qu'acteur international majeur.** La Mauritanie suit l'exemple de pays concurrents tels que le Maroc, le Chili, la Namibie et l'Inde en élaborant une stratégie nationale de développement du secteur, avec le soutien de la Banque mondiale. Cette stratégie devrait se focaliser sur un engagement solide en faveur de la transparence et de la bonne gouvernance et inclure une feuille de route avec des objectifs à long terme (par exemple, devenir un exportateur d'hydrogène vert d'ici à 2035) ainsi qu'un ensemble d'actions à court, moyen et long terme en vue de concrétiser les objectifs. La feuille de route alignera les agences gouvernementales et les parties prenantes concernées vers un objectif commun.
- 3. Créer un cadre juridique, réglementaire et fiscal propice aux projets d'hydrogène vert.** Le gouvernement mauritanien travaille à l'établissement d'un cadre juridique et réglementaire pour le secteur de l'hydrogène vert, avec le soutien du CONNEX Support Unit et de l'Union européenne dans le cadre de la Facilité d'assistance technique (TAF), et il est en pourparlers avancés avec CWP Global et Chariot afin de conclure un accord global pour le développement du projet. Étant donné que l'économie de la filière mondiale de l'hydrogène vert sera sensiblement différente de celle du secteur des hydrocarbures et que la technologie n'en est encore qu'à ses débuts, l'on prévoit que les projets dépendront considérablement des mesures incitatives du gouvernement. Tandis que, contrairement à l'Europe, à l'Australie, à l'Arabie saoudite ou aux États-Unis, la Mauritanie ne sera pas en mesure de subventionner les projets d'investissement, elle devrait mettre l'accent sur la création d'un cadre réglementaire favorable et transparent pour le développement du secteur de l'hydrogène vert.

- 4. Continuer à promouvoir un climat d'investissement favorable et des politiques qui réduisent la perception du risque dans le pays et le coût de capital.** Les projets d'hydrogène vert ne se concrétiseront qu'avec la participation d'investisseurs internationaux. Compte tenu de la nature à long terme et de l'incertitude pesant sur les nouveaux projets d'hydrogène vert, les investisseurs tiendront clairement compte d'éléments tels que le climat d'investissement et la stabilité politique dans le pays. Le renforcement de la gouvernance macro-économique et de la confiance des investisseurs dans le pays réduira la prime de risque du pays et facilitera l'accès aux marchés internationaux de capitaux à des coûts moins élevés.
- 5. Étendre la portée de l'ITIE pour y inclure le secteur de l'hydrogène vert.** Étant donné la taille des investissements proposés, le gouvernement de la Mauritanie devrait envisager d'étendre la portée de l'ITIE en y incluant le secteur de l'hydrogène vert. Tandis que l'ITIE s'est généralement focalisée sur les secteurs minier, gazier et pétrolier, certains pays en ont étendu la portée à d'autres secteurs tels que la sylviculture, la pêche et les énergies renouvelables. Les autorités devraient publier les documents (une fois qu'ils seront disponibles) établissant le régime fiscal et le cadre réglementaire applicables aux projets d'hydrogène vert, notamment les procédures d'octroi de licences, contrats, etc. Cela renforcera la transparence dans le secteur et soutiendra les efforts visant à mobiliser des financements pour son développement.
- 6. Promouvoir la Mauritanie en tant que fournisseur prioritaire d'hydrogène vert et destination d'investissement privilégiée.** Certains pays européens, dont l'Allemagne et les Pays-Bas, s'engagent déjà auprès de fournisseurs d'hydrogène potentiels tels que l'Australie, le Chili, le Maroc, la Namibie, la Tunisie et l'Ukraine. Le gouvernement mauritanien devrait suivre ces développements de près et se rapprocher des pays importateurs prospectifs pour se positionner en tant que destination d'investissement prioritaire et établir des partenariats pertinents. De plus, le gouvernement devrait tirer parti du succès récent du projet gazier GTA et envisager d'investir dans des activités visant à promouvoir la Mauritanie en tant que destination d'investissement attractive et partenaire fiable auprès des clients et investisseurs internationaux. Les autorités devraient également nouer le dialogue avec les associations pertinentes dans le secteur, telles que Hydrogen Europe et l'African Hydrogen Partnership, qui plaident déjà pour le développement de 40 GW de capacité d'électrolyse en Afrique et en Ukraine pour approvisionner l'Europe.
- 7. Créer des conditions budgétaires en soutien aux investissements dans le développement du secteur de l'hydrogène vert.** L'investissement requis pour concrétiser les projets d'hydrogène vert proposés se chiffrera à plusieurs dizaines de milliards de dollars. En principe, les investissements nécessaires seront financés dans une large mesure par des développeurs et des prêteurs. Néanmoins, une fois la faisabilité du projet confirmée, le gouvernement pourrait devoir investir dans des biens publics connexes tels que les infrastructures, etc. Pour évaluer et sélectionner les investissements pertinents, le gouvernement devra s'appuyer sur l'opinion d'une équipe fortement qualifiée d'officiels et de conseillers.
- 8. Investir dans le développement des capacités des agents publics pour promouvoir et soutenir le développement du secteur.** Compte tenu de l'ampleur des projets, le gouvernement de la Mauritanie devrait envisager à terme de recruter progressivement

des ressources supplémentaires pour étoffer l'équipe chargée du développement du secteur participant aux négociations avec les acteurs privés. De plus, un programme spécifique de formation sur le tas devrait être prévu afin que les fonctionnaires puissent se tenir informés des développements dans le secteur.

- 9. Planifier et promouvoir le développement des compétences locales requises.** Le développement du secteur de l'énergie, y compris les sous-secteurs des énergies renouvelables et de l'hydrogène vert, nécessitera des professionnels formés. Le gouvernement devrait travailler avec l'industrie et les donateurs pour évaluer l'évolution des besoins en ressources humaines et promouvoir l'élaboration de programmes pertinents dans les instituts de formation professionnelle et les centres d'enseignement supérieur.

Du fait qu'ils ont investi en moyenne 518 millions de dollars US pour l'aide au développement en Mauritanie entre 2016 et 2020, les bailleurs de fonds devraient soutenir ces initiatives en apportant les contributions suivantes :

- 1. Financer les études préliminaires.** Les bailleurs peuvent soutenir les autorités locales et les développeurs en co-finançant les études de préfaisabilité et faisabilité.
- 2. Fournir un appui technique pour la formation des agents publics et soutenir l'élaboration du cadre réglementaire requis.** Les bailleurs de fonds peuvent soutenir les autorités locales en fournissant des formations et un accès à une assistance technique, capable d'établir une bonne compréhension du secteur de l'hydrogène vert et de mettre en place un cadre réglementaire propice, en s'appuyant sur les initiatives en cours citées auparavant. L'appui devrait être flexible et adapté au fil du temps, selon l'évolution des besoins des autorités locales.
- 3. Soutenir l'établissement d'une diplomatie de l'hydrogène et faciliter des contacts initiaux avec les parties prenantes.** L'Allemagne, les Pays-Bas ou encore l'Union européenne devraient s'engager auprès des autorités mauritaniennes et des autres parties prenantes en soutien aux discussions préliminaires sur les financements, l'accès aux marchés et l'établissement de partenariats.
- 4. Soutenir le développement de projets et fournir un mélange d'instruments financiers (subventions, dette à long terme, etc.).** Sur le long terme, et du fait que le secteur est naissant, un projet d'hydrogène vert de l'ampleur proposée ne serait réalisable qu'avec la contribution de fonds publics et de financements à des conditions préférentielles. Par conséquent, les banques multilatérales et bilatérales de développement devraient établir les instruments financiers nécessaires pour réduire le coût de capital et assurer la faisabilité de ces projets.
- 5. Soutenir le développement des compétences et des capacités locales.** Les donateurs tels que le Fonds arabe, la Banque mondiale, l'UE, la France, l'Arabie saoudite, l'Allemagne et les États-Unis devraient soutenir des initiatives visant à promouvoir le développement des compétences locales.

5. Annexe 1. Modèle de revenus gaziers pour le projet GTA

A. Approche et hypothèses

Pour estimer les futurs revenus gouvernementaux provenant du projet GTA, nous avons appliqué la méthodologie d'analyse fiscale du secteur des ressources (FARI) développée par le FMI. Le modèle calcule les différentes sources de recettes publiques (part de profit oil revenant au gouvernement, impôts sur le revenu des sociétés et autres droits) et les flux de trésorerie des entreprises internationales et de SMH. Par ailleurs, nous incluons dans notre présentation des recettes publiques issues des flux monétaires positifs nets vers l'entreprise d'État pétrolière, étant donné qu'ils représentent également une recette directe pour le pays et que SMH pourra les investir dans des projets productifs ou les distribuer sous forme de dividendes à l'État. Les estimations des paiements versés par les entrepreneurs à l'État reposent sur les dispositions du contrat de partage de production pour le bloc C8 de 2012, qui est accessible au public, conformément aux Exigences ITIE^{xxiv}.

Il est estimé que le champ de GTA produira 13,82 billions de pieds cubes et 108,8 millions de barils de pétrole associé sur 30 ans. La phase 1 produira 2,45 millions de tonnes de gaz par an, et les phases 2 et 3 en augmenteront chacune la capacité de 3,6 millions de tonnes par an. La production totale sera répartie de manière équitable entre la Mauritanie et le Sénégal. Nous avons utilisé trois scénarios de prix soit respectivement, 4,0 dollars US, 6,6 dollars US et 9,2 dollars US par million de BTU pour le GNL et 38,4 dollars US, 64,0 dollars US et 89,6 dollars US pour le baril de pétrole sur une base franco à bord (FAB). Le modèle présume que tous les coûts de développement sont financés en fonds propres. Les affectations de gaz et de pétrole, les paiements des impôts et des droits, etc., sont calculés sur la base des dispositions de l'accord de partage de production pour le bloc C8 de 2012 et du Code des hydrocarbures bruts de 2010.

Les investissements en capital consacrés au développement du projet sont estimés à 2,5 milliards de dollars US pour la phase 1 et à 4,65 milliards de dollars US pour les phases 2 et 3. Par ailleurs, les coûts de prospection et de déclassement, estimés à 200 millions de dollars US, sont également pris en compte dans le modèle.

Les sources de revenu modélisées pour le projet GTA comprennent les éléments suivants :

- 1. Profit oil.** La part de profit oil revenant à l'État mauritanien est progressive et dépend du facteur «R» (le ratio entre les revenus totaux nets et les coûts totaux de prospection et de développement).
- 2. Impôt sur le revenu des sociétés.** Par mesure de simplicité, un système fiscal intégré, où les activités en amont et liées aux unités flottantes de GNL liées à la Mauritanie sont consolidées et traitées à des fins fiscales dans le cadre d'un régime fiscal unique est assumé. En réalité, la part en amont du projet fait l'objet d'un impôt sur le revenu des sociétés (IRS) de 27 %, et la part liée aux unités flottantes de GNL est soumise à un régime fiscal applicable aux sous-traitants du projet GTA de 25 %. Nous avons donc assumé un IRS intégré de 26 %.

3. **Autres droits et primes :** a) les droits de superficie reposant sur la taille des terres utilisées pour les activités de prospection et d'exploitation, b) les frais de formation, c) la prime de signature liée à la signature de l'accord de partage de production et d) les primes de production reposant sur les jalons de production, qui dépendent du nombre de barils de pétrole brut produits en une journée.
4. **Les flux de trésorerie nette revenant à SMH.** SMH détient une part de 14 % dans le projet GTA. Étant donné que la part des dépenses en capital de SMH a été financée par BP et Kosmos (comme définit par les accords de crédit renouvelable de 2019), nous avons assumé que tous les flux de trésorerie lors des premières années seront utilisés pour rembourser les dépenses en capital. Bien que ces flux de trésorerie ne fassent pas exclusivement partie des recettes publiques, ils offrent un bénéfice net à l'État. Par la suite, ils pourront être distribués sous forme de dividendes à l'État ou être réinvestis dans le développement du secteur.

Pour la première phase du projet GTA, nous avons assumé un volume constant de production gazière de 1,2 million de tonnes par an. Au cours de la première année de production (2023), nous prévoyons des volumes à hauteur de 0,3 million de tonnes seulement, car la production devrait démarrer au quatrième trimestre. Pour le pétrole, nous avons présumé que la production atteindra 3150 barils par jour au cours des premières années et qu'elle diminuera de façon constante par la suite. Pour les phases 2 et 3 du projet GTA, nous prévoyons que la production de gaz atteindra 1,8 million de tonnes et que celle du pétrole totalisera un maximum de 4725 barils par jour pour chaque phase. Les profils de production devraient être identiques pour les trois phases du projet.

FIGURE 12a

GTA phase 1. Production annuelle de gaz, million de tonnes



FIGURE 12b

GTA phase 1. Production annuelle de pétrole, million de barils

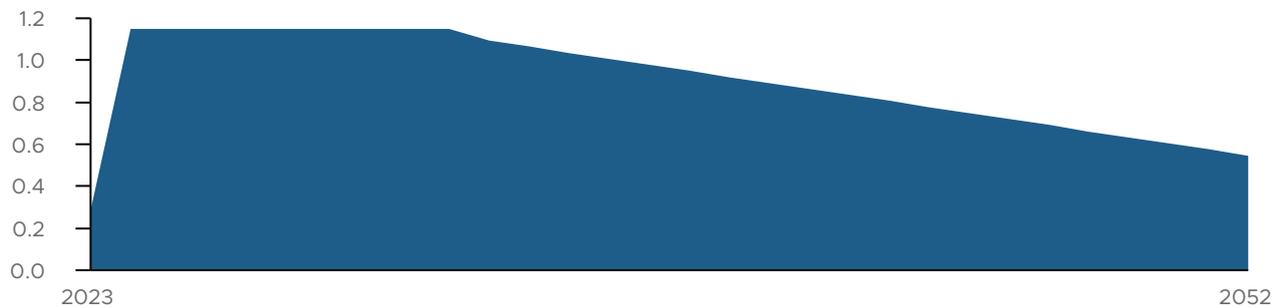


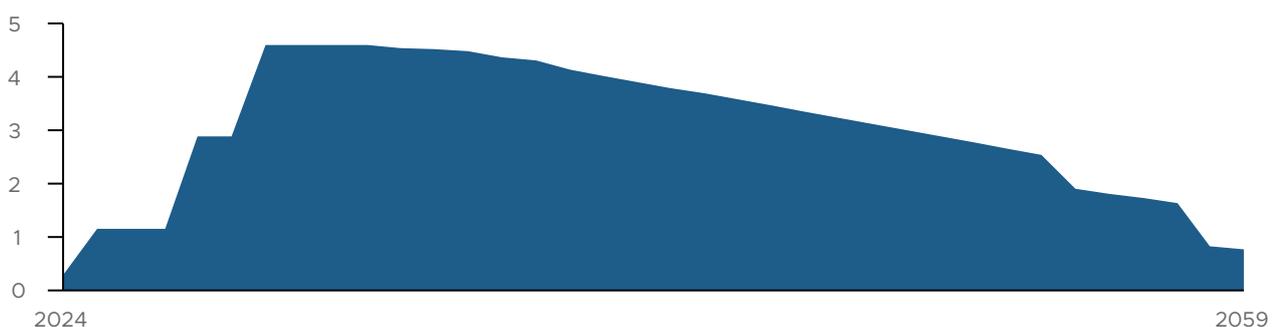
FIGURE 12c

GTA phase 1, 2 et 3. Production annuelle de gaz, millions de tonnes



FIGURE 12d

GTA phase 1, 2 et 3. Production annuelle de pétrole, millions de tonnes



Source: Estimations de CrossBoundary basées sur des sources de l'industrie

B. Résultats pour la phase 1

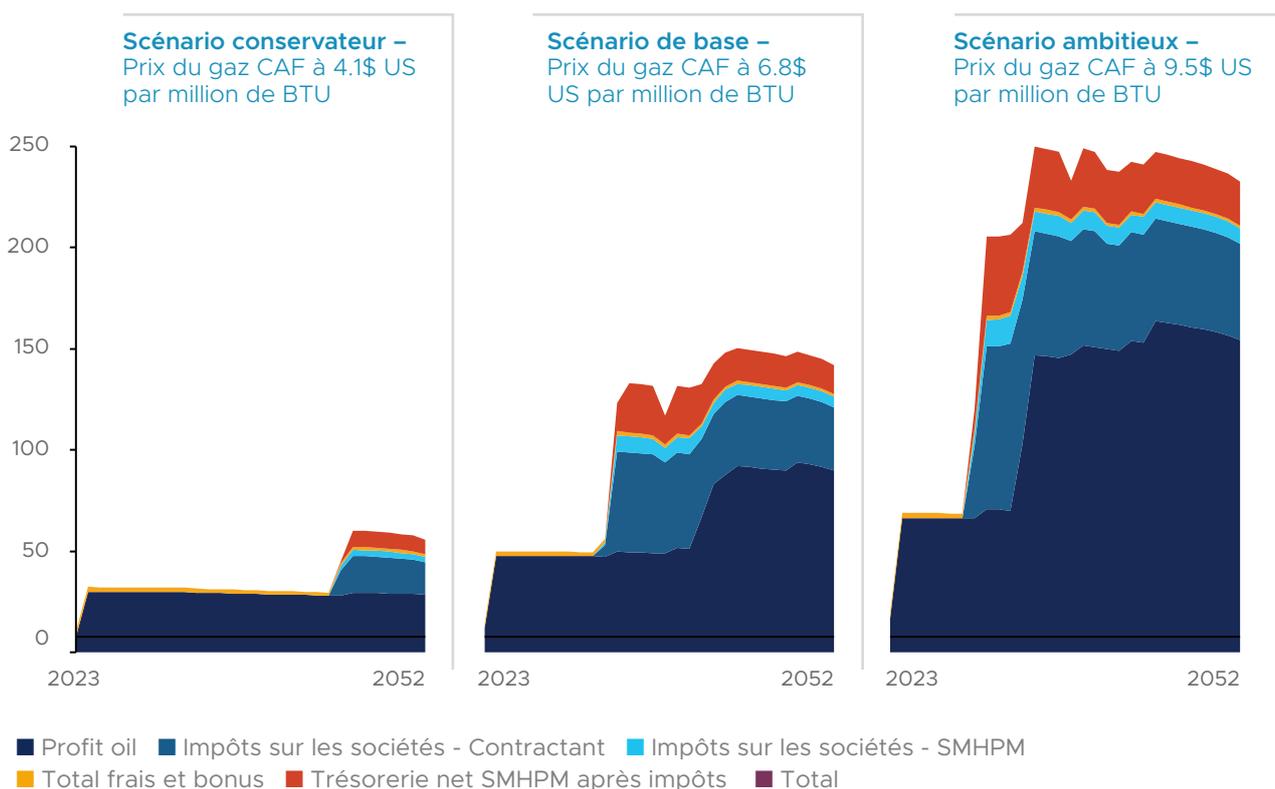
Les recettes publiques lors de la phase 1 dépendront principalement de deux composantes majeures : le profit oil et l'impôt sur le revenu des sociétés versé par les entrepreneurs. Au total, ils représenteront respectivement 88%, 84% et 85% du total des revenus au cours de la durée de vie du projet dans les scénarios de prix conservateur, de base et ambitieux. Le ratio profit oil/ impôt sur le revenu des sociétés versé par les entrepreneurs est respectivement de 6,5:1, 2,5:1 et 2,75:1 selon

le scénario de prix. Le total des droits et primes perçus représentera 1% à 5% du total des recettes publiques selon les différents scénarios. Les flux de trésorerie nets revenant à SMH, bien qu'ils ne constitueront pas nécessairement des recettes publiques, pourront être distribués sous forme de dividendes et ont donc également été inclus dans le modèle.

On observe une hausse visible du total des revenus entre deux périodes du projet GTA: la période de recouvrement des coûts et la période après recouvrement des coûts. En effet, le projet ne générera pas de profits imposables au cours des premières années, car les entrepreneurs recouvreront leurs coûts d'investissement. Après recouvrement des coûts, les recettes publiques annuelles devraient plus que doubler dans tous les scénarios, passant d'une moyenne de 50 millions de dollars US à 139 millions de dollars US dans le scénario de prix de base, de 31 millions de dollars US à 59 millions de dollars US dans le scénario de prix conservateur et de 68 millions de dollars US à 232 millions de dollars US dans le scénario de prix ambitieux. La durée de la période de recouvrement des coûts diminue avec la hausse des prix des gaz.

FIGURE 13

Recettes publiques issues de GTA phase I, MM US\$



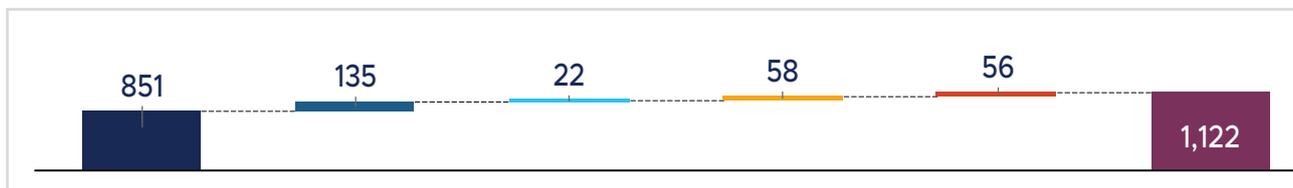
Source: Résultats du modèle de CrossBoundary

Le total des recettes publiques estimées au cours de la phase 1 de la durée de vie du projet GTA représente 1122 millions de dollars US dans le scénario de prix conservateur, 3168 millions de dollars US dans le scénario de prix de base et 5642 millions de dollars US dans le scénario de prix ambitieux.

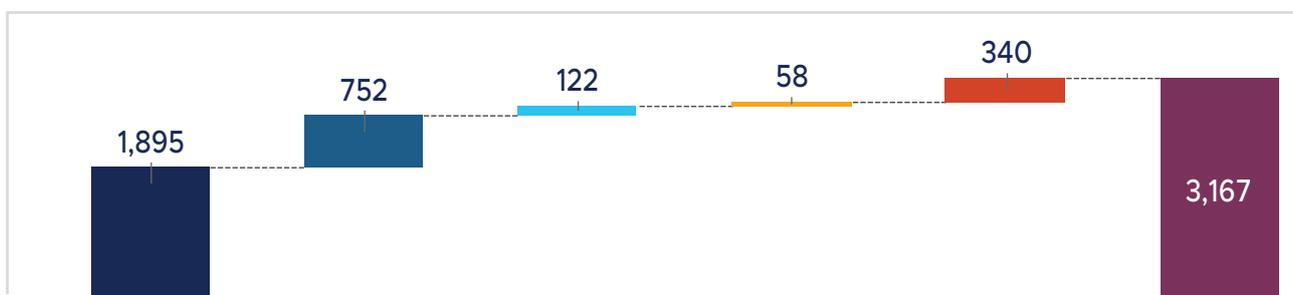
FIGURE 14

**Total des recettes publiques sur la durée de vie du projet.
Phase 1 GTA, millions de dollars US**

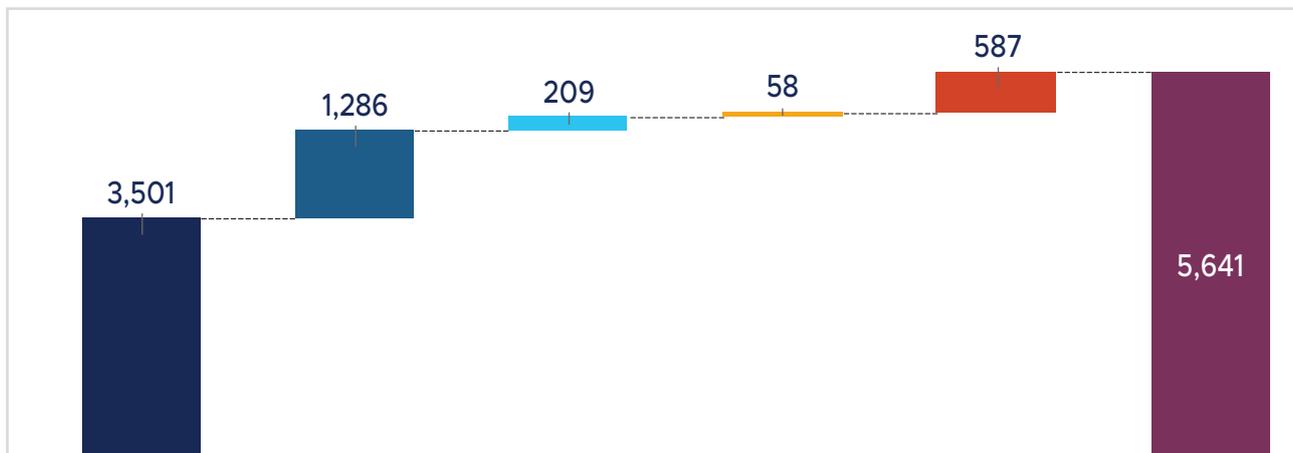
Scénario conservateur



Scénario de base



Scénario ambitieux



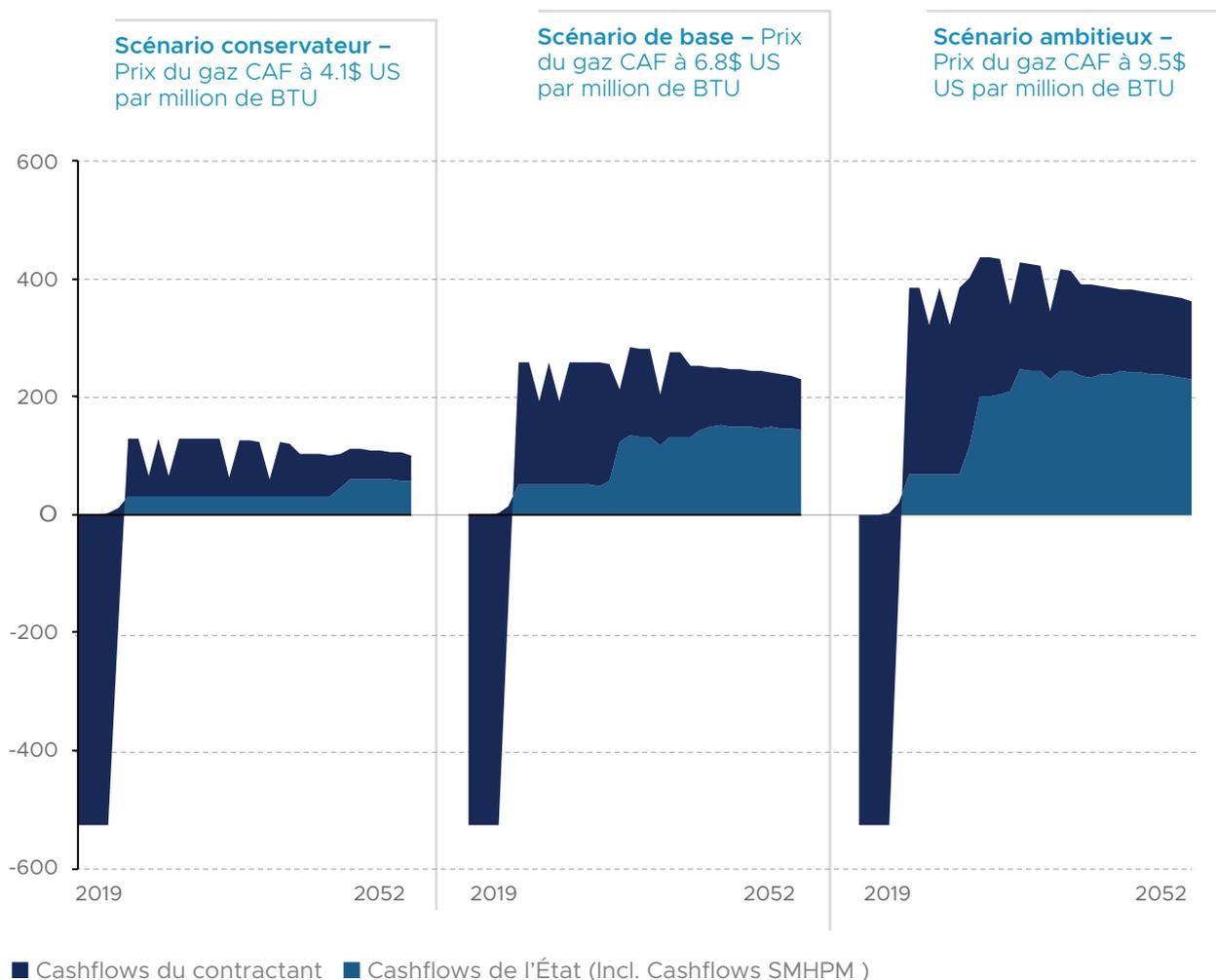
■ Profit oil ■ Impôts sur les sociétés - Contractant ■ Impôts sur les sociétés - SMHPM
 ■ Total frais et bonus ■ Trésorerie net SMHPM après impôts ■ Total

Source: Résultats du modèle de CrossBoundary

En valeur nominale, la part des flux de trésorerie nets du projet GTA revenant au gouvernement lors de la phase 1 varie de 73 % dans le scénario de prix conservateur à 61 % dans le scénario de prix ambitieux. Néanmoins, en valeur réelle, étant donné que les entreprises partenaires ont pleinement financé l'investissement initial, la part réelle des flux de trésorerie du gouvernement représente 100 % dans le scénario de prix conservateur (quand les entreprises partenaires rentrent à peine dans leurs frais) et 63 % dans le scénario de prix ambitieux.

FIGURE 15

Cashflows de l'État et cashflows du contractant.
 Phase 1 GTA, millions de dollars US



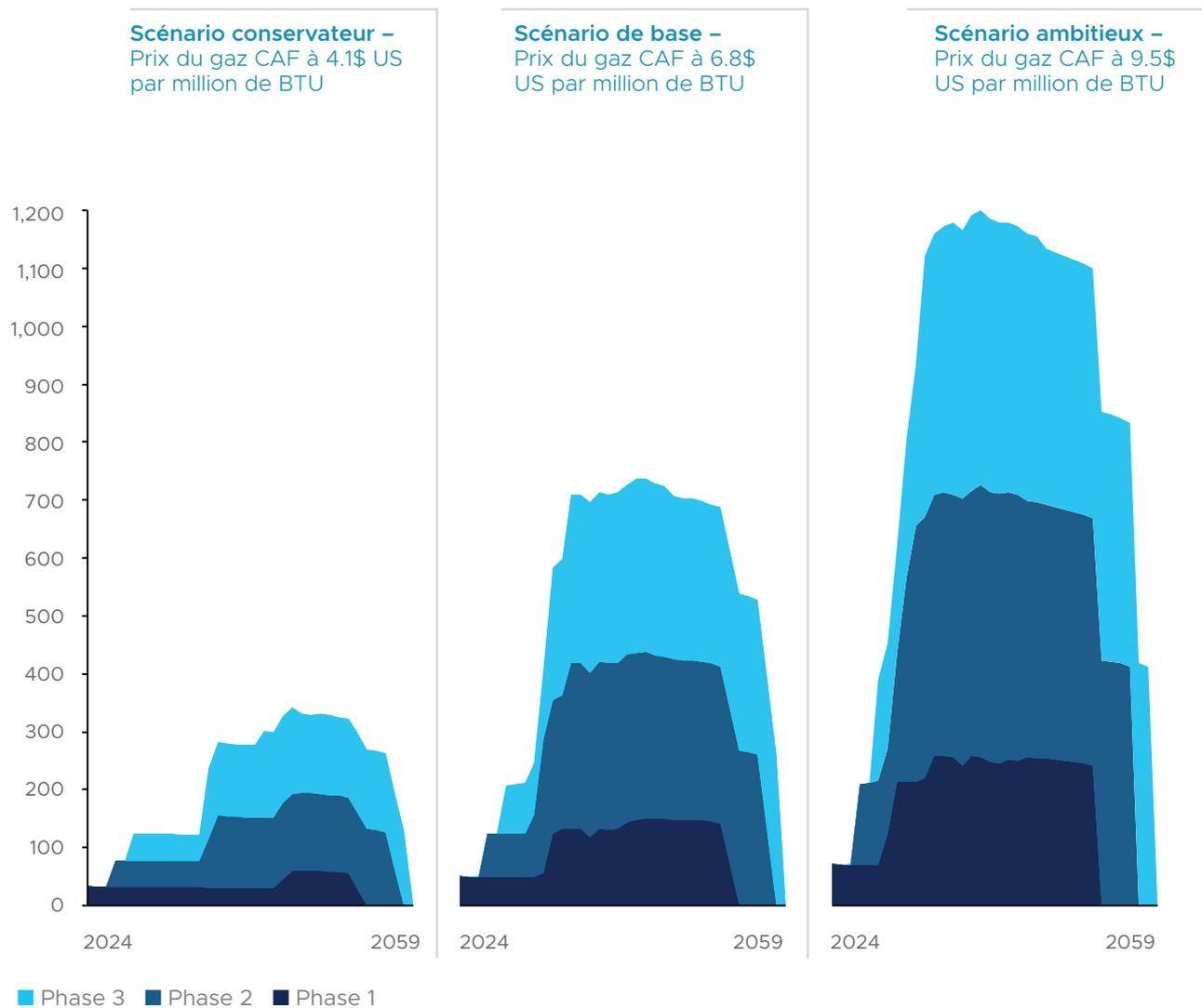
Source: Résultats du modèle de CrossBoundary

C. Résultats pour les phases 1, 2 et 3 combinées du projet GTA

Le passage du projet GTA aux phases 2 et 3 engendrerait une hausse substantielle des recettes publiques. Dans l'ensemble des trois scénarios, cette transition entraînerait une hausse des revenus représentant 5 à 7 fois la valeur des revenus de la phase 1. En 2030, une fois que toutes les phases seront à leur étape avant recouvrement des coûts, on estime que les recettes publiques s'établiront à 123 millions de dollars US, 209 millions de dollars US et 428 millions de dollars US respectivement dans les scénarios de prix conservateur, de base et ambitieux. Par la suite, en 2044, une fois que les coûts d'investissement de toutes les phases auront été recouverts, les recettes publiques devraient augmenter à 300 millions de dollars US, 736 millions de dollars US et 1110 millions de dollars US pour chacun des scénarios de prix respectifs.

FIGURE 16

Recettes publiques issues de GTA phases 1, 2 et 3, millions de dollars US



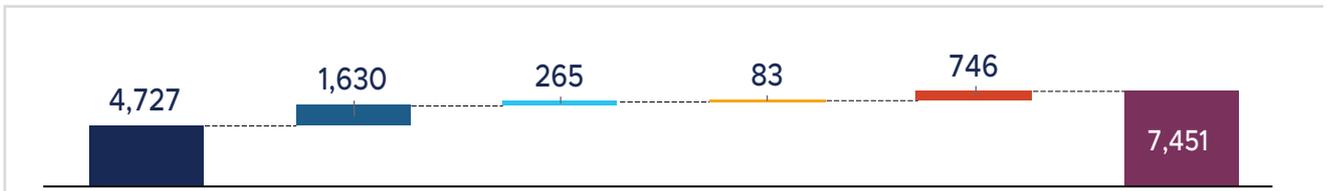
Source: Résultats du modèle de CrossBoundary

Au total, sur toute la durée de vie du projet GTA, les trois phases devraient rapporter des recettes publiques totales de 7 451 millions de dollars US, 17 630 millions de dollars US et 28 384 millions de dollars US respectivement dans les scénarios de prix conservateur, de base et ambitieux.

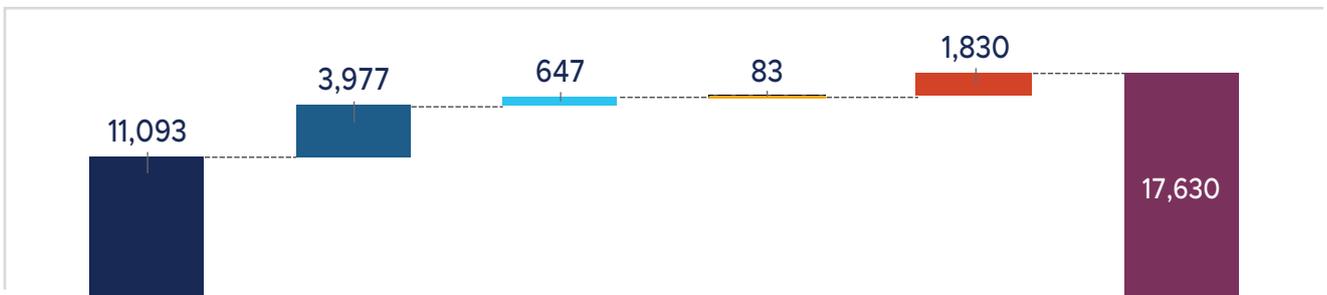
FIGURE 17

Total des recettes publiques sur la durée de vie du projet.
Toutes les 3 phases de GTA, millions de dollars US

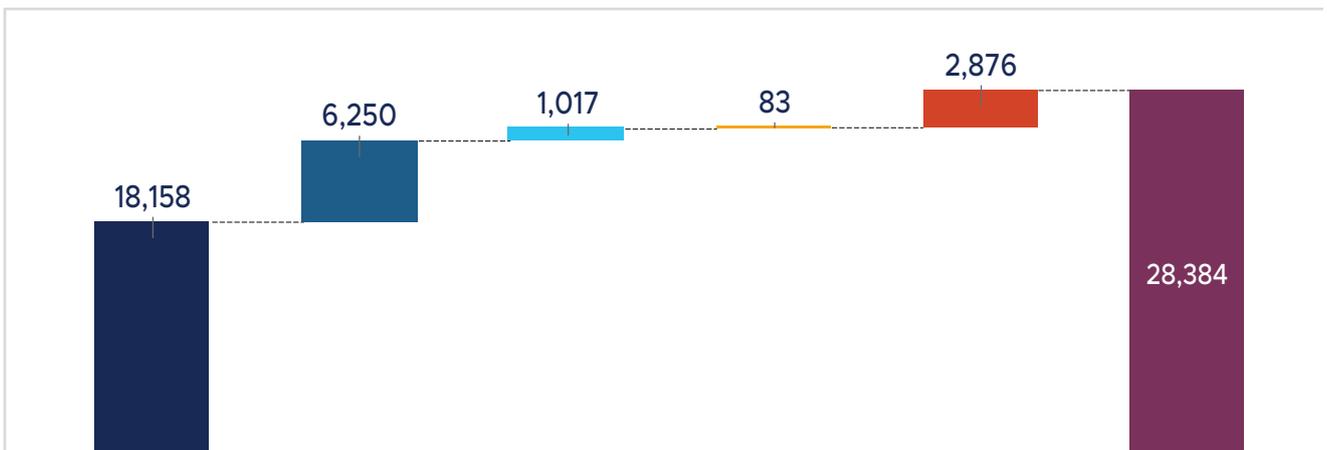
Scénario conservateur



Scénario de base



Scénario ambitieux



■ Profit oil ■ Impôts sur les sociétés - Contractant ■ Impôts sur les sociétés - SMHPM
 ■ Total frais et bonus ■ Trésorerie net SMHPM après impôts ■ Total

Source: Résultats du modèle de CrossBoundary

6. Annexe 2. Modèle d'hydrogène vert

A. Approche et hypothèses

Étant donné que les projets d'hydrogène vert n'en sont qu'à leurs premiers stades de développement, les prix et les coûts des principaux facteurs des projets demeurent incertains. Pour mettre en évidence les principaux facteurs de faisabilité, nous présentons un exemple de projet d'hydrogène vert simplifié d'une capacité installée de production d'électricité de 4 000 MW (2 000 MW de génération solaire et 2 000 MW de génération éolienne) et d'une capacité d'électrolyseurs de 1 300 MW. Il est présumé que l'hydrogène sera converti en ammoniac afin de pouvoir le transporter et le vendre sur les marchés d'exportation. Le modèle permet de montrer l'impact des différents scénarios de revenus et de coûts sur la faisabilité du projet (valeur actualisée nette) et sur les recettes publiques associées.

Le modèle repose sur les hypothèses suivantes :

- i. Un électrolyseur de 1 370 MW avec un facteur d'utilisation de capacité de 55% à 85% reposant sur un scénario de base de 77% a été assumé dans le modèle. Il s'agit du facteur de capacité estimé pour le projet GERI que BP développe actuellement dans la région Centre-Ouest de l'Australie-Occidentale, ce qui donne une production annuelle d'environ 1 million de tonnes d'ammoniac et d'approximativement 176,000 million de tonnes d'hydrogène.
- ii. Un prix de l'ammoniac de 300 à 1 440 dollars US la tonne et un scénario de base de 1 200 dollars US la tonne. Le prix de l'ammoniac est étroitement lié aux prix du gaz naturel et variait de 100 dollars US à 600 dollars US la tonne entre 2000 et 2020. À la fin de l'année 2021 et en 2022, les prix de l'ammoniac ont considérablement augmenté pour dépasser 1 000 dollars US la tonne, atteignant dans certains cas 1 500 dollars US la tonne sur une base FAB. En 2020, la demande mondiale a atteint 183 millions de tonnes, par rapport à une capacité de production d'environ 243 millions de tonnes. Actuellement, environ 90 % de l'ammoniac est consommé sur place sous forme de matière de base pour des produits dérivés. Au cours des deux prochaines décennies, la production d'ammoniac vert devrait augmenter avec l'expansion de ses applications, à la fois en tant que combustible et en tant que vecteur d'hydrogène.

iii. Hypothèses relatives aux dépenses en capital :

- a. Dépenses en capital pour l'énergie solaire : 650 000 à 850 000 dollars US le MW avec un coût de base de 750 000 dollars US le MW.
- b. Dépenses en capital pour l'énergie éolienne : 1200 000 à 1600 000 dollars US le MW avec un coût de base de 1400 000 dollars US le MW
- c. Dépenses en capital pour les électrolyseurs : 600 000 à 1700 000 dollars US le MW avec un coût de base de 728 000 dollars US le MW. Il est difficile d'estimer le coût des électrolyseurs en 2030, car la technologie est toujours en cours de développement. Actuellement, l'Agence internationale pour les énergies renouvelables (IRENA) estime que ce coût varie de 700 000 à 1400 000 dollars US le MW pour les électrolyseurs à membrane électrolytique polymère et de 500 000 à 1000 000 de dollars US le MW pour l'électrolyse de l'eau alcaline^{xxvi}. L'Institute for Sustainable Process Technology (ISPT) estime que, d'ici à 2030, ces coûts s'élèveront à environ 827 000 dollars US le MW pour les électrolyseurs à membrane électrolytique polymère et à approximativement 728 000 dollars US le MW pour l'électrolyse de l'eau alcaline^{xxvii}.
- d. Dépenses en capital de remplacement : 25 % des dépenses en capital devraient être remplacée dans 15 ans, à un coût inférieur de 30 % par rapport aux dépenses en capital actuelles. Le modèle assume que 15 % des flux de trésorerie générés avant la 15e année financeront une réserve en vue de remplacer les dépenses en capital.
- e. Conversion en ammoniac : le modèle présume des dépenses en capital d'environ 1 milliard de dollars US pour l'usine de conversion en ammoniac.

vi. Hypothèses d'exploitation :

- a. Dépenses d'exploitation pour l'énergie solaire : de 10 000 à 20 000 dollars US le MW par an pour les dépenses d'exploitation en énergie solaire, sur la base d'un coût de référence de 15 000 dollars US le MW par an. Il a été rapporté récemment que les coûts moyens commerciaux d'exploitation et d'entretien en Europe sont de 10 000 dollars US le MW par an^{xxviii}.
- b. Dépenses d'exploitation pour la génération éolienne : de 30 000 à 50 000 dollars US le MW par an pour les dépenses d'exploitation en énergie éolienne, sur la base d'un coût de référence de 40 000 dollars US le MW par an. Les dépenses d'exploitation variaient considérablement dans le temps, se situant entre 33 000 dollars US le MW par an et 59 000 dollars US le MW par an pour des projets éoliens terrestres commerciaux mis en service entre 2015 et 2018^{xxix}.
- c. Dépenses d'exploitation des électrolyseurs : 1 à 2% avec un taux de référence de 1,5% des dépenses en capital pour les électrolyseurs.
- d. Les autres dépenses d'exploitation comprennent la désalinisation de l'eau à un coût de 0,02 dollar US par kg d'hydrogène vert produit dans le processus d'électrolyse^{xxx}.

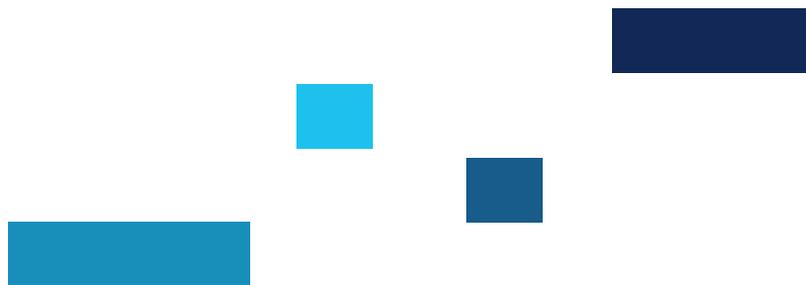
- v. Nous notons que la Mauritanie ne dispose pas de régime fiscal spécifique pour la production d'hydrogène vert. Par conséquent, les sources de revenus modélisées comprennent l'impôt sur le revenu des sociétés, de 20 à 30%, avec un taux de référence de 25 %^{xxxix}, et sans retenue d'impôt sur les dividendes à 10 %^{xxxix}. Le modèle assume également que les pertes d'exploitation nettes sont reportées pendant 5 ans, et une dépréciation accélérée n'est pas autorisée dans le calcul des profits imposables.
- vi. Le modèle assume que 70% des frais de développement du projet sont financés par le biais de la dette à un taux d'intérêt de 7 % par an remboursable en 18 années d'exploitation. Nous avons assumé une plage de 3 % à 9 % pour le coût de la dette. Les 30% restants devraient être financés en fonds propres, avec un coût des capitaux propres de 15%.

Selon ces hypothèses, le coût moyen actualisé de l'ammoniac pour l'exemple de projet est de 1029 dollars US la tonne d'ammoniac produite (en dehors des coûts d'acquisition des terres, du transport de l'ammoniac, des frais de marketing, etc.). Le coût de l'ammoniac vert représente plus du double du coût de l'ammoniac conventionnel à fortes émissions de carbone^{xxxix}. Le coût de production de l'ammoniac vert pour les nouvelles usines est actuellement estimé entre 720 et 1400 dollars US la tonne et entre 210 et 490 dollars US la tonne pour les sources d'ammoniac à base de combustibles fossiles à faibles émissions de carbone (y compris les coûts de captage et de séquestration du carbone)^{xxxix}. De plus, le coût futur de l'hydrogène vert dépend fortement de la combinaison des nouvelles réductions des coûts de la production d'électricité à partir d'énergies renouvelables et des électrolyseurs ainsi que de leurs gains en matière de rendement et de durabilité. L'IRENA estime que le coût de production de l'ammoniac diminuera à 480 dollars US la tonne d'ici à 2030 et à 310 dollars US la tonne d'ici à 2050^{xxxix}, quand son coût sera devenu compétitif par rapport à celui de l'ammoniac produit à partir de gaz naturel et de charbon.

7. Annexe 3. Références

- i. « IGU World LNG Report 2022 » (Rapport 2022 de l'Union internationale du gaz sur le GNL dans le monde)
- ii. « IGU World LNG Report 2022 » (Rapport 2022 de l'Union internationale du gaz sur le GNL dans le monde)
- iii. Energy Outlook de BP sur les énergies pour 2022
- iv. «Global Hydrogen Review 2021» (Examen de l'hydrogène dans le monde 2021), AIE
- v. IRENA, « Green Hydrogen for Industry – A guide to policy making 2022 »
- vi. Think, « High gas prices triple the cost of hydrogen production », 2021. <https://think.ing.com/articles/hold-1of4-high-gas-prices-triples-the-cost-of-hydrogen-production>
- vii. «Une stratégie de l'hydrogène pour une Europe climatiquement neutre» – COM(2020) 301 final, 2020, Commission européenne
- viii. Perspectives de BP sur les énergies pour 2022
- ix. «Global Hydrogen Review 2021» (Examen de l'hydrogène dans le monde 2021), AIE
- x. «Les modes de production de l'hydrogène (n° 25 – avril 2021)», Assemblée nationale. <https://www2.assemblee-nationale.fr/15/les-delegations-comite-et-office-parlementaire/office-parlementaire-d-evaluation-des-choix-scientifiques-et-technologiques/secretariat/notes-scientifiques-de-l-office/les-modes-de-production-de-l-hydrogene-n-25-avril-2021>
- xi. «Les modes de production de l'hydrogène (n° 25 – avril 2021)», Assemblée nationale
- xii. «Une stratégie de l'hydrogène pour une Europe climatiquement neutre» – COM(2020) 301 final, 2020, Commission européenne
- xiii. «Global Hydrogen Review 2021» (Examen de l'hydrogène dans le monde 2021), AIE
- xiv. «Une stratégie de l'hydrogène pour une Europe climatiquement neutre» – COM(2020) 301 final, 2020, Commission européenne
- xv. «The National Hydrogen Strategy», ministère fédéral allemand des Affaires économiques et de l'Énergie, 2020. https://www.bmwi.de/Redaktion/EN/Publikationen/Energie/the-national-hydrogen-strategy.pdf?__blob=publicationFile&v=6
- xvi. «Stratégie nationale pour le développement de l'hydrogène décarboné en France»
- xvii. «UK Hydrogen Strategy 2021 » https://assets.publishing.service.gov.uk/government/uploads/system/uploads/attachment_data/file/1011283/UK-Hydrogen-Strategy_web.pdf
- xviii. « Green Hydrogen for a European Green Deal. A 2x40 GW Initiative », Hydrogen Europe, mars 2021
- xix. <https://www.argusmedia.com/en/news/2256750-china-hydrogen-alliance-seeks-100gw-renewable-capacity>
- xx. « Harnessing green hydrogen opportunities for deep decarbonisation in India », NITI Aarog, 2021
- xxi. « Geopolitics of the Energy Transformation. The Hydrogen Factor ». IRENA, 2022
- xxii. IRENA, 2015

- xxiii. IRENA, « Utility Scale Solar and Wind Atlas », 2021
- xxiv. <https://www.resourcecontracts.org/contract/ocds-591adf-0048000024>
- xxv. Australie, « bp ghd Renewable Hydrogen and Ammonia Feasibility Study 2021 »
- xxvi. IRENA, « Green Hydrogen Cost Reduction 2020 »
- xxvii. ISPT, « A One-GigaWatt Green-Hydrogen Plant 2022 »
- xxviii. IRENA, « Renewable Power Generation Costs 2021 »
- xxix. IRENA, « Renewable Power Generation Costs 2021 »
- xxx. <https://pubs.acs.org/doi/10.1021/acseenergylett.1c01375>
- xxxi. <https://taxsummaries.pwc.com/mauritania/corporate/taxes-on-corporate-income>
- xxxii. <https://taxsummaries.pwc.com/mauritania/corporate/income-determination>
- xxxiii. <https://www.argusmedia.com/en/press-releases/2021/green-ammonia-prices-double-that-of-regular-supplies>
- xxxiv. IRENA, « Innovation Outlook Renewable Ammonia 2022 »
- xxxv. IRENA, « Innovation Outlook Renewable Ammonia 2022 »





Extractive Industries
Transparency Initiative