

Les actifs échoués du Sénégal : l'impact du Covid-19 et de la transition énergétique sur le secteur pétrolier offshore

Écrit par Johnny West

OpenOil

Novembre 2020

Cette étude a été réalisée avec l'appui de la Fondation Heinrich Böll, Dakar – Sénégal. Son contenu relève de l'unique responsabilité de l'auteur et ne peut en aucune façon être considéré comme reflétant les vues et les positions de la Fondation Heinrich Böll, Dakar - Sénégal. Toute erreur ou omission relève de la responsabilité de l'auteur.

Table des matières

Résumé	1
L'environnement mondial pour les nouveaux producteurs de pétrole	4
Transition énergétique : Demande Effets secondaires	5
Carbon Tracker : courbes d'approvisionnement en énergie de transition	5
L'impact du véhicule électrique sur les marchés pétroliers	6
Offre Effets secondaires	7
Covid-19 : le pic pétrolier a-t-il déjà été atteint ?	7
Le gaz comme combustible de transition et l'excédent de GNL	9
Conclusion : qu'en est-il des pays producteurs ?	10
L'industrie naissante des combustibles fossiles au Sénégal	11
Projets en cours de développement : Tortue et SNE	11
Le domaine des SNE	11
Tortue : champ de gaz à la frontière avec la Mauritanie	13
Fièvre de l'exploration	13
Deuxième appel d'offre	14
Principales conclusions	14
Finances publiques : Un coup de pouce au budget	14
Aucune contribution à la réduction de la dette publique	16
Projets existants : Réduire l'échelle de la réponse	18
Sangomar : même la phase 1 de l'économie est marginale	18
GTA : le régime fiscal peut être révisé	19
Nouveaux projets axés sur l'exportation : la fenêtre est fermée	21
Pression sur la situation budgétaire du gouvernement	22
Renégociation des contrats du premier tour	22
L'inapplicabilité des conditions de candidature pour le cycle de candidature 2020	22
Petrosen : Il peut se faire couper les ailes avant de pouvoir voler	23
Projets actuels en cours de développement	23
Déclassement : que se passe-t-il en cas d'effondrement soudain ?	25

L'économie du paradoxe vert	26
Des recherches supplémentaires sont nécessaires	27
ANNEXE A : Méthodologie et principales hypothèses	28
DCF et la norme FAST	28
Résumé de l'analyse contractuelle	28
Scénarios de prix	29
Scénarios d'inspiration politique	29

Liste des abréviations

- AIE - Agence Internationale de l'Énergie
- BAU - *Business As Usual*, un scénario de futur prix du pétrole supposant peu d'ajustement à la transition énergétique.
- CCNUCC- la Convention cadre des Nations unies sur les changements climatiques
- CSP - Contrat de partage de production
- ET - Energy Transition, un scénario de futur prix du pétrole basé sur un effondrement du prix du pétrole à 15 dollars le baril en termes réels d'ici 2040
- DFI - Décision finale d'investissement
- FLNG - Gaz naturel liquéfié flottant
- GNL - Gaz naturel liquéfié
- GoS - Gouvernement du Sénégal
- GTA - Greater Tortue Ahmeyim, une découverte de gaz au large du Sénégal et de la Mauritanie
- mBtu - millions de British Thermal Units, une unité de vente de gaz
- TRI - Taux de rendement interne
- VAN - Valeur actuelle nette

Résumé

(Note : Cette analyse a été développée pour la première fois en 2019 pour examiner l'impact d'une éventuelle baisse structurelle du prix du pétrole brut dans le cadre de la transition énergétique. Elle a ensuite été mise à jour en avril-mai 2020 pour tenir compte des impacts supplémentaires de la Covid-19 sur l'économie mondiale et l'industrie pétrolière en particulier.)

Ce rapport cherche à appliquer l'analyse économique classique des projets à l'impact de la transition énergétique et du Covid-19 sur le Sénégal, en tant que producteur de pétrole "en phase initiale".

Comme quelques 15 à 20 autres pays dans le monde, le Sénégal était déjà engagé sur la voie de sa première production à grande échelle de combustibles fossiles après la signature de l'accord de Paris sur la réduction des émissions de CO2 et à une période où les ventes de véhicules électriques doublent tous les 12 mois - et ce, avant la Covid-19. Les revenus du pétrole et la possibilité d'une transformation économique ont occupé une place importante dans le discours gouvernemental du pays au cours des 5-6 dernières années, mais la question que ce rapport cherche à aborder est la suivante : que se passera-t-il lorsque les attentes au niveau national pour une industrie émergente se heurteront à une brutale récession mondiale à court terme, et à la tendance du marché et des politiques à sortir des combustibles fossiles à long terme ?

Ce que cette étude constate, c'est qu'il y a de fortes chances que les ressources pétrolières et gazières du Sénégal, au-delà de celles programmées dans les premières phases soigneusement délimitées des projets en cours, aient déjà échoué. Des projets qui semblaient viables en 2019 ne le sont plus que de façon marginale en 2020. Si les entreprises ont l'habitude d'investir dans un contexte de volatilité des prix, peu d'entre elles s'attendent à ce que les prix du pétrole ou du gaz reviennent bientôt à leur niveau de 2018-19, et entre-temps, les signaux du marché concernant la baisse structurelle des prix due à la transition énergétique se font plus forts.

Ce graphique des scénarios (Figure 1.) de prix à long terme montre la rapidité avec laquelle les choses ont évolué. La ligne bleue montre une prévision de l'Agence internationale de l'énergie à la fin de 2018.

Nous avons modélisé la ligne orange montrant un lent déclin au milieu, sur la base d'un document de travail du FMI considérant ce qui se passerait si la demande de pétrole atteignait un pic au début des années 2020 et déclinait ensuite lentement. Mais cela supposait que le point de départ était le prix au comptant de 2019, soit 65 dollars.

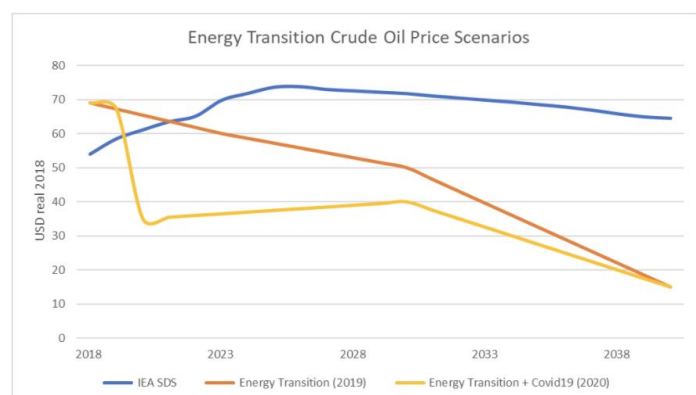


Figure 1. Transition Énergétique

La ligne jaune illustre les développements de 2020. Elle suppose un certain redressement des prix par rapport aux niveaux du début de 2020. Mais la baisse structurelle des prix se poursuit vers 2030. L'écart entre les lignes orange et rouge représente près d'un trillion de dollars par an de ventes - et des milliards de dollars sur la durée de vie de tout projet individuel d'envergure.

A cela s'ajoutent les longs délais d'exécution des projets pétroliers et gaziers, en particulier offshore, central au Sénégal. L'exploration a été entravée par la Covid-19. Mais une découverte faite en 2020 ne devrait pas atteindre son pic de production avant les années 2030 et, selon les hypothèses du "business as usual" qui prévalait jusqu'à récemment, serait toujours en production en 2050.

Le stade de développement, où des milliards de dollars doivent être engagés dans un projet qui dure des décennies, est le "grand filtre" de la nouvelle production. C'est pourquoi, selon Rystad, un des principaux fournisseurs d'informations techniques à l'industrie pétrolière, les approbations de nouveaux projets de combustibles fossiles se sont pratiquement effondrées au cours du premier semestre 2020. Cela rend le développement de projets découverts mais pas encore développés comme Yakaar-Teranga plus improbable au fil du temps.

Les graphiques ci-dessus ne concernent pas un projet particulier mais illustrent le principe général de l'importance du cycle de vie d'un projet individuel pour l'examen de sa viabilité commerciale. Les deux projets suivent la même courbe de coûts élevés au départ, puis une période de production de pointe pour récupérer l'investissement et réaliser des bénéfices. Dans le graphique de gauche, le projet a déjà parcouru la majeure partie de sa durée de vie et se trouve en fin de production et de génération de revenus. Les baisses de prix à court et à long terme n'auront qu'un effet marginal - la zone entre les lignes rouge et bleue est petite. Mais le projet illustré par le graphique (Figure 2.) se trouve à un stade plus précoce : la baisse des prix se produit alors qu'il est encore en train d'augmenter la production, et les pertes (l'écart entre les deux lignes) sont donc massives. Aucun des projets du Sénégal n'est encore en production.

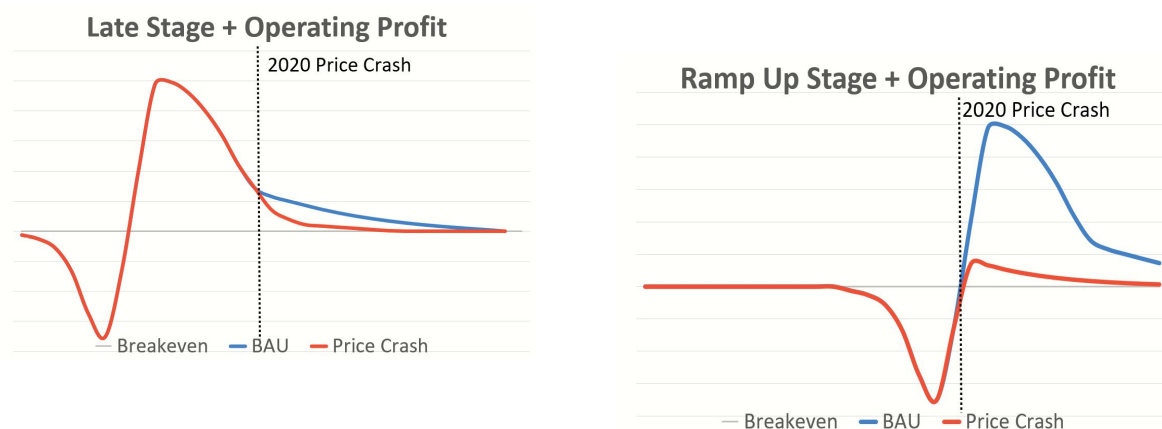


Figure 2. Le cycle de vie d'un projet individuel et sa viabilité commerciale face à l'effondrement des prix 2020.

Bien que deux projets soient actuellement en cours de développement, le champ pétrolier de Sangomar dans le sud et le champ gazier de Grand Tortue Ahmeyim (GTA) dans le nord,

le financement et les engagements ont été limités aux premières phases qui ne produiront qu'une partie de leurs réserves connues : moins de 40% à Sangomar et peut-être à peine 10% dans le GTA.

Le fait que le filtre de la phase de développement ait été passé dans les deux projets, au moins formellement en termes de décision finale d'investissement (DFI), explique pourquoi ces premières phases devraient se dérouler comme annoncé malgré la crise de la Covid-19 - des milliards de dollars ont déjà été dépensés et sont des coûts irrécupérables, ce qui rend leur perspective économique beaucoup plus viable que tout nouveau projet. Mais il est important de comprendre qu'en termes commerciaux, l'expansion de ces mêmes domaines sera évaluée de la même manière que s'il s'agissait de projets entièrement distincts et nouveaux nécessitant leur propre investissement en capital.

L'expansion de Sangomar pour atteindre toutes les réserves actuelles nécessiterait 4 milliards de dollars supplémentaires, tandis que l'augmentation significative de la capacité de GTA coûterait probablement au moins 2,5 milliards de dollars. Les entreprises estimeront les taux de rendement de ces capitaux et les revenus supplémentaires qu'ils pourraient apporter, indépendamment des opérations. Il pourrait y avoir des gains de rentabilité par rapport à un projet entièrement nouveau. Mais les expansions se situent toujours derrière le filtre de la phase de développement.

Dans ce contexte, le rapport adopte l'approche consistant à modéliser le marché de 2020, en supposant la baisse structurelle des prix de plus en plus prédite dans le monde entier par les observateurs de l'industrie pétrolière, et en construisant un scénario de base de la phase 1 de Sangomar et de GTA.

Il tire les conclusions suivantes :

- Le secteur offshore n'apportera aucune contribution significative aux finances publiques du Sénégal. Les recettes atteindront à peine 2 % du budget annuel, et ce uniquement à partir des années 2030.
- **Les revenus du pétrole et du gaz ne peuvent pas alléger la dette publique du Sénégal, qui s'élève à environ 15 milliards de dollars.** En utilisant des méthodes standard d'actualisation des revenus futurs pour déterminer la valeur actuelle, le secteur pourrait valoir 1 milliard de dollars - au *total*. Cela représente moins d'un an de service de la dette actuelle.
- **La fenêtre temporelle pour développer toute nouvelle découverte est probablement déjà close. Cela vaut pour le pétrole mais également pour le gaz, en dépit du rôle de transition reconnu de ce dernier, puisque les marchés mondiaux du gaz naturel liquéfié (GNL) devraient être structurellement sur approvisionnés au cours de la prochaine décennie.**
- Dans le cas de GTA, les investisseurs pourraient s'engager dans des formes d'arbitrage pour améliorer leur situation financière, soit par des accords autour du traitement du GNL qui restent à conclure, soit par des accords de vente. L'un ou l'autre réduirait encore les revenus futurs du Sénégal par rapport au scénario de base.

- Les entreprises ne soumissionneront probablement pas d'offres selon les conditions fixées lors du premier cycle d'octroi de licences au Sénégal, actuellement prévu pour septembre 2020, car ces conditions, dans leurs formes actuelles, tentent de redresser la part relativement faible des bénéfices du gouvernement dans les contrats précédents en imposant des conditions fiscales plus élevées, au moment même où les investisseurs se sentent coincés par la Covid-19 et la transition énergétique.
- **L'exercice du droit contractuel du Sénégal pour sa compagnie pétrolière d'État Petrosen d'assumer son droit de participation au capital des projets Sangomar et GTA, même à leur échelle réduite actuelle, expose le Sénégal à plus d'un milliard de dollars de dettes supplémentaires.** Il existe un risque important que ces prêts ne soient jamais remboursés, ce qui en ferait des investissements déficitaires.
- L'économie du projet est très sensible à toute nouvelle perturbation, comme par exemple tout nouveau retard opérationnel dû à la Covid-19, ou à la possibilité que le Sénégal mette en place, au cours des 20 prochaines années, des politiques visant à limiter la production de combustibles fossiles. Ces éléments n'ont pas été inclus dans le modèle, mais réduiraient encore les revenus.

L'environnement mondial pour les nouveaux producteurs de pétrole

La possibilité de développer les combustibles fossiles offshore du Sénégal est affectée par la transition énergétique et les signaux du marché à long terme, et par la Covid-19 à court terme. Nous examinons l'impact de chacun d'entre eux à tour de rôle.

L'impact de la transition énergétique: la demande

Bien qu'en 2015, les dirigeants politiques de pratiquement tous les pays du monde aient convenu que le changement climatique, provoqué par la consommation de combustibles fossiles, était une question cruciale à laquelle il fallait s'attaquer, aucun mécanisme clair n'est apparu depuis. Le présent document ne porte pas principalement sur la politique en matière de changement climatique, mais plutôt sur l'impact que cette politique aura sur le Sénégal, en tant que nouveau producteur de pétrole et de gaz à un stade précoce. C'est pourquoi les détails de la politique de lutte contre le changement climatique ne seront pas abordés en détail. Néanmoins, un résumé des principales lignes de pensées doit être fait pour établir le contexte dans lequel différents scénarios de prix et de production ont été inclus dans le modèle financier.

Carbon Tracker : courbes d'approvisionnement en énergie de transition

Le groupe de réflexion britannique Carbon Tracker (<https://carbontracker.org/>) a produit depuis 2012 un certain nombre d'études sur l'impact de la politique de lutte contre le changement climatique sur les entreprises productrices de combustibles fossiles. Sa principale préoccupation a été de s'assurer que les investisseurs de ces entreprises soient correctement informés du risque de dévalorisation de leurs actifs à cause d'une bulle de carbone.

En effet, la quantité totale de carbone pouvant être brûlée par le biais du pétrole, du gaz ou du charbon ne représente qu'une fraction - entre un tiers et un quart - des réserves déjà découvertes. Les champs qui ont été découverts mais qui seront laissés dans le sol afin d'atteindre les objectifs de réduction des émissions sont décrits comme "échoués", car ils ne seront jamais mis sur le marché et vendus, ce qui a ensuite un impact sur la valeur réelle des entreprises pour lesquelles ces actifs, sous forme de "barils réservés", représentent une part considérable de la capitalisation boursière.

Le rapport de Carbon Tracker de juillet 2018 fait une estimation des prix que le pétrole doit atteindre pour que les nouveaux projets soient rentables pour les investisseurs, en fonction de deux facteurs : premièrement, les coûts de développement, qui varient considérablement d'un projet à l'autre en raison de la géologie, des infrastructures, des structures contractuelles, etc. En utilisant une approche de courbe d'offre, Carbon Tracker modélise trois scénarios publiés par l'Agence internationale de l'énergie : le scénario des

nouvelles politiques (SNP)¹², le scénario de développement durable (SDD) et le scénario "Beyond 2 Degrees" (B2DS)³⁴.

Carbon Tracker estime qu'un seuil minimum de rentabilité de 57 dollars est nécessaire pour qu'un nouveau projet puisse rapporter à un investisseur un taux de rendement de 15 % -le "hurdle rate"⁵ de l'industrie pétrolière- dans un scénario B2DS. Il grimpe à environ 65 dollars par baril dans un scénario SDD et à 82 dollars par baril dans scénario des nouvelles politiques.

Un rapport antérieur (2016) sur le gaz a suivi une approche similaire. Bien que l'industrie pétrolière ait fait valoir que le gaz étant moins intensif en carbone, il a un rôle à long terme dans la transition vers une économie à plus faible intensité de carbone. Carbon Tracker a estimé que les nouveaux projets devraient être viables avec un prix du gaz de 9,54 dollars par million de British thermal units (mBtu), en supposant un taux de rendement inférieur de 10 % pour l'investisseur.

L'impact du véhicule électrique sur les marchés pétroliers

Le FMI a publié en 2017 une étude qui démontre que le véhicule électrique est susceptible de remplacer le véhicule à moteur dans les prochaines années et que cela entraînera l'effondrement du prix du pétrole à la fin des années 2020 et en 2030 jusqu'à ce qu'il soit d'environ 15 dollars le baril en 2040 (en dollars d'aujourd'hui). L'étude du FMI est accompagnée d'une série de prévisions de prix, que ce rapport utilise pour élaborer l'un des trois scénarios de prix dans le modèle financier.⁶

Le document étudie les transitions énergétiques précédentes - du bois au charbon dans la dernière moitié du XIXe siècle, et du charbon au pétrole dans les systèmes de transport dans la première moitié du ^{XXe} siècle, et conclut qu'une fois la transition amorcée, le pic de la demande de l'ancien combustible peut se produire alors que l'utilisation globale des nouvelles sources d'énergie ne représente encore qu'un faible pourcentage de la consommation globale.

Le rapport 2018 de Carbon Tracker "Pourquoi vous devriez voir le pic de la demande des combustibles fossiles arriver"⁷ argumente dans le même sens que le rapport du FMI sur le pétrole, mais élargit les estimations aux autres combustibles fossiles. Le pic de la demande

¹ Désormais rebaptisé par l'AIE "Stated Policies Scenario"

<https://www.iea.org/reports/world-energy-model/stated-policies-scenario>

² <https://www.iea.org/reports/world-energy-model/sustainable-development-scenario> La SDD modélise la production d'énergie en supposant que les gouvernements mettent en œuvre des changements radicaux pour aider à atteindre les objectifs énergétiques inscrits dans les objectifs 7 (accès universel à l'énergie), 3 (réduction de la pollution atmosphérique) et 13 (changement climatique) du développement durable.

³ <https://www.iea.org/reports/energy-technology-perspectives-2017> Le B2DS modélise ce qui se passerait si la réduction des émissions devenait l'objectif politique primordial dans le monde entier, les préoccupations primordiales concernant la croissance économique.

⁴ <https://www.carbontracker.org/reports/2-degrees-of-separation-update/>

⁵ Un hurdle rate correspond au taux de rendement minimum qu'une entreprise attend avant de se lancer dans un projet.

⁶ <https://www.imf.org/en/Publications/WP/Issues/2017/05/22/Riding-the-Energy-Transition-Oil-Beyond-2040-44932>

⁷ <https://www.carbontracker.org/reports/2020-vision-why-you-should-see-the-fossil-fuel-peak-coming/>

de combustibles fossiles est probable dans les années 2020, même si les énergies renouvelables représentent encore un faible pourcentage de l'utilisation totale, en supposant une augmentation de la demande totale d'énergie de 1,5 % par an, et une expansion de l'énergie éolienne et solaire de 17 % par an.

L'impact de la transition énergétique : l'offre

Bien que l'atténuation du changement climatique ait traditionnellement été menée par des politiques axées sur la demande, telles que les systèmes d'échange de droits d'émission de carbone, l'accent est désormais mis sur les options politiques axées sur l'offre. Dans le cadre de l'accord de Paris de 2015, les gouvernements doivent formuler et présenter le prochain cycle des contributions nationales déterminées (NDC) à soumettre à la CCNUCC en 2020.

La pression exercée sur la poursuite de l'exploration et de la production de nouveaux combustibles fossiles pourrait provenir de différents facteurs : l'analyse et l'attention accrues accordées à la suppression progressive des subventions aux combustibles fossiles⁸, l'ampleur croissante des désinvestissements des fonds d'investissement et les décisions des gouvernements de s'abstenir de poursuivre l'exploration⁹.

Aucune de ces initiatives n'était susceptible d'avoir à elle seule un effet spectaculaire sur la production de combustibles fossiles. Mais elles ont toutes envoyé des signaux importants aux marchés, indiquant qu'une certaine forme de déclin maîtrisé est probable. La pression politique va probablement augmenter avec le temps s'il devient évident que les objectifs de l'accord de Paris ne pourront pas être atteints même si toutes les réserves - correspondant aux projets déjà en cours- étaient produites.¹⁰

C'est là que la durée de vie normale des projets pétroliers et gaziers, qui s'étend sur plusieurs décennies, entre en jeu. Étant donné qu'une nouvelle décision d'investissement prise aujourd'hui pourrait concerner un projet dont la production devrait se poursuivre jusque dans les années 2040, voire plus longtemps, toute mise en œuvre d'une politique de l'offre visant à "maintenir la production dans le sol", même si elle intervient dans dix ans, un, deux ou même trois cycles électoraux plus tard, pourrait avoir un impact considérable sur les découvertes et les investissements réalisés aujourd'hui.

L'arrivée de la Covid-19 a par ailleurs généré une situation chaotique à court terme.

⁸ FMI : Quelle est l'ampleur des subventions aux combustibles fossiles

<https://www.imf.org/en/Publications/WP/Issues/2016/12/31/How-Large-Are-Global-Energy-Subsidies-42940>

⁹ Comme le Costa Rica, la France et le Belize

https://unfccc.int/sites/default/files/resource/11_12_13_SEI_Talanoa_Fossil_Fuels.pdf p 6

¹⁰ Cf The Sky's the Limit, Priceofoil.org

http://priceofoil.org/content/uploads/2016/09/OCI_the_skys_limit_2016_FINAL_2.pdf

Covid-19 : le pic pétrolier a-t-il déjà été atteint ?

Les effets de l'évolution de la réponse à la transition énergétique, que ce soit par les politiques publiques ou le marché, étaient déjà visibles à la fin des années 2010. L'arrivée du krach des prix, et la Covid-19 en 2020 les ont accélérés.

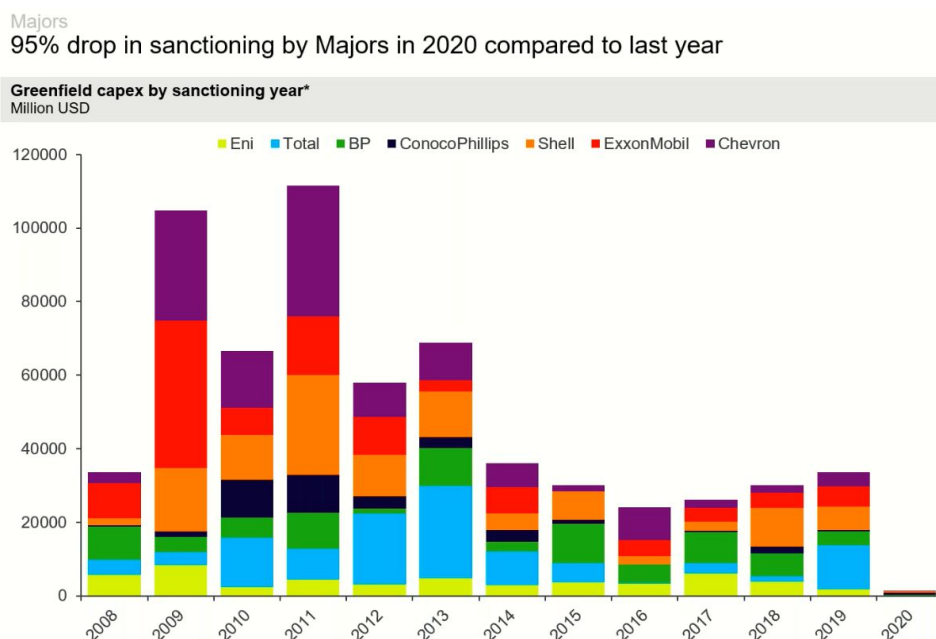


Figure 3. Nouveaux projets mise en service pendant 2020, baisse de 95% par rapport à 2019.

Cela se voit clairement dans les premières estimations concernant la date du pic de la demande de pétrole. Alors que la majorité de l'industrie pétrolière a accepté depuis un certain temps (en théorie) que le changement climatique nécessitera à terme une transition vers des énergies propres, les observateurs de l'industrie plaçaient le pic de la demande de pétrole au milieu des années 2030. Lors de l'introduction en bourse de Saudi Aramco en décembre 2019, par exemple, le prospectus officiel de la société prévoyait un pic de la demande de pétrole jusqu'en 2035.

Mais les événements de 2020 ont changé la donne. Rystad a suggéré que la Covid-19 pourrait avoir avancé le pic de la demande de pétrole de la fin des années 2020, qui était son estimation avant l'épidémie, à 2019 - en d'autres termes, il pourrait déjà avoir eu lieu.¹¹ Wood Mackenzie, un autre service d'information de l'industrie, a suggéré que la demande de pétrole avait probablement diminué de façon permanente en raison du virus, tandis que¹²le directeur général de BP, Bernard Looney, a déclaré qu'il pensait qu'il était possible que le pic pétrolier ait déjà eu lieu¹³. Son homologue de Shell, Ben van Beurden, a quant à lui déclaré à plusieurs reprises lors de récentes interviews que certains des actifs de la société pourraient ne plus être viables.

¹¹ <https://www.rystadenergy.com/energy-themes/energy-transition/peak-fossil-fuels/>

¹² <https://www.woodmac.com/news/opinion/assessing-the-risks-to-future-oil-demand/>

¹³

<https://www.axios.com/bp-boss-peak-oil-demand-may-have-just-happened-6bd668ec-b325-472d-af06-e0747ea4f342.html>

L'impact le plus évident jusqu'à présent se situe en "amont" de l'industrie pétrolière - la mise en service de nouveaux projets (Figure 3.) . Cela est logique : ce sont les projets les plus vulnérables aux effets de la transition énergétique à long terme, car ils se trouvent au tout début de leur cycle de vie. Selon Rystad, le nombre de nouveaux projets approuvés par les grandes compagnies pétrolières a chuté de 95 % au cours du premier semestre 2020.

Le gaz comme combustible de transition et l'excédent de GNL

Une hiérarchie claire a émergé dans la manière dont les institutions et les marchés perçoivent la transition énergétique, et notamment l'intensité des trois combustibles fossiles. Le charbon, le plus intensif, est à un stade avancé d'élimination progressive. Le pétrole brut se trouve dans une situation intermédiaire, avec une intensité carbone inférieure à celle du charbon et reste encore profondément ancré dans les systèmes de transport mondiaux. Le gaz se situe à l'autre extrémité du spectre, avec seulement la moitié des émissions du charbon par unité d'énergie créée¹⁴. Dans ce contexte, le gaz est souvent présenté comme un "combustible de transition" qui peut répondre à la demande énergétique actuelle et future, même si le monde s'achemine vers la neutralité carbone. On peut donc supposer que les découvertes de gaz au Sénégal, telles que celles de la région du Grand Toronto et de Yakaar-Teranga, seront relativement peu affectées par la transition. En effet, il n'y a pas de discussion similaire quant au moment où la demande de pointe de gaz pourrait être atteinte. La plupart des projections de la demande énergétique future montre que la demande de gaz augmente, le GNL se développant à un rythme encore plus rapide dans l'industrie.¹⁵

Toutefois, le gaz est également affecté par des pressions sur les prix similaires à celles du pétrole. Au cours de la période 2018-2020, les prix se sont effondrés et les trois grands marchés régionaux d'Europe, d'Asie et des États-Unis n'ont jamais autant convergé. Et la Covid-19 a poussé les prix encore plus bas, en début de 2020.

Dans le cas du gaz, les prix ont chuté sous l'impact émergent de l'offre structurelle excédentaire de GNL. Le monde produit actuellement environ 400 millions de tonnes de GNL par an. Mais les projets déjà approuvés ou en cours de développement apporteront 150 à 200 millions de tonnes supplémentaires par an sur les marchés mondiaux dans les années 2020. Cette augmentation de l'offre est supérieure à l'augmentation prévue de la demande, d'où les prévisions de nombreux observateurs qui indiquent que, si les prix du GNL peuvent se redresser après les creux historiques du début 2020,¹⁶ ils resteront probablement bien en deçà de ce qu'ils étaient au cours de la dernière décennie, et un marché baissier pourrait persister pendant de nombreuses années¹⁷.

¹⁴ Il convient de noter que cette définition du gaz comme relativement peu polluant est théorique, et naïve quant à la question de l'ampleur des émissions fugitives de méthane provenant des puits et des infrastructures de gazoduc avant qu'il n'arrive dans les centrales électriques pour y être brûlé. Voir par exemple https://www.ipcc-nggip.iges.or.jp/public/gp/bgp/2_6_Fugitive_Emissions_from_Oil_and_Natural_Gas.pdf. Le présent document n'a pas la portée nécessaire pour aborder cette question.

¹⁵ Cf webinaire Rystad mai 2020

¹⁶ Par exemple <https://www.iea.org/reports/gas-2020> l'Agence internationale de l'énergie, juin 2020

¹⁷ Par exemple,

<http://www.gasprocessingnews.com/news/mckinsey-energy-insights-forecasts-lng-oversupply-until-2024.aspx> McKinsey prévoit une offre excédentaire de GNL jusqu'en 2024 au moins.

Bien qu'il soit trop tôt pour dire si la convergence des prix de l'Europe, de l'Asie et des États-Unis se transformera pour la première fois en un marché mondial intégré du GNL, chacun de ces grands marchés présente des défis distincts pour les nouveaux exportateurs potentiels de GNL tels que le Sénégal.

La "révolution du schiste" qui s'est déroulée depuis 2005 signifie que les États-Unis ne seront plus jamais un importateur important de gaz naturel, car les usines de GNL initialement construites pour l'importation ont été restructurées, à grands frais, pour permettre l'exportation de GNL. L'importante prime qui a perduré sur les marchés asiatiques pendant des décennies a disparu, car les grands producteurs déjà connectés au marché, comme le Qatar et l'Australie, annoncent de nouvelles expansions.

De plus, l'Europe, où les prix se situent traditionnellement entre les prix bas américains et les prix hauts asiatiques, est sur approvisionnée en gaz par gazoduc en provenance de Russie et de Turquie. Elle dispose de nombreux terminaux de GNL et d'un réseau interconnecté lui permettant de profiter des bas prix au comptant, et poursuit de manière proactive une politique d'économie verte qui favorise les énergies renouvelables.

La nature du prix du gaz évolue également à l'échelle mondiale, ce qui pourrait prolonger un marché baissier : alors que les marchés du GNL ont évolué en Asie en étant liés au prix du pétrole brut, les¹⁸ prix sont de plus en plus déterminés par la concurrence dite "gaz sur gaz". Cela donne donc à penser que l'offre structurelle excédentaire de GNL est probablement l'élément le plus important pour fixer les prix sur les marchés au comptant, ce qui maintient des prix plus bas plus longtemps.

La surabondance de GNL en 2020 et l'offre excédentaire à moyen terme pourraient alors avoir pour effet d'éliminer ou de réduire fortement le rôle du gaz en tant que combustible de transition à long terme.

Conclusion : qu'en est-il des pays producteurs ?

Depuis que le changement climatique a été reconnu pour la première fois comme une menace mondiale par la plupart des décideurs politiques, il y a près de deux décennies, on a beaucoup analysé l'impact des politiques de réduction des émissions de carbone sur l'économie mondiale, les politiques nécessaires pour les mettre en œuvre, et, plus récemment, l'impact sur les entreprises productrices de combustibles fossiles.

Outre le Carbon Tracker, on sait que les grandes compagnies pétrolières fixent un coût du carbone dans leurs examens internes des investissements de nouveaux projets potentiels depuis au moins 2012.¹⁹ L'objectif de cette analyse financière est de transposer certains des concepts de réflexion et d'analyse à un pays considéré comme un nouveau producteur, à l'instar du Sénégal.

¹⁸ Cela signifierait que, du moins en théorie, les prix du gaz pourraient remonter si les prix du pétrole le faisaient.

¹⁹ <http://big.assets.huffingtonpost.com/22Nov2013-CDP-InternalCarbonPriceReprt.pdf>

L'industrie naissante des combustibles fossiles au Sénégal

Projets en cours de développement : Tortue et SNE

Après la première découverte de réserves importantes en 2014, le Sénégal est devenu une nouvelle zone pétrolière pionnière, dans le cadre d'un projet plus vaste sur la côte de l'Afrique de l'Ouest, de la Mauritanie à la Guinée-Bissau.

Le domaine des SNEs

FAR Petroleum, une entreprise australienne indépendante, a fait la découverte en 2014 dans le champ de SNE - maintenant rebaptisé Sangomar. Il y a eu plusieurs farm-ins et farm-outs, FAR a cédé l'exploitation à Cairns, Conocophillips est entré et sorti, et une décision finale d'investissement a été déclarée, après de nombreux retards, en janvier 2020, dans les jours précédant la chute du marché du pétrole.

Les investisseurs ont annoncé que les premiers flux, initialement prévus pour 2022, étaient maintenant attendus pour le premier trimestre 2023, la Covid-19 ayant causé des retards opérationnels. Les ressources éventuelles confirmées par des forages d'exploration et d'évaluation approfondis ont été chiffrées à 231 millions de barils de réserves à la fin de 2019. Bien que la taille globale du champ ait été décrite dans la presse industrielle comme étant d'environ 600 millions de barils, avec la possibilité d'autres découvertes à venir, c'est sur 230 millions de barils que parie le plan de développement de la phase 1 annoncé par Cairn et ses partenaires Woodside et FAR.

Une raison évidente de mettre l'accent sur la phase 1 est qu'elle réduit les dépenses d'investissement nécessaires de 8 milliards de dollars²⁰ pour trois phases à 4,2 milliards de dollars²¹. Malgré cela, bien qu'un DFI ait été déclaré, il est apparu clairement au début de 2020 que les partenaires ont des difficultés à trouver des financements. En mai 2020, la FAR a déclaré qu'elle cherchait à vendre sa participation parce qu'elle n'avait pas réussi à réunir 300 millions de dollars pour couvrir sa part des coûts d'investissement²². Cairn, qui contrairement à la FAR a des revenus provenant d'opérations de production offshore du Nord et ailleurs, a également signalé le risque de ne pas pouvoir réunir les capitaux nécessaires pour Sangomar dans son rapport annuel 2019, publié en avril 2020²³. La société a également déclaré pour 2019 une dépréciation de 532 millions de dollars – liées à une réduction de l'estimation de ses actifs - qui, selon elle, "reflète principalement une réduction de la valeur recouvrable de l'actif de développement du Sénégal". Woodside, qui est maintenant devenu l'opérateur, a déclaré qu'il avait réduit les investissements en amont

²⁰ La présentation de l'investisseur FAR Petroleum de mai 2018 mentionne des coûts d'investissement de 12 dollars par baril pendant la durée de vie du projet

<http://www.far.com.au/wp-content/uploads/2018/06/20180603-Investor-presentation.pdf>

²¹ Cela inclut probablement plus d'un milliard de dollars déjà dépensés. Le modèle suppose que le total restant à investir entre 2020 et 2023 est d'un peu plus de 3 milliards de dollars.

²² <https://www.ogj.com/general-interest/article/14175151/far-starts-process-to-sell-sangomar-field-interest>

²³ <https://www.cairnenergy.com/media/2564/cairn-energy-annual-report-2019.pdf> "La décision d'approuver le projet de développement au Sénégal représente une augmentation significative de notre programme d'investissement prévu sur la période de première production, actuellement prévue pour 2023. Afin de financer ce programme d'investissement, le groupe cherchera à augmenter la taille de ses facilités d'emprunt actuelles et pourrait également chercher à ajouter d'autres facilités d'emprunt".

de plus de 60% par rapport aux niveaux prévus dans le monde en 2020, alors qu'il luttait pour faire face à la crise de la Covid-19²⁴

Même les aspects économiques du projet le moins cher semblent marginaux, comme le décrit la section sur les résultats ci-dessous, et, malgré de multiples déclarations d'engagement continu, ils ne sont pas absolument garantis.²⁵

Le modèle suppose que la phase 1 se poursuivra, mais peut-être en prenant en compte d'autres facteurs que l'évaluation rigoureuse de la rentabilité au niveau du projet. Sangomar est un projet phare pour tous les partenaires du consortium actuellement impliqués, et ce pour plusieurs raisons : c'est la première pièce dans une toute nouvelle province frontalière; il est perçu comme le premier d'une longue série - et l'exploration prolongée a montré qu'il y a beaucoup d'hydrocarbures dans le bassin ; et il est au centre des stratégies de croissance des trois sociétés, qui ne sont pas des supermajors avec des portefeuilles massifs et une production importante en cours²⁶. L'abandon total du projet enverrait un signal d'une telle force que le marché conclurait probablement que ces sociétés sont entrées dans une phase de déclin.

Les gains économiques de toute expansion future semblent marginaux. En maintenant les hypothèses sur les coûts et la production supplémentaire à ce qu'elles ont été historiquement, le prix d'équilibre d'un projet dont le DFI a été pris en 2023 est juste en dessous de 44 \$, en termes réels. Mais dans le cadre du scénario ET20, les taux de rendement s'effondrent à 3,6 %, ce qui est non investissable. La viabilité commerciale n'entre en ligne de compte que si des hypothèses supplémentaires spectaculaires sont formulées, comme une croissance des réserves de 50 % dans le réservoir ou la possibilité de réduire les coûts de 30 %.

Tortue : champ de gaz à la frontière avec la Mauritanie

L'intérêt pour le Sénégal en tant que producteur de pétrole a été stimulé par la découverte d'un gisement de gaz dans le champ de Greater Tortue-Ahmeyim (GTA), qui jouxte la frontière maritime avec la Mauritanie, en 2016. BP, qui a acheté le gisement en 2016, a annoncé une décision finale d'investissement en décembre 2018 pour poursuivre le développement du gisement, qui devait initialement commencer à produire du gaz en 2022.

En février 2020, le gouvernement a annoncé qu'un accord de vente de gaz avait été conclu avec une filiale de BP, BP Gas Marketing²⁷, mais il n'y avait aucun détail sur la formule de

²⁴ <https://www.oedigital.com/news/477033-woodside-halves-spending-plans-delays-scarborough-browse-fids>

²⁵ Par exemple, dans le rapport annuel de Cairns 2019, publié en avril 2020, "Comme prévu, Cairn a transféré l'exploitation à Woodside, partenaire de la JV, et a travaillé avec eux en 2019 pour soutenir : l'attribution *conditionnelle* de contrats importants, y compris le FPSO, l'installation de forage et le sous-marin" (nos italiques)

²⁶ La crise de 2020 présentera probablement différents profils de risque pour différentes catégories de compagnies pétrolières : contrairement aux compagnies indépendantes comme celles de Sangomar - Woodside, Cairn et FAR - les supermajors comme ExxonMobil et Shell continuent à avoir une production importante, et une grande partie de cette production peut continuer à enregistrer des bénéfices d'exploitation même à bas prix. Mais elles seront rapidement confrontées à une crise de confiance des actionnaires si elles ne peuvent pas mettre en ligne de nouvelles réserves ("remplacement des réserves") ou si elles ne parviennent pas à maintenir leur politique de dividendes. Bien qu'elles puissent être en mesure de couvrir les coûts d'exploitation au jour le jour, de nombreux projets peuvent désormais se retrouver dans une catégorie où ils ne fourniront jamais rien de comparable au rendement du *capital* prévu au départ.

²⁷ <http://www.energie.gouv.sn/projet-champ-gazier-grand-tortue-gta/>

prix, le volume ou le marché d'exportation. Cela pourrait constituer un risque de gouvernance de prix de transfert sur la valeur duquel dépendent des taxes, redevances, et prélèvements fiscaux puisque le même groupe commercial est à la fois vendeur et acheteur de gaz.

Comme pour Sangomar, la voie de développement choisie se divise en plusieurs phases. La première phase du projet consiste à ancrer des navires au large, entre les deux pays, pour convertir le gaz en gaz naturel liquéfié (GNL) et l'exporter. La capacité maximale de l'usine, dont le coût est estimé à 2,4 milliards de dollars, est de 2,5 millions de tonnes de GNL par an. Ce qui n'a pas été bien compris, c'est que ce développement produira une fraction des réserves trouvées dans la région du Grand Toronto. Si l'unité de GNL entre en service en 2022 comme prévu et fonctionne à sa capacité maximale pendant 30 ans, elle aura produit environ 3,5 billions de pieds cubes. Cela représente moins de 15 % des 25 billions de pieds cubes estimés dans le champ.

Fièvre de l'exploration

En plus de ces deux champs en cours ou envisagés pour le développement, il existe neuf autres zones de concession au large du Sénégal sous licence, dont beaucoup sont en cours d'exploration.

- En 2011, il y a eu un puits sec à Kora 1, dans le champ AGC Profond, à la frontière sud avec la Guinée-Bissau.
- Total a signé en mai 2017 pour un champ dans la zone de concession de Rufisque Profond. Le contrat a été jugé controversé parce que d'autres sociétés auraient soumis de meilleures conditions fiscales et que le précédent titulaire de la licence revendique toujours des droits et cherche à obtenir un arbitrage.
- Kosmos a annoncé une autre découverte dans le puits Teranga 1 dans le champ Cayar Offshore Profond en mai 2016. Aucune estimation des ressources n'a été donnée initialement.
- Découverte de Yakaar annoncée en mai 2017, également dans le champ offshore de Cayar par Kosmos. Les premières estimations l'évaluent à 15 milliards de pieds cubes. La presse industrielle a commencé à parler de la façon dont ces deux champs pourraient constituer la base d'un second Hub GNL. Compte tenu du positionnement, il s'agirait probablement aussi de FLNG.
- Février 2018 : le puits Tigre-1 du champ offshore de St Louis pour Kosmos est à sec.
- Septembre 2018 : Kosmos Energy trouve du gaz à Yakaar-2 dans la concession de Cayar.

Deuxième appel d'offres

En se basant sur le succès de l'exploration et du développement, le Sénégal a annoncé en 2019 son premier cycle de candidature et a mis en place 12 blocs. Au début de l'année 2020, la date limite du cycle a été reportée à septembre 2020. Les détails des conditions fiscales proposées sont présentés ci-dessous.

Principales conclusions

Finances publiques : Un coup de pouce au budget

Le secteur offshore a été présenté pendant des années comme le moteur économique de la croissance du Sénégal. Diverses études ont prédit que le gouvernement gagnerait près d'un milliard de dollars par an sur une longue période de temps grâce à Sangomar et à GTA et que ce montant serait²⁸ augmenté au fil du temps par les revenus d'autres découvertes qui entreraient en production. Ces estimations étaient basées sur le développement de Sangomar produisant toute l'étendue des réserves du champ et sur des hypothèses de prix constants. Une fois que ces hypothèses ont été modifiées pour ne retenir que les voies de développement qui ont été intégrées dans les DIF et un scénario de prix qui reflète à la fois le déclin structurel à long terme en raison de la transition énergétique et les turbulences à court terme causées par la Covid-19, ce tableau se désintègre.

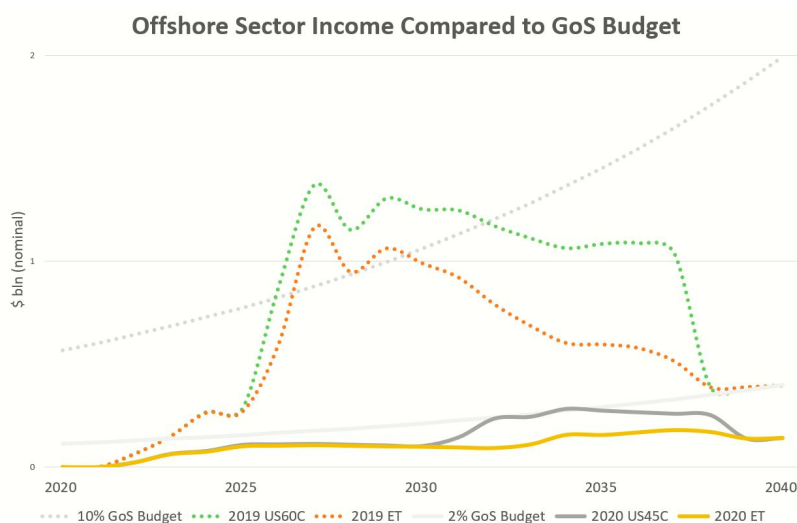


Figure 4 : Revenus du gouvernement sénégalais provenant de l'offshore

Le graphique ci-dessus (Figure 4.) compare les recettes du Sénégal provenant du secteur offshore (GTA et développement complet de Sangomar) selon différentes hypothèses avec le budget du gouvernement²⁹. Les lignes en pointillés sont des estimations à partir de 2019, et les lignes pleines sont des projections faites en 2020 pour tenir compte des nouvelles réalités. En supposant un prix constant de 60 dollars par baril, les recettes atteindraient un milliard de dollars par an à la fin des années 2020 et s'y maintiendraient jusqu'en 2040 environ.

L'utilisation d'un scénario de transition énergétique entraînerait une chute des revenus beaucoup plus tôt, le pic des revenus pétroliers durant entre 2 et 3 ans, puis leur déclin

²⁸ Banque mondiale. 2017. *Sénégal - Projet d'appui aux négociations sur les projets gaziers et de renforcement des capacités institutionnelles (anglais)*. Washington, D.C. : Groupe de la Banque mondiale.

<http://documents.worldbank.org/curated/en/156261506960949248/Senegal-Supporting-Gas-Project-Negotiations-and-Enhancing-Institutional-Capacities-Project> Les projections du modèle sont les suivantes ?

²⁹ Le budget est basé sur les chiffres réels de 2019, les prévisions du FMI pour le début des années 2020, puis sur une croissance annuelle de 6,5 %, ce qui est conforme à la croissance historique. Tous les chiffres sont en dollars nominaux, tenant compte de l'inflation future.

rapide. Mais le secteur pourrait encore franchir la barre des 10 % du budget gouvernemental prévu. En d'autres termes, les revenus du pétrole offshore donneraient un coup de pouce court et modeste aux finances publiques.

Les scénarios 2020 prévoient un effondrement des revenus pour le Sénégal. Même si les prix du pétrole et du gaz se redressent par rapport aux prix les plus bas de début 2020 (soit 45 dollars constants par baril en "2020 US45C")³⁰, le revenu total provenant de l'offshore atteint à peine 2 % du budget annuel, en un an dans les années 2030. Cette différence spectaculaire est due à deux éléments : l'estimation réduite de la production de Sangomar, et une relation complexe (et non linéaire) entre le régime fiscal des contrats de Sangomar et de la GTA, les prix des matières premières et les bénéfices des sociétés³¹.

Un autre résultat important est que, si l'on suppose une baisse structurelle des prix à long terme, il y a très peu de différence dans les résultats finaux des recettes publiques, même si les prix reprennent quelque peu. Cela s'explique par le fait que les fondements de la décision d'investir ont changé de manière permanente du côté des entreprises. L'investissement en amont s'est effondré au niveau mondial et ne se redressera pas.

La Covid-19 accentue le retard, et la transition énergétique finira par conduire à l'annulation. Ainsi, même si les prix au comptant atteignaient 60 dollars au milieu des années 2020, l'analyse de rentabilité, qu'il s'agisse de l'expansion de GTA et de Sangomar ou du développement de nouvelles découvertes, serait trop détériorée pour générer les taux de rendement exigés par les investisseurs.

Aucune contribution à la réduction de la dette publique

Ces niveaux de revenus du secteur offshore ne contribueront pas non plus à réduire la dette publique du Sénégal, qui s'élève actuellement (mi-2020) à 60 % du PIB, soit 15 milliards de dollars. (Figure 5.)

Ce qu'il faut prendre en considération ici, ce ne sont pas seulement les incertitudes entourant le flux de revenus, qui ont été discutées, mais également le moment où elles se produisent.

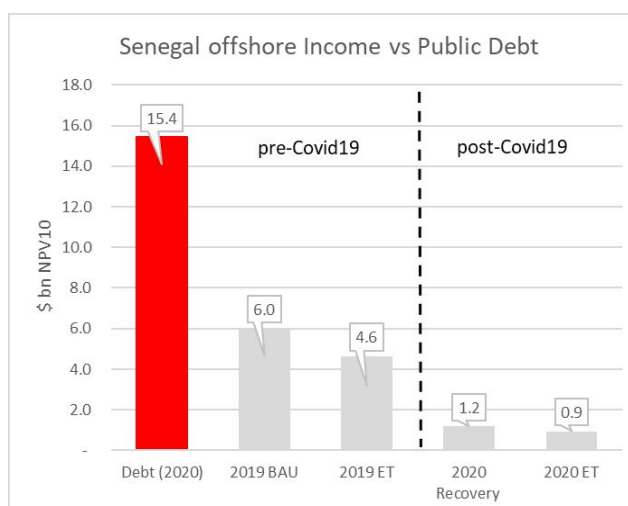


Figure 5 : Revenus du gouvernement sénégalais provenant de l'offshore vs la dette publique.

³⁰ Dans ce scénario, le gaz est estimé à 4,50 \$/mmBTU, un niveau historiquement bas pour les marchés européens et asiatiques, mais les prix au comptant sur ces marchés doubleront au début de 2020.

³¹ Les projets pétroliers offshore ont généralement des coûts fixes élevés, ce qui signifie que les taux de rendement augmentent ou diminuent davantage que les changements relatifs de prix. En outre, le régime fiscal des contrats signés par le Sénégal ne prévoit aucun mécanisme de redevance, qui serait "régressif" en termes fiscaux et permettrait de capter une proportion plus importante des revenus des ventes sur les marchés baissiers que les instruments purement basés sur les bénéfices (partage des bénéfices du pétrole, impôt sur les sociétés) qui prédominent dans les contrats de la GTA et de Sangomar.

Dans tous les scénarios, le Sénégal n'atteint pas des niveaux de revenus élevés avant la fin des années 2020 ou le début des années 2030.

Cela signifie que la *valeur actuelle des revenus* futurs projetés doit être évaluée en utilisant un taux d'actualisation pour ajuster à la baisse ce que vaut aujourd'hui une somme d'argent qui pourrait être obtenue dans un avenir lointain³². Ce que devrait être ce taux d'actualisation pour un gouvernement est sujet à débat,³³ et de nombreux facteurs peuvent entrer en compte. Si l'on prend un taux d'actualisation standard de l'industrie pétrolière de 10 %, le long délai entre le développement des projets et la génération de recettes fiscales signifie que la valeur actuelle nette ("VAN10") de la GTA et de Sangomar pour l'État du Sénégal pourrait avoir atteint 6 milliards de dollars en³⁴ supposant qu'il n'y ait pas de transition énergétique et pas de Covid-19.

En termes de valeur actuelle, cela tombe à environ un milliard de dollars - pour toute la durée de vie des projets qui s'étendent jusqu'aux années 2050. C'est une approximation de ce que le Sénégal pourrait théoriquement lever sur les marchés de la dette souveraine par rapport à la valeur future des ventes de pétrole.

Mais deux autres choses doivent être notées ici : premièrement, l'étude de la "malédiction des ressources"³⁵ suggère qu'il existe de sérieux risques de gouvernance et de gestion associés aux prêts garantis par les ressources en général, et deuxièmement, dans l'environnement actuel, il est loin d'être clair que les marchés de la dette souveraine émettraient des prêts sur cette base.

En fait, les revenus provenant de l'offshore ne couvriraient même pas les besoins actuels du Sénégal en matière de service de la dette pendant un an³⁶. (Figure 6.)

L'analyse de la viabilité de la dette du Sénégal, publiée par le FMI en janvier 2020, avant le décret, a montré que la situation actuelle de la dette du Sénégal était globalement gérable en raison de la

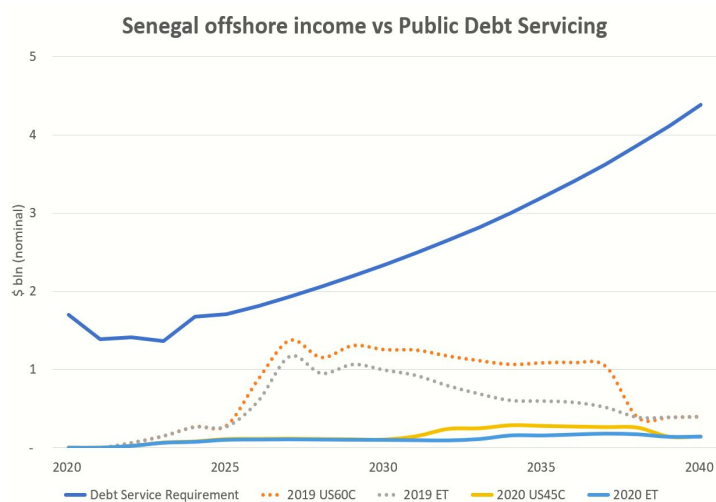


Figure 6 : Revenus du gouvernement sénégalais provenant de l'offshore vs service de la dette publique

³² Le taux d'actualisation est le mécanisme conventionnel le plus largement utilisé pour mesurer la valeur actuelle des investissements futurs.

³³ Pour un exemple de la discussion, voir

<https://www.federalreserve.gov/econresdata/notes/feds-notes/2014/the-social-discount-rate-in-developing-countries-20141009.html>

³⁴ Exprimé en termes nominaux.

³⁵ <https://www.imf.org/external/pubs/ft/fandd/2017/12/cust.htm>

³⁶ Le modèle prend les chiffres et les projections du FMI pour la période 2020-2024 et projette ensuite une proportion stable des revenus du gouvernement par rapport à un budget qui grossit de 6,5 % par an.

<https://www.google.de/url>

https://www.google.de/url?sa=t&rct=j&q=&esrc=s&source=web&cd=&ved=2ahUKewil5K7i_PvpAhXR26QKHUzDBqYQFjABegQIBxAB&url=https%3A%2F%2Fwww.imf.org%2F~%2Fmedia%2Ffiles%2FPublications%2FCR%2F2020%2FEnglish%2F1SENEA2020001.ashx&usg=AOvVaw2za69oUD75ZXjEEsT4BOOT

forte croissance économique, qui devrait être soutenue par les investissements publics qui font partie du plan de développement national, le *Plan Sénégal Émergent (PSE)*.

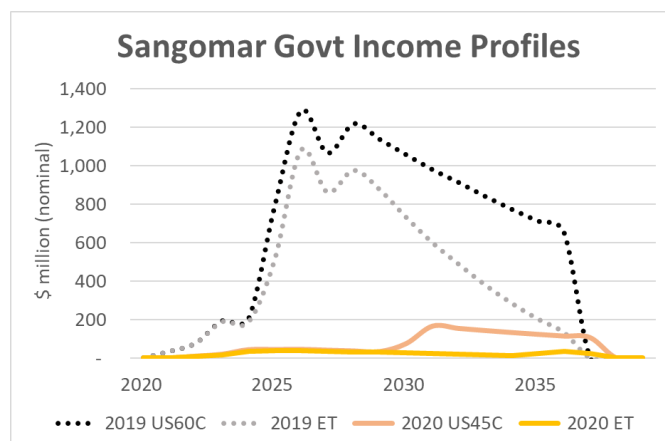
Mais il a également averti que les risques pour ces perspectives générales résidaient dans les grandes fluctuations des prix de l'énergie et dans le fait que les revenus des hydrocarbures seraient plus faibles que prévu à l'avenir. Au milieu de l'année 2020, la poursuite de la croissance économique du Sénégal à ce rythme élevé était remise en question, la fluctuation la plus radicale des prix de l'énergie au ^{XXI}e siècle s'était produite et la baisse des recettes tirées des hydrocarbures était une certitude.

Projets existants : Réduire l'échelle de la réponse

Sangomar : même la phase 1 présente un gain économique marginal

Bien que Sangomar ait suscité l'intérêt au Sénégal, et même en Afrique de l'Ouest, lorsqu'elle a été découverte en 2014, son développement ne s'est pas fait sans heurts. FAR Petroleum a fait la découverte mais n'avait pas les fonds nécessaires pour la développer, ils ont signé un accord avec Cairn, qui à son tour a confié l'exploitation du champ à Woodside Energy. Conocophillips a exploité le champ en 2016, puis l'a revendu en 2017, ce qui a déclenché un différend entre FAR et Woodside sur la question de savoir qui avait le droit d'acheter la participation de Conoco. Cela s'est terminé devant un tribunal de la Chambre de commerce internationale au début de 2020.

Les sociétés ont déclaré à plusieurs reprises que le champ à un seuil de rentabilité bas³⁷, mais cela a été basé sur l'hypothèse d'une production de 600 millions de barils et d'une exécution rapide. Bien que le projet ait toujours été annoncé par phases, en 2020, il est devenu évident que les entreprises ne s'engagent que pour la phase 1, qui vise à produire 230 millions de barils. Le capital requis est donc passé de 8 milliards à 4,2 milliards de dollars. L'arrivée du pétrole a été repoussée de 2022 à 2023, et Woodside a annoncé des retards opérationnels début 2020 à cause de la Covid-19. Les dépenses en 2020 devaient s'élever à environ un milliard de dollars, mais au milieu de l'année, elles étaient tombées bien en dessous de ce montant, augmentant la probabilité de nouveaux retards opérationnels.



³⁷ Par exemple, Cairn Energy en 2018 a estimé la durée de vie du projet à 35 dollars par baril <https://www.cairnenergy.com/media/2274/cairn-eage-2018-conference.pdf> et le document d'évaluation de la Banque mondiale est arrivé à des conclusions similaires,

Figure 7. Sangomar : les différents scénarios de revenus possibles.

Dans les scénarios de transition énergétique, le taux de rendement des entreprises est très sensible aux retards. Selon une série d'hypothèses optimistes, formulées avant la Covid-19, les entreprises de Sangomar pourraient obtenir un TRI de 28 % - si le prix du pétrole est maintenu constant en termes réels, à 60 dollars le baril, que la production de pétrole commence en 2022, que la période de démarrage ne dure que deux ans et si un plateau de 130 000 barils par jour est maintenu pendant trois ans (Figure 8.) .

Mais lorsque ces hypothèses opérationnelles ont été légèrement assouplies - la phase de développement a duré un an de plus, et la période de démarrage a duré trois ans et non deux, le TRI est tombé à 17%.

Les retards opérationnels, qui se produisent fréquemment, ont été le facteur qui a réduit de moitié la valeur actuelle de l'investissement .

Lorsque le scénario du prix de l'ET est introduit, le taux de rendement retombe à seulement 9 % - en dessous du "hurdle rate" normalement considéré comme investissable.

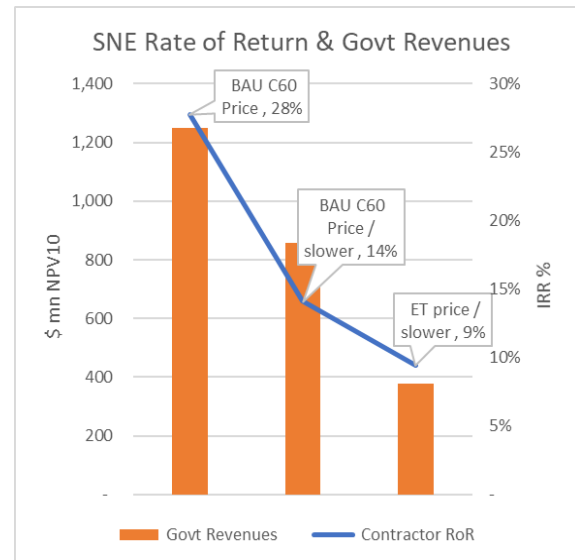


Figure 8. Sangomar: le taux de rendement pour l'SNE

Les dépenses d'investissement moins importantes nécessaires pour passer à la phase 1 ne permettent de résoudre que partiellement ces problèmes.

Un seul ensemble de scénarios très spécifiques permettrait de façon réaliste à Sangomar de générer des rendements commerciaux normaux : si les prix du pétrole se rétablissaient instantanément et restaient stables indéfiniment.

Le seuil de rentabilité pour Sangomar, même en supposant un prix constant, est actuellement d'environ 44 dollars par baril.

Mais dans un scénario de prix qui tient également compte de l'effondrement du marché en 2020 et de la baisse structurelle des prix, même le projet à petite échelle ne produira finalement pas des taux de rendement normaux. Le taux de rendement total avant impôt serait de 6 % et le gouvernement ne gagnerait jamais plus de 40 millions de dollars par an.

GTA : le régime fiscal peut être révisé

La situation du projet gazier sénégalais, GTA, est plus nuancée à première vue. Le consensus croissant dans le cas du pétrole brut, selon lequel nous approchons rapidement, ou peut-être même avons déjà dépassé, le pic de demande n'est pas compensé par le gaz.

Néanmoins, l'offre excédentaire de GNL signifie que les revenus du gouvernement seront touchés, l'économie sous-jacente du gaz est considérée comme moins rentable que celle du pétrole brut au départ, et la voie de développement du champ, le GNL flottant, signifie que

les revenus du gouvernement mettent beaucoup de temps à augmenter dans tous les cas parce qu'il crée un profil de production plus plat que celui d'un pipeline.

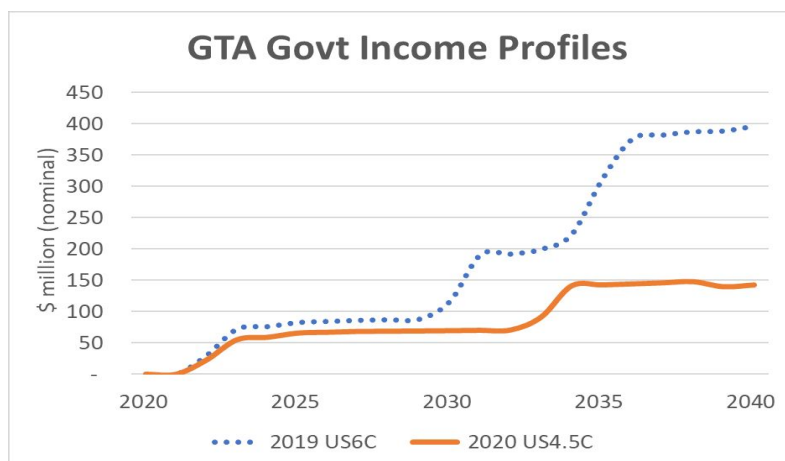


Figure 9. Possibles revenus du gouvernement provenant de GTA

Il convient de noter que le prix constant supposé, même dans la ligne rouge inférieure du graphique (Figure 9.), correspond au double des marchés au comptant mondiaux à la mi-2020. Le modèle ne crée pas non plus de scénario de baisse structurelle des prix du gaz, bien que cela puisse se produire, si c'est sur une période plus longue que pour le pétrole brut. La projection des recettes publiques n'est donc pas indûment pessimiste. Et pourtant, même dans ce cas, les revenus ne dépassent guère 50 millions de dollars par an pour les 15 prochaines années.

Le DFI pour GTA a été pris en décembre 2018 avec la décision d'utiliser du GNL flottant. Cette décision a peut-être été prise en partie pour résoudre le problème de l'unitisation³⁸, puisque le champ de Tortue chevauche la frontière entre le Sénégal et la Mauritanie, et qu'un accord de répartition de la production à 50/50 en 2018 n'est que pour une première étape. Cette structure a deux conséquences majeures qui ne sont pas encore très bien comprises au Sénégal :

- Le projet actuel n'utilisera, au maximum, que 15% des réserves de GTA, estimées à 25 tcf. Les estimations de ressources plus importantes lancées par le gouvernement et l'industrie ne sont donc pas pertinentes. Une production plus importante nécessiterait une nouvelle phase d'investissement, mais l'offre excédentaire de GNL rend toute décision improbable avant 2025, ce qui signifie qu'il n'y aura pas de production supplémentaire importante avant les années 2030.
- Il pourrait y avoir une pression supplémentaire sur la position fiscale du gouvernement pour GTA, établie par les contrats en amont - ce qui signifie qu'il serait imprudent de prévoir de gagner tous les revenus qu'un modèle de l'amont impliquerait même à ce niveau. Cela peut se produire à deux stades différents :
 - Des contrats intermédiaires régissant l'unité de traitement du GNL doivent encore être conclus. L'usine de GNL peut soit être intégrée dans le projet en amont, soit être traitée comme une entreprise distincte, et l'une ou l'autre de

³⁸ Processus par lequel un réservoir de pétrole ou de gaz, chevauchant plusieurs zones de licence, est développé conjointement par les détenteurs de chaque licence. Le réservoir est donc physiquement développé comme si la limite entre les zones de licence n'existait pas.

ces voies a des implications fiscales, avec le risque que l'impact net érode l'assiette fiscale.³⁹

- Comme le principal accord de vente de gaz a été annoncé avec BP Gas Marketing, qui fait partie du même groupe commercial que l'opérateur, il existe un risque potentiel de prix de transfert. Il serait possible pour l'opérateur de vendre du GNL délibérément à bas prix à l'une de ses propres filiales, ce qui éroderait le bénéfice comptable pour le Sénégal et affecterait à la fois la répartition des bénéfices pétroliers et les obligations fiscales des entreprises envers le gouvernement sénégalais. Malgré l'émergence d'un marché spot, la tarification du gaz reste opaque, de sorte qu'il serait difficile d'établir des prix erronés.

Nouveaux projets axés sur l'exportation : la fenêtre est close

La combinaison de ces circonstances rend également très improbable la viabilité de tout projet d'hydrocarbures non encore développé au Sénégal (Figure 10.) . Même avant la Covid-19, une zone pétrolière aurait déjà dû être deux fois plus importante que l'estimation des ressources pour que Sangomar franchisse le seuil des 15 %. Si la même découverte est faite au cours de chacune des trois années suivantes, le taux de rendement tombe à, respectivement, 14 %, 11 % et 7 %. Et pourtant, nous savons que la Covid-19 a déjà provoqué des retards opérationnels et une probable récession économique mondiale.

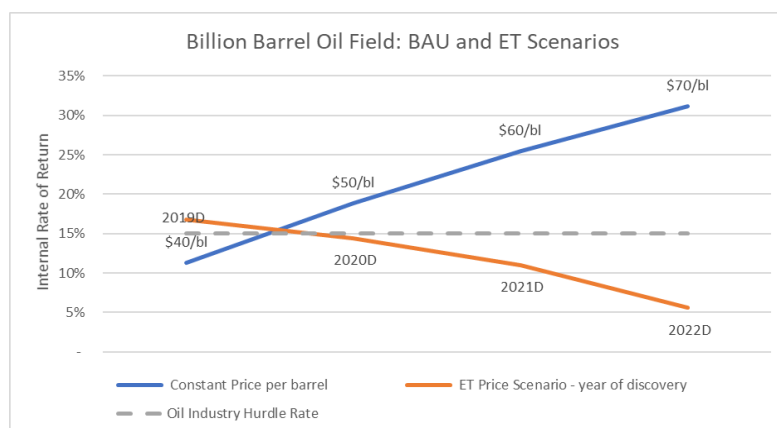


Figure 10. Taux de rendement en fonction de l'année de la découverte

Bien que d'importantes découvertes de gaz aient été faites à Yaakar-Terenga, elles sont confrontées aux mêmes problèmes d'offre excédentaire de GNL que la région du Grand Toronto. Par exemple, si la découverte de 2016 à Cayar Profond avait été déclarée commercialement viable, et avait conduit au développement du champ sur les mêmes bases que Tortue, avec une installation flottante de production de GNL de 2,3 millions de tonnes par an, le taux de rendement n'aurait atteint que 11 % même avec des prix à 8 \$ par mmBTU - à peine investissables. Mais tous ces scénarios se plient à la réalité du GNL à 2-2,50 \$ par mmBTU.

³⁹ Un document d'assistance technique de la Banque mondiale en 2017, par exemple, suggère que la création d'une entreprise distincte pour le processus de liquéfaction serait plus facile à obtenir pour le financement de projets, car elle protège le processus de GNL contre le risque lié au prix des matières premières et contribue à réduire la pression sur les contrats en amont
<http://documents.worldbank.org/curated/en/241711588694843827/Senegal-AFRICA-P160652-Supporting-Gas-Project-Negotiations-and-Enhancing-Institutional-Capacities-Procurement-Plan>

Au Sénégal, on a également constaté que GTA est "riche en liquides". On a prévu une production de 20 000 barils par jour de condensats de grande valeur. Mais dans la mesure où les flux de trésorerie seraient améliorés par la présence de tels liquides en temps normal, ils sont maintenant vulnérables au mix Covid-19 et transition énergétique et de la baisse des prix des liquides, à court et à long termes.

Pression sur la situation budgétaire du gouvernement

Renégociation des contrats du premier tour

Ce que les gains économiques marginaux sur tous les nouveaux domaines probables suggèrent, c'est que les entreprises pourraient demander des concessions au Sénégal pour le régime fiscal des contrats déjà signés.

Le régime fiscal sénégalais comporte trois principaux flux de revenus pendant la durée du projet : le pétrole en tant que profit, l'impôt sur les sociétés et les flux vers la compagnie pétrolière d'État Petrosen. Chacun de ces flux pourrait être modifié d'une manière qui, dans le cas d'un projet de GNL, ne nécessiterait pas nécessairement une révision formelle du contrat en raison de la manière dont les accords encore à signer concernant le milieu, comme le péage et le traitement du gaz d'alimentation pour l'usine de GNL, pourraient spécifier les coûts et les valeurs alimentant les calculs fiscaux dans les contrats en amont.

Il est également important de comprendre que les récents changements apportés à la législation sénégalaise, avec l'adoption d'une nouvelle loi sur le pétrole au début de 2019 et de nouvelles conditions proposées lors d'un appel d'offres, ne s'appliqueront pas aux nouveaux développements de champs pétroliers qui proviennent de contrats déjà négociés avec des clauses de stabilisation. Celles-ci s'appliquent à tout changement ultérieur apporté à la loi sur le pétrole.

Il est difficile de déterminer la probabilité d'une quelconque tentative de renégociation car, dans le contexte du changement dans l'économie des projets provoqué par la Covid-19 et la transition énergétique, il s'agit d'une question de second ordre.

L'inapplicabilité des conditions de candidature pour le cycle de candidature 2020

En janvier, juste avant l'effondrement du prix du pétrole, le Sénégal a lancé son premier appel d'offres officiel, mettant 12 blocs supplémentaires en vente. La structure fiscale a été révisée en profondeur, en partie en réponse aux critiques selon lesquelles les accords précédents avaient assuré une part relativement faible des bénéfices du gouvernement, en particulier dans le champ de Sangomar.⁴⁰

⁴¹Pour la première fois, il y a des redevances, les ratios de partage des bénéfices ont été revus à la hausse et fixés en fonction d'une mesure de rentabilité continue⁴² plutôt que des

⁴⁰ Le modèle OpenOil estime et le taux d'imposition effectif moyen ("prise gouvernementale") à Sangomar, dans l'hypothèse de 600 millions de barils à 60 dollars le baril, entre 49% (à 40 dollars le baril) et 55% (à 80 dollars le baril). Ce taux est relativement bas, même dans les circonstances de la signature de 2004, une province frontalière sans réserves prouvées. La région du Grand Toronto, développée dans le cadre du contrat de St Louis signé en 2012, s'en est légèrement mieux sortie, avec un TIRM compris entre 54 % et 60 % dans des scénarios de prix bas et élevés.

⁴¹ De 7 à 10 % pour le pétrole, selon la profondeur de l'eau, et 6 % pour le gaz.

⁴² Le facteur R

niveaux de production, une participation de l'État pouvant atteindre 30 % pour la compagnie pétrolière nationale Petrosen et une taxe de 1 % sur les ventes à l'exportation. Sans avoir largement modélisé les nouvelles conditions, une approche indicative suggère que la participation de l'État dans un tel régime commencerait à 64-65%, soit une proportion supérieure à tous les contrats signés.

Les nouveaux termes auraient pu être conçus pour capter la rente économique afin de redresser les déséquilibres du passé. Mais elles ont pour effet, dans un marché baissier, de dégrader davantage une économie déjà marginale pour les entreprises. Il est donc peu probable que le cycle d'enchères puisse se poursuivre avec succès. La clôture du cycle d'offres était initialement prévue pour juillet 2020, puis a été repoussée à septembre 2020. Il semble probable qu'il soit encore retardé et que les conditions soient révisées.

Petrosen : Il peut se faire couper les ailes avant de pouvoir voler

Projets actuels en cours de développement

Le développement de l'industrie pétrolière sénégalaise a été marqué par la volonté de faire de la compagnie pétrolière nationale Petrosen un acteur clé des consortiums industriels. Les contrats sénégalais prévoient, de manière inhabituelle, un droit de participation de l'État au stade de l'exploration, ce qui signifie que Petrosen fait déjà partie des consortiums qui développent les champs de GTA et de Sangomar.

Une question importante est de savoir dans quelle mesure la participation de Petrosen aux projets rapportera des revenus supplémentaires à l'État si la fenêtre de profit sur les projets pétroliers et gaziers se raccourcit. (Figure 11.)

Cela concerne principalement le financement. Les contrats accordent à Petrosen le droit à une participation allant jusqu'à 20 % (bien qu'en pratique, le gouvernement ait choisi d'exercer ce droit jusqu'à 18 %), à condition qu'elle réponde à tous les appels de fonds pour les coûts de développement dès le moment où la commercialisation a été déclarée. Ces coûts sont considérables.

Par exemple, si les coûts de développement sont d'environ 8 milliards de dollars dans le domaine des SNE, la part de Petrosen sera de 1,44 milliard de dollars, soit plus d'un tiers du budget annuel de l'État. En supposant que l'État ne finance pas ce projet sur ses propres fonds, la part des coûts de Petrosen devra être financée soit par la collecte de fonds sur les marchés internationaux, soit, plus probablement, par un emprunt direct sur le projet, puis remboursée sur les revenus pétroliers une fois que le champ SNE sera en production.

Si Petrosen est financé par le projet, il doit rembourser sa part des coûts de développement, plus les intérêts, à partir de sa part des revenus pétroliers lorsqu'ils arriveront. La production doit commencer en 2022, mais il y aura généralement quelques années de montée en puissance - et il y a des intérêts à prendre en compte.

Selon le scénario BAU initialement modélisé en 2019, la production maximale de Sangomar est atteinte au milieu des années 2020, mais en raison de la dette plus 205 millions de dollars d'intérêts supplémentaires (à un taux LIBOR plus 5 % d'intérêt de projet), Petrosen ne rembourse pas le prêt et atteint un flux de trésorerie positif avant 2027. Les seuls retards opérationnels mineurs (comme ceux qui se sont déjà produits à cause de la Covid-19) repoussent la production et les revenus du projet, de sorte que Petrosen n'atteindra pas un

flux de trésorerie positif avant 2031. Une fois la transition énergétique prise en compte, avec la baisse des prix du pétrole au moment même où Petrosen avait besoin de revenus plus élevés pour rembourser le maximum de dettes et d'intérêts composés, l'année de rentabilité de Petrosen a été repoussée à 2033.

Tout cela, c'était avant la Covid-19. Le modèle montre qu'avec le développement à l'échelle réduite de Sangomar, Petrosen a besoin d'un prix du pétrole constant de 47 dollars pour gagner ne serait-ce qu'un seul dollar après avoir remboursé le prêt.

Sans contrôle, même le plus petit prêt requis d'environ 670 millions de dollars accumulerait des intérêts faramineux, car la part de Petrosen dans les bénéfices d'exploitation devient inférieure aux intérêts de la dette qu'il a contractée pour acquérir les intérêts au départ. Dans un tel scénario, un futur gouvernement devrait décider du moment où il mettra fin à l'investissement - et remboursera potentiellement des centaines de millions de dollars d'intérêts accumulés.

Et ce, sur une découverte faite en 2014. L'impact du scénario de la TE dérivé du document du FMI devient brutal dans le cas de toute nouvelle découverte, car les longs délais de développement et d'augmentation de la production sont repoussés plus loin dans l'avenir, où ils se recoupent de manière plus significative avec la chute des prix.

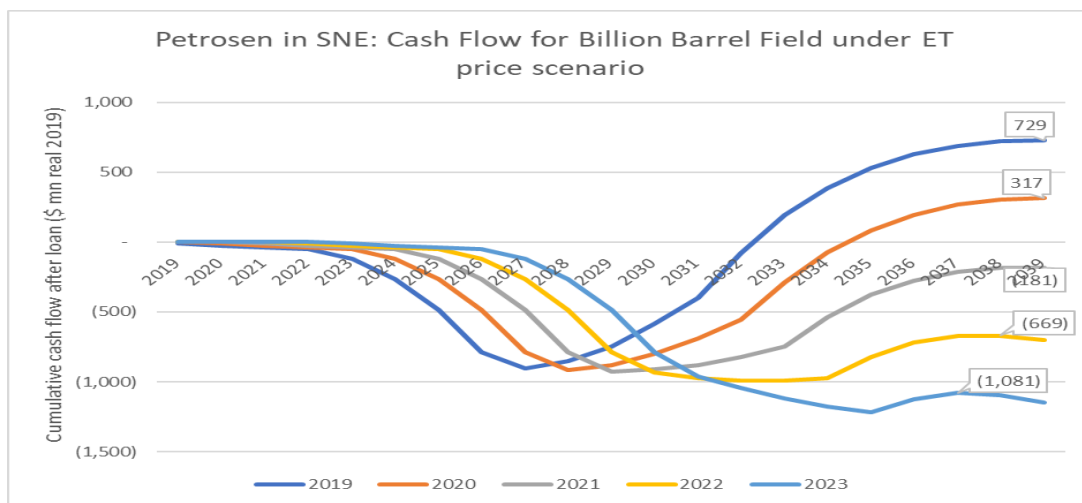


Figure 11. Petrosen cash-flow en fonction des scénarios de transition énergétique

Si, par exemple, un champ d'un milliard de barils était découvert en 2019, avec les mêmes conditions contractuelles que l'SNE et près de deux fois plus grand, Petrosen gagnerait 729 millions de dollars sur la durée du projet selon le scénario du prix de l'ET. Mais ce montant est déjà réduit de plus de moitié si la découverte est retardée, ne serait-ce que d'un an, jusqu'en 2020. Et à partir de 2021, Petrosen ne pourra jamais récupérer le prêt dont elle avait besoin pour contribuer aux coûts de développement, plus les intérêts générés au cours des années de développement.

Le gouvernement serait obligé de juger le moment où les pertes sont les moins importantes et de rembourser au prêteur une grosse somme d'argent. Dans le cas d'une découverte en 2022, il s'agirait de 186 millions de dollars, à la fin des années 2030. Deux ans plus tard seulement, une découverte faite en 2024 entraînerait une perte de plus d'un milliard de dollars pour Petrosen.

Le FMI consacre une section spéciale de sa dernière analyse de la viabilité de la dette à l'impact des prêts nécessaires pour Petrosen, et conclut que les sommes en jeu, qui s'élèveraient à plus de 3 milliards de dollars si GTA et Sangomar allaient de l'avant selon leurs barèmes initiaux, augmentent considérablement le niveau d'endettement du Sénégal.

Dans ces circonstances, il est difficile de prévoir un avenir économique stable et sans risque pour Petrosen.

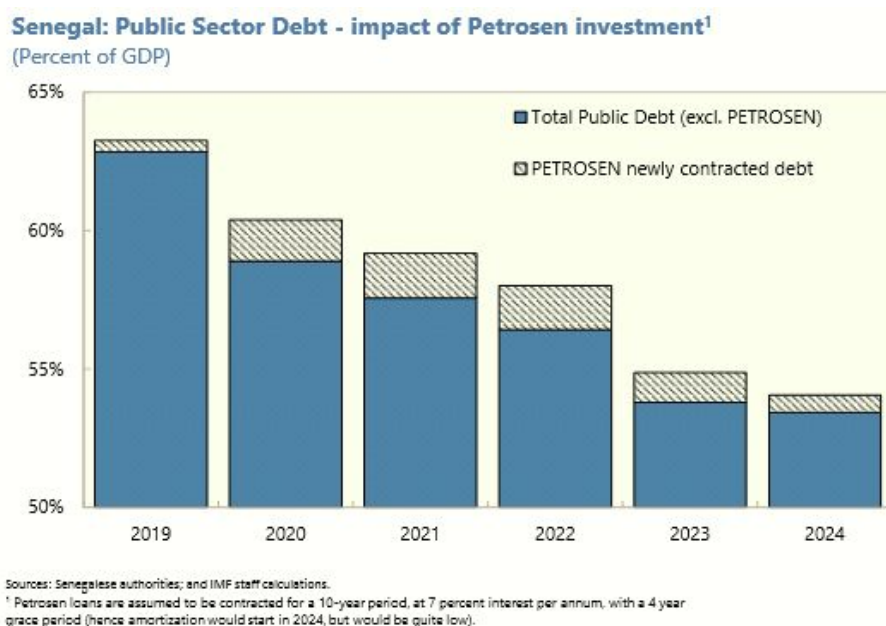


Figure 12 : Impact des prêts de Petrosen sur la dette publique

Déclassement : que se passe-t-il en cas d'effondrement soudain ?

La fermeture anticipée d'un projet pourrait également générer des passifs non financés à grande échelle dans le cadre du démantèlement - le démantèlement en toute sécurité d'un champ pétrolier ou gazier après la fin de sa production.

Dans le cas de l'SNE, par exemple, le coût du nettoyage du puits de pétrole à la fin de sa vie productive pourrait s'élever à 1,2 milliard de dollars.⁴³ Les modalités opérationnelles n'ont pas été précisées dans le contrat publié en amont, de sorte que le modèle construit un scénario selon la pratique courante de l'industrie où la compagnie pétrolière est obligée de commencer à verser des fonds sur un compte séquestre séparé à mi-chemin de la production des réserves, pour économiser les coûts du démantèlement plusieurs années plus tard.

Selon les hypothèses standard qui ne tiennent pas compte de la transition énergétique, le point de production à mi-parcours pourrait se situer en 2028 sur le champ d'ENE, et le fonds doit accumuler en moyenne 50 millions de dollars par an environ jusqu'à la fin naturelle du projet à la fin des années 2040. Mais si les prix du pétrole commencent à baisser selon le scénario du FMI, le champ deviendra non viable dix ans plus tôt et cessera de produire - mais le démantèlement coûtera toujours la même chose.

⁴³ Comme il n'existe pas d'estimations du domaine public, le modèle a alloué un pourcentage des coûts de développement de 7 milliards de dollars en termes réels, comme c'est la pratique courante dans l'industrie.

Il faudrait donc que les versements annuels moyens au fonds doublent pour atteindre 100 millions de dollars par an. Si cela n'est pas fait, il pourrait manquer des centaines de millions de dollars au fonds de démantèlement et le projet serait terminé, ce qui n'inciterait pas la société à verser les fonds restants. En théorie, le gouvernement pourrait avoir recours à l'arbitrage, mais cela dépendrait de la mise en place de protections adéquates dans les documents auxiliaires qui traitent du démantèlement, et aussi de l'accès à l'expertise pour poursuivre l'arbitrage, ce qui peut être difficile, coûteux et long pour les gouvernements.

La situation serait plus grave si la production était interrompue de manière plus perturbatrice. Une interruption de la production en 2030, par exemple, laisserait le fonds à court d'un milliard de dollars.

Les provinces pétrolières plus anciennes connaissent déjà ce problème, même si elles y sont arrivées sans aucun scénario de déclin contrôlé ou de transition énergétique, simplement en raison de la vie naturelle de la province pétrolière. Le gouvernement de la province canadienne de l'Alberta a récemment annoncé être confronté à un passif de 8 milliards de dollars ou plus qui pourrait devoir être pris en charge par le contribuable en raison des quelques 155 000 puits de pétrole désaffectés qui n'ont pas été correctement mis hors service.⁴⁴

L'économie du paradoxe vert

Un autre domaine à explorer est le suivant : quel est l'impact potentiel du "paradoxe vert", ou de l'accélération de la production des ressources pétrolières et gazières à court terme parce que le risque à long terme pour les investissements dans les combustibles fossiles est reconnu ?

Le rapport montre déjà l'extrême sensibilité des rendements des projets pour les compagnies pétrolières dans le cadre du scénario de prix du FMI, en fonction du moment où un nouveau projet entrerait en production. La question qui se pose alors est la suivante : que se passe-t-il si la production est accélérée afin d'adapter à court terme la plus grande partie possible des réserves prouvées, avant que des baisses structurelles des prix ne s'installent ?

Explorer toutes les ramifications de cette situation irait bien plus loin que le cadre de ce document, mais quelques points généraux peuvent être mentionnés. D'abord, le fait qu'une production plus rapide entraînerait probablement des coûts plus élevés par baril, car les opérations seraient étirées et des technologies plus intensives (appelées "techniques de récupération secondaires") seraient déployées plus tôt et plus largement.

Deuxièmement, il pourrait y avoir un risque géologique accru au niveau du projet en raison d'une gestion plus agressive des réservoirs, ce qui entraînerait dans les cas extrêmes une forte dégradation des actifs.

Troisièmement, il serait prudent de supposer que d'autres producteurs pourraient penser de la même façon- auquel cas l'offre globale pourrait augmenter plus vite que la demande, les prix baisseraient et la stratégie serait vouée à l'échec du point de vue de l'investisseur.

⁴⁴ <https://www.cbc.ca/news/canada/calgary/orphan-wells-alberta-energy-minister-redwater-1.4420929>

Le graphique (Figure 13.) montre la grande imprévisibilité de l'économie en jeu : les compagnies pétrolières du champ SNE pourraient gagner 765 millions de dollars en VAN10 si l'on suppose un prix constant de 60 dollars.

Mais si le scénario de transition énergétique entre en jeu, ce même taux de production ferait chuter les bénéfices à 271 millions de dollars en VAN10. Si les entreprises trouvent un moyen d'accélérer la production, cela conduirait à un rendement plus élevé que dans l'hypothèse d'un prix constant.

Un profil de production plus agressif entraînerait probablement une hausse des coûts, mais le graphique montre que dans un monde où les prix baissent en permanence, les entreprises pourraient faire face à des coûts de développement et d'exploitation 50 % plus élevés et obtenir un meilleur taux de rendement si elles parvenaient à augmenter les niveaux de production à 200 000 barils par jour dans son plateau.

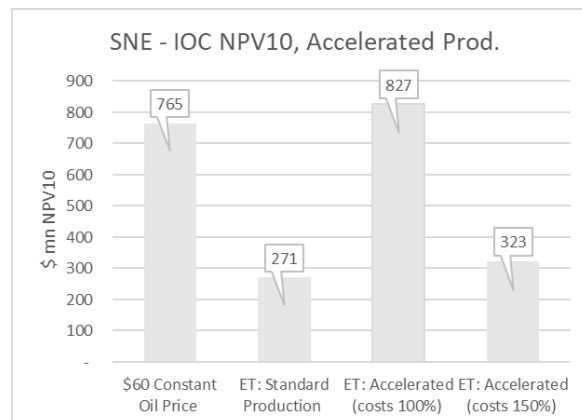


Figure 13: l'économie en jeu: l'effet de la production accéléré

Des recherches supplémentaires sont nécessaires

- Cette étude met clairement en lumière la nécessité de poursuivre les recherches dans plusieurs domaines, tels que l'avenir potentiel de la compagnie pétrolière nationale Petrosen, les modalités de démantèlement et l'analyse des effets possibles du "paradoxe vert". L'économie des projets gaziers, qui reposera désormais sur une couche intermédiaire complexe d'arrangements relatifs à la liquéfaction du gaz et au stockage sur place du GNL, nécessite également des recherches plus approfondies.
- Les risques concomitants aux flux de revenus potentiels suggèrent clairement que, bien que le Sénégal ait publié les principaux contrats pétroliers en amont, de plus amples informations sont nécessaires pour qu'il y ait une évaluation véritablement éclairée dans le domaine public. Notamment :
 - Modalités de financement de Petrosen, soit sur les marchés internationaux, soit avec les compagnies pétrolières.
 - Les accords de démantèlement qui peuvent avoir déjà été conclus dans les domaines des SNE et des ATG.
 - Coût et structures fiscales de la solution de développement du FLNG pour le champ de GTA.
- Répartition appropriée des risques en termes de recettes lorsqu'il s'agit de planifier le développement économique, et en particulier la dette souveraine.
- Quel impact peuvent avoir les modifications actuellement prévues du code pétrolier, soit sur l'augmentation des taux d'imposition, soit sur la protection de l'environnement, compte tenu des clauses de stabilisation des contrats existants ?

ANNEXE A : Méthodologie et principales hypothèses

DCF et la norme FAST

Ce rapport utilise un modèle financier de flux de trésorerie actualisés conforme à la norme de modélisation financière FAST⁴⁵. Tous les contrats pétroliers publiés par le Sénégal ont été examinés pour déterminer le régime fiscal applicable, et les déclarations des investisseurs concernant l'économie des projets ont été examinées et interprétées dans le modèle. Le résultat est un modèle qui prédit les taux de rendement des compagnies pétrolières, les revenus du gouvernement et les revenus de la compagnie pétrolière nationale sénégalaise Petrosen pour les deux projets en cours de développement, et pour d'autres projets fictifs qui pourraient entrer en production à l'avenir en cas de nouvelle découverte.

Toutes les données et hypothèses sont annotées et entièrement attribuées dans le modèle financier ci-joint.

Résumé de l'analyse contractuelle

Tous les contrats du Sénégal semblent avoir été signés sur la base du même modèle de contrat, qui est utilisé depuis au moins 2004, lorsque la concession de Sangomar a été signée. Ils ont tous été publiés en 2016, ce qui fait du Sénégal l'un des leaders en matière de transparence des ressources naturelles.

Il s'agit de contrats de partage de la production (CPP) dont les principales sources de revenus sont les suivantes : une part des bénéfices pétroliers directement versée à l'État, après recouvrement des coûts ; un impôt sur les sociétés dont les taux varient entre 25 et 33 % sur la part des bénéfices pétroliers de la société ; et le droit pour l'État de participer, par l'intermédiaire de la société pétrolière nationale Petrosen, à hauteur de 20 % (bien qu'une convention nationale de l'été 2018 ait fixé ce taux à 18 %).

Les CSP, qui sont à la base des opérations effectives, sont tout à fait distinctes des dispositions de la loi sénégalaise, et les remplacent. Par exemple, le Code pétrolier de 1998 prévoit le paiement de redevances aux gouvernements, mais il n'existe pas de structure de redevances dans les CSP signés, et aucune ne sera payée au fur et à mesure de la mise en production des champs. En réponse à l'attention croissante du public suite aux découvertes de 2014 et 2016, et non sans controverse, le gouvernement a entrepris de réviser le Code pétrolier et une nouvelle loi a été adoptée début 2019. Ce nouveau projet de loi a suscité de grandes attentes en matière d'amélioration de la gouvernance, mais il n'est pas certain qu'il aura le pouvoir de modifier les systèmes fiscaux déjà convenus dans les CSP, car ces derniers contiennent ce que l'on appelle des "clauses de stabilisation" qui empêchent toute modification future de la législation générale d'affecter les conditions convenues lors de la signature des contrats eux-mêmes.⁴⁶

⁴⁵ <http://www.fast-standard.org/about-fso/>

⁴⁶

<https://www.bloomberg.com/news/articles/2018-11-08/senegal-targets-higher-royalties-bigger-stakes-in-new-oil-code>

Scénarios de prix

Les prix à long terme sont le principal problème, car personne ne sait exactement ce qu'ils seront. Le rapport utilise deux scénarios de prix fixes pour le pétrole - la prévision jointe à la SDD de l'AIE en 2017, un scénario décrit par le document de travail du FMI sur l'avenir du pétrole, et le suivi de la hausse du véhicule électrique. En outre, nous permettons aux utilisateurs de fixer leur propre prix en dollars constants de 2018. Pour le prix du gaz, nous utilisons les prévisions de la Banque mondiale jusqu'en 2030, avec des prix allant à la fois sur les marchés européens et asiatiques, et nous permettons à nouveau aux utilisateurs de spécifier un prix constant en dollars américains par million d'unités thermiques britanniques.

Scénarios d'inspiration politique

En outre, le modèle englobe la possibilité que la production soit entravée par de futures décisions relatives à l'offre. Le modèle contient un interrupteur sur le tableau de bord permettant de commencer à réduire la production au cours d'une année donnée, pour la ramener à une production zéro sur une période de temps spécifiée par l'utilisateur. Si la même année est utilisée pour mettre fin à la réduction progressive, comme pour la commencer, l'effet est équivalent à une perturbation immédiate - l'immobilisation de l'actif.