



Le Gaz Libanais; Exploration et Exploitation

Adrien Sémon
Revu par Alain Bifani
Août 2022



Fondation
Citoyenne
Libanaise
Libanese Citizen Foundation



KONRAD
ADENAUER
STIFTUNG

La Fondation Citoyenne Libanaise, tout comme son organisation sœur française, l'Institution Citoyenne, vise à promouvoir des options de politique publique efficaces et pertinentes. Trop longtemps, le Liban a manqué de modèle de développement et d'une vision claire pour son économie, son marché du travail, ses investissements publics et privés, ses infrastructures et ses filets sociaux. Avec la crise existentielle actuelle, alors que l'économie est en chute libre et que les citoyens sont au désespoir, il est urgent de contribuer à donner de l'espoir dans l'avenir à travers la proposition de politiques claires et une forte mobilisation en vue de leur mise en œuvre, et cela loin du système

de pouvoir en place et de l'oligarchie financière avec ses différentes composantes.

La reconstruction d'un État légitime est une priorité, et il est pour cela essentiel de mobiliser les outils de la pensée non partisane et de l'action publique. La Fondation est un instrument de réflexion stratégique et d'influence pour les différents acteurs de la scène libanaise, qu'ils soient locaux ou internationaux. Sa vocation est d'accompagner le Liban et la région au-delà de la fin de la crise pour anticiper les défis et les choix essentiels pour l'avenir.

www.thecitizenfoundation.com
info@thecitizenfoundation.com



La liberté, la justice et la solidarité sont les principes fondamentaux qui sous-tendent le travail de la Konrad-Adenauer-Stiftung - (KAS). La KAS est une fondation politique étroitement associée à l'Union chrétienne-démocrate d'Allemagne (CDU). Avec plus de 80 bureaux à l'étranger, et des projets dans plus de 120 pays, KAS apporte une contribution unique à la promotion de la démocratie, du dialogue, de la

prévention des conflits de la société civile et de l'économie sociale de marché. Pour favoriser la paix et la liberté, KAS encourage un dialogue continu aux niveaux national et international, ainsi que les échanges entre cultures et religions.

www.kas.de/libanon
info.beirut@kas.de



© La Fondation Citoyenne Libanaise en collaboration avec l'Institution Citoyenne

Avis de non-responsabilité: les informations et les opinions présentées dans cette étude sont celles des auteurs, et ne reflètent pas nécessairement l'opinion officielle de la Fondation Citoyenne Libanaise ni celle d'aucune personne agissant en son nom. Ces dernières ne pourront être tenues pour responsables de l'usage qui pourrait être fait des informations contenues dans ce document.

Le Gaz Libanais; Exploration et Exploitation

L'étude a été préparée par

M. Adrien Sémon, spécialiste du domaine Humanités et Géographie de la région du bassin méditerranéen oriental à l'Institut supérieur des sciences et des lettres de Paris;

Elle a été réalisée sous la direction de

M. Alain Bifani, président de la Fondation Citoyenne Libanaise et de l'Institution Citoyenne;

Elle a été publiée par la

Fondation Citoyenne Libanaise en collaboration avec l'Institution Citoyenne

Avec le soutien financier de la

Konrad-Adenauer-Stiftung e. V.

Table des Matières

Préface	09
Les réserves de gaz en Méditerranée orientale et au Liban	10
Le coût d'extraction du gaz en Méditerranée orientale	12
L'exploitation des gisements Karish et Tanin par Israël	13
Tableau récapitulatif	15
L'exploitation du gisement Tamar par Israël	15
L'exploitation du gisement Zohr en Égypte	16
Le prix du gaz au Liban	17
Revenus de l'État libanais à travers l'exploitation du gaz	17
La production énergétique libanaise actuelle	18
Les infrastructures électriques libanaises	18
Le prix hypothétique de l'électricité produite avec du gaz	19
Estimation de la production libanaise future en électricité	22
L'évolution du PIB libanais par habitant	22
L'évolution de la consommation énergétique	24
L'évolution de la part du gaz dans la production énergétique libanaise	25
Exploitation et part exportable du gaz libanais	28

Exportation du gaz	35
Les potentiels États clients	35
Le gazoduc arabe	37
Le gazoduc côtier Tripoli - Tyr	39
Exporter du gaz vers l'Europe	41
Tableaux récapitulatifs	42
Scénario 1	43
Scénario 2	43
Scénario 3	43
Scénario 4	43
Annexes	45
Annexe A: Coûts de maintenance annuels d'une unité FPSO	45
Annexe B: Coûts de maintenance annuels d'un forage en mer	45
Annexe C: Population libanaise de 2010 à 2040	47
Annexe D: PIB par habitant au Liban de 2011 à 2020	48
Annexe E: PIB par habitant de l'Union européenne de 2011 à 2020	49

Préface

Alors que le monde entier est aux prises avec des problèmes d'énergie, le mix énergétique dans les grandes économies est secoué entre les besoins immédiats, avec une forte dépendance vis-à-vis des combustibles fossiles et des besoins critiques liés aux objectifs climatiques à moyen terme qui exigent des investissements décisifs dans l'énergie propre.

Au niveau régional, les réserves d'hydrocarbures de la Méditerranée sont évidemment devenues plus visibles et plus potentiellement utiles aux pays européens, et encore plus précieuses pour les joueurs levantins. Déjà avant le nouveau développement tragique en Europe de l'Est, la lutte pour les hydrocarbures en Méditerranée et au-delà avait contribué aux guerres et aux tensions dans la région.

Au Liban, les difficultés du pays d'une part et la nécessaire délimitation des frontières maritimes sud d'autre part ont amené l'exploration et l'exploitation des actifs pétroliers offshore au sommet de l'ordre du jour. Cela a également été poussé par l'insistance étrangère pour la finalisation de cette affaire tant attendue.

Aujourd'hui, le pays doit mettre les diverses structures requises en place, explorer les domaines prometteurs, tirer le meilleur parti des opportunités qui se présentent en amont

et en aval - y compris la création d'emplois et d'entreprises durables, et les réformes systémiques - et préserver les actifs financiers obtenus par la vente des hydrocarbures tout en s'assurant que les générations actuelles et futures profitent de façon optimale des revenus générés par l'investissement desdits actifs.

S'appuyant sur diverses évaluations, notre étude couvre les coûts estimatifs liés à l'extraction des actifs pétroliers et aux investissements nécessaires. Elle couvre aussi le prix projeté qui sera praticable et la part qui sera celle du gouvernement libanais après avoir couvert les besoins énergétiques locaux à partir du gaz extrait, et cela après avoir évalué l'augmentation de la demande d'électricité liée aux évolutions démographiques et du PIB. Nous analysons quatre scénarii avec leurs implications possibles sur les revenus du gouvernement libanais, et nous évaluons les besoins de consommation des pays voisins pour en tirer parti de manière optimale. Cette approche permet enfin de sécuriser notre infrastructure de transport de gaz et de construire nos alliances de la meilleure façon possible.

Les réserves de gaz en Méditerranée orientale et au Liban

Un rapport de l'US Geological Survey¹ paru en 2010 faisait déjà état de la présence d'hydrocarbures dans le bassin levantin en Méditerranée orientale. Celui-ci estimait les réserves de gaz naturel à 3 465 milliards de m³ (P50), avec une fourchette allant de 1 418 milliards de m³ (P95) à 6 441 milliards de m³ (P5)².

La présence de gaz en Méditerranée orientale était certes déjà connue avant la parution de ce rapport – l'Égypte et Israël exploitaient déjà du gaz³ –, mais il a conduit à un accroissement des prospections et des découvertes dans le bassin levantin durant la décennie 2010. De la sorte furent mis à jour plusieurs gisements importants:

1. United States Geological Survey, « Assessment of Undiscovered Oil and Gas Resources of the Levant Basin Province, Eastern Mediterranean », Fact sheet 2010-3014, 2010, 4 p.

2. P95, P50 et P5 sont des indicateurs de probabilité. Par exemple, P95 signifie qu'il y a, au regard des données observées, une probabilité de 95% pour qu'il y ait plus de 1418 milliards de m³ de gaz.

3. En 2005, les réserves égyptiennes de gaz étaient estimées à 1894 milliards de m³ et l'Égypte produisait alors 42,5 milliards de m³ par an (World Energy Council Survey of energy resources, 2007, p. 176, https://web.archive.org/web/20110409010229/http://www.worldenergy.org/documents/ser2007_final_online_version_1.pdf).

Israël a découvert en 2000 le gisement gazier Mari-B, contenant environ 30 milliards de m³ et l'a mis en exploitation à partir de 2004 (« Noble Energy starts natural gas production from Mari-B field », Offshore Magazine, 30/12/03, <https://www.offshore-mag.com/home/article/16771037/noble-energy-starts-natural-gas-production-from-marib-field>).

- ◆ Israël: Tamar en 2009 (283 milliards de m³)⁴ et Léviathan en 2010 (623 milliards de m³)⁵,
- ◆ Chypre: Aphrodite en 2011 (127 milliards de m³), Calypso en 2018 (170 à 227 milliards de m³), et Glaucus en 2019 (142 à 227 milliards de m³)⁶,
- ◆ Égypte: Zohr en 2015 (850 milliards de m³)⁷.
- ◆ Les réserves de gaz au Liban sont estimées entre 340 et 708 milliards de m³⁸. Selon les estimations fournies en septembre 2014 par la *Lebanese Petroleum Administration* lors d'une conférence du *Research and Strategic Studies Center of the Lebanese Armed Forces*, les blocs 1, 4 et 9 seraient les plus susceptibles d'abriter du gaz avec des espérances respectives de 422 (P50), 368 (P50) et 430 (P50) milliards de m³⁹. À noter que la somme de ces derniers chiffres excède les réserves totales estimées sans qu'il y ait d'explication à cette contradiction apparente.

En février 2018 furent attribuées au consortium formé de Total (40%), ENI (40%) et Novatek (20%) les licences d'exploration et de production pour les blocs 4 et 9 dont la profondeur d'eau se situe entre 1 400m et 1 800m¹⁰. Les opérations de forage du premier puit dans le bloc 4 se sont déroulées entre le 25 février 2020 et le 26 avril 2020 à une profondeur de 4 076m en dessous du niveau de la mer. Si des traces de gaz furent constatées, le puit n'a pas rencontré de réservoir¹¹.

Pour ce qui concerne le bloc 9, dont la possession d'une partie est contestée au Liban par Israël, les prospections auraient dû avoir lieu en 2021. Total a prévu de réaliser son premier forage dans le bloc à 25 km au nord de la zone contestée¹² et aurait dû achever ces opérations avant le 13 août 2022¹³.

4. R. McCulley, « Tamar, a triumph for both Noble and Israel », *Offshore Magazine*, 12/12/13, <https://www.offshore-mag.com/subsea/article/16761306/tamar-a-triumph-for-both-noble-and-israel>.

5. J. Beckman, « Deepwater Leviathan gas project secures Israel's energy needs », *Offshore Magazine*, 22/01/20, <https://www.offshore-mag.com/field-development/article/14075204/deepwater-leviathan-gas-project-secures-israels-energy-needs>.

6. S. Henderson, « Cyprus Gas Discovery Could Be an East Mediterranean Game-Changer », *The Washington Institute*, 01/03/19, <https://www.washingtoninstitute.org/policy-analysis/kyprus-gas-discovery-could-be-east-mediterranean-game-changer>.

7. « Le gaz naturel redevient un atout pour l'Égypte », *L'Energieek*, 22/10/17, <https://lenergieek.com/2017/10/22/gaz-naturel-egypte-atout-energetique/>.

8. K. Bou-Hamdan, « What Is Concealed Beneath the Lebanese Offshore ? », *The Way Ahead*, 03/10/20, <https://jpt.spe.org/twa/what-concealed-beneath-lebanese-offshore>; « Le Liban, un nouvel eldorado pour l'exploration du pétrole et du gaz », *SiaPartners*, 01/01/19, <https://www.sia-partners.com/fr/actualites-et-publications/de-nos-experts/le-Liban-un-nouvel-eldorado-pour-l'exploration-du-petrole>.

9. J. Arbid, « High expectations. Lebanon's exclusive economic zone holds good prospectivity for petroleum reserves », *Executive Magazine*, 08/10/14, <https://www.executive-magazine.com/economics-policy/oil-and-gas-expecting-a-lot>.

10. « TotalEnergies E&P Liban », *TotalEnergies*, <https://lb.totalenergies.com/fr/qui-sommes-nous/total-au-Liban/exploration-and-production>.

11. *Ibid.*

12. C. Chenot, « Gaz: entre le Liban et Israël, le casse-tête du bloc 9 », *France Culture*, 28/05/21, <https://www.franceculture.fr/geopolitique/gaz-entre-le-Liban-et-israel-le-casse-tete-du-bloc-9>

13. « When Total will drill in Lebanon Offshore Block 9 ? », *Lebanon Gas News*, 20/02/21, <https://lebanongasnews.com/wp/when-total-will-drill-in-lebanon-offshore-block-9/>.

Le coût d'extraction du gaz en Méditerranée orientale

Afin d'établir le coût d'extraction du gaz au Liban, nous pouvons employer la formule suivante qui fournit le seuil de rentabilité du gaz extrait:

$$P_0 = \frac{(CRF + MC)C}{Q} / 3,627 \times 10^7$$

- ♦ P_0 est le seuil de rentabilité du gaz pour l'entreprise exploitante (en \$/MMBTU),
- ♦ C est le coût initial des infrastructures d'extraction du gaz (en \$) qui comprend le coût de forage des puits, le coût de la plateforme de traitement du gaz, et le coût des gazoducs qui relient les puits à la plateforme et la plateforme aux terminaux sur la côte.

- ♦ MC : sont les coûts annuels de maintenance et de fonctionnement (en %),
- ♦ CRF est le facteur de recouvrement du capital exprimé en % et calculé de la façon suivante:

$$\frac{i(1+i)^n}{i(1+i)^n - 1}$$

où i est le taux d'intérêt annuel établi devant permettre d'amortir les investissements de départ et de dégager un profit substantiel sur une durée d'amortissement de n années,

- ♦ Q est la quantité de gaz extraite chaque année en milliards de m^3 (bcm). Cette quantité varie chaque année. En règle générale, le rythme d'extraction atteint un pic environ deux ans après le début de l'exploitation, pic qui dure pendant plusieurs années avant que

le rythme se mette à décroître lorsque le gisement approche de son épuisement¹⁴. Aussi, pour cette étude, lorsque ce sera pertinent, nous prendrons deux estimations de Q , l'une étant le pic Q_{max} et l'autre étant une estimation moyenne Q_{moy} établie en divisant le volume du gisement par la durée d'exploitation. Pour estimer cette durée, nous établirons une durée minimale d'exploitation en divisant le volume du gisement par le rythme d'exploitation annuel à son pic, puis nous multiplierons ce résultat par $3/2$ ¹⁵.

- ♦ Et enfin il y a $3,627 \times 10^7$ MMBTU par bcm.

Pour évaluer le coût d'extraction du gaz libanais, nous prenons appui sur les exploitations maritimes en cours en Méditerranée orientale, c'est-à-dire en Égypte et Israël, car ce sont des exploitations récentes sur des gisements aux caractéristiques très similaires à ceux que l'on espère trouver dans les eaux libanaises, notamment en termes de profondeur des plateaux sous-marins et de profondeur des puits à forer.

L'exploitation des gisements Karish et Tanin par Israël

Le gisement Tanin se situe à 21 km au nord-ouest du gisement Tamar à 5 550m en dessous du niveau de la mer et sous une profondeur d'eau de 1 550m. Le gisement Karish (dont une partie est disputée par le Liban), quant à lui, se trouve à 32 km au nord-est de Tamar à 4 800m sous le niveau de la mer et sous une profondeur d'eau d'environ 1 700m¹⁶. Précisons que le gisement Karish fut accru en 2019 par la découverte du gisement Karish North. Ensemble ces trois gisements contiennent des réserves de gaz de 93 milliards de m^3 ¹⁷ et étaient prévus à l'exploitation dès le quatrième trimestre de 2021¹⁸.

La capacité d'extraction maximale Q_{max} s'élève à 8 milliards de m^3 par an, ce qui implique une durée minimale d'exploitation de 11,6 ans. De la sorte, on peut estimer la véritable durée d'exploitation à 17,4 ans avec une quantité d'extraction moyenne Q_{moy} s'élevant à 5,3 milliards de m^3 par an.

Le coût total des infrastructures s'élève, selon les estimations de 2021, à \$1,7 milliards¹⁹ dont \$500 millions ont été consacrés au développement d'une unité FPSO (Floating Production Storage

14. Voir par exemple les scénarii d'exploitation du pétrole et du gaz dans le golfe du Mexique proposés par Luiz Amado, *Reservoir Exploration and Appraisal*, Gulf Professional Publishing, Oxford, 2013, pp. 64, 94.

15. Cela revient à dire que $Q_{moy} = 2/3 Q_{max}$. Bien sûr, cette estimation revêt un caractère artificiel, mais notons qu'elle s'applique par exemple au gisement israélien Mari-B. Mis en exploitation en 2004 avec un rythme maximal de 6,2 milliards de m^3 par an, celui-ci contenait autour de 28 milliards de m^3 (« Noble Energy starts natural gas production from Mari-B field », *Offshore Magazine*, 30/12/03, <https://www.offshore-mag.com/home/article/16771037/noble-energy-starts-natural-gas-production-from-marib-field>). Exploité de la sorte, il n'aurait duré que 5 ans, mais il ne fut fermé qu'en 2012, c'est-à-dire 8 ans après le début de son exploitation (S. Surkes, « Gas company reports high prices, huge debt; public still waiting for wealth fund », *The Times of Israel*, 20/07/20, <https://www.timesofisrael.com/gas-company-reports-high-prices-massive-debt-no-benefit-for-the-state-in-sight/>).

16. « Karish and Tanin Field Development, Mediterranean Sea », *Offshore Technology*, 24/08/18, <https://www.offshore-technology.com/projects/karish-tanin-field-development-mediterranean-sea/>.

17. S. Solomon, « Karish natural gas field off Israel's shore found to be much bigger than thought », *The Times of Israel*, 04/11/19, <https://www.timesofisrael.com/energean-estimate-adds-0-9-tcf-of-natural-gas-to-israel-resources/>.

18. « TechnipFMC selected to develop Energean Karish North field offshore Israel », *Offshore Technology*, 24/02/21, <https://www.offshore-technology.com/news/technipfmc-energeans-karish-north-israel/>.

19. *Ibid.*

and Offloading)²⁰. Il s'agit d'un navire équipé d'infrastructures de traitement du gaz extrait ainsi que de stockage de ce gaz. Les FPSO s'avèrent utiles pour exploiter les petits gisements de gaz situés en eaux profondes et lointaines par rapport aux côtes. Ils présentent de surcroît l'avantage de pouvoir être déplacés une fois le gisement épuisé et donc d'être réemployés sur un autre gisement.

Le forage d'un puit *offshore* coûte entre \$600 000 et \$800 000 par jour²¹. Pour forer son puit à 4 076m de profondeur dans le bloc 4 libanais, Total a eu besoin de deux mois²². La profondeur des forages du bassin méditerranéen étant du même ordre de grandeur, on peut estimer entre 60 et 70 le nombre de jours nécessaires au forage d'un puit. Par conséquent, celui-ci coûte au total entre \$36 et \$56 millions. Trois puits furent creusés pour Karish et six pour Tanin, ce qui signifie que le coût de forage se situe entre \$324 millions de et \$504 millions. Un total auquel il faut ajouter les \$150 millions qu'a coûté le développement de Karish North²³.

Le reste de la somme – environ \$500 millions – fut utilisé pour mettre en place un gazoduc de 90 km reliant le FPSO aux terminaux sur la côte.

Il nous faut désormais évaluer les coûts de maintenance et de fonctionnement pour

l'ensemble des composantes du projet ci-dessus énumérées.

Pour une unité FPSO, nous proposons deux estimations des coûts annuels de maintenance et de fonctionnement: une estimation basse à 15% du coût initial, et une estimation haute à 25%²⁴.

Pour ce qui concerne le gazoduc, nous nous référons à l'article de Jonathan Demierre qui fixe les coûts annuel de maintenance à 5%²⁵.

Enfin, les coûts de maintenance des forages en mer représentent autour de 10% des coûts de maintenance totaux de l'exploitation gazière²⁶. Dans le cas de cet exemple, les coûts de maintenance pour le FPSO et le gazoduc s'élèvent déjà entre \$100 et \$150 millions. Par conséquent, le coût de maintenance des puits devrait se situer entre \$11 et \$16 millions, c'est-à-dire à 2,5% des coûts initiaux pour les forages.

Enfin, pour les facteurs de recouvrement du capital (CRF) respectifs à chacune des infrastructures ci-dessus évoquées (puits, FPSO et gazoduc), nous prendrons par défaut l'estimation d'un taux d'intérêt i à 8% que Jonathan Demierre applique aux gazoducs²⁷. Il s'agit certes d'un taux élevé, mais il nous semble préférable de l'appliquer tel quel en raison de la mauvaise situation politique et économique

20. « Karish and Tanin Field Development, Mediterranean Sea », Offshore Technology, 24/08/18, <https://www.offshore-technology.com/projects/karish-tanin-field-development-mediterranean-sea/>.

21. Reservoir Exploration and Appraisal

22. « TotalEnergies E&P Liban », TotalEnergies, <https://lb.totalenergies.com/fr/qui-sommes-nous/total-au-Liban/exploration-and-production>.

23. « TechnipFMC selected to develop Energiean Karish North field offshore Israel », Offshore Technology, 24/02/21, <https://www.offshore-technology.com/news/technipfmc-energieans-karish-north-israel/>.

24. Voir Annexe A.

25. J. Demierre, M. Bazilian, J. Carbajal, S. Sherpa, V. Modi, « Potential for regional use of East Africa's natural gas », Applied Energy 143, 2015, p. 423.

26. Voir Annexe B.

27. J. Demierre, M. Bazilian, J. Carbajal, S. Sherpa, V. Modi, « Potential for regional use of East Africa's natural gas », Applied Energy 143, 2015, p. 423.

libanaise qui rend tout investissement dans le secteur gazier risqué. Quant au nombre d'années n , celui-ci ne peut être supérieur à la durée d'exploitation du champ gazier. De fait, pour l'exploitation de Karish et Tanin, nous prenons $n = 15$ ans. De la sorte, $CRF = 11,7\%$.

Pour éviter une dispersion trop importante des résultats, il faut garder à l'esprit que plus l'utilisation des installations se fait importante, plus cela engendre des coûts de maintenance et d'opération. Ainsi, Q_{moy} ne sera retenue que pour les estimations basses des données ci-dessus exposées et, à l'inverse, Q_{max} ne sera employée que pour les estimations hautes²⁸.

En prenant Q_{max} :

$$P_0 = \frac{[(0,117+0,25)500 \times 10^6] + [(0,117+0,05)500 \times 10^6] + [(0,117+0,025)654 \times 10^6]}{8 \times 3,627 \times 10^7}$$

$$P_0 = 1,24 \text{ \$/MMBTU}$$

En prenant Q_{moy} :

$$P_0 = \frac{[(0,117+0,15)500 \times 10^6] + [(0,117+0,05)500 \times 10^6] + [(0,117+0,02)474 \times 10^6]}{5,3 \times 3,627 \times 10^7}$$

$$P_0 = 1,48 \text{ \$/MMBTU}$$

Tableau récapitulatif

	FPSO		Gazoduc		Puits	
	Estimation basse	Estimation Haute	Estimation basse	Estimation Haute	Estimation basse	Estimation Haute
C (M\$)	500,0	500,0	500,0	500,0	474,0	654,0
MC (%)	15,0	25,0	5,0	5,0	2,0	2,5
CRF (%)	11,7	11,7	11,7	11,7	11,7	11,7
Q (bcm/an)	5,3	8,0	5,3	8,0	5,3	8,0

L'exploitation du gisement Tamar par Israël

Découvert en 2009 et mis en exploitation en 2013, Tamar contient 283 milliards de m^3 de gaz et en produit chaque année 10,65 milliards de m^3 . Le gisement Tamar comporte au moins six puits fonctionnels auxquels il faut ajouter le puit Tamar-SW-1²⁹. Ceux-ci sont reliés par un

gazoduc de 150 km à une plateforme fixe de traitement du gaz³⁰.

En 2017 le capital investi pour l'exploitation s'élevait à \$4,6 milliards, tandis que les coûts annuels de maintenance et de fonctionnement étaient estimés à \$150 millions³¹ (c'est-à-dire 3,2% des investissements). Pour ce qui concerne le facteur de recouvrement du capital, en l'absence de données à ce sujet, nous avons

28. Les termes estimations basses et hautes ne réfèrent ici qu'aux données exposées et non aux prix calculés.

29. Tamar-5 n'a pas rencontré de gaz. Tamar-8 est en service. Quant à Tamar-7 et Tamar-9, ils étaient en projet en 2016, mais nous n'avons pas trouvé de données pour leur mise en service. De la sorte, sont au moins en service les puits 1, 2, 3, 4, 6, 8. (CSA Ocean Science, Noble Energy, « Tamar Field Development Project Environmental Impact Assessment Tamar-7, 8, 9 Drilling and completion; Tamar SW-1 completion », mars 2016, https://www.gov.il/BlobFolder/generalpage/enviromental_info_file/he/Tamar_Field_7_8_9_SW_EIA_Mar_2016.pdf).

30. « Tamar Natural Gas Field », Offshore Technology, 07/11/13, <https://www.offshore-technology.com/projects/tamar-field/>.

31. Tamar Petroleum, « Investors Presentation », Février 2018, <https://www.tamarpetroleum.co.il/wp-content/uploads/2020/07/Tamar-P-Investors-Presentation-Feb-2018-Eng.pdf>.

choisi de conserver le taux d'intérêt $i = 8\%$ évoqué plus haut pour un nombre d'années $n = 30$. Ainsi, $CRF = 8,9\%$.

Nous ne proposerons cependant qu'une seule estimation de Q , à savoir 10,65 milliards de m^3 , car les projections de Tamar Petroleum pour les coûts de maintenance et de fonctionnement étaient établies pour cette quantité uniquement.

De la sorte:

$$P_0 = \frac{[(0,089+0,032)4600 \times 10^6]}{10,65 \times 3,627 \times 10^7}$$

$$P_0 = 1,44 \text{ \$/MMBTU}$$

L'exploitation du gisement Zohr en Égypte

Découvert en 2015 par ENI, le gisement Zohr, contenant 850 milliards de m^3 , fut mis en service dès 2017. En 2021, le capital investi pour le développement du gisement s'élevait à \$12 milliards qui ont servi à construire une usine de traitement du gaz à Port-Saïd, une plateforme de gestion du champ gazier, et deux gazoducs de 216 km et de 30 pouces de diamètres reliant le gisement à l'usine³². Sur les 254 puits prévus tout au long de son exploitation, 15 sont aujourd'hui forés et fonctionnels et autorisent une production

de plus de 3 milliards de pd^3 par jour, soit 31 milliards de m^3 par an³³.

Cette capacité constitue un plateau atteint en 2019 et qui devrait durer jusqu'en 2040³⁴, aussi pour notre estimation du prix, compte-tenu de la longue durée du pic, nous ne prendrons qu'une seule estimation de Q , à savoir 31 milliards de m^3 par an.

Les coûts annuels de maintenance et de fonctionnement étaient estimés en 2016 entre 8 et 12% des investissements totaux³⁵. Quant au facteur de recouvrement du capital CRF , nous gardons l'estimation par défaut que nous avons proposée pour Tamar, à savoir 8,9%. Nous calculerons deux estimations pour le seuil de rentabilité.

Estimation basse:

$$P_0 = \frac{[(0,089+0,08)12000 \times 10^6]}{31 \times 3,627 \times 10^7}$$

$$P_0 = 1,80 \text{ \$/MMBTU}$$

Estimation haute:

$$P_0 = \frac{[(0,089+0,12)12000 \times 10^6]}{31 \times 3,627 \times 10^7}$$

$$P_0 = 2,23 \text{ \$/MMBTU}$$

32. « Zohr Gas Field », Offshore Technology, 26/02/21, <https://www.offshore-technology.com/projects/zohr-gas-field/>. « Eni estimates investment in Zohr gas processing plant at \$5 billion », Energy Egypt, 03/11/18, <https://energyegypt.net/eni-estimates-investment-in-zohr-gas-processing-plant-at-5-billion/>.

« Projet de développement Zohr – Offshore Contrôle de la plateforme », Enppi, <https://www.enppi.com/fr/projects/projet-de-developpement-zohr-onshor-phase-ii/>.

33. Organisme général de l'Information égyptien, « 15 puits du gisement de Zohr produisent plus de 3 milliards de pieds cubes par jour de gaz », 07/09/20, <https://sis.gov.eg/Story/138122/15-puits-du-gisement-de-Zohr-produisent-plus-de-3-milliards-de-pieds-cubes-par-jour-de-gaz?lang=fr>

34. Ministère de l'Économie, des Finances et de la Relance, Direction générale du Trésor, « Le secteur du gaz en Egypte: production et consommation », 20/05/18, <https://www.tresor.economie.gouv.fr/Articles/2018/05/20/le-secteur-du-gaz-en-egypte-production-et-consommation>.

35. « Natural Gas Technical Production Cost for Zohr Field », Lebanon Gas News, 15/07/16, <https://lebanongasnews.com/wp/natural-gas-technical-production-cost-for-zohr-gas-field/>

Le prix du gaz au Liban

Pour ce qui concerne désormais les prix du gaz libanais, il faut avoir à l'esprit que le gisement Zohr est exceptionnel à beaucoup d'égard. Il est le plus grand de toute la Méditerranée orientale, son volume excède même les réserves de gaz supposées au Liban. Par ailleurs, il est situé à 190 km environ des côtes égyptiennes – la ZEE libanaise ne s'étend pas au-delà de 150 km de la côte. Enfin, Zohr est relié directement à la terre par deux gazoducs de 216 km situés à des profondeurs atteignant 1 500m et qui peuvent transporter au moins 31 milliards de m³. La mise en œuvre d'un chantier pour exploiter un tel gisement engendre des coûts très importants et certainement plus élevés que tout chantier gazier au Liban.

Par conséquent, nous allons retenir une estimation basse du seuil de rentabilité pour le gaz libanais de $P_0 = 1,50$ \$/MMBTU et une estimation haute à 2 \$/MMBTU. Cependant, les prix finaux réalisent des marges conséquentes sur ces seuils de rentabilité. L'exemple de l'exploitation de Zohr par ENI est à cet égard éloquent. La compagnie égyptienne EGAS achète le gaz entre 4 et 5,88 \$/MMBTU. Sur cette somme, 40% est réservé au remboursement des investissements d'ENI dans l'exploitation de Zohr et la marge est partagée entre ENI (35%) et l'État égyptien (65%)³⁶.

À l'instar des prix dispensés par ENI pour Zohr, on peut considérer que le seuil de rentabilité défini pour le gaz libanais constitue 40% du prix final, la marge constituant dès lors 60%. Ces estimations concordent avec celles fournies par Charles Ellinas pour le prix du gaz en sortie du gisement Léviathan: environ 4 \$/MMBTU³⁷.

	Estimation basse	Estimation haute
Seuil de rentabilité P0	1,50 \$/MMBTU	2 \$/MMBTU
Prix final	3,75 \$/MMBTU	5 \$/MMBTU
Marge	2,25 \$/MMBTU	3 \$/MMBTU

Le gouvernement libanais a négocié les conditions suivantes avec le consortium Total-ENI-Novatek en cas de découverte puis de production de gaz³⁸:

- ♦ Pour le bloc 4, les revenus reversés à l'État seront compris entre 63 et 71% de la marge.
- ♦ Pour le bloc 9, proche d'Israël et dont une partie de la superficie est contestée, ces revenus seront légèrement inférieurs: entre 56 et 61% de la marge.

Le tableau suivant indique une fourchette pour les revenus de l'État libanais selon la localisation du gaz et selon les estimations basse et haute des seuils de rentabilité pour l'extraction du gaz.

Revenus de l'État libanais à travers l'exploitation du gaz

	Bloc 4		Bloc 9	
	Estimation basse	Estimation haute	Estimation basse	Estimation haute
\$/MMBTU	1,42	2,13	1,26	1,83
\$/milliard de M ³	51,412,725	77,255,100	45,700,200	66,374,100

36. « Ramping up gas production in Egypt », Oxford Business Group, 30/03/16, <https://oxfordbusinessgroup.com/news/ramping-gas-production-egypt>.

37. C. Ellinas, « EastMed gas pipeline to go through Egypt? », CyprusMail, 05/03/21, <https://cyprus-mail.com/2021/03/05/eastmed-gas-pipeline-egypt/>.

38. « Au Liban, le gaz est un enjeu électrique », 15-38 Méditerranée, 04/06/20, <https://www.1538mediterranee.com/au-liban-le-gaz-est-un-enjeu-electrique-2/>.

La production énergétique libanaise actuelle

Les infrastructures électriques libanaises

Le parc électrique libanais est composé, dans une très vaste majorité, de centrales thermiques fonctionnant avec du combustible dérivé du pétrole (fioul, gasoil) importé dans sa totalité. En 2018, ces centrales thermiques ont produit 95% de l'électricité au Liban. Parmi ces installations figurent deux centrales thermiques à cycle combiné à Deir Ammar et à Zahrani, toutes deux ayant une capacité de 455 MW et construites entre 1998 et 2002³⁹. Initialement prévues pour

fonctionner au gaz, elles n'ont en réalité, hormis un court intermède de gaz en 2010, brûlé que du gasoil⁴⁰.

En 2018, la production totale d'électricité par les centrales de la compagnie nationale Electricité du Liban (EDL) s'élevait à 11 254 GWh, production à laquelle il faut ajouter les 3 578 GWh achetés auprès de centrales-navires et de la Syrie ainsi que les 253 GWh produits par la société Kadisha (possédée à 98% par EDL) qui gère les barrages hydro-électriques sur la rivière éponyme⁴¹. Cette production totale correspond à une capacité

39. République Libanaise, Ministère de l'Énergie et de l'Eau, « Mise à jour du Plan Stratégique National pour le Secteur de l'Électricité », Mars 2019, https://energyandwater.gov.lb/mediafiles/articles/doc-100511-2019_05_22_04_02_43.pdf, p. 4.

40. International Energy Agency, « Lebanon », <https://www.iea.org/countries/lebanon>.

41. I. Shabani, M. Chaaban, Techno-economic Assessment of The Lebanese Electrical Sector (Renewable Vs. Non - Renewable Energy Resources), Lebanese University, Novembre 2020, https://www.researchgate.net/publication/345993656_Techno-economic_Assessment_of_The_Lebanese_Electrical_Sector_Renewable_Vs_Non_-_Renewable_Energy_Resources, pp. 36-37.

effective théorique de 2 339 MW⁴² dont 1 800 MW pour les centrales d'EDL⁴³, alors que la demande atteignait 3 562 MW en 2018⁴⁴. À ce manque de puissance théorique, il faut ajouter les pertes des réseaux de transport et de distribution à hauteur de 34%⁴⁵. De fait, EDL, accompagnée de l'électricité achetée, ne peut produire que deux tiers de l'électricité demandée et ne pourvoit à cause des pertes qu'à la moitié de la demande libanaise. En raison de ces mauvaises conditions de production, le prix de l'électricité atteint 136,2 \$/MWh en sortie de la centrale de Zahrani et 149,6 \$/MWh en sortie de la centrale de Deir Ammar⁴⁶.

Le prix hypothétique de l'électricité produite avec du gaz

Supposons que l'ensemble de la production énergétique au Liban en 2018 – 15 085 GWh – fût réalisée à l'aide de gaz brûlé au sein de centrales thermiques à cycles combinés dont le rendement énergétique est de 60%⁴⁷. En sachant qu'il y a :

- ♦ 3 600 x 10⁹ J/MWh
- ♦ 1 055 x 10⁹ J/MMBTU

On peut déterminer que pour générer 15 085 GWh d'électricité il faut la quantité Q_{gaz} suivante :

$$Q_{\text{gaz}} = (15085 \times 10^3) \frac{3.600 \times 10^9}{1.055 \times 10^9} \times \frac{100}{60}$$

$$Q_{\text{gaz}} = 8,58 \times 10^7 \text{ MMBTU}$$

C'est-à-dire :

$$Q_{\text{gaz}} = 2,37 \text{ milliards de m}^3$$

Cependant, l'électricité produite ne constitue que deux tiers de la demande en électricité. En faisant abstraction des pertes du réseau, il aurait donc fallu, en 2018, 3,55 milliards de m³ de gaz pour subvenir à l'ensemble des besoins énergétiques de la population.

Supposons désormais – ce qui est plus raisonnable – que l'emploi du gaz pour générer de l'électricité au Liban sera restreint aux deux centrales thermiques à cycle combiné présentes actuellement au Liban, à savoir les centrales de Deir Ammar et Zahrani.

Ces deux centrales ont produit en 2018 6 175 GWh d'électricité (3 410 pour Zahrani et 2 765 pour Deir Ammar), soit 55% de l'électricité

42. République Libanaise, Ministère de l'Énergie et de l'Eau, « Mise à jour du Plan Stratégique National pour le Secteur de l'Électricité », Mars 2019, https://energyandwater.gov.lb/mediafiles/articles/doc-100511-2019_05_22_04_02_43.pdf, p. 11.

43. P. Hage Boutros, « Pourquoi y a-t-il davantage de coupures de courant au Liban ? », L'Orient-Le Jour, 10/01/20, <https://www.lorientlejour.com/article/1201752/pourquoi-y-a-t-il-davantage-de-coupures-de-courant.html>.

44. République Libanaise, Ministère de l'Énergie et de l'Eau, « Mise à jour du Plan Stratégique National pour le Secteur de l'Électricité », Mars 2019, https://energyandwater.gov.lb/mediafiles/articles/doc-100511-2019_05_22_04_02_43.pdf, p. 11.

45. Ibid. p. 14.

46. République Libanaise, Ministère de l'Énergie et de l'Eau, « Mise à jour du Plan Stratégique National pour le Secteur de l'Électricité », Mars 2019, https://energyandwater.gov.lb/mediafiles/articles/doc-100511-2019_05_22_04_02_43.pdf, p. 12.

47. Association des entreprises électriques suisses, « Centrales à gaz à cycle combiné », mars 2020, <file:///Users/adrien/Downloads/202003-cdb-centrales-gaz-cycle-combine-ccc.pdf>, p. 3.

produites par les centrales d'EDL⁴⁸. Avec leurs 455 MW chacune, elles sont en mesure de fournir ensemble entre 25% et 30% de la demande libanaise (en faisant abstraction des pertes du réseau électrique).

De ce fait, on peut calculer que Zahrani a fonctionné environ 7500 h à pleine puissance en 2018, et Deir Ammar un peu plus de 6000 h. En considérant un temps de fonctionnement moyen de 7 000 h pour ces centrales, on obtient qu'elles fournissent chacune 3 185 GWh d'électricité en un an. Voici la quantité Q_{gaz} nécessaire au fonctionnement d'une seule de ces centrales:

$$Q_{\text{gaz}} = (3185 \times 10^3) \frac{3,600 \times 10^9}{1,055 \times 10^9} \times \frac{100}{60}$$

$$Q_{\text{gaz}} = 1,81 \times 10^7 \text{ MMBTU}$$

Soit:

$$Q_{\text{gaz}} = 0,50 \text{ milliards de m}^3$$

Pour assurer le fonctionnement de ces deux centrales pendant une année, il faut donc 1 milliard de m³ de gaz.

Pour ce qui concerne à présent le seuil de rentabilité de l'électricité produite avec du gaz, on peut la calculer de la manière suivante:

$$P_{\text{électricité}} = \frac{(CRF)C_{\text{centrale}} + MC + P_{\text{gaz}}Q_{\text{gaz}}}{Q_{\text{électricité}}}$$

Avec:

- ♦ $P_{\text{électricité}}$ est le prix de l'électricité (en \$/MWh).
- ♦ $Q_{\text{électricité}}$ est la quantité annuelle d'électricité produite (en MWh). On conserve les 3 185 GWh qui correspondent au fonctionnement à pleine puissance d'une centrale de 455 MW pendant 7 000 h.
- ♦ C_{centrale} est le coût initial d'une centrale thermique à cycle combiné (en \$). Le coût de construction moyen d'une centrale à cycle combiné se monte à environ 1 000 \$/kW⁴⁹. Une centrale de 455 MW comme celle de Zahrani ou de Deir Ammar coûterait alors \$455 millions.
- ♦ CRF est le facteur de recouvrement du capital (en %). On conserve le taux d'intérêt à 8% utilisé plus haut pour les infrastructures gazières et on lui applique une durée de vie économique de 25 ans⁵⁰. De la sorte $CRF = 9,4\%$.
- ♦ MC sont les coûts annuels de maintenance et de fonctionnement de la centrale (en \$).

48. I. Shabani, M. Chaaban, Techno-economic Assessment of the Lebanese Electrical Sector (Renewable vs. Non - Renewable Energy Resources), Lebanese University, Novembre 2020, https://www.researchgate.net/publication/345993656_Techno-economic_Assessment_of_The_Lebanese_Electrical_Sector_Renewable_Vs_Non_-_Renewable_Energy_Resources, pp. 36-37.

49. En 2010, l'Energy Technology System Analysis Program de l'Agence internationale de l'Énergie indiquait que ce coût était de 1100 \$/kW. Toutefois, l'étude prévoyait une baisse à 1000 \$/kW pour 2020 (International Energy Agency - Energy Technology System Analysis Program, « Gas-Fired Power », avril 2010, https://iea-etsap.org/E-TechDS/PDF/E02-gas_fired_power-GS-AD-gct.pdf, p. 1).

Cette baisse semble confirmée par le document suivant: République Française, Ministère de l'Écologie, de l'Énergie, du Développement durable et de l'Aménagement du territoire, « Synthèse publique de l'étude des coûts de référence de la production électrique », avril 2014, https://www.ademe.fr/sites/default/files/assets/documents/20140407_Synthese-publique-couts-ref-prod-electrique.pdf, p. 7.

50. République Française, Ministère de l'Écologie, de l'Énergie, du Développement durable et de l'Aménagement du territoire, « Synthèse publique de l'étude des coûts de référence de la production électrique », avril 2014, https://www.ademe.fr/sites/default/files/assets/documents/20140407_Synthese-publique-couts-ref-prod-electrique.pdf, p. 7.

Ceux-ci s'élèvent à 0,05 \$/kWh⁵¹. Ainsi, on obtient un coût final de \$159 millions.

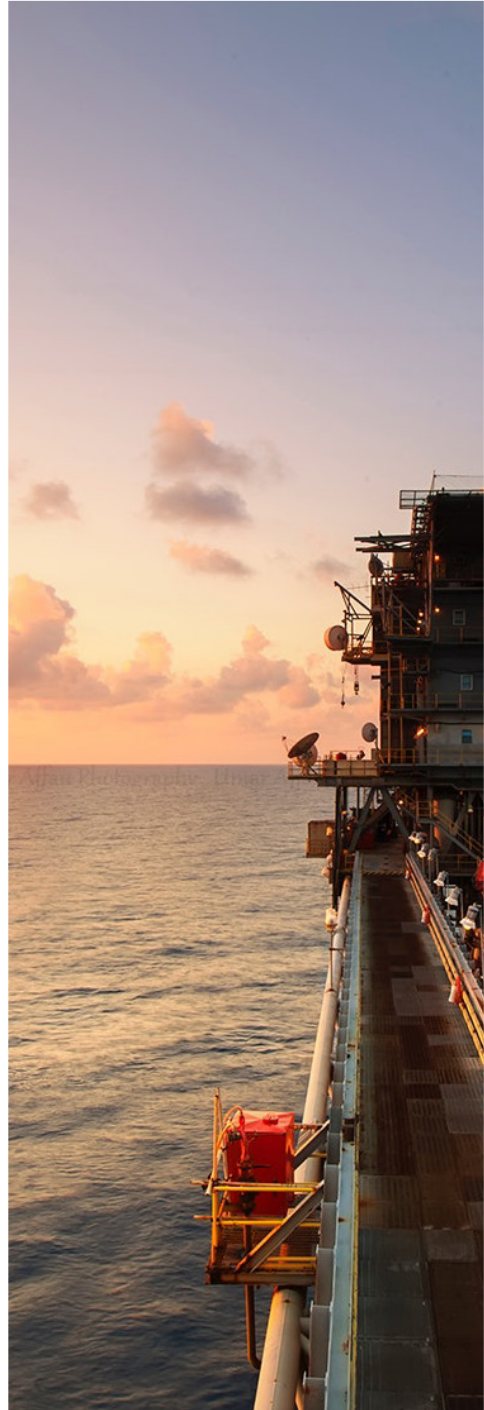
- ♦ P_{gaz} est le prix du gaz (en \$/MMBTU). Nous supposons, à la suite de nos estimations du prix du gaz, qu'EDL l'acquiert à 5 \$/MMBTU.
- ♦ Q_{gaz} est la quantité de gaz achetée (en MMBTU). On l'a établie à $1,81 \times 10^7$ MMBTU.

Dès lors:

$$P_{\text{électricité}} = \frac{0,094 \times 455 \times 10^6 + 159 \times 10^6 + 5 \times 1,81 \times 10^7}{3185 \times 10^3}$$

$$P_{\text{électricité}} = 91,84 \text{ \$/MWh}$$

Soit une électricité un tiers moins chère que celle produite actuellement avec du gasoil dans les centrales de Deir Ammar et Zahrani.



51. G. Jenkins, C.-Y. Kuo, A. Harberger, « L'abc de l'analyse de projets d'électricité », Analyse coûts-avantages pour les décisions d'investissement, 2019, https://www.cri-world.com/publications/qed_dp_4550.pdf.

Estimation de la production libanaise future en électricité

L'évolution du PIB libanais par habitant

Afin d'estimer la production libanaise future en électricité, nous allons utiliser le modèle employé à cet effet pour la zone subsaharienne par Jonathan Demierre⁵² et réutilisé par Isabella Ruble⁵³ pour la Méditerranée orientale. Le modèle évalue en premier lieu le PIB par habitant du pays concerné à un temps t , puis les besoins énergétiques par habitant au même temps t , pour enfin fournir une estimation des besoins en gaz du pays.

Ce modèle suppose qu'une économie en développement suit un processus de rattrapage de l'économie développée avec laquelle elle

entretient le plus d'échanges et se traduit par l'équation suivante:

$$PIB_{i,t} = PIB_{i,t-1} \times e^{[PIB_{cj} + r(\ln PIB_{j,t-1} - \ln PIB_{i,t-1})]}$$

- ♦ $PIB_{i,t}$ correspond au PIB par habitant d'un pays en développement i à un temps t .
- ♦ $PIB_{j,t}$ correspond au PIB par habitant à un temps t du pays développé j avec lequel le pays i entretient le plus d'échanges.
- ♦ PIB_{cj} est la croissance annuelle moyenne du PIB par habitant du pays j .
- ♦ r est une constante qui mesure la rapidité du rattrapage de l'économie i sur l'économie

52. J. Demierre, M. Bazilian, J. Carbajal, S. Sherpa, V. Modi, « Potential for regional use of East Africa's natural gas », *Applied Energy* 143, 2015, pp. 420-423.

53. I. Ruble, « European Union energy supply security: The benefits of natural gas imports from the Eastern Mediterranean », *Energy Policy* 105, 2017, pp. 347-348.

j. Jonathan Demierre estime cette valeur à 0,014, valeur adoptée également par Isabella Ruble et que nous-même par conséquent conservons.

Pour initialiser ce modèle pour le Liban, nous faisons le postulat (optimiste) que la situation politique s'améliore sensiblement pour que l'économie retrouve en 2025 son niveau de 2018 antérieur à la crise politique, économique et sociale que traverse actuellement le pays. Si la découverte d'un gisement de gaz venait à être annoncée en 2022 par le consortium Total-ENI-Novatek, il ne pourrait de toute façon être mis en exploitation avant 2025, le temps de construire les infrastructures nécessaires et de planifier le remplacement des centrales thermiques à cycle combiné de Deir Ammar et Zahrani aujourd'hui en fin de vie⁵⁴. Il va sans dire que l'ensemble constitue une hypothèse optimiste.

De manière concrète, nous supposons ici que le PIB par habitant au Liban retrouve en 2025 son niveau de 2018, c'est-à-dire que nous le situons à \$7 500⁵⁵.

Les principaux fournisseurs du Liban ces dernières années étaient les pays européens⁵⁶. En 2020, la Suisse comptait même pour 28% des importations libanaises⁵⁷. Les principaux clients du Liban, en revanche, sont les pays du Moyen-Orient, Émirats arabes unis et Arabie saoudite en tête.

Comme le modèle suppose le rattrapage d'une économie en développement – ici le Liban – envers une économie développée, nous choisissons l'Union européenne comme entité économique de référence dans cette modélisation.

Nous supposons qu'en 2025, le PIB par habitant au sein de l'Union européenne aura retrouvé son niveau de 2019 et se situera par conséquent autour de \$45 000⁵⁸. La croissance de ce même PIB oscillait, entre 2012 et 2019, de -0,9% à 2,63%. Aussi, nous fixons une valeur moyenne de 1,5% pour la croissance annuelle du PIB par habitant au sein de l'Union européenne.

En entrant l'ensemble de ces données dans l'équation exposée ci-dessus, nous obtenons le tableau suivant:

	PIB par habitant UE (\$ 2020)	PIB par habitant Liban (\$ 2020)
2025	45 000	7 500
2026	45 675	7 807
2027	46 360	8 123
2028	47 055	8 449
2029	47 761	8 785
2030	48 477	9 132
2031	49 204	9 489
2032	49 942	9 857
2033	50 691	10 236
2034	51 451	10 626
2035	52 223	11 027
2036	53 006	11 440
2037	53 801	11 865
2038	54 608	12 302
2039	55 427	12 751
2040	56 258	13 213

54. En 2019, le ministère libanais de l'Énergie et de l'Eau anticipait ces problèmes et a émis un plan pour remplacer les centrales en fin de vie et diversifier le mix énergétique libanais tout en réduisant les pertes des réseaux de transport et de distribution de l'électricité (République Libanaise, Ministère de l'Énergie et de l'Eau, « Mise à jour du Plan Stratégique National pour le Secteur de l'Électricité », Mars 2019, https://energyandwater.gov.lb/mediafiles/articles/doc-100511-2019_05_22_04_02_43.pdf).

55. Voir Annexe D. Pour l'ensemble de cette modélisation, l'unité de référence sera le dollar US de 2020.

56. Groupe Crédit du Nord, « Présentation du Liban – Commerce extérieur », https://www.objectif-import-export.fr/fr/marches-internationaux/fiche-pays/Liban/presentation-commerce#classification_by_country.

57. Ministère de l'Économie, des Finances et de la Relance, Direction générale du Trésor, « Le commerce extérieur du Liban en 2020 », 21/06/21, <https://www.tresor.economie.gouv.fr/Pays/LB/le-commerce-exterieur-du-Liban-en-2017>.

58. Voir Annexe E.

Ce modèle nous permet également, dans le cadre des hypothèses optimistes que nous avons formulées, d'estimer l'évolution du PIB libanais⁵⁹:

	PIB Liban (\$ 2020)	Croissance (%)
2025	47 979 337 500	
2026	49 392 203 392	2,94
2027	50 960 737 105	3,18
2028	52 693 591 034	3,40
2029	54 567 974 790	3,56
2030	56 571 297 144	3,67
2031	58 711 583 859	3,78
2032	61 018 319 378	3,93
2033	63 484 071 204	4,04
2034	66 091 732 938	4,11
2035	68 825 119 743	4,14
2036	71 687 249 920	4,16
2037	74 677 111 635	4,17
2038	77 779 493 416	4,15
2039	80 974 626 203	4,11
2040	84 251 333 561	4,05

L'évolution de la consommation énergétique

À partir du PIB par habitant, il nous est possible de calculer les besoins énergétiques annuels en électricité par habitant (BEh).

$$BEh_t = PIB_{i,t} \times I_t$$

Avec:

- ♦ $PIB_{i,t}$ le PIB par habitant du pays i (ici le Liban) à l'année t
- ♦ I_t l'intensité énergétique électrique de ce pays à l'année t. Elle mesure la quantité

d'électricité consommée pour produire un dollar⁶⁰. Elle se calcule par le rapport entre la consommation annuelle d'électricité sur le PIB (en MJ/\$). Le modèle de Jonathan Demierre indique que cette intensité diminue de 1,14% par an en moyenne, faisant qu'un dollar consomme moins d'énergie pour être produit chaque année⁶¹.

En 2018, la production libanaise en électricité atteignait 15 085 GWh. En faisant abstraction des pertes des réseaux de transport et de distribution, cette production ne pouvait subvenir qu'à deux tiers de la demande qui aurait nécessité une puissance de 3 562 MW⁶². Il aurait fallu que les centrales libanaises produisent environ 22 500 GWh pour satisfaire l'ensemble de la demande des habitants. En 2025, le ministère libanais de l'Énergie et de l'Eau prévoit que la puissance nécessaire sera de 4 030 MW, soit une demande de 13% supérieure à celle de 2018⁶³. On va donc estimer à 25 000 GWh la demande libanaise en électricité en 2025 et supposer que la production parviendra à la soutenir.

	Intensité énergétique électrique (MJ/\$)	BEh (MJ/habitant)
2025	1,875807476	14 068,55607
2026	1,854423271	14 477,48248
2027	1,833282846	14 891,75656
2028	1,812383422	15 312,82753
2029	1,791722251	15 740,27997
2030	1,771296617	16 175,48071
2031	1,751103835	16 616,22429
2032	1,731141252	17 063,85932

59. Voir l'Annexe C pour l'évolution de la population libanaise entre 2010 et 2040.

60. Le modèle de J. Demierre fait usage, lui, de l'intensité énergétique primaire. Cette intensité mesure la quantité d'énergie primaire (gaz, pétrole, charbon...) consommée pour produire un dollar. Je préfère adapter cette mesure à la seule consommation d'électricité qu'il m'est plus facile de mesurer.

61. J. Demierre, M. Bazilian, J. Carbajal, S. Sherpa, V. Modi, « Potential for regional use of East Africa's natural gas », Applied Energy 143, 2015, P. 420.

62. Voir supra pp. 13-14.

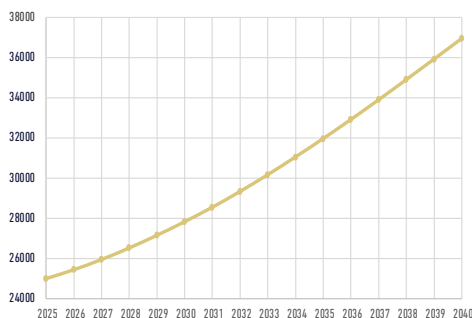
63. République Libanaise, Ministère de l'Énergie et de l'Eau, « Mise à jour du Plan Stratégique National pour le Secteur de l'Électricité », Mars 2019, https://energyandwater.gov.lb/mediafiles/articles/doc-100511-2019_05_22_04_02_43.pdf, p. 6.

	Intensité énergétique électrique (MJ/\$)	BEh (MJ/habitant)
2033	1,711406241	17 517,95429
2034	1,691896210	17 978,08913
2035	1,672608593	18 443,85496
2036	1,653540856	18 916,50739
2037	1,634690490	19 395,60266
2038	1,616055018	19 880,70883
2039	1,597631991	20 371,40552
2040	1,579418986	20 868,86307

Il nous est désormais possible d'obtenir la consommation énergétique annuelle au Liban pour la période 2025-2040⁶⁴:

	Consommation énergétique annuelle (GWh)	Croissance (%)
2025	25 000,0	
2026	25 442,8	1,77
2027	25 951,5	2,00
2028	26 528,1	2,22
2029	27 158,5	2,38
2030	27 834,6	2,49
2031	28 558,4	2,60
2032	29 342,0	2,74
2033	30 179,7	2,85
2034	31 061,2	2,92
2035	31 977,1	2,95
2036	32 927,2	2,97
2037	33 909,4	2,98
2038	34 915,5	2,97
2039	35 935,5	2,92
2040	36 963,4	2,86

La consommation libanaise en électricité (GWh) 2025-2040



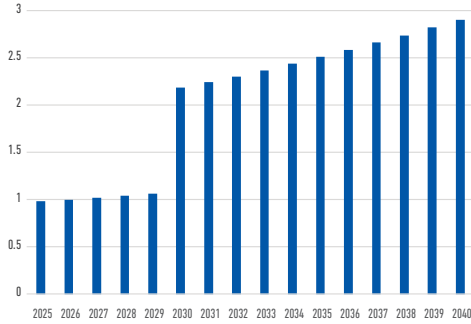
L'évolution de la part du gaz dans la production énergétique libanaise

Le parc de centrales thermiques à cycle combiné fonctionnant au gaz au Liban (les actuelles centrales de Deir Ammar et Zahrani) a une puissance théorique totale de 910 MW. Ce parc pourrait en 2025 assurer 25% de la production électrique totale du pays. Vieillissant, il nous faut considérer son remplacement total pour l'horizon 2025-2030⁶⁵. Aussi nous prenons le parti, pour cette étude, que le gaz n'assurera que 25% de la production énergétique libanaise jusqu'en 2030, le temps de renouveler les centrales et d'en rajouter d'autres pour 2030, afin qu'à cette date 50% de l'électricité nationale soit produite à l'aide de gaz. Tel est le scénario de production électrique que nous retenons.

64. Voir l'Annexe C pour l'évolution de population libanaise entre 2010 et 2040.

65. L'État libanais est conscient de ce problème, mais prévoit surtout le remplacement des centrales thermiques au fioul de Zouk, Jieh et Hrayché qui sont bien plus anciennes (République Libanaise, Ministère de l'Énergie et de l'Eau, « Mise à jour du Plan Stratégique National pour le Secteur de l'Électricité », Mars 2019, https://energyandwater.gov.lb/mediafiles/articles/doc-100511-2019_05_22_04_02_43.pdf).

Quantité annuelle de gaz consommé (milliards de m³) 2025-2040

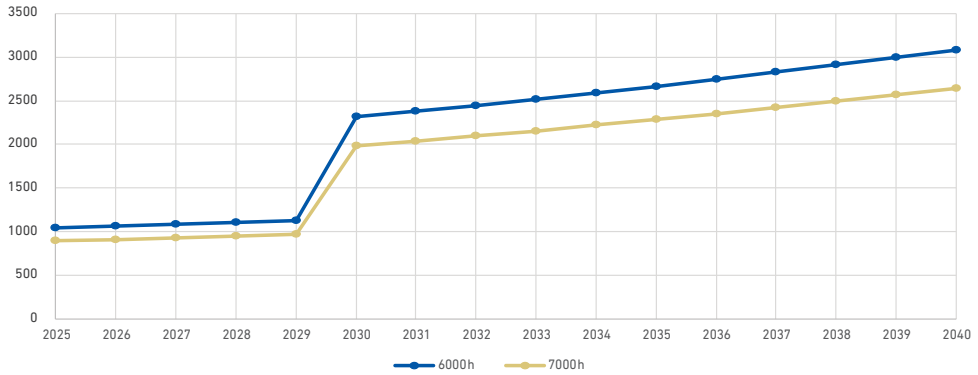


Voici de la sorte, les quantités annuelles de gaz nécessaires pour assurer ces niveaux de production:

	MMBTU	Milliards de M³		MMBTU	Milliards de M³
2025	35 545 023,70	0,980011682	2033	85 819 052,13	2,366116684
2026	36 174 597,16	0,997369649	2034	88 325 687,20	2,435227108
2027	36 897 867,30	1,017310926	2035	90 930 142,18	2,507034524
2028	37 717 677,73	1,039913916	2036	93 631 848,34	2,581523252
2029	38 613 981,04	1,064625890	2037	96 424 834,12	2,658528650
2030	79 150 521,33	2,182258653	2038	99 285 781,99	2,737407830
2031	81 208 720,38	2,239005249	2039	102 186 255,90	2,817376783
2032	83 436 966,82	2,300440221	2040	105 109 194,30	2,897965104

Selon que les centrales thermiques à gaz fonctionnent en moyenne par an 6 000h ou 7 000h, voici la puissance annuelle nécessaire de ce parc de centrales (en MW):

Puissance annuelle du parc de centrales à gaz



	6000h	7000h
2025	1.042	893
2026	1.060	909
2027	1.081	927
2028	1.105	947
2029	1.132	970
2030	2.320	1.988
2031	2.380	2.040
2032	2.445	2.096
2033	2.515	2.156
2034	2.588	2.219
2035	2.665	2.284
2036	2.744	2.352
2037	2.826	2.422
2038	2.910	2.494
2039	2.995	2.567
2040	3.080	2.640

Il faut donc prévoir, sur la période 2025-2040, un triplement de la puissance énergétique – de 1 000 MW à 3 000 MW – du parc de centrales thermiques à gaz pour assurer, en 2040, 50% de la production d'électricité à partir du gaz.

Toute augmentation du prix de 10 \$/MWh (c'est-à-dire 0,01 \$/kWh) au-delà du seuil de rentabilité de 91,84 \$/MWh établi plus haut⁶⁶ se traduirait pour EDL par des bénéfices annuels nets exposés dans le tableau ci-dessous. L'ensemble constituant un bénéfice de \$2 093 milliards sur la période 2025-2040.

	Bénéfices (\$)
2025	62 500 000
2026	63 607 000
2027	64 878 750
2028	66 320 250
2029	67 896 250
2030	139 173 000
2031	142 792 000
2032	146 710 000
2033	150 898 500
2034	155 306 000
2035	159 885 500
2036	164 636 000
2037	169 547 000
2038	174 577 500
2039	179 677 500
2040	184 817 000

66. Voir supra p. 17.



Exploitation et part exportable du gaz libanais

Nous proposons quatre scénarii d'exploitation du gaz, établis en fonction du plus important gisement hypothétiquement découvert en 2022 et dont l'exploitation démarrerait en 2025. Les pics d'extraction choisis pour chacun de ces scénarii le sont à titre indicatifs seulement. Il s'agit de formuler ce à quoi pourrait ressembler l'exploitation d'un gisement de gaz en fonction de sa taille en tenant compte du fait que l'entreprise exploitante aura tendance à accroître le rythme d'extraction avec la taille du gisement. Il est plusieurs raisons à cela. Notons simplement que, d'une part, les investissements de départ croissent avec la taille du gisement et, d'autre part, que l'entreprise exploitante cherchera à accroître ses bénéfices sans pour autant obérer la durabilité de l'exploitation. Pour résumer, il n'est aucune formule exacte pour l'établissement de ces pics d'exploitation, aussi ceux qui figurent pour chacun de ces scénarii

permettent seulement de se faire une idée de l'allure de l'exploitation et d'exprimer les enjeux de celle-ci, notamment pour l'exportation potentielle de gaz.

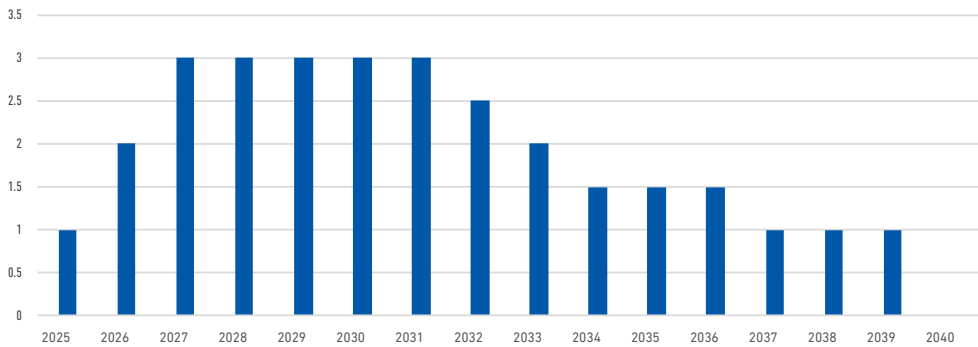


Scénario n°1

Supposons que le plus gros gisement découvert ait un volume de 30 milliards de m³ – les gisements d'un volume inférieur sont difficilement exploitables car peu rentables⁶⁷. Pour un pic d'extraction à 3 milliards de m³ par an, la durée d'exploitation peut être évaluée à

15 ans⁶⁸, de 2025 à 2039. Dans cette hypothèse, le Liban ne serait autosuffisant en gaz, selon les modalités de consommation spécifiées plus haut, qu'entre 2025 et 2032 et ne pourrait exporter que de faibles quantités de gaz durant cette même période.

Scénario 1: extraction annuelle (milliard de M3)



	Gaz extrait (milliard de m ³)	Gaz nécessaire (milliard de m ³)	Gaz exportable (milliard de m ³)	Gaz à importer (milliard de m ³)
2025	1,0	0,98	0,02	
2026	2,0	1,00	1,00	
2027	3,0	1,02	1,98	
2028	3,0	1,04	1,96	
2029	3,0	1,06	1,94	
2030	3,0	2,18	0,82	
2031	3,0	2,24	0,76	
2032	2,5	2,30	0,20	
2033	2,0	2,37		0,37
2034	1,5	2,44		0,94
2035	1,5	2,51		1,01
2036	1,5	2,58		1,08
2037	1,0	2,66		1,66
2038	1,0	2,74		1,74
2039	1,0	2,82		1,82
2040		2,90		2,90

67. Il y a bien sûr des exceptions, notamment le gisement Noa en Israël avec 1,3 milliards de m³ (« Noa well starts supplying Israel with natural gas », Reuters, 24/06/12, <https://www.reuters.com/article/us-noa-israel-idUSBRE85NOGR20120624>). Toutefois, celui-ci constituait une annexe du gisement Mari-B et n'a pas nécessité la construction de nouvelles grosses infrastructures pour sa mise en exploitation.

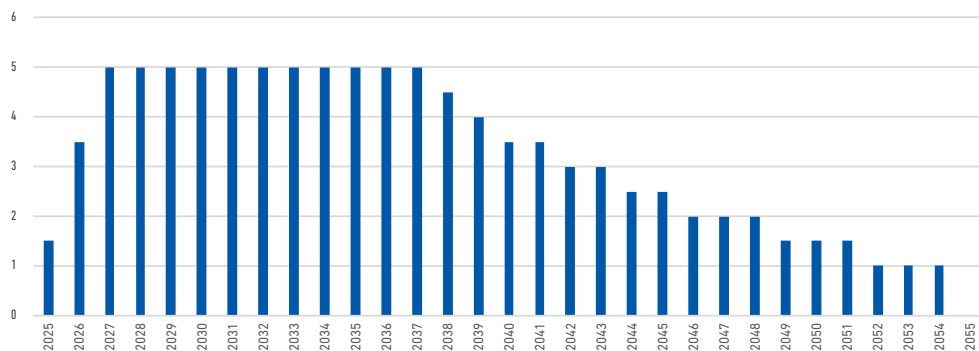
68. Voir la méthode de calcul en p. 6 de la présente étude.

Scénario n°2

Si le plus gros gisement de gaz découvert venait à atteindre 100 milliards de m³, et en prenant alors pour pic d'extraction annuelle 5 milliards de m³, le Liban pourrait extraire du gaz pendant 30 ans, de 2025 à 2054. Il ne pourrait cependant

subvenir à l'entièreté de ses besoins en gaz que jusque vers 2042. La part exportable de gaz se situe entre 2 et 3 milliards de m³ pour l'essentiel de la période 2025-2040.

Scénario 2: extraction annuelle (milliard de M3)



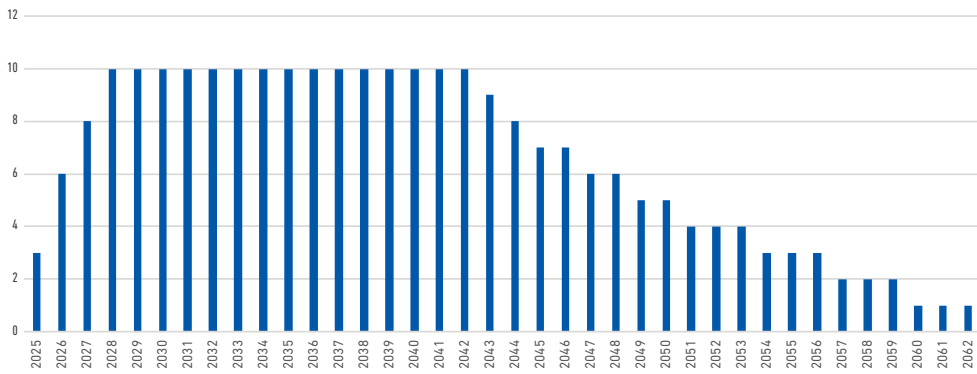
	Gaz extrait (milliard de m ³)	Gaz nécessaire (milliard de m ³)	Gaz exportable (milliard de m ³)
2025	1,5	0,98	0,52
2026	3,5	1,00	2,50
2027	5,0	1,02	3,98
2028	5,0	1,04	3,96
2029	5,0	1,06	3,94
2030	5,0	2,18	2,82
2031	5,0	2,24	2,76
2032	5,0	2,30	2,70
2033	5,0	2,37	2,63
2034	5,0	2,44	2,56
2035	5,0	2,51	2,49
2036	5,0	2,58	2,42
2037	5,0	2,66	2,34
2038	4,5	2,74	1,76
2039	4,0	2,82	1,18
2040	3,5	2,90	0,60

Scénario n°3

Avec 250 milliards de m³ et un pic d'extraction annuelle à 10 milliards de m³, l'exploitation durerait 37,5 ans. Le Liban demeurerait auto-suffisant et exportateur de gaz jusque vers 2050. La part de gaz exportable atteint dans ce

scénario des niveaux plus conséquents, autour de 7 milliards de m³ sur l'essentiel de la période 2025-2040, et demeure au-dessus de 5 milliards de m³ entre 2026 et 2044, ce qui permettrait d'asseoir le pays en tant qu'exportateur régional.

Scénario 3: extraction annuelle (milliard de M3)



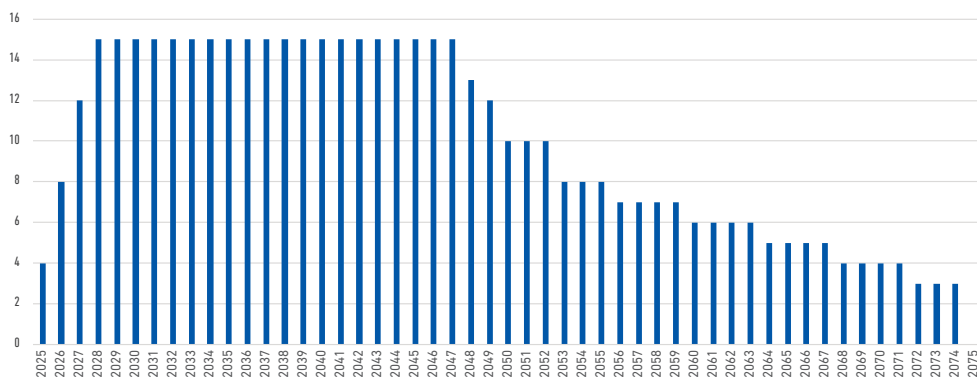
	Gaz extrait (milliard de m ³)	Gaz nécessaire (milliard de m ³)	Gaz exportable (milliard de m ³)
2025	3	0,98	2,02
2026	6	1,00	5,00
2027	8	1,02	6,98
2028	10	1,04	8,96
2029	10	1,06	8,94
2030	10	2,18	7,82
2031	10	2,24	7,76
2032	10	2,30	7,70
2033	10	2,37	7,63
2034	10	2,44	7,56
2035	10	2,51	7,49
2036	10	2,58	7,42
2037	10	2,66	7,34
2038	10	2,74	7,26
2039	10	2,82	7,18
2040	10	2,90	7,10

Scénario n°4

Le dernier scénario envisage le cas où serait découvert un gisement de 500 milliards de m³, gisement qui rassemblerait donc la grande majorité des réserves libanaises présumées. Dans un tel cas, avec un pic d'extraction annuelle de 15 milliards de m³, l'exploitation s'étendrait sur 50 ans, de 2025 à 2074. Le Liban pourrait alors probablement subvenir entièrement à ses

besoins en gaz jusqu'au début des années 2060. La part exportable de gaz, pour la majeure partie de la période 2025-2040, se situe au-dessus de 12 milliards de m³ et se maintient à un niveau supérieur à 7 milliards de m³ entre 2026 et 2049, ce qui ferait du Liban un exportateur régional d'envergure.

Scénario 4 : extraction annuelle (milliard de M³)



	Gaz extrait (milliard de m ³)	Gaz nécessaire (milliard de m ³)	Gaz exportable (milliard de m ³)
2025		0,98	3,02
2026	8	1,00	7,00
2027	12	1,02	10,98
2028	15	1,04	13,96
2029	15	1,06	13,94
2030	15	2,18	12,82
2031	15	2,24	12,76
2032	15	2,30	12,70
2033	15	2,37	12,63
2034	15	2,44	12,56
2035	15	2,51	12,49
2036	15	2,58	12,42
2037	15	2,66	12,34
2038	15	2,74	12,26
2039	15	2,82	12,18
2040	15	2,90	12,10

| Exportation du gaz

Il convient à présent de dresser la liste des potentiels États clients pour acheter l'éventuel surplus exportable du gaz libanais ainsi que la liste des gazoducs existants ou en projet nécessaires à cette exportation en fonction des scénarii d'exploitation établis auparavant.

Les potentiels États clients

Les clients les plus naturels pour le Liban sont évidemment les États voisins. Commençons par la Syrie. Dans l'éventualité où la situation politique syrienne serait suffisamment stable pour permettre vers 2025 la reconstruction économique du pays à la suite d'une guerre civile qui dure à présent depuis plus de dix ans, la Syrie constituerait un client à privilégier. Remarquons que la consommation de gaz en Syrie est passée de 8,53 milliards de m³ en 2010 à 3,26 milliards de m³ en 2018, de même que sa production de gaz, sur la même période, a chuté de 8,80 milliards de m³ à 3,63 milliards

de m³ ⁶⁹. Certes producteur de pétrole – les réserves syriennes prouvées atteignaient 300 milliards de m³ de gaz en 2020⁷⁰ – il devrait néanmoins s'écouler plusieurs années avant que le pays retrouve son niveau de production de 2010. Entre temps, le Liban pourrait s'avérer un partenaire de choix pour la Syrie afin de garantir son approvisionnement en gaz lors de sa reconstruction économique.

En faisant l'hypothèse que la situation syrienne se stabilise vers 2025, le Liban pourrait de la sorte envisager, selon ses capacités de production, d'exporter jusqu'à 2 ou 3 milliards de m³ par an en Syrie jusque vers 2030-2035. Après cette date, la Syrie redeviendrait très probablement autosuffisante en gaz, et ce d'autant qu'elle dispose des réserves probables de gaz offshore les plus importantes de toute la Méditerranée orientale, estimées en 2013 à près de 1 100 milliards de m³ ⁷¹.

69. International Energy Agency, « Syria », 2021, <https://www.iea.org/countries/syria>.

70. BP, Statistical Review of World Energy, 70th edition, 2021, p. 34.

71. D. Rigoulet-Roze, « La variable énergétique dans la crise syrienne », Confluences Méditerranée 91, 2014, pp. 95-106, <https://www.cairn.info/revue-confluences-mediterranee-2014-4-page-95.htm>.

La Jordanie apparaît comme un client potentiel de premier ordre pour le Liban. Non productrice de gaz, la Jordanie dépendait pour autant en 2018 à 83% de ce combustible pour générer son électricité et avait consommé cette année-là 3,76 milliards de m³ pour ce faire⁷². Selon ses capacités de production, le Liban pourrait envisager d'y exporter jusqu'à 3 ou 4 milliards de m³ par an. Actuellement, la Jordanie importe 3 milliards de m³ par an depuis Israël, via un gazoduc de 65 km traversant leur frontière commune⁷³.

Bien entendu, il est pour l'instant tout à fait exclu que le Liban exporte vers Israël. Cependant, pour que nous soyons exhaustifs, nous analysons quand même la situation de ce dernier pour ce qu'elle porte comme enseignements. Israël est à ce jour un grand producteur de gaz – 9,13 milliards de m³ produits en 2019⁷⁴. Toutefois, la croissance de la demande en gaz dans ce pays sera telle que vers 2040 il ne lui sera plus possible d'être autosuffisant en l'absence de nouvelles découvertes de gisements. Vers 2050, la production israélienne ne répondrait même

qu'au tiers de la demande en gaz⁷⁵. L'Égypte, actuellement le plus gros producteur de gaz de la région – 64,9 milliards de m³ en 2019⁷⁶ –, devrait voir sa production chuter après 2025 en raison de l'épuisement progressif de l'ensemble de ses champs gaziers hormis Zohr⁷⁷. Du fait de sa forte consommation en gaz, celle-ci a oscillé entre 55 et 60 milliards de m³ par an entre 2017 et 2020⁷⁸, l'Égypte devrait avoir du mal à prolonger son autosuffisance en gaz au-delà de 2030 en l'absence de nouveaux gisements. Dans un premier temps, elle pourrait se fournir auprès d'Israël, ce qui est déjà le cas depuis janvier 2020; l'Égypte a acheté un total de 85,3 milliards de m³ à Israël qui s'est engagé à les fournir sur une durée de 15 ans⁷⁹. Néanmoins, cela ne pourra plus être possible après 2040 pour les raisons évoquées au paragraphe précédent et l'Égypte devra par conséquent se fournir auprès de nouveaux partenaires. Pour être partenaire de l'Égypte, le Liban doit être en capacité de lui vendre autour de 4 ou 5 milliards de m³ par an sur une durée d'environ 15 ans, ce qui n'est envisageable que dans le cadre du scénario 4. Cela n'est en effet pas concevable

72. International Energy Agency, « Jordan », 2021, <https://www.iea.org/countries/jordan>.

73. M. Ghazal, « Israeli gas to Jordan expected in 2020 — official », Jordan Times, 05/07/18, <http://jordantimes.com/news/local/israeli-gas-jordan-expected-2020-%E2%80%94-official>.
« Experimental supply of Israeli natural gas reaches Jordan », The Jerusalem Post, 02/01/2020, <https://www.jpost.com/israel-news/experimental-supply-of-israeli-natural-gas-reaches-jordan-612838>.

74. International Energy Agency, « Israel », 2021, <https://www.iea.org/countries/israel>.

75. O. Akyener, « Future of Israel gas export up to 2050 & Turkey », Energy Policy Turkey 2, 2016, p. 41. <https://dergipark.org.tr/en/download/issue-file/6569>.

76. BP, Statistical Review of World Energy, 70th edition, 2021, p. 36.

77. Ministère de l'Économie, des Finances et de la Relance, Direction générale du Trésor, « Le secteur du gaz en Égypte: production et consommation », 20/05/18, <https://www.tresor.economie.gouv.fr/Articles/2018/05/20/le-secteur-du-gaz-en-egypte-production-et-consommation>.

78. BP, Statistical Review of World Energy, 70th edition, 2021, p. 38.

79. A. Lewis, A. Rabinovitch, « UPDATE 2-Israel starts exporting natural gas to Egypt under landmark deal », Reuters, 15/01/20, <https://www.reuters.com/article/israel-egypt-natgas-idUSL8N29K1R8>.

La genèse de ce contrat remonte aux années qui suivirent la révolution qui renversa Hosni Moubarak. Le gisement Zohr n'avait pas encore été découvert et la production commençait à décroître fortement. Elle passa de 59,1 milliards de m³ en 2011 à 40,3 milliards de m³ en 2016 (BP, Statistical Review of World Energy, 70th edition, 2021, p. 36). De ce fait, l'Égypte a très vite envisagé la possibilité de faire venir du gaz depuis Israël via le gazoduc reliant Ashkelon à Arish. Les accords furent finalisés seulement en novembre 2019 (« Israel-Egypt gas pipeline deal, explained », TRT World, 04/11/19, <https://www.trtworld.com/mea/israel-egypt-gas-pipeline-deal-explained-31103>).

pour le scénario 3, car le Liban ne pourrait alors maintenir une part exportable de gaz supérieure à 5 milliards de m³ que jusqu'en 2044.

La Turquie est, après l'Égypte, l'économie la plus consommatrice en gaz de Méditerranée orientale avec 46,4 milliards de m³ en 2020⁸⁰. Très dépendante du gaz russe – un tiers du gaz consommé en Turquie provenait de Russie en 2020⁸¹ –, la Turquie cherche à diversifier ses sources d'approvisionnement. La découverte récente de plusieurs gisements dans les eaux turques en mer Noire (un total provisoire de 540 milliards de m³) devrait le lui permettre, étant donné que la production de gaz devrait débuter en 2023⁸². Le pic de production pourrait atteindre 20 milliards de m³ par an⁸³ et rencontrer par conséquent environ 45% de la demande turque en gaz. Dans l'optique des scénarii 3 et 4, le Liban pourrait vendre à la Turquie des quantités de gaz variant entre 1 et 5 milliards de m³ par an et ce à partir de 2025-2030, ce qui permettrait à cette dernière de faire diminuer au choix les importations de gaz russe, duquel elle est fortement dépendante, ou celles de gaz iranien, très cher⁸⁴.

Dernier client potentiel pour le Liban: l'Union européenne. Celle-ci se trouve confrontée à moyen terme au problème de l'approvisionnement en

gaz. Grande consommatrice, elle n'en produit pour autant que très peu et l'importait en majorité de la mer du Nord et de la Russie. Le tarissement des réserves de gaz de la première et les mauvaises relations qu'entretient l'UE avec la seconde compliquent encore l'équation. Pour y remédier était envisagée dans le courant des années 2000 une route du gaz qui passerait par la Turquie pour atteindre les réserves du Caucase, de la Caspienne, de l'Iran et de la Méditerranée orientale. De cette quatrième route du gaz, ne demeure aujourd'hui que le gazoduc TANAP qui traverse la Turquie jusqu'en Azerbaïdjan et le projet de gazoduc EastMed qui doit relier les champs gaziers israéliens à l'UE en contournant la Turquie par Chypre et la Crète⁸⁵. Signé en 2020, la construction du gazoduc doit être achevée pour 2025⁸⁶. En cas de découverte importante de gaz – les scénarii 3 et 4 – et en cas de neutralisation du facteur israélien, le Liban pourrait se joindre à Chypre dans le cadre de ce projet pour exporter du gaz vers l'Union européenne, jusqu'à 3 milliards de m³ par an. Cela lui permettrait de surcroît de vendre à Chypre une petite partie du gaz transitant par EastMed. Bien que l'île dispose de gisements gaziers, la petite taille de son économie rend peu probable leur mise en exploitation, car la presque totalité de la production devrait être

80. BP, *Statistical Review of World Energy*, 70th edition, 2021, p. 38.

81. *Ibid.*, pp. 34-45.

82. N. Erkul Kaya, « Turkey's gas discoveries in Black Sea could cut annual import bill by \$6B », AA, 05/06/21, <https://www.aa.com.tr/en/turkey/turkeys-gas-discoveries-in-black-sea-could-cut-annual-import-bill-by-6b/2264496>.

83. *Ibid.*

84. Il semble que ce soit ce dernier choix qui soit pour l'instant privilégié. La Turquie importait en effet, en 2019 14,6 milliards de m³ de gaz russe et 7,4 milliards de m³ de gaz iranien. En 2020, ces quantités sont passées respectivement à 15,8 et 5,1 (BP, *Statistical Review of World Energy*, 69th edition, 2020, pp. 32-43 ; BP, *Statistical Review of World Energy*, 70th edition, 2021 pp. 34-45).

La Turquie achète le gaz iranien pour un prix de 205\$ pour 1000 m³ (O. Gunnar Austvik, G. Rzaeva, « Turkey in the geopolitics of energy », *Energy Policy* 107, 2017, p. 544), soit environ 7,25\$/MMBTU.

85. A. Sémon ; E. Mavrommatis, « EastMed et le marché du gaz en Europe et en Méditerranée », *Revue Défense Nationale*, 2021, HS3, pp. 102-106, <https://www.cairn.info/revue-defense-nationale-2021-HS3-page-102.htm>.

86. K. Abnett, « EU countries seek to prolong bloc's funding for gas projects – document », *Reuters*, 27/05/21, <https://www.reuters.com/world/europe/eu-countries-seek-prolong-blocs-funding-gas-projects-document-2021-05-27/>

ournée vers l'exportation alors même que le gaz méditerranéen est cher à produire. Cela pourrait créer de la sorte un possible débouché commercial pour le gaz libanais à hauteur d'un peu moins d'un milliard de m³ par an⁸⁷.

Le gazoduc arabe

Le gazoduc arabe constitue, à n'en point douter, le réseau principal par lequel le Liban va pouvoir exporter son gaz. Son parcours est le suivant :

- ♦ La première section, commandée en 2003, débute à Arish en Égypte pour rejoindre Aqaba en Jordanie par un trajet de 265 km et pour un coût de \$220 millions⁸⁸;
- ♦ La deuxième section, dont le contrat fut signé en 2004 et rempli en 2005, relie Aqaba à Rehab en Jordanie et mesure 390 km, le tout pour un coût de \$300 millions⁸⁹;
- ♦ La troisième section, entre Rehab et Jabber à la frontière jordano-syrienne mesure 30 km et fut achevée en 2007 pour un coût \$35 millions⁹⁰ ;
- ♦ La quatrième section fut terminée en 2008 et relie Jabber à Homs sur une distance de 324 km pour un coût d'environ \$300 millions⁹¹ ;
- ♦ Une section de 96 km relie Homs à Tripoli (la centrale thermique de Deir Ammar est très proche de Tripoli), dont 32 km au Liban entre Addabousiya et Tripoli⁹².
- ♦ Une section supplémentaire relie Homs à Baniyas. Celle-ci ne nous intéresse pas dans le cadre de notre étude.
- ♦ Enfin, était projetée à la fin des années 2000 une section de 240 km qui aurait relié Homs à Alep pour un coût de \$395,5 millions⁹³, puis une section de 64 km d'Alep à Kilis en Turquie pour un coût de \$71 millions⁹⁴. Il était prévu que chacune ait une capacité de 10 milliards de m³ par an, mais aucune ne vit le jour⁹⁵.

87. L'économie chypriote a produit 4627 GWh d'électricité en 2019, production qui pourrait être assurée avec 0,73 milliard de m³ de gaz naturel (International Energy Agency, « Cyprus », 2021, <https://www.iea.org/countries/cyprus>).

88. World Bank, Regional Gas Trade Projects in Arab Countries, 1, 2013, <file:///Users/adrien/Downloads/761140ESWOP12700CATALOGOAS010VOLUME.pdf>, pp. 40- 43.

89. Ibid.

90. Ibid.

91. Ibid.

92. Ibid.

European Commission, Supplying the EU Natural Gas Market, 2010, https://ec.europa.eu/energy/sites/ener/files/documents/2010_11_supplying_eu_gas_market.pdf, pp. 22-23.

United Nations Development Program, Sustainable Oil and Gas Development in Lebanon, "SODEL", 2016, https://procurement-notices.undp.org/view_file.cfm?doc_id=107786, pp. 32-34.

93. World Bank, Regional Gas Trade Projects in Arab Countries, 1, 2013, <file:///Users/adrien/Downloads/761140ESWOP12700CATALOGOAS010VOLUME.pdf>, p. xvi.

94. « Russians Build Turkey-Syria Pipeline », Kommersant, 14/10/08, https://web.archive.org/web/20100310211154/http://kommersant.com/p-13396/pipeline_construction.

95. World Bank, Regional Gas Trade Projects in Arab Countries, 1, 2013, <file:///Users/adrien/Downloads/761140ESWOP12700CATALOGOAS010VOLUME.pdf>, pp. 40- 43.

Section du gazoduc arabe	Prix en millions de \$ (année de référence)	Prix en millions de \$ de 2021	Longueur (km)	Prix unitaire (million de \$/km)	Coût de transport du gaz (\$/MMBTU)
Arish - Aqaba	220 (2003)	319	265	1,200	0,12
Aqaba - Rehab	300 (2004)	426	390	1,090	0,16
Rehab - Jabber	35 (2007)	45	30	1,500	0,02
Jabber - Homs	300 (2008)	372	324	1,150	0,14
Homs - Alep	395,5 (2008)	492	240	2,050	0,19
Alep - Kilis	71 (2008)	88	64	1,375	0,03

De Arish à Homs, le gazoduc a une capacité de 10,3 milliards de m³ par an⁹⁷, tandis que le segment qui relie Homs à Tripoli dispose d'une capacité de 2,2 milliards de m³ par an⁹⁸. Quel que soit le scénario de production de gaz, la capacité du segment libanais est insuffisante à long terme pour assurer tant les exportations que les importations lorsque le pays ne sera plus en capacité de soutenir par sa production sa consommation en gaz. Les scénarii 1 et 2 requièrent une capacité minimale de 4 milliards de m³ par an pour ce segment. Le scénario 3 demande quant à lui une capacité minimale de 6 milliards de m³ par an pour permettre des exportations en Jordanie, en Syrie et en Turquie, tandis que le dernier scénario nécessite une capacité minimale de 10 milliards de m³ par an afin de pouvoir en plus envoyer du gaz en Égypte.

Afin d'estimer les coûts de construction du gazoduc Tripoli-Homs pour chaque scénario, nous pouvons nous appuyer sur le modèle d'Isabella Ruble qui indique le prix du kilomètre de gazoduc en millions de dollars en fonction de sa capacité de transport en milliards de m³ par an⁹⁹:

$$C = 0,4215 + 0,57Q^{1/2} + 0,039Q$$

Toutefois, il nous faut remarquer que ce modèle, à propos du gazoduc arabe, fournit des estimations 2 à 2,5 supérieures aux prix réels indiqués dans le tableau ci-dessus (pour une capacité de 10,3 milliards de m³ par an, le modèle estime à \$2,65 millions le coût d'un kilomètre de gazoduc). Aussi va-t-on, pour nos estimations, diviser par deux le coût d'un kilomètre de gazoduc prédit par ce modèle.

96. Pour ce faire, nous employons la formule déjà utilisée et expliquée en pages 5 et 6 de la présente étude. Le coût de maintenance pour un gazoduc fonctionnant au maximum de ses capacités est de 5% de son prix initial. Le facteur de recouvrement du capital est calculé à l'aide d'un taux d'intérêt à 8% établi pour une durée de 30 ans (soit CRF = 8,9%).

97. World Bank, Regional Gas Trade Projects in Arab Countries, 1, 2013, <file:///Users/adrien/Downloads/761140ESWOP12700CATALOG0AS010VOLUME.pdf>, pp. 40- 43.

98. United Nations Development Program, Sustainable Oil and Gas Development in Lebanon, "SODEL", 2016, https://procurement-notices.undp.org/view_file.cfm?doc_id=107786, pp. 32-34.

99. L'équation initiale de Ruble ($C = 0,4215 + 0,096Q^{1/2} + 0,0011Q$), qu'elle reprend à Jonathan Demierre en en faisant évoluer un peu les coefficients, établit le prix en millions de dollar au kilomètre de gazoduc en fonction de sa capacité en milliards de m³ par an. L'équation ici présentée en est une conversion qui donne le prix en millions de dollars au kilomètre de gazoduc en fonction de sa capacité en milliards de m³ par an.

I. Ruble, « European Union energy supply security: The benefits of natural gas imports from the Eastern Mediterranean », Energy Policy 105, 2017, pp. 348-349.

J. Demierre, M. Bazilian, J. Carbajal, S. Sherpa, V. Modi, « Potential for regional use of East Africa's natural gas », Applied Energy 143, 2015, p. 423.

Gazoduc Homs - Tripoli	Longueur (km)	Capacité (milliards de m ³ par an)	Prix unitaire (million de \$/km)	Prix total (million de \$)	Coût de transport du gaz (\$/MMBTU)
Scénario 1	96	4	0,86	82,5	0,08
Scénario 2	96	4	0,86	82,5	0,08
Scénario 3	96	6	1,03	98,5	0,06
Scénario 4	96	10	1,31	125,5	0,05

Le gazoduc côtier Tripoli - Tyr

La construction d'un gazoduc entre Tripoli et Tyr, d'une longueur de 174km, avait déjà été envisagée à partir de 2010 par le gouvernement libanais¹⁰⁰. Toutefois ce projet, qui devait permettre de relier la centrale de Zahrani, située entre Tyr et Sidon, au terminal gazier de Tripoli, ne vit jamais le jour.

En cas de découverte de gaz, il va sans dire que ce gazoduc serait absolument nécessaire. Néanmoins, la capacité de transport à lui attribuer dépendrait de deux facteurs: la quantité de gaz découverte et la localisation de ce gaz. En effet, les blocs de prospection 4 et 9 sont les plus indiqués pour rechercher du gaz. Or, si le premier se trouve plutôt dans le nord de la zone économique exclusive libanaise, le second se

situe tout au sud. De fait, un gisement découvert dans le bloc 4 serait relié au terminal de Tripoli, mais un gisement découvert dans le bloc 9 devrait être relié à Tyr.

Admettons qu'un gisement soit mis à jour dans le bloc 4, le gazoduc côtier ne servirait alors qu'à transporter le gaz à destination des centrales du sud du pays étant donné qu'il est exclu qu'il aille à destination d'Israël via un gazoduc allant de Tyr au terminal gazier d'Haïfa. Dans le cadre des scénarii 1 et 2, le gazoduc ne disposerait ainsi que d'une capacité de 2 milliards de m³ par an, amplement suffisante pour faire transiter au moins la moitié du gaz consommé par le pays sur une année, même en 2040.

Gazoduc Tripoli-Tyr dans le cas d'une découverte de gaz dans le bloc 4¹⁰¹

Gazoduc Tripoli - Tyr	Longueur (km)	Capacité (milliards de m ³ par an)	Prix unitaire (million de \$/ km)	Prix total (million de \$)	Coût de transport du gaz (\$/MMBTU)
Scénario 1	174	2	0,65	113	0,22
Scénario 2	174	2	0,65	113	0,22
Scénario 3	174	5	0,95	165	0,13
Scénario 4	174	5	0,95	165	0,13

Admettons désormais que le gisement se trouve dans le bloc 9. Le gazoduc côtier devrait alors non seulement faire transiter le gaz nécessaire au fonctionnement des centrales du nord du pays (une capacité de 2 milliards de m³ doit y être réservée), mais aussi tout le gaz destiné à

être exporté depuis Tripoli via le gazoduc arabe. De la sorte, pour les scénarii 1 et 2, le gazoduc devrait disposer d'une capacité de 6 milliards de m³, 8 pour le scénario 3 et 12 pour le scénario 4.

100. « Le projet de construction d'un gazoduc côtier enfin sur les rails », L'Orient-Le Jour, 23/12/10, https://www.lorientlejour.com/article/682715/Le_projet_de_construction_d%2527un_gazoduc_cotier_enfin_sur_les_rails.html.

101. La méthode de calcul des prix reste la même que celle choisie pour le gazoduc Homs – Tripoli. Toutefois, il semble falloir considérer pour le gazoduc côtier que les prix indiqués constituent des estimations basses. Le projet de 2010 du gouvernement libanais était évalué à \$360 millions. La capacité de transport du gazoduc projeté n'a cependant jamais été indiquée (Ibid.)

Gazoduc Tripoli-Tyr dans le cas d'une découverte de gaz dans le bloc 9

Gazoduc Tripoli - Tyr	Longueur (km)	Capacité (milliards de m ³ par an)	Prix unitaire (million de \$/km)	Prix total (million de \$)	Coût de transport du gaz (\$/MMBTU)
Scénario 1	174	6	1,03	179	0,11
Scénario 2	174	6	1,03	179	0,11
Scénario 3	174	8	1,17	204	0,10
Scénario 4	174	12	1,43	249	0,08

Exporter du gaz vers l'Europe

Du fait des grandes quantités de gaz disponibles à l'exportation dans les scénarii 3 et 4, et du fait que l'Égypte ne se portera probablement pas acquéreuse de gaz libanais avant la fin de la décennie 2030, la vente de gaz à l'Union européenne demeure intéressante, car possible dès la mise en production des champs gaziers.

Il est plusieurs trajets à étudier pour ce faire, à commencer par le gazoduc EastMed qui doit être achevé pour 2025 et acheminer du gaz depuis les gisements israéliens jusqu'à la Grèce en passant par Vasilikos à Chypre. En cas de concrétisation de ce projet, le Liban pourrait éventuellement s'y adjoindre – sous réserve de neutralisation

du facteur israélien - et construire un gazoduc sous-marin d'environ 250km et d'une capacité de 3 milliards de m³ par an entre Tripoli et Vasilikos dont une petite quantité, entre 0,5 et 1 milliard de m³ pourrait être destinée à Chypre¹⁰². Le coût de transport du gaz par EastMed jusqu'en Grèce peut être évalué à environ 4 \$/MMBTU¹⁰³. En cas de non-réalisation du gazoduc EastMed ou de non-neutralisation du facteur israélien, il sera toujours possible au Liban de construire un gazoduc d'une capacité amoindrie à 1,5 milliard de m³ pour desservir Chypre¹⁰⁴.

Le tableau suivant établit les coûts de construction pour les deux configurations du gazoduc Tripoli – Vasilikos¹⁰⁵:

Gazoduc Tripoli - Vasilikos	Longueur (km)	Capacité (milliards de m ³ par an)	Prix unitaire (million de \$/km)	Prix total (million de \$)	Coût de transport du gaz (\$/MMBTU)
Absence d'Eastmed	250	1,5	1,90	475,0	1,21
Présence d'EastMed	250	3,0	2,77	692,5	0,88

Une autre possibilité serait de faire transiter le gaz par le gazoduc arabe jusqu'à Damiette en Égypte où se trouve un terminal de liquéfaction

et d'exporter du gaz naturel liquéfié (GNL). Cette route présente l'avantage pour le Liban de ne pas nécessiter la construction d'un coûteux gazoduc

102. Voir note 87.

103. A. Sémon, E. Mavrommatis, « EastMed ou le contournement de la Turquie. Étude statistique », Nemrod-ECDS, 17/06/21, <https://nemrod-ecds.com/?p=5453>.

104. Bien que Chypre pourrait couvrir ses besoins actuels en électricité avec seulement 0,73 milliard de m³ de gaz, le gazoduc doit avoir une capacité plus élevée pour s'adapter à la croissance des besoins énergétiques de l'île.

105. Il s'agit d'un gazoduc sous-marin de forte profondeur, aussi les calculs ne sont-ils pas les mêmes que pour les gazoducs terrestres. Pour plus de détails sur la modélisation des prix des gazoducs de forte profondeur, voir A. Sémon, E. Mavrommatis, « EastMed ou le contournement de la Turquie. Étude statistique », Nemrod-ECDS, 17/06/21, <https://nemrod-ecds.com/?p=5453>.

sous-marin. Les coûts de transports totaux comprennent le coût de transport jusqu'en Égypte à hauteur d'environ 0,50 \$/MMBTU, le coût de liquéfaction du gaz (environ 2,6 \$/MMBTU) et le coût de transport par méthanier jusqu'à un terminal européen de regazéification du GNL (0,4 à 1,25 \$/MMBTU)¹⁰⁶. Soit un coût de transport total estimé entre 3,50 et 4,35 \$/MMBTU.

Il est une dernière possibilité pour exporter du gaz vers l'Europe, mais qui ne peut être mise en place que dans le cadre du scénario 4, car elle nécessite de pouvoir exporter des quantités de gaz avoisinant 5 milliards de m³ par an sur une durée de 30 ans pour être rentable. Il s'agit de construire à Tripoli un terminal de liquéfaction du gaz. Un tel projet nécessiterait au minimum

un investissement initial compris entre \$1 et \$2 milliards¹⁰⁷. Cette solution est de loin la plus coûteuse de toutes en termes d'infrastructures et ne permet au surplus de gagner par rapport à la solution précédente que le coût de transport du gaz vers l'Égypte.

Tableaux récapitulatifs

Les tableaux suivants récapitulent pour chaque scénario les routes possibles pour l'exportation du gaz, le coût de transport qui y est lié ainsi que deux estimations, basse et haute, du prix de vente du gaz en sortie de cette route. Rappelons à cet effet que le prix de vente du gaz libanais juste après extraction est compris entre 3,75 et 5 \$/MMBTU¹⁰⁸.

Scénario 1

Pays client	Route	Volume à vendre (milliards de m ³ par an)	Coût de transport (\$/MMBTU)	Prix de vente du gaz Estimation basse (\$/MMBTU)	Prix de vente du gaz Estimation haute (\$/MMBTU)	Dates de possibilité de vente
Jordanie	Tripoli – Homs – Rehab	Entre 1 et 2	0,24	3,99	5,24	Dès 2025
Syrie	Tripoli – Homs	Entre 1 et 2	0,08	3,83	5,08	De 2025 à 2035

Scénario 2

Pays client	Route	Volume à vendre (milliards de m ³ par an)	Coût de transport (\$/MMBTU)	Prix de vente du gaz Estimation basse (\$/MMBTU)	Prix de vente du gaz Estimation haute (\$/MMBTU)	Dates de possibilité de vente
Jordanie	Tripoli – Homs – Rehab	Entre 1 et 3	0,24	3,99	5,24	Dès 2025
Syrie	Tripoli – Homs	Entre 1 et 3	0,08	3,83	5,08	De 2025 à 2035

106. R. Ripple, « U.S. Natural Gas (LNG) Exports: Opportunities and Challenges ». IAEE Energy Forum Int. Assoc. Energy Econ., Third Quarter, 2016, pp. 23–27.

Ripple estime le prix du GNL américain délivré au terminal de Zeebrugge en Belgique entre 5,12 et 5,98 \$/MMBTU en prenant appui sur les prix à Henry Hub aux États-Unis (2,15 \$/MMBTU) et pour un coût de transport allant de 0,4 à 1,25 \$/MMBTU, le coût de liquéfaction peut donc être grossièrement estimé autour de 2,6 \$/MMBTU.

107. A simple titre indicatif, le terminal égyptien de liquéfaction à Damiette construit en 2004 a la capacité de liquéfier 7,5 milliards de m³ de gaz par an et avait coûté alors \$1,3 milliard (« SEGAS Liquefied Natural Gas Complex, Damietta », Hydrocarbon Technology, <https://www.hydrocarbons-technology.com/projects/seagas/>).

108. Voir en page 12 de la présente étude.

Scénario 3

Pays client	Route	Volume à vendre (milliards de m ³ par an)	Coût de transport (\$/MMBTU)	Prix de vente du gaz Estimation basse (\$/MMBTU)	Prix de vente du gaz Estimation haute (\$/MMBTU)	Dates de possibilité de vente
Jordanie	Tripoli – Homs – Rehab	Entre 1 et 4	0,24	3,99	5,24	Dès 2025
Syrie	Tripoli – Homs	Entre 1 et 4	0,08	3,83	5,08	De 2025 à 2035
Turquie	Tripoli – Homs – Alep – Kilis	Entre 1 et 5	0,28	4,03	5,28	Dès 2025
UE	EastMed	Entre 1 et 3	4,00	7,75	9,00	Dès 2025
UE	GNL via Égypte	Entre 1 et 3	Entre 3,5 et 4,35	7,25	9,35	Dès 2025
Chypre	Tripoli – Vasilikos (présence d'EastMed)	Entre 0,5 et 1	0,88	4,63	5,88	Dès 2025
Chypre	Tripoli – Vasilikos (absence d'EastMed)	Entre 0,5 et 1	1,21	4,96	6,21	Dès 2025

Scénario 4

Pays client	Route	Volume à vendre (milliards de m ³ par an)	Coût de transport (\$/MMBTU)	Prix de vente du gaz Estimation basse (\$/MMBTU)	Prix de vente du gaz Estimation haute (\$/MMBTU)	Dates de possibilité de vente
Jordanie	Tripoli – Homs – Rehab	Entre 1 et 4	0,24	3,99	5,24	Dès 2025
Syrie	Tripoli – Homs	Entre 1 et 4	0,08	3,83	5,08	De 2025 à 2035
Turquie	Tripoli – Homs – Alep – Kilis	Entre 1 et 5	0,28	4,03	5,28	Dès 2025
Égypte	Tripoli – Homs – Rehab – Aqaba – Arich	4 ou 5	0,50	4,25	5,50	A partir de la fin de la décennie 2030
UE	EastMed	Entre 1 et 3	4,00	7,75	9,00	Dès 2025
UE	GNL via Égypte	Entre 1 et 3	Entre 3,50 et 4,35	7,25	9,35	Dès 2025
UE	GNL au départ de Tripoli	5	Entre 3 et 3,85	6,75	8,85	Dès 2025
Chypre	Tripoli – Vasilikos (présence d'EastMed)	Entre 0,5 et 1	0,88	4,63	5,88	Dès 2025
Chypre	Tripoli – Vasilikos (absence d'EastMed)	Entre 0,5 et 1	1,21	4,96	6,21	Dès 2025

Annexes

Annexe A: Coûts de maintenance annuels d'une unité FPSO

Les travaux de Rini Nishanth, Andrew Whyte et John Kurian effectués sur 11 unités FPSO nous fournissent les informations suivantes¹⁰⁹:

Unité FPSO	Coût initial	Coût de maintenance et de fonctionnement	Affrètement annuel	Taux Coût maintenance +Affrètement sur Coût initial
PK	272 100 000	6 750 000	45 000 000	0,190187431
KK	7 195 000 000	7 837 500	59 418 700	0,009347630
CD	660 000 000	1 4726 250	98 175 000	0,171062500
BT	800 000 000	7 700 000	49 500 000	0,071500000
NV	1 391 000 000	63 454 545	423 030 300	0,349737487
GD	175 100 000	3 000 000	20 000 000	0,131353512
MV	624 000 000	52 700 000	351 333 333	0,647489316
SB	1 125 000 000	61 071 429	407 142 857	0,416190476
PV	3 359 000 000	63 333 333	422 222 222	0,144553604
OH	4 214 000 000	55 600 000	N/A	0,013194115
NH	5 234 000 000	2 806 000 000	N/A	0,536110050

De la sorte, la dernière colonne nous montre le taux entre les coûts d'affrètement, de maintenance et de fonctionnement annuels sur le coût initial de l'unité FPSO. La médiane est 0,1710625 et la moyenne est 0,2437. Pour

notre étude, nous choisissons de proposer deux estimations pour les coûts de maintenance, de fonctionnement et d'affrètement: une estimation basse à 15% du coût initial et une estimation haute à 25%.

109. R. Nishanth, A. Whyte, V. J. Kurian, « Floating production storage and offloading systems' cost and motion performance: A systems thinking application », *Frontiers of Engineering Management*, 5, 2018, pp. 357-368.

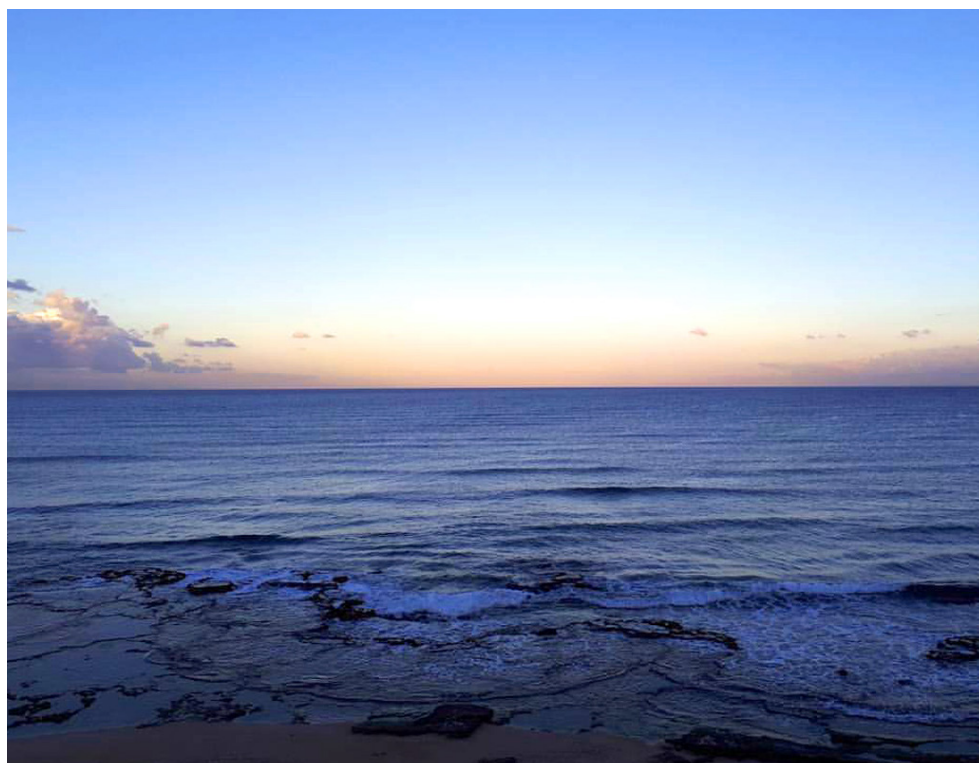
Annexe B: Coûts de maintenance annuels d'un forage en mer

En Norvège, entre 2008 et 2020, les données¹¹⁰ indiquent que les coûts de maintenance de

l'ensemble des puits représentent entre 6% et 13% des coûts de maintenance totaux des exploitations d'hydrocarbures. La moyenne de cette série de données est à 10%. C'est ce chiffre que nous retiendrons pour nos estimations.

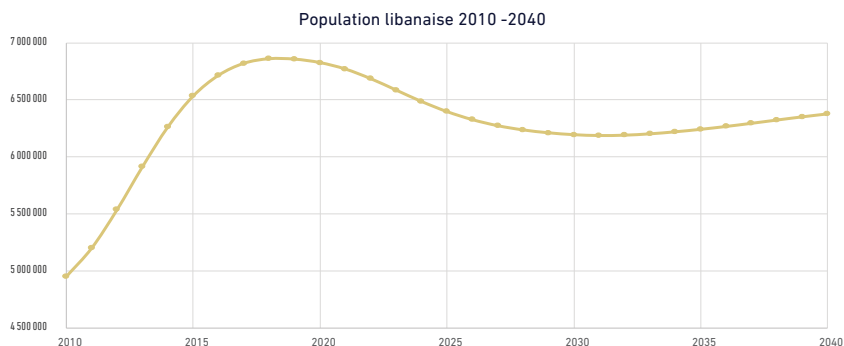
	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014
Coûts de maintenance totaux (milliards de NOK)	64,4	67,6	67,6	67,3	74,2	75,6	76,6
Coûts de maintenance des puits (milliards de NOK)	5,1	8,0	8,2	7,1	9,9	9,5	9,1
Ratio	0,07919	0,11834	0,12130	0,10549	0,13342	0,12566	0,11879

	2015	2016	2017	2018	2019	2020
Coûts de maintenance totaux (milliards de NOK)	69,1	60,6	58,8	61,2	62,4	57,0
Coûts de maintenance des puits (milliards de NOK)	8,2	4,4	4,8	5,0	3,8	4,7
Ratio	0,118668	0,072607	0,0816326	0,0816993	0,0608974	0,082456



110. « Investments and Operating costs », Norwegian Petroleum, 19/03/21, <https://www.norskipetroleum.no/en/economy/investments-operating-costs/>

Annexe C: Population libanaise de 2010 à 2040¹¹¹



Population libanaise		Population libanaise	
2010	4 953 064	2025	6 397 245
2011	5 202 022	2026	6 326 656
2012	5 537 620	2027	6 273 635
2013	5 913 016	2028	6 236 666
2014	6 261 046	2029	6 211 494
2015	6 532 681	2030	6 194 842
2016	6 714 281	2031	6 187 331
2017	6 819 373	2032	6 190 354
2018	6 859 408	2033	6 202 039
2019	6 855 709	2034	6 219 813
2020	6 825 442	2035	6 241 509
2021	6 769 151	2036	6 266 368
2022	6 684 847	2037	6 293 899
2023	6 585 116	2038	6 322 508
2024	6 485 336	2039	6 350 453
		2040	6 376 397

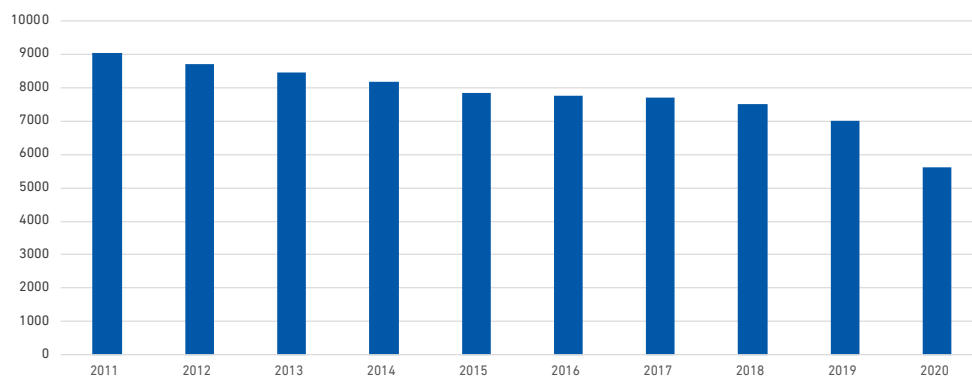
111. Nous prenons ici les estimations du Département des Affaires économiques et sociales de l'ONU pour la période 2010-2020. Quant à la période 2020-2040, nous reprenons la projection réalisée en 2019 par ce même département avec le variant de projection « medium » (United Nations, Department of Economic and Social Affairs, Population Dynamics, World Population Prospects 2019, <https://population.un.org/wpp/Download/Standard/Population/>).

Il existe au total neuf variants de projection. Le « medium » nous a paru le plus pertinent pour la population libanaise (United Nations, Department of Economic and Social Affairs, Population Dynamics, World Population Prospects 2019, « Definition of projection variants », <https://population.un.org/wpp/DefinitionOfProjectionVariants/>).

La population, ici, comprend de manière indistincte, l'ensemble des personnes résidant sur le territoire libanais de façon stable, que ces personnes disposent ou non de la citoyenneté ou d'une carte de séjour. Elle comprend notamment l'ensemble des réfugiés syriens sur le territoire estimé actuellement à 1,5 millions de personnes par le gouvernement libanais.

Annexe D: PIB par habitant au Liban de 2011 à 2020¹¹²

Le PIB par habitant au Liban de 2011 à 2020 (\$ US de 2020)



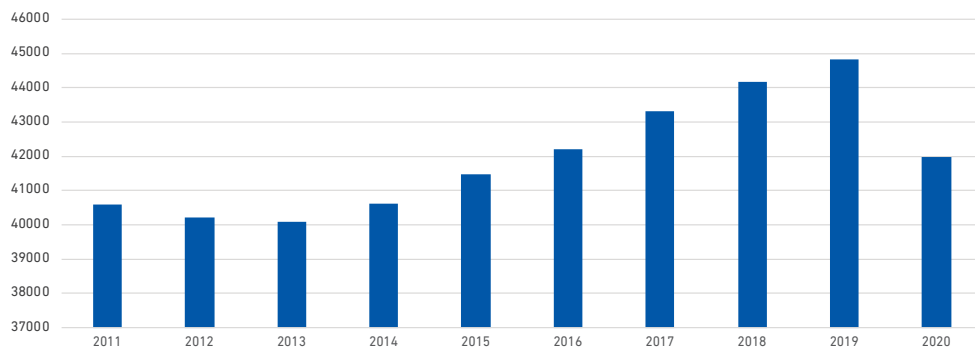
	PIB par habitant Liban (\$ 2010)	PIB par habitant Liban (\$ 2020)	Croissance (%)
2011	7454	9022	
2012	7180	8690	-3,68
2013	6981	8449	-2,77
2014	6755	8176	-3,23
2015	6488	7852	-3,96
2016	6409	7757	-1,21
2017	6364	7702	-0,71
2018	6205	7510	-2,49
2019	5792	7010	-6,66
2020	4637	5612	-19,94



112. Banque Mondiale, « PIB (\$ US constants de 2010) – Liban », <https://donnees.banquemondiale.org/indicateur/NY.GDP.MKTP.KD?locations=LB>.

Annexe E: PIB par habitant de l'Union européenne de 2011 à 2020¹¹³

PIB par habitant de l'Union européenne de 2011 à 2020 (\$ US de 2020)



	PIB par habitant UE (\$ 2010)	PIB par habitant UE (\$ 2020)	Croissance (%)
2011	33 536	40 589	
2012	33 233	40 222	-0,90
2013	33 135	40 103	-0,29
2014	33 570	40 630	1,31
2015	34 269	41 476	2,08
2016	34 881	42 216	1,79
2017	35 800	43 329	2,63
2018	36 496	44 171	1,94
2019	37 038	44 827	1,49
2020	34 689	41 984	-6,34



113. Banque Mondiale, « PIB par habitant (\$ US constants de 2010) – Union européenne », <https://donnees.banquemondiale.org/indicateur/NY.GDP.PCAP.KD?locations=EU>.



www.thecitizenfoundation.com

info@thecitizenfoundation.com