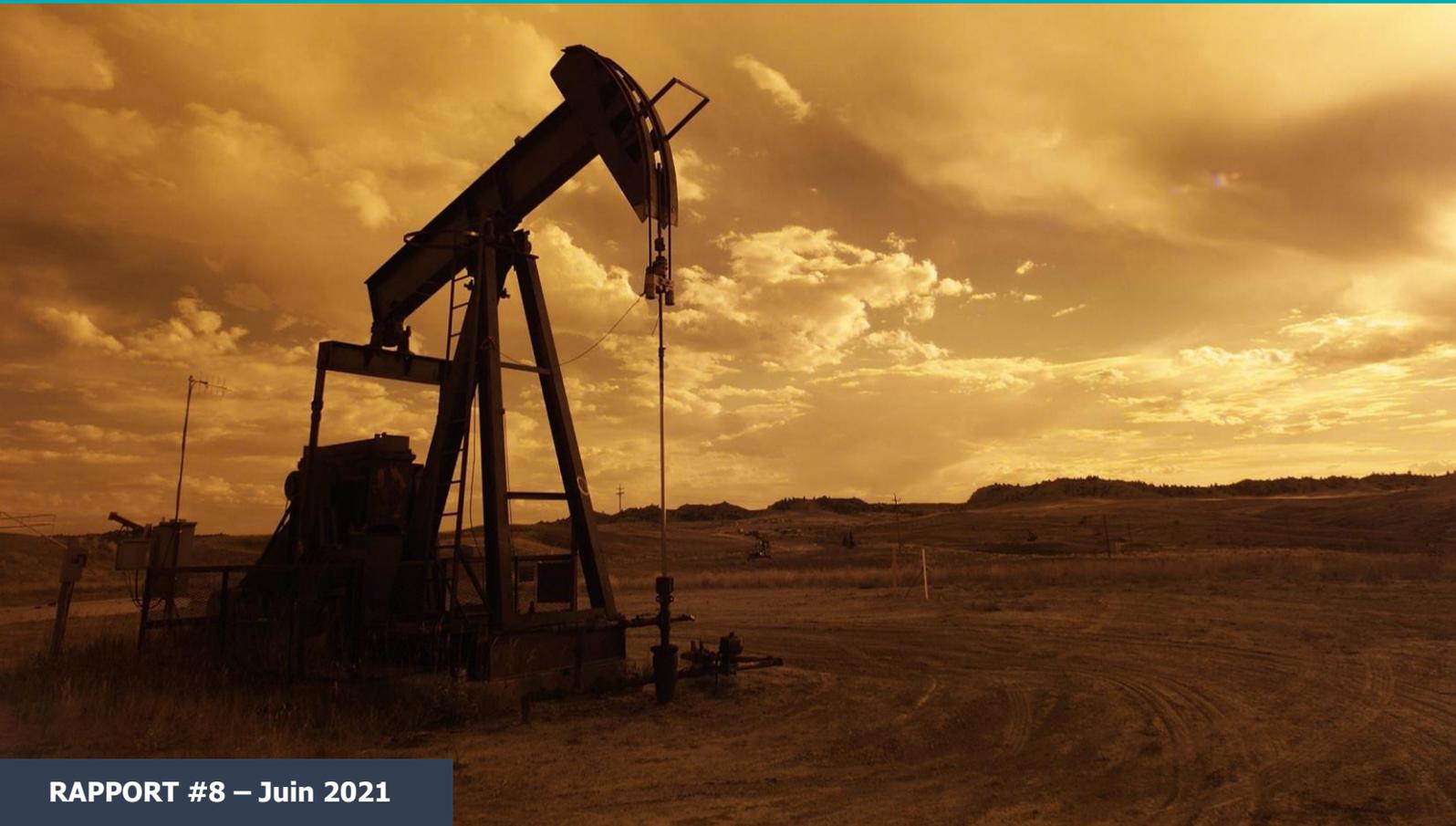




Observatoire
de la sécurité des flux
et des matières énergétiques

LES ENJEUX ÉNERGÉTIQUES EN AFRIQUE DU NORD

Algérie, Libye, Égypte



RAPPORT #8 – Juin 2021



À PROPOS DE L'OBSERVATOIRE.....	5
À PROPOS DES AUTEURS.....	6
REMERCIEMENTS.....	7
SYNTHÈSE	8
LES CARTES DES ENJEUX ÉNERGÉTIQUES EN AFRIQUE DU NORD	13
CARTE : LE RÔLE ET LA PLACE DES HYDROCARBURES POUR L'ALGÉRIE, LA LIBYE ET L'ÉGYPTE....	14
CARTE : L'ALGÉRIE, D'IMPORTANTES RESSOURCES DANS UN TERRITOIRE FRAGILISÉ	15
CARTE : LES HYDROCARBURES LIBYENS AU CŒUR DE LA RIVALITÉ POLITIQUE DU PAYS	16
CARTE : LES AMBITIONS ÉNERGÉTIQUES RÉGIONALES DE L'ÉGYPTE.....	17
LES IDÉES CLÉS EN INFOGRAPHIES	18
LE CONTEXTE POLITIQUE ET SÉCURITAIRE EN 2021	19
LES CONSOMMATIONS D'ÉNERGIES NATIONALES.....	20
LES RÉSERVES PÉTRO-GAZIÈRES.....	21
LA PRODUCTION DE PÉTROLE ET DE GAZ	22
LE RAFFINAGE DE PRODUITS PÉTROLIERS	23
LES EXPORTATIONS DE PÉTROLE ET DE GAZ.....	24
LES PRINCIPAUX ACTEURS INDUSTRIELS ET LEURS STRATÉGIES	25
LA DÉPENDANCE FINANCIÈRE À LA RENTE PÉTRO-GAZIÈRE	26
LES STRATÉGIES ÉNERGÉTIQUES NATIONALES	27
LE RAPPORT COMPLET	28
I – LES ENJEUX ÉNERGÉTIQUES DE L'ALGÉRIE	28
I.1 - INTRODUCTION	28
I.1.A - La paralysie du système politique en Algérie.....	28
I.1.B – Des besoins toujours plus grands en gaz.....	30
I.2 – ANALYSE DU PROFIL ÉNERGÉTIQUE DE L'ALGÉRIE.....	32
I.2.A – De vastes ressources éparpillées au sud du pays.....	32
I.2.B - Déclin de la production de pétrole, et bientôt de gaz ?.....	33
I.2.C - Un fort besoin en nouvelles capacités de raffinage.....	34

I.2.D - Un exportateur de gaz dépendant de l'Europe	35
I.2.E – Sonatrach et ENI, deux acteurs clés du secteur pétro-gazier en Algérie.....	39
I.3 – LES PERSPECTIVES DE L'INDUSTRIE PÉTRO-GAZIÈRE ALGÉRIENNE	41
I.3.A – 170 USD par baril, le prix d'un équilibre budgétaire basé sur la rente	42
I.3.B – La loi 19-13, un sésame pour les investisseurs étrangers	44
I.3.C – La transition énergétique, l'impensé de la stratégie de l'Algérie.....	46
II – LES ENJEUX ÉNERGÉTIQUES EN LIBYE	48
II.1 - INTRODUCTION	48
II.1.A – Vers une fragile sortie de la guerre civile ?	48
II.1.B – Un mix énergétique dominé par le pétrole.....	50
II.2 – ANALYSE DU PROFIL ÉNERGÉTIQUE DE LA LIBYE	51
II.2.A – 100 ans de réserves de pétrole, un potentiel inutile ?	51
II.2.B – Une production de pétrole cassée par la guerre.....	53
II.2.C - Des infrastructures de raffinage vieillissantes	56
II.2.D - La reprise des exportations de la Libye.....	57
II.2.E – La NOC et ENI, deux acteurs clés du secteur pétrolier en Libye.....	58
II.3 – LES PERSPECTIVES DE L'INDUSTRIE PÉTRO-GAZIÈRE LIBYENNE	60
II.3.A – Une rente pétrolière instrumentalisée par les acteurs du conflit.....	60
II.3.B – L'absence de stratégie nationale en guerre civile	61
II.3.C – Un immense potentiel d'énergies renouvelables à exploiter	62
III – LES ENJEUX ÉNERGÉTIQUES EN ÉGYPTÉ.....	63
III.1 - INTRODUCTION	63
III.1.A –Autoritarisme, surpopulation et pivot égyptien	63
III.1.B – Une population en demande d'énergie	65
III.2 – ANALYSE DU PROFIL ÉNERGÉTIQUE DE L'ÉGYPTE	65
III.2.A – De nouvelles réserves de gaz	65
III.2.B – Hausse de la production de gaz, tension sur le pétrole	66
III.2.C - Des capacités de raffinage à moderniser	68
III.2.D - Des infrastructures d'exportation développées	68
III.2.E – 5 compagnies publiques et 3 majors européennes bien positionnées	69
III.3– LES PERSPECTIVES DE L'INDUSTRIE PÉTRO-GAZIÈRE ÉGYPTIENNE	70
III.3.A – Des finances publiques peu soutenues par les hydrocarbures.....	70
III.3.B – Les 4 axes de la stratégie énergétique de l'Égypte	72
III.3.C – L'ambition d'une transition énergétique basée sur le solaire.....	74

IV- LA PRÉSENCE DE LA RUSSIE, DE LA CHINE ET DES ETATS-UNIS	75
IV.1 - LA PRÉSENCE DE LA RUSSIE EN AFRIQUE DU NORD	75
IV.1.A - Présence limitée des entreprises pétro-gazières russes	75
IV.1.B - Des mercenaires russes actifs en Libye à proximité de sites pétroliers	76
IV.1.C - Percée de la Russie dans le secteur nucléaire en Égypte	76
IV.2 - LA PRÉSENCE DES ETATS-UNIS EN AFRIQUE DU NORD	78
IV.2.A - Relatif désintérêt diplomatique des États-Unis pour la région	78
IV.2.B - Faible présence des majors états-uniennes dans le secteur	79
IV.3 - LA PRÉSENCE DE LA CHINE EN AFRIQUE DU NORD	79
IV.3.A - Une coopération économique portée par la BRI	79
IV.3.B - Des intérêts limités dans le secteur de l'énergie en Afrique du Nord	80
IV.3.C - La stratégie de la Chine en Libye, un futur pari gagnant ?	81
IV.4 - LA PRÉSENCE DE LA TURQUIE DANS L'ÉNERGIE EN AFRIQUE DU NORD	82
IV.5 - IMPACT POUR L'UE ET LES COMPAGNIES EUROPÉENNES.....	84
 LES SOURCES	 85
LES SOURCES PRIVÉES	85
BIBLIOGRAPHIE.....	85



Observatoire de la sécurité des flux et des matières énergétiques

L'**Observatoire de la sécurité des flux et des matières énergétiques** (OSFME) est coordonné par l'Institut de relations internationales et stratégiques (**IRIS**), en consortium avec **Enerdata** et **Cassini**, dans le cadre d'un contrat avec la Direction générale des relations internationales et de la stratégie (**DGRIS**) du ministère des Armées.

Au travers de rapports d'études trimestriels, de séminaires et de travaux cartographiques, l'objectif principal de cet observatoire consiste à analyser les stratégies énergétiques de trois acteurs déterminants : la **Chine**, les **États-Unis** et la **Russie**.

Plusieurs autres rapports de l'Observatoire de la sécurité des flux et des matières énergétiques (OSFME) sont déjà accessibles en ligne sur :

www.iris-france.org/observatoires/observatoire-securite-flux-energie/



Luca Baccharini

Luca Baccharini est chercheur associé à l'IRIS et directeur de la division Energy Management d'une grande compagnie pétro-gazière internationale. Il est spécialiste des relations entre marchés de l'énergie, finance et géopolitique. Il possède une expérience professionnelle de plus de 25 ans sur les marchés financiers et de l'énergie, avec des responsabilités managériales au sein de groupes industriels et d'institutions bancaires internationales en France, en Espagne et au Royaume-Uni. Il co-coordonne la formation « Enjeux géostratégiques de l'énergie » de l'IRIS Sup'.

Philippe Copinschi

Philippe Copinschi est un expert des questions énergétiques internationales et africaines, sur lesquelles il travaille depuis 20 ans. Il a notamment été consulté par plusieurs organisations internationales, dont l'Agence Internationale de l'Énergie (AIE), et des think tanks réputés dont Chatham House (Londres), le CERI (Paris), le Policy Center for the New South (ex-OPC Policy Center, Rabat). Il dispense plusieurs cours sur la géopolitique de l'énergie et sur l'Afrique à la Paris School of International Affairs (PSIA) et à l'École des Affaires publiques de Sciences Po Paris, ainsi que sur le campus de Sciences Po Reims.

Manfred Hafner

Manfred Hafner est professeur d'études internationales sur l'énergie à la Johns Hopkins University School of Advanced International Studies (SAIS-Europe) et à l'École des affaires internationales de Sciences Po Paris (PSIA). Il est aussi directeur du programme de recherche « Géopolitique et la transition énergétique » à la Fondazione Eni Enrico Mattei (FEEM). Il a géré, et il gère, plusieurs projets de recherche de la Commission européenne sur des sujets liés à la transition énergétique. Au cours de ses 35 années de carrière, Manfred Hafner a conseillé un très grand nombre de gouvernements, d'organisations internationales et d'acteurs industriels sur les questions énergétiques.

Nour Hedjazi

Nour Hedjazi effectue son doctorat sur « La Russie en Afrique du Nord : géopolitique critique d'une stratégie d'influence régionale en Algérie, en Libye et en Égypte depuis 2011 », sous la direction d'Ali Bensaad, à l'IFG Lab. Elle a publié plusieurs articles dans les revues *Diplomatie*, *Moyen-Orient* et *Hérodote* en 2021, sur la relation russo-égyptienne et les ambitions de la Russie en Libye.

Pierre Laboué

Pierre Laboué est chercheur à l'IRIS au sein du programme Climat, Énergie et Sécurité. Spécialisé sur les questions énergétiques, en particulier l'industrie pétro-gazière, il pilote l'Observatoire de la sécurité des flux et des matières énergétiques pour le compte de la DGRIS du ministère des Armées. Il enseigne à l'IRIS Sup et co-coordonne la formation « Enjeux géostratégiques de l'énergie ». Avant de rejoindre l'IRIS, Pierre Laboué a travaillé à The Oil & Gas Year, Xerfi et à l'ambassade de France en Ouzbékistan comme attaché économique.

À PROPOS DU CARTOGAPHE

David Amsellem

David Amsellem a travaillé plusieurs années en tant que consultant indépendant pour des entreprises et groupes multinationaux. Il décide de créer le cabinet de conseil Cassini, pour promouvoir la géographie et la carte géopolitique comme outil d'analyse, de communication et d'aide à la décision. Docteur en géopolitique, David Amsellem s'est spécialisé dans les questions d'aménagement urbain, de transport public et de gestion des ressources énergétiques, en particulier au Proche et au Moyen-Orient.

REMERCIEMENTS

L'Observatoire de la sécurité des flux et des matières énergétiques (OSFME) tient à remercier les personnes suivantes pour leur éclairage et leur expertise sur la technologie des batteries :

- **Brahim Oumansour**, chercheur associé à l'IRIS, spécialiste du Maghreb ainsi que sur la politique étrangère des États-Unis en Afrique du Nord et au Moyen-Orient

L'OSFME tient à remercier les personnes suivantes pour leur soutien dans la production de ce rapport :

- **Claire Baudet**, assistante de recherche stagiaire, IRIS

Les analyses présentées dans ce rapport n'engagent que l'Observatoire de la sécurité des flux et des matières énergétiques (OSFME).

SYNTHÈSE

L'Algérie, la Libye et l'Égypte font partie des 5 plus importants producteurs de pétrole et de gaz du continent africain. Mais leur capacité à exporter des hydrocarbures se réduit. Déclin de la production, croissance des besoins de la population, dégradation des infrastructures : les défis auxquels doivent répondre ces trois pays sont multiples. Ils sont également cruciaux pour l'avenir et la stabilité de la région. Dans ce contexte, quels sont les principaux enjeux liés à la sécurité énergétique de l'Algérie, la Libye et l'Égypte ?

I / Une dépendance commune à l'Union européenne

L'Afrique du Nord ne constitue pas une zone stratégique pour la sécurité des approvisionnements d'énergie de l'Union européenne.

Aucun de ces trois pays d'Afrique du Nord n'est en mesure de peser sur la stratégie d'approvisionnement énergétique globale de l'UE. Une baisse de leurs approvisionnements pourrait être rapidement compensée par d'autres fournisseurs. Les approvisionnements combinés de la Libye, l'Algérie et l'Égypte ne représentaient au total que 9,5 % des importations de pétrole brut et 8,7 % des fournitures de gaz de l'UE27 en 2019. À titre de comparaison, la Russie représentait environ 27 % des achats de l'Union européenne en pétrole brut, devant l'Irak (environ 9 %) et le Nigéria (près de 8 %). La Russie représentait aussi 38 % des achats totaux de gaz de l'UE, devant la Norvège (environ 15 %).

À l'inverse, l'Algérie, la Libye et l'Égypte dépendent en grande partie de la demande en énergie des pays européens pour leurs exportations d'hydrocarbures. L'UE27 absorbait les deux tiers exportations de gaz et la moitié des exportations de pétrole brut de l'Algérie (2017), les deux tiers des exportations de pétrole et de gaz de Libye (2018) et environ un quart des exportations de pétrole et de gaz de l'Égypte (2019). Ces exportations sont importantes pour la stabilité politique de l'Algérie et de la Libye. Les recettes pétrolières et gazières représentent entre 40 % et 60 % du budget de l'État (voire jusqu'à 80 % lorsque le prix du pétrole est très élevé) et entre un quart et un tiers du PIB de l'Algérie. La situation est encore plus critique en Libye

et la guerre a aggravé la situation puisque le secteur des hydrocarbures est resté le seul secteur productif à avoir continué à fonctionner.

L'engagement de l'Union européenne à atteindre la neutralité climatique à l'horizon 2050 et les récentes annonces de majors européennes d'atteindre la neutralité carbone d'ici une vingtaine d'années pourraient fragiliser ces pays. Une partie non négligeable des dépenses d'investissement budgétées par Sonatrach est destinée à des projets dont l'équilibre financier pourrait être remis en cause si la transition énergétique mondiale progresse suffisamment rapidement afin d'atteindre les objectifs climatiques. De même, la lutte engagée contre le changement climatique et l'abandon programmé des combustibles fossiles, notamment par l'Union européenne, pourrait signifier qu'une grande partie du pétrole libyen sera destinée à rester dans le sous-sol.

II / Des profils énergétiques nationaux très contrastés

Malgré ces points communs, la situation énergétique de ces trois pays demeure très contrastée et les défis qu'ils doivent relever sont relativement différents, au moins à court terme.

- **L'Algérie semble à la croisée des chemins :** Le pays était le premier exportateur de gaz d'Afrique et le troisième fournisseur de gaz de l'UE27 en 2019. Mais sa consommation d'énergie, alimentée par un généreux système de subventions publiques, a bondi en l'espace de 20 ans : la consommation finale d'électricité (produite à plus de 99 % au gaz) a augmenté de 231 % entre 2000 et 2019. La croissance des besoins nationaux a réduit les volumes de gaz disponibles à l'exportation. 75 % de la production gazière du pays était exportée en 2000, contre 50 % aujourd'hui. En l'absence d'un développement ambitieux des énergies renouvelables et d'une baisse des subventions à la consommation (politiquement explosif à l'heure où le Hirak met déjà l'immobilisme du pouvoir sous pression), cette tendance à la baisse risque de se poursuivre à moyen terme, car le déclin de la production algérienne de gaz naturel semble avoir débuté. La relance des activités d'exploration pour mettre en production de nouveaux champs constitue l'une des priorités de la stratégie énergétique algérienne. Mais l'éparpillement des ressources dans le sud du pays ne permet pas de développer les gisements isolés, situés loin des

infrastructures de transport, et difficiles à sécuriser en cas d'attaque (cf. prise d'otages meurtrière d'In Amenas en janvier 2013).

- **La Libye demeure plongée dans l'incertitude** : Le pays disposait des premières réserves de pétrole d'Afrique en 2019 (2,8 % des réserves mondiales). Mais la guerre en Libye a stoppé le développement du secteur pétrolier du pays et la production de pétrole a chuté. Le contrôle des installations de production du « croissant pétrolier » du golfe de Syrte constitue l'un des enjeux du conflit libyen depuis 2013. Un processus de paix initié fin 2020 a permis la mise en place d'un gouvernement d'unité nationale (GUN). La production pourrait augmenter progressivement au cours des dix prochaines années avec la fin des hostilités, mais ce n'est pas avant la seconde moitié de la décennie qu'elle devrait regagner son niveau d'avant-guerre. Un certain nombre d'infrastructures stratégiques ont été endommagées et nécessitent d'être réparées voire reconstruites. De plus, la situation politique reste fragile et le processus d'unification nationale pourrait encore dérailler.
- **L'Égypte pourrait devenir un hub gazier en Méditerranée** : Les réserves d'hydrocarbures du pays, qui a dépassé la barre des 100 millions d'habitants en 2020, sont limitées. Mais la découverte du gisement Zohr en Méditerranée en 2015 a permis à l'Égypte de redevenir autosuffisante en gaz en 2018 et exportatrice nette de gaz en 2019. Le pays souhaite exploiter sa position géographique pour devenir une plateforme d'échanges de gaz. Sa proximité avec des consommateurs européens de GNL, comme l'Italie et l'Espagne, son accès aux marchés asiatiques *via* le canal de Suez, et ses infrastructures existantes de transport pourraient lui permettre de commercialiser l'exploitation des gisements de gaz découverts au large d'Israël et de Chypre. Ces pays ne disposent pas d'une demande intérieure suffisamment élevée ou d'infrastructures de transport de gaz préexistantes pour exploiter seuls ces ressources. Mais la position d'exportateur de l'Égypte n'est pas assurée. À défaut de nouvelles découvertes importantes et de mise en service de nouveaux champs, il est possible qu'après 2023 l'Égypte redevienne importatrice nette de gaz naturel.

III / Montée de la concurrence pour les intérêts économiques européens

Les défis auxquels sont confrontés l'Algérie, la Libye et l'Égypte peuvent représenter des opportunités pour les intérêts économiques européens. Mais la concurrence internationale se renforce.



Les compagnies européennes figurent parmi les principaux partenaires étrangers du développement des secteurs pétro-gaziers de l'Algérie, la Libye et l'Égypte. L'Italien ENI joue un rôle clé dans les trois pays. Le groupe dispose d'un important portefeuille d'actifs pétroliers en Algérie et il représente un partenaire privilégié de Sonatrach, la compagnie pétro-gazière nationale algérienne, pour la gestion des gazoducs d'exportation vers l'Italie. ENI est également la compagnie étrangère la plus active en Libye, qui représentait environ 15% de la production nette du groupe en 2019. La compagnie italienne est également à l'origine de la découverte de l'immense gisement gazier de Zohr en Égypte.

En Algérie, une nouvelle loi sur les hydrocarbures a été adoptée fin 2019 (loi 19-13). Cette disposition législative est beaucoup plus favorable qu'auparavant pour les compagnies étrangères. Elle permet à l'Algérie d'afficher une fiscalité relativement similaire à celles d'autres pays pétroliers équivalents. L'objectif est d'attirer des investissements étrangers indispensables pour relancer l'exploration et la production pétro-gazière du pays, alors que Sonatrach n'est pas capable de financer les investissements nécessaires ne serait-ce qu'au maintien de la production. 14 compagnies internationales ont signé un protocole d'accord avec Sonatrach depuis 2020, dont les Russes Lukoil et Zarubzhneft, les Américains Chevron et ExxoMobil, le Turc TPAO et le Chinois Sinopec. Mais deux autres obstacles doivent être levés pour soutenir les investissements étrangers dans le secteur pétro-gazier en Algérie : l'impossibilité pour les entreprises étrangères de détenir plus de 49 % des parts d'une co-entreprise avec la Sonatrach et les difficultés liées au climat des affaires.

La stabilisation de la situation politique en Libye pourrait ouvrir de nouvelles opportunités de marchés pour les entreprises européennes dans le secteur de l'énergie. TotalEnergies a fortement renforcé sa présence dans le pays ces dernières années. En effet, le groupe français n'a pas renoncé à investir dans les activités pétrolières et gazières, considérant qu'elles sont indispensables pour financer sa transition énergétique. Le groupe français semble faire de la Libye un objectif prioritaire afin d'assurer le développement de sa production pétrolière et gazière future. Dans cette perspective, la Libye est une cible de choix car elle offre des réserves importantes, un brut de grande qualité et des coûts de production très bas. Mais les ambitions

des groupes européens pourraient être contraintes par les intérêts d'autres puissances étrangères, en particulier russe et turque, qui appuient différentes forces présentes sur le terrain.

En Égypte, plusieurs appels d'offres internationaux dans le secteur pétro-gazier ont été lancés et d'autres sont en projet, afin d'attirer des grandes compagnies internationales et contrer le déclin des champs en activité. De plus, l'Égypte souhaite accroître sa production d'électricité pour répondre aux besoins de sa population, voire dégager un excédent à l'export. Le pays compte construire de nouvelles centrales à gaz, déployer de nouvelles installations de production d'électricité à partir d'énergies renouvelables et se nucléariser. En 2015 un accord a été annoncé entre l'Égypte et la société publique russe Rosatom pour la construction de la première centrale nucléaire égyptienne à El Dabaa. La coopération bilatérale entre la Russie et l'Égypte s'est significativement renforcée depuis l'arrivée au pouvoir d'Abdel Fattah al-Sissi en juillet 2014. Pour l'Égypte, ce projet de centrale nucléaire représente une avancée majeure en matière de production d'électricité. Mais l'implantation de Rosatom peut constituer un nouvel outil de projection de la puissance russe en Égypte sur le plan politique. La gouvernance du conglomerat russe est largement politisée et le groupe ne possède pas de concurrence pour les modèles VVER-1200 exportés en Égypte. Le pays pourra d'autant moins facilement changer de partenaire que Rosatom adjoint à ses contrats une garantie d'approvisionnement en combustible pour la durée de vie de l'infrastructure.

La Chine est peu engagée dans le secteur énergétique en Afrique du Nord en 2021. Mais le pays pourrait représenter un concurrent de poids à moyen terme. Le cas de la Libye est particulièrement éclairant. Avec la fin des hostilités, il n'est pas impossible que la Chine puisse, mieux que n'importe quel protagoniste du conflit, tirer avantage de sa position de neutralité. D'autant plus que, au contraire de la Turquie et de la Russie, la Chine est la seule à pouvoir fournir le soutien financier et technique nécessaire pour reconstruire le pays. La *Belt and Road Initiative* offre le cadre institutionnel adéquat pour approfondir la coopération économique et diplomatique. Lorsque ce moment arrivera, l'approche d'engagement prudente et limitée suivie par Pékin offrira probablement à la Chine un champ d'intervention plus large, non seulement dans les affaires économiques (et donc pétrolières) de la Libye, mais aussi dans sa sphère politique.

LES CARTES DES ENJEUX ÉNERGÉTIQUES EN AFRIQUE DU NORD

VUE D'ENSEMBLE

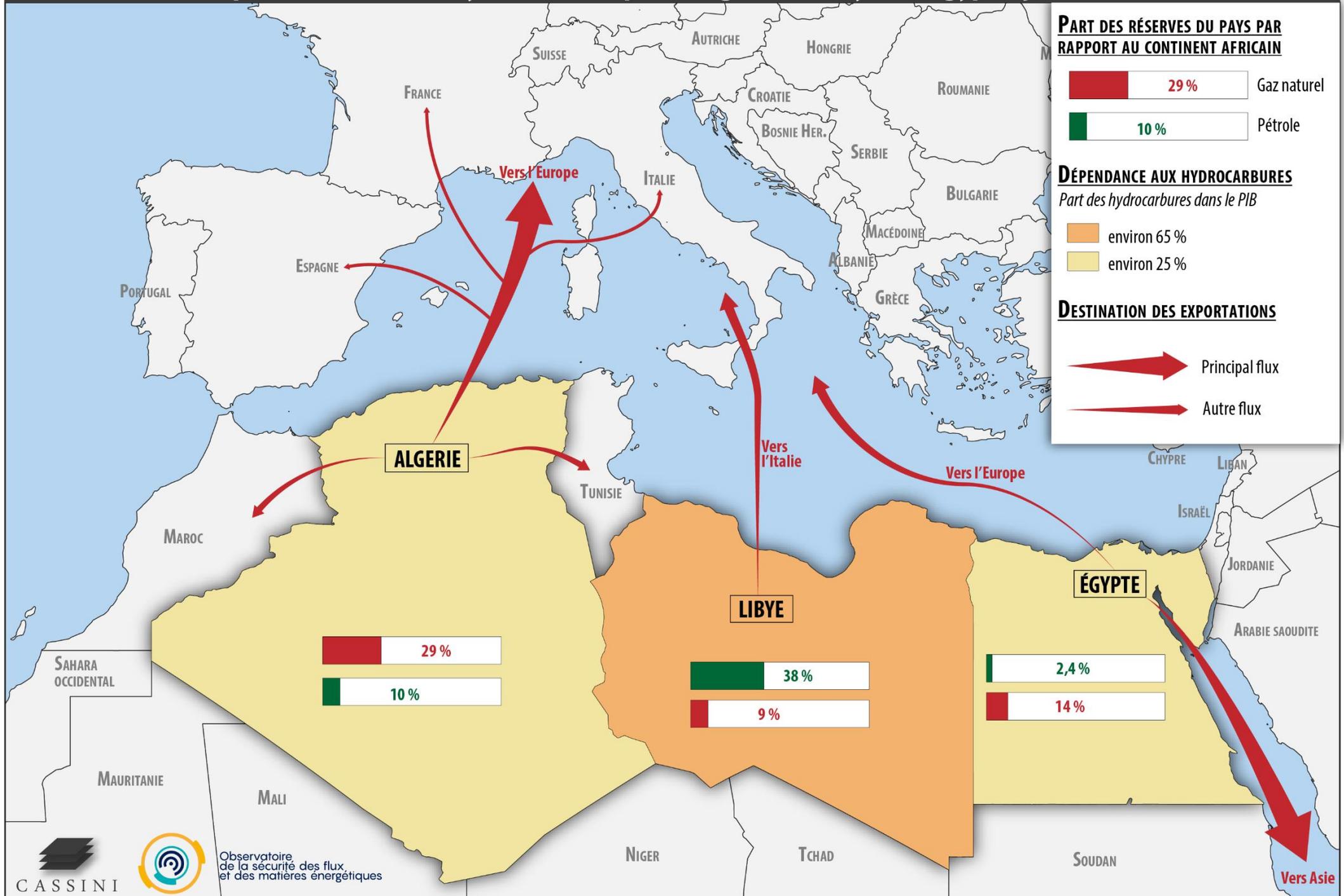
Le rôle et la place des hydrocarbures pour l'Algérie, la Libye et l'Égypte

L'Algérie, d'importantes ressources dans un territoire fragilisé

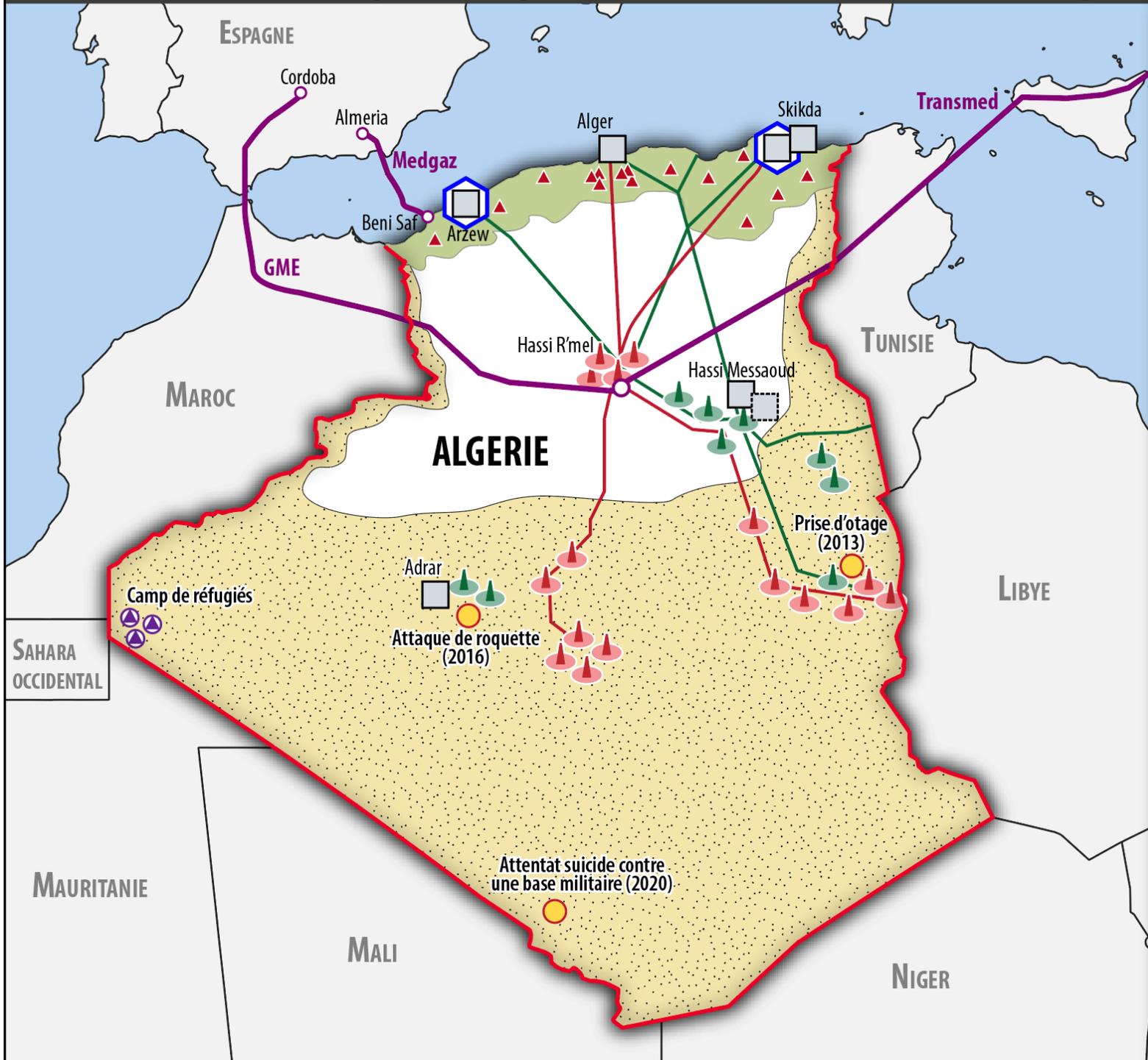
Les hydrocarbures libyens au cœur de la rivalité politique du pays

Les ambitions énergétiques régionales de l'Égypte

La place et le rôle des hydrocarbures pour l'Algérie, la Libye et l'Égypte (juin 2021)

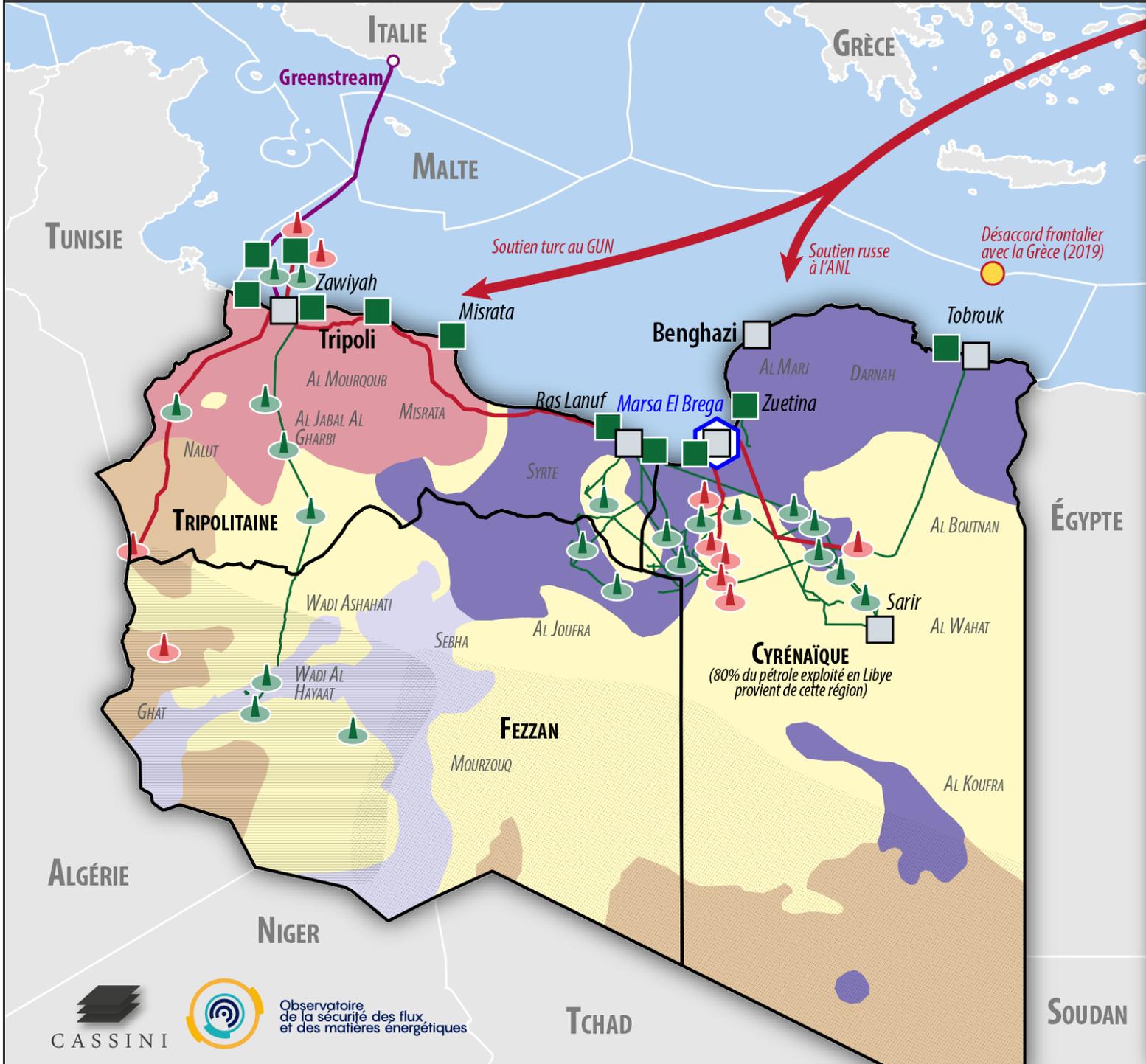


L'Algérie : d'importantes ressources dans un territoire fragilisé (2021)



-  Gisement pétrolier
 -  Gisement gazier
- ### INFRASTRUCTURES ÉNERGÉTIQUES
-  Oléoduc
 -  Gazoduc
 -  Gazoduc transnational
 -  Raffinerie
 -  Raffinerie (projet)
 -  Terminal GNL
- ### ENJEUX POLITIQUES ET SÉCURITAIRES
-  Concentration de la population
 -  Zones dangereuses
 -  Soulèvement populaire (Hirak) en 2019
 -  Événement sécuritaire
 -  Camp de réfugiés
 -  Frontière poreuse ou en tension

Les hydrocarbures libyens au coeur de la rivalité politique du pays (juin 2021)

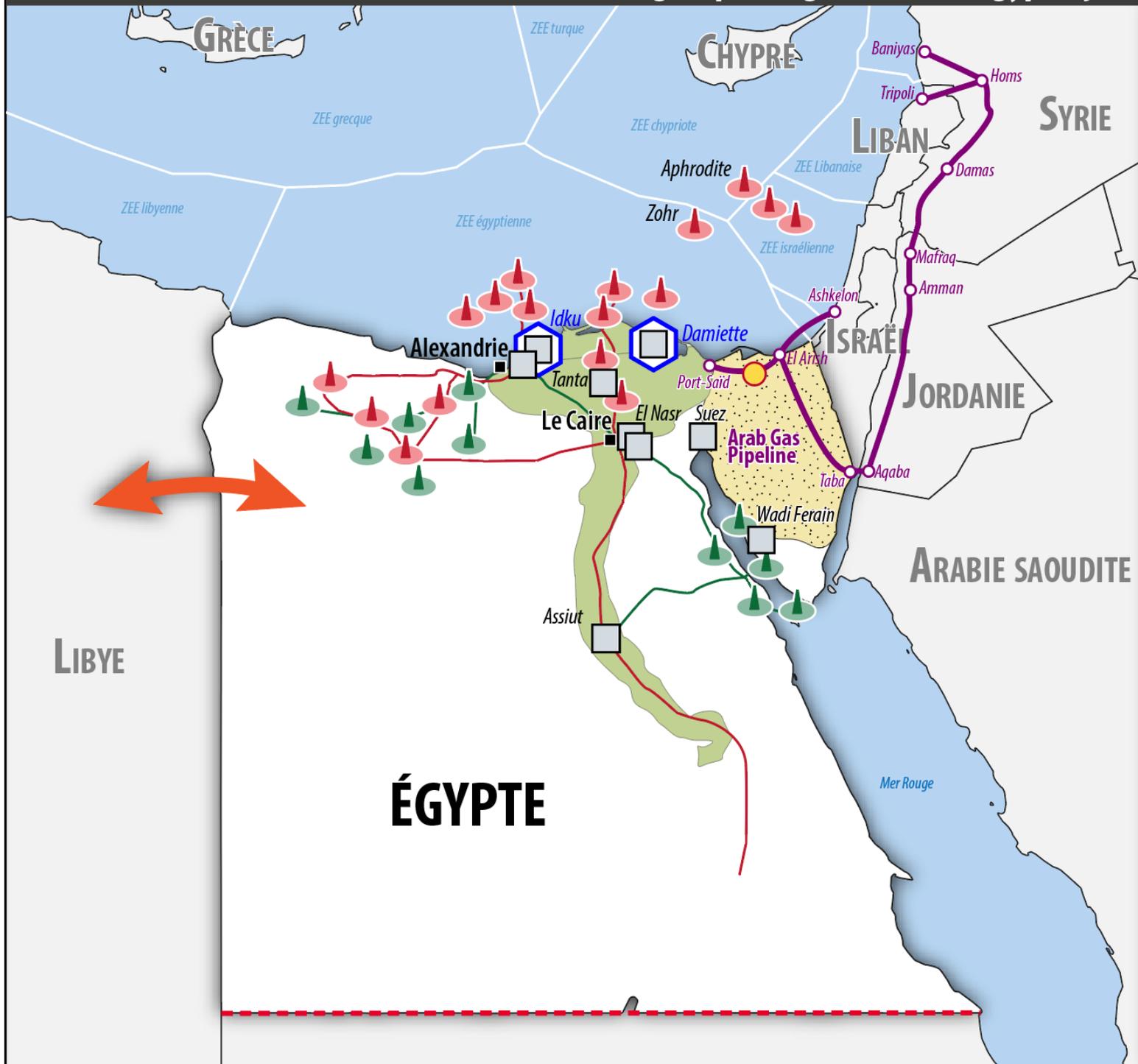


- Grande région
 - Zones inhabitées, désertiques
 - Délimitation maritime
- Un territoire fragmenté**
- Armée nationale libyenne (ANL)
 - Forces tribales soutenant l'ANL
 - Gouvernement d'union nationale (GUN)
 - Contrôle local sans affiliation politique
 - Toubous
 - Touaregs

- Conflit et ingérence étranger**
- Conflit de délimitation avec la Grèce
 - soutien étranger aux acteurs locaux

- Un secteur énergétique convoité**
- Gisement gazier
 - Gisement pétrolier
 - Oléoduc
 - Gazoduc
 - Gazoduc international
 - Raffinerie
 - Terminal d'exportation pétrolier
 - Terminal GNL

Les ambitions énergétiques régionales de l'Égypte (juin 2021)



- Gisement gazier
- Gisement pétrolier
- Délimitation maritime

INFRASTRUCTURES ÉNERGÉTIQUES

- Oléoduc
- Gazoduc
- Gazoduc international
- Raffinerie
- Terminal GNL

ENJEUX POLITIQUES ET SÉCURITAIRES

- Concentration démographique (95 % de la population)
- Présence de groupes djihadistes
- Frontière poreuse
- Soutien à l'ANL du maréchal Haftar contre le GUN libyen
- Attaque contre le réseau gazier

LES IDÉES CLÉS EN INFOGRAPHIES

Le contexte politique et sécuritaire en 2021

Page 19

Les consommations d'énergies nationales

Page 20

Le raffinage de produits pétroliers en page 23

Page 21

La production de pétrole et de gaz en page 22

Page 22

Le raffinage de produits pétroliers

Page 23

Les exportations de pétrole et de gaz

Page 24

Les principaux acteurs industriels et leurs stratégies

Page 25

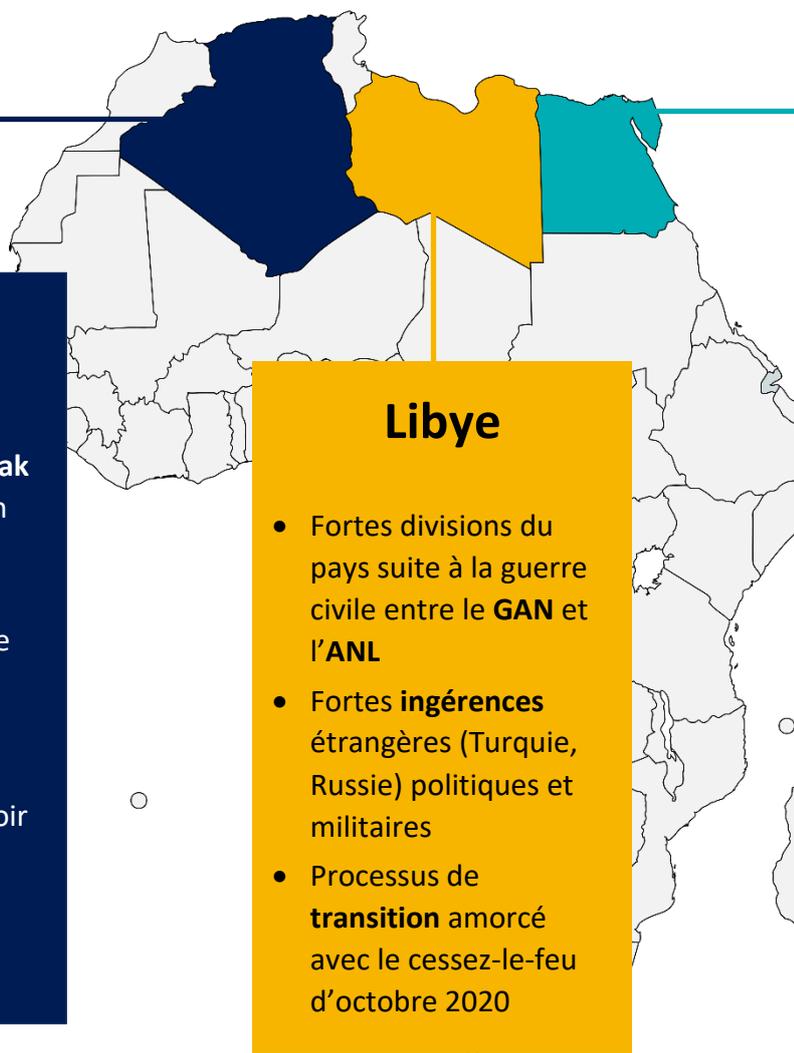
La dépendance financière à la rente pétro-gazière

Page 26

Les stratégies énergétiques nationales

Page 27

LE CONTEXTE POLITIQUE ET SÉCURITAIRE EN 2021



Algérie

- Mouvement de contestation du **Hirak** de 2019 toujours en cours
- Retrait d'Abdelaziz Bouteflika et arrivée au pouvoir d'**Abdelmadjid Tebboune** en 2019
- Incapacité du pouvoir à répondre aux attentes sociales et politiques de la population

Libye

- Fortes divisions du pays suite à la guerre civile entre le **GAN** et l'**ANL**
- Fortes **ingérences** étrangères (Turquie, Russie) politiques et militaires
- Processus de **transition** amorcé avec le cessez-le-feu d'octobre 2020

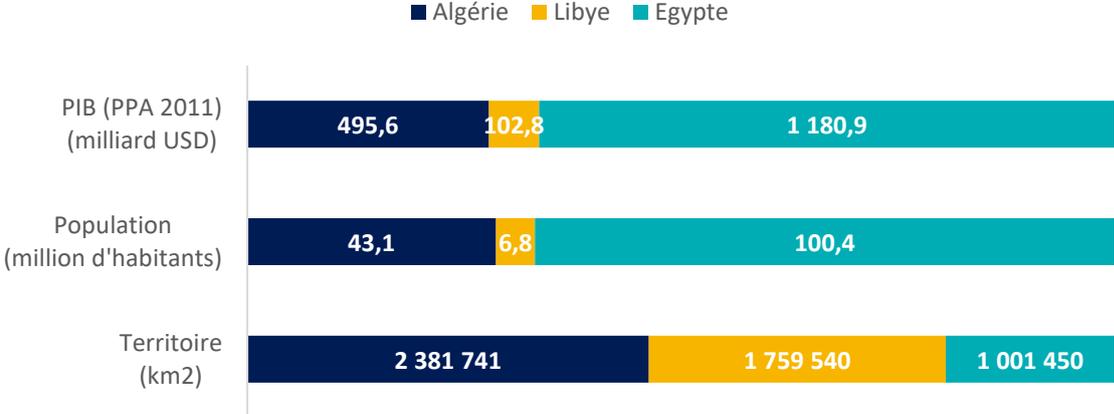
Égypte

- **Abdel Fattah Al-Sissi** au pouvoir depuis 2013, réélu en 2018, avec la possibilité d'un 3^e mandat après 2024
- Absence d'attentat **islamiste** d'envergure depuis 2019
- Sollicitation d'une **aide financière** du FMI et de la BM en échange de réformes sociales et économiques

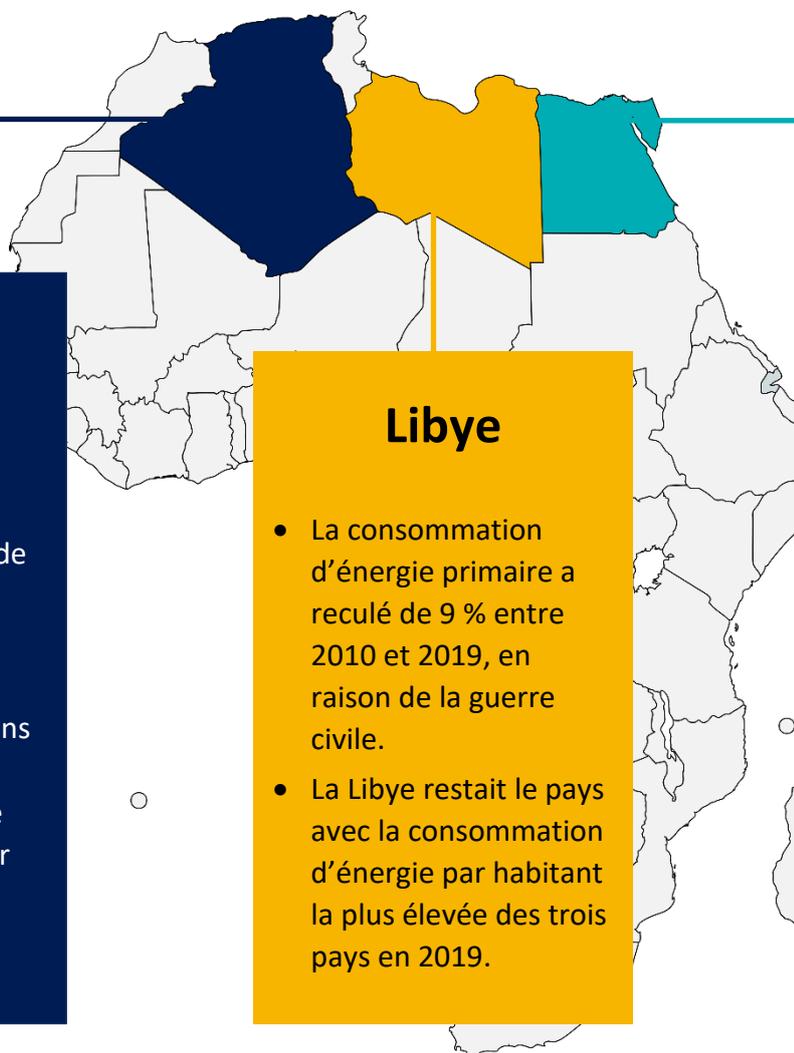
Carte créée à partir de Mapchart.net

Principaux indicateurs socio-économiques en 2019

Source : Banque mondiale, Indicateurs du développement dans le monde, dernières données disponibles au 18/06/2021



LES CONSOMMATIONS D'ÉNERGIES NATIONALES



Algérie

- La consommation d'énergie primaire de l'Algérie a été multiplié par 2,3 en l'espace de 20 ans.
- La hausse des besoins internes en gaz pourrait fragiliser le statut d'exportateur d'énergie du pays.

Libye

- La consommation d'énergie primaire a reculé de 9 % entre 2010 et 2019, en raison de la guerre civile.
- La Libye restait le pays avec la consommation d'énergie par habitant la plus élevée des trois pays en 2019.

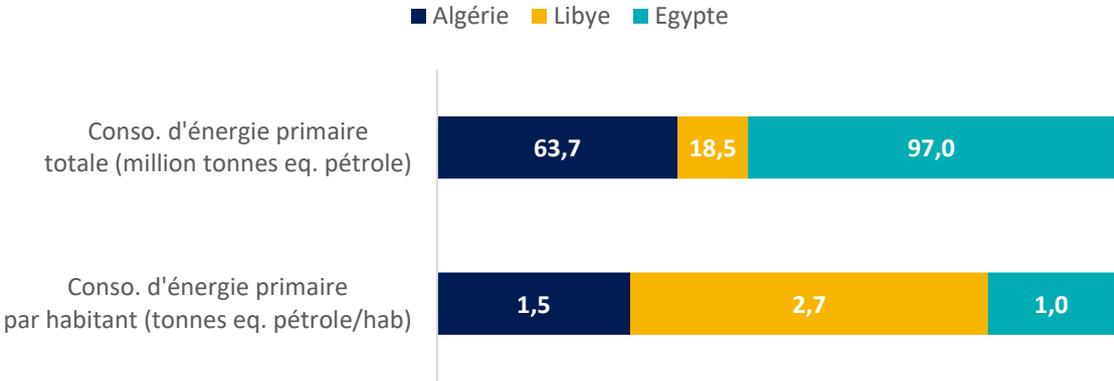
Égypte

- La consommation d'énergie primaire de l'Égypte a très fortement augmenté en 20 ans, en raison de la forte croissance démographique du pays.
- La hausse des besoins énergétiques a été couverte par l'augmentation de la part du gaz dans le mix énergétique.

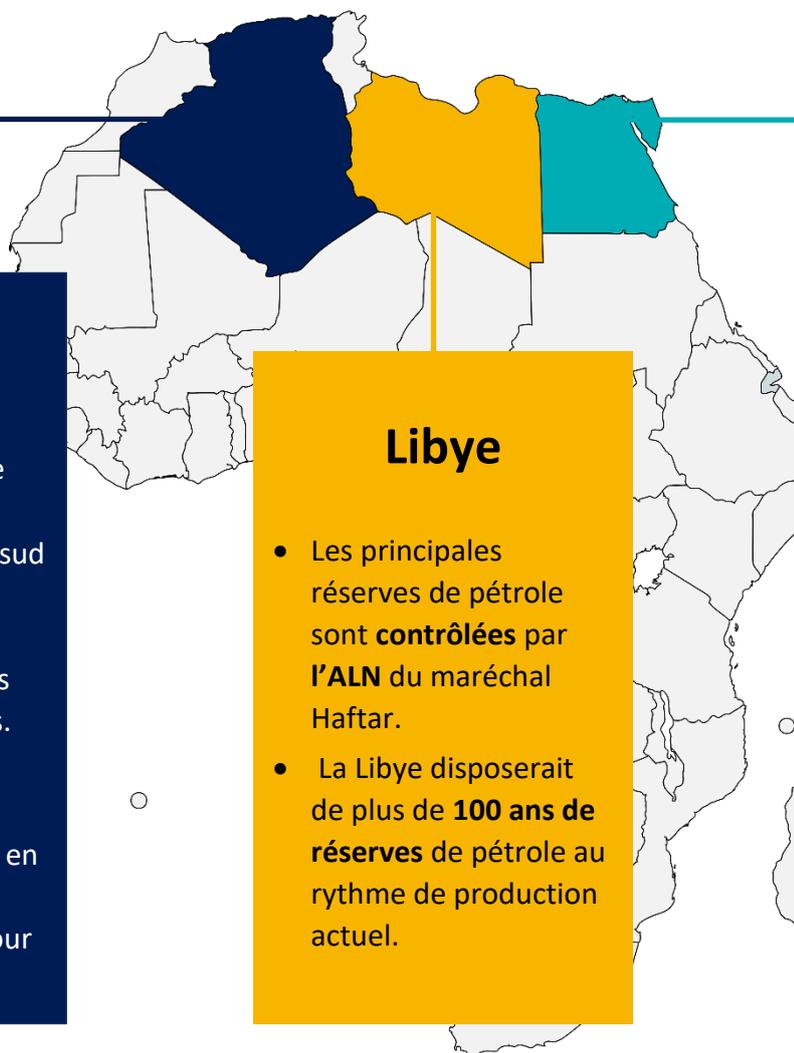
Carte créée à partir de Mapchart.net

Principaux indicateurs de consommation énergétique en 2019

Source : Enerdata, dernières données disponibles au 21/06/2021



LES RÉSERVES PÉTRO-GAZIÈRES



Algérie

- Les réserves de pétrole et de gaz de l'Algérie sont **éparpillées** dans le sud du pays, dans des zones **difficiles à sécuriser** contre des attaques terroristes.
- D'importantes ressources seraient encore **inexplorées** en raison du manque d'infrastructures pour les valoriser.

Libye

- Les principales réserves de pétrole sont **contrôlées** par **l'ALN** du maréchal Haftar.
- La Libye disposerait de plus de **100 ans de réserves** de pétrole au rythme de production actuel.

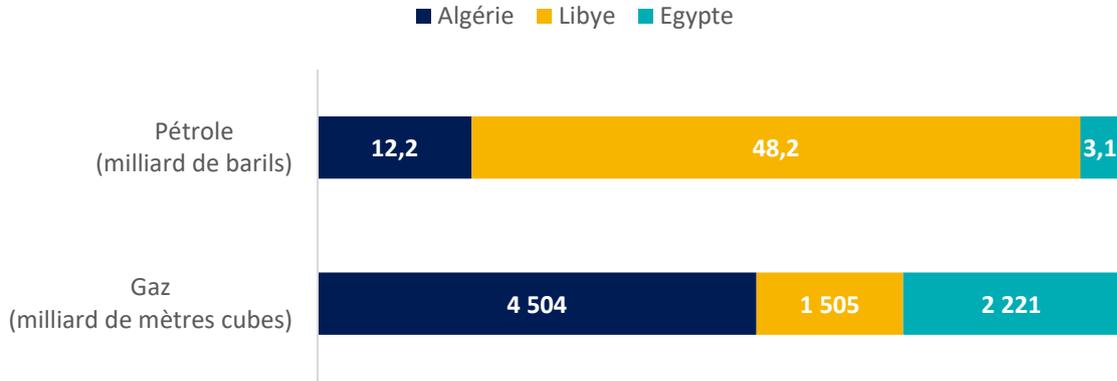
Égypte

- Les **réserves de gaz** ont fortement **augmenté** suites aux découvertes du gisement **Zohr** en Méditerranée orientale.
- Les réserves de **pétrole** de l'Égypte ont **diminué** depuis 10 ans malgré d'importants efforts d'exploration.

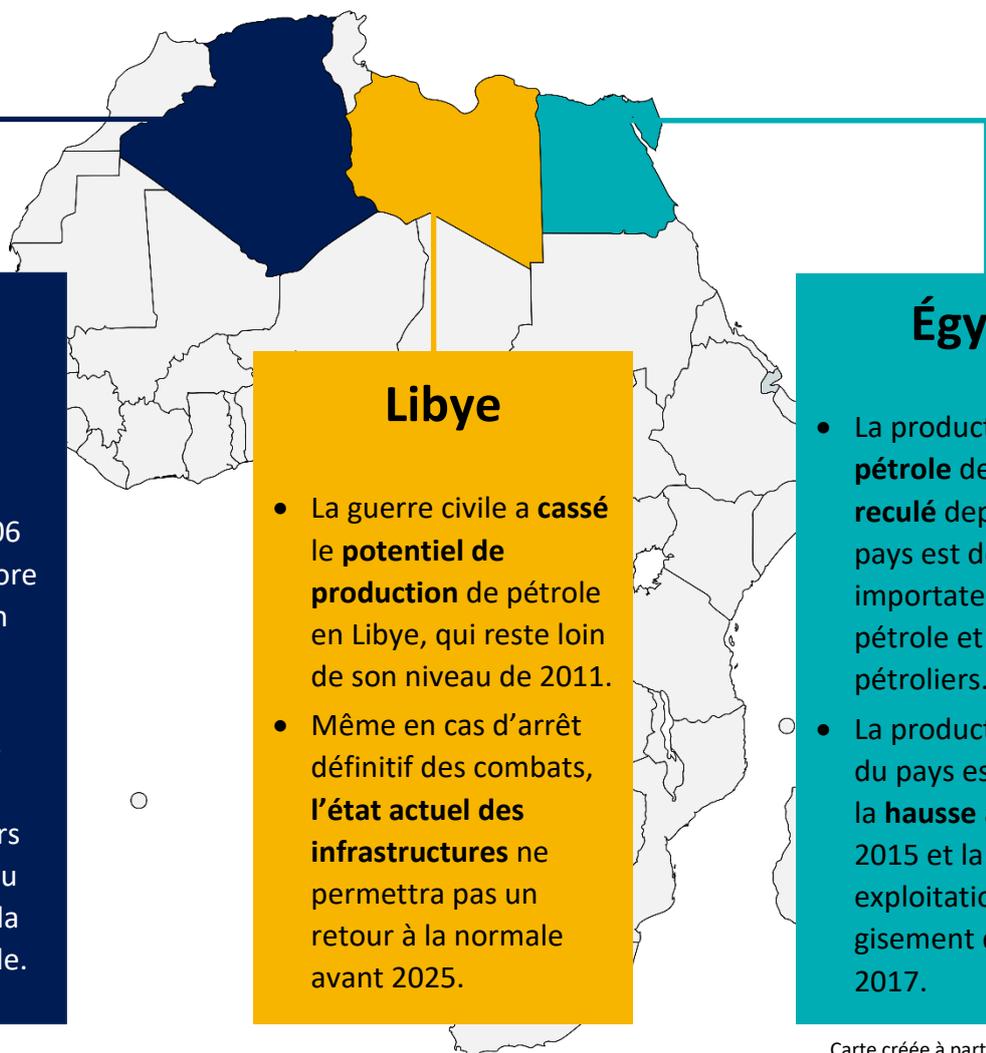
Carte créée à partir de Mapchart.net

Principaux indicateurs des réserves pétro-gazières en 2019

Source : Enerdata, dernières données disponibles au 21/06/2021



LA PRODUCTION DE PÉTROLE ET DE GAZ



Algérie

- La **production de pétrole** de l'Algérie **diminue** depuis 2006 et elle pourrait encore reculer d'un tiers en 2028 par rapport à 2020.
- Plusieurs projets de **développement gaziers** sont en cours dans le **sud-ouest** du pays pour soutenir la production nationale.

Libye

- La guerre civile a **cassé le potentiel de production** de pétrole en Libye, qui reste loin de son niveau de 2011.
- Même en cas d'arrêt définitif des combats, **l'état actuel des infrastructures** ne permettra pas un retour à la normale avant 2025.

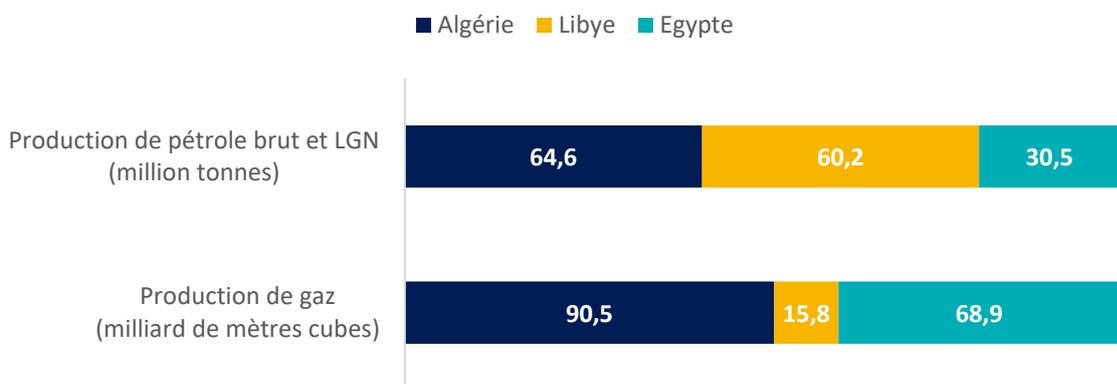
Égypte

- La production de **pétrole** de l'Égypte a **reculé** depuis 2015. Le pays est devenu un importateur net de pétrole et de produits pétroliers.
- La production de **gaz** du pays est repartie à la **hausse** à partir de 2015 et la mise en exploitation du gisement de **Zohr** en 2017.

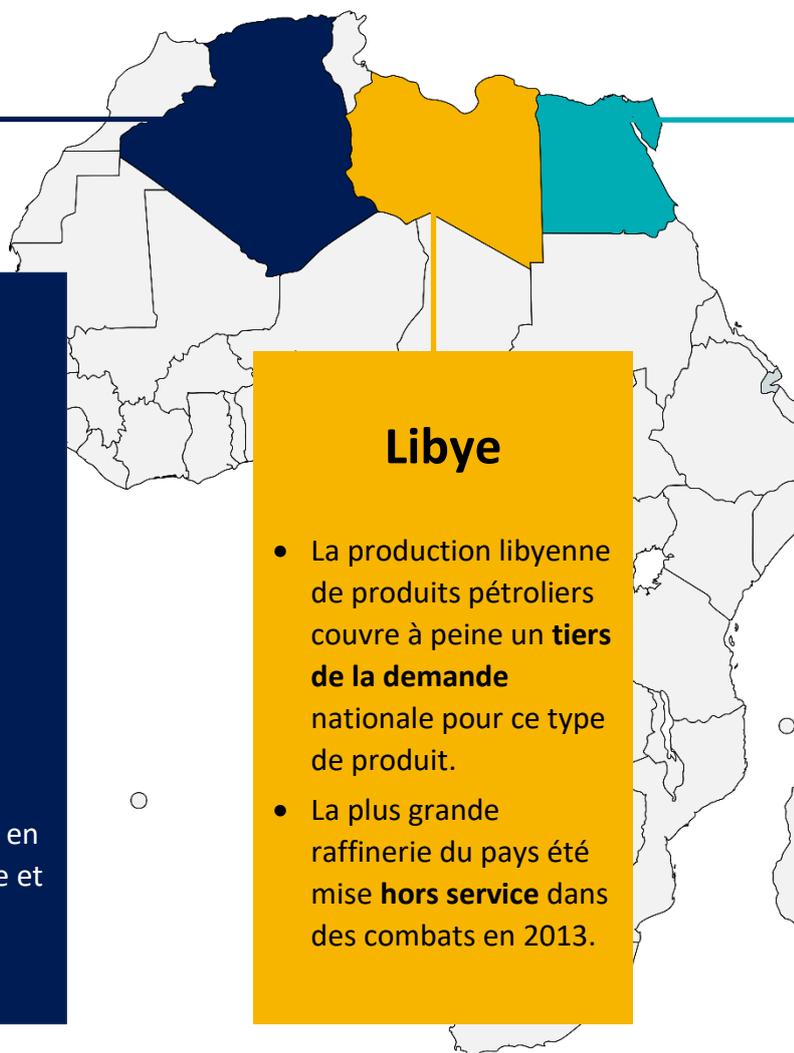
Carte créée à partir de Mapchart.net

Principaux indicateurs de production de pétrole et de gaz en 2019

Source : Enerdata, dernières données disponibles au 21/06/2021



LE RAFFINAGE DE PRODUITS PÉTROLIERS



Algérie

- Le pays est un **importateur net** de produits pétroliers
- Les **6** unités de raffinage sont **vieillissantes** et ne permettent pas de répondre à la demande nationale en **carburants** (essence et diesel).

Libye

- La production libyenne de produits pétroliers couvre à peine un **tiers de la demande nationale** pour ce type de produit.
- La plus grande raffinerie du pays été mise **hors service** dans des combats en 2013.

Égypte

- Les importations de produits pétroliers couvrent un tiers de la demande d'essence et près de la moitié des besoins en diesel du pays.
- Les **9** raffineries du pays produisent surtout des produits lourds, comme le fioul.

Carte créée à partir de Mapchart.net

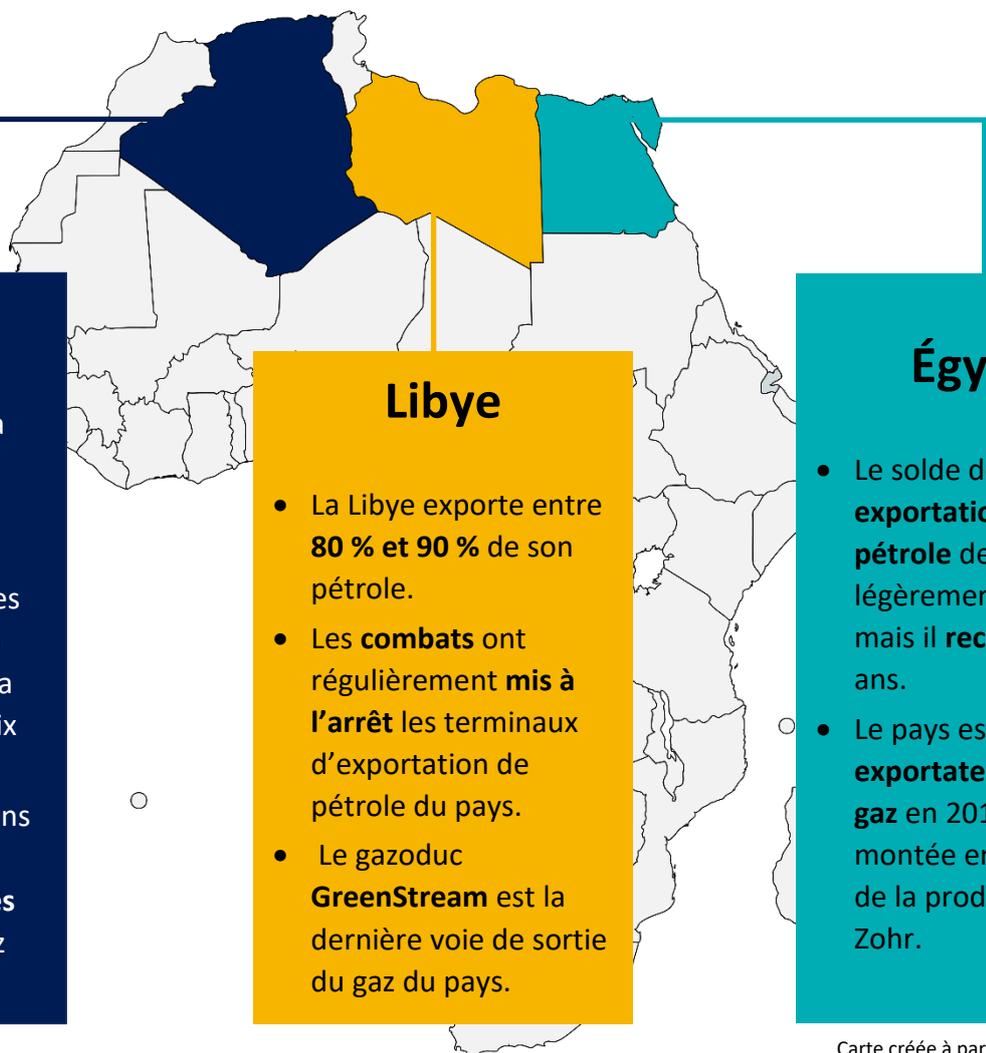
Principaux indicateurs de production de produits pétroliers en 2019

Source : Enerdata, dernières données disponibles au 21/06/2021

■ Algérie ■ Libye ■ Egypte



LES EXPORTATIONS DE PÉTROLE ET DE GAZ



Algérie

- L'Europe absorbe la quasi-totalité des exportations algériennes de gaz.
- L'Algérie a perdu des parts de marché en Europe à cause de la concurrence des prix spot du GNL.
- La hausse des besoins de l'Algérie en gaz risque de réduire les exportations en gaz du pays d'ici 2035.

Libye

- La Libye exporte entre 80 % et 90 % de son pétrole.
- Les combats ont régulièrement mis à l'arrêt les terminaux d'exportation de pétrole du pays.
- Le gazoduc GreenStream est la dernière voie de sortie du gaz du pays.

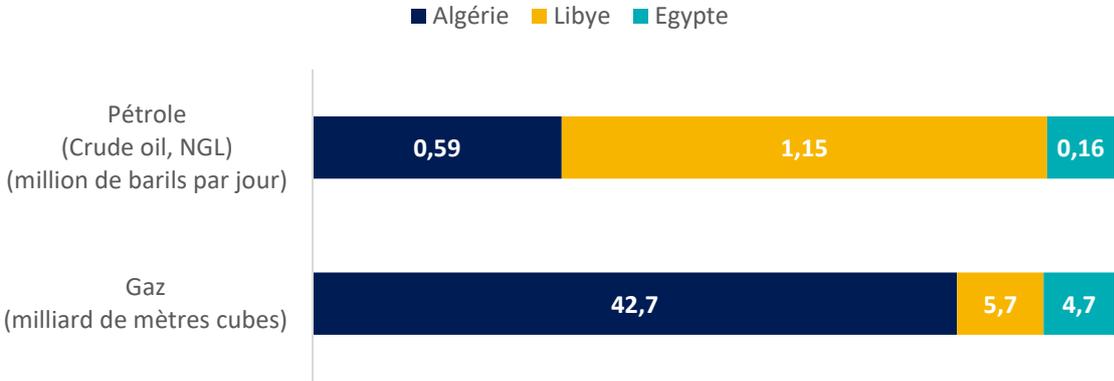
Égypte

- Le solde des exportations nettes de pétrole demeure très légèrement positif mais il recule depuis 5 ans.
- Le pays est redevenu exportateur net de gaz en 2019, grâce à la montée en puissance de la production de Zohr.

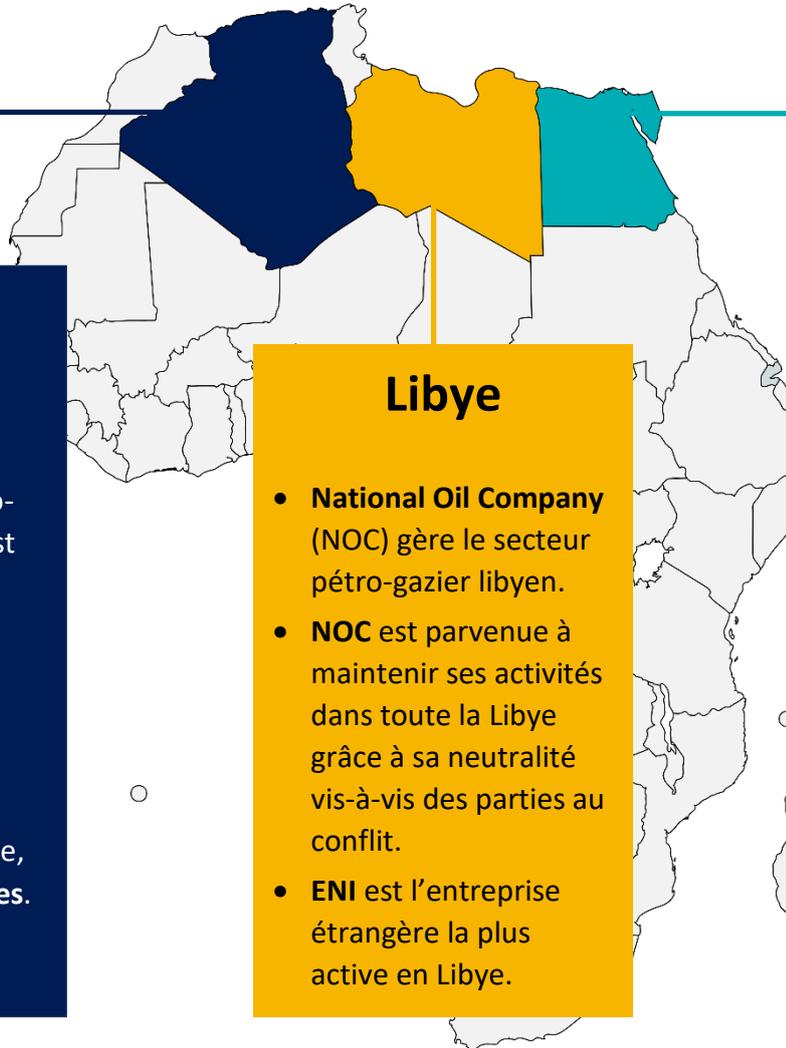
Carte créée à partir de Mapchart.net

Principaux indicateurs des exportations de pétrole et de gaz en 2019

Source : Enerdata, dernières données disponibles au 21/06/2021



LES PRINCIPAUX ACTEURS INDUSTRIELS ET LEURS STRATÉGIES



Algérie

- La compagnie pétro-gazière nationale est **Sonatrach**.
- Les principales compagnies étrangères sont **européennes**.
- **ENI** est la mieux implantée en Algérie, devant **TotalEnergies**.

Libye

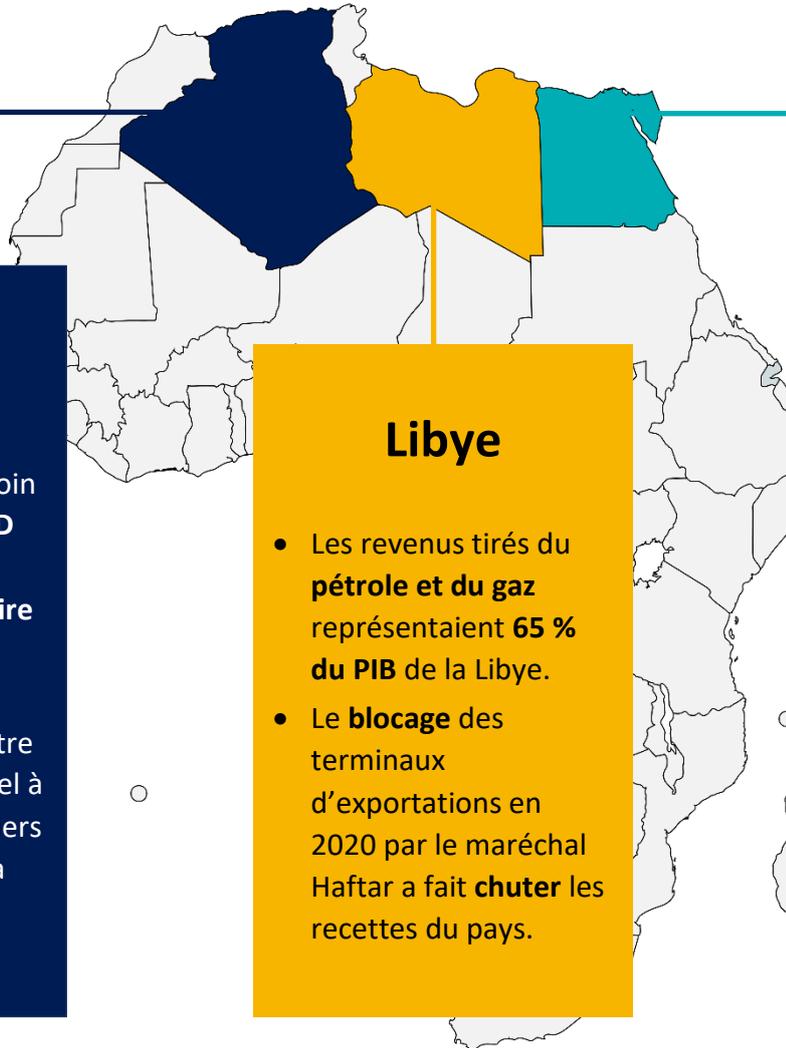
- **National Oil Company (NOC)** gère le secteur pétro-gazier libyen.
- **NOC** est parvenue à maintenir ses activités dans toute la Libye grâce à sa neutralité vis-à-vis des parties au conflit.
- **ENI** est l'entreprise étrangère la plus active en Libye.

Égypte

- **5 compagnies publiques** supervisent l'ensemble du secteur pétro-gazier égyptien, de l'amont à l'aval.
- Près de **50** entreprises étrangères sont actives en Égypte.
- **ENI, BP et Shell** concentrent une grande partie des activités réalisées par des acteurs étrangers.

Carte créée à partir de Mapchart.net

LA DÉPENDANCE FINANCIÈRE À LA RENTE PÉTRO-GAZIÈRE



Algérie

- L'Algérie aurait besoin d'un **baril à 170 USD** pour atteindre **l'équilibre budgétaire** en 2021, d'après le FMI.
- L'Algérie pourrait être amenée à faire appel à des soutiens financiers étrangers comme la Chine ou la BERD.

Libye

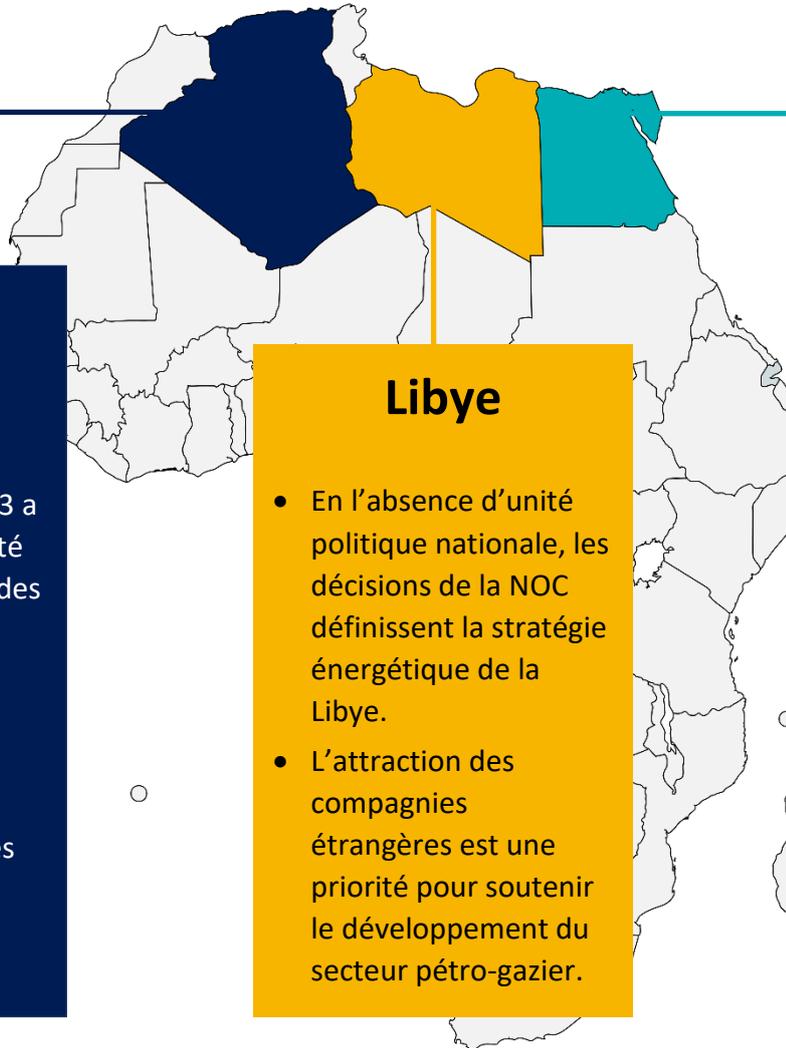
- Les revenus tirés du **pétrole et du gaz** représentaient **65 % du PIB** de la Libye.
- Le **blocage** des terminaux d'exportations en 2020 par le maréchal Haftar a fait **chuter** les recettes du pays.

Égypte

- L'Égypte ne bénéficie pas d'une rente pétrolière : le pays est **importateur net** de produits **pétroliers**.
- Le pays pourrait **redevenir importateur net** de **gaz** dès 2023 en cas d'absence de nouvelles découvertes.

Carte créée à partir de Mapchart.net

LES STRATÉGIES ÉNERGÉTIQUES NATIONALES



Algérie

- La nouvelle loi 19-13 a renforcé l'attractivité de l'Algérie auprès des investisseurs étrangers.
- Mais 2 obstacles restent à lever : la règle du 51/49 et l'environnement des affaires.

Libye

- En l'absence d'unité politique nationale, les décisions de la NOC définissent la stratégie énergétique de la Libye.
- L'attraction des compagnies étrangères est une priorité pour soutenir le développement du secteur pétro-gazier.

Égypte

- L'Égypte s'efforce de maintenir sa production d'hydrocarbures.
- Le pays mise sur le nucléaire, avec Rosatom, pour répondre à ses besoins d'électricité.
- L'Égypte tente de se devenir un hub gazier pour bénéficier d'une nouvelle rente.

Carte créée à partir de Mapchart.net

LE RAPPORT COMPLET

I – LES ENJEUX ÉNERGÉTIQUES DE L'ALGÉRIE

I.1 - INTRODUCTION

I.1.A - La paralysie du système politique en Algérie

La situation sociale, politique, économique et énergétique de l'Algérie est complexe. Elle est le fruit d'une histoire longue remontant à l'indépendance de 1962.

La sanglante guerre de décolonisation a porté au pouvoir le principal parti indépendantiste, le Front de Libération Nationale (FLN), qui disposait au départ d'une forte légitimité pour gouverner. Mais cette légitimité a été perdue par le FLN au fur et à mesure que les promesses de développement économique, que devait apporter l'exploitation des ressources pétrolières et gazières (nationalisées en 1971) se révélaient illusoire, et que l'affairisme, la corruption et le népotisme du pouvoir devenaient de plus en plus flagrants.

Après la mise en place d'un régime à parti unique d'inspiration socialiste et quelques réelles avancées économiques et sociales sous Ahmed Ben Bella (1963-1965) et Houari Boumédiène (1965-1978)¹, **le pays a connu un début de libéralisation sous Chadli Bendjedid (1979-1992)** avec l'autorisation du multipartisme en 1989 et une progressive ouverture de l'économie (fin de certains monopoles d'État, libéralisation des prix, etc.). Cette évolution libérale s'imposa en grande partie lorsque la chute concomitante du dollar et du prix du pétrole (contre-choc de 1986) rendit impossible pour le gouvernement de poursuivre sa généreuse politique de redistribution de la rente pétrolière. Il fut forcé d'acter l'échec de sa stratégie de développement fondée sur la théorie dite des « industries industrialisantes », théorie selon laquelle le développement de l'industrie pétro-gazière allait rejallir sur les autres secteurs et apporter une dynamique d'industrialisation de l'économie algérienne.

Pour autant, l'Algérie n'a jamais abandonné son système économique relativement centralisé dans lequel le poids de l'État reste prédominant, notamment à travers le contrôle qu'il exerce sur le secteur pétro-gazier. Durant les années 1970 et 1980, la stratégie de développement a en effet favorisé les importations au détriment de l'activité locale, conduisant à l'effondrement de beaucoup de secteurs productifs. Avec l'augmentation des prix du pétrole suite aux chocs pétroliers (1973 et 1979), l'Algérie a développé une hyper-dépendance envers les revenus pétroliers dont elle n'est jamais parvenue à se défaire.

¹ Taux de croissance de 7,5 % en moyenne de 1967 à 1980, industrialisation, construction d'importantes infrastructures, développement de l'éducation, etc.

Quant à la libéralisation politique, elle fait long feu avec l'interruption par l'armée du processus électoral en 1992 que les islamistes du Front Islamique du Salut (FIS) s'apprêtaient à remporter triomphalement, et la bascule du pays dans une longue guerre civile de près de 10 ans menée par les groupes armés islamiques (Armée islamique du Salut (AIS), Groupe islamique armé (GIA), Groupe salafiste pour la prédication et le combat (GSPC), qui deviendra Al-Qaida au pays du Maghreb islamique en 2007, etc.).

Cette « décennie noire » de guerre civile marque une transition dans le mode de légitimation du pouvoir en Algérie, des héros de l'indépendance (incarnés par le FLN) vers les militaires, garants de l'intégrité de l'État face aux islamistes, d'autant que la révélation de multiples affaires de corruption et d'enrichissement durant l'ère Chadli contribue à un fort rejet du FLN au sein de la population.

Elle aboutit à l'arrivée au pouvoir en 1999 d'un militaire, Abdelaziz Bouteflika, soutenu par l'armée, et à la fin des violences grâce à la loi de « Concorde civile » (1999) puis à la Charte pour la paix et la réconciliation nationale (2005), prévoyant toutes deux une large amnistie pour les insurgés.

La guerre civile des années 90 explique en partie pourquoi les printemps arabes de 2011 eurent peu d'échos en Algérie : les souvenirs de la guerre civile étaient encore vifs et ils ont contribué à limiter les velléités de contestation du pouvoir. De plus, l'envolée du prix du pétrole au cours de la décennie 2000 avait redonné à l'État les moyens d'une généreuse politique de redistribution et d'une ambitieuse stratégie de (re)construction d'infrastructures.

Le nouvel effondrement du prix du pétrole en 2014 a durement touché l'économie algérienne. Des manifestations populaires spontanées ont commencé à s'organiser à travers le pays à partir de décembre 2018 pour protester contre la réélection programmée de Bouteflika. Ce dernier prétendait briguer un 5^e mandat lors des élections prévues en avril 2019 alors que son état de santé, défaillant depuis un AVC en 2013, faisait douter de sa capacité réelle à gouverner le pays. Le mouvement de contestation, baptisé Hirak (« mouvement » en arabe), initiées par des jeunes ayant grandi après la guerre civile, a progressivement pris une ampleur inédite dans le pays. Le rassemblement de plusieurs millions de personnes au plus fort de la mobilisation en mars/avril 2019, a entraîné le retrait de Bouteflika à l'élection présidentielle.

Ce retrait n'a cependant pas entamé la détermination des manifestants, qui ont continué à se mobiliser pour réclamer le départ des dignitaires du régime et protester contre la mainmise de l'armée sur la vie politique du pays. Malgré la mise en veille du mouvement à partir d'avril 2020 en raison de la crise sanitaire due au Covid-19, les rassemblements (essentiellement les vendredis et mardis) ont repris début 2021 dans la plupart des grandes villes du pays.

Certes, l'absence de figures incarnant le mouvement et d'une véritable coordination nationale a jusqu'à présent empêché le Hirak de transformer le rejet de la classe dirigeante en projet politique. Cette faiblesse aide le régime actuel, dominé par l'armée, à rester en place malgré sa totale incapacité à répondre aux revendications des manifestants. Pour autant, le gouvernement semble incapable d'endiguer véritablement le mouvement malgré une intense répression (arrestation massive des manifestants et des figures de l'opposition, censure des médias, etc.). Ainsi, le fossé se creuse de plus en plus profondément entre le peuple et le pouvoir, en manque de légitimité, alors que la crainte d'un

retour de la violence islamiste, longtemps brandie par le pouvoir pour étouffer toute contestation, n'a plus beaucoup d'effet.

L'élection contestée (abstention massive) et sans concurrence de l'ancien premier ministre Abdelmadjid Tebboune comme nouveau président en décembre 2019, puis surtout la mort surprise quelques jours plus tard du général Ahmed Gaïd Salah, chef d'État-Major de l'Armée et véritable homme fort du régime après l'éviction de Bouteflika, ont accentué le sentiment de paralysie de la vie politique du pays. L'attentisme voire l'immobilisme du pouvoir, passablement affaibli par les multiples affaires de corruption, et la défiance grandissante de la population, illustrée par son désintérêt pour les élections législatives anticipées du 12 juin 2021, font aujourd'hui peser un risque certain sur la pérennité du régime et font craindre une véritable vacance du pouvoir en cas de chute réelle du régime, comme cela s'est vu lors des printemps arabes en Tunisie, Égypte et surtout Libye.

I.1.B – Des besoins toujours plus grands en gaz

Avec une démographie en croissance (le pays compte aujourd'hui 43,1 millions d'habitants, contre 10 millions à l'indépendance en 1962, avec un taux de fécondité de 3 enfants par femme, largement plus élevé que la Tunisie ou le Maroc voisins), **le pays consomme de plus en plus d'énergie**. Ainsi, après avoir stagné durant les années 1990 (la décennie de la guerre civile), la consommation d'énergie primaire a recommencé à croître à partir du début des années 2000 pour ainsi être multipliée par près de 2,3 au cours des 20 dernières années.

Le gaz naturel représente les deux tiers de cette consommation, contre un tiers pour le pétrole. La proportion du gaz dans le mix énergétique est en constante augmentation puisqu'elle était de 55 % en 2010 ; autrement dit, une grande partie de l'augmentation de la consommation primaire d'énergie provient du recours de plus en plus important au gaz. À noter que l'Algérie ne produit quasiment pas d'électricité primaire, étant donné l'absence de parc nucléaire et de capacité de production à partir d'énergies renouvelables quasi inexistantes.

En termes de consommation finale d'énergie, la tendance générale est similaire, avec une stagnation dans les années 1990 puis une hausse forte et continue à partir des années 2000 (multiplication par trois entre 2000 et 2019). La consommation finale se répartit entre le gaz (44 %), le pétrole (43 %) et l'électricité (12 %), les autres sources (charbon, biomasse, etc.) comptant pour moins de 1 %. En 2000, le pétrole représentait encore 56 % de la consommation finale, contre 31 % pour le gaz et 11 % pour l'électricité, illustrant bien le rôle croissant du gaz naturel dans le mix énergétique algérien.

Aujourd'hui, près de la moitié du gaz naturel produit en Algérie est exporté. Cette part est en diminution constante (elle était ainsi de 75 % en 2000) en raison de la croissance continue de la demande intérieure. Cette consommation intérieure se répartit entre l'industrie (à la fois comme source d'énergie et comme matière première de la pétrochimie, 22 % de la consommation intérieure), le secteur résidentiel (26 %) et surtout la production d'électricité (38 %). Quelque 5 % de la production de gaz est par ailleurs destinée à être réinjectée dans les puits pétroliers et gaziers pour en augmenter la production. Au cours de la décennie écoulée, la demande interne de gaz naturel a cru de 5,4 % par an en moyenne pour atteindre 50 Gm³ en 2020. Cette croissance devrait se poursuivre pendant les dix

prochaines années, à un rythme identique ou légèrement inférieur selon la Commission de Régulation de l'Électricité et du Gaz (CERG, le régulateur algérien).

La production électrique (89,5 TWh en 2019, pour une capacité de production installée de 21,9 GW) **se fait de manière quasi exclusive grâce au gaz**, les énergies renouvelables étant encore très peu développées. Cette situation devrait persister à l'avenir car l'essentiel des nouvelles capacités prévues pour faire face à la croissance de la demande sont également au gaz.

Le pays exploite deux réacteurs nucléaires de recherche : la centrale Es-Salam de 15 MWt, située à Ain Ouessara, construite dans les années 1980 avec l'aide de la Chine et qui a été rénové par la China National Nuclear Corporation (CNNC) entre 2016 et 2019 ; et la centrale Nour de 1 MWt, située à Draria, également construite à la fin des années 1980, cette fois-ci avec l'aide de l'Argentine. Dans les années 2000, durant la période de renouveau du nucléaire qui a précédé l'accident de Fukushima (2011), l'Algérie a signé plusieurs nouveaux contrats de coopération nucléaire, notamment avec la Russie, les États-Unis et la France. En 2009, l'ambition affichée était de mettre en service une première centrale nucléaire pour produire de l'électricité à l'horizon 2020, puis une nouvelle tous les 5 ans. Depuis lors, malgré plusieurs nouveaux accords passés avec la Russie (Rosatom) en 2014 et 2016 ainsi qu'avec la Chine (CNNC) en 2016, **aucune avancée notable n'a eu lieu en vue de la construction d'une quelconque centrale, ce qui rend peu vraisemblable qu'une centrale soit mise en fonction avant 2030 au mieux.**

Cette hausse continue de la consommation d'électricité et une production quasi exclusivement au gaz représentent un enjeu crucial pour l'avenir de l'Algérie et son statut d'exportateur d'énergie (et en particulier de gaz). En effet, bien que la pandémie de Covid-19 ait temporairement interrompu la croissance continue de la demande d'électricité (-3 % en 2020 par rapport à 2019), l'Algérie risque, en l'absence de réforme sérieuse du généreux système de subventions actuellement en place sur l'énergie, de continuer à consommer de plus en plus de gaz pour produire son électricité. Or, non seulement les subventions épuisent massivement les ressources financières de l'État, mais elles participent également à gonfler la demande d'électricité, dont une partie est simplement gaspillée. Sans changement de politique tarifaire ou de mise en place de capacités de production d'électricité fonctionnant autrement qu'avec du gaz, la demande en gaz devrait augmenter de plus d'un tiers, par rapport aux niveaux actuels, d'ici 2035. Les énergies renouvelables, régulièrement mentionnées comme la solution alternative, ne progressent que très lentement.

Focus : Impact de la crise de la COVID-19 sur l'équilibre la demande d'énergie de l'Algérie

La crise sanitaire liée au COVID-19 a directement et durement impacté le secteur énergétique algérien. Certes, la consommation d'énergie (notamment d'électricité) a baissé, pour la première fois depuis 1995, en raison du ralentissement de l'économie, mise à l'arrêt comme ailleurs dans le monde. Mais les principaux clients du gaz algérien, l'Italie et l'Espagne (deux pays particulièrement touchés par la première vague de l'épidémie au printemps 2020), ont fortement réduit leurs importations. De plus, l'impact du COVID-19 sur le secteur énergétique algérien s'est fait sentir sur les projets en cours, lorsque les restrictions de circulation ont affecté la mobilité des employés et l'approvisionnement des équipements en pièces détachées, obligeant les opérateurs pétroliers et gaziers à suspendre ou ralentir leurs activités. Enfin, l'effondrement de la demande de pétrole (couplée à la mésentente entre

les principaux producteurs en mars 2020) et la chute vertigineuse des prix ont durement affecté les finances de l'État algérien. De plus, l'industrie pétro-gazière du pays a été obligée à diminuer sa production dans le cadre des accords OPEP+ de mai 2020. En conséquence, la compagnie pétrolière nationale, Sonatrach, a dû réduire de moitié les investissements qu'elle avait prévus pour 2020 et 2021 et reporter la plupart des projets non prioritaires.

I.2 – ANALYSE DU PROFIL ÉNERGÉTIQUE DE L'ALGÉRIE

I.2.A – De vastes ressources éparpillées au sud du pays

Les premières découvertes de pétrole en Algérie remontent à la seconde moitié du XIXe siècle. Les projets d'exploration s'intensifient dans les années qui suivent la fin de la Seconde guerre mondiale, en particulier dans le Sahara. L'industrie pétro-gazière algérienne s'est historiquement bâtie sur l'exploitation de deux champs géants, qui furent découverts en 1956 par un consortium de compagnies françaises incluant la Compagnie française des pétroles (CFP, l'ancêtre de TotalEnergies) :

- Le champ pétrolier de Hassi Messaoud
- Le champ gazier de Hassi R'Mel

Avec des réserves de pétrole estimées à 12,2 milliards de barils en 2019, l'Algérie possède les troisièmes plus importantes réserves de pétrole d'Afrique derrière la Libye et le Nigeria. Elles ne représentent cependant qu'à peine 0,7 % des réserves mondiales. De plus, des doutes existent sur la fiabilité des statistiques officielles. En effet, le niveau des réserves n'a strictement pas changé depuis une quinzaine d'années.

Le pays est relativement mieux doté en gaz naturel, avec des réserves estimées à 4 500 milliards de mètres cubes, soit 2,1 % des réserves mondiales. L'Algérie dispose ainsi des deuxièmes réserves gazières d'Afrique après le Nigeria. Mais elle pourrait être dépassée par le Mozambique si les importants gisements gaziers qui y ont été découverts sont un jour développés. Comme pour le pétrole, le niveau officiel des réserves est totalement stable depuis une vingtaine d'années, ce qui jette un doute sur la fiabilité des chiffres fournis.

Toutes les ressources pétrolières et gazières de l'Algérie sont localisées dans le sud du pays, dans la région saharienne, loin des centres urbains et industriels, qui sont principalement situés près des côtes. Il n'y a aucune exploitation d'hydrocarbures en mer. Les gisements sont donc reliés à la côte par un vaste réseau de gazoducs et d'oléoducs permettant d'acheminer la production vers les lieux de consommation ou d'exportation. L'éparpillement des réserves et des zones de production rend également problématique la protection de l'ensemble des infrastructures de production et de transport, comme l'a illustré l'attaque meurtrière et la prise d'otages dont a été la cible le site d'In Amenas, géré par BP et Equinor, en janvier 2013 de la part d'un groupe islamiste armé. Cette attaque a entraîné une quarantaine de morts.

La plupart des observateurs s'accordent à penser que l'Algérie dispose encore d'un large potentiel inexploité et de vastes zones sous-explorées. Au cours de la dernière décennie, Sonatrach a d'ailleurs

annoncé plus de 270 découvertes de pétrole et de gaz. Cependant, la plupart d'entre-elles sont situées dans des zones éloignées, loin des infrastructures de transport existantes qui permettraient de les acheminer vers les centres de consommation ou d'exportation. Faute d'investissements dans la construction de nouveaux oléoducs, les perspectives de développement de ces gisements sont faibles. **Ce n'est donc pas tant le potentiel géologique qui limite le développement de la production algérienne, mais bien les infrastructures de transport de ces ressources.** Plusieurs dizaines de champs découverts par la Sonatrach ou d'autres compagnies restent ainsi non développés depuis des années, parfois des décennies.

Le pays disposerait également d'importantes ressources de pétrole et surtout de gaz de schiste, essentiellement localisées dans les zones de Mouydir, Ahnet, Berkine-Ghadamès, Timimoun, Reggane et Tindouf. Ces dernières sont estimées à 20 000 Gm³, ce qui en ferait les troisièmes au monde, après celles des États-Unis et de la Chine. Les réserves récupérables de pétrole de schiste sont quant à elle estimées à 820 Mt (6 milliards de barils). Cependant, le développement commercial de ces ressources n'est pas jugé rentable actuellement, d'autant plus que la législation actuelle dissuade les investisseurs étrangers de s'engager dans le pays². De plus, les vellétés du gouvernement de pousser au développement des ressources de gaz de schiste rencontrent une vive opposition dans la population, en raison de l'impact environnemental que la production pourrait avoir, en particulier sur les rares ressources en eaux.

1.2.B - Déclin de la production de pétrole, et bientôt de gaz ?

Membre de l'OPEP et du Forum des pays exportateurs de gaz, l'Algérie est le premier producteur de gaz et le troisième producteur de pétrole d'Afrique. Si la production pétrolière a officiellement débuté en 1944, ce n'est qu'avec la mise en service du champ géant de Hassi Messaoud à la fin des années 1950 que des niveaux de production importants ont été atteints.

La production pétrolière connaît cependant un déclin structurel depuis une quinzaine d'années. Un pic de production a été atteint en 2005, de près de 2 millions de barils par jour, en comptant à la fois le pétrole brut et les condensats, grâce au développement des nombreux champs découverts dans les années 1990. La production a progressivement diminué depuis lors, jusqu'à tomber à 1,44 Mb/j en 2019 voire 1,34 Mb/j en 2020 (0,91 Mb/j de brut et 0,42 Mb/j de condensats) d'après les premières données du MEES, soit le plus bas niveau depuis plus d'un quart de siècle.

La production pétrolière actuelle dépend toujours en grande partie du champ de Hassi Messaoud, en service depuis plus de soixante ans mais qui fournit encore environ un tiers de la production pétrolière du pays. Malgré d'importants investissements réguliers pour maintenir le niveau de production, ce champ est dorénavant en déclin tout comme une grande partie des gisements mis en production dans les années 1990.

Outre la maturité des champs en production, la baisse structurelle de la production s'explique également par les obligations de réduction imposées dans le cadre des accords de l'OPEP+ de mai 2020, qui a entraîné une baisse de la production algérienne de pétrole brut de 20 %. Mais les

² voir Annexe I - Partie II.2 : II.2 – La stratégie énergétique de l'Algérie

contraintes posées par l'OPEP+ ont été en partie atténuée par le fait que seul le pétrole brut est soumis à des quotas de production au sein de l'OPEP. Or, la production pétrolière de l'Algérie se partage actuellement entre trois quarts de pétrole brut et un quart de liquides de gaz naturel. En effet, Sonatrach a depuis longtemps favorisé le développement de réserves de condensats et de GPL précisément parce qu'ils ne sont pas soumis aux quotas de l'OPEP. Malgré une légère révision à la hausse au printemps dernier, le quota de l'Algérie n'était toujours que de 900.000 b/j en juin 2021, alors que le pays produisait plus d'un million de baril de brut par jour de brut en 2019 (et 1,43 Mb/j en 2006), d'après les données du MEES.

Même s'il n'est pas aussi prononcé que pour le pétrole, le déclin de la production algérienne de gaz naturel semble avoir également débuté. L'année 2020 a certes été relativement bonne pour la production gazière de l'Algérie, avec une hausse de 1,9 % par rapport à 2019, d'après les dernières données disponibles du MEES. Mais le niveau de production reste inférieur au pic de 2016 à 94,8 Gm³.

Le champ de Hassi R'Mel constitue le véritable cœur du secteur gazier algérien, d'où près de la moitié du gaz algérien est extrait. C'est également un gigantesque hub de traitement pour d'autres champs au sud et sud-est du pays. Cela explique qu'il soit très difficile d'avoir des données précises et crédibles sur l'état du champ. Il semble cependant acquis que Hassi R'Mel est actuellement en déclin, malgré les importants efforts faits pour maintenir le niveau de production. Selon la communication officielle des responsables algériens, l'achèvement du 3^e plan de stimulation du champ est prévu en 2021 et doit en théorie permettre de maintenir le niveau de production actuel pour les 10 prochaines années.

Plusieurs projets importants, considérés comme des priorités stratégiques pour la Sonatrach, sont en cours. Ils visent à développer de nouveaux gisements dans le sud-ouest du pays et les relier au reste du réseau gazier. Plusieurs d'entre eux devraient être achevés dans les mois ou les années à venir :

- Augmentation des capacités de production du champ gazier de Tinhert,
- Mise en production d'un champ gazier satellite de Gassi Touil,
- Mise en production du gisement d'Ain Tsila (développé par un consortium mené par la Sonatrach en partenariat avec le britannique Sunny Hill Energy (anciennement Petroceltic) et Enel),
- Mise en production du champ d'Ahnet.

Combinés, tous ces projets gaziers devraient apporter un surplus de production de 8 à 13 Gm³/an. L'Algérie accuse cependant fréquemment de longs retards dans le développement des projets.

I.2.C - Un fort besoin en nouvelles capacités de raffinage

Sonatrach, unique opérateur dans le raffinage et la distribution de produits pétroliers en Algérie, possède six raffineries : cinq pour le traitement du pétrole brut et une sixième pour le traitement des condensats. La capacité totale de ces raffineries est d'environ 675 000 b/j (condensats inclus), avec une production destinée principalement au marché national. Construites pour la plupart dans les années 1960 et 1970, ces infrastructures sont vieillissantes et ne permettent plus de répondre correctement à la demande. Ainsi, le pays doit régulièrement importer de grandes quantités d'essence et de diesel depuis une dizaine d'années. Après avoir atteint à 42 % de sa consommation d'essence et

28 % pour le diesel en 2013, la part des importations est aujourd’hui retombée à 16 % et 6 %, respectivement, pour l’essence et le diesel.

Afin de pouvoir mieux répondre à la demande nationale en carburant, la Sonatrach a lancé un projet de construction d’une **nouvelle raffinerie à Hassi Messaoud** d’une capacité de traitement annuelle de 100 000 b/j. Le projet est en cours et devrait être achevé en 2026 pour un investissement estimé à 3 milliards de dollars.

En novembre 2018, la Sonatrach a par ailleurs racheté à ExxonMobil la raffinerie d’Augusta en Sicile dotée d’une capacité de traitement de 200 000 b/j.

Vue d’ensemble des raffineries opérationnelles en Algérie

Site	Mise en service	Capacité de production
Hassi Messaoud	1960	22 000 b/j
Alger (Sidi Rezine)	1964	72 000 b/j
Arzew	1973	75 000 b/j
Skikda	1980	362 000 b/j
Adrar / Sbaa	2007	12 000 b/j
Skikda (condensats)	2008	110 000 b/j
Hassi Messaoud	1960	22 000 b/j

Source : MEES, Enerdata

I.2.D - Un exportateur de gaz dépendant de l’Europe

L’Algérie est un exportateur de pétrole non négligeable, mais relativement modeste. Ses exportations représentaient à peine plus d’1 % des exportations mondiales de pétrole en 2019. De plus, les volumes exportés ont fortement reculé depuis 2005 (-55 % entre 2005 et 2019). Cette tendance à la baisse s’est encore poursuivie en 2020 d’après les chiffres disponibles (-23 % par rapport à 2019).

L’Algérie est surtout un important exportateur de gaz naturel, en particulier à destination du sud de l’Europe. Ces exportations gazières se font à la fois par gazoducs (environ 60 % du volume exporté total) et sous forme liquéfiée (près de 40 %). L’Algérie a d’ailleurs été le premier pays au monde à exporter du gaz liquéfié, avec une première livraison au Royaume-Uni en 1964.

Trois pipelines relient l’Algérie à l’Europe :

- Le plus ancien est le gazoduc **Trans-Mediterranean** (ou TransMed, également appelé gazoduc Enrico Mattei), construit en 1984 conjointement par la Sonatrach et ENI, qui aboutit en Italie *via* la Tunisie et la Sicile. Il dispose aujourd’hui d’une capacité de 33,5 Gm³/an. En contrepartie de la traversée de son territoire, la Tunisie prélève environ 6 % du gaz transporté, ce qui lui assure une part importante de sa propre consommation.

- Le second est le gazoduc **Maghreb-Europe** (GME, aussi appelé gazoduc Pedro Duran Farell) qui relie l'Algérie à l'Espagne *via* le Maroc et le détroit de Gibraltar. Mis en service en 1996, il dispose d'une capacité actuelle de 11,5 Gm³/an.
- Le troisième, **Medgaz**, va également vers l'Espagne mais en ligne directe, de Béni Saf à Almería en passant sous la mer Méditerranée, donc sans traverser le territoire marocain. Il a été mis en service en 2011 et a une capacité actuelle de 8 Gm³/an, qui devrait être portée à 10 Gm³/an dès cette année. Les deux actionnaires en 2021 étaient la Sonatrach (51 %) et l'Espagnol Naturgy (49 %).

L'Algérie dispose par ailleurs de quatre terminaux de liquéfaction permettant d'exporter une partie de son gaz sous forme de GNL. Trois terminaux sont situés à Arzew (Arzew GL1Z, Arzew GL2Z et Gassi Touil GL3Z). Ils ont été mis en service en 1978, 1981 et 2014 respectivement, avec une capacité de production de 7,9, 8,2 et 4,7 millions de tonnes par an (Mt/a) respectivement (soit 22 Gm³/an pour Arzew 1 & 2 et 6,3 Gm³/an pour Arzew 3). Le quatrième terminal, inauguré en 2013, se trouve à Skikda et dispose d'une capacité de production de 4,5 Mt/a (soit 6,1 Gm³/an). Ces terminaux appartiennent tous à **100% à la Sonatrach**. À noter que trois terminaux (un à Arzew, ouvert en 1964 d'une capacité de 1,25 Gm³/an, et deux à Skikda, ouverts en 1972 et 1981 avec des capacités de 3,78 et 4,23 Gm³/an) ont arrêté leurs activités en 2001, 2004 et 2014 respectivement.

D'autres projets de gazoducs internationaux partant ou arrivant en Algérie ont été suspendus voire abandonnés.

- L'un concernait une nouvelle **liaison entre l'Algérie et l'Italie** (*via* la Sardaigne, avec éventuellement un embranchement vers la Corse) sans passer par la Tunisie. Lancé par la Sonatrach et des investisseurs italiens (en particulier Edison et Enel, soutenus par les autorités publiques italiennes) dans les années 2000, ce projet de gazoduc Galsi n'a jamais vu le jour. Il prévoyait de pouvoir exporter jusqu'à 8 Gm³/an de gaz algérien vers l'Italie grâce à un tuyau de 1 500 km de long, mais il s'est heurté à une **intense opposition du Russe Gazprom** (très présent sur la marché italien) qui ne souhaitait pas voir l'un de ces principaux concurrents sur le marché européen renforcer ses positions et qui a réussi à convaincre les industriels italiens de se retirer du projet en 2014.
- Un second projet fait figure de véritable serpent de mer puisqu'il a été lancé il y a une vingtaine d'années, sans grand progrès jusqu'à présent : le projet de **gazoduc transsaharien** (TSGP) entre l'Algérie, le Nigeria et le Niger, soutenu par l'Union africaine, prévoit de construire un pipeline d'une capacité de 30 Gm³/an sur 4 400 km. Cependant, le projet n'avance pas, aucun investisseur ne voulant vraisemblablement se lancer dans la construction d'une telle infrastructure dans des régions politiquement très instables. De plus, ni le Nigeria ni l'Algérie n'ont réellement intérêt à ce projet, le premier parce que le GNL offre en réalité beaucoup plus de flexibilité pour exporter sa production, et la seconde parce qu'il aiderait directement un concurrent à entrer sur le marché européen.

A l'heure actuelle, l'Algérie dispose au total de capacités d'exportation de 25,3 Mt/a (34 Gm³/an) sous forme de GNL et de 53,5 Gm³/an par gazoducs, soit au total 87,5 Gm³/an. Ces capacités sont cependant largement sous-utilisées depuis des années. En 2020, l'Algérie n'a en effet exporté que 38 Gm³, répartis entre 26 Gm³ par oléoduc (soit un taux d'utilisation de 50%) et 12 Gm³ sous forme de GNL (soit

un taux d'utilisation d'à peine 35%). Cela représente une baisse des exportations de 30 % par rapport à 2017 (54 Gm³).

Focus sur la structure géographique des exportations de gaz algérien

Étant donné les infrastructures existantes, **les deux principaux clients du gaz algérien sont, assez logiquement, l'Italie et l'Espagne** qui, en 2020, ont acheté respectivement 46 % et 35 % du gaz exporté par gazoduc (le reste étant essentiellement acheté par la Tunisie et le Maroc) et 21 % et 5 % du gaz exporté sous forme de GNL. La Turquie (36 % du GNL exporté par l'Algérie) et la France (29 %) étaient les 3^e et 4^e plus gros clients du gaz algérien en 2020.

L'Italie est appelée à rester le principal marché d'exportation pour le gaz algérien. ENI et Enel ont récemment renouvelé plusieurs contrats d'approvisionnement portant sur une quinzaine de Gm³/an jusqu'en 2027 (plus deux années optionnelles supplémentaires). À noter que la durée de ces nouveaux contrats (comme de la plupart de ceux signés depuis plusieurs années) est bien plus courte (10 ans) que les précédents (20 à 25 ans) et portent sur des volumes moins importants, traduisant non seulement une volonté des acheteurs de se ménager plus de flexibilité dans leurs approvisionnements, mais également une certaine perte de confiance des partenaires dans le long terme.

Depuis plusieurs années, les exportations de gaz de l'Algérie souffrent dans un contexte de marchés du GNL excédentaires et de prix spot bas, alors que le pays vend son gaz sur base de contrats à long terme où le prix de vente est indexé sur celui du pétrole (avec généralement un décalage de 6 mois). L'Algérie a ainsi perdu des parts de marché importantes sur ses principaux marchés d'exportation de gaz, l'Italie et l'Espagne. L'année 2020 a accentué cette tendance, avec l'effondrement des exportations de gaz vers l'Italie et l'Espagne, très affectées par la crise sanitaire du Covid-19.

Après une forte augmentation des exportations en 2016 suite à la mise en production de plusieurs gros projets et à l'achèvement des gazoducs Medgaz et du terminal Arzew 3, l'Algérie a donc connu un déclin de ses exportations. À 38,2 Gm³ en 2020, d'après les chiffres du MEES, les exportations ont de nouveau reculé par rapport à 2019 poursuivant une tendance de fond observée depuis 2005 (année record avec 64 Gm³). Ce volume d'exportation représente le plus bas enregistré par l'Algérie depuis un quart de siècle. Les exportations ne représentaient en 2020 plus que 44 % de la production, un seuil qui n'avait plus été atteint depuis 1982. Outre la concurrence accrue des producteurs de GNL proposant un prix spot nettement inférieur au prix de vente du gaz algérien (Russie, Etats-Unis, Qatar notamment), c'est la hausse continue de la consommation intérieure (près de 50 Gm³ en 2020) couplée à la stagnation (voire la diminution) de la production qui explique cette tendance structurelle à la baisse des exportations. La consommation intérieure absorbe dorénavant près de 57 % de la production et limite de plus en plus les capacités d'exportation.

Si l'Europe (Turquie et Royaume-Uni inclus) est la destination de la quasi-totalité des exportations algériennes de gaz, ces volumes ne représentent que 7 % de la demande en gaz naturel de l'Union européenne (principalement approvisionnée par la Russie et la Norvège). Sur les 5 dernières années, les importations européennes de gaz algérien *via* les gazoducs a chuté d'un tiers, reflétant la faiblesse de la demande européenne de gaz, la concurrence accrue avec les autres producteurs (dont le Nigeria, le Qatar et les Etats-Unis), et les craintes des acheteurs européens vis-à-vis de la fiabilité de Sonatrach

d'assurer les livraisons, en raison à la fois de l'instabilité politique et sociale dans le pays, et de l'instabilité managériale au sein la compagnie publique algérienne. En particulier, la part de marché du gaz algérien en Espagne est en fort déclin depuis plusieurs années. Alors que l'Espagne a longtemps été un des clients privilégiés du gaz algérien (*via* les gazoducs Maghreb-Europe et Medgaz, mais également sous forme liquéfiée), les importations espagnoles depuis l'Algérie n'ont cessé de décroître alors même que les importations espagnoles globales ont continuellement augmenté jusqu'en 2019. L'Espagne cherche depuis plusieurs années à profiter de l'abondance de l'offre de GNL sur les marchés mondiaux et à diversifier ses sources d'approvisionnement, ce qui profite à la Russie et aux Etats-Unis, au détriment de l'Algérie. La part de marché de l'Algérie sur le marché espagnol n'était ainsi plus que de 31 % en 2019, contre 60 % en 2015.

Focus sur les incertitudes du potentiel d'exportation de gaz de l'Algérie

Les exportations gazières de l'Algérie ont enregistré un fort rebond au premier trimestre 2021 pour atteindre 14 Gm³, alors qu'elles n'avaient été que de 38 Gm³ sur l'ensemble de l'année 2020. Ce rebond a été aidé par la reprise économique en Italie et en Espagne et la forte hausse du prix *spot* du GNL (tandis que le prix de vente du gaz algérien, calqué sur le prix du pétrole d'il y a 6 mois, devenait très compétitif). Cette embellie se retrouve en particulier dans la reprise des exportations par gazoduc vers l'Italie (5,80 Gm³) et l'Espagne (3,73 Gm³), un niveau qui n'avait plus été atteint depuis le premier trimestre 2018. Les exportations de GNL sont également reparties à la hausse au premier trimestre 2021 (3,9 Gm³), à destination principalement de la Turquie (43 % du total) et de la France (29 %).

Pour autant, les problèmes structurels du secteur gazier algérien restent prégnants. D'une part, les **conditions tarifaires** proposées par l'Algérie (contrats long terme avec un prix indexé sur le pétrole) ne lui permettent plus d'être compétitive dans un marché gazier de plus en plus concurrentiel. D'autre part, la **consommation intérieure augmente** à grande vitesse (en raison de la croissance de la population mais aussi d'un système de subvention très généreux qui empêche toute politique d'économie d'énergie), tandis que la **production tend à diminuer** (déclin de Hassi R'Mel, retards dans le développement des nouveaux champs dans le sud-ouest du pays, etc.), ce qui réduit les volumes disponibles à l'export et fait peser des doutes sur les futures capacités du pays à honorer ses obligations de fournitures.

Sans réforme en profondeur du système de subvention de l'énergie, la demande intérieure de gaz de l'Algérie devrait continuer à augmenter au cours des 15 prochaines années. De nombreux organismes, y compris des cabinets d'études privés, ont publié des estimations de la consommation future, plus ou moins alarmistes. La Commission de Régulation de l'Électricité et du Gaz (CERG, le régulateur algérien) notamment estime que la consommation intérieure de gaz devrait atteindre entre 61 Gm³ et 76 Gm³ d'ici 2028 (soit une augmentation annuelle comprise entre 3 % et 5,4 %/an sur 2018-2028) contre 50 Gm³ en 2020 et seulement 27 Gm³ en 2010. De son côté, Sonelgaz (la compagnie publique de distribution de gaz et d'électricité) estime que la consommation de gaz passera à 75 Gm³ en 2030. Dans tous les cas, la tendance générale est similaire et indique la hausse probable de la demande.

Par contre, les prévisions varient considérablement d'un organisme à l'autre concernant la production et le potentiel disponible à l'exportation. D'un côté, de nombreux observateurs extérieurs

dont les grands cabinets de conseils, tablent sur une stagnation voire une baisse de la production, ce qui aurait pour conséquence de faire fondre les volumes disponibles à l'exportation (étant donné la croissance attendue la consommation). Cette vision relativement pessimiste est récurrente depuis des années et s'est à plusieurs reprises avérée erronée par le passé. L'explication tient au fait que l'Algérie s'est en effet toujours montrée relativement inflexible sur ses tarifs gaziers, indifférentes aux pressions pour qu'elle adapte son prix à la baisse lorsque le prix du pétrole est élevé. En conséquence, les acheteurs (Italie et Espagne en tête) rechignent à acheter d'importants volumes lorsque le prix est élevé et préfèrent généralement différer leurs achats, comme les contrats *pay-back* le leur permettent. Plus que la supposée baisse des capacités de production gazière de l'Algérie, c'est cette posture maximaliste d'Alger sur ses tarifs à l'export qui explique la diminution des livraisons de gaz ces dernières années, alors que le prix de vente du gaz algérien n'était plus compétitif par rapport au marché spot. La hausse rapide des exportations gazières algériennes depuis le dernier trimestre 2020, coïncidant avec une baisse du prix de vente maintenant que les bas prix du pétrole du printemps et de l'été 2020 se répercutent sur le tarif du gaz algérien (et qu'en parallèle le prix spot s'est envolé), témoigne au contraire que les capacités de l'Algérie à répondre à la demande sont toujours là et que les exportations peuvent repartir à la hausse dès que les clients le désirent.

Ainsi, contrairement à la plupart des prévisions pessimistes des analystes de l'industrie pétrolière qui prédisent une baisse de la capacité de production gazière de l'Algérie dans les années à venir, et partant de ses exportations, les opérateurs et le gouvernement algérien sont pour leur part nettement plus optimistes et considèrent que les investissements qui ont été faits garantissent la capacité de l'Algérie à répondre à la demande de ses clients, au moins jusqu'en 2030.

1.2.E – Sonatrach et ENI, deux acteurs clés du secteur pétro-gazier en Algérie

Deux entreprises publiques dominent le secteur de l'énergie en Algérie :

- **Sonelgaz**, ancien monopole public détenu à 100 % par l'État, en charge de la production et du transport d'électricité, ainsi que de la distribution d'électricité et de gaz ;
- et surtout l'ancien monopole public (également détenu en totalité par l'Etat) dans le secteur amont des hydrocarbures, **Sonatrach**.

Focus sur Sonatrach

Alors que les Accords d'Evian (1962), qui mirent fin à la guerre et permirent l'indépendance de l'Algérie, prévoyaient de garantir le maintien des intérêts français dans le secteur pétrolier et gazier, l'Algérie créa une compagnie pétrolière publique, Sonatrach (acronyme de « Société nationale pour la recherche, la production, le transport, la transformation, et la commercialisation des hydrocarbures ») en décembre 1963 afin de permettre à l'État algérien de participer aux activités aval du secteur, notamment en construisant les premiers pipelines et la première usine de liquéfaction de gaz du pays. Mais c'est surtout avec la **nationalisation** des activités de raffinage et de distribution (à partir de 1967) puis la nationalisation de l'ensemble de l'industrie en février 1971 que **Sonatrach devint un acteur central de la scène pétrolière et gazière et la clé de voûte de l'économie algérienne**. La nationalisation de 1971 a ainsi permis à la Sonatrach de contrôler 77 % de la production pétrolière du pays et 100 % de la production de gaz, des pipelines et du raffinage.

Dans les années 1970 et 1980, Sonatrach a développé un réel savoir-faire pour l'ensemble des activités en amont comme en aval, gazier et pétrolier. Elle est, grâce à la situation de quasi-monopole dont elle a longtemps bénéficié, la première compagnie publique africaine, avec une production combinée de pétrole et de gaz d'environ 3,5 Mbep/j (dont les trois quarts sont produits directement par la Sonatrach et un quart en partenariat avec une autre compagnie). La production de la Sonatrach se répartit entre deux tiers de gaz naturel et un tiers de pétrole (brut, condensats et GPL).

La loi sur les hydrocarbures de 2005 a permis une évolution notable du statut de Sonatrach, poussée à de plus en plus fonctionner comme une entreprise privée. Pour tout nouveau contrat depuis 2005, elle est ainsi soumise aux mêmes conditions fiscales qu'un opérateur étranger. Pour autant, elle a, jusqu'à présent, conservé sa position centrale et éminemment politique dans le jeu pétro-gazier algérien, continuant à contrôler la très grande majorité des champs en exploitation.

Instrument du pouvoir politique devenue au fil des ans la principale « vache à lait » des dirigeants du pays, **Sonatrach se trouve, depuis plusieurs années, déstabilisée par une série de scandales de corruption**, qui affectent directement sa gouvernance et sa capacité à opérer. La compagnie a ainsi vu se succéder pas moins de huit PDG au cours de la dernière décennie (certains ayant été arrêtés pour des accusations de malversation). Cette rotation rapide des dirigeants semble paralyser la compagnie qui n'arrive pas à solutionner les problèmes structurels auxquels elle est confrontée, en particulier la baisse tendancielle de la production, la faible attractivité du pays pour les compagnies internationales, et la corruption endémique au sein de la compagnie.

Ainsi, alors que la logique voudrait que la Sonatrach et les autres entreprises publiques du secteur de l'énergie augmentent leurs investissements afin de pallier cette baisse de la production, on assiste au contraire à leur réduction drastique, reflet d'une gestion orientée par une logique politique plutôt qu'économique. Confronté à une profonde crise économique (que la pandémie de COVID a accentué sans pour autant en être à l'origine), le gouvernement a décidé en 2020 de réduire de moitié le budget de la Sonatrach (de 14 à 7 milliards de dollars), obligeant l'entreprise à des coupes sombres dans les investissements, tandis que Sonelgaz est contrainte de réduire ses dépenses de 1,3 milliard de dollars avec pour conséquence de reporter *sine die* les projets d'infrastructure non essentiels.

L'activité des entreprises pétro-gazières étrangères en Algérie

Depuis la réouverture du pays aux investisseurs étrangers dans les années 1980, un certain nombre de compagnies pétrolières internationales sont actives en Algérie, et mènent généralement leurs opérations dans le cadre de coentreprises avec la Sonatrach.

Les principales compagnies étrangères présentes en Algérie sont européennes. Il s'agit en particulier de **ENI**, la mieux implantée grâce à un large portefeuille d'actifs pétroliers et partenaire privilégié de la Sonatrach pour la gestion des gazoducs d'exportation vers l'Italie. ENI est le premier producteur étranger en Algérie où elle exploite une cinquantaine de blocs concentrés dans le bassin de Berkine (est du pays), qui produisent actuellement près de 300 000 b/j. Signe d'un partenariat toujours actif, ENI et la Sonatrach ont signé en mars dernier une série d'accords, préalables à la conclusion d'un nouveau contrat d'hydrocarbures sous l'égide de la nouvelle loi d'hydrocarbures 19-13 de 2019. Ces

accords visent notamment à la réalisation d'un ambitieux programme pour la relance des activités d'exploration et de développement dans la région du bassin de Berkine, et prévoient la réalisation d'un hub de développement de gaz et de pétrole brut. Ils comprennent également un mémorandum d'entente (MoU) qui s'étendra du bioraffinage à la production d'hydrogène et aux énergies renouvelables, ainsi qu'au domaine de la formation et de l'expertise, à travers la coopération entre l'ENI Corporate University et l'Institut algérien du pétrole.

TotalEnergies dispose d'un portefeuille plus diversifié, avec une participation relativement faible dans le bassin de Berkine. Elle participe aux champs gaziers de Timimoun et Tin Fouye Tabankort (rachetés à la compagnie espagnol Repsol en 2019). En 2019, Total a cherché à acquérir les actifs en Algérie de la compagnie américaine Anadarko (production nette de 65.000 b/j) mais le gouvernement algérien s'y est opposé. Cette transaction aurait permis à TotalEnergies de tripler sa production pétrolière dans le pays et d'en faire le premier opérateur étranger devant ENI.

La compagnie britannique **BP**, associée à la norvégienne **Equinor**, est présente dans les principaux projets de production de gaz exploités par des compagnies étrangères à In Salah et In Amenas (sud-est du pays). Parmi les autres opérateurs internationaux présents, on peut noter la Britannique Sunny Hill Energy (anciennement Petroceltic), l'Américaine Occidental Petroleum (Oxy), les Espagnols CEPSA et Repsol, ou encore l'Italienne Enel.

Les institutions publiques du secteur de l'énergie

Plusieurs instances ont la charge de la supervision et de la régulation du secteur énergétique.

- C'est tout d'abord le **ministère de l'Énergie et des Mines** qui fixe les orientations de la politique énergétique et supervise les entreprises publiques d'énergie. C'est aussi lui qui est responsable de l'approbation des demandes de licence, lesquelles doivent cependant être également examinées par plusieurs autres ministères (dont ceux de la Défense, des Finances, de l'Intérieur, de l'agriculture, du tourisme etc.).
- La **Commission de régulation de l'électricité et du gaz (CREG)** régule les marchés de l'électricité et du gaz. Elle est responsable de la transparence de ces marchés et des tarifs de transport et de distribution de l'électricité et du gaz. C'est elle qui veille à la réglementation technique, sécuritaire, environnementale et tarifaire, et est responsable de l'attribution des concessions de pipelines.
- L'**Agence nationale pour la valorisation des ressources en hydrocarbures (ALNAFT)** est le régulateur du secteur amont des hydrocarbures. C'est elle qui est responsable de la promotion du secteur pétrolier et gazier et qui, à ce titre, organise les *rounds* d'attribution des licences, de l'administration des contrats pétroliers et gaziers, de l'approbation des plans de développement, et du recouvrement des redevances.

I.3 – LES PERSPECTIVES DE L'INDUSTRIE PÉTRO-GAZIÈRE ALGÉRIENNE

1.3.A – 170 USD par baril, le prix d'un équilibre budgétaire basé sur la rente

L'Algérie est très dépendante financièrement des revenus d'exportation de pétrole et surtout de gaz.

Cette dépendance a démarré dès les années 1970 au cours desquelles les ressources furent nationalisées (1971) tandis que leur prix s'envolait suite aux chocs pétroliers (1973 et 1979). Les recettes pétrolières et gazières représentent la quasi-totalité (entre 90 et 95 % selon les années) des revenus d'exportation, entre 40 et 60 % du budget de l'État (voire jusqu'à 80 % lorsque le prix du pétrole est très élevé) et entre un quart et un tiers du PIB.

Alors que le gouvernement n'a jamais entrepris d'efforts sérieux de diversification, l'économie algérienne vit au rythme des évolutions du marché du pétrole, avec des périodes d'euphorie dépensière suivies de phases de strictes austérités budgétaires, avec un impact délétère sur le développement économique et social du pays.

Ainsi, l'Algérie a connu une décennie en apparence particulièrement faste pour l'économie dans les années 2000 lorsque la fin de la guerre civile s'est conjuguée à une hausse continue du prix du pétrole. Durant ces années, l'État a pu ainsi mener une politique de grands travaux (métro d'Alger, nouvel aéroport à Alger, autoroute est-ouest, boom du parc immobilier, etc.) qui, certes, permet de relancer l'économie, mais repose quasi exclusivement sur des financements publics tout en profitant en grande partie à des entreprises étrangères (en particulier chinoises), sans véritable essor de l'entrepreneuriat privé. Avec l'effondrement du prix du pétrole en 2014, l'économie algérienne est au contraire rentrée dans une période de faible croissance, voire de contraction.

L'Algérie souffre depuis plusieurs années de la faiblesse des cours du pétrole (qui affecte également le prix de vente du gaz algérien puisqu'il est indexé sur celui du pétrole), et de la réduction de ses exportations de pétrole (en raison de la baisse de la production et des quotas de l'OPEP) et de gaz (en raison de la hausse continue de la consommation intérieure, qui réduit les volumes disponibles à l'export, et de la concurrence accrue des autres producteurs sur le marché du GNL).

En 2020, les recettes d'exportation de l'Algérie ont à peine atteint 20 milliards de dollars (au plus bas depuis 2002) soit le tiers seulement de ce qu'elles étaient en 2012 et même le quart du niveau historique de 2007. La baisse des prix du pétrole et du gaz explique en partie cette crise, mais pas uniquement puisque le prix moyen du pétrole algérien en 2020 était de 42,6 \$/baril, contre 44,3 \$/b en 2016 (alors que les revenus d'exportation ont baissé de 21 % sur la même période), et 28,7 \$/b en 2003.

La dépendance envers les revenus pétroliers et gaziers se lit ainsi directement dans l'évolution du déficit budgétaire : alors que le budget était quasiment à l'équilibre en 2014, le déficit a dépassé les 15 % en 2015 (suite à l'effondrement des prix du pétrole). A l'inverse, au plus fort du dernier boom pétrolier (en 2008 lorsque le prix du pétrole dépassait largement les 100 dollars par baril), l'excédent budgétaire était de 14 %. En 2020, le déficit était de 8 % et le FMI prévoit qu'il s'établira autour de 10 % dans les prochaines années jusqu'en 2025. Assez logiquement, le poids de la dette publique a également fortement augmenté au cours de ces dernières années, avec une accélération ces derniers mois. Selon le FMI, la dette représentait 63,5 % du PIB en avril 2021, contre 53 % en 2020 et moins de 10% en 2015.

Suivant la même tendance, l'Algérie est passée depuis 2014 d'une situation d'excédents commerciaux pérennes à six années consécutives de déficits. Celui-ci s'est élevé à plus de 10 milliards de dollars en 2020, portant une facture commerciale cumulée à plus de 60 milliards de dollars. Du coup, les réserves de change du pays ont littéralement fondu : alors qu'elles étaient de près de 200 milliards de dollars en 2013, elles ont progressivement diminué à 47 milliards en 2020 et elles pourraient continuer à diminuer pour atteindre 29 milliards en 2022 selon le FMI.

Avec une économie extrêmement dépendante des revenus des hydrocarbures, **le pays aurait besoin en 2021, selon le FMI, d'un prix du pétrole à près de 170 dollars par baril pour atteindre l'équilibre budgétaire** (alors que sur les 5 premiers mois de l'année, le prix du Brent se situait à 63 dollars par baril en moyenne), soit l'un des prix d'équilibre les plus élevés parmi les exportateurs de pétrole.

Face à cette crise budgétaire aigüe, le gouvernement tente de réduire ses dépenses. Parmi les mesures annoncées figurent notamment une réduction de moitié du budget de Sonatrach (passé de 14 à 7 milliards de dollars), l'introduction de restrictions à l'importation afin de diminuer le déficit commercial, une baisse des dépenses courantes de 30 % (soit environ 13 milliards de dollars) ou encore le report de projets d'infrastructures, notamment la construction de centrales électriques. Cette cure d'austérité et la baisse d'investissements essentiels sont d'autant plus délicates politiquement qu'elles vont à l'encontre des attentes sociales portées par les manifestants du Hirak.

En parallèle, et malgré son aversion historique pour les emprunts extérieurs (qu'ils viennent du FMI ou de banques étrangères, l'Algérie considère que cette mise en dépendance nuit à sa souveraineté, notamment en termes de politique étrangère), **le pays pourrait être rapidement obligé de faire appel à des soutiens financiers étrangers.** Il est cependant difficile à l'heure actuelle de voir quel pays pourrait apporter une aide financière ou économique d'ampleur significative étant donné les besoins de l'Algérie. Une possibilité pourrait être la Chine, qui pourrait exploiter la situation pour accroître son influence dans la région ; cependant, les investissements de la Chine en Algérie ont fait déjà l'objet de nombreuses critiques en raison du manque de transparence, des retards importants, ou encore de l'importation massive de travailleurs chinois. À noter que la Banque européenne pour la reconstruction et le développement (BERD) a approuvé le 14 juillet 2020 l'adhésion de l'Algérie, ouvrant ainsi la voie à un partenariat plus poussé (même si un certain nombre de conditions doivent encore être remplies pour que l'Algérie acquière le statut de pays bénéficiaire), signe que l'Algérie semble évoluer sur la question de l'implication étrangère dans son économie.

Focus : Impact de la crise de la COVID-19 sur l'économie et le budget national

L'année 2020 a été particulièrement douloureuse pour l'économie algérienne. Très dépendante des revenus des exportations d'hydrocarbures, l'économie algérienne a été touchée de plein fouet par la chute du prix du pétrole combinée au ralentissement général de l'économie mondiale due à la crise du COVID-19. Cependant, la crise économique de 2020 s'inscrit en réalité dans une tendance générale à la baisse de tous les indicateurs économiques et financiers algériens, signe d'un problème structurel profond de l'économie du pays. Ainsi, le PIB algérien a reculé de 6 % en 2020, mais ce recul suit déjà trois années consécutives de croissance faible (autour de 1 %). Le FMI prévoit d'ailleurs que le rebond de la croissance restera limité en 2021, à moins de 3 %.

1.3.B – La loi 19-13, un sésame pour les investisseurs étrangers

La législation pétrolière a connu plusieurs évolutions majeures depuis la nationalisation du secteur en 1971, reflétant les hésitations des gouvernements sur l'attitude à adopter vis-à-vis des investisseurs étrangers, perçus tantôt comme des obstacles à l'émancipation et à la souveraineté du pays, tantôt comme des partenaires indispensables pour dynamiser l'exploration et la production.

En 2021, l'Algérie a désespérément besoin de pouvoir attirer les investisseurs étrangers pour relancer les activités en berne, alors que Sonatrach est, depuis une quinzaine d'années, engluée dans des affaires de corruption, paralysée par de fréquents changements de direction (huit PDG en 10 ans) et incapable de financer les investissements nécessaires ne serait-ce qu'au maintien des niveaux de production. À noter que l'instabilité de la gouvernance du secteur de l'énergie en Algérie ne s'illustre pas uniquement par les incessants changements à la tête de Sonatrach, mais également au poste de ministre de l'Énergie (sept ministres en 10 ans). Le dernier changement a eu lieu en février dernier avec l'éviction après seulement 8 mois d'Abdelmadjid Attar (vétérinaire de l'industrie pétro-gazière algérienne, ancien PDG de Sonatrach, considéré comme un « pétrolier », partisan d'une réforme législative pour libéraliser le secteur des hydrocarbures, de la diminution des subventions et du développement des énergies renouvelables plutôt que des centrales au gaz pour produire l'électricité) au profit de son prédécesseur Mohamed Arkab (ancien PDG de Sonelgaz, considéré comme un « électricien »).

La législation pétrolière précédente, datant de 2005, avait durci les conditions d'investissements pour les compagnies étrangères. Bien qu'amendée quatre fois depuis, la conséquence avait été de limiter fortement le nombre de contrats signés avec des investisseurs étrangers, suivie d'une baisse drastique des activités d'exploration. Pour cette raison, une nouvelle législation sur les hydrocarbures a été adoptée fin 2019 (Loi 19-13), quelques jours avant l'élection présidentielle, dans le but d'attirer plus d'investissements étrangers et de repenser le système fiscal et contractuel pour le rendre plus flexible.

Cette nouvelle loi, perçue comme positive par les investisseurs étrangers, représente un retour aux dispositions de la loi de 1986 (Loi 86-14) adoptée durant la présidence de Chadli Bendjedid, qui avait partiellement libéralisé le secteur et permis une plus grande participation étrangère dans l'exploration et la production pétrolière et gazière en autorisant notamment les compagnies étrangères à acquérir des participations (à hauteur de 49%) dans des gisements en production, ainsi que dans des infrastructures de transport. Une dizaine de licences avaient ainsi pu être attribuées à des compagnies internationales (dont BP, Total, Repsol, etc.), aboutissant à d'importantes découvertes tout au long des années 1990 et une croissance notable de la production. L'activité d'exploration avait ensuite commencé à décliner, les compagnies présentes concentrant plutôt leurs investissements sur le développement des champs qu'elles avaient découverts, alors que le durcissement des conditions fiscales incluses dans la loi sur les hydrocarbures de 2005 tendait à décourager l'arrivée de nouveaux entrants. Le résultat a été un bilan généralement très décevant des multiples rounds d'attribution de blocs qui ont été passés depuis 2005 et un déclin de la production, de pétrole en particulier.

La nouvelle loi de 2019 propose des dispositions beaucoup plus favorables qu'auparavant aux compagnies étrangères, avec notamment une baisse globale de la fiscalité pétrolière. Ainsi, le taux de royalties est maintenant fixé à 10 % de la valeur de la production contre une fourchette de 5 % à 20 % auparavant, le taux de l'impôt sur le revenu est également fixe de 30 % contre un taux variable de 19 % à 80 % auparavant, et la taxe pétrolière varie dorénavant de 10 % à 50 %, contre 20 % à 70 % auparavant. Ces révisions permettent à l'Algérie d'afficher une fiscalité relativement similaire à celles d'autres pays pétroliers équivalents. La nouvelle législation prévoit également la réintroduction de trois types de contrats : les contrats de participation, les contrats de partage de production et les contrats de services (Risk Service Contrats).

Même si le gouvernement doit encore finaliser l'application de la nouvelle loi (ce qui pourrait se faire rapidement maintenant que les élections législatives du 12 juin sont passées) pour qu'elle puisse pleinement entrer en vigueur, **la perspective de sa promulgation a d'ores et déjà permis à Sonatrach de signer 14 protocoles d'accord (MoU) depuis début 2020** avec plusieurs compagnies internationales, dont le Français TotalEnergies, l'Italienne ENI, les Américains Chevron et ExxoMobil, les Russes Lukoil et Zarubzhneft, le Turc TPAO, l'Espagnol Cepsa, le Chinois Sinopec, le Norvégien Equinor, ou encore l'Autrichien OMV. Ces protocoles portent sur des projets conjoints d'exploration et production dont la traduction en engagements contraignants dépend évidemment de la mise en application effective de la loi.

Malgré le manque de détails précis sur le contenu exact de ces accords, leur existence et leur nombre mettent en évidence une certaine attractivité retrouvée du secteur amont algérien grâce à cette nouvelle loi sur les hydrocarbures. Étant donné la faiblesse actuelle des prix du pétrole comme de la demande mondiale, les politiques de réduction drastique des investissements annoncées par les compagnies en 2020 et la perspective du renforcement des politiques de décarbonisation en Europe et aux Etats-Unis, la question de savoir si les compagnies internationales vont réellement investir massivement dans le secteur pétrolier et gazier amont en Algérie reste posée.

D'autant qu'un obstacle majeur au développement des activités des compagnies étrangères dans l'amont pétrolier et gazier algérien demeure. La législation algérienne impose une **règle dite des 51/49** en vertu de laquelle les participations étrangères dans les joint-ventures avec la Sonatrach sont plafonnées à 49%. D'intenses débats ont lieu actuellement en Algérie sur l'opportunité de la modifier voire de l'abroger, dans un contexte d'affrontement idéologique entre les partisans d'une libéralisation du secteur pétrolier afin de relancer son attractivité (sur le modèle du code des hydrocarbures adopté en 1986) et les thuriféraires de la souveraineté nationale.

L'autre frein aux activités des compagnies étrangères en Algérie reste l'environnement commercial particulièrement difficile, où les complications administratives retardent généralement les projets de plusieurs années voire décennies. Il s'agit sans doute là du principal obstacle à la venue des compagnies internationales dans le pays, plus encore que les conditions contractuelles et fiscales peu attractives (en 2020, l'Algérie se classait ainsi dans le bas du classement « Doing Business » de la Banque mondiale, 157^e sur 190). La nouvelle loi promet d'améliorer les procédures administratives et la qualité des services administratifs de l'État, mais ce n'est probablement pas un problème qui peut se régler rapidement et uniquement grâce à un changement législatif. Ainsi, à titre d'exemple, Sonatrach a décidé en avril dernier de sanctionner la compagnie britannique Sunny Hill (ex-Petroceltic) pour les

importants retards dans le développement du champ gazier de Ain Tsila (production prévue de 3,5 Gm³/an). Initialement prévue pour 2017, la mise en production n'est plus attendue avant fin 2022. Cette manœuvre de la Sonatrach, interprétée comme une expropriation par Sunny Hill, envoie un très mauvais signal aux investisseurs étrangers que l'Algérie a pourtant désespérément besoin d'attirer.

1.3.C – La transition énergétique, l'impensé de la stratégie de l'Algérie

Depuis des années, la principale préoccupation des ministres de l'Énergie algérien est de redresser l'amont de l'industrie pétro-gazière nationale et les activités d'exploration et de production d'hydrocarbures. Mais forer des puits et augmenter la production n'est plus le seul enjeu. La question de la transition énergétique est devenue de plus en plus prégnante. Or, **l'Algérie est un important émetteur de gaz à effet de serre, même en comparaison avec les autres producteurs de pétrole et de gaz**, alors même qu'elle est largement tributaire des ventes d'hydrocarbures vers l'Europe, le marché le plus sensible aux enjeux climatiques. Ainsi, l'intensité en méthane de la production pétrolière et gazière de l'Algérie s'élevait à 56 kg CO₂-eq/bep en 2019, loin devant la Russie (34 kg CO₂-eq/bep) et les États-Unis (21 kg CO₂-eq/bep) ; seule la Libye, en pleine guerre civile, fait pire parmi les fournisseurs de gaz naturel à l'UE. En termes de torchage de gaz, l'Algérie se classe au sixième rang mondial selon le Global Gas Flaring Tracker de la Banque mondiale. En 2019, le torchage a augmenté de 5 % pour atteindre 9,3 Gm³ malgré une baisse de la production.

Certes, les dirigeants algériens évoquent de temps en temps la question de la décarbonation, des énergies renouvelables et de la nécessité de se diversifier vers un secteur des hydrocarbures à plus forte valeur ajoutée. Mais, au contraire de l'évolution de certains pays du Golfe persique, ces discours peinent à se traduire par des évolutions stratégiques, ce qui rend l'Algérie particulièrement vulnérable face aux évolutions à moyen et long terme des marchés mondiaux de l'énergie. La perspective d'une taxation par l'UE de l'intensité carbone de ses approvisionnements en gaz naturel, en fonction des émissions du pays exportateur, présente un risque majeur pour la compétitivité future de l'Algérie sur son marché de base.

Alors que Sonatrach continue à concentrer ses efforts de manière quasi exclusive sur le développement des ressources pétrolières et gazières, une partie non négligeable des dépenses d'investissement budgétées par l'entreprise est destinée à des projets dont l'équilibre pourrait être remis en cause si la transition énergétique mondiale progresse suffisamment rapidement afin d'atteindre les objectifs climatiques. Certes, à relativement court terme, l'Algérie pourrait tout à fait profiter d'une éventuelle nouvelle flambée des prix du pétrole. Mais à long terme, le pays ne peut espérer continuer à fonctionner sur la base d'une économie aussi dépendante envers les hydrocarbures. Les dirigeants actuels ne semblent pas encore en avoir pleinement pris conscience, ou du moins être prêts à payer le coût politique d'une telle évolution.

Focus : Impact de la transition énergétique sur le profil énergétique de l'Algérie

Actuellement, environ 90 % de l'électricité produite proviennent de centrales au gaz. En 2020, le pays ne disposait toujours que de 448 MW d'énergie solaire photovoltaïque (principalement hors réseau), 10 MW d'énergie éolienne et 228 MW d'hydroélectricité.

Forte de son exceptionnel potentiel (en particulier solaire), l'Algérie annonce régulièrement son intention de diversifier sa production électrique. Ainsi, selon le plan national établi en 2011, le pays s'est donné comme objectif d'installer 22 GW d'énergies renouvelables d'ici 2030, qui permettraient de générer au moins 25 % de son électricité (essentiellement par du solaire photovoltaïque). Il semble néanmoins peu probable qu'un tel objectif puisse être atteint avant au moins 2035 au vu de l'évolution du secteur ces dernières années. **Un nouveau plan est actuellement à l'étude, qui devrait revoir les ambitions algériennes de déploiement des énergies renouvelables à la baisse.** Le dernier objectif annoncé est de disposer de 4 GW d'ici 2024 et de 15 GW d'ici 2035. Mais jusqu'à présent, le seul véritable progrès a été l'attribution d'un projet d'installation de 50 MW de solaire photovoltaïque à un consortium local en 2019 ; début 2021, le projet n'avait pas encore démarré.

Alors que la montée en puissance de la production d'électricité d'origine solaire est généralement présentée comme un **moyen de garantir plus de volumes de gaz naturel pour l'exportation**, le nouveau plan de développement des renouvelables ne permettra théoriquement d'économiser, selon la communication officielle du gouvernement, qu'environ 60 Gm³ de gaz (cumulés jusqu'en 2035), ce qui représente en réalité moins de 4 Gm³ par an en moyenne. Ces économies de gaz ne seraient pas significatives, et très insuffisantes pour réellement permettre de satisfaire à la fois une augmentation de la consommation intérieure et une augmentation des exportations de gaz. En comparaison, le pays perd en torchage quelque 9,3 Gm³ de gaz chaque année.

II – LES ENJEUX ÉNERGÉTIQUES EN LIBYE

II.1 - INTRODUCTION

II.1.A – Vers une fragile sortie de la guerre civile ?

Vaste territoire désertique à peine peuplé de moins de 7 millions d'habitants, **la Libye est, depuis plus d'un demi-siècle, un important producteur de pétrole** et (dans une moindre mesure) de gaz. Doté de ressources abondantes et membre de l'OPEP depuis 1962, le pays a historiquement joué un rôle déterminant dans la structuration du marché pétrolier mondial dans les années 1960-1970, lorsque **le régime du colonel Kadhafi** (arrivé au pouvoir par un coup d'État en 1969) **fit du pétrole le pilier de son régime** et l'instrument de la prospérité du pays. Cependant, malgré des statistiques économiques enviables et une apparente stabilité politique durant les quatre décennies du règne de Kadhafi, le pays, où les appartenances tribales restent prépondérantes, n'est jamais parvenu à mettre en place des structures institutionnelles solides, capables d'assurer la pérennité de l'État au-delà du régime qui l'incarne. La situation de guerre civile dans laquelle s'est retrouvé plongé le pays depuis le renversement populaire (et aidé par les puissances de l'OTAN) de Kadhafi en 2011 en est la conséquence quasi logique.

La Libye, un État failli

La faiblesse de l'État libyen s'inscrit dans le temps long de l'histoire. Territoire de l'empire ottoman passé sous administration italienne en 1912 (avec cependant une large autonomie octroyée aux entités locales, République de Tripolitaine et Émirat de Cyrénaïque, et la persistance d'une insurrection armée larvée tout au long de l'occupation italienne jusqu'à la Seconde guerre mondiale) puis devenu un royaume formellement indépendant en 1951 par la volonté des Britanniques (et, dans une moindre mesure, des Français), la Libye n'a jamais bénéficié de structures administratives solides ni de tradition institutionnelle ancrée. L'arrivée au pouvoir de Kadhafi en 1969 donna certes l'apparence d'un État fort, de par ses capacités répressives et son activisme sur le scène internationale, rendu possible par l'abondance des recettes pétrolières après les chocs pétroliers.

Pour autant, les structures institutionnelles n'ont jamais été véritablement consolidées, d'autant que Kadhafi prônait des méthodes de gouvernement inspirées de la démocratie directe, censée s'exercer à travers des « comités populaires » supposés incarner les aspirations du peuple en remplacement de structures institutionnelles classiques (assemblée nationale, ministères, etc.). Ce système particulièrement opaque de gouvernement permit en réalité à Kadhafi de régner sans partage, de manière absolue et totalement arbitraire en sa qualité de « Guide de la Révolution » (dont les pouvoirs n'étaient codifiés par aucun texte de loi), et de s'approprier les ressources de l'État à son seul profit, tout en régnant par la terreur, la manipulation des alliances tribales et une politique de redistribution de la rente pétrolière (*via* le financement des systèmes de santé et d'éducation).

Certes, la Libye a connu, dans les années 1970 et 1980, un développement économique et social remarquable, malgré les sanctions américaines décrétées suite à la mise en cause de la Libye dans le soutien au terrorisme international. Dans les années 1980, la Libye devint le pays le plus riche d'Afrique en termes de PIB par habitant alors qu'il était, au moment de son indépendance, l'un des plus pauvres et sous-développés du monde avec notamment un taux d'alphabétisation des adultes d'à peine 5 %. Dans les années 1990 et 2000, la Libye se classait parmi les pays ayant un indice de développement humain (IDH) élevé, à un niveau similaire à celui de pays comme l'Arabie saoudite, avec notamment une espérance de vie de 75 ans et un taux d'alphabétisation de plus de 85 %.

Mais malgré cet apparent développement, l'État libyen est resté en grande partie une coquille vide, dotée de capacités institutionnelles minimales, et où les allégeances tribales ont continué à dominer sur une identité nationale commune. De plus, la Libye a rapidement affiché tous les symptômes classiques d'un pétro-État dans lequel l'économie est entièrement dépendante de la rente pétrolière et fluctue donc au gré des cours du pétrole. Si les années 2000 furent une période de forte croissance économique grâce à la flambée des prix du pétrole, la chute des cours en 2008 a au contraire plongé le pays dans une profonde crise économique (contraction du PIB de près d'un quart en deux ans) qui, conjuguée à la déflagration régionale des printemps arabes (initiés en Tunisie et en Égypte, les deux voisins de la Libye), a emporté le régime de Kadhafi et précipité le pays dans une interminable guerre civile.

Un conflit aux dimensions locales, régionales et internationales

Démarrée sur base d'une mobilisation populaire locale contre le régime de Kadhafi en 2011, la guerre a progressivement dégénéré en un conflit qui semble d'autant plus insolvable qu'il a réactivé les anciens clivages régionaux et identitaires, se superpose aux enjeux pétroliers et sert aujourd'hui de terrain d'affrontement des rivalités des puissances régionales voisines (en particulier la Turquie, les Émirats arabes unis, le Qatar et l'Égypte, auxquelles se mêle la Russie et que l'Algérie menace de rejoindre) qui s'opposent par procuration avec des objectifs et des ambitions variés.

Dans ce conflit, le principal clivage oppose, depuis le milieu des années 2010, d'un côté le gouvernement d'accord national (GAN), basé à Tripoli (Tripolitaine) et officiellement reconnu par le Conseil de sécurité des Nations unies, et de l'autre, **l'Armée nationale libyenne (ANL)**, qui, malgré son nom, s'apparente à une milice privée dont les combattants, issus de groupes armés tribaux, se sont originellement coalisés pour lutter contre les forces islamistes à Benghazi) **du maréchal Khalifa Haftar**, basé à Benghazi, en Cyrénaïque, où un autre gouvernement a été mis sur pied et conteste la légitimité du GAN. Si le conflit tend à reproduire l'antique clivage est-ouest, il est en réalité caractérisé par la présence de multiples milices et groupes armés locaux aux agendas et alliances fluctuants. Ainsi, les uns et les autres bénéficient à l'occasion du soutien d'acteurs militaires locaux (à l'instar de la puissante milice de Misrata qui soutient le GAN). De plus, plusieurs puissances régionales sont également impliquées, directement ou indirectement, dans le conflit, opposées par des approches concurrentes de l'islam politique et poursuivant des intérêts sécuritaires et économiques propres.

Les principaux soutiens militaires et financiers du GAN sont la **Turquie** (qui possède des liens historiques forts avec l'ouest de la Libye, en particulier avec la ville de Misrata) et le **Qatar**, tandis que **l'ANL** bénéficie du **soutien de l'Égypte**, des **Émirats arabes unis** et de la **Russie** (qui aurait, de façon

officieuse, envoyé des combattants par l'intermédiaire du groupe de mercenariat Wagner). D'autres puissances sont indirectement intervenues, dont la France (qui afficha un temps un soutien implicite au maréchal Haftar) et l'Italie (qui soutient au contraire le GAN, même si la ligne politique de Rome, où l'instabilité gouvernementale affecte les capacités d'influence sur le terrain libyen, n'est pas totalement claire). De leur côté, les États-Unis sont globalement restés en recul après leur soutien à l'opération de l'OTAN en 2011, même s'ils ont explicitement soutenu les initiatives de l'ONU et la création du GAN.

Certes, le processus de paix initié fin 2020 a permis la mise en place d'un gouvernement d'unité nationale (GUN) censé représenter l'ensemble des parties en conflit et chargé d'organiser la transition vers des élections générales prévues en décembre prochain. Pour autant, la situation reste fragile et le processus pourrait encore dérailler. La démonstration de force que le maréchal Haftar a organisé fin mai à Benghazi sous la forme d'un imposant défilé militaire montre si besoin en est qu'il n'a nullement renoncé à ses ambitions. De plus, la présence sur le sol libyen de forces étrangères et de mercenaires (estimés à 20 000 en avril 2021) reste un problème non résolu, malgré l'existence d'un accord pour leur départ, d'autant que le gouvernement peine à trouver un moyen d'unifier les forces de sécurité du pays, éclatées en de multiples milices tribales et locales aux agendas politiques (et économiques) souvent antagonistes.

II.1.B – Un mix énergétique dominé par le pétrole

Gros producteur de pétrole, la Libye a un mix énergétique largement dominé par les hydrocarbures, d'autant plus que les années de guerre n'ont pas permis au secteur des énergies renouvelables de se développer, malgré son immense potentiel, en particulier solaire. Le pétrole représentait en 2019 environ 53 % de la consommation d'énergie primaire et le gaz naturel 44 %, le solde étant assuré par la biomasse. La part relative du pétrole est néanmoins en baisse, puisqu'il était de l'ordre de 70 % il y a dix ans, reflétant une montée en puissance du gaz, longtemps négligé. La consommation d'énergie primaire est relativement stable depuis une vingtaine d'années.

La consommation finale d'énergie offre une image assez similaire avec le pétrole qui reste dominant même si sa part relative diminue (56 % en 2019 contre près de 70 % en 2010) alors que la part du gaz naturel augmente (31 % en 2019 contre 20 % dans les années 2000). La part de l'électricité (11 % en 2019) reste stable. Après avoir quasiment triplé entre 1990 et 2010, la consommation finale d'énergie s'est effondrée avec le déclenchement de la guerre avant de se rétablir pour se stabiliser en 2019 à un niveau légèrement plus élevé à celui de 2010. La Libye étant un pays peu industrialisé (en dehors des secteurs pétrolier et pétrochimique), dont l'agriculture est très peu développée, l'essentiel de la demande d'énergie provient du transport (43 % en 2019) et du secteur résidentiel.

En théorie, la Libye dispose d'environ 11,5 GW de capacité installée de production d'électricité. Mais des années de guerre, le manque d'entretien et une mauvaise gestion de l'appareil productif ont rendu une grande partie de ces **capacités hors d'usage** : sur 87 unités de production installées, seules une quarantaine étaient en état de fonctionner fin 2020. Depuis plusieurs années, la capacité disponible est largement inférieure à la demande de pointe estimée à environ 7,5 GW. Outre le manque de capacités de production, le pays souffre également de l'état de vétusté (ou simplement des

destructions dues à la guerre) des infrastructures de transport et de distribution de l'électricité (sous-stations, lignes à haute tension, pylônes, etc.), ainsi que des vols quasi quotidiens de câbles en cuivre haute tension.

La compagnie nationale d'électricité libyenne Gecol cherche à répondre aux pénuries d'électricité chroniques par la construction de nouvelles centrales au gaz. L'une, construite par General Electric, vient d'être inaugurée en mai à Tobrouk (capacité de 650 MW) ; la construction d'une autre vient de démarrer près de la capitale (690 MW) dans le cadre d'un projet incluant l'allemand Siemens et le turc Enka. Les contrats pour ces deux usines avaient été initialement signés en 2017, mais leur construction fut longtemps reportée en raison de problèmes de financement et de sécurité. D'autres projets sont en cours de développement, portés notamment par les coréens Daewoo et Hyundai, le grec Metka ou encore le turc Çalik Enerji.

Comme beaucoup de pays pétroliers, **la Libye subventionne très généreusement les carburants**, dont le prix de vente est insignifiant. Ce système de subventions, extrêmement onéreux pour l'État, fausse les niveaux de la « demande » intérieure, largement gonflée par les achats (à prix réduits) de **contrebandiers** qui revendent (à prix plein) du carburant libyen dans les pays voisins, y compris parfois jusqu'à Malte.

II.2 – ANALYSE DU PROFIL ÉNERGÉTIQUE DE LA LIBYE

II.2.A – 100 ans de réserves de pétrole, un potentiel inutile ?

L'industrie pétrolière et gazière libyenne a débuté à la fin des années 1950 avec la première découverte de pétrole en 1959. La production commence dans la foulée et le pays a commencé à exporter du brut dès 1961. Dès 1962, la Libye devient membre de l'OPEP, tout juste créée (1960).

Les découvertes de pétrole se sont rapidement enchaînées dans les années 1960, permettant à la Libye d'accumuler d'importantes réserves, surtout de pétrole et dans une moindre mesure de gaz. Ses réserves de pétrole sont estimées à 48,2 milliards de barils en 2019, soit les plus importantes d'Afrique (2,8 % des réserves mondiales prouvées). Ses réserves de gaz sont moindres, avec environ 1 505 Gm³. Elles constituent néanmoins les quatrièmes plus grandes réserves gazières d'Afrique (sans compter le Mozambique et la Tanzanie dont les découvertes n'ont pas encore été développées) et environ 0,7 % des réserves mondiales de gaz.

Ces réserves sont inégalement réparties entre les trois grandes régions historiques du pays (la Tripolitaine, la Cyrénaïque et le Fezzan). Plus de 85 % des réserves de pétrole et plus de 70 % de celles de gaz sont situées dans le **bassin de Syrte**, qui fait partie de la Cyrénaïque, le reste étant partagé à parts égales entre le **bassin de Murzuk** (sud-ouest), le **bassin de Ghadamès** (près de la frontière tunisienne) et le plateau pélagien (offshore, au large de Tripoli).

Le fait que la grande majorité des réserves de pétrole du pays ainsi que quatre des six terminaux d'exportation soient situés dans la région de golfe de Syrte (c'est-à-dire loin de Tripoli) est une

donnée essentielle de la géopolitique interne de la Libye. Durant le récent conflit, l'ANL du maréchal Haftar, dont le bastion se trouve en Cyrénaïque et qui contrôle donc la plupart des zones riches en pétrole, n'a pas hésité à se servir de cet atout comme une arme politique. Afin de priver le GAN des revenus provenant des ventes de pétrole et de gaz, l'ANL a ainsi imposé, entre janvier et septembre 2020, un blocus des cinq terminaux d'exportation sous son contrôle (Brega, Ras Lanuf, Hariga, Zueitina et Sidra). En parallèle, des milices locales ont obligé l'arrêt de la production des champs géants d'El Sharara et d'El Feel (bassin de Muezuk), ce qui a eu pour conséquence de mettre la quasi-totalité de la production pétrolière libyenne à l'arrêt (à l'exception des champs offshore de Bouri, Bahr Es Salam et Al Jurf et des champs onshore de Wafa situés à l'ouest du pays) et a provoqué des pannes d'électricité encore plus fréquentes que d'habitude dans de nombreuses parties du pays.

Étant donné l'étendue de ses réserves de pétrole, le pays dispose, au rythme actuel de production (de l'ordre de 1,3 Mb/j), **de plus de 100 ans de réserves.** Bien sûr, le pays pourrait sans difficulté produire à un niveau nettement supérieur, nonobstant l'instabilité politique et l'insécurité qui empêchent les compagnies de déployer leurs activités comme elles le souhaiteraient. D'autant que **la Libye dispose probablement encore d'un énorme potentiel à découvrir,** en particulier dans le bassin de Murzuk, considéré comme largement sous-exploré. Plus de 90 blocs ont été attribués entre 2003 et 2007 (en comptant les accords d'extension de contrats existants), après que les sanctions américaines eurent été levées au début des années 2000, et ont permis plusieurs découvertes notables (dont le champ d'Arous Al Bahar dans le bassin offshore de Syrte). Mais depuis le déclenchement de la guerre en 2011, seuls une douzaine de blocs ont été attribués (essentiellement en 2018), reflétant l'énorme difficulté de mener des opérations d'exploration en raison de l'instabilité politique permanente. Au total, plus de 300 gisements découverts au cours des 50 dernières années sont jusqu'à présent restés inexploités.

Il y a eu relativement peu d'exploration marine en Libye. Toutes les découvertes importantes en mer se trouvent dans la zone située au large de Tripoli. Il s'agit notamment du champ de Bouri (l'un des plus importants gisements en Méditerranée), opéré par ENI, ainsi que plusieurs champs gaziers situés autour de Bouri et longtemps restés non développés mais qu'ENI a dorénavant entrepris d'exploiter dans le cadre du Western Libya Gas Project (WLGP).

Mais la lutte engagée contre le changement climatique et l'abandon programmé des combustibles fossiles, notamment par l'Union européenne, pourrait signifier **qu'une grande partie du pétrole libyen est destinée à rester dans le sous-sol.**

II.2.B – Une production de pétrole cassée par la guerre

Après avoir débuté en 1961, la production, essentiellement assurée à l'époque par des compagnies américaines (Oasis Petroleum, Occidental, Esso (Exxon), etc.), a connu une croissance phénoménale au cours de 10 années suivantes, pour culminer à plus de 3,35 Mb/j en 1970, faisant alors de la Libye le 6^e producteur mondial.

Une production en dent de scie depuis les années 1970

Ce niveau de production n'a plus jamais été atteint par la suite, la production libyenne fluctuant entre 1 et 2 Mb/j au cours des trois décennies suivantes. Ce **déclin de la production dans les années 1970-1980** s'explique notamment par l'arrêt des activités d'exploration lié à la nationalisation des avoirs des compagnies pétrolières étrangères au début des années 1970, puis, à partir des années 1980, aux sanctions imposées par les États-Unis contre la Libye, ainsi que par les quotas de l'OPEP mis en place au début des années 1980. La production tomba ainsi à tout juste 1 Mb/j au milieu des années 1980.

Elle connut cependant un **rebond dans les années 2000**, lorsque les sanctions américaines furent levées, le retour de la Libye dans le concert des nations permettant aux investisseurs étrangers de revenir dans le pays. Coïncidant avec une phase de hausse des cours du pétrole, cet afflux d'investissements permit de relancer les activités d'exploration et d'augmenter (modérément) la production pétrolière libyenne à plus de 1,9 Mb/j entre 2006 et 2008 (à l'époque, les autorités libyennes espéraient cependant dépasser 2 Mb/j dès 2010 et atteindre 3 Mb/j en 2012, niveaux qui ne furent jamais atteints).

Commencée également dans les années 1960, **la production de gaz est restée limitée pendant plusieurs décennies**, bien que la Libye fut, à l'instar de son voisin algérien, un pionnier du GNL, avec la construction en 1970 d'une usine de liquéfaction pour y traiter le gaz associé des champs pétroliers du bassin de Syrte. Il a fallu attendre les années 2000, avec la levée des sanctions à l'encontre de la Libye et la mise en service en 2004 du gazoduc Greenstream vers l'Italie pour que la production gazière enregistre une augmentation importante, passant d'une moyenne de 6 Gm³ en 2000-2004 à 13,6 Gm³ en 2005-2010. Le gaz, produit dorénavant principalement par le champ *onshore* de Wafa et le champ *offshore* de Bahr Essalam (tous deux à l'ouest du pays), alimente le marché intérieur (en particulier pour la production d'électricité) et est exporté vers l'Italie *via* GreenStream. La consommation intérieure absorbe environ les deux tiers de la production, tandis qu'un tiers est exporté.

Le déclenchement de la guerre en 2011 a stoppé le développement du secteur. Alors que, juste avant le début de la guerre civile, la production de pétrole de la Libye s'élevait à 1,88 Mb/j et celle de gaz à 16 Gm³/an, ces niveaux n'ont plus jamais été atteints depuis lors.

L'impact de la guerre sur l'activité pétrolière et gazière

L'industrie pétrolière et gazière libyenne a en effet subi de nombreuses perturbations tout au long du conflit. Après avoir été quasiment entièrement interrompue durant quelques semaines en 2011, la production de pétrole a enregistré une reprise rapide dès 2012, atteignant en moyenne environ 1,61 Mb/j dans l'année, soit un niveau quasi équivalent à celui d'avant conflit. La production de gaz a suivi la même évolution.

Cependant, la transformation de la révolte populaire de 2011 en un conflit long à partir de 2012 et l'insécurité généralisée créée par les milices ont recommencé à perturber épisodiquement les activités pétrolières et gazières. L'absence de forces de sécurité unifiées et la prolifération de groupes armés locaux ont rendu plus difficile pour les entreprises étrangères de maintenir un niveau de sécurité satisfaisant pour leur personnel sur le terrain et pour les infrastructures pétrolières. **Durant les années 2013-14, les perturbations affectant les principaux terminaux d'exportation de pétrole sont devenues plus fréquentes et plus graves,** d'autant plus qu'à partir de juillet 2013, le contrôle des installations pétrolières et gazières du « croissant pétrolier » du golfe de Syrte devint un enjeu entre les différents protagonistes locaux du conflit. Au cours des années 2014-17, les terminaux pétroliers du golfe de Syrte ont d'ailleurs changé de mains à plusieurs reprises, faisant fluctuer la production au gré des attaques et des contre-offensives. Dans l'ouest du pays, les blocages périodiques des principaux oléoducs d'évacuation du brut par les milices locales perturbèrent régulièrement la production des champs du bassin de Murzuk.

À partir de 2017, la sécurité des champs pétroliers s'est améliorée dans la région du bassin de Syrte, entraînant une reprise modérée de la production. L'année 2019 a ainsi été relativement bonne pour l'industrie pétrolière et gazière libyenne, avec une production de pétrole de 1,29 Mb/j (un plus haut depuis 2012), des exportations de gaz records vers l'Italie (près de 5,4 Gm³) et un nombre limité d'interruptions forcées.

Cette embellie n'a cependant pas duré puisqu'en janvier 2020, la décision du maréchal Haftar d'imposer un blocus de cinq des six terminaux d'exportation de pétrole de la Libye a entraîné l'effondrement de la production (42 000 b/j au premier trimestre 2020) et des exportations. Cette décision fut motivée par la volonté du maréchal d'accroître la pression sur le gouvernement de Tripoli, après l'échec de son offensive militaire contre la capitale lancée en avril 2019. Ce n'est qu'en septembre que le blocus a été levé suite aux accords entre le GAN et l'ANL, permettant la reprise de la production et des exportations.

Au final, 2020 a certainement été la pire année de l'industrie pétrolière libyenne, le regain de violence conjugué à la crise sanitaire et à l'effondrement du marché mondial du pétrole entraînant une baisse historique de la production à seulement 389 000 b/j. À noter que si l'arrêt de la production de pétrole en 2020 dans le bassin de Syrte a logiquement entraîné un arrêt de la production de gaz associé issu des champs onshore de l'est du pays, le secteur gazier offshore (situé à l'ouest du pays) étant quant à lui resté relativement épargné par les problèmes d'insécurité.

Un avenir encore incertain

Après une année 2020 catastrophique, un vent d'optimisme semble enfin souffler à nouveau sur l'industrie pétrolière libyenne. Même si le processus de paix reste fragile, le cessez-le-feu d'octobre 2020 et la mise en place d'un gouvernement unifié, pour la première fois depuis 2014, a permis la relance des activités de production. Sur les quatre premiers mois de 2021, la production de brut a ainsi été de 1,3 Mb/j, chiffre le plus élevé depuis le premier semestre 2013. En ajoutant quelque 40 à 50 000 b/j de production de condensats, la Libye serait près d'atteindre l'objectif de 1,45 Mb/j d'ici fin 2021.

À plus long terme, la Libye (à travers sa compagnie nationale, la NOC) ambitionne d'augmenter la production de pétrole à 2,1 Mb/j en 2025, celle de gaz à 40 Gm³ (contre 11,75 Gm³ au premier trimestre 2021) et d'augmenter les capacités de raffinages à 1 Mb/j (contre, en théorie, moins de 380 000 b/j actuellement). Les autorités libyennes prévoient ainsi d'ajouter près de 600 000 b/j supplémentaires de production grâce à l'augmentation du débit des champs actuellement en production, plus environ 450 000 b/j provenant du développement de nouveaux champs et encore près de 100 000 b/j supplémentaires grâce au redémarrage de plusieurs champs endommagés dans le bassin de Syrte. Quant à la production de gaz, la NOC cherche à rapidement l'augmenter pour répondre aux besoins de production d'électricité.

Certes, l'évolution de la production sur le moyen et le long terme est évidemment très difficile à prévoir puisqu'elle va avant tout dépendre de la situation sécuritaire sur le terrain. Mais **tous les observateurs ne partagent cependant pas l'optimisme affiché par les autorités libyennes.** La production pourrait effectivement augmenter progressivement au cours des dix prochaines années (sauf en cas de nouveaux blocages imposés par les belligérants, ce qui n'est bien sûr pas exclu), mais **ce n'est pas avant la seconde moitié de la décennie qu'elle devrait regagner son niveau d'avant-guerre** car un certain nombre d'infrastructures stratégiques ont été endommagées et nécessitent d'être réparées voire reconstruites.

Un certain nombre de goulets d'étranglement persistent qui vont handicaper la reprise à court terme de la production et des exportations à leur pleine capacité. Outre l'étendue des dommages aux infrastructures (encore difficile à évaluer) et l'épineuse question de la disponibilité des budgets pour financer les réparations, se pose le problème de la vétusté générale de l'appareil de production. En effet, la plupart des installations de production, la plus grande partie du réseau d'oléoducs reliant les champs pétrolifères du bassin de Syrte aux terminaux méditerranéens, et la plupart des sites de stockage ont été mises en service il y a plusieurs décennies et leur entretien n'a pas toujours été correctement assuré. De nombreux champs terrestres sont confrontés à des pénuries d'électricité, à des fuites de pipelines et à des problèmes d'intégrité des puits. D'importants investissements d'infrastructure seront donc nécessaires pour permettre la croissance de la production à long terme, investissements qui ne pourront être envisagés que si la sécurité est à nouveau assurée de manière pérenne.

II.2.C - Des infrastructures de raffinage vieillissantes

La Libye possède cinq raffineries, toutes gérées par la NOC, dont la capacité nominale totale est de 380 000 b/j, même si la production réelle est, depuis 2013, généralement inférieure à 100 000 b/j.

- La plus ancienne est la petite raffinerie de **Marsa El Brega**, construite dans les années 1960, dotée d'une capacité de 10 000 b/j.
- Avec une capacité de 220 000 b/j, la plus grande raffinerie de Libye est celle de **Ras Lanuf**, opérationnelle depuis 1985. Une partie significative de sa production était du fioul, destiné à alimenter les centrales électriques, mais la raffinerie est à l'arrêt depuis son endommagement lors de combats en 2013 car les actionnaires se disputent sur leurs contributions respectives pour financer les réparations. L'affaire a été portée devant le tribunal d'arbitrage de la Chambre Internationale du Commerce.
- En raison de la fermeture de la raffinerie de Ras Lanuf, celle de **Zawiyah**, construite en 1974 à 45 kilomètres à l'ouest de Tripoli, est, avec une capacité de 120 000 b/j, la plus importante unité encore opérationnelle. Elle est capable de produire notamment du kérosène, du gazole, du naphta et de l'essence.
- Il existe enfin une petite raffinerie à **Tobrouk**, mise en service en 1986 avec une capacité de 20 000 b/j, et une autre à **Sarir** (sud-est du pays), mise en service en 1988 avec une capacité de 10 000 b/j.

La production de l'ensemble des raffineries n'était que de 114 000 b/j en 2020, essentiellement grâce à la raffinerie de Zawiya. **Ce niveau (à peine un tiers de la capacité nominale de 380 000 b/j) ne couvre qu'environ la moitié de la consommation intérieure du pays.** Même avant la révolution de 2011, l'ensemble du secteur du raffinage libyen avait désespérément besoin d'être modernisé en raison de sa vétusté due aux sanctions et à la mauvaise gestion durant l'ère Kadhafi. Mais l'instabilité permanente depuis plus d'une décennie a empêché des travaux indispensables.

Vue d'ensemble des capacités de raffinage installées en Libye

Site	Mise en service	Capacité de production
Marsa El Brega	1964	10 000 b/j
Zawiyah	1974	120 000 b/j
Ras Lanuf	1985	220 000 b/j
Tobrouk	1986	20 000 b/j
Sarir	1988	10 000 b/j

Source : MEES, Enerdata

II.2.D - La reprise des exportations de la Libye

La Libye dispose de six terminaux d'exportation de pétrole, auxquels s'ajoute un FPSO (unité flottante de production, de stockage et de déchargement). Quatre d'entre eux (Ras Lanuf, Zueitina, As Sidrah et Marsa Brega) sont localisés autour du golfe de Syrte, reliés aux champs pétroliers du bassin de Syrte par un réseau d'oléoducs. En ajoutant le terminal de Tobrouk (Marsa Hariga), près de la frontière égyptienne, cinq des six terminaux sont donc en Cyrénaïque. Seul le sixième (Zawiyah) se trouve à proximité de Tripoli, dans l'ouest du pays, auquel s'ajoute le FPSO, ancré au large de Tripoli, au-dessus du champ de Bouri. De part sa proximité géographique, l'Europe (et en particulier l'Italie) est logiquement le principal marché du pétrole libyen.

Les exportations de pétrole suivent logiquement l'évolution, à la hausse comme à la baisse, de la production, dont 80 à 90 % est exportée. Après avoir atteint leur plus haut niveau en 2019 depuis 2012, faisant de la Libye le 3^e exportateur de pétrole d'Afrique, elles ont chuté de 65 % sur l'ensemble de 2020 avant de remonter avec la fin du blocus et de retrouver leur niveau de 2019 au cours des quatre premiers mois de 2021. Si de tels niveaux sont maintenus jusqu'à la fin de l'année, 2021 pourrait être la meilleure année de l'industrie pétrolière libyenne depuis la chute du régime de Kadhafi en 2011.

Pendant des années, les exportations libyennes de gaz se sont faites sous forme de GNL grâce à l'usine de liquéfaction de Marsa el Brega où était acheminé le gaz associé des champs pétroliers du bassin de Syrte. Cette usine, construite par Exxon en 1970, avant d'être nationalisée, a permis d'exporter jusqu'à 4 Gm³ par an dans les années 1970. Sa production a ensuite décliné entre 0,5 et 1 Gm³ par an avant de s'arrêter complètement en 2011 après avoir subi d'importants dommages (probablement irréparables) lors de l'éclatement du conflit. La production était uniquement destinée à l'usine de regazéification de Barcelone, seule installation du bassin méditerranéen à même de traiter le GNL (très humide) produit à Marsa el Brega. Shell avait obtenu un contrat pour moderniser l'usine en 2005, mais y a renoncé en 2012 lorsqu'elle a quitté le pays.

Aujourd'hui, l'unique voie d'exportation du gaz libyen est le gazoduc GreenStream entre Mellitah (proche de la frontière tunisienne) et Gela en Italie (Sicile). Codétenu à parts égales par ENI et la NOC, ce gazoduc permet depuis 2004 d'exporter la production de gaz des champs de Wafa (*onshore*) et Bahr Essalam (*offshore*), tous deux situés à l'ouest du pays. La capacité de ce pipeline a été augmentée en 2009 de 8 Gm³ à 9 Gm³, puis à 11 Gm³. Depuis le début de la guerre, les exportations de gaz n'ont cependant jamais atteint plus de la moitié des capacités du gazoduc.

Bien que moindres qu'avant-guerre, les flux d'exportation de gaz libyen sont, malgré le conflit, restés relativement stables (à l'exception de l'année 2011, année du déclenchement des hostilités) et n'ont pas connu de perturbations importantes. Cela s'explique d'une part parce qu'une partie significative de la production qui alimente ce gazoduc se trouve en mer (et donc à l'abri du chaos politique) et d'autre part parce que les installations (en particulier le champ gazier terrestre de Wafa, près de la frontière algérienne, et le complexe de traitement et de pompage de Mellitah sur la côte) ont bénéficié de la protection des milices locales. En 2019, les exportations de gaz vers l'Italie *via* Greenstream ont atteint 5,4 Gm³ (soit 8 % de la demande italienne de gaz naturel), mais sont redescendues depuis lors. En 2020, elles n'ont atteint que 4,2 Gm³ (en baisse de 22 % par rapport à 2019), et sont même tombées à 3,3 Gm³ (en rythme annuel) au cours des cinq premiers mois de 2021.

II.2.E – La NOC et ENI, deux acteurs clés du secteur pétrolier en Libye

La National Oil Corporation (NOC) libyenne

Le secteur pétrolier et gazier libyen est dominé par la National Oil Corporation (NOC), la compagnie nationale créée pour reprendre la gestion des actifs des compagnies internationales lorsqu'ils furent (partiellement) nationalisés au début des années 1970. Elle possède plusieurs filiales, dont l'Arabian Gulf Oil Company (Agoco) et la Syrte Oil Company, à travers lesquelles elle opère des gisements et des infrastructures, dont une partie des pipelines et les raffineries du pays. Dotée d'un savoir-faire technique reconnu, elle participe de droit à tous les projets de développement amont impliquant des compagnies étrangères, avec une participation minimale de 50%.

Principale source de rentrées des devises du pays en tant que collecteur des revenus des hydrocarbures (taxes et redevances payées par les opérateurs, revenus d'exportation, etc.), **la NOC est logiquement devenue l'un des enjeux du conflit libyen**. Pourtant, elle a fait preuve, tout au long de ces années de guerre, d'une résilience impressionnante, réussissant bon an mal an à continuer à entretenir l'appareil productif et à reprendre la production dès que le niveau de sécurité le permettait.

Dirigée depuis 2014 par Mustafa Sanalla, très respecté dans les milieux pétroliers internationaux, la NOC est parvenue à rester neutre par rapport aux multiples rivalités politiques et donc à continuer, dans l'ensemble, à travailler dans toutes les zones du pays, y compris lorsque, suite à l'établissement de deux entités gouvernementales et parlementaires concurrentes en 2014, le gouvernement basé à Benghazi a tenté de créer une nouvelle branche autonome de la compagnie nationale (sans succès, les compagnies internationales continuant à traiter exclusivement avec la NOC originelle basée à Tripoli). En l'absence d'un ministre du pétrole jusqu'au gouvernement formé en mars, c'est M. Sanalla qui, au cours de ces dernières années, a représenté la Libye au sein de l'OPEP.

Un défi de longue date pour la NOC et ses filiales reste le manque d'accès à des financements pour maintenir ses opérations et développer de nouvelles productions. Ainsi, en avril dernier, ce n'est pas à cause de l'insécurité mais en raison de graves problèmes de trésorerie que plusieurs filiales de la NOC (assurant un tiers de la production) ont été contraintes d'interrompre une bonne partie de leur production. Malgré la nomination d'un nouveau gouvernement doté d'un ministre du pétrole, la NOC attendait toujours, début juin 2021, de recevoir son allocation budgétaire pour l'année en cours.

Des compagnies étrangères principalement européennes

Tous les acteurs internationaux en Libye opèrent donc en partenariat avec la NOC. Les principales co-entreprises sont :

- **Mellitah Oil & Gas**, composée d'ENI (50 %) et de la NOC (50 %) ;
- **Waha Oil Company** : la NOC (59,18 %), TotalEnergies (16,33 %), ConocoPhillips (16,33 %) et Hess (8,16 %)
- **Mabruk Oil Operations** : TotalEnergies (49 %) et la NOC (51 %)
- **Harouge Oil Operations** : Suncor Energy (49 %) et la NOC (51 %)

- **Akakus** : Repsol (32 %) en partenariat avec OMV, TotalEnergies, Equinor et la NOC.
- **Zueitina Oil Company** : OMV et la NOC.

Parmi les compagnies présentes en Libye, la plus active demeure l'italienne ENI, présente dans le pays depuis 1959 et pour qui le pays représentait environ 15 % de sa production nette en 2019 (soit 282 000 bep/j composé de 35 % de pétrole et 65 % de gaz). Acteur historique du secteur pétro-gazier libyen et principal partenaire de la NOC (au sein de la co-entreprise Mellitah Oil & Gas), ENI produit à la fois du pétrole et du gaz, au contraire de la plupart des autres opérateurs étrangers présents en Libye qui n'y produisent que du pétrole, et gère le gazoduc GreenStream, unique voie d'exportation du gaz libyen en 2021.

En 2020, la production nette d'ENI en Libye a diminué de moitié par rapport à 2019, dans une proportion moindre que l'ensemble de la production libyenne car une partie importante de la production d'ENI est localisée dans l'ouest du pays et a donc été moins affectée par le blocus organisé par l'ANL. Cela a néanmoins **réduit l'importance relative de la Libye pour ENI**. Alors que le pays a longtemps été la principale source de production d'ENI, il a dorénavant rétrogradé en troisième position, derrière l'Égypte et la Norvège. La Libye n'a contribué qu'à 10 % de la production nette totale d'ENI en 2020, contre plus de 20 % trois ans auparavant.

La compagnie italienne, dont les efforts d'exploration en Libye sont quasiment inexistantes et dont la plupart des projets clés sont retardés, semble se désintéresser partiellement de la Libye, même s'il n'est pas impossible que, dans l'hypothèse où la période actuelle de stabilité politique se poursuive, la compagnie décide d'y relancer ses activités, notamment autour du projet gazier *offshore* Structures A&E.

La seconde compagnie la plus active en Libye en termes de valeur est TotalEnergies, même si le pays ne représente pas une part importante de la production nette du groupe (2,7 % en 2019 et 1,5 % en 2020 dans un contexte d'effondrement de la production libyenne). Les trois consortiums dont elle fait partie totalisent 650 000 b/j de capacité de production, soit près de la moitié de la production libyenne totale.

Les actifs de TotalEnergies en Libye ont beaucoup augmenté ces dernières années, notamment après le rachat des parts de la compagnie américaine Marathon Oil dans le consortium de Waha. Alors que de nombreuses compagnies internationales ont adopté une position attentiste en Libye (voire ont décidé d'en partir), TotalEnergies se veut proactive et y multiplie les projets, semblant faire de ce pays un objectif prioritaire afin d'assurer le développement de sa production pétrolière et gazière future. Certes, comme la plupart des autres compagnies européennes (Shell, BP, ENI, etc.), TotalEnergies affiche de grandes ambitions en termes de transition énergétique et s'est fixée comme objectif d'atteindre la neutralité carbone en 2050. Mais au contraire de ses consœurs, TotalEnergies n'a pas renoncé à investir dans les activités pétrolières et gazières, considérant qu'elles sont indispensables pour financer cette transition énergétique. Dans cette perspective, la Libye est une cible de choix car elle offre un potentiel important et des coûts de production très bas.

II.3 – LES PERSPECTIVES DE L'INDUSTRIE PÉTRO-GAZIÈRE LIBYENNE

II.3.A – Une rente pétrolière instrumentalisée par les acteurs du conflit

Dès les années 1960, l'importance de la production pétrolière conjuguée à la taille limitée de la population ont transformé la Libye en un État rentier, vivant de manière quasi exclusive de l'exploitation de ses ressources en hydrocarbures. Durant le long règne de Kadhafi (1969-2011), les revenus pétroliers et gaziers sont devenus un outil crucial du régime, lui permettant d'assurer son maintien au pouvoir, *via* le financement d'un puissant appareil répressif, et d'apporter une enviable prospérité économique à la population sous forme d'accès à des services publics de base (éducation, santé, etc.) et de généreuses subventions (en particulier pour l'énergie).

À la veille de la guerre, la Libye affichait, à travers l'ensemble des indicateurs macroéconomiques, tous les symptômes d'un pétro-État classique : les revenus pétroliers et gaziers représentaient ainsi en 2010 plus de 96 % des recettes publiques, 98 % des revenus d'exportation et 65 % du PIB (chiffres qui peuvent évoluer d'une année sur l'autre en fonction du prix du pétrole, mais qui, en tant qu'ordre de grandeur, varient peu), tandis que la dépendance envers les importations pour les denrées alimentaires, les médicaments ou encore la plupart des biens de consommation est quasiment totale. L'isolement du pays pendant plus de deux décennies en raison des sanctions américaines et internationales (levées en 2003) a accentué cette hypertrophie du secteur pétrolier.

La guerre a aggravé la situation puisque le secteur des hydrocarbures est resté le seul secteur productif à avoir continué à fonctionner. Le gouvernement est donc toujours autant dépendant des revenus pétroliers et gaziers, et voit donc ses capacités budgétaires fluctuer au gré des exportations et des cours du pétrole.

Comme à peu près tous les autres exportateurs de pétrole, la Libye a enregistré une baisse importante de ses revenus pétroliers et gaziers en 2020. Mais pour la Libye, la chute des prix du pétrole et de la demande liée au Covid n'est qu'une petite partie de l'explication, l'essentiel étant dans le blocus pétrolier imposé par le maréchal Haftar entre janvier et septembre, blocus qui a mis presque complètement à l'arrêt l'ensemble de la production du pays. Ainsi, on estime que ce blocus a causé une perte d'environ 10 milliards de dollars à l'économie libyenne. Avec la reprise de la production et des exportations depuis fin 2020, les revenus pétroliers et gaziers de la Libye sont repartis à la hausse : sur les quatre premiers mois de 2021, ils se sont élevés à plus de 6 milliards de dollars, un niveau supérieur à l'ensemble de l'année 2020 (5,9 milliards de dollars). En 2018 et 2019, les revenus étaient de 24,6 et 22,5 milliards de dollars respectivement, loin cependant des 53,3 milliards de dollars de 2012, la meilleure année depuis le début de la guerre.

II.3.B – L'absence de stratégie nationale en guerre civile

Lors de son démarrage dans les années 1950, **l'industrie pétrolière libyenne a bénéficié**, avec la loi pétrolière de 1955, **de la mise en place d'un système fiscal d'autant plus attractif pour les investisseurs étrangers** que le roi Idriss 1^{er}, placé sur le trône de Libye après l'indépendance par les Britanniques, était relativement proche des puissances occidentales.

Ce sont donc des compagnies internationales qui assurent le développement du secteur pétrolier libyen dans les premières années, dans un contexte de concurrence importante permettant non seulement aux grandes compagnies comme Esso (Exxon) mais également à des compagnies de taille moyenne (comme les compagnies américaines dites « indépendantes ») voire nouvellement créées (à l'instar de l'italienne ENI) de venir investir, à l'inverse de ce qui existait à l'époque dans les grands pays de production du Moyen-Orient, où le secteur était dominé par une petite poignée de compagnies anglo-saxonnes (surnommées les Sept Sœurs) organisées sous une forme de quasi cartel.

Outre les conditions fiscales favorables, le secteur pétrolier libyen a gagné en attractivité à la fin des années 1960 lorsque la fermeture du canal de Suez en 1967 (suite à la guerre des Six Jours) a considérablement accru sa pertinence stratégique grâce à sa proximité avec le marché européen.

L'arrivée au pouvoir de Kadhafi et la nationalisation (partielle) des actifs des compagnies étrangères au début des années 1970 ont totalement restructuré le secteur, imposant la NOC comme partenaire obligatoire à tous les acteurs restants. Pourtant, afin de ne pas exclure complètement les investisseurs étrangers dont le savoir-faire était nécessaire au maintien de l'activité, la Libye a développé dès les années 1970 un système contractuel basé sur les contrats de partage de production (EPSA pour *Exploration and Production Sharing Agreement*), amendé plusieurs fois dans les années 1980 puis dans les années 2000 lors de la réouverture du pays aux investisseurs internationaux (EPSA IV). Ce dernier type d'accord, en vigueur pour tous les nouveaux contrats depuis 2004, offre des conditions relativement similaires à celles proposées dans les autres pays pétroliers équivalents, à la différence que le gouvernement libyen s'octroie une plus grande part de la production (de l'ordre de 85 %) qu'habituellement.

S'il est difficile de parler d'une véritable politique énergétique dans un pays en situation de guerre où l'autorité du gouvernement est minimale, c'est la ligne stratégique de la NOC qui fait office de boussole. De manière constante depuis plusieurs années, la volonté de la NOC est de parvenir à faire (re)venir les compagnies internationales afin de financer le développement de la production, dans un contexte où le problème n'est pas tant la ressource que la possibilité (financière et technique) de son exploitation. Outre l'arrêt des hostilités, il semble probable qu'une réforme du régime fiscal et contractuel EPSA IV aiderait à attirer les investisseurs (notamment en alignant le taux d'appropriation de la production sur les standards de l'industrie ailleurs dans le monde). Mais dans la Libye d'aujourd'hui, l'élaboration d'un nouveau modèle de contrat ressemble à un défi en soi, et obtenir ensuite l'approbation des autorités compétentes pourrait s'avérer encore plus difficile. Si l'arrivée d'un nouveau gouvernement d'unité nationale (GUN) en mars 2021 et la nomination d'un ministre du Pétrole (pour la première fois depuis 2014) pourraient accélérer un tel processus, il faudra de toute évidence commencer par attendre au moins la formation d'un nouveau gouvernement après les

élections prévues (si tout va bien) en décembre prochain avant de pouvoir envisager toute évolution législative.

II.3.C – Un immense potentiel d'énergies renouvelables à exploiter

Malgré un potentiel solaire exceptionnel, **le développement des énergies renouvelables n'a jamais été une priorité des autorités politiques du pays**, ni de la NOC qui, depuis des années, est *de facto* le superviseur de la politique énergétique du pays. Pourtant, face aux nouvelles exigences de lutter contre le réchauffement climatique, plusieurs compagnies européennes actives en Libye ont commencé à s'intéresser au développement des énergies renouvelables dans le pays. C'est notamment le cas de Repsol et surtout de TotalEnergies qui envisage d'intégrer l'énergie solaire dans les opérations de la Waha Oil Company.

Du côté de la NOC, l'effort en faveur de la transition énergétique est inexistant. Tout juste a-t-elle timidement commencé à envisager des moyens d'utiliser le gaz actuellement torché en quantité très importante (de l'ordre de 5 Gm³ par an). Bien que les arrêts de production forcés de l'année dernière aient entraîné une diminution de moitié du volume de torchage par rapport à 2019 (à 2,72 Gm³), l'intensité de torchage (torchage de gaz par baril de pétrole produit) de la Libye est l'un des plus élevés au monde.

III – LES ENJEUX ÉNERGÉTIQUES EN ÉGYPTÉ

III.1 - INTRODUCTION

III.1.A – Autoritarisme, surpopulation et pivot égyptien

La situation politique et sécuritaire

10 ans après la révolution de 2011 – et après la brève parenthèse de la présidence de Mohamed Morsi entre juillet 2012 et juillet 2013 – la reprise en main de la part de l'armée et du **président Abdel Fattah al-Sissi** a abouti à la mise en place d'un régime très autoritaire et répressif, notamment envers les sympathisants des Frères Musulmans qui représentent la majorité de 60 000 prisonniers politiques incarcérés selon l'ONG Human Rights Watch depuis 2013. La position du président al-Sissi a été renforcée depuis sa réélection avec 97 % des voix en 2018, suivie par l'adoption par référendum, en 2019, d'amendements constitutionnels, prévoyant, notamment, l'extension du mandat présidentiel de quatre à six ans, et lui permettant de se présenter à un troisième mandat consécutif en 2024.

La situation politique sécuritaire de l'Égypte est marquée par la persistance d'un activisme djihadiste – notamment dans le Sinaï. Mais aucun attentat terroriste de grande envergure n'a eu lieu depuis 2019. **La surpopulation figurait, avec le terrorisme, parmi les deux principales menaces à la sécurité nationale** identifiées par le président Abdel Fattah al-Sissi lors de la 4^e conférence nationale de la Jeunesse à Alexandrie, le 24 juillet 2017. La démographie égyptienne montre une dynamique impressionnante. La barre de 100 millions d'habitants a été franchi au cours de l'année 2020, alors que la population n'était que de 70 millions de personnes au début du siècle. Le taux de fertilité qui dans les années 1990 et 2000 avait baissé de 5,2 à 3 enfants par femme, est remonté depuis 2008 (en contre tendance par rapport à la plupart des pays voisins) pour atteindre 3,5 enfants par femme. 60 % des habitants sont âgés de moins de trente ans. Et 95 % de la population est concentrée sur environ 4 % de l'espace géographique, notamment le long du Nil.

La situation économique

Le développement de l'économie égyptienne a été pénalisé par l'instabilité politique de 2011-2014³. Malgré un taux de croissance du PIB dynamique, le taux de pauvreté est en augmentation. Il a atteint 32,5 % en 2020 selon les chiffres du gouvernement, contre 27,8 % en 2015. Les lourdeurs administratives, le manque de concurrence et la corruption sont considérés comme des maux endémiques du pays. L'Égypte a sollicité le soutien financier du FMI⁴ et de la Banque mondiale⁵ en

³ Révolution en 2011, présidence de Mohamed Morsi à partir de juillet 2012, coup d'État en juillet 2013, élection d'Abdel Fattah al-Sissi à la présidence en mai 2014.

⁴ [FMI](#), « IMF Executive Board Approves US\$12 billion Extended Arrangement Under the Extended Fund Facility for Egypt », communiqué de presse N°16/501, 11 novembre 2016

⁵ [Banque mondiale](#), « World Bank and Egypt sign a US\$1 Billion Loan to Support Inclusive Growth in Egypt », communiqué de presse, 22 décembre 2016

2016 afin de financer le budget de l'État et appliquer en parallèle une série de réformes⁶ destinée à renforcer la gestion de la dette publique. Le ratio dette publique/PIB est désormais stable autour de 90 % (avec un endettement extérieur limité à moins de 20 % de la dette publique totale) et le PIB affiche une croissance de l'ordre de 5 % (3,5 % en 2020 malgré la crise de la COVID).

L'Égypte est également très dépendante financièrement de la rente issue du Canal du Suez. Le canal de Suez représente un atout géographique et stratégique essentiel pour l'Égypte. Il demeure une des artères maritimes les plus essentielles au monde entre l'Afrique, l'Europe et l'Asie, et 12 % du commerce mondial y transite (19 000 navires l'ont emprunté en 2020, soit une moyenne d'environ 50 navires par jour). Les travaux effectués en 2014-2015 ont permis l'approfondissement et l'élargissement du canal, en particulier au niveau de la ville d'Ismaïlia. Mais l'accident du porte-conteneur Ever Given, qui, en mars 2021, a bloqué pendant six jours le trafic dans le canal (provoquant au passage des pertes financières estimées à environ 16 millions de dollars par jour), a montré par ailleurs la fragilité de cette infrastructure et la dépendance budgétaire du pays vis-à-vis de cette source de revenus.

Les relations diplomatiques de l'Égypte

Sur le plan extérieur, le régime égyptien garde un rôle pivot dans la stabilité régionale, qui lui permet de maintenir des relations étroites avec l'Union européenne et les États-Unis, pourvoyeurs d'aide militaire et financière. Le régime du président al-Sissi est très dépendant du soutien politique et financier des pétromonarchies du Golfe, notamment les Émirats Arabes Unis et l'Arabie saoudite. L'Égypte a participé à la coalition contre le Qatar et aux opérations au Yémen. De plus, une importante communauté d'expatriés égyptiens travaille dans les pays du Golfe et leurs envois de fonds constituent une source de financement importante pour l'économie du pays. L'instabilité politique en Libye (avec laquelle l'Égypte partage une frontière de 1 115 km) représente un facteur de risque proche pour le régime égyptien, qui a choisi de soutenir le camp du maréchal Haftar. Ce choix entraîne des relations tendues avec la Turquie, qui soutient le gouvernement officiel de Tripoli, avec laquelle des tensions existent aussi autour de l'exploitation gazière en Méditerranée orientale. Un autre facteur de tension concerne la relation avec l'Éthiopie autour de la gestion des eaux du Nil dont dépend 90 % de l'approvisionnement en eau potable de l'Égypte. Malgré différentes médiations internationales, les tensions entre les deux pays se sont accentuées à cause de la construction du barrage Grande Renaissance sur le Nil Bleu et au démarrage du remplissage du bassin en juillet 2020.

⁶ Limitation de la masse salariale de la fonction publique, rationalisation des subventions, réorganisation du marché de l'énergie, augmentation de la participation du secteur privé dans les activités économiques.

III.1.B – Une population en demande d'énergie

La consommation annuelle d'énergie en 2019 (de l'ordre de 100 Mtoe) est répartie de façon équilibrée entre consommation résidentielle, transport et industrie. Le mix énergétique de l'Égypte est dominé par les hydrocarbures : la consommation est couverte à 55% par le gaz et à 37% environ par le pétrole (données 2019).

La consommation d'énergie primaire a connu une hausse constante lors des dernières décennies, poussée par la croissance démographique et économique. L'augmentation de la demande a été principalement couverte par la hausse de l'utilisation du gaz naturel dans les secteurs de la génération électrique (60%), de l'industrie et de la consommation résidentielle (notamment en remplacement de la consommation du GPL).

La consommation d'électricité a aussi connu une tendance constante à la hausse, avec néanmoins un rythme plus contenu depuis les événements de 2011.

La capacité de génération à la fin de l'année 2019 était de 58 GW, dont 82% à partir du gaz et 8% du pétrole. La puissance hydraulique est stable depuis 3 décennies à 2,8 GW (principalement le fait du barrage d'Assouan), alors que les installations éoliennes et photovoltaïques (respectivement 1,4 GW et 1,7 GW fin 2019) connaissent une augmentation destinée à se poursuivre dans les prochaines années. L'objectif fixé par le gouvernement dans la *Integrated Sustainable Energy Strategy* est d'atteindre un mix électrique composé à 42 % d'énergies renouvelables à l'horizon 2035⁷.

Focus : Impact de la crise de la COVID-19 sur l'équilibre la demande d'énergie de l'Égypte

En 2020 la crise de la COVID-19 a eu un impact transitoire sur la consommation d'énergie. Mais l'Égypte a connu une reprise économique assez rapide avec une croissance du PIB estimé à 3,6% en 2020. Cette bonne performance économique dans la deuxième partie de l'année 2020 est attribuée au programme de réformes économiques mené sous l'égide de la Banque Mondiale et du FMI.

III.2 – ANALYSE DU PROFIL ÉNERGÉTIQUE DE L'ÉGYPTÉ

III.2.A – De nouvelles réserves de gaz

Les réserves prouvées en pétrole sont en baisse depuis 2010, du fait de l'exploitation des différents gisements et d'un manque de nouvelles découvertes significatives (malgré une activité d'exploration assez soutenue).

Les réserves totales de gaz naturel ont augmenté significativement pendant la dernière décennie, notamment grâce à la découverte en 2015 du gisement Zohr dans l'offshore de la Méditerranée (avec

⁷ Voir Annexe III – Partie II.3 : Focus : Impact de la transition énergétique sur l'Égypte

un démarrage de la production dès 2017). Les réserves devraient continuer à augmenter au cours des prochaines années en raison de nouvelles découvertes comme celles des gisements Nooros et Nour 1.

Le ratio entre réserves prouvées et production est d'environ 12 ans pour le pétrole et de 33 années pour le gaz.

D'un point de vue géographique, les réserves sont localisées dans **4 zones** : le golfe de Suez, le Delta du Nil, la Méditerranée et le désert occidental.

Vue d'ensemble de la géographie des réserves pétro gazières de l'Égypte

Zone	Commentaire
Le golfe de Suez Entre la côte orientale et la péninsule du Sinaï, à l'extrémité nord de la mer Rouge	Principalement réserves en pétrole, avec champs de production sur terre et en mer
Le Delta du Nil	Réserves en pétrole et en gaz, avec champs de production sur terre et en mer (faible profondeur)
La Méditerranée	Réserves gazières, activité d'exploration soutenue à la suite de la découverte en 2015 du gisement Zohr
Le désert occidental ou désert Libyque, qui s'étend à l'ouest de la vallée du Nil jusqu'à la frontière avec la Libye	Principalement réserves sur terre en pétrole.

III.2.B – Hausse de la production de gaz, tension sur le pétrole

Focus sur le pétrole

La production pétrolière en Égypte s'est développée à partir du début du 20^e siècle. Le premier champ, Gemsa, a été découvert en 1869 dans le golfe de Suez et la production a démarrée en 1910. Le développement de la production a été significative à partir des années 1960, avec des champs se situant principalement dans la région du golfe de Suez. En 1961, le gisement Belayim Marine a été découvert : il s'agissait du premier champ de pétrole *offshore* en Égypte et dans tout le Moyen-Orient. À partir des années 1980 la région du *Western Desert* a concentré la plupart des découvertes et leur mise en production a permis une augmentation constante de la production. L'année 1996 a marqué le record de production de pétrole brut, avec 934 000 baril/jour.

L'attribution de licences d'exploration a connu une réduction au début des années 2000, avec des processus d'examen administratif et d'approbation parlementaire très lents. Ceci s'est traduit par une baisse de l'activité de production, alors que la demande domestique a progressé constamment du fait de la croissance économique et démographique. Ainsi à partir de 2010 la demande intérieure en pétrole et produits pétroliers a dépassé la production nationale et l'Égypte est devenu importatrice nette pour ces produits. En 2019 la production de pétrole brut a ainsi atteint 0,6 Mb/j – dont un peu

moins de 0,1 Mb/j exportés – alors que la demande intérieure en produits pétroliers s’est élevée à 0,7 Mb/j. La région du désert occidental représente actuellement plus de la moitié de la production de pétrole brut, alors que la région du golfe de Suez contribue pour environ 25 %.

La production domestique est traitée dans les différentes raffineries (voir focus sur le raffinage ci-après). Même si l’Égypte possède une capacité de raffinage de 840 000 barils/jours selon les chiffres officiels du gouvernement, la production de produits raffinés est en moyenne de 500 000 barils/jours à cause principalement de l’état vieillissant de plusieurs raffineries.

Focus sur le gaz

La production gazière en Égypte s’est développée à partir des années 1990, en connaissant une croissance très rapide, jusqu’à devenir le 2^e producteur en Afrique, après l’Algérie. Après un premier pic en 2009, à près de 63 Gm³, la production de gaz est tombée à 38 Gm³ 2015 (-38 % par rapport à 2009).

La mise en production des divers gisements (en particulier dans la région du delta du Nil) a permis au pays de devenir un important exportateur net de gaz, avec la construction de différentes infrastructures d’exportation au tournant du siècle.

Néanmoins, comme pour le pétrole, l’attribution de licences d’exploration a connu une réduction au début du siècle, ce qui s’est traduit par une baisse de l’activité de production et des besoins d’importation de GNL à partir de 2015.

La découverte du gisement géant Zohr en août 2015 par la société ENI a permis l’ouverture d’une nouvelle région de production, l’offshore de la Méditerranée. Considéré comme le plus grand gisement de gaz naturel *offshore* de la Méditerranée découvert jusqu’à maintenant, Zohr devrait garantir une production de 27 milliards de mètres cubes de gaz par an pendant une période de 18 ans. Eni détient actuellement une participation de 50 % dans le gisement, ayant revendu les 50 % restant afin de financer les coûts de développement du champ. Les autres actionnaires sont le groupe russe Rosneft à 30 %, avec BP et Mubadala Petroleum (Abou Dhabi) détenant respectivement 10 % des participations. La rapide mise en production de Zohr en décembre 2017, a été l’un des principaux facteurs de la reprise économique du pays (croissance du PIB réel pour l’année 2018 de 5,3 % selon les estimations de la Banque mondiale) et elle a permis le rétablissement de l’autosuffisance en 2018 puis une relance des exportations en 2019.

À la suite de la découverte de Zohr, il y a eu une reprise très importante de l’activité d’exploration qui s’est traduite par différents succès dans les régions Méditerranée et delta du Nil. Les plus importantes découvertes ont été réalisées à nouveau par ENI, avec les gisements Nooros en 2016 et Nour 1 en 2019. Par ailleurs le groupe BP a décidé la mise en production du *West Nile Delta Project* (champs Taurus, Libra, Giza, Fayoum et Raven) et du gisement Atoll.

Après 2023 la mise en service de nouveaux champs sera néanmoins nécessaire pour contrer le déclin de la production des champs matures et éviter un nouveau recours aux importations. L’attribution de nouvelles licences d’exploration (en particulier au bénéfice de compagnies internationales de

pétrole déjà bien implantées dans le pays, comme ENI, BP et SHELL) incite à une certaine confiance, mais seulement la réalisation de quelques succès d'exploration permettra d'assurer le maintien d'un statut d'exportateur net.

III.2.C - Des capacités de raffinage à moderniser

L'Égypte possède la plus grande capacité de raffinage de pétrole en Afrique, qui s'élève à 840 000 barils/jours selon les communications du gouvernement. Le nombre d'unités de raffinage en service est de 9, principalement concentrées dans les régions de consommation (le grand Caire et Alexandrie). Le groupe public EGPC détient 100% de la plupart des raffineries en service.

La production de produits raffinés est en moyenne de 500 000 barils/jours, ce qui signifie que le taux d'utilisation des raffineries est faible. Ceci est dû à l'état vieillissant de plusieurs raffineries et de la réalisation de programmes de modernisation des usines.

En outre la plupart des raffineries sont de faible taille et ne sont pas techniquement complexes, ce qui amène à produire d'avantage des produits lourds (comme le fioul) que des produits légers comme le diesel et l'essence qui sont de plus en plus demandés. Ainsi l'Égypte doit donc compter sur les importations pour compenser le déficit d'approvisionnement intérieur en produits pétroliers.

III.2.D - Des infrastructures d'exportation développées

Les capacités d'exportations de gaz de l'Égypte sont les suivantes :

- Le terminal de Damiette en service depuis 2004, avec une capacité de liquéfaction de 7,6 Gm³/an. Le terminal est détenu par SEGAS – *Spanish Egyptian Gas Company* co-entreprise entre Eni (50 %) et les sociétés d'Etat EGAS (40 %) and EGPC (10 %) (la société espagnole Gas Natural - actuellement Naturgy – ayant revendu ses parts en 2020)
- Le terminal de Edkou – opéré par Shell – en service depuis 2005, avec une capacité de liquéfaction de 10 Gm³/an
- Le gazoduc *Arab Gas Pipeline* en service depuis 2003 qui relie l'Égypte avec la Jordanie, la Syrie et le Liban, d'une capacité de 10 Gm³/ an
- Le gazoduc *East Mediterranean Gas* (EMG) reliant l'Égypte à Israël, construit en 2008, est une extension *offshore* de l'*Arab Gas Pipeline* reliant al-Arish dans le Sinaï égyptien et Ashkelon en Israël. Il est actuellement utilisé dans le sens inverse pour importer du gaz d'Israël vers l'Égypte.

Focus : Les trafics illégaux de produits pétroliers en Égypte

L'Égypte connaît des problèmes de trafic illégaux de produits pétroliers dans la région du Sinaï. La population bédouine a toujours montré une forte indépendance envers les autorités centrales. Le territoire a été aussi marqué par une activité terroriste significative. Des trafics de tout genre (drogue, armes et aussi produits pétroliers) se sont développés, notamment vers la bande de Gaza, en particulier pendant les dernières années du régime du président Moubarak et pendant la présidence

Morsi. Mais la reprise en main du pays par l'armée et le président Abdel Fattah al-Sissi a renforcé les activités de police qui semblent avoir une plus forte capacité de contrôle sur les activités illégales.

III.2.E – 5 compagnies publiques et 3 majors européennes bien positionnées

L'industrie pétrolière en Égypte est gérée par le Ministère du Pétrole et des Ressources Minérales, sous l'égide de cinq sociétés d'État :

- The Egyptian General Petroleum Corporation (EGPC)
- The Egyptian Natural Gas Holding Company (EGAS)
- The Egyptian Petrochemicals Holding Company (ECHEM)
- The Ganoub El-Wadi Holding Company (GANOPE)
- The Egyptian Geological Survey and Mining Authority (EMRA)

Egyptian General Petroleum Corporation (EGPC) est la compagnie pétrolière nationale. EGPC a été créée en 1956, à l'origine sous le nom de General Petroleum Authority. EGPC est l'acteur de référence pour les activités de raffinage, exploration, production, transport et stockage de pétrole. Elle s'occupe notamment de l'attribution des permis d'exploration dans les régions du golfe de Suez et du *Western Desert*, détient la plupart des raffineries du pays à travers diverses filiales et assure la commercialisation des produits pétroliers. EGPC détient également 70% des actions de la société Egyptian Natural Gas Company (EGAS).

Egyptian Natural Gas Company (EGAS) a été créée en août 2001, en tant qu'entité mandatée pour gérer les activités de gaz naturel, tant pour la partie amont (gestion des permis d'exploration dans les régions du delta du Nil et de la Méditerranée et production de gaz naturel), que pour l'aval (traitement, transport, distribution de gaz naturel sur le marché intérieur, liquéfaction et commercialisation du GNL).

EGPC et EGAS gèrent l'attribution des permis d'exploration dans le cadre d'appels d'offre auxquels participent un grand nombre de sociétés internationales. Des accords de concession sont conclus avec compagnies pétrogazières internationales sous la forme d'accords de partage de production (*production sharing agreements - PSA*). L'Égypte attribue les concessions pour des zones géographiques spécifiques à travers la promulgation d'une « loi spéciale » par le Parlement égyptien.

Actuellement, plus de cinquante compagnies pétro-gazières internationales opèrent en Égypte, selon les communications du gouvernement. Malgré ce nombre nominale élevé de partenaires internationaux, dans la pratique **la plupart des activités sont concentrées par 3 compagnies européennes** : l'Italienne **ENI**, la Britannique **BP** et l'Anglo-néerlandaise **SHELL**.

Leur stratégie s'est focalisée sur les activités amont, sur l'exploration et la production d'hydrocarbures. ENI et SHELL ont par ailleurs des participations dans les terminaux de liquéfaction de GNL, dans le but de favoriser l'exportation de gaz.

ENI, BP et SHELL ont poursuivi avec constance leurs activités en Égypte, même pendant les périodes de crise économique, politique et sécuritaire (comme à la suite de la révolution de 2011 et pendant la présidence de Mohamed Morsi entre juillet 2012 et juillet 2013).

III.3– LES PERSPECTIVES DE L'INDUSTRIE PÉTRO-GAZIÈRE ÉGYPTIENNE

III.3.A – Des finances publiques peu soutenues par les hydrocarbures

La situation économique et financière de l'Égypte a montré des signaux positifs à partir de la mise en place en 2016 d'un programme de réformes économiques mené sous l'égide du FMI et de la Banque mondiale. Ces accords visent à impulser une série de réformes⁸ et à renforcer la gestion de la dette publique. Dans le domaine de l'énergie, ces réformes ont entraîné une augmentation de 50 % du prix de l'essence en 2018 et la mise en place en 2019 d'un mécanisme d'indexation automatique des prix des carburants couvrant toutes les ventes intérieures d'essence, de diesel, de kérosène et de fioul.

Ces différentes actions ont permis de réduire le taux d'inflation, de stabiliser le ratio d'endettement du pays autour de 90 % du PIB (avec un endettement extérieur limité à moins de 20 % de la dette publique totale) et d'afficher une croissance du PIB de l'ordre de 5 %. Même les performances de l'année 2020 – malgré la crise de la COVID – ont été positives, avec une croissance du PIB de 3,6% selon le FMI.

Les principaux facteurs de dépendance financière ne sont pas liés aux hydrocarbures, secteur dans lequel l'Égypte est substantiellement neutre (importation de produits pétroliers, exportation de gaz naturel depuis 2018). Il s'agit des trois facteurs suivants :

- Le tourisme ;
- Les envois de fonds des expatriés ;
- Les recettes du Canal de Suez.

Le tourisme représente environ 10 % de l'emploi et 6 % du PIB en situation normale. Le potentiel touristique est très significatif, cependant il est fortement dépendant de la situation sécuritaire dans le pays et de la perception internationale du risque terroriste.

Les envois de fonds des expatriés sont un facteur de stabilisation sociale important, dans un pays ayant un faible taux d'emploi chez les jeunes et une pauvreté touchant environ un tiers de la population. Le nombre d'expatriés est estimé à 10 millions, dont environ 3 millions résident en Arabie saoudite. Les remises des expatriés ont atteint 24.4 milliards de dollars en 2020, ce qui a représenté 6,7% du PIB.

Les recettes du Canal de Suez sont estimées à environs 5-6 milliards USD par an. De façon structurelle ces recettes sont liées au niveau du commerce international et à l'utilisation alternative de la route du Cap de Bonne-Espérance. L'accident du porte-conteneur *Ever Given* au mois de mars 2021, avec l'arrêt

⁸ Limitation de la masse salariale de la fonction publique, rationalisation des subventions, réorganisation du marché de l'énergie, augmentation de la participation du secteur privé dans les activités économiques

de la circulation dans le canal pendant 6 jours, a montré la fragilité de cette source de revenus et la dépendance budgétaire du pays vis-à-vis de cette manne financière.

Concernant les revenus liés aux hydrocarbures, il faut distinguer les revenus pétroliers et les revenus gaziers.

Concernant le pétrole, l'activité de production implique que les recettes de l'État sont positivement impactées par des prix du pétrole plus élevés, qui se traduisent en taxes et royalties plus élevées pour le budget public. Néanmoins la consommation nationale de produits pétroliers excède la production, et l'Égypte est donc importateur net de produits pétroliers. Dans ce cas, des prix du pétrole plus élevés génèrent une augmentation du déficit commercial et se traduisent en une augmentation des subventions à charge de l'État.

Concernant le gaz, l'Égypte était exportatrice pendant la période 2003-2015. Mais l'augmentation de la demande domestique et la réduction de la production nationale ont entraîné 4 années de solde net importateur. L'Égypte est redevenue autosuffisante en 2018, grâce notamment au développement du champ de Zohr. Ce développement a contribué de façon significative au rétablissement de la situation économique et financière du pays, permettant l'arrêt des importations et le redémarrage des exportations. Cependant la capacité d'exportation de gaz n'est pas assurée sur le long terme. À défaut de nouvelles découvertes importantes et de mise en service de nouveaux champs il est possible qu'après 2023 l'Égypte soit de nouveau importatrice nette de gaz naturel.

Focus : Impact de la crise de la COVID-19 sur les capacités budgétaires de l'Égypte

La crise de la COVID-19 n'aura pas empêché l'économie égyptienne d'afficher une croissance modérée en 2020 et sur la première partie de l'année 2021. Cependant, il faudra probablement attendre le second semestre de 2021 pour qu'elle retrouve le rythme d'avant crise, de l'ordre de 5 % par an.

L'impact a été dramatique sur l'activité touristique et les envois de fonds des expatriés ont baissé avec le retournement conjoncturel dans les pays du Golfe. La consommation des ménages et les services ont été aussi affaibli par la crise.

Ces impacts ont été partiellement compensés par un plan de soutien centré sur les plus démunis et par un volet d'investissements publics visant de grands projets d'infrastructures (établissement de la nouvelle capitale administrative à l'est du Caire, chemins de fers, usines de dessalement de l'eau de mer).

III.3.B – Les 4 axes de la stratégie énergétique de l'Égypte

La stratégie du gouvernement égyptien dans le domaine de l'énergie se centre autour de 2 axes principaux :

- **Le maintien et le développement de la production d'hydrocarbures :**

Le gouvernement essaye de relancer l'activité d'exploration/production et mettre en production de nouveaux champs, afin de contrer l'impact du déclin des champs en activité et de limiter la croissance des importations. Plusieurs appels d'offres internationaux ont été lancés et d'autres sont en programme, afin d'attirer des grandes compagnies internationales pétrolières.

- **L'augmentation de la production d'électricité**

La croissance de la production d'électricité s'appuie sur :

- La mise en service de **nouvelles centrales à gaz** : Environ 6GW de capacité au gaz sont actuellement en développement.
- L'essor de la **génération d'électricité à partir d'énergies renouvelables**, sur la base de la *Integrated Sustainable Energy Strategy* définie en 2016 (voir Focus).
- Le développement d'une capacité de **production d'électricité nucléaire**. En 2017, l'Égypte a signé un accord avec la compagnie d'État russe Rosatom pour la construction de sa première centrale nucléaire à El Dabaa dans le nord du pays, composée de quatre unités VVER-1200 de 1200 MW chacune, pour un total de 4,8 GW. La mise en service est prévue en 2026. Le coût total est estimé à 30 milliards de dollars, dont 25 milliards de dollars pourraient être prêtés par le gouvernement russe ou par des entités financières russes. Rosatom fournira du combustible nucléaire pendant la durée de vie de l'installation, pendant 60 ans.

Focus sur la stratégie de *hub gazier* de l'Égypte

De plus, le développement de la production en gaz naturel, ainsi que l'existence d'infrastructures de transport et liquéfaction de GNL soutiennent les ambitions du gouvernement de transformer l'Égypte en *hub gazier*, c'est-à-dire en plaque centrale d'échanges de gaz naturel et GNL avec des flux d'importation et d'exportation.

Afin de comprendre cette ambition, il est nécessaire d'avoir une vision plus large de l'activité d'exploration dans les pays limitrophes et notamment de l'activité *offshore* en Méditerranée orientale. Quelques découvertes modestes ont eu lieu en 1999 et 2000 à l'ouest de la ville côtière d'Ashkelon, en Israël, et face à la bande de Gaza. Ces premiers succès ont stimulé les efforts d'exploration et produit trois découvertes significatives : les champs Tamar et Leviathan en 2009 et 2010, au large d'Israël, et Aphrodite en 2011, au large de la côte sud de Chypre, dans la zone économique exclusive (ZEE) de la République de Chypre (RC). Puis en 2018, de nouvelles explorations ont été couronnées de succès au large de la côte Sud de Chypre, dans le Bloc 6 (Calypso-1) et dans le Bloc 10 (Glaucus-1), dont les réserves sont en cours d'évaluation.

Les compagnies impliquées dans l'exploration et la production sont à la fois de petits acteurs régionaux – principalement des entreprises israéliennes –, des entreprises internationales de taille moyenne –

notamment Noble Energy, opérateur en particulier de Tamar, Leviathan et Aphrodite (Noble Energy a été racheté par la major Chevron en 2020) – et les majors ENI, Shell, Exxon Mobil et TotalEnergies, qui sont actives à Chypre.

Les découvertes n’ont de sens que si les réserves sont ensuite converties en capacités de production, car les entreprises n’engagent des dépenses que si elles pensent pouvoir commercialiser ces mêmes découvertes avec un taux de retour sur investissement élevé. Or la demande gazière est faible en Israël et historiquement absente à Chypre. Ainsi la mise en exploitation de ces différents champs est liée à la possibilité de valoriser la production *via* l’export.

Comme indiqué précédemment⁹, l’Égypte possède 2 terminaux de liquéfaction de GNL sur la côte méditerranéenne et un réseau de gazoducs internationaux avec la Jordanie et Israël. Le gazoduc *East Mediterranean Gas* (EMG) a été construit en 2008 pour exporter le gaz d’Égypte vers Israël. Or c’est grâce à l’utilisation dans le sens inverse du gazoduc EMG que la décision de mise en production du principal champ israélien Leviathan a pu être prise (en vertu de l’accord de long terme avec l’opérateur égyptien Dolphinus Holdings pour importer le gaz de Leviathan).

Outre la capacité d’exporter du gaz d’Israël vers l’Égypte pour satisfaire la demande locale, la possibilité d’exporter le gaz vers les marchés internationaux à travers les terminaux GNL paraît plus prometteuse.

Ainsi grâce à son infrastructure gazière préexistante, l’Égypte a pu jouer un rôle actif vis-à-vis d’Israël et pourrait faire de même vis-à-vis de Chypre : des discussions sont en cours autour d’un projet de gazoduc *offshore* reliant le gisement Aphrodite à la côte égyptienne.

Par ailleurs l’Égypte fait partie avec Chypre, la Grèce, Israël, l’Italie, la Jordanie et l’Autorité palestinienne du *Eastern Mediterranean Gas Forum* qui a été créé en janvier 2019 dans le but de créer un marché régional du gaz et de réduire les coûts d’infrastructure.

En résumé, la stratégie du gouvernement pour transformer l’Égypte en *hub* gazier s’appuie sur :

- les excédents de production domestique,
- les importations de gaz d’Israël et de Chypre
- les terminaux de liquéfaction pour développer des exportations de GNL.

La position géographique de l’Égypte, sa proximité avec des marchés consommateurs de GNL comme l’Italie et l’Espagne, mais aussi l’accès aux marchés asiatiques *via* le Canal de Suez, sont des atouts pour la réalisation de cette stratégie.

Focus sur les ambitions de *hub* électrique de l’Égypte

De manière symétrique – mais avec des chances de succès plus aléatoires - le gouvernement ambitionne de développer un *hub* dans le secteur de l’électricité. La capacité égyptienne de production d’électricité est actuellement supérieure aux besoins du pays, ce qui permet un léger solde exportateur (notamment à destination de la Jordanie). Différents projets d’interconnexions – notamment avec la Libye, l’Arabie saoudite (câble de 3 000 MW) et Chypre (projet *EuroAfrica Interconnector* reliant la

⁹ voir Annexe 3, Partie I.3 Les capacités d’exportations de l’Égypte)

Grèce, Chypre et l'Égypte à travers un câble sous-marin d'une capacité de 2 000 MW) sont à l'étude, avec une volonté affichée par les autorités égyptiennes d'augmenter la capacité d'exportation d'électricité, afin de développer une position de *hub* régional sur l'électricité.

III.3.C – L'ambition d'une transition énergétique basée sur le solaire

Les ambitions du gouvernement égyptien par rapport à la transition énergétique se sont pour le moment concentrées autour du développement de la production d'électricité à partir d'énergies renouvelables. Le potentiel d'hydroélectricité est assez limité et le barrage d'Assouan sur le lac Nasser, qui dispose d'une puissance totale de 2,1 gigawatts, en est le principal atout. L'Égypte possède par ailleurs un potentiel significatif en énergie solaire (partout dans le pays) et éolienne (notamment le long de la côte de la mer Rouge).

L'essor de la génération d'électricité d'origine renouvelable a été programmée par la *Integrated Sustainable Energy Strategy* qui a été définie en 2016. Ce plan a fixé un objectif de 20 % de la production d'électricité à partir d'énergies renouvelables en 2022 et de 42 % pour 2035, dont 25 % à partir du solaire, 14 % de l'éolien et 2 % de l'hydroélectricité. La plupart des nouvelles capacités devraient être fournies par le secteur privé. Pour favoriser ces flux d'investissement, un régime de *Feed-in-Tariff* a été établi, avec des contrats long terme de 20-25 ans (*Long-term PPA Power Purchase Agreements*).

IV- LA PRÉSENCE DE LA RUSSIE, DE LA CHINE ET DES ETATS-UNIS

IV.1 - LA PRÉSENCE DE LA RUSSIE EN AFRIQUE DU NORD

IV.1.A - Présence limitée des entreprises pétro-gazières russes

La présence des entreprises russes en Afrique du Nord dans le secteur des hydrocarbures demeure dans l'ensemble limitée. Les projets en cours semblent s'inscrire dans le cadre du développement international classique de groupes internationaux. Ils ne revêtent pas un caractère stratégique pour les pays d'accueil. Ils n'apparaissent pas cruciaux pour les entreprises russes qui les portent. Enfin, la présence russe est beaucoup plus faible que celle des groupes européens.

Gazprom, le géant russe du gaz, cherche à accroître le volume de sa production dans la zone.

- **En Algérie**, Gazprom prévoit d'augmenter l'attractivité commerciale de ses dernières découvertes dans les deux plus grands champs gaziers de quatre champs de condensat de gaz naturel découverts lors d'une campagne d'appels d'offres remportés par Gazprom. Il s'agit de Rhourde Sayah (RSH) et Rhourde Sayah Nord (RSHN). Sur cette même lancée, Gazprom prévoit de reprendre les explorations sur les plus petits champs de Zemlet Errekkeb (ZER) et Zemlet Errekkeb North (ZERN).
- **En Libye**, Gazprom détient 24 % de parts dans Sarir Oil Operations (SOO), avec l'Allemand Wintershall (25%) et la NOC (51%). La production devrait passer de 43 000 b/j à 62 000 b/j pour l'année 2021. Avant la révolution de 2011 et l'effondrement de l'État libyen, la SOO avait une capacité de production allant jusqu'à 100 000 b/j. Durant l'année 2020, la SOO a souffert du blocage des terminaux pétroliers imposés par le maréchal Khalifa Haftar. Gazprom compte investir pour réhabiliter les installations endommagées par les nombreux arrêts de production ainsi que par l'instabilité politique et le manque de sécurisation des infrastructures. Dans cet objectif de retour en Libye, Gazprom annonce également la reprise des opérations d'exploration dans les champs *offshore* qu'elle possède dans l'ouest du pays notamment sur le bassin de Gadamès.

De son côté, Rosneft a acquis 30 % du gisement gazier de Zohr en Égypte. En 2017 la société pétrolière Rosneft (dont 40% du capital est détenu par l'État russe) a annoncé l'acquisition auprès d'ENI de 30 % de la concession de Zohr (champ découvert en 2015 et opéré par ENI) pour un montant 1,125 milliards de dollars. Par ailleurs la société ENI – dans le but de rentabiliser son investissement dans la mise en production de Zohr - a dans la même période aussi cédée des parts à BP et à Mubadala Petroleum (10% chacune), tout en gardant le rôle d'opérateur du champ. L'opération de la part de Rosneft apparaît donc comme une classique opération internationale de gestion de portefeuille d'actifs pétro-gaziers.

D'autres groupes pétro-gaziers russes sont également présents en Afrique du Nord ou y relancent leurs activités, notamment en Algérie, suite à la promulgation de la nouvelle loi algérienne sur les hydrocarbures (19-13).

- Sonatrach et **Lukoil** ont signé un mémorandum d'entente le 4 mai 2020 pour identifier les possibilités pour les deux parties d'investir conjointement dans des opérations d'exploration et de production d'hydrocarbures en Algérie. Le mémorandum d'entente envisage également la possibilité d'investissements communs à l'étranger¹⁰.
- Sonatrach a signé un mémorandum d'entente avec la société russe **Zarubezhneft** le 17 avril 2020 pour identifier des opportunités d'exploration, du développement et l'exploitation d'hydrocarbures en Algérie¹¹.

Par ailleurs, en 2018, Sonatrach et Transneft, groupe russe du transport de pétrole et ses dérivés, avait signé deux contrats portant sur la sécurité des installations de transport et de stockage des hydrocarbures liquides. Le premier contrat signé porte sur « l'inspection par racleurs instrumentés de l'oléoduc NH2 30 de Ohanet à Haoud El Hamra », dans la commune de Hassi Messaoud. Le second porte quant à lui sur le diagnostic de protection contre la foudre du parc de stockage d'hydrocarbures de la région Centre/Bejaia ainsi que l'étude pour sa mise à niveau¹².

En Libye, Tatneft prévoit de redémarrer ses activités de production de pétrole suspendues après la révolution de février 2011.

IV.1.B - Des mercenaires russes actifs en Libye à proximité de sites pétroliers

Des mercenaires étrangers, notamment russes, demeuraient stationnés en 2021 autour des plus grands champs pétroliers, selon plusieurs médias locaux ainsi que le rapport de Conseil de Sécurité sur l'embargo sur les armes de l'ONU. La NOC a exprimé à plusieurs reprises ses inquiétudes concernant la présence de mercenaires russes autour des champs d'Al Sharara (géré par la compagnie Akakus, une coentreprise entre la NOC, Repsol, Total, OMV et Statoil). Un réseau de trafic illicite de pétrole mené par des mercenaires russes a également été rapporté par plusieurs médias locaux et internationaux. Pour contourner la loi libyenne qui n'autorise que les compagnies de sécurité privée locales ayant préalablement reçu une licence du ministre de l'Intérieur libyen à exercer sur le territoire, les sociétés militaires privées (notamment russes) se sont alliées à des compagnies locales détenant une licence ou bien elles créent elles-mêmes leur branche locale. La reprise de la production du pétrole et du gaz libyen a poussé les sociétés militaires privées à se retirer des sites mais demeurent stationnées dans les alentours.

IV.1.C - Percée de la Russie dans le secteur nucléaire en Égypte

La coopération bilatérale entre la Russie et l'Égypte s'est significativement renforcée depuis l'arrivée au pouvoir d'Abdel Fattah al-Sissi en juillet 2014. Dans le domaine de l'énergie, la stratégie de la Russie s'est concrétisée dans le secteur du nucléaire civil.

En 2015 un accord a été annoncé entre l'Égypte et la société publique russe Rosatom pour la construction de la première centrale nucléaire à El Dabaa, dans le nord du pays. L'accord prévoyait

¹⁰ [Sonatrach](#), communiqué de presse, 4 mai 2020

¹¹ [Sonatrach](#), communiqué de presse, 17 avril 2020

¹² [Sonatrach](#), communiqué de presse, 12 décembre 2020

un achèvement des travaux en 2022. Une nouvelle annonce en 2017 a décalé la date de mise en service à 2026, mais la construction n'avait toujours pas commencé en 2021.

La centrale devrait être composée de quatre unités VVER-1200 de 1 200 MW chacune, pour un total de 4,8 GW. Le coût total est estimé à 30 milliards de dollars, dont 25 milliards de dollars pourraient être prêtés par le gouvernement russe ou par des entités financières russes. Rosatom fournira du combustible nucléaire pendant la durée de vie de l'installation de 60 ans.

Pour l'Égypte, ce projet de centrale nucléaire représente une avancée majeure en matière de production d'électricité. Par son envergure, ce projet pharaonique n'est pas sans rappeler la construction du barrage hydraulique d'Assouan par les soviétiques dans les années 60. La centrale d'El Dabaa renforcera de façon significative les capacités électriques du pays, mises en difficulté par la hausse régulière de la consommation nationale, et pourra venir en complément des centrales thermiques au gaz, qui assurent 80 % de sa production d'électricité du pays. D'autre part, la nucléarisation du pays rehaussera le statut de l'Égypte au sein du continent, puisqu'elle sera l'un des deux seuls pays à détenir une centrale nucléaire avec l'Afrique du Sud. Côté russe, l'opération semble s'inscrire dans l'intense stratégie de développement international de Rosatom, qui est aussi en train de construire des centrales dans des pays comme l'Inde et la Turquie.

Mais l'implantation de Rosatom peut constituer un nouvel outil de projection de la puissance russe en Égypte. La gouvernance du conglomérat russe est largement politisée : « Le groupe appartient directement à l'État russe et non à l'Agence fédérale pour la gestion des biens, qui détient la majorité des entreprises publiques en Russie. Son directeur général ainsi que les membres de son conseil de surveillance sont nommés par le Président de la Fédération de Russie tandis que la stratégie de l'entreprise est validée par le gouvernement. Rosatom jouit d'une importante autonomie vis-à-vis des autorités locales, qui ont l'interdiction d'interférer dans ses affaires. Qui plus est, le conglomérat dispose du pouvoir de signer des contrats à l'étranger sans l'approbation d'autres agences gouvernementales, ce qui lui permet de répondre plus rapidement aux demandes de ses clients »¹³.

La centrale nucléaire de Dabaa pourrait générer une nouvelle forme de dépendance de l'Égypte vis-à-vis de la Russie. Rosatom ne possède pas de concurrence pour les modèles VVER-1200 exportés en Égypte. L'absence d'alternative à ce type de réacteur constitue un véritable enjeu géopolitique pour les pays exploitants, qui peuvent d'autant moins facilement changer de partenaire que Rosatom adjoint à ses contrats d'exportation de réacteurs une garantie d'approvisionnement en combustible pour la durée de vie de l'infrastructure. L'accord d'achat de quatre réacteurs à El Dabaa s'est également accompagné d'un engagement de Rosatom à développer les gisements d'uranium de la côte de la mer Rouge¹⁴. Sans oublier que la construction d'une centrale implique la création d'une autorité de la sûreté nucléaire nécessitant des points de contact de haut niveau entre officiels russes et égyptiens. Enfin, la sécurisation de la centrale nucléaire pourrait nécessiter une militarisation du territoire.

¹³ OSFME, « Les stratégies nucléaires civiles de la Russie, de la Chine et des Etats-Unis », IRIS, Observatoire de la sécurité des flux et des matières énergétiques (OSFME), septembre 2020, « Rosatom, un instrument du pouvoir politique russe », p.8

¹⁴ Ibid, p.43

IV.2 - LA PRÉSENCE DES ÉTATS-UNIS EN AFRIQUE DU NORD

IV.2.A - Relatif désintérêt diplomatique des États-Unis pour la région

Absorbés par le Moyen-Orient, les décideurs américains prêtent peu d'attention à l'Afrique du Nord et en particulier au Maghreb depuis plusieurs décennies. Ce désintérêt états-unien a permis à la Russie, et plus récemment la Chine, de prendre pied dans cette zone. Un bref regain d'intérêt des États-Unis pour l'Afrique du Nord a eu lieu après les soulèvements des Printemps arabes, mais a ensuite considérablement diminué dès la fin de l'administration Obama et a quasiment disparu sous l'administration Trump.

La seule exception concerne l'Égypte, avec qui les États-Unis entretiennent une coopération de haut niveau et qui est généralement rattachée aux problématiques du Proche-Orient. Alors que le président Abdel Fattah al-Sissi était régulièrement surnommé par Donald Trump « mon dictateur préféré », l'attitude américaine semble susceptible de changer avec la nouvelle administration Biden. Cette dernière a décidé de suspendre une partie de l'important financement accordé chaque année par les États-Unis à l'Égypte si une nouvelle augmentation des violations des droits humains devait avoir lieu dans le pays. En effet, alors que Donald Trump avait largement soutenu le président al-Sissi, Joe Biden et ses conseillers ont publiquement critiqué les violations des droits de l'homme et pourraient décider d'adopter une ligne plus dure vis-à-vis de l'Égypte, d'autant plus que les États-Unis sont fortement axés sur la lutte contre le terrorisme dans leur politique régionale et que certains conseillers de Biden pensent que l'approche musclée de Sissi est contre-productive car elle encourage la radicalisation. Cette prise de distance des États-Unis vis-à-vis de l'Égypte pourrait aussi se traduire par l'adoption d'une position américaine plus équilibrée concernant le différend entre l'Égypte et l'Éthiopie sur le barrage Grand Renaissance, là où Trump avait pris sans nuance le parti de l'Égypte.

Une plus grande continuité de la diplomatie états-unienne est attendue dans le reste de l'Afrique du Nord. L'intérêt limité de l'administration Trump pour le Maghreb se réduisait à la lutte contre le terrorisme et l'influence chinoise et russe en Afrique. Biden est susceptible d'adopter la même approche envers l'Algérie (et ses voisins marocain et tunisien). À moins que la situation ne s'y détériore, il est peu probable que ces pays soient un axe majeur de sa présidence.

Quant à la Libye, il y a peu d'indications pour l'heure d'un hypothétique engagement de l'administration Biden. La Libye n'apparaît comme une priorité pour la diplomatie états-unienne, en particulier depuis le meurtre de l'ambassadeur américain à Benghazi en 2012. Il semble peu probable que les États-Unis décident de s'investir directement dans la résolution des problèmes sociaux, économiques et de gouvernance du pays, si ce n'est en réaffirmant leur soutien aux efforts onusiens.

IV.2.B - Faible présence des majors états-uniennes dans le secteur

Dans un contexte de tradition libérale où le pouvoir politique interfère peu dans l'élaboration des stratégies des acteurs économiques, les compagnies pétrolières états-uniennes ont toujours mené leurs activités dans la région de manière autonome. Or pour ces compagnies, l'Afrique du Nord n'est clairement pas une priorité.

Les majors (ExxonMobil et Chevron) n'y ont que des intérêts très réduits, même si ExxonMobil a signé en 2020 un MoU avec l'Algérie et que Chevron est très actif en Méditerranée orientale (en particulier dans les eaux israéliennes). Ces deux compagnies ont également participé aux récents appels d'offre en Égypte pour l'attribution de permis d'exploration. En particulier Chevron pourra être amené à jouer un rôle pivot dans les années à venir, du fait de son rachat en 2020 de la société Noble Energy, qui a été l'acteur clé des découvertes de gisements *offshore* en Israël et à Chypre. Chevron est actuellement :

- L'opérateur des champs Tamar et Leviathan dont une partie de la production est exportée depuis Israël vers l'Égypte
- Le principal actionnaire du gisement Aphrodite au large de Chypre dont le développement n'a pas encore été acté et dont la production pourrait être exportée en Égypte *via* un gazoduc actuellement à l'étude.

Mis à part ces éléments, seules quelques petites compagnies américaines sont actives dans les trois pays. C'est le cas d'**Apache**, qui produit du pétrole dans le désert occidental en Égypte, de **Hess** et **ConocoPhillips** en Libye et d'**Occidental Petroleum** (qui y a repris les actifs d'Anadarko) en Algérie. L'ensemble de leurs actifs reste néanmoins assez limité.

IV.3 - LA PRÉSENCE DE LA CHINE EN AFRIQUE DU NORD

IV.3.A - Une coopération économique portée par la BRI

Si les relations de la Chine avec l'Afrique du Nord, en particulier l'Algérie et l'Égypte, remontent au temps de la lutte anticoloniale (Pékin apportant alors son soutien idéologique aux mouvements de libération nationale), **ce n'est que depuis une quinzaine d'années que les liens se sont réellement renforcés, dans le sillage de la récession de 2008 et de la crise de la zone euro**, lorsque les États d'Afrique du Nord, historiquement tributaires du commerce et des investissements de l'Europe et des États-Unis, se sont efforcés de diversifier leurs marchés et partenaires économiques. C'est au même moment que la Chine, de son côté, a commencé à développer une stratégie offensive de promotion de ses intérêts économiques et de son *soft power* à l'international, qui déboucha sur la mise en place de la *Belt and Road Initiative* (BRI), dont l'Égypte, pays pivot sur la route maritime entre la Chine et l'Europe, est un maillon clé.

Aujourd'hui, la Chine étend sa coopération avec les pays d'Afrique du Nord, non seulement dans les domaines économique et culturel, mais aussi ceux de la diplomatie et de la défense. La Chine a ainsi signé des accords de partenariat stratégique global (CSP) avec l'Égypte et l'Algérie dès 2014. Ce furent les premiers pays de la zone Moyen-Orient-Afrique du Nord à signer de tels accords de partenariat, les

plus élevés dans la hiérarchie des partenariats de la Chine, impliquant un niveau élevé de communication institutionnelle. Cela signifie que ces pays revêtent une importance exceptionnelle dans la vision géostratégique de la Chine.

Alors que la carte actuelle de la BRI n'inclut officiellement que l'Égypte, des protocoles d'accords (MoU) ont été signés dans le cadre de la BRI entre la Chine et tous les États d'Afrique du Nord, démontrant qu'elle entend développer sa présence dans la région dans tous les domaines de coopération mutuelle habituels, que ce soit l'économie et le commerce, la construction des infrastructures, le transport, la coopération financière, le tourisme, la culture, la sécurité ou encore la technologie.

Les relations bilatérales se sont particulièrement renforcées avec l'Égypte et l'Algérie en termes de commerce et de projets d'infrastructure. De plus, une coopération soutenue en matière de sécurité et de défense s'est développée en parallèle. L'Égypte et l'Algérie figurent parmi les principaux clients de l'industrie de l'armement chinoise.

- **La Chine est devenue le premier partenaire commercial de l'Algérie** (devançant la France en 2013). Mais la relation entre les deux partenaires est déséquilibrée. Les exportations de l'Algérie vers la Chine restent relativement insignifiantes en valeur et elles ne portent que sur de faibles quantités d'approvisionnements en hydrocarbures. En Algérie, les entreprises chinoises s'intéressent principalement aux secteurs de la construction, du logement. Les grands projets de construction financés et/ou construits par la Chine comportent notamment l'Opéra d'Alger, l'Hôtel Sheraton, la Grande Mosquée d'Alger et l'autoroute Est-Ouest.
- **La Chine est également le premier partenaire commercial de l'Égypte**, qui est aujourd'hui le 3^e plus important partenaire commercial de la Chine en Afrique. La présence chinoise en Égypte est concentrée dans les zones industrielles, les zones franches et les centres financiers. Les entreprises chinoises sont très actives dans la construction et le financement de projets dans la nouvelle capitale administrative, la zone économique du canal de Suez et diverses autres zones industrielles à travers le pays. Si l'Égypte profite de ces liens étroits avec la Chine, qui l'aide à financer ses projets de développement, **la dette contractée par l'Égypte envers la Chine, pour un montant global de 5,3 milliards de dollars en 2019¹⁵, commence à inquiéter**, même si elle reste loin des sommets atteints dans certains pays d'Afrique sub-saharienne.

IV.3.B - Des intérêts limités dans le secteur de l'énergie en Afrique du Nord

Ces relations de plus en plus étroites dans le domaine économique, institutionnel et militaire ne se traduisent pas pour autant forcément par un accroissement notable de la présence chinoise dans le secteur de l'énergie de ces pays. La présence des compagnies chinoises est réduite en Algérie, Libye et Égypte. Parmi les faits marquants à retenir :

- Sinopec a signé un MoU avec Sonatrach en mai 2021, portant notamment sur l'extension de la présence de la société chinoise sur le champ vieillissant de Zarzaitine dans le bassin d'Illizi où le contrat existant (signé en 2002) se termine en 2023.

¹⁵ Selon la SAIS China Africa Research Initiative (SAIS-CARI), de la Johns Hopkins University School of Advanced International Studies à Washington

- En Égypte, Sinopec possède un tiers des parts de la filiale égyptienne de la société américaine Apache, qui produit du pétrole dans la région occidentale du pays, et la compagnie d'État chinoise Zhenhua est partenaire de Shell (avec la britannique Neptune Energy) dans la concession gazière d'Alam El Shawish West, également située dans l'ouest du pays.

De même, aucun de ces trois pays d'Afrique du Nord n'est (encore) un fournisseur important de la Chine en pétrole ou en gaz.

- Au premier trimestre 2021, la Libye a contribué à hauteur de 1,35 % des approvisionnements de la Chine en pétrole (en ligne avec le niveau des livraisons ces dernières années, à l'exception de 2020 où le blocus des terminaux libyens a fait chuter les exportations vers la Chine comme vers les autres marchés), tandis que l'Algérie et l'Égypte n'exportent quasiment pas de pétrole vers la Chine.
- **Les approvisionnements de GNL de la Chine en provenance de l'Égypte restaient modestes en 2020 mais ils sont par contre en train de monter en puissance** (3,25 % au premier trimestre 2021 contre moins de 0,5 % sur l'ensemble de l'année 2020). De manière symétrique, la Chine est en train de devenir un marché important pour les exportations égyptiennes de gaz liquéfié : au premier trimestre 2021, la Chine a absorbé un quart des exportations égyptiennes de GNL, seulement devancée par l'Inde, d'après les données du MEES.

Alors que les investissements chinois dans des projets solaires sont généralement nombreux dans le cadre de la BRI, ils concernent peu l'Algérie et la Libye dont les gouvernements n'ont pas (encore) fait une priorité de cette source d'énergie. En Égypte par contre, de nombreux projets solaires photovoltaïques financés par la Chine et mis en place par des entreprises chinoises sont en cours de développement ou ont d'ores et déjà été menés.

IV.3.C - La stratégie de la Chine en Libye, un futur pari gagnant ?

La Libye offre un cas intéressant de la stratégie chinoise en Afrique du Nord et de son évolution. Identifiée par Pékin comme une cible prioritaire, **la Libye de Kadhafi a développé des relations privilégiées avec la Chine dans les années 2000.** Ainsi, au moment du soulèvement en 2011, environ 75 entreprises chinoises opéraient en Libye, y possédaient des contrats pour plus de 20 milliards de dollars et y ont envoyé plus de 36 000 travailleurs chinois, engagés dans une cinquantaine de projets d'infrastructure. En parallèle, **la coopération énergétique, au cœur de la relation bilatérale, était florissante**, la Libye fournissant environ 150 000 b/j (soit 3 % des approvisionnements pétroliers de la Chine de l'époque et 10 % des exportations de brut de la Libye). Les trois principales sociétés pétrolières d'État chinoises (CNPC, Sinopec et CNOOC) y menaient des projets.

Le déclenchement de la guerre civile libyenne a obligé une grande partie de ces entreprises chinoises à quitter précipitamment le pays, victimes de pillages faisant des dizaines de blessés (certains graves) parmi les employés chinois. La plupart des projets furent suspendus ou reportés, les travailleurs chinois rapatriés.

Cet épisode a poussé la Chine à adopter ensuite une position de neutralité dans le conflit libyen, soutenant officiellement le gouvernement soutenu par l'ONU (GAN) au nom du respect des principes de souveraineté et de non-ingérence, mais conservant néanmoins des canaux d'échanges avec les

forces de l'armée nationale libyenne (ANL) du maréchal Haftar. Ces dernières années, les relations diplomatiques avec le GAN se sont intensifiées, avec notamment la signature en juillet 2018 d'un protocole d'accord (MoU) ouvrant la voie d'une intégration de la Libye dans la BRI et au retour des entreprises chinoises dans le pays. Pour autant, la Chine n'a pas coupé les ponts avec le maréchal Haftar, se ménageant la possibilité de faire travailler la China National Petroleum Corporation (CNPC) et sa filiale PetroChina avec la National Oil Corporation (NOC) dans les zones contrôlées par l'ANL. Un accord fut d'ailleurs signé dans ce sens en juillet 2019.

Avec la fin des hostilités, il n'est pas impossible que la Chine puisse, mieux que n'importe quel protagoniste du conflit, tirer avantage de sa position de neutralité. D'autant plus que, au contraire de la plupart des intervenants (Turquie, Égypte, Russie, etc.), la Chine est l'une des rares puissances à être capable de fournir le soutien financier et technique nécessaire pour reconstruire le pays, et dispose de surcroît avec la BRI du cadre institutionnel adéquat pour approfondir la coopération économique et diplomatique. Lorsque ce moment arrivera, l'approche d'engagement prudente et limitée suivie par Pékin offrira probablement à la Chine un champ d'intervention plus large, non seulement dans les affaires économiques (et donc pétrolières) de la Libye, mais aussi dans sa sphère politique.

IV.4 - LA PRÉSENCE DE LA TURQUIE DANS L'ÉNERGIE EN AFRIQUE DU NORD

La Turquie est un acteur clé du jeu géopolitique et énergétique de la Méditerranée orientale. Important importateur de gaz, le pays cherche depuis longtemps à diversifier ses approvisionnements (qui proviennent en majorité de Russie et d'Iran par gazoduc), notamment en développant ses importations de GNL. L'Algérie, qui a fourni près de 40 % des importations de GNL de la Turquie en 2020, joue un rôle important dans cette stratégie.

Depuis plusieurs années, la Turquie est présente sur deux fronts politico-énergétiques distincts (mais interconnectés) : sa **présence active dans le conflit libyen**, comme soutien essentiel du GAN ; et sa volonté de **conquête des espaces maritimes** contestés, où les multiples découvertes de gaz depuis une dizaine d'années ont aiguisé les appétits et les rivalités, dans un contexte de tensions récurrentes autour de la souveraineté des îles grecques en mer Égée orientale et de la partition de Chypre.

L'engagement de la Turquie dans le conflit libyen est ancien mais s'est accéléré il y a quelques années lorsque le gouvernement de Tripoli (GAN) s'est retrouvé acculé par l'offensive de l'ANL du maréchal Haftar, principal chef de guerre de l'est du pays, sur la capitale en avril 2019. La Turquie a directement aidé le GAN en lui fournissant une aide militaire et opérationnelle qui s'est révélée décisive pour repousser l'offensive et imposer à Haftar l'accord qui a permis, en septembre dernier, de mettre sur pied un nouveau gouvernement d'unité nationale.

Alors que le nouveau chef du gouvernement libyen d'unité nationale, Abdelhamid Dbeiba, nommé en mars, est réputé proche de la Turquie avec qui il a longtemps entretenu des relations d'affaires poussées, la Turquie cherche aujourd'hui clairement à capitaliser sur son implication militaire en Libye, avec d'ores et déjà certains résultats. Ainsi, en avril 2021, le conglomérat turc **Rönesans Holding** aurait signé des protocoles d'accord pour la **construction de trois centrales électriques**, d'un centre

commercial et d'un terminal aéroportuaire dans le pays. **Aksa Energy** a également signé un accord pour la **construction d'une centrale électrique** avec la société d'électricité d'État libyenne Gecol. Présentes dans des nombreux secteurs, les entreprises turques détiennent déjà des milliards de dollars de contrats de construction en Libye.

À l'échelle régionale, la Turquie a démontré ces dernières années sa volonté de s'affirmer en revendiquant sa souveraineté sur un vaste espace maritime de l'est de la Méditerranée, qui empiète largement sur les eaux territoriales de ses voisins, en particulier grecs et chypriotes. La Turquie ne reconnaît pas la Convention des Nations Unies sur le droit de la mer qui fixe les frontières maritimes sur la base de l'équidistance des masses terrestres (ce qui favorise la Grèce qui possède des dizaines de petites îles à proximité des côtes turques) et fonde plutôt sa revendication sur une interprétation maximaliste de son « plateau continental ». À plusieurs reprises ces dernières années, la compagnie turque Turkish Petroleum (TPAO) a procédé, sous protection de la marine turque, à des campagnes d'exploration dans des zones contestées. En parallèle, des compagnies (dont ENI) ont été empêchées par la marine turque de poursuivre leurs explorations dans des eaux reconnues comme chypriotes.

Afin de consolider ses positions, la Turquie a signé en 2018 un accord avec le GAN sur la délimitation de leurs zones maritimes respectives en Méditerranée, accord qui fait comme si la Crète n'existait pas. Lors de sa visite à Ankara en avril dernier, le Premier ministre libyen Dbeiba a renouvelé l'engagement de la Libye en faveur de cet accord. En réponse, l'Égypte et la Grèce ont signé en août 2020 un accord visant à définir une zone économique exclusive entre les deux pays et, en septembre, sept pays de la région (Égypte, Israël, Chypre, Grèce, Italie, Jordanie et Autorité palestinienne) ont mis sur pied l'East Mediterranean Gas Forum (EMGF) visant à défendre leurs intérêts face à l'agressivité turque. Cette coalition a été rejointe par la France en mars 2021 et a reçu le soutien de l'Union européenne et des États-Unis, qui y ont un statut d'observateur.

Une question demeure néanmoins ouverte : dans quelle mesure les efforts d'exploration de la Turquie, largement infructueux (aucune découverte commerciale n'a été faite), ont été guidés par une logique politique plutôt qu'économique ? Jusqu'à ses récentes acquisitions de navires de forage et de navires sismiques, TPAO avait peu d'expérience pour mener de telles campagnes seule (tous ses efforts antérieurs d'exploration en mer avaient été menés avec des partenaires internationaux). S'il faut bien commencer quelque part et qu'il semble certain qu'il aurait été difficile pour TPAO de trouver un partenaire dans une campagne dont les bases légales sont contestables, **son manque d'expertise en la matière ne lui donnait probablement que peu de chances de réussir sa campagne d'exploration.**

IV.5 - IMPACT POUR L'UE ET LES COMPAGNIES EUROPÉENNES

La présence modeste des compagnies américaines et chinoises en Afrique du Nord ne semble pas en mesure de bouleverser les positions existantes des intérêts européens. Les compagnies européennes, partenaires historiques des opérateurs nationaux (Sonatrach et NOC) et *leaders* en Égypte disposent d'une assise non remise en cause. Les derniers appels d'offres, en Égypte (où ENI, BP, Shell dominent la scène pétro-gazière en termes de réserves, production et infrastructure (terminaux méthaniers)) comme en Algérie, confirment cette forte présence.

Dans le cas de la Libye, il est intéressant de noter que les entreprises étrangères ont réagi à l'évolution de la situation sécuritaire de différentes manières, selon leurs priorités et la manière dont leurs opérations ont été affectées par les troubles. Certaines compagnies ont décidé à quitter le pays ou ont renoncé à y investir tandis que d'autres ont au contraire cherché à conserver leurs positions en attendant des jours meilleurs. Certaines ont même essayé de profiter de la situation pour conclure de nouveaux accords avantageux, à l'image de **TotalEnergies** qui a multiplié les accords ces dernières années (notamment avec son entrée dans le consortium Waha en 2019 suite au rachat des parts de l'américain Marathon) ou encore de l'autrichien **OMV** qui a racheté les actifs libyens d'une autre compagnie américaine, Occidental, en 2017.

De manière générale, les compagnies européennes ont fait preuve d'une plus grande résilience face à l'instabilité en Libye que les compagnies nord-américaines, dont plusieurs ont revendu leurs actifs dans le pays et l'ont quitté, parfois après des décennies de présence (Occidental, Marathon, etc.). Il reste certes encore quelques compagnies américaines de taille moyenne actives en Libye (Hess et ConocoPhillips), mais aucune major américaine. Les entreprises chinoises ont également coupé leurs positions, probablement échaudées par leur expérience difficile lors de la chute du régime de Kadhafi. Aucune compagnie chinoise ne possède non plus d'intérêt dans l'amont pétrolier libyen, même si elles semblent potentiellement bien positionnées en cas de confirmation du retour de la paix dans le pays.

LES SOURCES

LES SOURCES PRIVÉES

Enerdata

Enerdata est un bureau d'études de conseil spécialisé dans l'analyse et la modélisation des questions énergétiques au niveau mondial. La société propose plusieurs services d'information, dont la base Global Energy & CO2 Data, qui compile des données et tendances pour toutes les énergies, par secteur, et pour la plupart des pays du monde, directement issues des sources d'information nationales et internationales reconnues.

www.enerdata.fr

Middle East Economic Survey (MEES)

Le MEES est une revue d'affaires fondée en 1957, spécialisée dans l'industrie pétro-gazière au Moyen-Orient. La rédaction publie un bulletin hebdomadaire couvrant l'ensemble de la chaîne de valeur des hydrocarbures, le secteur électrique, avec une section dédiée aux enjeux géopolitiques et un accès aux dernières données disponibles.

www.mees.com

BIBLIOGRAPHIE

Rapport

FMI, « Regional Economic Outlook: Arising from the Pandemic: Building Forward Better », avril 2021, disponible sur :

<https://www.imf.org/en/Publications/REO/MECA/Issues/2021/04/11/regional-economic-outlook-middle-east-central-asia>

Articles

Abdulkader ASSAD, « In violation of Libya ceasefire, Russian Wagner Group aircraft fly over Sirte », The Libya Observer, 10 avril 2021, disponible sur :

<https://www.libyaobserver.ly/news/violation-libya-ceasefire-russian-wagner-group-aircraft-fly-over-sirte>

Emadeddin BADI, Samuel KÜNG, Roberta MAGGI, Jean-Michel ROUSSEAU, « Conference Report: Exploring the Implications of Oil and Gas Infrastructure Security in Libya », DCAF, 27 avril 2021, disponible sur :

<https://www.dcaf.ch/conference-report-exploring-implications-oil-and-gas-infrastructure-security-libya>

Benoit FAUCON, Jared MALSIN, « Russian Oil Grab in Libya Fuels U.S.-Kremlin Tensions in Mideast », The Wall Street Journal, 26 juillet 2020, disponible sur :

<https://www.wsj.com/articles/russian-oil-grab-in-libya-fuels-u-s-kremlin-tensions-in-mideast-11595772000>

Mark N. KATZ, « Russia and Algeria : partners or competitors ? », Middle East Policy, Volume XIV, n°4, Winter 2007, disponible sur :

<https://libyaalahrar.net/russias-wagner-mercenaries-working-on-illicit-oil-shipping-libyan-sources-say/>

Aydin CALIK, « Russia's Gazprom Seeks North Africa Expansion », MEES, n°64/21, 28 mai 2021, disponible sur :

<https://www.mees.com/2021/5/28/geopolitical-risk/russias-gazprom-seeks-north-africa-expansion/240afab0-bfb0-11eb-acac-19b6d54cd66c>



Observatoire
de la sécurité des flux
et des matières énergétiques

RAPPORT #8 – Juin 2021

LES ENJEUX ÉNERGÉTIQUES EN AFRIQUE DU NORD : ALGÉRIE, LIBYE, ÉGYPTE

Par

Luca BACCARINI

Philippe COPINSCHI

Manfred HAFNER

Nour HEDJAZI

Pierre LABOUÉ

L'**Observatoire de la sécurité des flux et des matières énergétiques** est coordonné par l'Institut de relations internationales et stratégiques (**IRIS**), en consortium avec **Enerdata** et **Cassini**, dans le cadre d'un contrat avec la Direction générale des relations internationales et de la stratégie (**DGRIS**) du ministère des Armées.

Au travers de rapports d'études trimestriels, de séminaires et de travaux cartographiques, l'objectif principal de cet observatoire consiste à analyser les stratégies énergétiques de trois acteurs déterminants : la **Chine**, les **États-Unis** et la **Russie**.

Le consortium vise également à :

- Proposer une vision géopolitique des enjeux énergétiques, en lien avec les enjeux de défense et de sécurité ;
- Croiser les approches : géopolitique, économique et sectorielle ;
- S'appuyer sur la complémentarité des outils : analyse qualitative, données économiques et énergétiques, cartographie interactive ;
- Réunir différents réseaux : académique, expertise, public, privé.

L'Observatoire est coordonné par Pierre Laboué, chercheur à l'IRIS, et rassemble une équipe d'une vingtaine de chercheurs et professionnels.

© DGRIS – Juin 2021



Observatoire
de la sécurité des flux
et des matières énergétiques

