

Le plan gazier dans les starting-blocks

En avant pour la prospection des fournisseurs !

La mise en œuvre du plan gazier démarre dès ce mois de janvier avec une étude approfondie des fournisseurs mondiaux potentiels. Le but est de nouer des contacts et d'entamer les négociations avec une première liste de pays producteurs pour conclure in fine des contrats de fourniture de 3 à 5 milliards de m³ de gaz naturel liquéfié.

Le Maroc démarre dès ce mois de janvier le processus de mise en œuvre de son plan de développement du gaz naturel liquéfié (GNL). Un processus très complexe, long et nécessitant des investissements colossaux estimés à 4,6 milliards de dollars rien que pour la première phase du projet qui durera au moins 6 ans. Ce projet a pour objectif de couvrir d'abord les besoins de production d'électricité (Phase dite Gas to Power), avant de satisfaire ensuite, dans une deuxième phase, les besoins de l'industrie (Phase Gas to Industry) et d'étendre enfin progressivement son utilisation aux consommateurs tertiaires et résidentiels.

À cet effet, le gouvernement et l'Office national de l'électricité et de l'eau potable (ONEE), l'un des grands architectes associés dans l'élaboration de ce plan gazier, planchent sur une étude approfondie des fournisseurs mondiaux potentiels en gaz naturel auprès desquels le Maroc pourrait sécuriser son approvisionnement.

Des contacts avec les gouvernements et les opérateurs des pays producteurs de gaz naturel seront entamés ce premier trimestre afin d'entrer dans des négociations commerciales et conclure in fine des contrats de fourniture de GNL. Le Maroc cible des contrats d'achat de 3 à 5 milliards de mètres cubes. Les besoins nationaux en GNL à l'horizon 2025 sont estimés à plus de 5 milliards de mètres cubes, dont 3,5 milliards pour la production d'électricité, 1 milliard pour le raffinage et 0,5 à 1 milliard pour

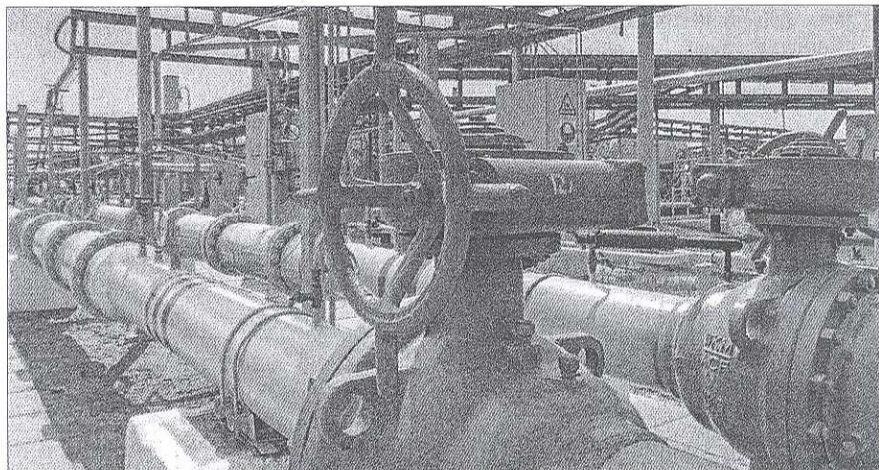
les besoins de l'industrie, située principalement dans l'axe Jorf Lasfar-Mohammedia-Kénitra, et l'industrie phosphatière.

Vers quels pays donc va se tourner le Maroc pour s'approvisionner en GNL ? « Nous allons explorer toutes les pistes possibles. Nous sommes ouverts pour des négociations avec tous les pays grands producteurs et exportateurs de gaz naturel, y compris l'Algérie », a déclaré le ministre de l'Énergie, Abdelkader Amara, le 16 décembre dernier à l'occasion de la présentation de sa feuille de route pour le développement de l'utilisation du GNL au Maroc.

À noter que le gaz naturel a été introduit dans le système énergétique marocain en 2005, via la redevance en nature sur le passage du Gazoduc Maghreb-Europe (GME) mis en service en novembre 1996 pour acheminer

le gaz algérien vers l'Espagne via le Maroc. Cette redevance a permis au Maroc d'installer sa première centrale à cycle combiné de 384 MW à Tahaddart (Nord), opérationnelle depuis 2005, et la centrale thermosolaire de Aïn Beni Mathar (Oriental) de 472 MW, dont 300 ont été mis en service fin 2009. De même, un accord pour la livraison de

gaz naturel au Maroc a été signé en juillet 2011 à Alger entre le groupe public algérien des hydrocarbures Sonatrach et l'ONEE. Pour rappel, ce contrat porte sur la livraison de 640 millions de m³ de gaz algérien par an sur une durée de dix ans. L'expiration de la convention de transit du gaz algérien par le GME ainsi que du contrat de gaz ONEE/Sonatrach est prévue en 2021.



Le plan gazier prévoit 2,4 milliards de dollars d'investissement dans les infrastructures gazières.

PH. DR

Outre l'Algérie, les grands producteurs de gaz naturel sont au Moyen-Orient le Qatar, les Émirats arabes unis et l'Iran notamment. En Asie, il y a la Chine, le Turkménistan et l'Indonésie, en Europe la Russie et la Norvège et en Amérique, les États-Unis et le Canada, essentiellement. Il est prévu que le Maroc choisisse son ou ses fournisseurs avant avril prochain. Actuellement, il est en pleine préparation pour lancer à terme les travaux de construction des infrastructures nécessaires.

Notons que le plan gazier prévoit 2,4 milliards de dollars d'investissement dans les infrastructures gazières. S'y ajoutent 2,2 milliards de dollars destinés aux infrastructures électriques (des centrales à cycle combiné fonctionnant au gaz naturel - CCGT - d'une capacité de 2.700 MW) pour répondre aux besoins en capacité additionnelle de production d'électricité.

Concernant les infrastructures gazières, les 2,4 milliards de dollars se répartissent entre 600 millions pour la jetée maritime 2,2 milliards de dollars destinés aux infrastructures électriques (des centrales à cycle combiné fonctionnant au gaz naturel - CCGT - d'une capacité de 2.700 MW) pour répondre aux besoins en capacité additionnelle de production d'électricité.

Concernant les infrastructures gazières, les 2,4 milliards de dollars se répartissent entre 600 millions pour la jetée maritime 2,2 milliards de dollars destinés aux infrastructures électriques (des centrales à cycle combiné fonctionnant au gaz naturel - CCGT - d'une capacité de 2.700 MW) pour répondre aux besoins en capacité additionnelle de production d'électricité.

Et pour transporter le GNL vers les autres sites, un gazoduc d'une longueur de 400 km envi-

«Gas to Power»

La mise en œuvre de la Phase «Gas to Power» a été confiée à l'ONEE en partenariat avec des opérateurs nationaux et étrangers, conformément à la législation et la réglementation en vigueur, notamment la loi 40-09 relative à l'ONEE. Le Maroc a choisi, en effet, de lancer le plan gazier en se basant sur cette loi, en attendant le Code gazier (un projet qui date !) qui devrait être adopté avant le lancement de la Phase «Gas to Industry». Ce code sera transmis au secrétariat général du gouvernement pour emprunter le circuit législatif au plus tard en juin 2015.

D'ici à juillet prochain, il sera procédé au choix des partenaires marocains via un processus d'appel à manifestation d'intérêt afin de conclure, entre septembre et novembre de la même année, une convention tripartite

associant l'État, l'ONEE et ces partenaires. Objectif : arrêter les composantes majeures du projet et son schéma d'opérationnalisation. La Samir, qui est un grand consommateur de gaz naturel pour le raffinage, est l'un des partenaires potentiels. La Société nationale d'investissement (SNI) et Akwa Group aussi. À rappeler que le holding et le groupe de Aziz Akhannouch ont anticipé sur le marché avec la création en 2010 d'un consortium pour la construction des infrastructures ainsi que des installations d'importation, de stockage et de distribution du gaz naturel au profit de l'économie nationale, dès que la réglementation le permettrait.

La porte reste également ouverte aux opérateurs internationaux. La phase allant de décembre 2015 à mars 2017 portera sur le choix des partenaires étrangers via un appel d'offres international pour la concrétisation de la Phase «Gas to Power».

Les négociations des contrats PPA (Purchase Power agreement) sont prévues entre avril et septembre 2017. La construction des infrastructures gazières et électriques est, elle, programmée entre octobre 2017 et décembre 2020. Les essais de mise en service de ces infrastructures sont attendus entre janvier et juin 2021. Tout un processus ! ♦

Moncef Ben Hayoun

Terminal gazier

Pourquoi le choix de Jorf Lasfar

Le choix de Jorf Lasfar pour abriter la future infrastructure gazière est dicté par les exigences de proximité géographique avec les centres de consommation. Il permettra également de réduire les coûts liés au transport et à la distribution.

Après plus de 10 ans de tergiversations, le Maroc dispose aujourd'hui de son plan gazier. La feuille de route pour le développement du gaz naturel liquéfié est donc là. Il s'agit aujourd'hui d'enclencher l'acte I, à savoir finaliser les études techniques et financières nécessaires pour lancer les travaux de construction des infrastructures nécessaires à la réception, le stockage et la distribution du GNL. Fini donc le suspense ! La jetée maritime dédiée à la réception du gaz naturel sera construite à Jorf Lasfar pour 600 millions de dollars. Quant au terminal gazier qui sera érigé sur le même site, il absorbera pas moins de 800 millions de dirhams. Selon le département de l'Énergie et des mines, l'infrastructure GNL à construire

devrait être dimensionnée pour couvrir le scénario de demande élevée 2020-2025, et permettre une augmentation rapide de capacité si besoin après 2025. Elle se compose donc du terminal onshore d'importation à Jorf Lasfar, un gazoduc reliant le terminal de Jorf Lasfar, Kénitra-Casablanca et le GME, une infrastructure de stockage et plusieurs réseaux régionaux de distribution, en fonction de la demande industrielle et résidentielle. «L'organisation et la régulation du système gazier seront élaborées, en se basant sur les retours d'expérience internationaux et les spécificités du plan gazier marocain», affirment les services d'Abdelkader Amara. La mise en place de ces infrastructures nécessitera environ 5 ans. Il faut dire que l'annonce de

Jorf Lasfar comme site onshore devant abriter l'infrastructure de réception et de stockage du GNL a mis fin à un long et interminable débat autour de l'emplacement stratégique de ce terminal. En effet, avant que Jorf Lasfar ne soit retenu, plusieurs scénarios avaient été avancés. Selon un mémorandum dévoilé en 2012 par «Le Matin», l'une des pistes examinées était de construire ce terminal sur le futur complexe portuaire, Nador West Med. Selon ce document, si Nador West Med était retenu, il aurait fallu déboursier 8 milliards de dirhams rien que pour construire le terminal. Sans parler des 1,9 milliard pour le gazoduc.

L'autre scénario prévoyait un nouveau port à Jorf Lasfar à proximité d'une raffinerie à composante export et un terminal GNL. Le port serait ainsi relié par 150 km de gazoduc à Mohammedia pour desservir les centrales à cycle combiné de Sidi Abed et la centrale de Moham-



Après l'examen de divers scénarios, le choix s'est finalement porté sur Jorf Lasfar.

PH. DR

media. Cette option devait nécessiter, selon ce scénario, une assiette foncière de 350 ha à Jorf Lasfar, un investissement de 11,4 milliards de DH, dont 4 milliards pour le port, 6,3 milliards pour le terminal GNL et 1,1 milliard pour le gazoduc. À cela, il faut ajouter le coût de l'approvisionnement en gaz naturel, estimé à 11,2 mil-

liards de dirhams. Pourquoi donc Jorf Lasfar ? Le choix a été dicté par les exigences de proximité géographique avec les importants bassins de consommation énergétique du Royaume. Résultats : une réduction importante des coûts liés au transport et à la distribution à partir du terminal. ♦

Saïd Naoumi

Gaz naturel

L'Afrique recèle 7,5% des réserves mondiales

Le sous-sol africain renferme un important potentiel en gaz naturel. Son exploitation peut devenir un moteur essentiel pour la croissance économique, le développement social et surtout un atout majeur pour la croissance de l'emploi local et le développement des infrastructures.

Le continent africain concentre 7,5% des réserves mondiales en gaz naturel. C'est ce qu'affirme le cabinet international Ernst & Young dans un rapport publié il y a plus d'un an et intitulé «Gaz naturel en Afrique, les frontières de l'âge d'or». Les experts d'E&Y expliquent que l'exploitation du gaz naturel représente une opportunité en or pour l'Afrique. Elle peut devenir un moteur essentiel pour la croissance économique et, plus largement, pour le développement social, ainsi qu'un atout majeur pour la croissance de l'emploi local et le développement de l'infrastructure.

Une hypothèse très probable, selon l'étude, puisque les réserves prouvées en gaz naturel dans le sous-sol du continent noir sont estimées à quelque 14 TMC (trillions de mètres cubes), soit 7,5% du total des réserves mondiales. Le rapport indique par ailleurs que les réserves techniquement récupérables sont évaluées à 74 TMC, soit 10% du total mondial. Les ressources en gaz naturel se concentrent, selon le document, dans quatre pays africains, à savoir le Nigeria, l'Algérie, l'Égypte et la Libye. Selon les calculs d'Ernst & Young, ces pays recèlent près de 92% des

gisements en Afrique. D'ailleurs, en 2011, les quatre pays ont pu produire quelque 203 milliards de mètres cubes de GNL, soit pas moins de 88% du total produit dans le continent. Toutefois, estiment les experts du cabinet, la production dans ces pays demeure faible par rapport au potentiel.

Depuis 2000, la production de gaz naturel a connu une croissance annuelle de 4% avec une concentration en Afrique de l'Ouest, grâce notamment à la découverte d'énormes ressources gazières suite au boom de l'exploration pétrolière en eaux profondes, avec en tête le Nigeria et l'Angola. «Étant donné que la croissance du secteur gazier se poursuivra en Afrique de l'Ouest, alors que la pratique de la torchère diminue et que l'in-

frastructure locale destinée à l'exploitation du gaz se développe, l'Afrique de l'Est représente le grand avenir du gaz africain grâce aux gisements considérables découverts en mer, en particulier au large du Mozambique et de la Tanzanie», décrypte le cabinet.

Selon Elias Punpong, responsable du secteur Pétrole & Gaz en Afrique d'Ernst & Young, la tendance à risque s'améliore pour de nombreux pays, alors que les classements des risques en Afrique sont assez élevés dans l'ensemble. «Cependant, les opportunités qu'implique ce secteur pour l'Afrique sont énormes, et les enjeux et les risques peuvent être abordés et atténués»,

analyse-t-il. Dans les deux prochaines décennies, les réserves en gaz devraient représenter des opportunités en or pour les compagnies nationales, mais aussi

Depuis 2000, la production de gaz naturel a connu une croissance annuelle de 4%.

et surtout pour les géants internationaux du pétrole et du gaz aux portefeuilles bien garnis. Selon le rapport, la construction des infrastructures pourrait englober des installations d'exportation colossales, comme dans le cas du gaz naturel liquéfié, mais également des projets de moindre envergure comme les pipelines et les réseaux de distribution du gaz pour répondre à la demande locale et régionale en gaz domestique. ♦

S.N

Un marché mondial hautement stratégique

Le gaz naturel devrait prendre une part croissante dans le mix énergétique mondial. Le gaz naturel liquéfié sera un élément déterminant de cette montée en puissance, notamment pour répondre à la demande des marchés asiatique et européen.

L'âge d'or du gaz. Cette appellation, les analystes osent de plus en plus l'utiliser pour désigner le fort développement de cette ressource à l'échelle mondiale. Toutes les prévisions lui donnent en effet un rôle hautement stratégique dans le mix énergétique mondial des deux prochaines décennies. Notamment le gaz naturel liquéfié (GNL). Selon l'Agence internationale de l'énergie (AIE), la part du GNL dans les échanges de gaz naturel dans le monde devrait augmenter pour atteindre plus de 40% en 2035 contre près de 30,5% en 2010. En 2013, les flux de GNL atteignaient un volume de 523 millions de m³, soit près de 299 milliards de m³ de gaz à l'état gazeux. Cela représente près de 31,4% des flux totaux de gaz naturel dans le monde la même année. Toujours en 2013, le transport de GNL a augmenté de 0,3% par rapport à 2012.

Le Qatar, la Malaisie, l'Australie, l'Indonésie et le Nigeria sont les principaux exportateurs de GNL. À eux cinq, ils ont fourni plus des deux tiers du GNL acheminé dans le monde en 2013. Les trois principaux importateurs de GNL sont situés en Asie. Il s'agit d'abord du Japon, qui a importé pour 37,1% du total de GNL dans le monde en 2013. Le gaz naturel liquéfié en provenance du Moyen-Orient, d'Afrique et du Sud-Est asiatique est la seule possibilité d'approvisionnement de gaz pour le pays. La Corée du Sud est le deuxième importateur dans le monde, avec 17% des importations mondiales, suivi de la Chine, avec 7,9%.

Selon des statistiques de British Petroleum (BP, cité par des médias spécialisés), on dénombre pas moins de 104 terminaux méthaniens (incluant 15 installations flottantes) qui sont en activité dans le monde. Une trentaine de ces terminaux sont situés au

Japon. En Europe, les principaux terminaux se trouvent en Espagne (6 terminaux et 24 réservoirs de stockage), au Royaume-Uni, en France et en Italie.

Selon la compagnie pétrolière Total, la contribution du gaz naturel liquéfié (GNL) ne cesse de s'amplifier, avec une production estimée à 373 millions de tonnes en 2020. Avec une production en hausse de 1,7% par an, le gaz devrait se hisser au deuxième rang des énergies fossiles après 2020, derrière le pétrole mais devant le charbon.

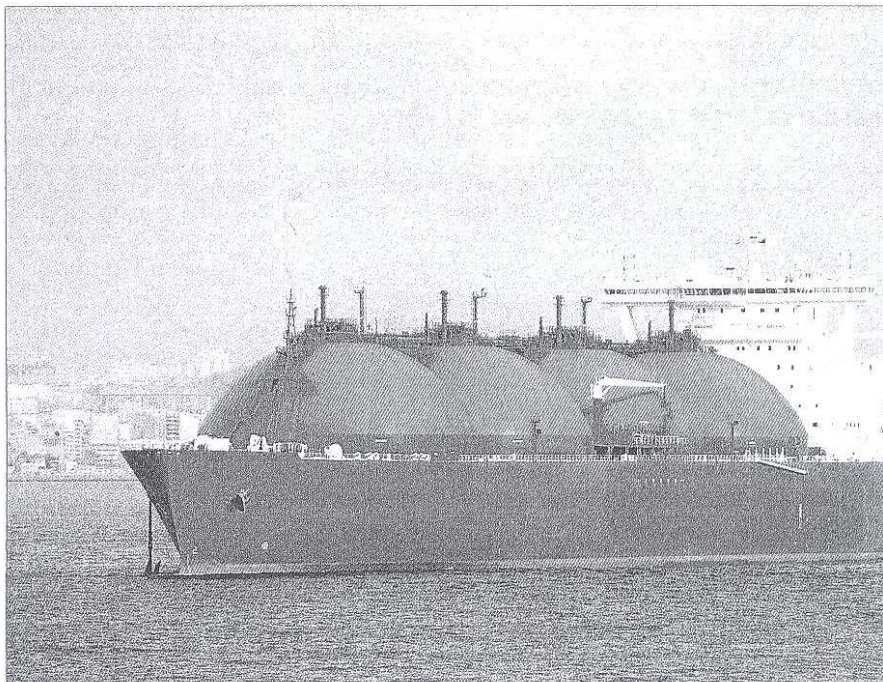
De nouveaux pays ont rejoint récemment, ou rejoindront sous peu, le Club mondial des importateurs de GNL. Il s'agit, entre autres, de l'Argentine, du Brésil, du Chili, de l'Uruguay, du Cuba, de Dubaï, du Koweït, de la Thaïlande, de Singapour, de l'Indonésie, de la Malaisie et des Philippines.

Pour certains d'entre eux, qui ne disposent ni de production domestique ni d'un réseau terrestre d'importation, le GNL est une solution rapide pour importer un gaz désormais indispensable à leur bilan énergétique. Pour d'autres, il constitue un moyen flexible pour répondre ponctuellement à des accroissements de la demande.

Des dynamiques régionales contrastées

Mais selon des spécialistes, le développement des gaz de roche freine aux États-Unis le développement du GNL. Cette tendance pourrait s'étendre aux autres pays grands consommateurs d'énergie et dotés de réserves substantielles de ces gaz non conventionnels.

Globalement, la consommation mondiale de gaz naturel progresse de façon contrastée d'une région à l'autre, avec une hausse marquée dans certains pays asiatiques en transition et



En 2013, les flux de GNL ont atteint 523 millions de m³, soit près de 31,4% des flux totaux de gaz naturel dans le monde.

PH. DR

un recul en Europe. Aux États-Unis, selon les estimations de l'AIE, la consommation de ce combustible devrait progresser de 2% en 2014 et la production de plus de 4%.

Selon une analyse du français EDF, trois dynamiques régionales contrastées animent le marché du gaz. D'un côté, les États-Unis qui enregistraient une production décroissante de gaz au début des années 2000 voient depuis 2005 cette tendance s'inverser. En cause, l'émergence du gaz de schiste qui

Le Qatar, la Malaisie, l'Australie, l'Indonésie et le Nigeria sont les principaux exportateurs de GNL.

a fait chuter les prix à 3 dollars/MMBTU (British thermal unit, unité de mesure de l'énergie) depuis 2009, avant de légèrement remonter. À l'opposé, le Japon, en fermant la quasi-totalité de ses centrales nucléaires après Fukushima, s'est tourné vers le gaz naturel provoquant une forte

hausse des importations de GNL. À cela s'ajoute la croissance de la demande en Asie (Chine, Indonésie...) qui attire aujourd'hui une bonne partie des cargos de GNL, grâce à des prix élevés indexés sur le pétrole (de l'ordre

de 12 \$/MMBTU). En position médiane, l'Europe continentale affiche un prix du gaz de 8 à 9 \$/MMBTU, qui reste largement indexé sur le pétrole malgré les négociations de contrats d'approvisionnement récentes.

Selon l'étude d'EDF, la logistique du gaz s'en est trouvée impactée. Les routes d'exportations se modifieront : l'Eurasie, et notamment la Russie, restera la principale zone d'exportation puisqu'elle concentrera 29% des ventes mondiales et le Moyen-Orient prendra une place croissante dans le marché, grâce au Qatar qui deviendra le 2e export-

teur mondial et le 1er producteur de GNL. L'Afrique de l'Est, l'Amérique du Nord et l'Australie amplifieront leur volume d'exportations de gaz naturel à horizon et après 2020.

Une part majoritaire de ces exportations se dirigera vers l'Asie, particulièrement vers la Chine. Cette dernière va représenter 40% de l'augmentation des échanges mondiaux de gaz au cours des deux prochaines décennies, selon les prévisions du marché. Dans le même temps, l'Europe verra la part des importations de gaz dans sa consommation totale passer de 63 à 85%. La baisse de la production domestique européenne à moyen terme et les perspectives de production de gaz naturel laissent entrevoir une forte déplétion des réserves européennes : selon l'AIE, la production perdra 30%. Seule la Norvège parviendra à maintenir sa production relativement stable, au moins jusqu'en 2025. ♦

Youssef Boufous