
Le gaz algérien en passe de changer de religion

Ihsane El Kadi

Avril 2009



L'Ifri est, en France, le principal centre indépendant de recherche, d'information et de débat sur les grandes questions internationales. Créé en 1979 par Thierry de Montbrial, l'Ifri est une association reconnue d'utilité publique (loi de 1901). Il n'est soumis à aucune tutelle administrative, définit librement ses activités et publie régulièrement ses travaux. L'Ifri associe, au travers de ses études et de ses débats, dans une démarche interdisciplinaire, décideurs politiques et économiques, chercheurs et experts à l'échelle internationale.

Avec son antenne de Bruxelles (Ifri-Bruxelles), l'Ifri s'impose comme un des rares think tanks français à se positionner au coeur même du débat européen.

Les opinions exprimées dans ce texte n'engagent que la responsabilité des auteurs.

ISBN : 978-2-86592-511-7
© Tous droits réservés, Ifri, 2009

IFRI
27 RUE DE LA PROCESSION
75740 PARIS CEDEX 15
TÉL. : +33 (0)1 40 61 60 00
Email : ifri@ifri.org

IFRI-BRUXELLES
RUE MARIE-THERÈSE, 21
1000 - BRUXELLES, BELGIQUE
TÉL. : +32 (0)2 238 51 10
Email : info.bruxelles@ifri.org

SITE INTERNET : ifri.org

Sommaire

INTRODUCTION	2
FIN DES CONTRATS DE VENTE DE LONGUE DUREE : QUELLE INCIDENCE GEOPOLITIQUE ?	4
PLUS DE FLEXIBILITE SUPPOSE PLUS DE GNL	6
UNE PROBLEMATIQUE GISEMENT A DEVELOPPER/GISEMENT A DECOUVRIR	8
EN 2015, TOUT LE GAZ SONATRACH NE SERA PAS ALGERIEN	10
LA DEMANDE INTERIEURE DE GAZ N'EST PLUS UNE « VARIABLE D'AJUSTEMENT »	12
POURQUOI L'ALGERIE NE FERMERA PAS LA PORTE A UNE ENTENTE ENTRE PAYS PRODUCTEURS DE GAZ	15

Introduction

L'Algérie ne s'est pas forgé, dans les années 2000, une « diplomatie » du gaz naturel même lointainement comparable à celle de la Russie. Trois obstacles à cela : d'abord des réserves prouvées de six fois inférieures à celles du premier producteur mondial¹, ensuite une marge de manœuvre longtemps réduite par des contrats de livraison de longue durée (Europe du sud essentiellement), enfin une très grande difficulté politique à définir une stratégie adaptée au nouveau contexte mondial de ressources énergétiques rares, devenu plus clair depuis 2003-2004.

L'été 2008 a subitement vu se modifier ces trois lignes de contraintes. L'ALNAFT (Agence nationale pour la valorisation des ressources en hydrocarbures), en charge du développement du domaine minier énergétique, a lancé à la mi-juillet 2008 un appel d'offres historique sur 45 blocs – le domaine minier à prospecter en compte 199. L'exploration en vue de nouvelles découvertes a redémarré après un gel de fait de quatre ans². L'Algérie a en effet besoin d'étendre ses réserves prouvées de gaz naturel afin d'apaiser la relation avec ses clients traditionnels de l'Europe du sud, inquiets des volumes disponibles à l'exportation au tournant de 2015-2016. Au même moment, le ministre de l'énergie et des mines, M. Chakib Khelil, annonçait que dans l'avenir l'Algérie ne signerait plus de contrats de livraison de longue durée avec ses clients. L'engagement des clients à garantir les enlèvements du gaz algérien (*take or pay*) dans la durée a été, pendant au moins trente ans, une « doctrine contractuelle » en matière d'exportation de gaz naturel. Deux effets d'annonce – un appel d'offres colossal et l'abandon des contrats de livraison de longue durée (15 ans en moyenne) – amorcent-ils une véritable réorientation de la stratégie algérienne de valorisation du gaz naturel ? La mutation, même si elle est en partie engagée, est trop importante pour être épuisée en quelques jalons. Il s'agit, en fait, de passer d'un modèle exportateur de 65 milliards de m³ de gaz naturel, assis sur des contrats quasi d'État à État et stabilisé grâce

Ihsane El Kadi est journaliste à Alger pour l'hebdomadaire *Les Afriques*.

¹ Les réserves prouvées de gaz naturel algérien étaient de 4545 milliards de m³ en 2006. Ce sont les sixièmes du monde. La Russie, premier producteur de gaz dans le monde, détient 29000 milliards de m³ de réserves prouvées.

² Le sixième appel d'offres lancé le 15 janvier 2008 sur 15 blocs a constitué le redémarrage de la prospection pétro-gazière en Algérie.

aux effets de la loi³ 86-14, à un autre modèle qui livrerait au monde 85 milliards de m³, durant 20 ans, en optimisant – pour Sonatrach – la rente gazière sur toute sa chaîne de valeur jusqu’au client final, ce dernier s’appuyant sur un partenariat d’entreprises et une vente opportuniste sur les marchés gaziers. Les invariants sont clairement identifiables : le gaz algérien est ouvert à la prospection internationale, il s’achète chez Sonatrach à la sortie du territoire, son marché principal est européen. Cependant, si des déclarations officielles répétées affichent depuis 2002 l’objectif d’exporter 20 milliards de m³ de gaz naturel de plus, la politique d’investissement nécessaire à la mise en œuvre de cet objectif a fait l’objet d’une valse d’hésitations de la part des autorités algériennes entre 2004 et 2006. Ainsi, une nouvelle loi d’avril 2005 sur les hydrocarbures a ouvert entièrement l’amont pétro-gazier aux firmes étrangères sous le régime de la concession, avant d’être amendée en juillet 2006, « sous la pression de l’évidence », pour revenir au système de partage de production avec Sonatrach pour toute nouvelle découverte de pétrole ou de gaz par une compagnie détentriche d’un permis de recherche. La bataille – pas uniquement algérienne – autour du régime juridique sous lequel seront donc extraites et vendues les nouvelles quantités de pétrole et de gaz naturel en Algérie a donc provoqué une pause dans la recherche-exploration. Cette pause a été justifiée, *a posteriori*, par le gouvernement algérien par le fait que les prix des hydrocarbures, devenus suffisants, appelaient un ralentissement des rythmes de développement de nouveaux gisements. Cette posture « prudentielle », qui n’est pas celle du ministre de l’énergie, a trouvé de nombreux partisans dans la technocratie de l’énergie et en politique ; la reprise des appels d’offres d’exploration en 2008 ne l’a pas totalement enterrée. Le rendez-vous de 2010 pour les 85 milliards de m³ d’exportation de gaz naturel est déjà condamné à être manqué. Les documents du ministère de l’énergie et des mines se gardent bien de reprendre en 2008 des chiffres supérieurs à 100 milliards de m³ de gaz naturel à l’exportation à l’horizon 2020.

³ En 1986, suite à la chute des prix du pétrole, le Parlement algérien adopte une loi qui ouvre l’amont pétrolier aux compagnies étrangères.

Fin des contrats de vente de longue durée : quelle incidence géopolitique ?

Sonatrach et Gaz de France ont conclu en décembre 2007 la prolongation pour cinq années d'un contrat de livraison arrivant à échéance en 2013. Le volume engagé sur la période est de 10 milliards de m³ et porte sur 2,5 milliards d'euros annuellement aux conditions de marché de fin 2007. Le renouvellement de ce mode de vente du gaz algérien adossé à d'anciens contrats de longue durée deviendra de fait l'exception dans les prochaines années. L'offre de gaz algérien doit retrouver de la flexibilité commerciale ; elle a vocation à se dégager en partie des contraintes contractuelles qui l'empêcheraient de se saisir des opportunités. C'est en tout cas ainsi qu'il convient d'interpréter l'annonce pour le moins spectaculaire par le ministre algérien de l'énergie de la fin des contrats de vente de gaz de longue durée. L'arrivée à échéance de plusieurs contrats de livraison de longue durée dans les quatre à cinq prochaines années⁴ serait l'occasion d'une première sortie du gaz algérien de sa propre doctrine de la « sécurité du débouché », sortie totalement inenvisageable il y a encore deux ans. Quelles seraient donc les incidences géopolitiques de ce renversement de stratégie commerciale ?

Sans doute limitées, en vérité, tant que le gaz naturel n'aura pas approché – dans 25 ans ? – son pic de production mondial. Ni les marchés de destination, ni les acteurs de la chaîne gazière ne peuvent brutalement changer. Les 20 milliards de m³ de gaz naturel additionnels qu'ont promis les Algériens au marché mondial lors du Congrès mondial du gaz de Nice en 2000 sont déjà captés pour 80% par les clients des deux futurs gazoducs vers l'Espagne (Medgaz) et vers la Sardaigne-Italie (Galsi). Le premier est en cours de réalisation, et ils apporteront 16 milliards de m³ de gaz naturel supplémentaires par an sur ces deux marchés traditionnels. La géographie a imposé sa loi. L'Europe de l'ouest absorbe déjà 88% du gaz exporté par l'Algérie. D'une année à l'autre, c'est environ 45% du gaz algérien qui est vendu en Italie, 26% en Espagne, 17% en

⁴ Il s'agit par exemple de contrats comme Distrigaz (Belgique), ou du premier contrat Gas Natural (Espagne), qui remettraient, s'ils n'étaient pas renouvelés, 8 milliards de m³ sur le marché.

France. Sur les autres destinations, la part des pays européens – la Belgique, le Portugal, la Grèce, la Slovénie – domine celle de la Tunisie et des États-Unis, les deux seuls clients réguliers hors Europe, si l'on considère la Turquie comme européenne. La fin annoncée des contrats de vente de longue durée n'affectera pas profondément cette insertion marchande du gaz algérien. D'abord, parce que c'est une volonté politique déclarée du côté algérien. La croissance forte de la demande européenne (2,5%) de gaz naturel, le déclin de l'offre intérieure à l'Europe (Mer du nord), le besoin stratégique de réduire la part du gaz russe (28%) dans la satisfaction de la demande européenne, font répéter aux autorités algériennes du secteur que « le marché naturel du gaz algérien est l'Europe », et que sa part de marché ne peut que s'y renforcer. Le lancement en juillet 2008 à Paris du projet d'intégration régionale de l'Union pour la Méditerranée (UPM) ne peut que consolider cette tendance. Ensuite, parce que les acteurs majeurs présents sur l'amont gazier algérien, BP, Statoil, ENI, Repsol, Cepsa, Gaz de France, Gas Natural, Total ont pour vocation de développer avec Sonatrach des chaînes de valorisation qui feront du marché européen du gaz la première destination des nouvelles quantités commercialisées hors contrat classique. Tout ne restera cependant pas à l'identique. L'évolution du produit énergétique gaz dans le marché mondial plaide pour le détournement futur d'une partie plus grande de l'offre algérienne de gaz naturel vers les marchés britannique et d'Amérique du nord, voire d'Asie en fonction des conditions de prix. Sonatrach s'est lancée depuis trois ans dans la réservation de capacités de regazéification de son GNL sur des terminaux cibles. La demande nord-américaine est prometteuse durant les cinq à sept prochaines années ; le marché britannique offre de nouvelles opportunités. Hors contrat de longue durée, le gaz algérien voyagera plus loin. C'est presque un retour de flamme naturel à la directive gaz de l'UE, qui a préparé la diversification des approvisionnements en mettant les offres des énergéticiens en concurrence sur le marché continental.

Plus de flexibilité suppose plus de GNL

L'Algérie veut donc, à l'avenir, vendre aux conditions du marché du moment des volumes de plus en plus importants de son gaz naturel. Elle possède deux sérieux atouts pour y parvenir : Sonatrach et le GNL. Sonatrach a sauvé en 2004-2005 *in extremis* son monopole sur la vente du gaz algérien. Une des moutures de la nouvelle loi sur les hydrocarbures proposée par le ministre de l'énergie et des mines prévoyait de laisser les compagnies étrangères commercialiser par elles-mêmes le gaz naturel qu'elles auraient découvert ; les anciens cadres dirigeants de Sonatrach, autour de Abdelhaq Bouhafs, rappellent aujourd'hui combien leur opposition à cette disposition, retirée des moutures suivantes, a épargné des pertes à la position commerciale futur du gaz algérien.

Les conditions de marché classiques qui ont poussé Sonatrach à signer encore des contrats de vente de longue durée jusqu'en 2005 pour asseoir le financement des deux nouveaux gazoducs vers l'Espagne (Medgaz) et vers l'Italie (Galsi⁵) ont durablement disparu. C'est une conviction partagée à Alger. Le gaz naturel, dans la nouvelle perspective de sa haute rémunération, pourra être produit comme le pétrole : sans savoir à l'avance qui va l'acheter⁶.

Dès 2014-2015, les volumes de gaz naturel exportés par l'Algérie devraient – c'est un objectif officieux – se répartir à 65%-35% entre gaz honorant des contrats de vente classiques (pluriannuels) déjà engagés et gaz « libre de réservation » destiné aux futurs marchés spot régionaux. C'est sur un second âge du GNL algérien que table Sonatrach pour aboutir à cette plus grande

⁵ Le Galsi rattache directement la côte algérienne à la Sardaigne et est un consortium qui regroupe principalement Sonatrach (36%), Edison (18%) et Enel Produzione (13,5%). Des contrats d'achat ont été signés avec notamment Edison (2 milliards de m³), Enel (2 milliards de m³), et Hera (1 milliard de m³). Medgaz relie la côte algérienne à Almeria en Espagne ; il est détenu principalement par Sonatrach, Cepsa, Endesa, Eni et GDF. Sa réalisation offshore était déjà engagée en septembre 2008.

⁶ Les lourds investissements nécessaires à la production et au transport du gaz naturel obligeaient jusque là les pays producteurs à lier leurs clients par une garantie d'achat sur une période couvrant généralement les délais pluriannuels de remboursement des crédits de financement des infrastructures gazières, notamment dans le cas du transport par canalisations.

flexibilité commerciale. L'Algérie s'est insérée dans le marché du gaz par sa filière GNL dès 1964 et en est devenue un des leaders mondiaux. C'est le GNL qui alimente la globalisation en cours du marché mondial du gaz, longtemps confiné aux frontières continentales du transport par gazoduc. Or sur la moyenne de 64 milliards de m³/an exportés par l'Algérie sur la période 2004-2007, la ventilation gaz transporté par gazoduc (GN)/ gaz transporté par méthanier (GNL) est de 65%-35%. C'est-à-dire l'inverse de l'objectif de flexibilité recherché à l'échéance 2015, si l'on considère que les volumes qui s'exportent par gazoduc sont majoritairement contractualisés, à l'inverse du gros des volumes qui seront exportés par méthanier. La réalisation de deux nouveaux trains de liquéfaction de gaz naturel sur les sites d'exportation de Skikda et Arzew est engagée par Sonatrach. Le consortium italo-japonais Snam Progetti/Chiyoda a remporté en juillet 2008 le marché de la réalisation en EPC du train GNL implanté à Arzew⁷ après une première attribution annulée à un consortium anglo-indonésien. Le but poursuivi est d'arriver à une capacité d'exportation égale sur les deux modes – par canalisation et par méthanier. Le report à une date ultérieure du projet Galsi, suggéré par des spécialistes qui le qualifient de « gazoduc de trop », permettrait d'arriver plus vite à un équilibre gaz naturel/gaz naturel liquéfié dans les exportations algériennes. Il permettrait aussi de redonner une marge de manœuvre dans le flux (très) tendu qui se dessine dans les exportations algériennes de gaz naturel.

⁷ Le groupement doit doter l'unité GNL qu'il réalise d'une capacité de production de 4,3 millions de tonnes de GNL par an au coût de 55000 dinars la tonne.

Une problématique gisement à développer/gisement à découvrir

Les partenaires étrangers de l'Algérie savent comment ce pays, grand producteur de gaz naturel, souhaite commercialiser la ressource dans l'avenir. Il reste à mieux connaître quels seront les volumes disponibles à l'exportation lors des prochaines années. Le ministère algérien de l'énergie et des mines a accumulé du retard dans son planning décennal des exportations de gaz naturel suite à une série de contretemps, parmi lesquels la destruction par une explosion accidentelle de l'usine GLK 1 de liquéfaction de gaz naturel à Skikda en novembre 2004 (4 milliards de m³/an). Pour autant, manquent fin 2008 5 milliards de m³ de gaz naturel que le développement du projet intégré de champ de Gassi Touil, au sud de Hassi Messaoud, aurait dû fournir. Le contrat a été remporté en 2004 par le tandem Repsol-Gas Natural au terme d'un appel d'offres qui le rendait partenaire de Sonatrach sur toute la chaîne, jusqu'au marché de destination. Repsol et Gas Natural ont sous-estimé la réalisation en EPC – très complexe – des infrastructures sur site. Leur proposition était deux fois moins chère que la seconde offre à l'ouverture des plis, une anomalie qui préfigurait un échec industriel et un recours subséquent à l'arbitrage international, ce qui est en effet le cas en 2008 après dénonciation du contrat par Sonatrach. L'Affaire Gassi Touil est venue compliquer un contentieux sur la part – trop grande selon les Espagnols – de Sonatrach dans le gazoduc Medgaz en cours de construction. Elle illustre les pièges qui entravent le développement des gisements gaziers déjà découverts et dont les volumes de gaz naturel escomptés sont commercialement engagés. Les autres gisements à développer n'arriveront pas à la phase commerciale effective avant 2012. Ils constituent une vaste et nouvelle région gazière dans le sud-ouest algérien. Sur les cinq projets engagés, le plus important a échoué à Gaz de France, opérateur à 75% avec Sonatrach. Il se situe dans le Touat-bassin de Sbaâ et propose des réserves estimées à 100 milliards de m³. Des arbitrages essentiels sur les routes de raccordement des réseaux de transport du gaz du Touat-Gourara (sud-ouest) n'ont pas encore été rendus par Sonatrach et ses différents partenaires dans la région (Gaz de France, Total, Statoil, Repsol...).

Le cumul de toutes ces incertitudes a rendu improbable le palier d'exportation de 85 milliards de m³ de gaz naturel algérien avant 2013. Au-delà, ce sont des découvertes escomptées qui devraient prendre le relais. Elles viendraient pour partie des

45 contrats de recherche-exploration déjà signés avec des compagnies étrangères, pour partie de ceux qui le seront en 2008 sous le régime de la nouvelle loi amendée, ainsi que de l'effort propre de Sonatrach sur les 47% du domaine minier qui lui reviennent. Néanmoins, il faudra traiter deux paramètres importants de la donne algérienne : le déclin du géant de Hassi R'mel et la croissance accélérée de la demande intérieure en gaz naturel. Les nouvelles découvertes compenseront-elles une baisse de la production de gaz ou l'intensifieront-elles ? Le ministre de l'énergie et des mines soutient inlassablement que le meilleur des découvertes de gaz « est encore devant nous ». Il évoque à l'appui les 1,5 millions de km² non explorés, et le très faible taux de puits réalisés/10000 km² (14 en moyenne en Algérie contre 100 dans les régions les mieux prospectées du monde). La réalité géologique du moment est plus abrupte. Abdenour Kéramane, ancien ministre et ancien directeur général de Sonelgaz, l'a rappelé ainsi : « dans les conditions d'exploitation actuelles et en tenant compte des seuls engagements déjà souscrits en matière d'exportation et de l'évolution de la consommation domestique (une croissance annuelle de l'ordre de 6%), cela représente une durée de vie inférieure respectivement à 17 ans pour le pétrole et un peu plus de 25 ans pour le gaz naturel, c'est-à-dire à peine l'espace d'une génération⁸ ». Cela rend plus clairs les enjeux de la recherche-exploration dans l'amont gazier algérien couvert par la nouvelle génération de contrats « conditionnés » lancée par ALNAFT en 2008.

⁸ « Pétrole et développement des pays producteurs », in *Medenergie*, n°26, mai 2008.

En 2015, tout le gaz Sonatrach ne sera pas algérien

Soixante blocs du domaine minier algérien ont été ouverts à la concurrence depuis début 2008 par la nouvelle agence, ALNAFT. Le cahier des charges ne manque pas de nouveautés. La plus notable est la conditionnalité « ticket voyage » : les compagnies qui souscrivent à l'obtention d'un permis de recherche dans l'amont pétro-gazier algérien et qui sont retenues après sélection doivent proposer d'exporter Sonatrach ailleurs dans le monde. ALNAFT prévoit même une préférence pour cinq pays : Egypte, Trinidad et Tobago, Venezuela, Lybie et Nigéria, tous des pays à potentiel gazier. L'Algérie va donc mettre dans la balance l'accès à de nouvelles découvertes d'hydrocarbures sur son domaine minier pour envoyer Sonatrach dans l'amont – en particulier gazier – d'autres pays. Le procédé fait débat, mais pas nécessairement sur le principe. « L'appel à concurrence peut toujours livrer un panel de partenaires qui ne sont pas ceux que l'on souhaitait. Nous n'avons pas vraiment la main sur le choix de la compagnie qui va emmener Sonatrach à l'international. Dans de tels cas, il est préférable d'identifier le partenaire stratégique et de l'approcher avec une proposition globale intégrant l'accès à l'amont algérien », prévient un cadre du secteur de l'énergie. Le modèle de cette approche a été pendant longtemps le contrat de décembre 1995 « de gré à gré » avec BP, pour le développement du bassin gazier de In-Salah. Sauf qu'en 2008, Sonatrach ne veut pas seulement vendre directement le gaz partagé sur les marchés de destination⁹, mais aussi participer à la recherche-exploration sur d'autres domaines miniers dans le monde, avec l'atout de soumissionner en ticket avec une major si possible, une grande compagnie pétrolière au pire. Le ministre de l'énergie et des mines Chakib Khelil s'est fixé l'objectif de réaliser 30% du chiffre d'affaires de Sonatrach à l'international en 2015. Le chiffre, tout comme celui de 120 milliards de m³ d'exportation de gaz naturel, paraît bien sûr tout à fait propagandiste. Il indique toutefois la forte volonté algérienne de devenir un acteur mondial du gaz naturel. L'Algérie tente donc depuis cette année d'utiliser explicitement le ticket d'entrée sur son domaine minier pour faire grandir Sonatrach à l'international. Un autre atout, géographique, peut l'aider à devenir un

⁹ Sonatrach a obtenu en 2007 et 2008 le feu vert pour vendre par elle-même une partie de ses exportations de gaz naturel sur les marchés espagnol et français.

fournisseur encore plus important de gaz naturel à l'Europe et au monde : la position centrale de la plateforme gazière de Hassi R'mel sur la route Afrique-Europe. Une première étude a confirmé la faisabilité technico-commerciale du projet d'un gazoduc transsaharien (TSGP), qui à partir de 2015 acheminerait 15 milliards de m³ de gaz naturel des champs du Nigéria vers le marché européen, à travers le nord Nigéria, le Niger et le Sahara algérien. Ce projet, sans précédent à cette échelle en Afrique, est politiquement porté par le Nepad, la démarche de l'Union africaine pour le développement intégré des économies continentales. Le président Bouteflika en a fait une priorité personnelle. Plusieurs obstacles se dressent cependant devant la construction d'un gazoduc de plus de 4000 km à travers des territoires vierges d'activité pétrolière (nord du Niger-extrême sud algérien). Le TSGP est concurrencé par l'exportation nigériane directe par la filière GNL, qui peut s'avérer plus rentable. Il existe également des incertitudes sur la capacité de production nigériane de gaz naturel à moyen terme¹⁰. Le pari le plus important pour la partie algérienne est cependant de trouver un accord avec le Nigéria pour acheter le gaz du TSGP à la frontière d'entrée sud du pays. C'est l'intention déclarée du gouvernement algérien ; elle ne correspond pas aux vœux d'Abuja qui souhaite payer une redevance de passage (2400 km en Algérie) et vendre lui-même son gaz naturel sur le marché destinataire européen. La négociation est ouverte et les deux positions très éloignées devront sans doute s'inspirer du mode de règlement du litige dit « clause de destination » entre pays producteurs et Union européenne. Sonatrach devrait en tout état de cause compter une partie des 15 milliards de m³ par an (durant 20 ans) du gaz nigérian dans son offre future de gaz naturel, si le projet TSGP venait à aboutir. Une autre partie du gaz Sonatrach proviendrait, au-delà de 2015, des fruits d'une entrée sur champs à potentiels dans les pays tiers ciblés en 2008 comme priorités de déploiement dans l'amont international. Les résultats sur ce plan sont aléatoires, comme l'est la recherche-exploration. Par contre, la concentration des opérateurs pétro-gaziers à l'avenir en Algérie est plus prévisible. Les nouveaux appels d'offres de 2008 sont verrouillés par des seuils de taille et d'expérience qui tranchent avec la première phase d'appels à concurrence (2000-2004). Il y avait 32 nationalités différentes sur le domaine minier algérien en 2005. La nouvelle conditionnalité « ticket voyage » pour Sonatrach va concentrer les prochains intervenants pétro-gaziers étrangers en Algérie. Les compagnies chinoises notamment, qui ont fait une entrée remarquée¹¹ dans la recherche-exploration en Algérie, vont de fait être éliminées par les nouveautés du cahier des charges d'ALNAFT.

¹⁰ Les autorités nigérianes ont demandé à Shell de différer des investissements dans la liquéfaction de gaz naturel en attendant de consolider les volumes de gaz qui seront disponibles à l'exportation dans les prochaines années.

¹¹ Les compagnies chinoises CNPC et Sinopec ont investi en Algérie dans des projets d'exploration, des projets d'augmentation du taux de récupération des

La demande intérieure de gaz n'est plus une « variable d'ajustement »

Durant les quarante années d'exportation du gaz algérien, la consommation intérieure de ce produit énergétique a d'abord compté à la marge, avant de devenir un paramètre de prévision pour ajuster l'offre de vente au marché mondial. Cette variable d'ajustement est restée stable durant les années 1990 à cause du – ou grâce au – tassement de la croissance économique du pays au plus fort de la violence politique. Une partie des 20 milliards de m³ de gaz naturel supplémentaires à l'exportation promis en 2000 pour la fin de la décennie provient d'un retard de la consommation interne algérienne sur les prévisions du milieu des années 1980. La donne est en train de changer à la fin des années 2000. La demande énergétique intérieure s'est accélérée et va peser plus lourdement sur les arbitrages à venir. Elle est passée de moins de 10 milliards de m³ au cours de la première moitié des années 1990 à 17 milliards de m³ en 2007. Sonelgaz, l'opérateur historique de la distribution d'électricité et de gaz en Algérie, va devenir le premier client gaz de Sonatrach à la fin de l'année 2008. Le programme indicatif du CREG (organe de régulation de l'électricité et du gaz), validé en avril 2006, prévoit dans son scénario moyen de 3,7% de croissance une consommation intérieure de 199,3 milliards de m³ de gaz naturel sur la période 2006-2015, soit une moyenne annuelle de 19,9 milliards de m³. Le marché algérien absorberait dans ce scénario 23 milliards de m³ de gaz en 2015. Dans tous les modèles envisagés, la croissance de la consommation intérieure algérienne est plus forte que le meilleur scénario de croissance de la production de gaz non destiné à la réinjection dans l'entretien des gisements¹². Les prélèvements pour le marché intérieur de volumes de gaz naturel destinés *a priori* à la valorisation externe dans le modèle des 85 milliards de m³ exportés sur 20 ans se produiront bien avant cette échéance, en l'absence de découvertes décisives de nouveaux gisements gaziers dans les cinq années à venir. La limitation prochaine des exportations par la part grandissante de la consommation interne a provoqué une polémique publique entre le ministre de l'énergie et des mines actuel et l'ancien PDG de

gisements pétroliers, dans une raffinerie et remporté plusieurs blocs de prospection lors des avis d'appel d'offres.

¹² La consommation de gaz réinjecté sur le gisement géant de Hassi Messaoud s'est accélérée ces dernières années afin de freiner son déclin.

Sonatrach et ministre des ressources en eau, M. Abdelmadjid Attar. Le premier met en avant les projections de renouvellement des réserves d'hydrocarbures grâce à l'effort de prospection en cours¹³, le second confronte la réalité des chiffres de croissance de la demande interne à ceux de l'évolution de la production des différents produits pétroliers, le gaz naturel étant le plus utilisé. Des arguments nouveaux plaident pour une réévaluation du scénario moyen de consommation de gaz naturel en Algérie sur la période 2006-2015. Les paramètres globaux de croissance économique ont en effet changé avec l'explosion des revenus énergétiques du pays entre 2004 et 2008. Les trois modes d'utilisation du gaz hors activité pétrolière – pour la production d'électricité (61%), pour le secteur industriel (15%) et pour le secteur résidentiel (24%) – ont connu un surcroît d'investissements publics et privés sur la période 2005-2008, qui va s'accroître au-delà de 2009. Le programme de rattrapage du déficit des logements – un million sur la période 2005-2009 – tire la part de la distribution de gaz consacrée au secteur résidentiel, face aux deux autres modes d'utilisation, très expansifs. L'Algérie prétend devenir exportatrice nette d'électricité au-delà de 2012, dans le cadre d'une boucle méditerranéenne de l'électricité. En raccourci, cela implique une exportation de gaz naturel, combustible des centrales thermiques, sous forme d'électricité. Pour Amor Khelif, professeur d'économie de l'énergie, l'Algérie a peu de chance de devenir un exportateur important d'électricité vers la rive nord-méditerranée du fait de deux obstacles : d'une part, les Européens n'accepteront jamais d'être dépendants d'un pays du sud pour une énergie stratégique qui ne se stocke pas, et d'autre part les prix comparés à l'exportation entre le gaz naturel vendu en l'état et l'électricité resteront durablement favorables à l'exportation directe du gaz naturel. La satisfaction de la demande interne d'électricité dans le scénario moyen du CREG nécessite 6200 MW à partir de 2009, presque autant que la capacité installée. En 2015, 6% de l'offre d'électricité seulement est prévue en co-génération (solaire-thermique) ; le reste de cette offre pèsera sur la consommation locale de gaz naturel algérien. Enfin, les besoins de relance de l'industrialisation promettent d'accentuer la pression sur les usages locaux du gaz naturel à l'échéance de dix ans. La nouvelle politique industrielle algérienne propose de faire notamment de la pétrochimie, de la production d'aluminium et de la sidérurgie des filières prioritaires soutenues par l'État. Le bas prix intérieur du gaz naturel servirait d'avantage comparatif pour attirer des investissements étrangers et exporter des produits mieux valorisés (engrais, aciers, alliages, etc.) sur le marché mondial. Deux grands investissements ont déjà été annoncés en 2007 et 2008 dans la production de l'aluminium et un programme ambitieux de projets dans la

¹³ Le ministre de l'énergie et des mines a annoncé en août 2008 un programme d'investissement de 45 milliards de dollars sur cinq ans porté par Sonatrach et ses partenaires dans tous les segments de l'activité pétro-gazière.

pétrochimie a connu un début de concrétisation ces deux dernières années. Un virage massif vers la valorisation industrielle locale du gaz algérien est pourtant à exclure. Les engagements commerciaux à l'exportation du gaz y sont un premier obstacle. Le développement de certaines filières dans l'aval pétro-gazier comme la production d'ammoniac – très polluante – est également très contesté à l'intérieur du secteur de l'énergie¹⁴. Enfin, il n'est pas certain que l'Algérie puisse utiliser indéfiniment un prix du gaz plus bas dans sa politique industrielle. Les négociations pour l'accession du pays à l'OMC butent, entre autres, sur le prix domestique réel de l'énergie. Pour l'heure, l'Algérie refuse de céder à la pression de Genève, mais l'énergie « trop bon marché » a montré ses premiers effets pervers en 2008¹⁵.

¹⁴ Sonatrach et la société espagnole Fertiberia, filiale du groupe Villar Mir, ont signé en juin 2008 un accord d'association pour la réalisation d'une unité de production d'ammoniac à Arzew (Oran) d'une capacité de production de 1,1 million de tonnes par an.

¹⁵ Le gouvernement a instauré une taxe anti-voitures. Le boom des nouvelles immatriculations – sans doute 250000 en 2008 – combiné à un prix bas du carburant a en effet congestionné le trafic routier dans les grandes villes.

Pourquoi l'Algérie ne fermera pas la porte à une entente entre pays producteurs de gaz

La hausse mondiale des prix pétroliers en 2003 a surpris l'Algérie, lancée dans une politique d'« hyper-attraction » des investissements sur son domaine minier afin de maximiser ses revenus énergétiques – les besoins de financement du rattrapage économique étaient colossaux après la décennie perdue des années 1990. Le pouvoir politique a attendu 3 ans pour esquisser un premier geste vers une mise en conformité avec la nouvelle donne énergétique mondiale, en rétablissant la majorité au profit de Sonatrach pour toute nouvelle découverte de pétrole ou de gaz en Algérie. Sur la lancée de cet amendement de juillet 2006, le gouvernement a instauré une taxe sur les superprofits des compagnies étrangères opérant en Algérie et a assorti de nouvelles conditions les cahiers des charges pour opérer dans l'amont algérien (emmener Sonatrach dans un autre pays). L'orientation officielle n'est plus hyper-productiviste ; le pays s'est même permis de refermer son domaine minier durant quatre années. Au premier semestre 2008, avec des réserves de change de 120 milliards de dollars, le débat le plus prégnant portait sur la création d'un fond souverain algérien. La pression constante, notamment des clients gaziers de l'Algérie, a cependant remis l'exploration en ordre de marche. Il existe des engagements internationaux que Sonatrach doit tenir. L'appel à concurrence sur 45 blocs marque de ce point de vue un nouveau départ dans la possibilité de découvrir et d'extraire du pétrole et du gaz en Algérie. Il est assorti d'une révision de la doctrine commerciale de Sonatrach : les contrats de longue durée deviendraient l'exception et non la règle. Quelle est alors, pour l'Algérie, la place d'une entente entre producteurs de gaz dans une telle approche ? L'OPEP du gaz, comme on l'appelle, ne correspond pas à la vision des affaires du ministre algérien de l'énergie. Il y est même idéologiquement opposé. Dans le même temps, son département ne peut pas totalement fermer la porte à un rapprochement entre grands producteurs de gaz naturel. L'idée d'un cartel des producteurs est un point de vue politique dominant qui trouve un enracinement historique en Algérie, et que le président Bouteflika a été contraint de prendre en compte en se déclarant favorable à une OPEP du gaz. La motivation qui sous-tend le besoin de coordonner à terme les actions des pays producteurs de gaz naturel, elle, provient de l'expérience même de l'Algérie comme exportateur de gaz naturel. Les quantités de gaz

naturel pourraient, dans moins de 10 ans, devenir excédentaires sur le marché mondial pour un court cycle de trois ou quatre ans avant d'être bridées par un pic historique de production. Les grands producteurs de gaz naturel auraient alors objectivement intérêt à réguler transitoirement le marché par plafond de production interposé, sur le modèle des quotas de l'OPEP. La veille stratégique n'exclut pas, en effet, le scénario d'une nouvelle bulle du gaz sur le marché nord américain, les États-Unis étant le pays du monde où le développement de nouveaux gisements gaziers est le plus actif depuis 3 ans. Il se trouve que l'Algérie connaît très bien ce cas de figure : l'éclatement de la bulle du gaz aux États-Unis dans les années 1980 avait entraîné des suspensions de livraison de GNL et aggravé la chute, aux conséquences dramatiques, des revenus énergétiques algériens dans la seconde moitié de cette décennie. Un mémorandum de coopération entre Sonatrach et Gazprom signé en 2006 a avorté en 2008. « Il s'agissait de faire du business ensemble et nous n'avions pas les mêmes projets en tête », a expliqué le PDG de Sonatrach M. Mohamed Meziane. Le gel de cet accord a été perçu clairement par les chancelleries occidentales à Alger comme un geste d'apaisement, après les vives inquiétudes qu'il avait suscitées à Bruxelles, et notamment en Italie. Aucune entente sur les prix du gaz n'est donc en cours. L'Algérie ne sera pas la locomotive d'un rapprochement entre pays producteurs de gaz naturel ; elle ne s'en détournera pas lorsque de nouvelles donnes du marché mondial en feront ressentir le besoin.