L'EUROPE DU GAZ À LA RECHERCHE DE SON ÂGE D'OR ?

Marie-Claire AOUN
Sylvie CORNOT-GANDOLPHE

Octobre 2015

les études ifri

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 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 cœur même du débat européen.

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

ISBN : 978-2-36567-463-8
© Tous droits réservés, Ifri, 2015

Ifri
27, rue de la Procession
75740 Paris Cedex 15 – FRANCE
Tél. : +33 (0)1 40 61 60 00
Fax : +33 (0)1 40 61 60 60
Email : accueil@ifri.org

Ifri-Bruxelles
Rue Marie-Thérèse, 21
1000 – Bruxelles – BELGIQUE
Tél. : +32 (0)2 238 51 10
Fax : +32 (0)2 238 51 15
Email : info.bruxelles@ifri.org

Website : Ifri.org

Résumé

L'Europe de l'énergie doit faire face à de nombreux défis pour réussir sa transition énergétique, préserver sa compétitivité et sa sécurité d'approvisionnement. Si la Communication sur l'Union de l'énergie publiée en février 2015 offre aujourd'hui un nouvel élan à la politique gazière européenne, cette dernière doit composer avec un nouveau paysage, à la fois aux niveaux de l'offre et de la demande.

Du côté de l'offre, la nouvelle stratégie européenne doit désormais tenir compte de relations complexes avec la Russie. Les tensions entre la Russie et l'Ukraine et les sanctions économiques occidentales à l'égard de la Russie ont conduit Gazprom, le premier fournisseur de l'Union européenne (UE), à revoir sa stratégie vis-à-vis de l'Europe. Si le projet « Force de Sibérie » est déjà engagé, le grand tournant vers l'Asie tel qu'annoncé par Vladimir Poutine s'avère plus difficile que prévu, la Chine et la Russie n'arrivant toujours pas à trouver un terrain d'entente sur la route de l'Ouest. Alors que Gazprom semblait pendant un temps vouloir réduire sensiblement son implication dans les actifs gaziers européens, contrarié par les règles de libéralisation du marché, Moscou envoie aujourd'hui un message brouillé à l'Europe en annonçant d'abord le projet Turkish Stream livrant le gaz aux portes de l'Europe, puis le prolongement du gazoduc Nord Stream. Le regain d'intérêt du fournisseur russe pour le marché européen est révélateur de l'importance de ce débouché pour la Russie, puisqu'il lui procure l'essentiel de ses revenus gaziers.

L'Europe doit aussi faire face à un déclin plus rapide que prévu de sa production domestique. Le champ de Groningue aux Pays-Bas, principal producteur de gaz de l'UE, est l'objet d'importantes restrictions de production depuis janvier 2014 en raison de risques importants de secousses sismiques. Le gouvernement néerlandais doit ainsi préserver la sécurité des habitants de la région, sécuriser les approvisionnements gaziers du pays et respecter les obligations contractuelles envers les clients européens. Si le plafond annuel de production pour 2015 permet de satisfaire les besoins néerlandais et européens, en sollicitant davantage les stockages et les importations, l'incertitude sur l'évolution de la production future reste forte et réduit la visibilité sur le court/moyen terme de l'approvisionnement gazier européen.

L'exploitation des ressources potentielles de gaz de schiste européennes permettrait de compenser ce déclin de la production domestique, mais la commercialisation de gaz de schiste en Europe

© Ifri

est encore à un stade éloigné, avec des résultats plutôt décevants en Pologne et au Danemark. Le Royaume-Uni accélère l'exploitation de ses ressources, mais la plupart des autres pays européens n'avancent pas sur ce sujet. Les défis sont encore nombreux et une révolution à l'américaine ne sera certainement pas au rendez-vous. L'acceptabilité sociale des projets reste la condition préalable à tout développement de ces ressources. Pourtant, le gaz de schiste européen pourrait améliorer la sécurité des approvisionnements gaziers.

Autre élément marquant depuis juin 2014, la chute des prix du brut a des effets considérables sur le marché du gaz et en particulier celui du gaz naturel liquéfié (GNL). Elle se répercute sur les prix du gaz et du GNL et modifie la concurrence entre les acheteurs asiatiques et européens. Couplée au ralentissement de la croissance de la demande asiatique, la baisse des prix sur les marchés internationaux a mis un terme à l'arbitrage prix en faveur de l'Asie, qui prédominait depuis 2011 et aujourd'hui, le marché européen redevient attractif pour le GNL. Grâce à ses nombreux atouts, le GNL est bien placé pour répondre aux problèmes de diversification de l'approvisionnement européen à condition que l'Europe soit en mesure d'apparaître comme un acteur global sur le marché international et que le marché européen reste attractif pour les exportateurs de GNL. Cela est d'autant plus nécessaire que la baisse des prix du pétrole risque de différer, voire d'annuler, les investissements dans les nouveaux projets d'exportation de GNL, et le marché, aujourd'hui caractérisé par un surplus, pourrait se retourner vers la fin de la décennie.

Ainsi, si au niveau européen, l'offre gazière reste abondante, de fortes incertitudes pèsent sur l'évolution de ces sources d'approvisionnement. Alors que l'Europe entend investir des sommes considérables pour diversifier son approvisionnement, renforcer son infrastructure de transport – pour permettre notamment l'acheminement de volumes gaziers plus conséquents de l'ouest vers l'est – et construire les capacités électriques nécessaires pour accompagner la transition énergétique, la demande gazière européenne est en forte baisse depuis 2010. Ce recul est lié au ralentissement de l'activité économique, mais surtout aux besoins moindres du secteur électrique, où l'expansion des énergies renouvelables, la perte de compétitivité du gaz par rapport au charbon, mais aussi une demande d'électricité atone, réduisent la demande de gaz du secteur. Malgré la baisse récente des prix du gaz, les centrales au charbon restent plus compétitives que les centrales au gaz, le prix du charbon ayant lui aussi fortement chuté et le prix du CO_2 restant relativement faible. Cette situation fait peser un risque sur la sécurité de fourniture électrique, car avec l'expansion rapide des renouvelables, un renforcement des capacités de production flexibles et faiblement émettrices de CO_2 est nécessaire,

© Ifri

mais les signaux de marché actuels ne favorisent pas l'investissement dans ces moyens de production.

Ainsi, le marché gazier européen doit composer avec cette nouvelle donne, dominée par un climat d'incertitude sur l'évolution de l'approvisionnement et de la demande. Si les marchés européens réagissent aujourd'hui par une volatilité accrue des prix du gaz, les effets sur le long terme pourraient être plus importants, car ce manque de visibilité, couplé à la baisse des prix, pourrait entraver le financement des investissements nécessaires aussi bien du côté de la demande que de l'offre. Alors que le gaz naturel a pâti des politiques européennes passées, on peut se demander si le nouvel élan donné par le cadre énergie-climat 2030, la réforme prévue du marché du carbone, le lancement de l'Union de l'énergie et le nouveau design des marchés électriques, permettront enfin au gaz naturel de regagner une place privilégiée dans le bilan énergétique et électrique européen et de jouer pleinement son rôle dans la transition énergétique.

© Ifri

Sommaire

INTRODUCTION **7**

LES RELATIONS AVEC LA RUSSIE À UN TOURNANT **9**

Dépendance de l'Europe envers le gaz russe **9**

Les crises gazières entre la Russie et l'Ukraine *11*

La résilience du système européen face à une rupture des approvisionnements gaziers *13*

Gazprom face aux règles européennes **17**

Quel avenir pour les contrats de long terme ? *18*

Gazprom et la régulation européenne : une cohabitation impossible ? **19**

La stratégie de Gazprom dans l'aval européen *21*

Quelle stratégie pour la Russie ? **23**

Tournant difficile vers l'Asie *24*

Une stratégie incertaine vers l'Europe *25*

Les contraintes du secteur énergétique russe et l'affaiblissement de la position de Gazprom *28*

Conclusion : un compromis à trouver **29**

LE RETOUR DU GNL EN EUROPE **30**

Retournement du marché mondial du GNL en 2014 ..... **30**

Convergence des prix Asie/Europe et fermeture de l'arbitrage en faveur de l'Asie **34**

Offre et demande mondiale : une offre confortable au cours des prochaines années **36**

Le développement des terminaux de réception de GNL dans l'UE **38**

Le rôle accru du GNL dans la sécurité de l'approvisionnement européen **40**

Conclusion : rôle accru du GNL, mais incertitudes à terme **42**

RÉDUCTION DE L'OFFRE DOMESTIQUE EUROPÉENNE : LA PRODUCTION DE GRONINGUE EN FORTE BAISSE **43**

Groningue, pilier de l'approvisionnement gazier européen **43**

Risque sismique et plafonnement de la production de Groningue **47**

© Ifri

Incidences de la réduction de la production sur les marchés gaziers néerlandais et européens **50**
Les conséquences sur le marché gazier néerlandais *51*
Le marché du gaz-L en Europe du nord-ouest *54*
Les exportations et les prix *55*
La flexibilité *58*
Conclusion : une incertitude supplémentaire **59**

LES GAZ DE SCHISTE : DES ÉVOLUTIONS CONTRASTÉES **60**
Principes minimaux applicables au gaz de schiste **60**
Les ressources de gaz de schiste en Europe **62**
Les développements récents en Europe **63**
Les prévisions de production et la contribution macroéconomique des gaz de schiste **67**
Production possible en Europe *67*
Contribution à l'économie européenne *68*
Contribution à la sécurité de l'approvisionnement gazier *69*
Acceptabilité sociale : un défi à relever *70*
Conclusion : une Europe partagée **71**

LA DEMANDE DE GAZ EUROPÉENNE CONTINUE SA CHUTE **72**
La demande européenne chute à son plus bas niveau depuis 1995 ..... **72**
Le gaz naturel a perdu sa compétitivité vis-à-vis du charbon **73**
Les énergies renouvelables poussent le gaz naturel en dehors du système électrique **77**
Un nouveau design du marché est nécessaire **79**
Un niveau de consommation future encore incertain **80**
Conclusion : des besoins d'investissement élevés mais un contexte incertain **83**

CONCLUSION **84**

ANNEXE 1 PROJETS D'EXPORTATION DE GNL EN CONSTRUCTION DANS LE MONDE **87**

ANNEXE 2 TERMINAUX DE REGAZEIFICATION EN EUROPE **89**

BIBLIOGRAPHIE **90**

SOURCE DES DONNÉES **95**

LISTE DES TABLEAUX, FIGURES, CARTES ET ENCADRÉS **97**

© Ifri

Introduction

Sur fond de crise ukrainienne, en mai 2014, la Commission européenne a revisité sa stratégie de sécurité énergétique, en mettant un accent particulier sur la sécurité gazière, et en affichant une volonté forte de réduire la dépendance de l'Union à l'égard du gaz russe. En février 2015, cette stratégie est réaffirmée dans la Communication sur l'Union de l'énergie ouvrant ainsi un nouveau chapitre dans la politique gazière européenne. Fondée sur le constat que la dépendance actuelle envers l'énergie russe était excessive et affaiblissait l'Europe, l'initiative proposée dès avril 2014[1] par Donald Tusk pour la création d'une Union de l'énergie avait pour objectif initial de sécuriser l'approvisionnement gazier. Ce projet était avant tout centré sur l'élaboration d'un mécanisme européen d'achats groupés de gaz, afin de négocier conjointement avec la Russie, garantir la solidarité entre les États membres en cas de rupture d'approvisionnement et signer des accords avec les fournisseurs émergents. Ensuite, le projet d'Union de l'énergie a été perçu comme l'occasion de couvrir un champ d'action plus large et de construire enfin, une politique de l'énergie unifiée à l'échelle européenne, qui permettrait à la fois de concilier les objectifs de sécurité d'approvisionnement, de compétitivité et de défense de l'environnement, et de promouvoir un dialogue et une meilleure coopération entre les États membres sur les choix nationaux de transition énergétique.

Cependant, la nouvelle stratégie européenne doit désormais tenir compte d'une mutation de l'offre gazière. En effet, depuis 2014, des changements majeurs sont intervenus dans l'industrie gazière européenne.

D'abord, dans le contexte des tensions entre la Russie et l'Ukraine et les sanctions économiques occidentales à l'égard de la Russie, les relations de l'Union européenne (UE) avec son principal fournisseur se sont transformées et semblent être aujourd'hui à un tournant.

Autre élément marquant depuis juin 2014, la chute des prix du brut a des effets considérables sur l'industrie gazière. Elle se répercute d'abord sur les prix du gaz et modifie, au bénéfice de l'Europe, la concurrence entre l'Asie et l'Europe pour les livraisons de

1. Voir l'article du *Financial Times* de Donald Tusk « A United Europe Can End Russia's Energy Stranglehold », 21 avril 2014, disponible sur : <www.ft.com/>.

© Ifri

gaz naturel liquéfié (GNL). Alors qu'entre 2011 et 2014, la contribution du GNL à l'approvisionnement européen est restée marginale, elle pourrait devenir plus prégnante grâce à une offre mondiale excédentaire et un ralentissement de la croissance de la demande asiatique. Le repli des cours du pétrole a aussi un impact majeur sur les projets gaziers, notamment sur les programmes d'exploration des gaz de schiste dans un certain nombre de pays européens.

L'offre gazière européenne doit composer avec une incertitude supplémentaire depuis 2014 avec les restrictions imposées par le gouvernement néerlandais sur la production de Groningue, en raison des risques de secousses sismiques liées à sa production. La production domestique européenne décline donc à un rythme plus fort et rapide que prévu.

Ainsi, alors que l'Europe gazière s'est bâtie sur les exportations néerlandaises et russes (ex-URSS)[2], ces deux piliers semblent, pour des raisons fort différentes, remis en question. Pour compléter ce tableau, les transformations au niveau de l'approvisionnement gazier européen s'accompagnent d'une demande gazière européenne en déclin depuis 2011, liée principalement à la reprise modérée de l'activité économique européenne, au développement rapide des énergies renouvelables et à une moindre compétitivité du gaz par rapport au charbon dans le secteur électrique.

Cette étude analyse cinq évolutions majeures récentes de l'industrie gazière européenne : la stratégie russe envers l'Europe, le retour du GNL en Europe, la réduction de la production domestique néerlandaise, les développements des gaz de schiste européens et enfin les perspectives de la demande gazière européenne. Nous explorons le rôle que peut jouer l'Union de l'énergie pour faire face à cette nouvelle donne et préserver la sécurité d'approvisionnement de l'UE, tout en permettant au gaz naturel de jouer pleinement son rôle dans la transition énergétique européenne.

2. En plus des approvisionnements gaziers en provenance de Norvège et d'Algérie.

© Ifri

Les relations avec la Russie à un tournant

Grâce à sa situation géographique et ses immenses réserves pétrolières et gazières[3], la Russie est considérée comme un partenaire naturel pour l'Europe depuis plusieurs décennies. Alors que cette coopération constituait un pilier de la stratégie européenne de sécurité énergétique au début des années 2000[4], l'année 2014 marque un tournant dans la stratégie des deux acteurs qui cherchent désormais à diversifier leurs partenaires.

Face à la nouvelle orientation européenne de s'affranchir de l'étau russe et dans le contexte des sanctions occidentales à l'encontre de la Russie, l'abandon du gazoduc South Stream[5] annoncé par Vladimir Poutine en décembre 2014 et l'engagement russe en faveur du projet de gazoduc Turkish Stream pour livrer le gaz aux portes de l'Europe, semblaient amorcer une mutation de la politique de Gazprom envers l'Europe. La compagnie russe suggérait dans le même temps vouloir se désengager de ses activités de l'aval de la chaîne gazière en Europe. Mais depuis plusieurs semaines, Gazprom porte un nouveau message à l'Europe, en signant notamment un accord avec plusieurs entreprises pour le prolongement du gazoduc Nord Stream et acheminer des quantités supplémentaires de gaz russe vers l'Allemagne.

Dépendance de l'Europe envers le gaz russe

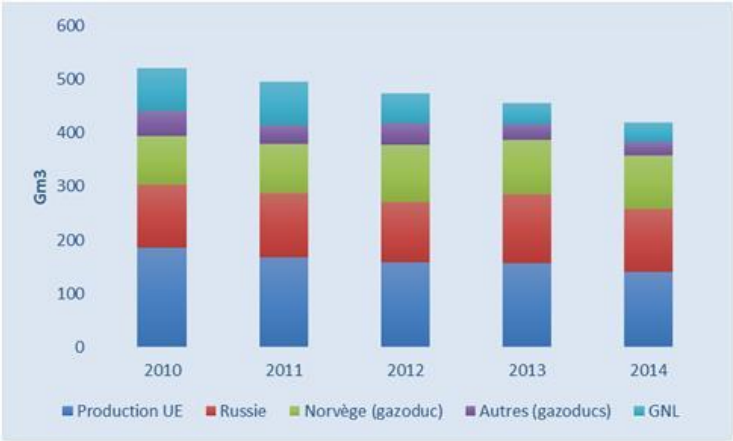
L'UE importe près de 70 % du gaz qu'elle consomme et le gaz russe représente 29 % de ses approvisionnements en 2014, contre 23 % pour la Norvège, 4 % pour l'Algérie et 10 % pour le GNL[6]. Les besoins en importation de l'Europe se sont réduits, malgré la baisse de 25 % de la production domestique entre 2010 et 2014. Les

3. En 2014, la Russie détenait 103 milliards de barils de réserves prouvées de pétrole, l'équivalent de 6 % des réserves mondiales et 32 trillions de mètres cubes de réserves prouvées de gaz, 17 % des réserves gazières mondiales (BP, 2015).
4. Comme développé dans le Livre Vert publié en 2000 par la Commission européenne « Vers une stratégie européenne de sécurité d'approvisionnement énergétique », COM/2000/0769.
5. Le projet South Stream, d'une capacité de 63 Gm^3, devait relier à partir de 2016, la Russie à l'Europe *via* la mer Noire, en contournant l'Ukraine, traversant la Bulgarie, la Serbie, la Hongrie vers l'Italie et l'Autriche.
6. Estimations CEDIGAZ pour 2014, disponible sur : <www.cedigaz.org/>.

© Ifri

importations totales de l'UE ont ainsi chuté à environ 280 Gm^3 en 2014 (336 Gm^3 en 2010).

Figure 1: Approvisionnement gazier européen (2010-2014)



Source : EUROGAS, BP, CEDIGAZ

Gazprom est le premier fournisseur de l'UE avec 119 Gm^3 livrés en 2014, avec de fortes disparités entre les États membres, les principaux clients étant l'Allemagne (38,5 Gm^3), l'Italie (21.3 Gm^3) et la Pologne (8,9 Gm^3). Avec près de 27 Gm^3 d'importations de gaz russe, la Turquie est le second partenaire commercial de Gazprom [7]. Cette relation, forgée à l'époque de l'Union soviétique sur fond de guerre froide, est structurée autour de contrats à long terme (allant parfois jusqu'à 25 ou 30 ans) définissant des prix du gaz indexés sur les cours du pétrole et des clauses *take-or-pay*[8]. La Russie dispose ainsi aujourd'hui d'une capacité d'exportation vers l'UE de plus de 190 Gm^3, *via* l'Ukraine, la Biélorussie et l'Allemagne[9] :

- Brotherhood, entré en service en 1967, est le gazoduc le plus important. Transitant par l'Ukraine, il approvisionne les pays d'Europe centrale et de l'ouest ainsi que les pays du Sud-Est de l'Europe jusqu'en Turquie. Sa capacité annuelle est de 100 Gm^3.

- Yamal-Europe I (2000 kilomètres), gazoduc entré en service en 1994 d'une capacité annuelle de 33 Gm^3, transporte le gaz russe vers la Pologne et l'Allemagne en traversant la Biélorussie.

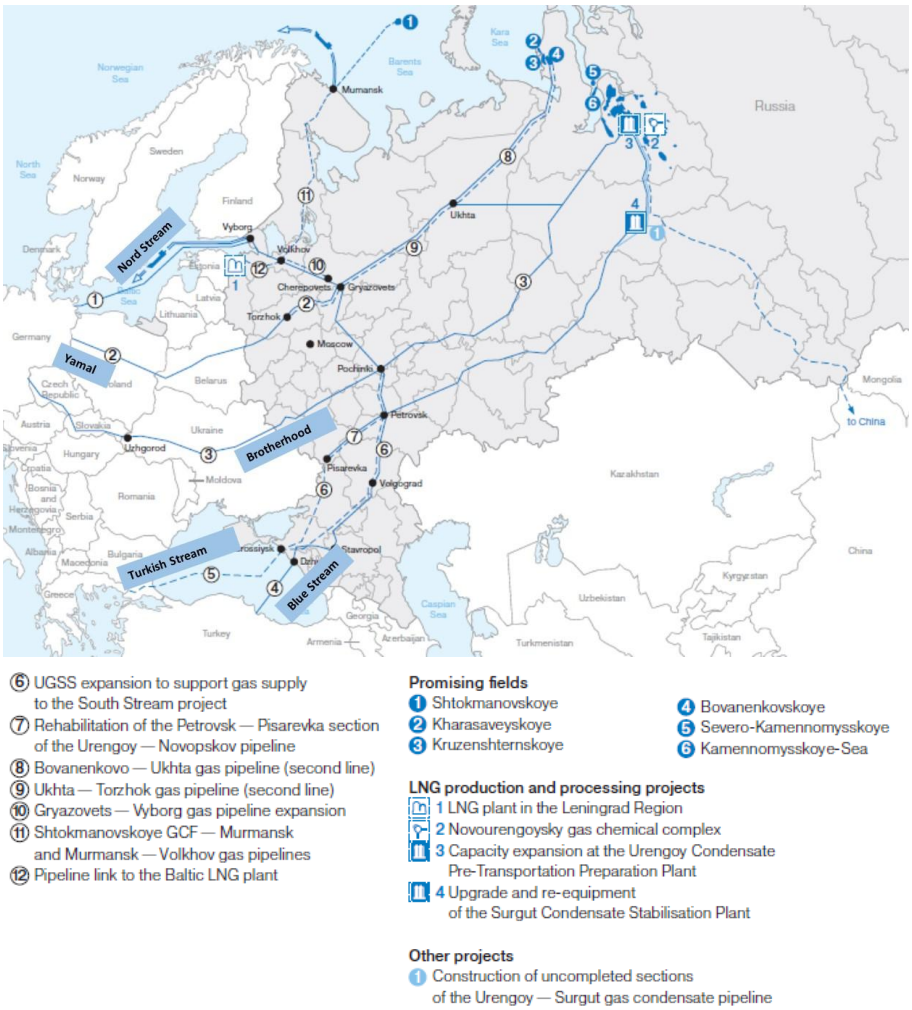
- Le gazoduc Nord Stream (1 220 kilomètres) qui réunit Gazprom, Engie, les Allemands E. ON et

7. Données BP 2015, en excluant la Turquie qui a importé 27 Gm^3 de gaz russe en 2014.
8. Ces clauses prévoient un engagement du vendeur sur la mise à disposition du gaz auprès de l'acheteur et une garantie de ce dernier d'un paiement d'une quantité minimale d'énergie, qu'il en prenne livraison ou non.
9. Selon le plan à 10 ans de l'ENTSOG.

© Ifri

Wintershall et le néerlandais Gasunie, est entré en service en 2012. Il peut acheminer jusqu'à 55 Gm^3/an de la Russie directement à l'Allemagne, *via* la mer baltique, contournant les pays Baltes, la Pologne et l'Ukraine.

Carte 1 : Les principales routes d'approvisionnement de gaz russe vers l'Europe



Source : Gazprom

Les crises gazières entre la Russie et l'Ukraine

Si historiquement les épisodes de rupture d'approvisionnement gazier ont été rares, la fiabilité du fournisseur russe a été rudement mise à l'épreuve en 2006 et surtout en 2009, avec dans les deux cas des différends sur le règlement de la dette gazière de la compagnie ukrainienne Naftogaz, le prix du gaz accordé à l'Ukraine et la facturation du transit. Contrairement aux relations avec ses clients

© Ifri

européens régies par des contrats de long terme et des formules de prix indexés et donc prévisibles à l'avance, Gazprom négociait ses contrats avec l'Ukraine annuellement durant les années 2000, avec des dispositions évoluant au gré des relations politiques entre les deux pays.

Lors du premier conflit gazier de 2006 entre Kiev et Moscou, la rupture des approvisionnements gaziers russes transitant *via* l'Ukraine n'a duré qu'une journée et n'a pas réellement affecté les approvisionnements européens, car les stockages ont permis de compenser les quantités manquantes. En revanche, l'ampleur de la crise de 2009 a été sans précédent. Le 1er janvier 2009, Gazprom a d'abord interrompu les livraisons de gaz destinées à la consommation ukrainienne, mais accusant l'Ukraine de se servir du gaz destiné aux Européens, la compagnie russe a fini par couper totalement les livraisons à la frontière, rompant ainsi les flux destinés à l'UE et la privant de près de 20 % de ses approvisionnements gaziers en plein hiver pendant 14 jours[10].

La signature de deux contrats sur la période 2009-2019 a mis un terme à cette nouvelle crise. Le premier porte sur la fourniture de gaz russe à l'Ukraine, avec un objectif d'alignement du prix payé par Naftogaz sur les tarifs proposés par Gazprom aux pays d'Europe centrale à partir du 1er janvier 2010, et une obligation *take-or-pay* pour l'Ukraine s'élevant à 80 %, clause qui finira par être assouplie en 2010. Le second contrat prévoit quant à lui une augmentation de la redevance payée par Gazprom pour le transit de gaz par l'Ukraine, en contrepartie de l'augmentation du prix du gaz livré à l'Ukraine. L'Ukraine a finalement réussi à obtenir une remise de 30 % en avril 2010 en échange de l'usage du port de Sébastopol par la flotte russe. En décembre 2013, un rabais supplémentaire de 30 % sur le prix du gaz – qui s'élevait à 268,5 $/1 000 m^3 (milliers de mètres cubes) – est accordé par la Russie, lorsque l'ancien président Viktor Ianoukovitch refuse de signer l'accord d'association avec l'UE.

Avec la destitution du président Ianoukovitch et l'annexion de la Crimée, Gazprom décide en mars 2014 de relever ses tarifs de 80 % environ et demande un prix du gaz de 485 $1 000 m^3. Rappelons que le prix moyen du gaz vendu par Gazprom à ses clients européens s'élevait à 381,5 $ en moyenne en 2013 et 355,2 $ /1 000 m^3 en 2014 (Gazprom, 2015). Après des négociations tripartites acharnées entre la Russie, l'Ukraine et l'UE en mai et juin 2014 sur le montant de la dette gazière et le prix appliqué à l'Ukraine, Gazprom introduit le 16 juin 2014 un système de prépaiements pour l'Ukraine[11] et saisit dans la foulée le tribunal

10. Voir « The January 2009 Gas Supply Disruption to the EU: An Assessment", Commission Staff Working Document, COM (2009) 363, Commission européenne.
11. Ce qui signifie que Naftogaz reçoit uniquement les volumes gaziers payés en avance.

© Ifri

arbitral de Stockholm afin de recouvrir une dette estimée à 4,5 milliards de dollars. Ce tribunal doit rendre sa décision au deuxième trimestre 2016.

L'Europe du gaz vit depuis 2014 au rythme de ces réunions tripartites, avec la signature d'accords éloignant provisoirement le spectre de la crise. Le 30 octobre 2014, un premier accord intérimaire a été conclu pour la période hivernale jusqu'à fin mars 2015 pour la livraison par la Russie d'au moins 4 Gm^3 de gaz pour un montant de 378 $1 000 m^3, en échange d'un remboursement de la dette à hauteur de 3,1 milliards de dollars et d'un renoncement à la clause *take or pay* durant cette période. Cet accord hivernal a été prolongé pour le deuxième trimestre de 2015 avec un prix qui s'élève à 248 $/ 1000 m^3. 000 réunion tripartite du 30 juin dernier n'a pas permis de prolonger cet accord, Moscou et Kiev ne pouvant s'entendre sur le prix. Un protocole d'accord (similaire à celui signé en octobre 2014) sur les livraisons de gaz russe à l'Ukraine pour l'hiver 2015-2016 a finalement été conclu entre les deux parties sous l'égide de l'UE le 25 septembre dernier.

Durant la période d'interruption entre juin et décembre 2014, l'Ukraine a pu se tourner vers les flux rebours (5,1 Gm^3), sa production nationale et ses soutirages depuis les stockages. Sur l'année 2014, l'Ukraine a importé de Russie seulement 14,5 Gm^3, contre 28,8 Gm^3 en 2013 (Agence internationale de l'énergie (AIE), 2015). Cette baisse des importations est en partie liée à une demande gazière en chute libre dans le pays, de 60 Gm^3 en 2011 à 40 Gm^3 en 2014, avec la récession économique, les difficultés financières et les mesures d'économie d'énergie.

La résilience du système européen face à une rupture des approvisionnements gaziers

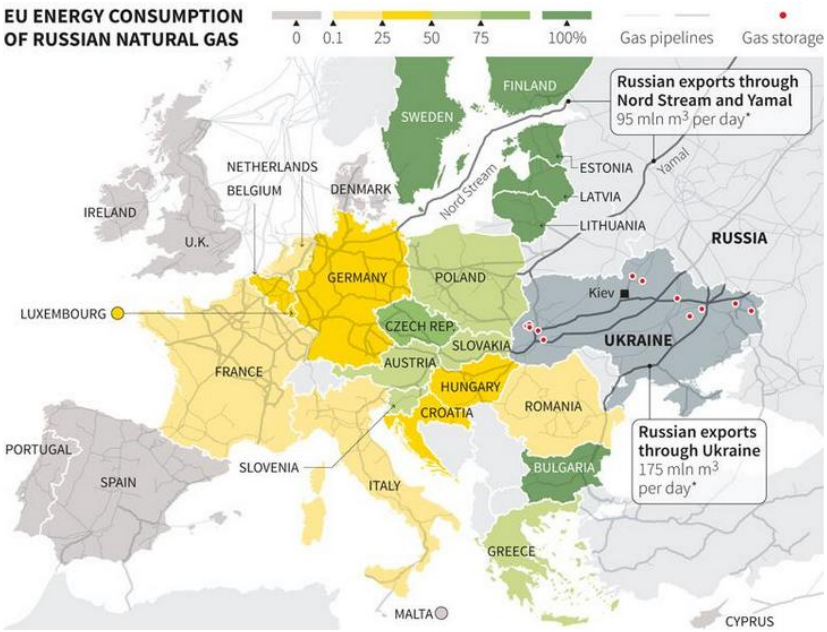
En dépit des blocages politiques, la crise de 2014 entre la Russie et l'Ukraine n'a pas engendré d'interruptions des livraisons vers l'Europe. Mais les craintes européennes étaient fortes et Bruxelles a étudié toutes les mesures d'optimisation de son système pour affronter une rupture d'approvisionnement potentielle. Par rapport à 2009, l'Europe était mieux préparée, avec notamment des niveaux de stocks beaucoup plus élevés qu'en 2009, mais aussi un niveau moindre de gaz russe qui transite *via* le réseau ukrainien grâce au Nord Stream. En 2014, la part du gaz russe transitant *via* le réseau ukrainien pour approvisionner l'Europe s'est élevée à 40 %, soit son niveau le plus bas historiquement. Jusqu'en 2012, date à laquelle le gazoduc Nord Stream a été mis en service, cette part s'élevait encore à 70 % (AIE, 2015).

À l'automne 2014, tous les États membres ont conduit des tests de résilience pour évaluer leur capacité à faire face à une interruption des livraisons de gaz russe en plein hiver (de septembre à février) avec une vague de froid de deux semaines en février. Deux scénarios ont été étudiés : une interruption totale des exportations de

© Ifri

gaz russe, y compris *via* le Nord Stream vers l'UE et les pays membres de la Communauté de l'Énergie (Ukraine, Moldavie, et les pays des Balkans), et la fermeture de la route gazière ukrainienne. Bien que les résultats de ces simulations aient montré que le système européen est, en général, résilient à ces crises (en particulier grâce au niveau élevé des stockages en 2014/15 par rapport à 2013/14), deux régions, le nord et le sud-est de l'Europe, sont apparues plus vulnérables. Les pays les plus touchés dans ces scénarios extrêmes seraient les pays du sud-est de l'UE, la Finlande, et les pays baltes qui affichent des taux de dépendance aux importations de gaz russe avoisinant les 100 %. À l'inverse, les pays plus à l'ouest comme l'Espagne et le Portugal reçoivent des quantités marginales de gaz russe et sont donc peu exposés. Sous réserve d'un niveau suffisant de remplissage des stockages et d'un minimum de livraisons de GNL, la situation de la France est quant à elle satisfaisante[12]. Cet exercice de simulation de flux révèle également qu'en l'absence de coopération et de coordination renforcée entre les États membres, les pénuries gazières seraient plus conséquentes.

Figure 2 : Dépendance des pays de l'UE envers le gaz russe



Source : Gas Infrastructure Europe, Reuters 2014

Les mesures mises en place ces dernières années ont permis de renforcer la sécurité d'approvisionnement de l'Europe. Le règlement sur la sécurité d'approvisionnement qui a été adopté dès 2010 a introduit notamment des plans d'actions d'urgence en cas de défaillance d'une source d'approvisionnement au niveau

12. Voir plan décennal de développement du réseau de transport de GRTgaz 2014-2023.

© Ifri

communautaire, des normes d'infrastructures (la règle du N-1) traduisant la capacité du réseau à satisfaire une demande de pointe en cas de défaillance d'une infrastructure ainsi qu'une obligation pour les États membres d'assurer la réversibilité des flux aux points d'interconnexion transfrontaliers[13]. Entre 2009 et 2014, le nombre de points d'interconnexion bidirectionnels sur le réseau de transport gazier européen est passé de 24 % à 40 %[14], permettant à des pays comme la Pologne, la République Tchèque ou la Slovaquie d'être approvisionnés par l'Ouest de l'Europe. Le rapport de la Commission européenne sur la mise en œuvre du règlement sur la sécurité d'approvisionnement confirme l'amélioration de la situation européenne, à la fois en matière de préparation à une éventuelle rupture et sur sa capacité à en atténuer les effets.

S'appuyant sur ces constats, la Commission ambitionne aujourd'hui d'accroître la résilience du système gazier européen par le renforcement de la solidarité entre les États membres et la mise en œuvre d'une action concertée en cas de crise. Une révision du règlement sur la sécurité d'approvisionnement gazière est en cours de préparation par la Commission et est attendue pour la fin 2015 (voir encadré 2)[15].

On retrouve l'objectif de Bruxelles de reconsidérer la place des importations de gaz russe dans le mix énergétique européen dans les décisions de soutien financier aux projets d'infrastructures identifiés comme prioritaires au niveau européen. Dans le cadre du paquet sur les infrastructures énergétiques adopté en 2013, la première liste des projets d'intérêt commun (PIC)[16] retenus par la Commission en novembre 2014 bénéficiant d'un financement de 647 millions d'euros fait la part belle aux projets qui visent à réduire les goulets d'étranglement sur les réseaux de transport de gaz, surtout ceux des pays Baltes (avec 339 millions d'euros), des pays d'Europe centrale et de l'est (13,5 millions d'euros) et des pays concernés par le « Corridor Sud » (3,7 millions d'euros).

---

13. Règlement (UE) n°994/2010 concernant des mesures visant à garantir la sécurité de l'approvisionnement en gaz naturel, disponible sur : <http://eur-lex.europa.eu/>.
14. Commission européenne, Commission Staff Working Document, "Report on the implementation of Regulation (EU) 994/2010 and its contribution to solidarity and preparedness for gas disruptions in the EU", COM (2014) 654, octobre 2014.
15. Les résultats de la consultation sont disponibles sur : <https://ec.europa.eu/>.
16. Il s'agit de projets d'infrastructures essentiels, qui doivent permettre d'accroître l'intégration des marchés et la concurrence, améliorer la sécurité d'approvisionnement et réduire les émissions de CO_2, selon le Règlement européen n°347/2013 du 17 avril 2013 concernant des orientations pour les infrastructures énergétiques transeuropéennes. À l'issue d'un processus de sélection, une première liste de 248 projets électriques et gaziers a été adoptée en octobre 2013. Ces projets bénéficieront de procédures facilitées et plus efficaces pour l'octroi de licences et de meilleures conditions de régulation. Ils peuvent aussi prétendre à un soutien financier européen, dans le cadre du mécanisme pour l'interconnexion en Europe (Connecting Europe Facility) qui s'élève à 5,85 milliards d'euros sur la période 2014-2020, disponible sur :<http://ec.europa.eu/>.

© Ifri

Encadré 1 : Quelles sont les sources d'approvisionnement gazier alternatives pour l'Europe ?

Dans sa Communication sur l'Union de l'énergie, la Commission européenne entend s'appuyer sur une « revitalisation de sa diplomatie » pour renforcer sa sécurité énergétique, en développant des partenariats énergétiques avec les fournisseurs actuels et potentiels et les pays de transit. Depuis plusieurs mois, les actions menées conjointement par la Haute représentante de l'Union pour les Affaires étrangères, le Vice-président de l'Union de l'énergie et le Commissaire à l'énergie et au climat témoignent d'une volonté politique forte de réduire la dépendance à l'égard de Moscou. Des efforts conséquents ont été déployés en 2015 pour promouvoir le développement du corridor gazier sud et accroitre les approvisionnements en provenance des pays de la Caspienne, comme le démontre la déclaration d'Achgabat signée en mai entre le Turkménistan, l'Azerbaïdjan, la Turquie et l'UE[17]. De même, l'Europe renforce ses actions diplomatiques en lançant la plateforme euro-méditerranéenne sur le gaz ou en engageant un dialogue sur l'énergie avec l'Algérie et la Turquie.

Mais pour remplacer le gaz russe, les solutions de repli à court terme ne sont pas très nombreuses pour les Européens. La production domestique gazière continue de baisser et ce n'est pas le gaz de schiste potentiellement produit en Europe qui inversera cette tendance (voir chapitres suivants). Avec une demande domestique croissante, la production gazière d'Afrique du Nord n'est plus destinée dans les mêmes proportions à l'Europe, les exportations d'Algérie sont en forte baisse. Cadre législatif peu favorable, problèmes de sécurité, scandales financiers, le secteur des hydrocarbures en Algérie doit faire face à de nombreux défis et n'arrive pas à attirer les capitaux étrangers. Les capacités de la compagnie nationale Sonatrach ne sont pas suffisantes pour développer les ressources nécessaires au développement du pays[18].

Les projets du « Corridor Sud » acheminant le gaz naturel d'Azerbaïdjan (10 Gm3 vers l'UE *via* le gazoduc Transadriatique à partir de 2018) représentent une perspective réelle, quoique limitée, de diversification des sources d'approvisionnement gazières. Sur le plus long terme, ce corridor pourrait acheminer des ressources plus importantes en provenance du Turkménistan, d'Iran et d'Irak, mais le développement de ces ressources reste sujet à de nombreuses incertitudes géopolitiques et l'Europe est en compétition avec les acheteurs asiatiques.

Le développement de projets de gazoducs et de GNL en Méditerranée orientale serait très positif pour l'approvisionnement de l'Europe si la décision d'investissement est prise[19]. Les ressources gazières de la région (Israël, Chypre, Liban) offrent un avantage en termes de coût d'acheminement si elles sont livrées au sud de l'Europe très proche. Cela permettrait de compenser la prédominance des projets développés sur la base de contrats long terme avec des clients asiatiques, y compris pour les projets atlantiques. La découverte récente d'Eni en

17. Disponible sur : <https://ec.europa.eu/>.
18. B. Augé, « L'Algérie, un État pétrolier en danger », *Actuelles de l'Ifri*, Paris, Ifri, juillet 2015, disponible sur : <www.ifri.org/>.
19. Les partenaires d'Aphrodite, à Chypre, viennent de déclarer le champ commercial et devraient prochainement prendre leur décision d'investissement et d'exportation. De même, la décision d'exportation des champs de Tamar et Lé*via*than en Israël est attendue prochainement.

© Ifri

Égypte bouleverse également la donne gazière dans cette région et pourrait se traduire par des volumes supplémentaires destinés à terme au marché européen[20]. De même, la fin des sanctions en Iran et la récente signature d'un accord avec Total en vue de développer le projet de Pars LNG, permettraient d'avoir sur le long terme un accès aux vastes réserves de gaz de l'Iran.

Gazprom face aux règles européennes

Hormis les tensions autour du transit ukrainien, les règles européennes pour créer un marché gazier intégré en Europe ont été à l'origine de plusieurs différends entre la Russie et l'UE durant les deux dernières décennies. Par ce marché unique, l'objectif de Bruxelles est de stimuler les échanges de gaz, mettre en concurrence différentes sources d'approvisionnement entre elles et supprimer les obstacles à la circulation du gaz sur le réseau européen. L'intégration des marchés gaziers européens repose sur un modèle cible[21] qui a émergé des travaux de mise en œuvre du troisième paquet législatif. Il a été adopté par les régulateurs européens, avec pour objectif le développement de places de marché liquides et interconnectées entre elles. Il établit notamment les principaux critères définissant une place de marché efficace, parmi lesquels une consommation annuelle de gaz d'au moins 20 Gm^3 et l'accès à au moins trois sources d'approvisionnement différentes. Les capacités de transport de gaz doivent être groupées aux interconnexions et attribuées suivant le même mécanisme d'enchères, avec une allocation implicite pour les produits de court terme. Ces nouvelles règles visent donc à introduire un nouveau modèle pour les échanges européens de gaz, donnant une importance accrue aux bourses d'énergie et aux produits de court terme. Si cette approche s'avère pertinente pour le marché de l'électricité et l'optimisation de ses moyens de production, elle a suscité des débats houleux ces dernières années au niveau européen pour le gaz. Contrairement à l'électricité, l'approvisionnement gazier européen provient souvent de pays en dehors de l'UE, en premier lieu la Russie, et le coût de production n'est pas le paramètre déterminant de l'arbitrage entre différentes sources d'approvisionnement[22].

Cette politique de libéralisation est vue d'un très mauvais œil par la Russie, notamment parce qu'elle remet entièrement en question le modèle de Gazprom fondé sur les contrats de long terme.

---

20. Voir sur ce sujet Pétrostrategies 1414, « La découverte d'Eni au large de l'Égypte bouleverse la donne gazière et géopolitique en Méditerranée », 7 septembre 2015.
21. Les travaux autour du modèle cible européen sont disponibles sur : <www.acer.europa.eu/>.
22. Voir sur ce sujet, B. Esnault, « Gouvernance énergétique européenne, les enseignements du troisième paquet législatif », *in Économies et Sociétés*, Série « Économie de l'Énergie », EN, n°12, 02/2013, p. 221-236 et L. Parmigiani, « The European Gas Market : a Reality Check », *Notes de l'Ifri*, Paris, Ifri, mai 2013, disponible sur : <www.ifri.org/>.

© Ifri

Gazprom doit aussi se plier à ces nouvelles règles européennes et sa stratégie de contournement du territoire ukrainien doit désormais être conforme avec les normes du troisième paquet en matière de séparation des activités (*unbundling*).

Quel avenir pour les contrats de long terme ?

Avec le développement des places de marché et des capacités d'importation du GNL en Europe, la prédominance des contrats de long terme dans l'approvisionnement européen s'est réduite. Dans les pays du Nord-Ouest[23] de l'Europe, la part de l'indexation sur le pétrole dans les mécanismes de fixation des prix ne représente plus que 12 % en 2014. Même dans les pays d'Europe centrale (Autriche, République Tchèque, Hongrie, Pologne, Slovaquie et Suisse), la part de l'indexation sur les prix de marché prend de l'importance, et a représenté plus de 50 % en 2014, avec les importations croissantes de gaz en provenance d'Allemagne (IGU, 2015).

Ce développement progressif des places de marché, conjugué à une moindre demande de gaz (voir chapitre 5) et un excès d'offre de gaz au niveau mondial avec le développement des ressources non conventionnelles aux États-Unis, a profondément transformé le marché gazier européen ces dernières années. Cette nouvelle donne s'est traduite par une pression à la baisse des prix de gros européens et un écart important avec le prix des contrats long terme indexés sur les produits pétroliers. Gazprom a dû s'adapter à ce contexte nouveau : entre 2011 et 2014, face à l'écart grandissant entre les prix des contrats long terme et les prix de marché, la compagnie russe a été contrainte d'introduire une part d'indexation liée aux prix de marché dans ses contrats de long terme, à hauteur de 15 % la première fois en 2010 dans le cadre du contrat liant l'entreprise russe avec E.On. Cette révision de la formule des prix a été ensuite élargie aux contrats avec d'autres acheteurs européens, Eni, RWE, Engie, mais elle ne s'appliquait qu'aux volumes excédant les obligations take-or-pay (Franza, 2014 et Vavilov, 2014).

Les autres fournisseurs de gaz, comme la compagnie norvégienne Statoil, se sont quant à eux montrés plus flexibles dans les négociations avec leurs partenaires européens en accordant des remises de prix pouvant aller jusqu'à 30 % dès 2009 et 2010 (Vailov et Trofimov, 2014). Fin 2013, Statoil a déclaré que la grande majorité de ses contrats était fondée, au moins partiellement, sur une indexation spot. Son contrat avec l'allemand Wintershall conclu en 2012 est entièrement fondé sur un prix marché (Franza, 2014).

Les remises accordées par Gazprom sont arrivées bien plus tard et souvent après d'âpres négociations. Selon Mitrova (2015), entre 2009 et 2014, ce sont près de 60 contrats d'approvisionnement conclus entre Gazprom et 40 clients européens qui ont été révisés,

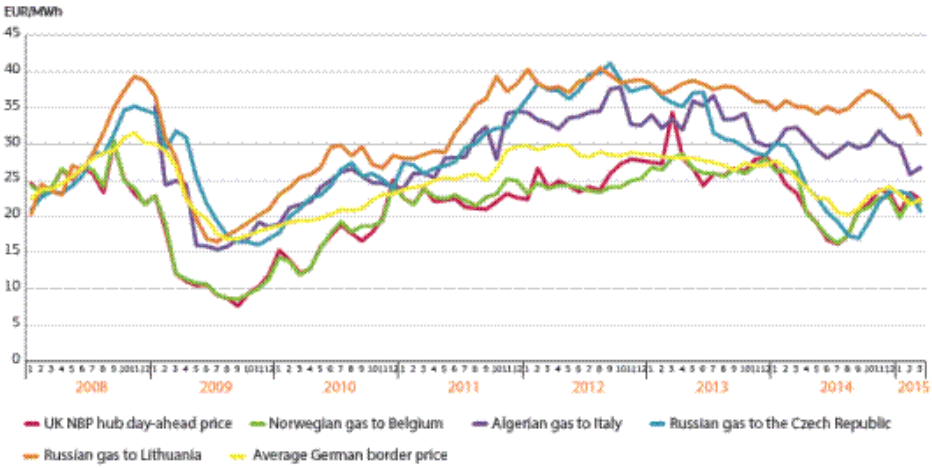
23. Belgique, Danemark, France, Allemagne, Irlande, Pays-Bas, Royaume-Uni.

© Ifri

par le biais d'une diminution des prix, d'un allègement des obligations take-or-pay ou de l'introduction d'une indexation spot dans les formules de prix. Gazprom aurait ainsi accordé une remise moyenne de 16 % en 2013 et de 20 % en 2014 à ses clients européens par rapport aux prix des contrats long terme indexés sur les prix du pétrole avant 2008.

Mais tous les pays européens ne bénéficient pas des mêmes rabais octroyés par Gazprom. Disposant de peu d'alternatives au gaz russe, la plupart des pays de l'Europe de l'est continuent de payer leur gaz au prix fort. L'entrée en service du terminal méthanier flottant à Klaïpeda en Lituanie n'a pas encore affecté de manière significative les prix de Gazprom, mais cela risque de changer à l'avenir, d'autant plus que la Lituanie a signé un accord non contraignant pour l'achat de GNL américain.

Figure 3 : Comparaison des prix de gros européens



Source : "Quarterly report on European gas markets", *DG Energy*, Volume 8, Issue 1, first quarter 2015.

Gazprom et la régulation européenne : une cohabitation impossible ?

La directive gaz de 2009 prévoit une dérogation pendant une durée déterminée et sous certaines conditions des règles d'accès aux tiers pour des infrastructures gazières qui permettent de renforcer la concurrence dans la fourniture de gaz et améliorer la sécurité d'approvisionnement. Le porteur du projet doit aussi démontrer que le niveau de risque lié à l'investissement est tel que le projet ne pourrait voir le jour en l'absence d'une dérogation[24].

24. Article 36 sur les nouvelles infrastructures, Directive 2009/73/CE.

© Ifri

S'appuyant sur cette disposition, Gazprom a d'abord cherché à mettre à l'abri des règles de l'accès des tiers le gazoduc OPAL, d'une capacité de 36 Gm^3, qui relie l'Allemagne à la République Tchèque en prolongement du Nord Stream. Alors que le régulateur allemand, la Bundesnetzagentur, avait accordé une exemption en 2009 à OPAL Gastransport, filiale de Gazprom et de la compagnie allemande Wintershall, lui permettant d'utiliser entièrement le gazoduc pendant 22 ans, la Commission a décidé de plafonner cette exemption à 50 % de la capacité totale du tuyau. Après de longues négociations et invoquant des motifs de sécurité d'approvisionnement, la Commission a finalement infléchi sa position en accordant l'exemption complète, au vu de l'absence d'intérêt de la part des compagnies tierces, après une mise aux enchères de la moitié de la capacité du gazoduc. Cependant, la décision finale d'exemption de la Commission ne sera jamais prise, compte tenu de la dégradation des relations entre la Russie et l'UE en 2014.

Au vu de ces atermoiements sur OPAL, Gazprom avait décidé de fonder son projet South Stream sur des accords bilatéraux conclus avec six pays, l'Autriche, la Bulgarie, la Croatie, la Grèce, la Hongrie et la Slovénie. Parce qu'elle estimait ces accords incompatibles avec les règles européennes de séparation patrimoniale, d'accès des tiers et de structure tarifaire, la Commission européenne a demandé aux États concernés de les renégocier. En juin 2014, elle a ouvert une procédure d'infraction contre la Bulgarie arguant des procédures de passation d'appels d'offres non conformes avec la législation européenne pour la construction du tronçon bulgare de South Stream, ainsi que le non-respect des règles de l'accès des tiers. La Bulgarie a fini par suspendre les travaux sur son territoire.

Face à ces évolutions, la Commission, dans sa Communication sur l'Union de l'énergie, a décidé de revoir la Décision adoptée en 2012 sur les mécanismes d'échanges d'informations autour des accords intergouvernementaux conclus entre les États membres et les pays tiers. Bruxelles souhaite désormais être impliquée dès les premiers stades des négociations afin d'assurer une meilleure compatibilité de ces accords avec la règlementation européenne[25].

Enfin, autre symptôme de la mésentente profonde entre la Commission européenne et Gazprom ces dernières années, l'affaire antitrust a été lancée en septembre 2011 après des perquisitions des bureaux de filiales de Gazprom en Allemagne, Pologne, République Tchèque, Slovaquie, Autriche, Hongrie, Bulgarie, Lettonie, Estonie et Lituanie. Un an après, la Commission a ouvert formellement une

25. Une consultation pour la révision de la Décision n 994/2012/UE établissant un mécanisme d'échange d'informations en ce qui concerne les accords intergouvernementaux conclus entre des États membres et des pays tiers dans le domaine de l'énergie est en cours. Voir : <https://ec.europa.eu/>.

© Ifri

enquête contre Gazprom pour abus de position dominante et pratiques anticoncurrentielles dans les pays d'Europe de l'Est. En avril 2015, dans un climat particulièrement tendu entre l'Europe et la Russie, la Commission a adressé une communication des griefs à Gazprom[26], avec des pénalités encourues pouvant représenter 10 % des revenus annuels de la compagnie. Bruxelles soupçonne Gazprom d'entraver la concurrence sur les marchés gaziers de huit États membres d'Europe centrale et orientale.

Le premier soupçon porte sur des contrats d'approvisionnement dans lesquels figurent des clauses interdisant les exportations de gaz, le client devant utiliser le gaz dans son pays et ne pouvant le revendre qu'à des clients de son pays sans obtenir l'autorisation de Gazprom. La Commission reproche aussi à Gazprom d'appliquer une politique tarifaire déloyale avec des niveaux de prix inéquitables en Bulgarie, Estonie, Lettonie, Lituanie et Pologne. Enfin, Bruxelles soupçonne Gazprom d'avoir subordonné la fourniture de gaz à la participation du fournisseur historique bulgare au projet South Stream, en dépit de coûts élevés et de perspectives économiques incertaines. De la même manière, Gazprom aurait selon la Commission, subordonné la fourniture de gaz à la Pologne au maintien de son contrôle sur les décisions d'investissement du gazoduc Yamal.

Ainsi, la règlementation européenne en matière de concurrence et de libéralisation a représenté un obstacle réel à la stratégie de déploiement de Gazprom sur le marché européen. Le troisième paquet législatif de l'énergie s'est avéré incompatible avec les velléités européennes du géant russe, notamment quant à sa stratégie de contournement du territoire ukrainien pour approvisionner l'Europe de l'Ouest.

La stratégie de Gazprom dans l'aval européen

Parce qu'elle lui permet d'accéder directement aux consommateurs, de maîtriser les coûts et de diversifier ses revenus sur l'ensemble de la chaîne gazière, la stratégie de Gazprom d'acquisition d'actifs en aval sur le marché européen s'est largement développée depuis la fin des années 1980. Parallèlement au processus de libéralisation des marchés, le groupe a renforcé sa présence dans la distribution, le transport, le stockage et la fourniture et a créé plusieurs filiales communes avec des partenaires européens dès le début des années 1990, comme Wingas, fruit de son association avec la compagnie allemande Wintershall, filiale du chimiste BASF. L'entrée de Gazprom sur le marché se fait par le biais de joint-ventures avec des partenaires européens ou par des prises de participation dans de

26. Disponible sur : <http://europa.eu/rapid/press-release_MEMO-15-4829_fr.htm>.

© Ifri

nombreux pays, dont l'Autriche, la Finlande, la France, la Hongrie, l'Italie, la Pologne, la République Tchèque ou le Royaume-Uni.

Le groupe est donc devenu un acteur de taille sur les marchés gaziers européens, à la fois sur les marchés de gros et sur les marchés de détail de gaz et d'électricité[27]. Il a ainsi livré en 2014 un volume total de 3.4 Gm^3 de gaz naturel au Royaume-Uni, Irlande, France et Pays-Bas et 2.9 milliards de kWh d'électricité au Royaume-Uni, Allemagne et Pays-Bas. Sa présence sur les bourses électriques européennes est renforcée avec plus de 339 milliards de kWh échangés en 2014[28].

Depuis 2006, Gazprom investit dans les infrastructures de stockage à proximité des zones de consommation européennes pour lisser l'effet saisonnier de la demande, optimiser l'utilisation de ses gazoducs et développer des possibilités d'arbitrage entre différentes sources d'approvisionnement. L'acquisition de stockages européens s'est révélée d'autant plus essentielle pour la compagnie durant la vague de froid de février 2012 quand les installations qu'il louait en Ukraine (qui peuvent pourtant stocker un volume de 31 Gm^3) ne lui ont pas permis d'honorer ses engagements vis-à-vis de ses clients européens. Gazprom a augmenté sa capacité de stockage en Europe de 1,4 Gm^3 en 2006 à 5,4 Gm^3 en 2014[29]. Parmi ces actifs figurent des installations de stockage comme celles de Rehden en Allemagne (4,8 Gm^3) et Katarina (0,6 Gm^3), Haidach en Autriche (2,64 Gm^3), Banatsky Dvor en Serbie (0,5 Gm^3). Gazprom a également réservé une capacité de 1,9 Gm^3 dans le stockage de Bergermeer aux Pays-Bas, mis en service en avril 2015. D'autres projets sont également en cours en République Tchèque et en Allemagne.

Une fois de plus, les ambitions de Gazprom sur le marché européen se sont heurtées à l'opposition de la Commission européenne. Cette dernière faisait régulièrement valoir que la stratégie du géant russe n'était pas conforme avec les exigences du troisième paquet, en particulier en matière d'*unbundling*. Ainsi, en juin 2011, lors de la tentative d'acquisition par Gazprom de 50 % du Central European Gas Hub, la plateforme de distribution opérée par la compagnie autrichienne OMV à Baumgarten en Autriche, Bruxelles a estimé cette acquisition incompatible avec la législation européenne plaidant que la position dominante de Gazprom sur le marché européen risquait d'entraver la concurrence sur cette bourse de gaz.

La dégradation des relations entre l'UE et la Russie en 2014 a également eu un impact sur la pénétration du *midstream* et de l'aval européen par Gazprom. L'annonce de l'abandon du South Stream en

---

27. Voir A. Bros, "Gazprom in Europe: a Business Doomed to Fail?", *Russie.Nei.Reports*, n° 18, Paris, Ifri, juillet 2014, disponible sur : <www.ifri.org/fr/>.
28. Données Gazprom Germania.
29. Données disponibles sur : <www.gazpromexport.ru/>.

© Ifri

décembre 2014 a été suivie par l'annulation de l'échange d'actifs prévu dans le cadre d'un accord entre BASF et Gazprom en décembre 2013. Cette transaction était cruciale pour Gazprom parce qu'elle lui aurait permis de porter ses parts à 100 % dans la société Wingas et de contrôler le stockage de Rehden, la plus grande installation de stockage de gaz en Europe occidentale. Wintershall aurait en échange reçu des participations dans deux champs en Sibérie[30]. De même, fin juillet 2015, les parts de Gazprom (10,52 %) au sein de la compagnie allemande de distribution VNG qui livre le gaz en Allemagne, mais aussi dans d'autres pays européens, ont été officiellement vendues pour environ 200 millions d'euros[31], en ligne avec la stratégie affichée du groupe de retrait de l'aval du marché européen.

Ainsi, jusqu'en juin 2015, la Russie affichait une nouvelle stratégie à l'égard de l'Europe conforme au message porté par Vladimir Poutine en décembre 2014 et reconfirmé par Alexi Miller, le directeur général du groupe Gazprom en avril 2015[32]. Gazprom chercherait à développer un nouveau modèle d'affaires avec les Européens, avec une « diversification totale » des producteurs et des clients, des routes de transport, et des systèmes aval, en remplacement du modèle d'interdépendance qui a dominé durant les dernières décennies.

Quelle stratégie pour la Russie ?

La dégradation des relations avec l'UE, son principal client, peut être particulièrement coûteuse pour le fournisseur russe. L'enjeu pour la Russie est avant tout économique car en 2014, 65 % de ses exportations gazières étaient destinées à l'UE. De plus, les exportations vers l'Europe contribuent à hauteur de 60 % aux revenus que Gazprom tire de ses ventes de gaz (Gazprom, 2015). Si contrairement aux revenus pétroliers, le gaz naturel ne contribue qu'à hauteur de 6 % au budget de la Russie (contre 35 % pour le pétrole brut et 9 % pour les produits pétroliers), il occupe une place prépondérante dans l'économie domestique car il permet de satisfaire plus de 50 % de la demande énergétique du pays[33]. Il confère aussi un avantage comparatif de taille aux industries russes fortement consommatrices d'énergie. Pilier de l'économie russe, le gaz naturel est aussi un socle de la politique intérieure russe et un outil majeur d'influence sur la scène internationale et régionale.

---

30. Données disponibles sur : <www.basf.com/>.
31. Données disponibles sur : <www.ewe.com/>.
32. Conférence organisée par le Club de Valdai sur la sécurité énergétique en Europe et en Eurasie, à Berlin, le 13 avril 2015, disponible sur : <www.gazprom.com/>.
33. Voir "Global and Russian Energy Outlook to 2040", The Energy Research institute of the Russian Academy of Sciences (ERI RAS) , 2014, disponible sur : <www.eriras.ru/>.

© Ifri

Tournant difficile vers l'Asie

Annoncé comme un « grand tournant » vers l'Est, le protocole signé en mai 2014 par les gouvernements chinois et russe de « coopération sur le projet de la route Est du gazoduc sino-russe » et le contrat d'achat et de vente signé par Gazprom et CNPC, ainsi que la construction du gazoduc « Force de Sibérie » (la route Est) sont le fruit d'une négociation de dix ans entre les deux pays. Bien avant la crise ukrainienne, la Russie s'était tournée vers le marché asiatique pour écouler une partie de sa production, face à une demande européenne atone et un marché chinois en pleine expansion. Ce contrat, estimé à 400 milliards de dollars, prévoit que la Russie développe la capacité de transport de gaz (sur 4 000 kilomètres sur son territoire) pour livrer 38 Gm^3/an *via* la route de l'Est sur une période de 30 ans et les quantités pourraient être portées à 60 Gm^3/an. La construction de ce gazoduc a commencé le 1er septembre 2014, mais les défis sont encore nombreux avant son entrée en service.

Du côté russe, l'investissement requis pour le développement des champs et la construction de l'infrastructure nécessaire aux livraisons s'élève à 55 milliards de dollars, avec un prépaiement prévu initialement par la Chine de 25 milliards de dollars, paiement qui a finalement été annulé en novembre 2014. De plus, le développement du gisement russe Chayanda en Iakoutie s'avère plus compliqué que prévu tant il est excentré en Sibérie orientale, avec des coûts d'extraction du gaz estimés aujourd'hui à 4 $/MBtu. Avec un coût d'acheminement jusqu'à la frontière chinoise s'élevant à 5 $/MBtu (Milov, 2015), l'économie même du projet serait remise en question dans le contexte actuel de repli des cours du brut. Rappelons que, selon les différentes estimations[34], le prix moyen du gaz lié à ce contrat s'élevait à 350 $/1 000 m^3, l'équivalent de 10 $/MBtu, avec un prix du pétrole à 100 $ par baril.

Ce contrat devait amorcer une longue coopération entre la Chine et la Russie. En novembre 2014, Gazprom et CNPC ont signé un protocole d'accord en vue d'acheminer sur une période de 30 ans un volume de 30 Gm^3 par an de gaz à partir des gisements de Sibérie occidentale, par la « route de l'Ouest ». Il s'agit de la route favorite pour Gazprom, avec des coûts bien plus faibles que la route de l'Est puisque les champs sont déjà développés et l'infrastructure de transport existe en grande partie, offrant ainsi à Gazprom une réelle alternative au débouché européen pour écouler son surplus de production. Mais aucun contrat n'a encore été signé entre les deux parties faute d'accord sur le prix. Il y a peu d'espoirs qu'un arrangement puisse être trouvé sur le court terme, dans le contexte actuel de ralentissement de la demande gazière chinoise et d'une offre mondiale de GNL excédentaire (voir chapitre 2). De plus, la

34. Voir AIE (2015) et Cornot-Gandolphe (2014).

© Ifri

Chine mise sur un partenariat en plein essor avec le Turkménistan qui lui permettra d'importer 55 Gm^3 de gaz turkmène dès 2016, avec des accords commerciaux pour porter cette capacité à 65 Gm^3 à partir de 2020.

Le contexte actuel de sanctions occidentales et de repli des cours pétroliers ne favorise pas non plus le développement des projets GNL en Russie, dont une partie serait forcément destinée au marché asiatique. Yamal LNG est le seul projet à voir le jour à moyen terme selon les prévisions de l'AIE, avec un volume de 7,5 Gm^3 prévus en 2017-2018, malgré des obstacles de financement de taille. La Russie a ainsi fait appel à son fonds souverain en 2014, le National Welfare Fund, pour injecter un montant de 2,3 milliards de dollars dans ce projet[35], mais les besoins du consortium constitué de Total, Novatek et CNPC sont encore considérables.

De manière générale, le financement des projets gaziers russes n'est pas aisé dans le contexte actuel de sanctions occidentales. La Russie s'était d'ailleurs naturellement tournée vers la Chine en 2014, mais les prêts des banques chinoises ont été très limités et n'ont pas permis aux Russes de se passer des financements occidentaux. Ainsi, hormis la réalisation du projet Force de Sibérie, de nombreux observateurs doutent de l'émergence d'un partenariat sino-russe de grande ampleur sur le moyen terme.

Une stratégie incertaine vers l'Europe

Le projet South Stream représentait un pilier de la politique d'exportation de gaz de la Russie vers l'Europe depuis 2006 car il aurait permis à Gazprom de s'affranchir du transit ukrainien. Avec un coût total estimé en 2014 à 40 milliards de dollars pour une capacité de 63 Gm^3 par an, ce gazoduc était le plus important projet d'infrastructures d'exportation de gaz vers l'Europe en cours de réalisation. Invoquant les obstacles liés à la législation européenne ainsi que la décision bulgare d'annulation des travaux sur son territoire, Vladimir Poutine annonce en décembre 2014 le remplacement de ce projet par un gazoduc de capacité similaire, suivant la même route sous la mer noire sauf pour les derniers 250 kilomètres du tronçon qui déboucheraient en Turquie (Turkish Stream). Seul marché gazier en expansion en Europe, le marché turc est devenu en effet une priorité pour la Russie, au vu de la croissance de sa consommation gazière de 7 % en 2014. La Russie a exporté vers la Turquie près de 27 Gm^3 de gaz en 2014, dont 13,7 Gm^3 *via* le Blue Stream et le reste grâce au gazoduc Trans-Balkan qui atteint la Turquie *via* la Roumanie, l'Ukraine et la Moldavie. Le gazoduc Turkish Stream doit comporter quatre lignes parallèles à capacité équivalente (15,75 Gm^3/an), ce qui permettrait à

35. Voir le graphique disponible sur : <https://infogr.am/>.

© Ifri

la Russie de sécuriser ses approvisionnements vers la Turquie en éliminant tout risque de transit.

Parallèlement à ce nouveau projet, Gazprom avait averti que le groupe cesserait de faire transiter son gaz *via* l'Ukraine fin 2019 (date à laquelle l'accord de transit avec l'Ukraine prend fin). Ainsi, l'idée initiale de Gazprom était de vendre son gaz à la frontière européenne et de se dégager de la responsabilité du transit du gaz vers l'Europe, qu'il passe par l'Ukraine ou par la Turquie puis la Grèce, transférant la responsabilité légale du transit aux importateurs européens. Cependant, de nombreux obstacles rendent cette stratégie intenable pour les Russes.

Si Alexis Tsipras a obtenu le feu vert de Moscou pour le financement du prolongement du Turkish Stream vers la Grèce lors du forum de Saint-Pétersbourg en juin 2015, de multiples incertitudes pèsent encore sur l'avenir de ce projet, en partie parce que les infrastructures de transport doivent encore être construites dans les Balkans, les pays d'Europe centrale et l'Italie, pour que ce gaz puisse trouver preneur sur les marchés. La position de l'Italie sur ce dossier sera cruciale, car il s'agit du premier importateur de gaz russe par la route ukrainienne.

De plus, les contrats de long terme conclus entre Gazprom et ses clients européens prévoient des lieux de livraison bien précis et l'horizon de ces accords va bien au-delà de 2019. Le détournement des flux russes vers le Turkish Stream suppose notamment la renégociation des contrats conclus avec ses partenaires bulgare et roumain qui expirent respectivement en 2022 et 2030 et dont les lieux de livraison se situeraient aux points d'interconnexion entre la Roumanie et la Moldavie, et entre la Roumanie et la Bulgarie (Stern, Pirani et Yafimava, 2015). Enfin, les négociations sur le prix du gaz qui serait vendu par Gazprom à Botas semblent plus difficiles que prévu.

En juin dernier, l'Europe du gaz était une nouvelle fois prise de court par une succession d'annonces de la part de la Russie et un regain d'intérêt pour le marché européen.

- D'abord, annoncé lors du Forum de Saint-Pétersbourg en juin 2015, l'expansion du projet Nord Stream de 55 Gm^3 supplémentaires pour approvisionner directement l'Allemagne et l'ouest européen en gaz russe a été officialisée par un pacte d'actionnaire le 11 septembre dernier entre les compagnies Shell, OMV et EON, BASF, ENGIE et Gazprom.

- De même, début septembre, les discussions ont repris entre BASF et Gazprom et l'accord

© Ifri

d'échange d'actifs devrait finalement intervenir d'ici la fin de l'année 2015.

- Ensuite, Gazprom a pour la première fois eu recours à un nouveau mécanisme de vente de gaz naturel en Europe début septembre, par le biais du mécanisme d'enchères portant sur une capacité de gaz de 3,24 Gm^3 sur trois points de livraison allemands. Au terme de ce processus, un volume total de 1 Gm^3 a été vendu à 15 clients pour la période hivernale octobre 2015-mars 2016. Gazprom a déclaré que ces résultats confirmaient la complémentarité des mécanismes de tarification entre les prix définis dans les contrats d'approvisionnement de long terme et les prix de marché[36].

En réalité, cette vente aux enchères concerne des points de livraison situés sur les gazoducs Nel et Opal. Comme les résultats de ces enchères révèlent un intérêt réduit de la part des acheteurs, Gazprom pourra les faire valoir auprès de la Commission européenne et relancer les discussions sur le dossier épineux de demande d'exemption de l'accès des tiers pour les gazoducs OPAL et Nel. Gazprom pourra ainsi utiliser les gazoducs presque entièrement pour acheminer le gaz de Nord Stream 2[37].

Ainsi, ce virage russe révèle à quel point le marché européen reste clé pour la Russie. Dans le contexte actuel de repli des cours et de sanctions occidentales, la Russie n'est pas en position de force pour négocier auprès de ces partenaires. L'accès au marché asiatique s'avère plus compliqué que prévu pour les Russes et le projet Turkish Stream se heurte à de nombreux obstacles. Début septembre 2015, la Turquie a annoncé un gel des discussions menées avec Moscou sur ce projet.

En considérant l'ensemble des projets d'acheminement de gaz russe vers l'Europe, Gazprom aurait au total une capacité d'exportation supplémentaire par rapport à aujourd'hui de 118 Gm^3 (121 Gm^3, en tenant compte de l'augmentation de capacité prévue sur le Blue Stream, de 16 à 19 Gm^3). Il est peu probable de voir l'ensemble de ces projets se réaliser compte tenu du contexte actuel de baisse des prix du pétrole. Plusieurs experts (AIE, 2015, Milov 2015) considèrent d'ores et déjà qu'au mieux, une à deux lignes verront le jour dans le projet Turkish Stream, ce qui réduirait de 13 Gm^3 à 27 Gm^3 au maximum la part du gaz russe transitant *via* l'Ukraine à l'horizon 2020[38].

---

36. Voir le site de Gazprom Export sur : <www.gazpromexport.ru/>.
37. Voir Pétrostrategies, 14 septembre 2015.
38. Rappelons qu'en 2014, la part du gaz russe transitant vers l'Europe *via* l'Ukraine s'est élevée à 62 Gm^3.

© Ifri

Les contraintes du secteur énergétique russe et l'affaiblissement de la position de Gazprom

Le secteur énergétique russe est soumis à de nombreux défis. Les contraintes sont d'abord liées à la situation de surproduction gazière que connaît le pays, avec une place accrue pour les indépendants comme Rosneft et Novatek, qui fournissent aujourd'hui près de 30 % de la production gazière russe et près de la moitié des approvisionnements domestiques. Fer de lance de la stratégie de Gazprom ces dernières années, la mise en exploitation du gisement de Bovanenkovo dans la péninsule de Yamal permet à la compagnie de développer une capacité de production supplémentaire de 90 Gm^3 par an, mais seuls 40 Gm^3 ont été écoulés en 2014 (AIE, 2015). Au vu de la crise économique que traverse le pays, la demande intérieure ne permet plus d'absorber cet excès de production. L'AIE table sur un rythme de contraction de la demande gazière russe de 0,2 % par an entre 2014 et 2020. Ce surplus d'offre ne pourra pas être destiné au marché européen, compte tenu du contexte politique actuel et ne trouvera pas non plus preneur parmi les pays de la Communauté des États indépendants (CEI), dont les importations gazières en provenance de Russie sont passées de 101 Gm^3 en 2006 à 48 Gm^3 en 2014. Il faudra donc attendre 2024 pour que le gazoduc « Force de Sibérie » entre en service à pleine capacité (38 Gm^3) pour écouler cette production.

Les contraintes du secteur gazier russe sont aussi d'ordre interne, avec un secteur gazier domestique moins attractif et moins rentable, victime de la situation économique morose, de la dépréciation du rouble et du gel des prix du gaz décidé en 2013 par l'État.

Enfin, les sanctions économiques mises en place par les occidentaux depuis l'annexion de la Crimée et la crise ukrainienne de 2014, ainsi que la baisse des cours du brut depuis juin 2014 limitent fortement les capacités d'investissement de l'industrie gazière russe et entraineront sans doute des reports de plusieurs projets majeurs dans le secteur énergétique russe. Les demandes croissantes à l'État russe de soutien financier de la part de nombreuses compagnies affecteront certainement les finances de Gazprom.

La compagnie enregistre des baisses significatives de revenus d'exportations sur les marchés européens et des pays de la CEI, de l'ordre de 14 milliards de dollars en 2014 et des estimations qui se situent entre 20 et 25 milliards de dollars pour 2015 par rapport aux niveaux de 2013 (AIE, 2015). Gazprom a d'ailleurs annoncé un objectif de production de 450 Gm^3 pour 2015 bien inférieur à ses prévisions initiales, soit un niveau de production similaire à celui de

© Ifri

2014, qui s'est élevée à 444 Gm^3, en baisse de 9 % par rapport à la production de 2012 et 2013 (487 Gm^3)[39].

Conclusion : un compromis à trouver

Ainsi, au vu de ces contraintes, Gazprom devra forcément faire des choix entre ses nombreux projets vers l'Asie et l'Europe. L'Europe restera un partenaire privilégié pour Gazprom, car au-delà des engagements des contrats de long terme avec ses clients européens[40], la compagnie assure la majeure partie de ses revenus grâce aux ventes de gaz à l'Europe et cette situation devrait perdurer, malgré la baisse des prix du gaz russe lié à la chute des prix du brut. Les annonces de ces dernières semaines confirment que Gazprom n'est pas prêt à renoncer à son client européen. S'il y a peu d'espoirs que tous ces projets d'exportation soient couronnés de succès, ils offrent au géant russe un levier de négociation face à des partenaires difficiles comme la Chine ou la Turquie.

Pour l'Europe, la Russie restera un partenaire de taille sur le moyen terme car les solutions de repli ne sont pas nombreuses et ne lui permettront pas de remplacer le gaz russe. Les développements récents autour de Nord Stream révèlent une nouvelle fois que le pragmatisme du marché l'emporte souvent sur les considérations politiques en matière gazière. La diplomatie énergétique européenne devra s'accorder sur une position commune face au géant russe, et poursuivre son rôle d'intermédiaire entre Kiev et Moscou. Le projet Turkish Stream et l'expansion du Nord Stream s'avèrent de ce point de vue être un premier test pour l'Union de l'énergie. Les pays de l'Europe de l'est, avec la Pologne en chef de file ont déjà affiché leur mécontentement face à l'accord récent entre les compagnies des pays de l'ouest et la Russie. La fracture entre l'est et l'ouest de l'Europe du gaz reste donc toujours ouverte.

.

39. Selon Pétrostratégies n°1404 et rapport annuel de Gazprom 2014.
40. Selon l'OIES, après 2008, le niveau des volumes « Take or Pay » dans les contrats russes est passé en moyenne de 85 % à 70 %, ce qui suppose que les acheteurs européens sont engagés à acquérir plus de 115 Gm^3 en 2020 et près de 65 Gm^3 en 2030.

© Ifri

Le retour du GNL en Europe

Après une baisse vertigineuse depuis trois ans au profit des exportations plus lucratives vers le bassin Pacifique, les livraisons de GNL vers l'Europe sont en forte croissance depuis novembre 2014. La chute du prix du pétrole, et donc celle des contrats GNL asiatiques indexés sur le brut, et l'offre excédentaire sur le bassin Pacifique, favorisent ce retour. Les prix spot européens offrent une prime par rapport aux prix asiatiques, une situation très singulière au regard de l'évolution historique des prix entre les deux régions. Le marché Pacifique bénéficie toujours du plus fort potentiel d'accroissement de la demande de GNL mais pour l'heure, c'est l'Europe qui présente les meilleures opportunités commerciales. À terme, le GNL est appelé à jouer un rôle majeur en Europe pour diversifier et sécuriser l'approvisionnement gazier, notamment pour faire face aux incertitudes liées à l'approvisionnement russe.

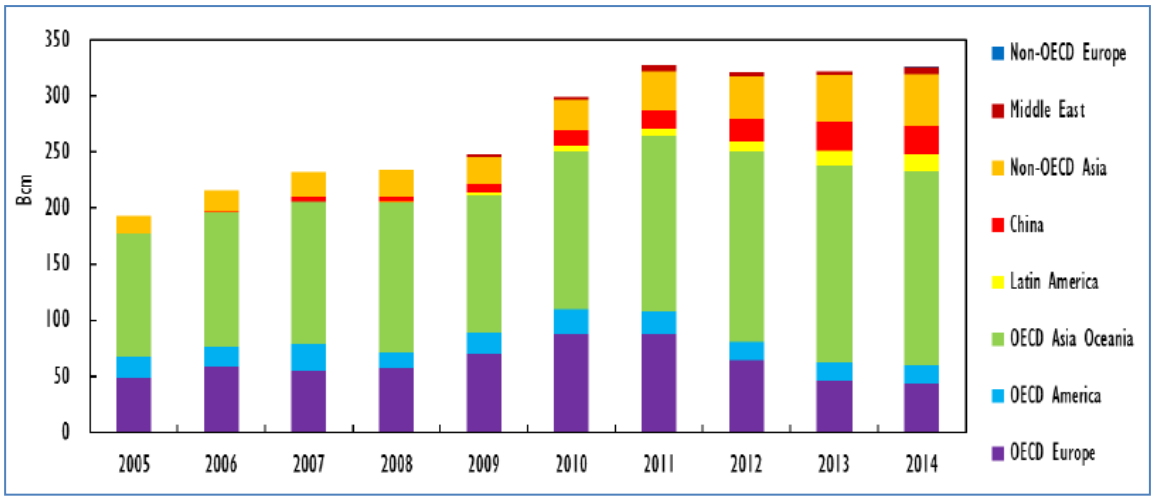
Retournement du marché mondial du GNL en 2014

Le marché mondial du GNL totalise 325 Gm^3, dont 75 % sont importés par l'Asie Pacifique (GIIGNL, 2015[41]), en majorité *via* des contrats long terme indexés sur le prix du pétrole. Au cours des dix dernières années, la demande mondiale s'est accrue de 72 %, bien que les volumes aient stagné depuis 2011, contraints par une offre limitée. Les importations de l'UE représentent 11 % du marché mondial (37 Gm^3 d'importations nettes en 2014).

41. Source : GIIGNL, 2015. Données originales en Mt de GNL converties sur la base : 1 Gm^3 (gazeux) de GNL = 1,36 Mt.

© Ifri

Figure 4 : Importations de GNL par grands marchés régionaux (2005-2014)



Source : AIE

Depuis 2005, le marché du GNL a été affecté par trois développements majeurs.

- Tout d'abord, la révolution américaine des gaz de schiste a bouleversé les prévisions de demande de GNL des États-Unis. Alors qu'en 2005, les États-Unis devaient devenir un importateur majeur de GNL, et que les opérateurs américains se préparaient à cette nouvelle situation (une capacité de regazéification de 200 Gm^3/an a été construite), l'augmentation rapide et élevée de la production de gaz de schiste a mis un terme aux importations de GNL du pays (celles-ci ont totalisé 1,6 Gm^3 en 2014). Au contraire, les États-Unis vont devenir un exportateur majeur de GNL. Aujourd'hui, 35 projets d'exportation sont à divers stades de développement, dont cinq en construction (FERC, 2015). Le premier devrait livrer ses premières cargaisons fin 2015. Les pays exportateurs (Qatar, en particulier) avaient construit de nouvelles capacités de liquéfaction afin d'approvisionner la demande américaine. Cette production a été exportée vers les autres marchés régionaux (Asie et Europe principalement), mais le retrait des États-Unis du marché a conduit à une bulle sur le marché international, les capacités étant largement excédentaires par rapport à la demande. Cette bulle s'est asséchée au début de la décennie 2010, lorsque la demande a crû plus vite que l'offre.

- En 2011, la catastrophe de Fukushima a entraîné une forte augmentation des importations de GNL du Japon qui a remplacé les capacités de

© Ifri

production d'électricité nucléaires manquantes par des capacités thermiques, gaz, pétrole et charbon. Le Japon a des réserves limitées de gaz et dépend des importations de GNL pour presque tous ses approvisionnements en gaz. Sa demande de GNL s'est fortement accrue, passant de 93 Gm^3 en 2010 à 104 Gm^3 en 2011 et 116 Gm^3 en 2012. En seulement deux ans, cette augmentation représentait l'équivalent de plus de quatre trains de liquéfaction. Cette hausse soudaine et abrupte a asséché les marges de réserve des unités de liquéfaction et tendu le marché international du GNL. Combiné avec la hausse du prix du pétrole, auquel le prix du GNL au Japon est indexé, ce prix est monté en flèche : de 10,9 $/MBtu en 2010 à 16,6 $ en 2012, une hausse de 52 % en deux ans (prix des contrats long terme). Il est resté à des niveaux élevés (16 $/MBtu) en 2013 et 2014, malgré la stabilisation des importations du Japon (119 et 121 Gm^3 respectivement). Cette hausse a conduit à un différentiel de prix grandissant entre les trois grands marchés régionaux (Asie, Europe, États-Unis). En 2014, le prix du GNL importé au Japon (contrats long terme) était environ quatre fois plus élevé que le prix du gaz aux États-Unis et 60 % plus élevé que le prix européen. Cette situation a conduit les entreprises japonaises à chercher des moyens pour réduire leurs coûts d'approvisionnement et éliminer la « prime asiatique ». Elles ont, par exemple, développé des stratégies d'achats groupés entre acheteurs japonais, mais aussi entre acheteurs de la région asiatique (Corée, Inde), afin d'accroître leur pouvoir de négociation vis-à-vis des exportateurs. Récemment, TEPCO et Chubu Electric ont associé leurs activités, créant ainsi l'un des plus grands importateurs de GNL au monde. Elles ont aussi pris des participations dans l'amont gazier et les projets de liquéfaction, afin de sécuriser leur approvisionnement. Comme les prix du GNL des contrats long terme sont liés aux prix du pétrole avec un décalage dans le temps, leur niveau est en forte baisse et devrait se situer à moins de 10 $/MBtu en 2015.

- Le troisième élément important est la baisse de la demande européenne, de 24 % entre 2010 et 2014 (cf. Chapitre 5). Le marché européen est devenu peu attractif pour les exportateurs de GNL, avec des prix spot entre 9 $ et 11 $/MBtu entre 2011 et 2014. L'écart de prix entre l'Asie et l'Europe (environ 5 $ à 6 $/MBtu) a favorisé l'exportation vers l'Asie. Les importations de GNL sont également devenues moins intéressantes

© Ifri

pour les acheteurs européens, étant donné leur prix élevé par rapport aux approvisionnements par gazoduc, suite aux renégociations des contrats avec les principaux fournisseurs de gaz par gazoduc (cf. Chapitre 1). Ainsi, les importations par gazoduc n'ont diminué que de 5 % entre 2010 et 2014, alors que les importations de GNL, plus flexibles, ont servi de variable d'ajustement et chuté de 55 % depuis leur pic historique en 2011 et s'établissaient à seulement 37 Gm^3 en 2014 (importations nettes). Elles sont en baisse de 9 % par rapport à 2013, marquant un ralentissement de leur chute (-29 % en 2013 et -30 % en 2012). À l'opposé, les réexportations européennes de GNL vers les marchés plus attractifs, Asie et Amérique Latine, se sont accrues et ont atteint 8,2 Gm^3 en 2014[42]. Ceci a eu pour effet de marginaliser la contribution du GNL dans l'approvisionnement extérieur de l'UE (seulement 13 % en 2014 contre 24 % en 2010) et de réduire la diversification de l'approvisionnement puisque deux sources seulement, la Russie et la Norvège, assurent 80 % des approvisionnements extérieurs de l'UE (voir Figure 1).

Après la période de forte croissance de la demande de GNL asiatique qui a suivi l'accident de Fukushima, un effet de saturation s'est fait sentir. La croissance de la demande asiatique de GNL a ralenti ces derniers mois, avec pour effet un retournement du marché mondial du GNL : alors que celui-ci était tendu jusqu'à présent, il est maintenant surcapacitaire. L'augmentation limitée de la demande mondiale de GNL (+ 1 % en 2014) s'est faite sans heurt grâce notamment aux nouvelles capacités de liquéfaction entrées en service en Papouasie Nouvelle Guinée. À partir de 2015, l'offre de GNL va s'accroître rapidement (cf. section 5). Ainsi, on change de paradigme : alors que l'offre de GNL dictait la demande depuis 2011 (les cargaisons disponibles étaient exportées vers le marché offrant les meilleures conditions commerciales), c'est maintenant la demande qui va gouverner le marché du GNL. Cette nouvelle donne a des implications importantes sur les prix et la sécurité de l'approvisionnement gazier, en particulier en Europe.

42. Certains contrats GNL comportent des clauses de destination, obligeant les acheteurs à décharger le GNL avant de pouvoir le réexpédier vers des marchés plus lucratifs.

© Ifri

Convergence des prix Asie/Europe et fermeture de l'arbitrage en faveur de l'Asie

Mais le changement radical en 2014 a eu lieu sur le marché spot du GNL. Celui-ci prend une part croissante de l'approvisionnement : 95 Gm^3 en 2014, soit 29 % du commerce (18 % en 2010). Il concerne les ventes spot et à court terme des producteurs de GNL et les cargaisons réexpédiées, principalement de l'Europe et des États-Unis vers l'Asie. Sur ce marché, les prix des cargaisons de GNL reflètent l'équilibre offre/demande, et non les prix du pétrole.

Sur le marché asiatique, les prix spot du GNL ont commencé à chuter au second trimestre 2014, bien avant la chute des prix du brut, suite au ralentissement de la croissance de la consommation de gaz dans la région (seulement + 2 % en 2014). Le ralentissement est encore plus marqué pour les importations de GNL. Au Japon, le 1er marché consommateur de GNL (37 % du marché mondial), les importations stagnent. Les centrales thermiques au gaz sont utilisées à plein régime depuis Fukushima et le Japon n'a plus de besoins supplémentaires d'importation. Par ailleurs, le retour du nucléaire (le premier réacteur de la centrale nucléaire de Sendai a été remis en service en août 2015) va limiter les besoins en GNL du pays[43]. En Chine, la demande de gaz ne s'est accrue « que » de 8 % en 2014. De même, les importations de GNL n'ont augmenté que de 8 % contre 25 % en 2013. Le ralentissement de la demande asiatique de GNL a fait chuter les prix spot du GNL : après son pic de 19-20 $/MBtu en janvier/février 2014, le JKM (Japan Korea Marker, le prix de référence des prix spot du GNL en Asie) est tombé à 12 $/MBtu en juin 2014 et même à 10 $ pendant l'été. La chute des prix du brut a renforcé la baisse du prix du JKM : 7 à 8 $/MBtu début 2015. En mars 2015, il est même passé sous le niveau du prix spot britannique (NBP), une situation qui ne s'était pas produite depuis la catastrophe de Fukushima en mars 2011.

En Europe, la plupart des contrats sont indexés sur les hubs gaziers (NPB et TTF plus particulièrement), qui sont découplés des prix du pétrole. Ce découplage était évident en 2014 : les prix du pétrole et les prix spot européens ont évolué dans des directions opposées pendant une grande partie de l'année. Comme mentionné dans le Chapitre 1, la part de l'indexation sur le pétrole dans les mécanismes de fixation des prix est en baisse continue au profit de l'indexation sur les prix de marché. Les prix spot européens ont baissé au 1er semestre 2014 (de 11 $/MBtu en janvier à 6-6,5 $ en juillet pour le NPB) et sont remontés à partir d'août 2014 (se situant dans une fourchette de 7 à 9 $/MBtu). Début 2015, ils se situent dans une fourchette de 7-8 $/MBtu. Ils ont été très volatils, réagissant aux tensions (réelles ou annoncées) sur les approvisionnements russes

43. Voir S. Cornot-Gandolphe et C. Mathieu, "Japan's Energy and Climate Policy: Towards Dispelling the Uncertainties", *Notes de l'Ifri*, Paris, Ifri, mai 2015.

© Ifri

et la baisse accélérée de la production de Groningue (cf. Chapitres 1 et 4).

Figure 5 : Prix du pétrole et prix spot du gaz naturel sur les trois grands marchés régionaux

Source : EIA, Platts

Depuis la fin 2014[44], la forte baisse de l'écart de prix entre l'Asie et l'Europe a eu pour effet de fermer l'arbitrage prix en faveur de l'Asie et de faire « revenir » le GNL en Europe, qui devient le marché le plus attractif. La tendance se renforce début 2015, suite à la baisse prononcée du JKM, alors que les prix européens restent volatils. Au cours du 1er semestre 2015, les importations nettes de GNL en Europe ont augmenté de 28 % par rapport à la même période en 2014 (CEDIGAZ, 2015). Les émissions journalières des terminaux GNL en Europe ont augmenté de 45 % pendant les quatre premiers mois de 2015 par rapport à la même période en 2014 (GLE[45], 2015). Ceci a des conséquences majeures pour la sécurité et la diversification de l'approvisionnement européen : en période de marché confortable (situation actuelle), la sécurité de l'Europe est renforcée grâce au retour du GNL. Mais le marché européen reste exposé aux fluctuations du marché mondial : en cas de tension sur le marché asiatique, les prix spot du GNL pourraient flamber dans les

44. La mise à disposition en Asie de cargaisons de GNL initialement destinés à l'Europe a évidemment un coût que l'on peut estimer à environ 3$/MBtu. Ce qui signifie que l'écart entre le prix spot asiatique et le prix spot européen doit être supérieur à ce niveau pour que l'arbitrage vers l'Asie soit rentable, ce qui a été très souvent le cas au cours des années 2011 à 2014. Ainsi, les réexportations européennes de GNL ont augmenté régulièrement et atteint 8,2 Gm^3 en 2014 (18 % des importations).

45. GLE est l'association européenne regroupant les opérateurs des terminaux. GLE, avec la coopération de ses membres, a lancé une plateforme d'information sur le GNL en Europe très détaillée. Celle-ci couvre non seulement les données physiques du marché mais également les investissements, les capacités, le mode d'accès aux terminaux et les conditions tarifaires (<http://lngdataplatform.gie.eu/>).

© Ifri

deux zones qui se retrouveraient en concurrence pour des cargaisons supplémentaires.

Offre et demande mondiale : une offre confortable au cours des prochaines années

L'offre mondiale de GNL est diversifiée : elle comprend 92 trains de liquéfaction d'une capacité totale de 405 Gm^3/an fin 2014, répartis dans 20 pays exportateurs (GIIGNL, 2015)[46]. Alors que l'offre était tendue entre 2011 et la mi-2014, une nouvelle vague de terminaux de liquéfaction entre en service à partir de 2015, principalement en Australie et aux États-Unis, et va contribuer à détendre encore plus le marché. 18 projets de liquéfaction sont en construction et vont rajouter plus de 190 Gm^3 de capacité d'ici 2020 (situation en juin 2015), plus de 80 % des nouvelles capacités sont situées en Australie (qui devrait devenir le premier exportateur mondial devant le Qatar à la fin de la décennie) et aux États-Unis (cf. Annexe 1).

La capacité mondiale devrait ainsi atteindre près de 600 Gm^3/an en 2020, bien que l'on puisse s'attendre à des retards : les projets GNL, fortement capitalistiques et complexes sont traditionnellement sujets à des retards d'exécution et des surcoûts par rapport aux dates et budgets initiaux. La baisse des prix du GNL incite également à retarder les projets dans l'attente d'une reprise des prix du brut. La production de GNL pourrait toutefois avoisiner les 510 Gm^3 en 2020 (85 % de la capacité, en tenant compte des retards, maintenances et capacités indisponibles). Le marché devrait rester confortable au cours des prochaines années.

La demande mondiale de GNL devrait s'accroître à un rythme soutenu. Selon l'AIE, elle atteindrait 473 Gm^3 en 2020, un accroissement annuel de 6,5 % entre 2014 et 2020 (AIE, 2015). La demande hors Europe atteindrait 382 Gm^3 en 2020, un accroissement de 5,3 % par an entre 2014 et 2020, tirée par les besoins de la Chine, l'Inde, les nouveaux pays importateurs du sud-est asiatique et le Moyen-Orient[47]. Selon ces hypothèses, près de 130 Gm^3/an seraient disponibles pour l'Europe (y compris Turquie) en 2020, soit plus de 80 Gm^3 supplémentaires par rapport à 2014. Dans ce scénario, la disponibilité en GNL pour l'Europe resterait confortable jusqu'en 2020. Toutefois, si la demande de GNL asiatique croît plus vite que prévu (sous l'effet du prix bas du GNL) et que l'offre de GNL n'augmente pas aussi rapidement, le marché du GNL

---

46. Après son augmentation limitée entre 2011 et 2013, la capacité s'est accrue de 21,7 Gm^3 en 2014. Quatre nouveaux trains ont été inaugurés (un en Algérie, d'une capacité de 6,4 Gm^3, deux trains en Papouasie Nouvelle Guinée d'une capacité de 9,5 Gm^3/an et le premier train (5,8 Gm^3/an) du projet australien Queensland Curtis LNG).
47. La capacité mondiale de réception du GNL, déjà très élevée (1 014 Gm^3 par an début 2015) va s'accroître rapidement avec la construction en cours de 21 nouveaux terminaux, dont quinze en Asie.

© Ifri

pourrait se tendre de nouveau vers la fin de la décennie. Ainsi, à l'inconnue prix du GNL (en lien avec l'évolution du prix du pétrole et des prix en Asie), l'Europe est confrontée à l'incertitude sur l'évolution de la demande mondiale de GNL, et en particulier celle de la Chine. Si la signature de l'accord avec la Russie en mai 2014 portant sur l'importation de 38 Gm^3/an de gaz par gazoduc (voir chapitre 1) diminue d'autant les besoins en GNL du pays, la Chine n'a pas encore signé de contrat avec les exportateurs américains et explore actuellement cette possibilité[48].

Il convient de souligner que depuis 2012, non seulement, le GNL a été redirigé de l'Europe vers les marchés les plus lucratifs, mais peu de projets de liquéfaction de GNL en développement, y compris dans le bassin atlantique, ont ciblé l'Europe comme client de base pour leurs exportations à long terme. Ce manque d'approvisionnement fondé sur des contrats de long terme rend plus vulnérable l'approvisionnement européen, en cas de reprise de la demande asiatique et d'un retour à un marché plus tendu.

Au-delà des capacités actuellement en construction (cf. Annexe 1), dont la mise en route est assurée, quoique des retards soient possibles, la chute du prix du brut (et du GNL) fait craindre que les décisions d'investissement dans de nouvelles unités soient repoussées ou annulées et que le marché se tende vers la fin de la décennie. Il y a pourtant de nombreux projets planifiés : plus de 700 Gm^3/an de capacité, dont 30 projets aux États-Unis, 22 au Canada, une dizaine en Australie, ainsi que des projets en Afrique de l'Est, Russie et une vingtaine de projets flottants (FLNG) dans le monde. Au cours de la période récente, le financement d'environ 30 Gm^3/an de nouvelles capacités a été approuvé. 2015 sera une année test pour les prises de décision d'investissement sur les nouvelles unités prévues pour la période post-2018-2019. Jusqu'à présent, les prises de décision sont mitigées. Aux États-Unis, Cheniere a décidé en mai 2015 de construire les deux premiers trains du projet de Corpus Christi et Freeport LNG a demandé l'autorisation à la FERC de construire un quatrième train de liquéfaction. Au Canada, la décision d'investissement du projet Pacific Northwest LNG a été finalement prise fin juin 2015. Ce qui est déjà certain est que l'environnement de prix bas va retarder, voire annuler, des décisions d'investissement : ainsi les promoteurs du projet Excelerate aux États-Unis, de Browse LNG en Australie et de Prince Rupert au Canada, ont décidé de différer leur décision d'investissement tant que le prix du GNL serait incertain. Aux prix actuels, les projets envisagés ne sont pas rentables et on peut craindre que les projets, aussi bien au Canada (malgré les réductions de taxes accordées par le gouvernement), qu'en Australie, aux États-Unis (seconde vague après ceux en construction) et dans le reste du monde, soient

48. Reuters, "China looks to secure 1st U.S. LNG supplies from Cheniere by 2020", 19 mai 2015, disponible sur: <www.reuters.com/>.

© Ifri

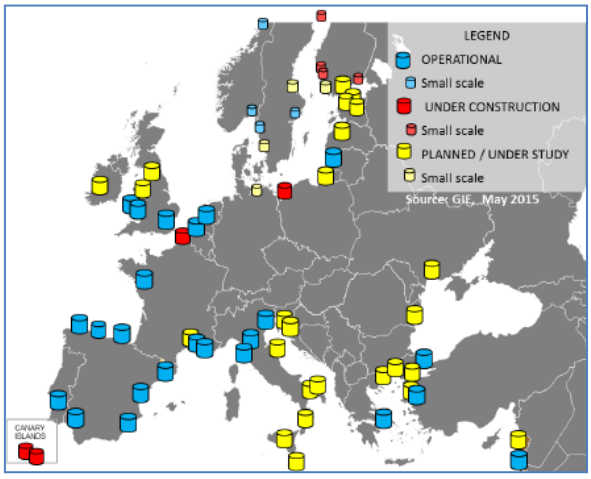
repoussés/voire annulés jusqu'à ce que le marché se tende suffisamment pour que les prix augmentent durablement. Déjà, un certain nombre de projets ont été annulés en Australie (Arrow LNG, Bonaparte LNG et PTTEP Cash Maple en Australie).

Le prix bas du GNL et le coût élevé des nouveaux projets proposés (plus de 40 % supérieurs à ceux d'un nouveau terminal aux États-Unis) découragent les velléités d'investissement dans de nouveaux projets. Ainsi, après une phase de forte hausse des capacités de liquéfaction, la période post-2018 pourrait donc inaugurer une phase de faibles investissements qui se répercuterait sur les échanges après 2020.

Le développement des terminaux de réception de GNL dans l'UE

L'Europe s'est dotée d'une capacité importante de terminaux de regazéification : début 2015, la capacité des 23 terminaux de l'UE totalise 195 Gm^3/an pour les terminaux de grande capacité[49] (GLE, 2015). Cette capacité s'est accrue de 57 % depuis début 2009, grâce à la construction de nouveaux terminaux, en particulier au Royaume-Uni, aux Pays-Bas, en Italie et en France. La plupart des terminaux sont situés en Europe de l'Ouest (cf. carte et Annexe 2) et malgré la forte hausse des capacités, le nord de l'Europe (pays baltes/Finlande, sauf récemment pour la Lituanie) et le Sud-Est de l'Europe (à l'exception de la Grèce) n'ont toujours pas accès à cette source d'énergie.

Carte 2 : Terminaux de réception de GNL en Europe



Source : GLE

49. Des terminaux de petite taille sont également construits en Europe pour répondre aux besoins spécifiques de nouveaux débouchés du gaz naturel, tels que les soutes pour le transport maritime, les carburants GNL pour le transport routier.

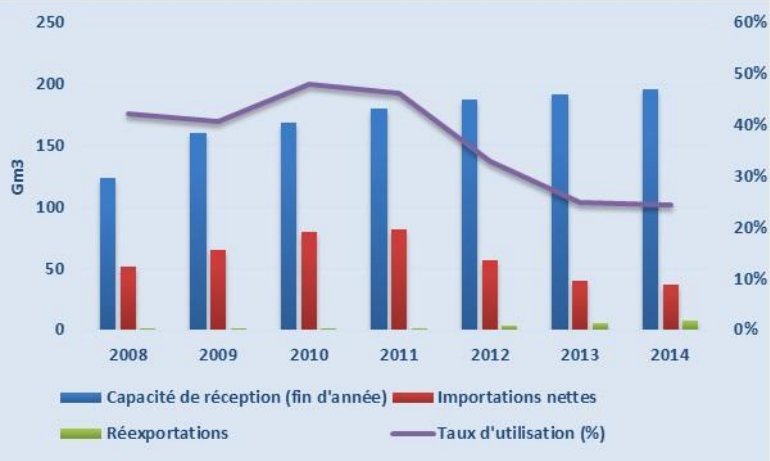
© Ifri

Ces terminaux ont par ailleurs une capacité de stockage de 8,3 millions m^3 liquides (équivalente à 4,9 Gm^3 gazeux). Cette capacité est limitée par rapport à la capacité offerte par les stockages souterrains (108 Gm^3 début 2015), la fonction principale des terminaux étant l'émission du gaz sur les réseaux et non le stockage. Ces capacités jouent néanmoins un rôle important dans certains pays (Espagne, Royaume-Uni) disposant de faibles capacités de stockage souterrain de gaz naturel.

Les importations de l'UE s'étant élevées à 45 Gm^3 en 2014 (importations nettes et réexportations), le taux d'utilisation des capacités est faible (24 %) et correspond à seulement 16 % des capacités d'émission journalière des terminaux (GLE, 2015). Ce taux d'utilisation a fortement baissé depuis 2010, quand il atteignait 48 %.

Figure 6 : Utilisation des terminaux de GNL de l'UE

Source : GLE, GIIGNL



Face à la faible utilisation des terminaux, les opérateurs ont recherché des moyens pour rentabiliser leurs actifs et ont développé de nouveaux services (rechargement/réexportation du GNL, services de stockage et de rechargement pour le compte d'exportateurs, chargement de camions pour le transport du GNL en petites quantités pour des usages industriels, développement de terminaux de petite taille ou de jetées dédiées destinés à alimenter en GNL les soutes des navires méthaniers ou autres).

© Ifri

Le rôle accru du GNL dans la sécurité de l'approvisionnement européen

Le GNL assure un rôle important dans la sécurité et la diversification de l'approvisionnement. Il présente en effet de nombreux avantages, aussi bien pour les pays importateurs que pour les pays exportateurs. Il permet le transport du gaz sur de longues distances à un coût compétitif et ainsi d'approvisionner des régions reculées, dépourvues en ressources gazières ou éloignées des grands réseaux de transport, de diversifier l'approvisionnement gazier d'une région, de limiter les risques de rupture d'approvisionnement – le GNL pouvant provenir de multiples fournisseurs – et de valoriser des réserves de gaz éloignées des grands marchés de consommation. Il permet d'éviter les risques d'approvisionnement liés au transport et transit du gaz par gazoduc. La flexibilité du GNL, permise par la possibilité de rediriger des cargaisons vers des marchés à plus haute valeur (ou ceux qui en ont le plus besoin en cas de crise), accroît la sécurité de l'approvisionnement gazier pour les pays importateurs et l'attrait économique du GNL pour les pays exportateurs. Cette flexibilité s'étend également aux contrats de vente et d'achat, avec un accroissement des ventes spot de GNL et des durées plus flexibles pour les contrats long terme.

Ainsi, malgré une capacité plus que confortable, quatre nouveaux terminaux d'importation sont en construction en Europe début 2015 (pour une capacité de 23 Gm^3, dont le terminal de Dunkerque en France et celui de Swinoujscie en Pologne) et de nombreux terminaux sont planifiés (146 Gm^3). Ces derniers ne seront pas tous construits : certains étaient prévus pour faire face à l'accroissement de la demande européenne, alors que celle-ci n'est pas au rendez-vous depuis quatre ans et demeure incertaine à moyen/long terme (cf. Chapitre 5). Mais les nouveaux terminaux vont accroître la sécurité de l'approvisionnement, en particulier dans les régions dépendant totalement ou largement de l'approvisionnement russe (pays baltes/Finlande, sud-est de l'Europe, Pologne). Théoriquement, l'Europe dispose d'une capacité de réception de GNL suffisante pour remplacer les flux russes en cas de rupture d'approvisionnement (les capacités de réception du GNL non-utilisées s'élèvent à 163 Gm^3 en 2014 alors que l'UE a importé 119 Gm^3 de gaz russe). Mais en fait, deux problèmes se posent :

Les limites du réseau de transport européen pour acheminer le gaz des terminaux vers les marchés qui en ont le plus besoin (le réseau de transport européen ayant été conçu historiquement pour transporter du gaz de l'est vers l'ouest, et non l'inverse). Les décisions d'investissement pour réduire les goulets d'étranglement sur le réseau ne sont pas toujours aisées, tant les besoins sont élevés sur le réseau de transport et nécessitent des montants considérables parfois lourds à faire porter aux consommateurs d'un État membre au bénéfice de l'intérêt européen.

© Ifri

- Les disponibilités en GNL sur le marché international : Celles-ci ont été très limitées jusqu'à présent, bien que la situation s'améliore actuellement comme expliqué plus haut.

Encadré 2 : l'Union de l'énergie et la nouvelle stratégie GNL

Dans le cadre de la consultation sur le règlement sur la sécurité de l'approvisionnement gazier évoquée dans le chapitre 1, la Commission européenne cherche à apprécier si les capacités de GNL existantes de l'UE sont suffisantes, et explore des pistes pour améliorer leur contribution à la sécurité de l'approvisionnement de l'UE dans sa totalité, améliorer les contrats d'achats de GNL afin de faciliter et accélérer la réponse à une situation de crise. D'une manière générale, les réponses des acteurs de marché ayant contribué à cette consultation[50] privilégient l'approche préventive (fondée sur les mécanismes de marché), plutôt que l'atténuation (intervention de l'État), en particulier pour les stockages de gaz, qui jouent un rôle fondamental dans la sécurité de l'approvisionnement, mais pour lesquels la situation diffère largement d'une région à une autre. L'achèvement du marché intérieur du gaz est considéré comme essentiel pour toute stratégie de sécurité d'approvisionnement de l'UE (pleine application du troisième paquet énergétique et des codes de réseau). C'est en particulier le cas pour le GNL, pour lequel un signal prix est nécessaire afin d'attirer des cargaisons, mais aussi d'une manière générale pour encourager l'investissement.

Le GNL est considéré comme une alternative clé pour diversifier l'approvisionnement et assurer la sécurité de la fourniture en cas de crise majeure. Cependant, il n'y a pas de cadre commun en place pour une stratégie GNL à l'échelle européenne, ce que la Commission entend corriger avec la préparation d'une stratégie globale pour le GNL et ses stockages, dont la publication est prévue début 2016.

Selon l'AIE, les volumes de GNL importés en Europe pourraient doubler d'ici 2020 et atteindre 90 Gm^3 (importations de l'Europe OCDE donc incluant les importations de la Turquie : 7,3 Gm^3 en 2014). Les importations de l'UE retrouveraient ainsi leur niveau de 2010. À plus long terme, le GNL devrait poursuivre sa croissance dans l'approvisionnement européen, grâce aux nombreux atouts qu'il possède.

Ainsi, depuis la montée des préoccupations sur l'approvisionnement russe, les pays du centre et du sud-est de l'UE et les pays baltes, fortement ou totalement dépendants du gaz russe, recherchent de nouvelles sources d'approvisionnement disponibles quasiment immédiatement afin de palier une rupture potentielle de l'approvisionnement russe. Certains pays ont décidé de se doter de terminaux flottants de réception du GNL (*Floating Storage and Regasification Unit* (FSRU)) : ces terminaux requièrent un investissement limité et sont construits en 18 mois environ. En décembre 2014, la Lituanie a inauguré son nouveau terminal FSRU à

50. Commission Européenne, Consultation on the Revision of Regulation (EU) No 994/2010 concerning measures to safeguard security of gas supply, 2014 and 2015, disponible sur : <https://ec.europa.eu/>.

© Ifri

Klaipeda et de nouveaux terminaux FSRU sont planifiés en Europe (en particulier en Albanie, Grèce et Croatie).

L'Estonie, qui importe environ 20 % de son approvisionnement *via* le terminal de Klaipeda et le reste depuis la Russie, a décidé en mai 2015 de construire un nouveau terminal régional qui pourrait recevoir ses premières livraisons en 2019[51]. D'un coût de 335 millions de dollars, il pourrait être cofinancé à hauteur de 5 à 15 % par les fonds européens. La construction du terminal est toutefois sujette à la décision concernant la construction d'un terminal régional en Finlande en complément de la construction du nouveau gazoduc *BalticConnector* depuis la Finlande (financé par le programme *Connecting Europe Facility*). La Pologne va inaugurer son premier terminal de réception de GNL situé à Swinoujscie fin 2015. La Roumanie a également un projet d'importation du GNL.

Conclusion : rôle accru du GNL, mais incertitudes à terme

Le marché européen du GNL est en pleine mutation. Alors que la demande a fortement chuté depuis 2012, elle est appelée à s'accroître significativement au cours des prochaines années, afin de diversifier et sécuriser l'approvisionnement d'un nombre croissant de pays importateurs de GNL en Europe. Bruxelles entend renforcer le rôle du GNL dans l'approvisionnement européen, une initiative qui intervient à un moment où le marché mondial va favoriser cette tendance. La chute des prix du brut rend l'Europe plus attractive que l'Asie pour les exportateurs de GNL du bassin atlantique, fermant l'arbitrage prix entre les deux régions et favorisant le « retour » du GNL en Europe. À court terme, l'accroissement élevé de l'offre internationale de GNL et le ralentissement de la croissance des besoins en Asie vont permettre à l'Europe d'accéder à de nouvelles sources de GNL (États-Unis en particulier). À moyen terme, la baisse des prix du brut et de ceux du GNL rend incertain l'investissement dans les nouveaux projets de liquéfaction qui seront nécessaires afin d'assurer la croissance des besoins mondiaux. Si une telle situation perdure, le marché pourrait de nouveau se tendre au tournant de la décennie et l'Europe serait confrontée à une concurrence plus aiguë des acheteurs asiatiques, qui demeurent le moteur de la croissance du marché.

51. Natural Gas Europe, « Estonia to build own LNG terminal », 1 Mai 2015, disponible sur : <www.naturalgaseurope.com/>.

© Ifri

Réduction de l'offre domestique européenne : la production de Groningue en forte baisse

La production de gaz en Europe est dans une phase de déclin structurel avec l'épuisement progressif des réserves de gaz conventionnel. Dans les grands pays producteurs hors Norvège et Pays-Bas, la production baisse rapidement. Au Royaume-Uni, après un pic de 108 Gm^3 en 2000, la production n'est plus que de 35 Gm^3 en 2014. Mais le changement majeur intervenu depuis 2014 est la baisse accélérée de la production des Pays-Bas. En effet, la production du champ de Groningue, le plus gros champ gazier européen, emblème de la naissance de l'industrie du gaz naturel en Europe, est en forte baisse, suite à des tremblements de terre dans la région dont la fréquence et l'intensité se sont aggravées. Afin d'éviter tout risque, depuis janvier 2014 et à plusieurs reprises, le gouvernement néerlandais a décidé de plafonner la production du champ, à 30 Gm^3 en 2015, et doit annoncer à la fin de l'année le niveau futur d'extraction. Ce chapitre analyse les conséquences de ce plafonnement sur le marché gazier néerlandais et européen.

Groningue, pilier de l'approvisionnement gazier européen

Le champ de Groningue dans le Nord-Est des Pays-Bas, découvert en 1959, est le champ gazier le plus important en Europe et figure parmi les dix champs géants mondiaux. Ses réserves étaient initialement estimées à 2 800 Gm^3. Depuis sa mise en production en 1963, plus de 2 000 Gm^3 ont été produits. Les réserves prouvées restantes sont estimées à 726 Gm^3 au 1er janvier 2014[52]. Groningue est à l'origine de la création de l'industrie du gaz naturel en Europe, grâce aux premiers contrats d'exportation de gaz signés dans la deuxième moitié des années 60 entre l'opérateur du champ, NAM (Shell et Exxon Mobil à parts égales), et les clients européens. Ces contrats ont permis la construction des premiers réseaux transfrontaliers de gaz.

Le gaz produit à Groningue est un gaz à bas pouvoir calorifique (35.17 MJ/Nm^3 initialement), désigné sous le nom de « gaz-L », alors que les autres gaz produits ou importés aux Pays-

52. Les mètres cubes de ce chapitre sont mesurés en équivalent Groningue, soit un pouvoir calorifique de 35,17 MJ/Nm^3 initialement et de 35,08 MJ/Nm^3 pour les réserves restantes du champ.

© Ifri

Bas et en Europe ont un pouvoir calorifique plus élevé (« gaz-H »). Ces deux types de gaz ont des réseaux de transport distincts.

La production de Groningue a atteint un maximum de 88 Gm^3 en 1976. En 1974, le gouvernement néerlandais a mis en place la politique des « petits champs » visant à favoriser la production des champs gaziers de moindre taille et prolonger la durée de vie de Groningue, afin d'optimiser la déplétion des ressources gazières du pays. Groningue sert depuis à assurer la différence entre la demande à un moment donné et la production des petits champs, jouant ainsi le rôle de « swing supplier ». Sa production est très flexible et peut facilement être ajustée sur une durée relativement courte, grâce au nombre élevé de puits que comporte le champ et son lien avec des installations de stockage dédiées. La production en hiver est approximativement le triple de celle de l'été. Groningue joue ainsi un rôle important dans la couverture des besoins en flexibilité du nord-ouest de l'Europe et contribue à équilibrer les fluctuations saisonnières de la demande de la région.

La politique des petits champs a permis le développement de nombreux champs qui ont assuré une part de plus en plus importante de la production néerlandaise. Les Pays-Bas produisent environ 80 Gm^3/an. À leur pic de production, en 2000, les petits champs assuraient près de 70 % de la production totale. Depuis, leur production est en déclin et cette baisse devrait se poursuivre.

La production néerlandaise s'est élevée à 84,5 Gm^3 en 2013, dont près des deux tiers assurés par Groningue (53,9 Gm^3). En 2014, la production néerlandaise a chuté de près de 19 % à 68,7 Gm^3, avec le plafonnement de la production de Groningue (42,5 Gm^3) mis en place par le gouvernement en janvier 2014 suite aux tremblements de terre dans la région.

Figure 7 : Évolution de la production de Groningue et des petits champs (1975-2014)

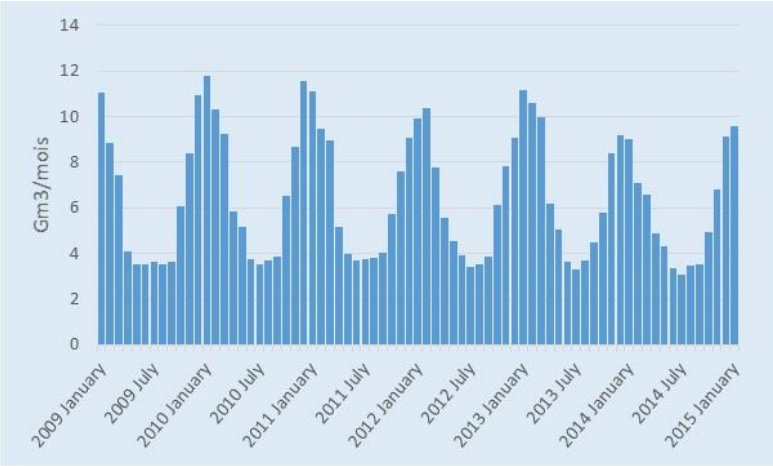
Source : NAM, NLOG

© Ifri

Le champ de Groningue fait partie du système intégré de GasTerra, la principale société néerlandaise de commercialisation du gaz, qui opère sur le marché européen de l'énergie et représente une part majeure de l'approvisionnement gazier néerlandais. Cette société est, en particulier, le vendeur exclusif du gaz de Groningue. Sa mission est de maximiser la valeur du gaz naturel néerlandais. GasTerra remplit un rôle public dans la mise en œuvre de la politique des petits champs, qui ont préséance sur la production de Groningue. Contrairement au gaz de Groningue, les producteurs des petits champs peuvent également vendre le gaz à d'autres sociétés de commercialisation, mais GasTerra est légalement obligé d'acheter ce gaz au prix de marché.

Le système intégré de Groningue comprend les installations de stockage de gaz de Norg et Grijpskerk (exploitées par NAM et considérées comme partie intégrante de la production ; leur accès est donc réservé aux producteurs), ainsi que le stockage d'Alkmaar (exploité par TAQA). La capacité de production maximale du système est d'environ 425 millions de m^3 par jour (Mm^3/j). Le système intégré fonctionne comme un « swing supplier » au sein du portefeuille de GasTerra, ce qui signifie que les fluctuations de la demande sont assurées par l'ajustement de la production du système (Groningue et les installations de stockage). Le volume de production de Groningue dépend ainsi de la demande de GasTerra, elle-même conditionnée par la limite maximale de production de Groningue, la demande à court terme du marché, la production des autres champs, les importations, l'utilisation des installations de stockage souterrain (y compris par des tiers), et de la température (hivers plus ou moins sévères).

Figure 8 : Production mensuelle de gaz aux Pays-Bas (janvier 2010-janvier 2015)



Source : CBS

© Ifri

Dans le cadre de la politique des petits champs, le gouvernement avait fixé en 2010 un quota de production cumulée pour Groningue de 425 Gm^3 pour la période 2011-2020, majoré de 20,7 Gm^3 (correspondant au reliquat du quota non produit au cours de la période précédente). Ce quota correspondait en 2013 à un plafond de production annuel de 43,9 Gm^3/an sur la période 2013-2020. En tenant compte de la contribution des petits champs, la production néerlandaise devait décliner à 62 Gm^3 en 2020 et 27 Gm^3 en 2030 (NLOG, 2015). Ces prévisions sont revues à la baisse dans le cadre du nouveau plafonnement annuel de la production de Groningue (« winningsplan »).

GasTerra est le principal exportateur de gaz et l'exportateur exclusif du gaz de Groningue. En 2014, la société a commercialisé 81,3 Gm^3, dont 47 Gm^3 destinés à ses clients européens. Son approvisionnement provenait principalement de Groningue (52 %), des petits champs (30 %) et de l'importation (18 %). Une grande partie de la production de Groningue est fournie au marché néerlandais (principalement aux consommateurs des secteurs résidentiel/tertiaire), le reste est exporté vers l'Allemagne, la Belgique et la France. GasTerra commercialise également un volume important de gaz-H en provenance des petits champs et importé de Russie et de Norvège. Ce gaz est utilisé par l'industrie/les centrales électriques et également exporté vers la Suisse, le Royaume-Uni et l'Italie.

Tableau 1 : Ventes de gaz de GasTerra (2012-2014)

Gm^3	2012	2013	2014
Pays-Bas	34.8	36.1	34.3
Allemagne	19.3	22.4	18.1
France	6.1	6.5	4.9
Belgique	4.7	5.4	5.4
Italie	8.2	8.6	8.3
Royaume-Uni	9.6	9.5	9.5
Suisse	0.7	0.8	0.8
TOTAL	**83.4**	**89.3**	**81.3**
dont exportations	**48.6**	**53.2**	**47.0**

Source : GasTerra

La production de Groningue permet de satisfaire, à elle seule, environ 10 % de la demande européenne (17 % pour la production totale néerlandaise). La production de gaz (à terre et en mer) est une source importante de revenus pour l'État néerlandais, représentant un montant de 12 à 14 milliards d'euros par an (environ 5 % des revenus de l'État), dont 10 à 12 milliards d'euros proviennent de la vente de gaz de Groningue, à la fois aux Pays-Bas et à l'étranger.

© Ifri

Les réserves restantes de Groningue ont une valeur de 180 milliards d'euros (sur la base d'un prix de 0,25 €m^3). L'industrie gazière néerlandaise emploie 16 000 personnes (emplois directs et indirects).

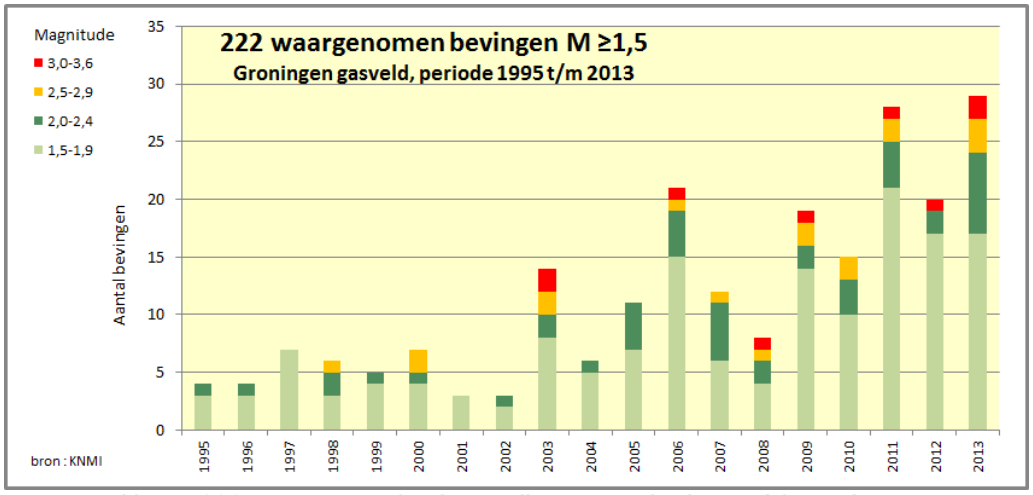
Risque sismique et plafonnement de la production de Groningue

L'extraction du gaz de Groningue a fortement contribué à la prospérité du pays : elle a rapporté 265 milliards d'euros aux caisses de l'État néerlandais entre 1963 et 2013. Mais elle pose un problème de sécurité aux habitants de la région. Sur 1012 secousses sismiques enregistrées aux Pays-Bas entre 1986 et la fin 2013, 720 l'ont été dans la région de Groningue[53], en lien avec l'extraction du gaz de Groningue (environ 50 % de la surface de la province se trouve au-dessus du champ). Alors que ces secousses sismiques étaient faibles sur l'échelle de Richter et imperceptibles pour la population, leur intensité augmente et elles génèrent de plus en plus de dégâts, notamment pour les habitations. Le 16 août 2012, le village de Huizinge dans la province de Groningue a été secoué par un tremblement de terre d'une magnitude de 3,6 sur l'échelle de Richter, le plus fort enregistré depuis le commencement de l'extraction du gaz à Groningue, causant de nombreux dégâts aux habitations et renforçant l'inquiétude des résidents. Après ce tremblement de terre, la confiance des résidents dans la sécurité de l'extraction du gaz de Groningue et dans le gouvernement (le ministère des Affaires économiques, l'autorité nationale responsable de l'approbation des plans de production des opérateurs) a atteint son point le plus bas. Malgré des avertissements répétés de la part d'ingénieurs et d'experts géologues, c'est seulement en 2013 que le gouvernement a reconnu le lien entre l'extraction du gaz à Groningue (rétractation des poches souterraines vidées de leur gaz et problème de compaction, i. e. tension accumulée en sous-sol qui se libère sous la forme de tremblements de terre) et le risque sismique dans la région. Par ailleurs, des rapports récents d'experts ont indiqué que les tremblements de terre pourraient atteindre 4 à 5 sur l'échelle de Richter, et un rapport de mouvement de sol de 0,12 g (où g représente l'accélération due à la gravité). Selon le Conseil de supervision des mines – l'autorité nationale chargée de la sécurité des activités minières – une production sans limite du gisement de Groningue pourrait conduire à d'autres dommages aux habitations et potentiellement aux digues.

53. Sur ces 720 secousses, 234 avaient une magnitude de 1,5 ou plus.

© Ifri

Figure 9 : Secousses sismiques enregistrées dans la région de Groningue (1995-2013)



Note : 222 secousses sismiques d'une magnitude supérieure à 1,5 enregistrées entre 1995 et 2013
Source : KNMI (Institut météorologique royal néerlandais)

En janvier 2014, le gouvernement néerlandais a pris un ensemble de mesures relatives au risque sismique dans la région de Groningue. Il a décidé de réduire la production du champ, la plafonnant à 42,5 Gm^3/an en 2014 et 2015 et à 40 Gm^3 en 2016 (53,87 Gm^3 produits en 2013)[54]. En particulier, la production autour de Loppersum, épicentre des secousses les plus importantes, était réduite de 80 % de 15 Gm^3/an à 3 Gm^3/an. Par ailleurs, l'État néerlandais a annoncé un fonds de compensation et de « restauration de la qualité de vie » de la région de 144 millions d'euros par an sur cinq ans. D'un total de 1,2 milliard d'euros, le fonds est également financé par NAM. La réduction de la production représente une moins–value de 2,3 milliards d'euros sur les trois années pour l'État néerlandais. Le 19 décembre 2014, le ministre a annoncé une nouvelle réduction de la production de Groningue à 39,4 Gm^3/an en 2015 et 2016.

Mais ces mesures ont été insuffisantes pour restaurer la confiance des résidents dans l'État et les opérateurs, mise à mal par la publication d'un rapport du conseil néerlandais de la sécurité[55]

54. D'après la lettre du ministre du 17 janvier 2014, l'utilisation maximale des installations de conversion permettrait de réduire l'extraction de gaz du champ de Groningen à 30 Gm^3/an. Cela ne peut se faire que si la flexibilité du gisement de Groningue peut être utilisée. Si toutefois, la production devait rester stable tout au long de l'année, un minimum de 40 Gm^3/an serait nécessaire pour assurer la sécurité de l'approvisionnement pendant la période de pointe hivernale.
55. Le rapport d'enquête sur le risque sismique à Groningue étudie le processus de prise de décision de l'extraction du gaz de Groningue et la façon dont la sécurité des résidents face au risque sismique est prise en compte. L'enquête porte sur la période allant de la découverte du champ en 1959 jusqu'à la présentation des mesures

© Ifri

concluant que, jusqu'en 2013, les entreprises et les autorités publiques impliquées dans l'extraction du gaz de Groningue ont privilégié les bénéfices issus de l'extraction du gaz au détriment de la sécurité publique. Après la publication de ce rapport, le 9 février 2015, le ministre des Affaires économiques a ordonné un nouveau plafonnement de la production à 16,5 Gm^3 pour le premier semestre 2015. Le ministre a par ailleurs annoncé un renforcement du bâti existant à risque et de nouveaux critères de construction antisismique.

Mais, en réponse aux plaintes déposées par des résidents de la région de Groningue, le Conseil d'État néerlandais (la plus haute Cour d'appel néerlandaise) a ordonné le 14 avril 2015 l'arrêt complet de la production autour de Loppersum (3 Gm^3/an)[56]. La Cour a cependant estimé que l'arrêt total de la production de Groningue, demandé par les plaignants, compromettrait la sécurité de l'approvisionnement. Cette décision est préliminaire et fait suite à l'examen de deux plaintes sur 40. Le tribunal devrait rendre son verdict final fin 2015. En application immédiate de la décision de la Cour, le ministre a ordonné le 21 avril 2015 l'arrêt de la production autour de Loppersum et indiqué que la production de Groningue ne pourrait dépasser 36,4 Gm^3 en 2015. Par la suite, le 23 juin 2015, le ministre a annoncé une limite supplémentaire à 13,5 Gm^3 pour le second semestre 2015, soit 30 Gm^3 au total en 2015, conformément à l'avis du Conseil de supervision des Mines. Ce niveau est inférieur à celui requis pour assurer la sécurité de l'approvisionnement, estimé par Gasunie Transport Services (GTS), l'opérateur national du réseau de transport, à 33 Gm^3. Avec l'option ponctuelle de soutirer 3 Gm^3 du stockage de Norg, la limite imposée par le ministre permet d'assurer ce niveau de sécurité. Le stockage de Norg est maintenant utilisé comme stockage clé du gaz-L aux Pays-Bas. Par ailleurs, une production additionnelle de 2 Gm^3 peut être extraite de Groningue au-delà des 30 Gm^3 en cas de problèmes techniques sur le système gazier.

Ainsi, en 2015 la production de Groningue va être réduite de 12,5 Gm^3 par rapport à 2014, et de 24 Gm^3 par rapport à 2013. La prochaine étape est maintenant la décision que le ministre doit annoncer fin 2015 sur le niveau d'extraction à partir de 2016. Le gouvernement examine s'il est possible de réduire la production encore plus, le principal problème étant la limite de 33 Gm^3 nécessaire à la sécurité de l'approvisionnement. Le ministre des Affaires économiques étudie la possibilité de changer le mode d'extraction du champ et la possibilité d'augmenter les importations de gaz. Groningue serait utilisé en tant que fournisseur de dernier

---

prises par le ministre des Affaires économiques en janvier 2014. Disponible sur : <www.onderzoeksraad.nl/>.

56. La production sera maintenue à un niveau minimal afin de pouvoir assurer la sécurité de l'approvisionnement en cas d'urgence.

© Ifri

recours une fois que la production de gaz-L des unités de conversion fonctionne à pleine capacité, requérant une augmentation des importations de gaz-H. Cela permettrait de soulager la pression pour extraire de gros volumes de Groningue, lorsque d'autres sources sont disponibles pour répondre à la demande et lisser la production du champ, afin d'éviter le risque de secousses potentiellement causées par les fortes variations de la production. Le ministère a demandé au Conseil de supervision des mines d'étudier les implications de cette politique sur la sécurité d'approvisionnement. L'étude doit être finalisée en décembre 2015. Le sujet fait débat aux Pays-Bas car l'augmentation des importations pourrait conduire à un accroissement des importations russes.

Incidences de la réduction de la production sur les marchés gaziers néerlandais et européens

Les conséquences de la réduction de la production de Groningue demeurent bien entendu incertaines tant que les décisions concernant le rôle de ce gisement, le mode d'extraction et le niveau de production futurs ne sont pas connues. Les effets de cette réduction doivent, par ailleurs, être replacés dans le contexte de l'épuisement des réserves du champ. Avant les décisions récentes de plafonnement de production, le gouvernement néerlandais avait déjà pris en compte le déclin naturel de la production du champ. Il avait défini en 2005 une politique et une vision de long terme, le « gas roundabout », qui prenait en compte l'épuisement progressif des réserves du pays, ses conséquences sur l'économie néerlandaise, et l'industrie gazière en particulier, la transition d'un statut d'exportateur net de gaz vers un statut d'importateur net et la volonté de conserver une industrie gazière dynamique, en utilisant les moyens techniques (réseaux, stockages), commerciaux (marché libéralisé et nombre important d'acteurs) et humains (expertise gazière). Le gouvernement avait ainsi défini le concept de « hub gazier néerlandais », visant à transformer les Pays-Bas en plaque tournante pour le gaz du nord-ouest de l'Europe. Cette stratégie répondait à la fois aux préoccupations de sécurité d'approvisionnement liées au déclin de la production néerlandaise, et à la sauvegarde des bénéfices économiques liés à l'activité gazière, grâce aux investissements et revenus induits par la nouvelle stratégie. Celle-ci favorise la commercialisation de l'expertise et de l'expérience néerlandaises dans la chaîne gazière, de l'amont à l'aval, y compris l'intégration du « gaz vert ». Cette politique a en particulier conduit les Pays-Bas à construire leur premier terminal d'importation de GNL (GATE Terminal, inauguré en 2011, d'une capacité de 12 Gm^3/an, avec une expansion à 16 Gm^3/an d'ici 2019) et signer des contrats d'approvisionnement avec les fournisseurs mondiaux de GNL, diversifiant ainsi l'offre de gaz du pays. Elle a permis au hub virtuel néerlandais, TTF (Title Transfer Facility), de devenir en 2014 le premier hub gazier européen, détrônant le hub britannique NPB dans les échanges de gré à gré (Over-The-Counter, OTC). En 2014, les

© Ifri

échanges OTC sur le TTF ont atteint un niveau record avec un volume échangé de près de 1400 Gm^3. Les échanges physiques ont totalisé 44 Gm^3. Le *churn ratio* (rapport entre volumes échangés et volumes physiques qui mesure la liquidité du hub) s'est fortement accru, passant de 18,5 en 2013 à près de 32 en 2014. La stratégie se poursuit actuellement vers la recherche de sources « vertes » pour le gaz (« green gas », tel que le biogaz incorporé dans les réseaux de gaz naturel, le bio-GNL pour le transport, le « gas-to-power »).

L'industrie gazière néerlandaise prenait donc déjà en compte la diminution de la production de Groningue. Les décisions actuelles accélèrent cette transition mais soulèvent également d'autres interrogations, en particulier des questions de politique énergétique sur le rôle futur du gaz aux Pays-Bas. La question de la transition vers un nouveau mix énergétique est posée (exploitation des sources non conventionnelles de gaz ou remplacement progressif du gaz par d'autres sources d'énergie, combiné avec des efforts supplémentaires d'efficacité énergétique) et renforcée par le contexte de baisse de la demande de gaz aux Pays-Bas. L'Accord sur l'énergie signé en 2014 entre le gouvernement central, les gouvernements locaux et les représentants de l'industrie et de la société civile prévoit : i) des économies d'énergie de 1,5 % par an ; ii) une augmentation de la part des énergies renouvelables de 4 % à 14 % d'ici 2020 ; et iii) une réduction des émissions de CO_2 de 80 à 95 % d'ici 2050, permise, entre autres, par la fermeture en 2016-2017 de cinq centrales au charbon construites dans les années 1980 (elles sont toutefois remplacées par trois centrales au charbon à haut rendement énergétique). Selon les prévisions d'ECN réalisées en 2014, la consommation de gaz déclinerait progressivement à 36,3 Gm^3 en 2020 et 31,1 Gm^3 en 2030. La question de la sécurité d'approvisionnement (avec une dépendance accrue aux importations) est également soulevée avec la nécessité de diversifier les sources d'approvisionnement. Ces questions sont également influencées par l'image publique du gaz naturel, actuellement ternie aux Pays-Bas. Par ailleurs, se pose la question plus spécifique aux Pays-Bas et à l'Europe du nord-ouest de la baisse de la disponibilité en gaz-L.

Les conséquences de la réduction de la production de Groningue doivent donc être analysées à quatre niveaux : le marché gazier néerlandais, le marché du gaz-L de l'Europe du Nord-Ouest, les exportations vers les clients européens et la diminution de la flexibilité.

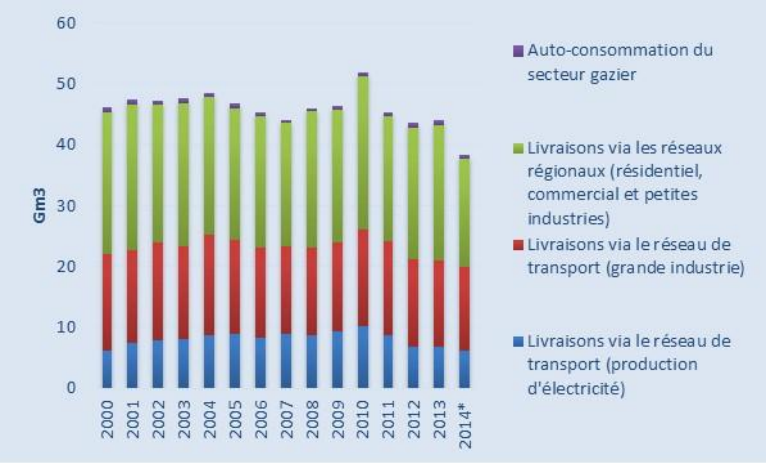
Les conséquences sur le marché gazier néerlandais

Les Pays-Bas sont le cinquième consommateur de gaz en Europe. La part du gaz dans le bilan énergétique et électrique est très élevée (43,2 % et 53 % respectivement en 2013). Par ailleurs, presque tous les foyers néerlandais sont raccordés au réseau gazier et utilisent le gaz pour leurs besoins de chauffage, de cuisson et d'eau chaude. Leur consommation représente la moitié de la consommation de gaz

© Ifri

du pays. L'industrie est également un consommateur important, en particulier la pétrochimie qui utilise le gaz pour la fabrication d'engrais. En 2014, la consommation s'est élevée à 38,4 Gm^3, en baisse de 13 % par rapport à 2013, et son plus bas niveau depuis 1982, suite à la clémence de l'hiver par rapport à l'année précédente (la consommation totale d'énergie a chuté de 6 % en 2014). La douceur de l'hiver a fortement réduit les besoins de chauffage du secteur résidentiel/commercial. Par ailleurs, la demande du secteur électrique a baissé, suite au rôle accru du charbon, dont la consommation a augmenté de 15 % en 2014. Cette progression est due, comme dans les autres pays européens, à la compétitivité du charbon vis-à-vis du gaz naturel, renforcée par le faible niveau du prix des quotas CO_2. Bien que le prix du gaz ait diminué depuis 2014, la compétitivité du charbon n'est pas remise en cause, son prix ayant lui-aussi décliné fortement (cf. Chapitre 5).

Figure 10 : Évolution de la consommation de gaz naturel aux Pays-Bas (2000-2014)



Source : CBS

Le réseau de transport néerlandais comprend deux réseaux distincts, un pour le gaz-L et l'autre pour le gaz-H. Les deux réseaux sont reliés par des stations de mélange qui permettent d'ajuster la qualité du gaz. Les consommateurs du secteur résidentiel/commercial sont approvisionnés en gaz-L. Leur demande fluctue fortement selon les températures extérieures. Leur approvisionnement était sécurisé grâce à la flexibilité de Groningue (et des stockages associés au système de GasTerra) et aux installations de conversion du gaz-H en gaz-L (injection d'azote dans le gaz-H pour produire du gaz-L). GTS est responsable de l'ajustement de la qualité du gaz et utilise pour cela les stations de conversion du gaz afin de faire face aux besoins des consommateurs. Mais ces capacités sont limitées et GTS, qui vient

© Ifri

de publier son premier plan de développement du réseau de transport (NOP 2015[57]) envisage de les accroitre.

La réduction accélérée de la production de Groningue (et de sa flexibilité) pourrait compromettre la sécurité de l'approvisionnement en période de pointe hivernale[58]. Elle oblige les différents opérateurs à mettre en place de nouveaux moyens afin d'assurer cette sécurité. À la demande du ministre des Affaires économiques, GTS a commencé à préparer l'expansion de ses capacités de production d'azote pour convertir le gaz-H en gaz-L, avec une mise en service prévue fin 2019, afin de préserver la sécurité de l'approvisionnement à partir de 2020.

Par ailleurs, les stockages de gaz participent également à la flexibilité de l'approvisionnement. Les Pays-Bas disposent de cinq installations de stockage souterrain et d'une installation d'écrêtement de la demande de pointe. La capacité des stockages souterrains a été récemment portée à 12,9 Gm^3, suite à la mise en service en avril 2015 du stockage de Bergermeer, exploité par TAQA et EBN (l'État néerlandais), qui a une capacité en gaz utile de 4,1 Gm^3. Ce stockage de grande capacité est destiné à équilibrer les fluctuations saisonnières de la demande de gaz. Les Pays-Bas disposent également de capacités de stockage en Allemagne (stockage d'Epe). NAM a récemment indiqué que la capacité du stockage de Norg va être portée à 7 Gm^3/an. De même, Gasunie va accroître la capacité de soutirage du stockage de pointe de Zuidwending, exploité par EnergyStock.

Tableau 2 : Stockages souterrains de gaz naturel aux Pays-Bas au 1er avril 2015

Stockage	Date de mise en service	Type de stockage	Opérateur	Capacité maximale en gaz utile (Mm^3)	Capacité maximale de soutirage (Mm^3/j)
Zuidwending	2011	Cavités salines	EnergyStock BV	300	43.2
Grijpskerk	1997	Champ gazier	NAM	2400	62.0
Norg (Langelo)	1997	Champ gazier	NAM	5600	76.0
Alkmaar	1997	Gisement déplété	TAQA Energy BV	500	36.0
Bergermeer	2015	Gisement déplété	TAQA Energy BV	4100	57.0
TOTAL				**12900**	**274.2**

Source : GSE

À plus long terme, le déclin de la production de gaz-L requiert une transition plus profonde du système : conversion du réseau et

57. GTS, Network Development Plan 2015 (NOP 2015), Consultation document, 13 mai 2015.
58. En janvier 2014, le ministre des Affaires économiques avait indiqué que l'arrêt total de la production autour de Loppersum pourrait poser des problèmes de sécurité d'approvisionnement en hiver pour couvrir la demande de pointe. C'était la raison pour laquelle il avait jugé nécessaire d'autoriser une production limitée à 3 Gm3/an à Loppersum, afin de répondre rapidement aux pics de demande.

© Ifri

des stockages de gaz-L vers le gaz-H, mise aux normes (ou remplacement) des équipements domestiques utilisant le gaz-L. Cette transition aux Pays-Bas est programmée à partir de 2030. Avant cette date, GTS doit assurer que le marché est alimenté avec du gaz de composition similaire à celle de Groningue.

Avec la baisse de la production domestique, les importations vont s'accroître fortement. Les Pays-Bas devaient devenir importateur net de gaz autour de 2025, mais la réduction accélérée de Groningue et la nécessité de mélanger du gaz-H à l'azote pour « fabriquer » du gaz-L afin d'assurer la sécurité de l'approvisionnement, risque de rapprocher cette échéance. Le concept de hub gazier du nord-ouest de l'Europe, développé par le gouvernement, prend en compte cette nouvelle dimension. L'infrastructure néerlandaise est déjà en train d'être adaptée pour faire face à ce changement. Les capacités aux points d'entrée frontaliers (gazoducs et GNL) sont accrues pour permettre l'augmentation des flux d'importation et la capacité des installations de stockage est augmentée afin de permettre l'ajustement de la demande à une offre moins flexible. La stratégie du gouvernement prévoit également le remplacement progressif des revenus tirés des ventes de gaz naturel par les revenus créés par le nouveau statut des Pays-Bas comme plaque tournante du gaz pour le nord-ouest de l'Europe (services de transport et de stockages, transit, réexportations, etc.).

Le marché du gaz-L en Europe du nord-ouest

Comme la majorité de la fourniture de gaz du Nord-Ouest de l'Europe provenait initialement de Groningue, les pays voisins (Allemagne, Belgique et France) ont développé une partie de leur infrastructure en fonction de cette qualité de gaz et construit des réseaux spécifiques pour le gaz-L. Ils se trouvent confrontés aujourd'hui au défi de gérer le déclin de la production de Groningue. Le marché du gaz-L de l'Europe du nord-ouest représente environ 70 Gm^3/an, dont 30 Gm^3 consommés aux Pays-Bas, 30 Gm^3 en Allemagne, 5 Gm^3 en Belgique et 5 Gm^3 dans le nord de la France. Le champ de Groningue est la principale source d'approvisionnement de ce marché (60 à 70 %). Les autres productions de gaz-L proviennent de l'Allemagne (environ 10 Gm^3/an, mais également en déclin), et des installations de conversion du gaz-H en gaz-L.

Le déclin programmé de la production de Groningue après 2020 (et l'expiration des contrats d'importation en gaz-L d'ici la fin de la prochaine décennie) requerrait déjà une transition du marché du gaz-L vers le gaz-H. La réduction accélérée de la production de Groningue précipite le calendrier de cette transition. Celle-ci est un processus long et complexe puisqu'elle implique la mise aux normes, avec les nouveaux standards de qualité, des réseaux de transport et distribution, des installations de stockage et des équipements utilisant le gaz-L. Elle fait intervenir de nombreux acteurs et doit être

© Ifri

soigneusement planifiée. Les infrastructures de gaz des pays de l'Europe du nord-ouest sont étroitement liées, et tous les pays doivent travailler ensemble pour trouver une solution optimale.

À court terme, la réduction de la production de Groningue peut être compensée par la conversion de gaz-H importé aux Pays-Bas. Au-delà d'un accroissement des importations, cela nécessite une augmentation de la capacité des stations de conversion du gaz et de la capacité de production d'azote, ce que GTS prépare actuellement.

À plus long terme, de nouvelles mesures de transition sont mises au point. Elles impliquent des investissements pour convertir en partie ou totalement l'infrastructure de gaz-L au gaz-H et accroître les capacités de livraisons de gaz-H (volumes totaux et capacité de pointe). Le calendrier diffère selon les pays. La conversion va commencer en Allemagne dès 2015, alors qu'elle n'est prévue que plus tardivement en Belgique et en France (2021) et aux Pays-Bas (2030). Les opérateurs allemands du réseau de transport de gaz ont mis au point un plan commun de conversion du gaz-L vers le gaz-H en 2013. Selon ce plan, la conversion va commencer sur un projet pilote en octobre 2015 pour compenser la baisse de la production de gaz-L à partir des champs allemands. Elle se poursuivra sur d'autres réseaux régionaux en 2016 et 2017, en conformité avec le plan. D'ici 2025, les opérateurs allemands prévoient d'investir 3,5 milliards d'euros afin d'accroître la capacité du système en gaz-H. En France, les premières études sont en cours et un premier échéancier a été projeté au regard des échéances annoncées par les autorités néerlandaises. Les délais de mise en œuvre envisagés dans un premier scenario présagent des études à conduire de 2015 à 2016, une phase expérimentale conséquente de 2017 à 2019, la composition de la stratégie industrielle issue de cette expérimentation de 2019 à 2020 et enfin une phase de conversion généralisée de 2021 à 2029.

Les exportations et les prix

Grâce à la découverte de Groningue, les Pays-Bas sont devenus un exportateur majeur de gaz vers l'Europe. En 2014, leurs exportations ont totalisé 55.4 Gm^3 (une baisse de 12,7 % par rapport à 2013). Les Pays-Bas sont également un importateur/ré-exportateur important de gaz : 27,4 Gm^3 en 2014, et depuis peu, un importateur et ré-exportateur de GNL. Le gaz importé par gazoduc provient principalement de Russie et de Norvège sur la base de contrats à long terme. Les exportations nettes du pays ont chuté de 25 % en 2014, à 28 Gm^3, en baisse de près de 10 Gm^3 par rapport à 2013 suite à la réduction de la production de Groningue et un hiver plus clément qui a réduit la demande européenne.

© Ifri

Figure 11 : Évolution des exportations et des importations de gaz néerlandaises (1990-2014)

Source : CBS

Sur le marché européen excédentaire, remplacer les volumes manquants de Groningue (11,5 Gm^3 en 2014 par rapport à 2013) n'a pas été un problème, avec la clémence de l'hiver et la réduction de la demande néerlandaise et européenne (- 6 Gm^3 et - 52 Gm^3 respectivement). Les prix spot européens ont d'ailleurs baissé de 22 % en 2014 malgré la crise russo-ukrainienne. Sur le TTF, ils se sont établis en moyenne annuelle à 21 €/MWh, contre 27 €/MWh en 2013. Les prix spot ont toutefois été très volatils réagissant aux tensions entre la Russie et l'Ukraine.

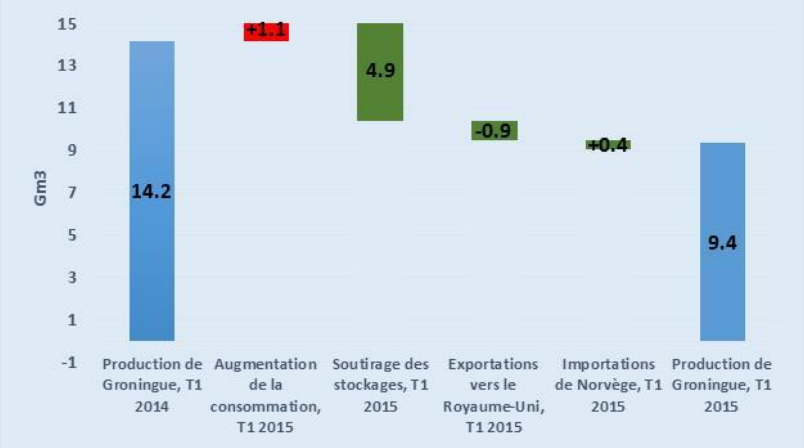
La réduction attendue en 2015 (12,5 Gm^3 sur la base de 30 Gm^3 produits par Groningue), ne devrait pas créer de problème d'approvisionnement mais requiert un rôle accru des stockages et un accroissement des importations. Les importations de GNL peuvent facilement compenser ce manque, aidées par ailleurs par l'arbitrage prix entre Asie et Europe en faveur du vieux continent (cf. Chapitre 2). Les stockages sont appelés à jouer un rôle majeur pour couvrir les fluctuations de la demande, comme on a pu l'observer au premier trimestre 2015.

© Ifri

Encadré 3 : Réduction de la production de Groningue au 1er trimestre 2015

La réduction de la production de Groningue en 2014 est intervenue dans un contexte de baisse de la demande et n'a donc pas perturbé le marché européen. Au 1er trimestre 2015, la production de Groningue a été réduite de 5 Gm3 par rapport à celle du 1er trimestre 2014, alors que la consommation européenne a augmenté par rapport au 1er trimestre 2014. La consommation néerlandaise s'est accrue de 1,1 Gm3 par rapport à l'hiver précédent. Les volumes manquants ont été remplacés par une augmentation importante des volumes soutirés des stockages, une diminution des exportations vers le Royaume-Uni et une légère augmentation des importations en provenance de Norvège. Le stockage de Norg, en particulier, a été utilisé à plein pour compenser la baisse de la production de Groningue.

Figure 12 : Remplacement de la production de Groningue au 1er trimestre 2015



Source : Platt's

En réaction à l'annonce du plafonnement de la production de Groningue à 16,5 Gm3 au 1er semestre 2015, les prix spot du gaz ont fait un bond de près de 20 % à la mi-février. GasTerra a été contraint d'acheter du gaz sur le marché spot pour répondre à ses obligations contractuelles. De plus, cette annonce intervenait dans un contexte de baisse des flux russes. L'impact immédiat sur les prix s'est estompé très rapidement, grâce à la douceur de la fin de l'hiver 2015, aux livraisons additionnelles de GNL, mais aussi, début mars, à l'augmentation des flux russes.

L'annonce de l'arrêt de la production à Loppersum en avril 2015 n'a pas eu d'effet sur le prix spot. L'impact sur la volatilité des prix est par contre élevé. Les incertitudes liées à la production (et à la flexibilité) de Groningue se sont rajoutées aux incertitudes sur l'approvisionnement russe. De même, le spread des prix entre hiver et été s'est fortement accru au 1er semestre 2014 (jusqu'à 8 €/MWh), mais est retombé à des niveaux bas depuis le début 2015 : inférieurs à 2 €/MWh sur la base des contrats forward.

© Ifri

Malgré la diminution de la production de Groningue, GasTerra est en mesure d'honorer ses contrats à long terme, qui portent sur des livraisons de 40 à 60 Gm^3/an (gaz-L et H), en convertissant plus de gaz-H en gaz-L. À plus long terme, GasTerra a indiqué que la compagnie ne signera plus de nouveaux contrats d'exportation, ni de prolongation de la durée de vie ou d'augmentation des contrats existants. Les contrats expirent à la fin de la décennie prochaine. Les contrats à long terme de GasTerra sont indexés sur les hubs gaziers européens depuis les renégociations entre GasTerra et les acheteurs européens. Les renégociations impliquent non seulement un changement dans la formule d'indexation, mais aussi dans la structure des contrats. La flexibilité ne fait plus partie des nouveaux contrats indexés sur les hubs gaziers et doit maintenant être achetée sur les marchés.

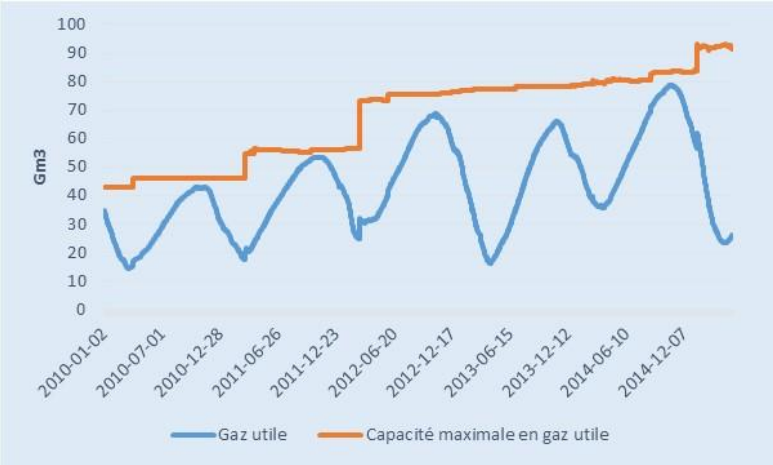
La flexibilité

L'un des atouts du champ de Groningue est sa grande flexibilité de production. Celle-ci est compromise par la réduction de production actuelle et à venir. Dans un rapport sur l'impact de la production de Groningue sur l'activité sismique, le Conseil de supervision des mines observait que « des tremblements de terre de magnitude plus élevée semblent se produire avec un retard de 6 à 9 mois, après une période de production de pointe de l'hiver ». Si cette observation s'avère vérifiée par les expertises en cours, elle remettrait en cause la flexibilité permise par l'ajustement de la production de Groningue aux fluctuations de la demande. Début 2014, le ministre des Affaires économiques estimait que le réseau néerlandais pouvait faire face à une réduction à 30 Gm^3/an, à condition toutefois que la production du champ puisse fluctuer en fonction de la demande. Dans l'attente de résultats d'investigations plus poussées, la flexibilité de la production de Groningue reste incertaine, bien qu'elle soit de facto déjà réduite par le plafonnement de la production. Ceci implique que les Pays-Bas et l'Europe doivent trouver d'autres sources de flexibilité. Les stockages de gaz naturel et les importations de GNL sont les deux principaux moyens qui permettent de pallier cette réduction.

Au niveau européen (UE28), la capacité en gaz utile des stockages atteint 108 Gm^3 (GSE) en avril 2015, un accroissement de 27 % depuis 2010, et une capacité de soutirage maximale de 1683 Mm^3/j. Cette capacité correspond à 26 % de la consommation de 2014, soit près de 100 jours de consommation moyenne. Alors que les stockages étaient sous-utilisés en 2012 et 2013 et qu'ils restaient déjà élevés à la fin de l'hiver 2013-2014, ils ont été remplis à 94 % à l'entrée de l'hiver 2014-2015 (1er novembre) par les opérateurs qui ont anticipé les problèmes d'approvisionnement en gaz russe. La sous-utilisation des stockages était largement imputable à la chute du spread hiver/été des prix du gaz (de plus de 6 €/MWh en 2008-09 à moins de 2 €/MWh en 2013-2014, largement insuffisant pour rémunérer le coût de stockage).

© Ifri

Figure 13 : Évolution des capacités de stockage en Europe (2010-2015)



Source : GSE

Les capacités de regazéification du GNL en Europe sont également bien développées (cf. Chapitre 2 et Annexe 2). Depuis 2009, elles se sont accrues de 57 %, principalement sous l'impulsion des Pays-Bas et du Royaume-Uni, et atteignent 195 Gm^3/an en janvier 2015. Elles peuvent également assurer une partie de la réduction de la flexibilité suite à la baisse de la production de Groningue. Depuis le quatrième trimestre 2014, les importations de GNL en Europe, qui déclinaient depuis deux ans, sont reparties à la hausse. Ces moyens devraient être suffisants pour assurer la sécurité de l'approvisionnement et la couverture des besoins saisonniers de la demande, malgré la baisse de la production et de la flexibilité de Groningue, à condition bien sûr que les opérateurs continuent de remplir les stockages et que l'arbitrage prix continue de jouer en faveur de l'Europe pour les importations de GNL.

Conclusion : une incertitude supplémentaire

Le gouvernement néerlandais recherche les solutions les plus appropriées pour concilier l'impératif de sécurité des habitants de la région de Groningue, la sécurité de l'approvisionnement gazier aux Pays-Bas et le respect de ses obligations contractuelles envers ses clients européens. Les Pays-Bas et l'Europe peuvent faire face à la réduction de la production de Groningue telle qu'envisagée actuellement (30 Gm^3/an), grâce aux stockages et aux importations de GNL. Mais l'ampleur de la réduction des volumes totaux et de la flexibilité de cette production reste incertaine et soulève un certain nombre de questions quant à la sécurité de l'approvisionnement gazier européen, à la conversion plus ou moins rapide vers le gaz-H et aux investissements nécessaires en infrastructure de conversion/remplacement (volumes et flexibilité). Cette incertitude, qui se rajoute à celle liée à l'approvisionnement russe, engendre une volatilité accrue des prix du gaz en Europe.

© Ifri

Les gaz de schiste : des évolutions contrastées

Dans un contexte marqué par la volonté de diversifier et sécuriser l'approvisionnement gazier européen, les gaz de roche-mère (« gaz de schiste »), dont l'Europe détiendrait 13 Tm^3 de ressources, apparaissent comme un atout clé. La communication de la Commission sur l'Union de l'énergie préconise d'ailleurs d'accroître la production énergétique intérieure, y compris la production d'hydrocarbures non conventionnels pour les pays qui en ont fait le choix, à condition que les problèmes liés à leur acceptation par les populations et à leur incidence sur l'environnement trouvent une solution appropriée.

Ce chapitre fait le point sur les avancées notables du secteur en Europe depuis les deux dernières notes publiées par l'IFRI sur ce sujet[59] et s'intéresse plus particulièrement à l'impact possible de la production de gaz de schiste sur la sécurité de l'approvisionnement gazier européen.

Principes minimaux applicables au gaz de schiste

En janvier 2014, la Commission a adopté une recommandation[60] (et non pas une directive) sur l'exploration et la production (E&P) des hydrocarbures de roche-mère utilisant un taux élevé de fracturation hydraulique. Cette recommandation vise à garantir la mise en place de mesures appropriées en matière de protection de l'environnement et du climat. Elle introduit des règles du jeu sous forme de principes minimaux pour le secteur, offrant ainsi un cadre plus clair pour les investisseurs. La recommandation adoptée invite les États membres :

- à planifier les projets et à évaluer les effets cumulatifs possibles avant de délivrer des autorisations ;
- à évaluer rigoureusement les impacts sur l'environnement et les risques associés ;

59. S. Cornot-Gandolphe, « Gaz de schiste en Pologne, au Royaume-Uni et au Danemark : vers un modèle européen? », *Notes de l'Ifri*, Paris, Ifri, novembre 2013 et L. Parmigiani, « Dynamics and Drivers of Shale Gas Development in Three European Countries: Can a European Policy be Imagined? », *Actuelles de l'Ifri*, Paris, Ifri, 17 novembre 2013.
60. Commission Européenne, « Environnement : la Commission européenne préconise des principes minimaux applicables au gaz de schiste », 22 janvier 2014, disponible sur : <http://europa.eu/>.

© Ifri

- à veiller à ce que l'intégrité des puits corresponde aux meilleures pratiques ;

- à contrôler la qualité de l'eau, de l'air, des sols au niveau local avant le début des activités, afin de détecter d'éventuels changements et de parer aux risques émergents ;

- à limiter les émissions atmosphériques, y compris les émissions de gaz à effet de serre, par le captage du gaz ;

- à informer le public des produits chimiques utilisés dans les différents puits, et

- à veiller à ce que les exploitants appliquent les bonnes pratiques pendant toute la durée du projet.

Les États membres étaient invités à appliquer les principes formulés dans un délai de six mois et, à partir de décembre 2014, informer chaque année la Commission des mesures qu'ils auraient mises en place. La Commission assure le suivi de l'application de la recommandation au moyen d'un tableau de bord accessible au public, permettant de comparer la situation dans les différents États membres. Par ailleurs, elle prévoit d'examiner l'efficacité de cette approche en 2015.

Le premier tableau de bord a été publié en février 2015[61]. Il montre que l'Europe avance à petits pas sur ce sujet : seulement cinq pays (Danemark, Pays-Bas, Pologne, Roumanie et Royaume-Uni) ont autorisé l'attribution de permis d'exploration de gaz de schiste, six autres pays (Autriche, Allemagne, Hongrie, Lituanie, Portugal et Espagne) considèrent de telles autorisations et trois pays ont interdit la fracturation hydraulique sur leur territoire (France, Bulgarie et République Tchèque). Les autres pays n'ont pris aucune action spécifique vis-à-vis des gaz de schiste et n'envisagent pas de le faire.

Par ailleurs, en février 2014, deux associations majeures dans le secteur, OGP (International Association of Oil & Gas Producers) et IPIECA (International Petroleum Industry Environmental Conservation Association), ont publié des principes de bonnes pratiques pour le développement des hydrocarbures de roche-mère[62]. Ces lignes directrices fournissent des principes à l'échelle mondiale pour les activités d'E&P, et renseignent sur la façon dont l'industrie du pétrole et du gaz gère les risques associés à ces activités. Ces principes incluent tous les domaines liés au développement des hydrocarbures de roche-mère, parmi lesquels la protection de l'eau et la gestion des

61. Données disponibles sur : <https://ec.europa.eu/>.
62. Plus d'informations sur : <www.ogp.org.uk/>.

© Ifri

eaux usées, l'intégrité des puits, les émissions atmosphériques et l'engagement des parties prenantes.

Les ressources de gaz de schiste en Europe

L'Europe est dotée de ressources potentielles de gaz non conventionnel significatives. Les ressources techniquement récupérables de gaz de schiste ont été estimées par l'EIA américaine en 2011 et réévaluées en 2013[63]. La dernière étude estime les ressources de l'UE à 13,3 Tm^3. L'étude réalisée par Pöyry Management Consulting (Pöyry) et Cambridge Econometrics (CE), pour le compte d'OGP[64], les évalue entre 8,1 et 10,8 Tm^3, en se fondant, non seulement sur l'étude de l'EIA, mais également sur les études réalisées par les instituts nationaux de géologie (Pologne et Allemagne, en particulier) et en tenant compte des barrières techniques et administratives.

Tableau 3: Ressources techniquement récupérables de gaz de schiste et réserves prouvées de gaz conventionnel de l'UE

	Réserves prouvées (Gm^3)	Ressources techniquement récupérables (Gm^3)
	Gaz conventionnel	Gaz de schiste (EIA 2013)
Pologne	99	4,190
France	10	3,880
Roumanie	295	1,444
Danemark	132	900
Royaume-Uni	531	740
Pays-Bas	1,327	740
Bulgarie	5	481
Allemagne	169	480
Suède	0	280
Autres	222	175
TOTAL UE	2,790	13,310

Source : BP, EIA

Les principales ressources seraient situées en Pologne et en France. Mais ces estimations sont fondées sur des calculs volumétriques simples et restent imprécises. Elles doivent donc être prises avec prudence. Seules des données acquises au cours de forages exploratoires permettront de préciser les ressources disponibles. Or, les activités d'exploration sont à un stade précoce (voire inexistantes dans certains pays) et les valeurs plus affinées ne sont donc pas disponibles.

63. EIA, "Technically Recoverable Shale Oil and Shale Gas Resources: an Assessment of 137 Shale Formations in 41 Countries Outside the United States", EIA/DOE, Washington D. C., juin 2013.
64. Disponible sur : <www.poyry.co.uk/>.
64. Disponible sur : <www.poyry.co.uk/>.

© Ifri

Encadré 4 : Les ressources du bassin parisien

Le US Geological Survey (USGS) a récemment évalué le potentiel de ressources pétrolières et gazières non découvertes et techniquement récupérables du bassin parisien[65], où plus de 35 champs de pétrole et de gaz conventionnels ont été découverts depuis les années 1950. Les résultats de l'évaluation quantitative de l'USGS montrent que le bassin parisien renferme en moyenne 222 Mb de pétrole non conventionnel et 2 092 Gpc de gaz non conventionnel (59 Gm^3), ainsi que des volumes plus modestes de pétrole et gaz conventionnels. Les fourchettes d'estimation sont larges et reflètent l'incertitude géologique concernant les systèmes de piégeage rocheux. L'USGS estime, en s'appuyant sur les dernières estimations de récupération, les zones potentielles, les zones de drainage et les taux de réussite, qu'environ 6 400 puits fracturés hydrauliquement[66], seraient nécessaires en moyenne pour exploiter les ressources de pétrole et de gaz présentes dans le bassin parisien.

Les développements récents en Europe

Les pays européens ont des approches très différentes vis-à-vis de l'E&P des gaz de schiste, entre ceux qui encouragent le développement de ces ressources et ceux qui ont interdit la fracturation hydraulique. Parmi les cinq pays (Danemark, Pays-Bas, Pologne, Roumanie et Royaume-Uni) ayant attribué des permis d'exploration, la Pologne, le Royaume-Uni et le Danemark sont les plus avancés, bien que même dans ces pays, l'exploration des gaz de schiste soit encore à ses tout débuts. Aucune production commerciale de gaz de schiste n'a encore été réalisée en Europe.

La Pologne est le pays au potentiel le plus important. L'EIA avait initialement estimé les ressources techniquement récupérables à 5,3 Tm^3. La mise à jour en 2013, fondée sur une meilleure information géologique, a réduit ce niveau à 4,2 Tm^3. L'Institut polonais de la géologie a évalué ces ressources entre 346 et 768 Gm^3. Le niveau d'exploration actuel ne permet pas encore de préciser ces valeurs mais les premiers puits d'exploration ont donné des résultats décevants et indiqué une roche mère plus difficile à exploiter qu'aux États-Unis. Par ailleurs, l'absence, jusqu'en 2014, d'un cadre réglementaire clair a incité certains opérateurs à arrêter leurs activités liées au gaz de schiste dans le pays. La baisse du prix du brut a également joué : les compagnies américaines ont réduit leur CAPEX et recentré leurs efforts sur leur marché. Chevron a ainsi récemment annoncé son retrait de l'activité gaz de schiste en Pologne, Roumanie, Lituanie et Ukraine. Au total, huit des onze compagnies internationales présentes en Pologne, dont Chevron, Exxon, Talisman, Marathon, Eni et Total, se sont retirées du secteur. L'exploration des *shale* est maintenant poursuivie par les compagnies polonaises, principalement par la compagnie nationale PGNiG, et les compagnies indépendantes. Le retrait des compagnies internationales risque de limiter l'investissement dans le domaine.

65. Données disponibles sur : <http://pubs.usgs.gov/>.
66. Soit 200 à 300 pads.

© Ifri

Depuis 2010 et jusqu'à fin 2014, 70 puits d'exploration ont été forés, dont 16 puits horizontaux et 54 puits verticaux. Des fracturations hydrauliques ont été réalisées dans 25 puits (37 % de tous les puits forés). Les travaux d'exploration ont nettement ralenti depuis deux ans. Alors que 24 puits avaient été forés en 2012, seulement 14 et 15 puits ont été forés en 2013 et 2014 respectivement. Au 1er avril 2015, il y avait 47 concessions d'exploration et/ou d'évaluation des gaz de schiste (contre 100 début 2010) attribuées à 14 compagnies (dont onze détenues par PGNiG, huit par Orlen Upstream et sept par Lotos SA Petrobaltic).

Le cadre juridique de l'E&P du gaz de schiste a été précisé en 2014. Afin d'encourager l'exploration des gaz de schiste, le gouvernement polonais a mis en place une réglementation favorable, qui prévoit, entre autres, une exonération des taxes sur l'extraction jusqu'à la fin 2020, et un taux limité à 40 % maximum après cette date. En août 2014, la Pologne a modifié sa loi géologique et minière de 2011, afin de rationaliser les procédures d'octroi de licences et de renforcer les pouvoirs de surveillance. L'idée de créer une entité appartenant à l'État – un opérateur national des énergies fossiles (NOKE) – a finalement été mise de côté par le gouvernement. Les procédures environnementales ont été simplifiées. Le gouvernement polonais espère que cette nouvelle législation facilitera l'E&P du gaz de schiste dans le pays et encouragera les opérateurs à investir en Pologne. À la suite de cette nouvelle loi, la Commission européenne a ouvert une procédure judiciaire contre la Pologne, au motif que la loi ne respecte pas la directive sur l'évaluation de l'impact environnemental en autorisant le forage à des profondeurs allant jusqu'à 5 000 mètres sans avoir évalué l'impact potentiel sur l'environnement. Une majorité de Polonais soutient l'exploitation du gaz de schiste, qu'elle considère comme stratégique pour réduire la dépendance vis-à-vis du gaz russe.

Au Royaume-Uni, les travaux d'E&P des gaz de schiste se poursuivent. Le gouvernement (anciennement et nouvellement élu) est en faveur du développement, qu'il entrevoit comme une source de revenus et de créations d'emplois, face à une industrie du pétrole et du gaz conventionnel en déclin. L'opinion publique est plus divisée sur la question[67]. Afin d'accélérer l'exploitation des gaz de schiste, le gouvernement britannique a annoncé en août 2015 qu'il allait délivrer une série de permis d'exploration de gaz de schiste portant sur 27 blocs d'une superficie totale de 2 700 km^2. La plupart est située dans le nord de l'Angleterre. En tout, 95 candidatures (émanant de 47 sociétés) ont été présentées pour ces licences. Les entreprises concernées sont notamment Engie, IGas, Ineos, Cuadrilla Resources

67. Une enquête de Greenpeace en mars 2015 a montré que 42 % des répondants soutiennent l'activité et 35 % s'y opposent.

© Ifri

et Egdon Resources. L'attribution officielle des permis devrait avoir lieu d'ici fin 2015[68].

Jusqu'à présent seulement sept puits de gaz de schiste ont été forés dans le Lancashire et le Cheshire. Ce nombre relativement faible est principalement dû à la mise en place de nouvelles règles au cours des années précédentes et début 2015. Rappelons que l'exploration des gaz de schiste au Royaume-Uni avait été suspendue en mai 2011, suite à une activité micro-sismique lors d'une fracturation hydraulique. Après des études et des recommandations par la *Royal Society* et la *Royal Academy of Engineering*, le gouvernement a levé l'interdiction temporaire en décembre 2012 et mis en place une réglementation stricte de l'activité, y compris la création d'un nouveau bureau portant sur le développement du pétrole et du gaz non conventionnel (UKOOG). Le gouvernement a également adopté une législation encourageant l'activité et incluant un allégement fiscal pour l'E&P des gaz de schiste et des incitations pour les communautés locales. En février 2015, le gouvernement a adopté *l'Infrastucture Act* 2015, qui a mis fin à l'incertitude sur l'utilisation de la fracturation hydraulique au Royaume-Uni. Toutefois, l'Ecosse et le Pays de Galles l'ont interdit sur leurs territoires. La loi de 2015 autorise l'utilisation des terres à un niveau de 300 mètres ou moins pour l'extraction de l'énergie, y compris la fracturation hydraulique et empêche les activités dans les zones protégées. Une évaluation de l'impact sur l'environnement et une inspection indépendante de l'intégrité des puits devront être réalisées avant que les licences puissent être accordées.

Bien qu'il reste des obstacles, et en particulier le soutien partagé des communautés locales, l'intérêt pour les gaz de schiste britanniques est élevé. Des acteurs majeurs (Total, Engie et Centrica) sont entrés dans le secteur en partenariat avec les indépendants présents au Royaume-Uni, Cuadrilla, IGas, Third Energy et Celtique Energy. Par ailleurs, Ineos, propriétaire de la raffinerie pétrochimique de Grangemouth en Ecosse, vient récemment de signer un accord avec IGas, selon lequel la compagnie suisse a acquis 50 % des droits miniers de IGas dans sept licences d'exploration dans le bassin de Bowland, la zone la plus prometteuse. Le British Geological Survey (BGS) a estimé les ressources de gaz en place du bassin à 38 Tm^3. En prenant un taux de récupération de 10 %, ces ressources permettraient de couvrir la demande de gaz du Royaume-Uni (67 Gm^3 en 2014) pendant 57 ans. Selon l'industrie, il faudra cinq ans et le forage de 30 à 40 puits de fracturation pour juger si le Royaume-Uni a une industrie du gaz de schiste *via*ble. Selon un rapport de EY publié en avril 2014[69], un investissement de 33 milliards de livres est nécessaire pour développer une industrie du gaz de schiste au Royaume-Uni, et en particulier forer 4 000 puits (environ 200 pads)

68. Pétrostratégies, « Le Royaume-Uni va accorder 27 licences d'exploration dans les schistes », 31 août 2015.
69. Disponible sur : <www.ey.com/>.

© Ifri

sur une période de 18 ans. Potentiellement, 64 000 nouveaux emplois seraient créés (directs, induits et indirects).

La baisse du prix du pétrole (et du gaz) ne devrait pas compromettre ce développement : la production commerciale n'est pas attendue dans l'immédiat et les décisions prises aujourd'hui ne sont probablement pas fondées sur les prix actuels du pétrole ou de gaz, mais sur la demande de gaz prévue au cours des 20 à 40 prochaines années. Cuadrilla, qui envisage de forer huit puits en 2015, indique que la chute des prix du pétrole et le ralentissement de la production en mer du Nord entraînent une baisse très significative du coût des services. Ainsi, le prix actuel du pétrole est moins pertinent pour cette industrie naissante que le cadre réglementaire et le soutien des communautés locales.

Au Danemark, Total est la seule compagnie explorant les gaz de schiste. Le groupe pétrolier a acquis deux concessions d'exploration en 2010 pour une période de six ans : l'une dans le nord du pays (région du Jutland du Nord) et la seconde proche de Copenhague (région de Zélande-du-Nord). Total est opérateur et détient 80 % des parts. Les 20 % restants sont détenus par la compagnie pétrolière nationale Nordsøfonden. Les études de reconnaissance géologique entreprises en 2013-2014 sur la concession de la région de Zélande-du-Nord n'ont pas confirmé les caractéristiques nécessaires pour une production économique de gaz de schiste et Total envisage d'abandonner la concession. Dans la région du Jutland du Nord, le premier puits, commencé début mai 2015, n'a pas donné de résultats significatifs : le gaz de schiste est bien là, mais pas en quantité suffisante et Total envisage l'arrêt de l'exploration[70]. Ce puits, initialement prévu en 2013 avait été retardé par la requête du Conseil de Frederikshavn (l'autorité locale compétente dans le cas du permis du Jutland du Nord) qu'une étude environnementale complète (VVM en danois) soit réalisée avant le forage. Alors que ce VVM n'est pas requis au Danemark pour l'exploration onshore, Total et Nordsøfonden n'avaient pas fait appel de la décision et réalisé cette étude, qui avait été publiée en février 2014 et approuvée en juin 2014.

Aux Pays-Bas, l'exploration du gaz de schiste a été suspendue, dans l'attente d'un rapport (prévu pour fin 2015) sur ses effets environnementaux et sociaux.

La Roumanie, en 2013, a levé l'interdiction de l'E&P de gaz de schiste, qu'elle avait mis en place un an plus tôt, et le gouvernement est favorable à son développement. Mais Chevron, qui avait commencé des travaux exploratoires, s'est retiré du secteur début 2015, compromettant le développement du secteur à court terme.

---

70. Euractiv, « Total jette l'éponge sur son projet gaz de schiste au Danemark », 19 août 2015, disponible sur : <www.euractiv.fr/>.

© Ifri

Le gouvernement espagnol soutient aussi le développement du gaz de schiste. Environ 70 permis d'exploration (pour tout type d'hydrocarbures) ont été attribués, et 75 sont en attente d'autorisation, selon l'Association pétrolière et gazière espagnole (ACIEP). Ces ressources de gaz de schiste sont pour la plupart situées dans le nord de l'Espagne. En 2013, la région de Cantabrie a interdit la fracturation hydraulique, mais le tribunal constitutionnel espagnol a déclaré cette interdiction inconstitutionnelle en juin 2014. BNK Espana a l'intention d'investir 250 millions d'euros dans les gaz de schiste pour évaluer les ressources de six sites sur ses permis de Urraca y Sedano, au nord de Burgos. Selon une étude sur le potentiel économique des gaz de schiste en Espagne, le pays pourrait devenir indépendant des importations de gaz d'ici 2030 (les importations nettes se sont élevées à 25 Gm^3 en 2014).

En Allemagne, à l'opposé de la France, le gaz de schiste n'est plus tabou. Une nouvelle législation, adoptée en avril 2015, autorise l'usage de la fracturation hydraulique pour l'exploitation du gaz non conventionnel mais en interdit l'usage à des profondeurs inférieures à 3000 mètres et dans certaines zones protégées, sauf autorisations pour des tests exploratoires.

La Lituanie est en train de définir une réglementation sur les gaz de schiste plus « favorable aux investisseurs ». Chevron, qui avait remporté un appel d'offres visant l'exploration de gaz de schiste dans le pays, s'est retiré du secteur citant un cadre juridique incertain.

Les prévisions de production et la contribution macroéconomique des gaz de schiste

Production possible en Europe

Comme les gaz de schiste en Europe sont encore au stade exploratoire, il est difficile d'estimer la production future de gaz de schiste en Europe. Alors que la publication de l'AIE « Golden Rules for a Golden Age of Gas » en 2012 prévoyait qu'il serait possible de produire 78 Gm^3 au sein de l'UE (pour l'ensemble des gaz non conventionnels), le dernier World Energy Outlook de novembre 2014 ne prévoit qu'une production de 17 Gm^3 à l'horizon 2040. BP partage cet avis dans ses prévisions (Energy Outlook 2035) publiées en févier 2015.

L'étude réalisée par Pöyry et CE[71] fin 2013 offre une vue extensive de la contribution possible des gaz de schiste à l'approvisionnement gazier européen et à l'économie européenne. L'étude définit deux scénarios de production possible en Europe[72] et

71. *Op. cit.*, disponible sur : <www.poyry.co.uk/>.
72. Ces scénarios sont fondés sur des hypothèses différentes de ressources récupérables. Les auteurs prennent en compte les obstacles environnementaux, réglementaires et techniques. Leurs scénarios de production sont dérivés d'une

© Ifri

les compare à un scénario sans production de gaz de schiste, permettant d'en évaluer les incidences macroéconomiques. Dans le premier scénario « Some shale », la production atteint environ 60 Gm^3 en 2035. Dans le second scénario « Shale boom », elle atteint environ 150 Gm^3. Les écarts importants entre ces différentes prévisions reflètent la forte incertitude autour des gaz de schiste en Europe.

Contribution à l'économie européenne

Les scénarios de l'étude de Pöyry et CE sont ensuite comparés au scénario « sans gaz de schiste ». L'étude suggère que 400 000 à 800 000 nouveaux emplois dans le secteur et les activités associées pourraient être créés d'ici 2035, et entre 600 000 à 1,1 million en 2050. Par ailleurs, les gaz de schiste contribueraient à hauteur de 1700 à 3 800 milliards d'euros à l'économie européenne entre 2020 et 2050. L'impact sur la croissance économique européenne annuelle d'ici 2035 est de 0,3 % dans le scénario « Some shale » et de 0,8 % dans le scénario « Shale boom ».

L'étude montre également que la production de gaz de schiste dans les deux scénarios ne contribuerait pas fondamentalement à une réduction des prix de gros du gaz telle qu'on a pu l'observer aux États-Unis. En moyenne sur la période 2020-2050, la production de gaz de schiste entraîne une réduction du prix du gaz de 6,2 % dans le scénario « Some shale » et de 13,8 % dans le scénario « Shale boom ». Bien que ces réductions ne soient pas négligeables, elles révèlent que les bénéfices attendus du développement du gaz de schiste en Europe sont liés aux autres effets macroéconomiques : réduction des importations et améliorations de la balance commerciale gazière, augmentation de la sécurité de l'approvisionnement, création d'emplois, accroissement de la valeur ajoutée et des taxes pour les économies concernées. Soulignons toutefois que même une diminution modérée des prix du gaz – et un renforcement du pouvoir de négociation envers les fournisseurs de gaz non-UE – serait bénéfique pour les pays de l'UE, en particulier pour ceux qui sont très dépendants des importations, et pour les consommateurs et les entreprises, en particulier les industries à forte intensité énergétique.

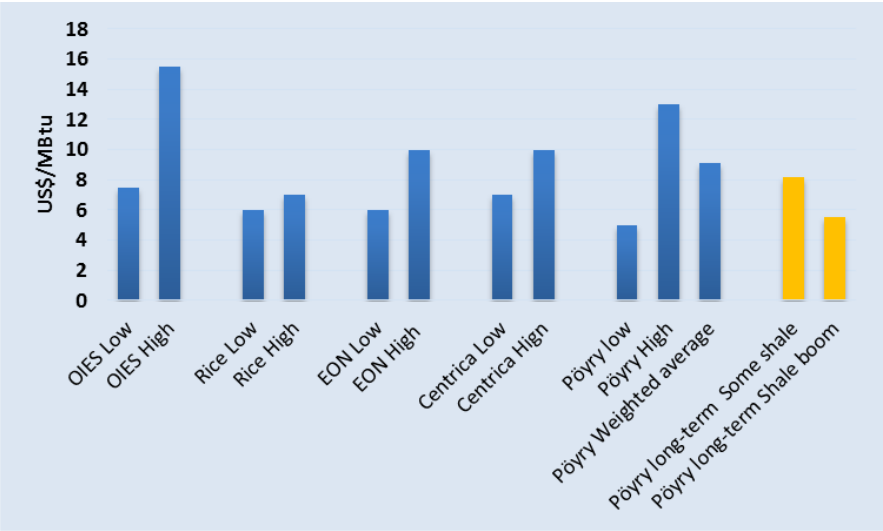
analyse des coûts de production du gaz de schiste par rapport aux autres sources d'approvisionnement.

© Ifri

Encadré 5 : L'incertitude sur les coûts des gaz de schiste en Europe

Une incertitude clé est le coût du gaz de schiste en Europe. Comme la production commerciale n'a pas encore commencé, seuls des coûts indicatifs peuvent être donnés. L'AIE donne une fourchette large, allant de 5 $/MBtu à 10 $/MBtu, selon les bassins et conditions d'exploitation[73]. L'étude Pöyry et CE fournit des estimations de coûts réalisées par différents opérateurs et think tanks, ainsi que des estimations par Pöyry pour les coûts de production actuels et à long terme. Bien que les coûts ne puissent être qu'indicatifs à ce stade, ces estimations montrent deux résultats importants : les coûts moyens de production actuels sont certes élevés (9,1 $/MBtu), mais la fourchette est large, avec des estimations pour les coûts les plus bas à 5 $/MBtu, un niveau qui rendrait la production très rentable même aux prix actuels. Par ailleurs, les coûts devraient diminuer sur le long terme au fur et à mesure que les technologies deviennent plus matures et efficaces. Pöyry estime les coûts entre 5,5 et 8,2 $/MBtu à long terme (2035-2050), selon les hypothèses de production future retenue.

Figure 14 : Estimation des coûts de production des gaz de schiste en Europe, actuels et à long terme



Source : Pöyry/CE

Contribution à la sécurité de l'approvisionnement gazier

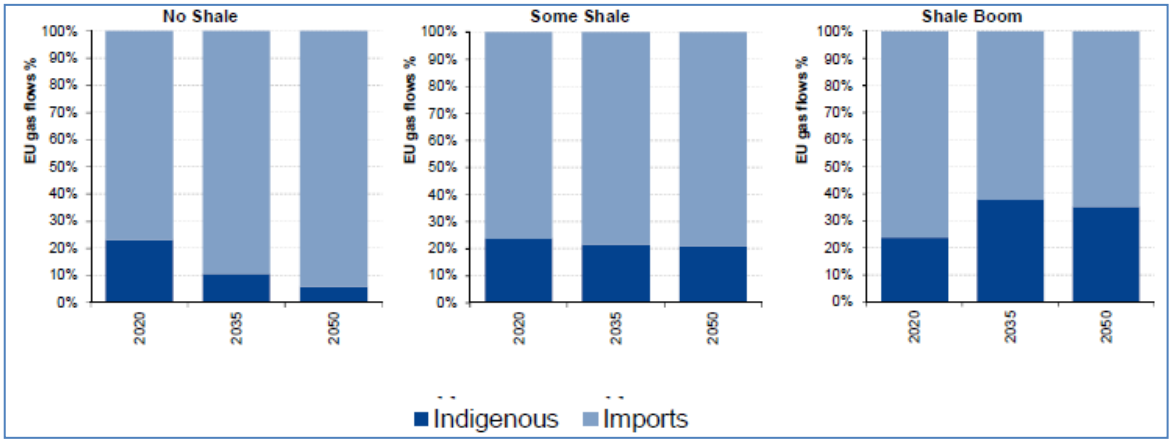
Les gaz de schiste peuvent contribuer à la sécurité et la diversité de l'approvisionnement gazier européen grâce à l'accroissement de l'offre domestique. Ils permettraient également de compenser le déclin de la production européenne de gaz conventionnel. L'étude de Pöyry et CE montre que la dépendance aux importations pourrait être réduite à 62 % en 2035 dans le scénario « Shale boom » au lieu de 90 % sans les gaz de schiste. Dans le scénario « Some shale », la

73. IEA (2012), *op. cit*.

© Ifri

production de gaz de schiste permet de compenser le déclin de la production européenne et de limiter la dépendance de l'UE vis-à-vis des fournisseurs extérieurs à 78 %. L'impact sur la balance commerciale est très significatif : il représente une réduction de la facture gazière de l'UE28 de 15,6 milliards d'euros par an en moyenne et de 484 milliards d'euros sur toute la période (scénario « Some shale »).

Figure 15 : Indépendance gazière de l'UE



Source : Pöyry/CE

Acceptabilité sociale : un défi à relever

Le développement des gaz de schiste en Europe dépend en grande partie de la façon dont les aspects réglementaires, économiques et sociaux sont traités[74]. L'opinion européenne est toujours partagée et passionnée sur la question des gaz de schiste. Ainsi, lors d'un vote en mai 2015 de la Commission de l'industrie, de la recherche et de l'énergie (ITRE) du groupe PPE du Parlement européen (responsable du rapport sur la sécurité énergétique), un amendement visant à introduire un moratoire sur la fracturation hydraulique en Europe a reçu autant de votes en faveur qu'en défaveur.

Comme le souligne un rapport de référence de l'Académie européenne des sciences (EASAC) de novembre 2014[75], trois incidences possibles liées à la production des gaz de schiste et plus spécifiques à l'Europe qu'à d'autres régions du monde dominent le débat en Europe (empreinte territoriale et usage de l'eau, émissions de gaz à effet de serre et acceptabilité sociétale). EASAC conclut que son analyse ne fournit aucune base scientifique et technique pour interdire l'exploration des gaz de schiste ou son extraction en utilisant la fracturation hydraulique. L'Académie soutient les appels à une

74. Voir sur ce sujet la note d'E. Insight, S. Nagy *et al.*, "Shale Gas Prospects for Europe", *Hot Energy Topic*, Insight_E, Octobre 2014, disponible sur : <www.insightenergy.org/>.
75. European Academies Science Advisory Council (EASAC), "Shale Gas Extraction: Issues of Particular Relevance to the European Union", novembre 2014, disponible sur : <www.easac.eu/>.

© Ifri

réglementation efficace de l'activité et appelle au développement de projets pilotes en Europe, seuls susceptibles de démontrer et de tester les meilleures pratiques et de permettre un suivi attentif par les autorités.

Conclusion : une Europe partagée

Les connaissances sur la fracturation hydraulique se sont largement enrichies maintenant qu'un historique de production de près de dix ans est disponible aux États-Unis et que ceux-ci, grâce à cette révolution, sont en passe de devenir exportateur de gaz. Pourtant, malgré l'effort d'exploration entrepris dans certains pays européens depuis la fin de la décennie passée (Pologne en particulier), les nouvelles réglementations mises en place par les gouvernements concernés, les principes minimaux à respecter pour l'E&P adoptés par la Commission européenne, ainsi que les principes de bonnes pratiques développés par l'industrie, les perspectives de développement des gaz de schiste en Europe sont mitigées et ne laissent pas entrevoir une révolution à l'américaine. Ce constat était connu depuis le début de l'exploration en Europe, mais après cinq ans d'efforts et de polémiques dans de nombreux pays, il faut constater que l'enthousiasme pour les gaz de schiste s'est évaporé, à quelques exceptions notables, dont le Royaume-Uni. L'Europe reste divisée entre les pays opposés à la fracturation hydraulique et ceux qui considèrent les gaz de schiste comme une source possible de diversification et d'indépendance énergétiques, de créations d'emplois et de valeur ajoutée.

La confiance dans les entreprises exploitantes est d'une importance cruciale pour l'acceptation sociétale des projets. Cette confiance ne peut se bâtir que si des projets concrets sont développés, prouvant la solidité de la technologie et la fiabilité des activités et des opérateurs. Sinon l'Europe risque de passer à côté d'une révolution technologique qui aurait pu lui apporter un peu de répit dans sa recherche d'indépendance énergétique.

© Ifri

La demande de gaz européenne continue sa chute

Depuis 2010, la consommation de gaz naturel en Europe décline. Le gaz a perdu sa compétitivité vis-à-vis du charbon dans le secteur électrique, la demande d'électricité stagne et les renouvelables prennent une part de marché de plus en plus importante. L'AIE prévoit que le niveau de consommation de 2010 ne sera pas atteint avant 2035. Le gaz en Europe fait ainsi figure de grand oublié, sa consommation continuant de s'accroître dans les autres régions du monde.

La demande européenne chute à son plus bas niveau depuis 1995

En 2014, la consommation de gaz de l'UE a chuté pour la quatrième année consécutive, en raison principalement des conditions météorologiques, de la reprise limitée de l'activité économique européenne et de la faible compétitivité du gaz dans le secteur électrique. En baisse de 11 %, elle s'établit à 409 Gm^3 (EUROGAS, 2015). C'est son plus bas niveau depuis 1995 et cela représente une chute de 126 Gm^3 par rapport à 2010. En 2014, le gaz n'assure plus que 21,6 % des besoins énergétiques européens contre 25,4 % en 2010 (BP, juin 2015).

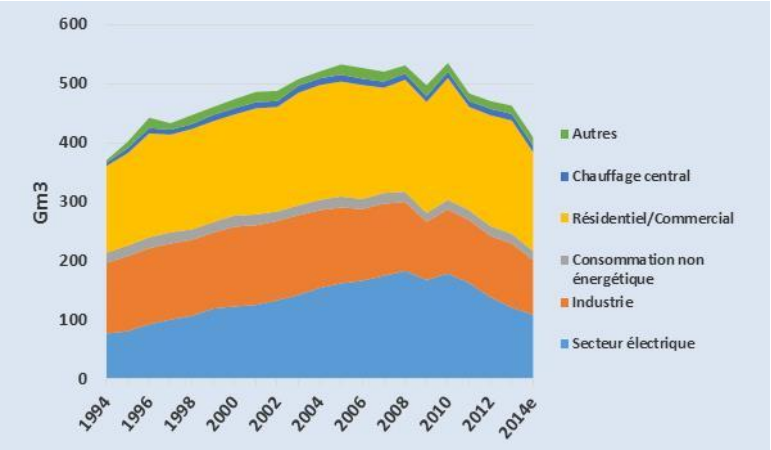
Figure 16 : Évolution de la consommation gazière européenne (1990-2014)

Source : EUROSTAT, EUROGAS

© Ifri

Le secteur résidentiel/tertiaire représente 42 % de la demande gazière européenne, alors que l'industrie (y compris pétrochimie) absorbe 27 % de la demande et le secteur électrique 26 %. La chute de la demande s'explique par des phénomènes structurels et conjoncturels. Le secteur électrique enregistre la plus forte baisse depuis quatre ans avec la stagnation de la demande d'électricité, le développement rapide des renouvelables et la perte de compétitivité du gaz vis-à-vis du charbon. Les besoins de l'industrie stagnent en lien avec la faible croissance économique européenne. De plus, un hiver 2013-2014 beaucoup plus clément que celui de 2012-2013, lui au contraire marqué par sa rigueur exceptionnelle, a réduit les besoins de chauffage du secteur résidentiel/tertiaire et la demande d'électricité.

Figure 17 : Évolution de la demande européenne par grands secteurs (1994-2014)



Source : EUROSTAT, 2014 estimations

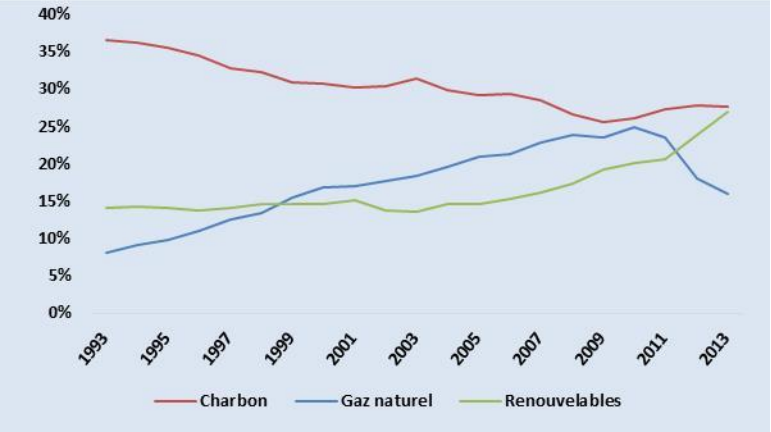
Le gaz naturel a perdu sa compétitivité vis-à-vis du charbon

Alors que la part du gaz dans la production d'électricité européenne augmentait régulièrement jusqu'en 2010 (elle est passée de 7,4 % en 1990 à 15,8 % en 2000 et 22,6 % en 2010), depuis 2011, la demande de gaz du secteur a fortement chuté, malgré les avantages du gaz dans la production d'électricité : rendement thermique élevé (environ 60 % pour les dernières centrales à cycle combiné (CCGT) contre 43-45 % pour les centrales au charbon), émissions de CO_2 deux fois moins élevées que le charbon, coût en capital d'une centrale moins élevé et modularité des unités. Les centrales au gaz offrent également plus de flexibilité que les centrales au charbon pour adapter leur niveau de production aux besoins accrus de variabilité du système électrique, liés à l'augmentation des sources intermittentes de production (éolien et photovoltaïque). Pourtant, malgré ses nombreux atouts, le gaz a perdu sa compétitivité vis-à-vis du charbon, qui lui offre des coûts en combustibles moins élevés. La part du gaz dans la production d'électricité européenne n'était plus

© Ifri

que de 18 % en 2012 et a chuté à 16 % en 2013 (EURELECTRIC, 2015). La contribution du charbon, qui se réduisait depuis 1990, a au contraire augmenté depuis 2010 et atteignait près de 28 % en 2012, à tel point que l'on a pu parler de « retour du charbon ». Elle s'est toutefois infléchie en 2013 et a chuté en 2014. Face à la montée des énergies renouvelables (27 % en 2013), la part du thermique conventionnel se réduit.

Figure 18 : Contribution du gaz naturel, du charbon et des énergies renouvelables au bilan électrique européen (1993-2013)



Source : Eurostat, EURELECTRIC

Entre 2010 et 2013, la demande de gaz des producteurs européens d'électricité a diminué de 58 Gm^3, soit un tiers de son niveau historique. Cela représente une réduction supérieure à l'ensemble du marché gazier français. À l'opposé, la demande de charbon du secteur a augmenté de 10 % entre 2010 et 2012. Elle a toutefois baissé de 5 % en 2013. Ces développements avaient mis un terme à la tendance à la baisse des émissions de CO_2 du secteur électrique dans certains pays clés, malgré la hausse rapide des énergies renouvelables. Les premiers résultats sur 2014 indiquent une nouvelle chute des livraisons de gaz aux centrales électriques, avec, par exemple, une baisse de 42 % des livraisons en France. Alors que la demande de gaz du secteur électrique chute au niveau européen, elle s'est accrue au Royaume-Uni de 8 % en 2014. Le gouvernement a instauré une taxe carbone en avril 2013, payée en plus du prix de marché du CO_2. Cette taxe, dont le but est de contrecarrer la faiblesse du prix de la tonne CO_2, s'élevait à 4,94 £/t à son introduction. Elle est passée à 9,55 £/t en avril 2014 et à 18,08 £/t en avril 2015 (25 €/t). Comme le gaz émet moins de CO_2 que le charbon (environ 0,206 t de CO_2 par MWh contre 0,343 pour le charbon), cette taxe a pour effet de pénaliser davantage les centrales au charbon, rendant ainsi le gaz naturel plus compétitif.

© Ifri

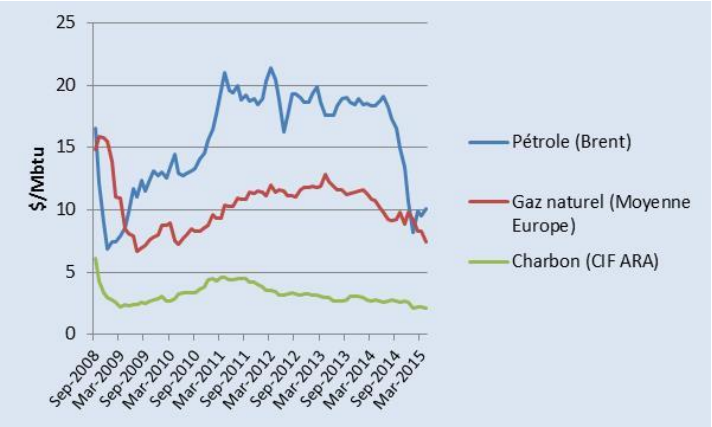
Tableau 4 : Évolution de la demande de gaz du secteur électrique (grands marchés de l'Europe de l'Ouest, 2008-2014)

Gm^3	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014
Italie	33.4	28.7	29.8	27.5	24.2	20.1	16.8
Royaume-Uni	24.8	23.1	25.3	19.5	13.2	13.1	14.2
Espagne	16	13.7	11.6	9.4	7.2	4.8	4.4
Belgique	n.d.	n.d.	n.d.	7.1	8.4	7.4	6.4
France	n.d.	n.d.	2.2	2.5	1.5	1.2	0.7
Allemagne	15.3	13.9	14.7	13.8	12.6	11.0	9
Pays-Bas	8.6	9.4	10.2	8.8	6.8	6.8	6.3

Source : Commission européenne, CBS, ag-energibilanzen

La relation entre les prix du charbon, du gaz et du CO_2 est un facteur déterminant de la substitution entre le gaz et le charbon dans le secteur électrique. Depuis 2010, l'évolution relative des prix du gaz et du charbon a entraîné une perte de compétitivité du gaz, renforcée par l'effondrement des prix du CO_2. Le prix du charbon importé en Europe a en effet fortement baissé (il est passé de 125 $/t début 2011 à environ 80 $/t en 2013), alors qu'à l'inverse, le prix du gaz importé en Europe a augmenté (de 9,5 $/MBtu à 11,8 $/Mbtu). En équivalence énergétique, le charbon valait quatre fois moins cher que le gaz en 2013. La compétitivité du charbon a par ailleurs été renforcée par la chute des prix des quotas CO_2, qui sont passés de 14,3 €/t en 2010 à 4,5 €/t en 2013. En 2014 et début 2015, la situation est la même : malgré une baisse des prix du gaz plus prononcée que celle du charbon (due à une demande faible et un approvisionnement excédentaire et renforcée depuis la mi-2014 par la chute du prix du pétrole), et la remontée du prix de la tonne CO_2 (7 €/t en juillet 2015), les centrales au charbon sont toujours plus rentables que les centrales au gaz : le charbon est toujours plus de trois fois moins cher que le gaz naturel en équivalence énergétique, son prix ayant chuté à moins de 60 $/t mi-2015.

Figure 19 : Prix comparés des énergies en Europe (2008-2015)

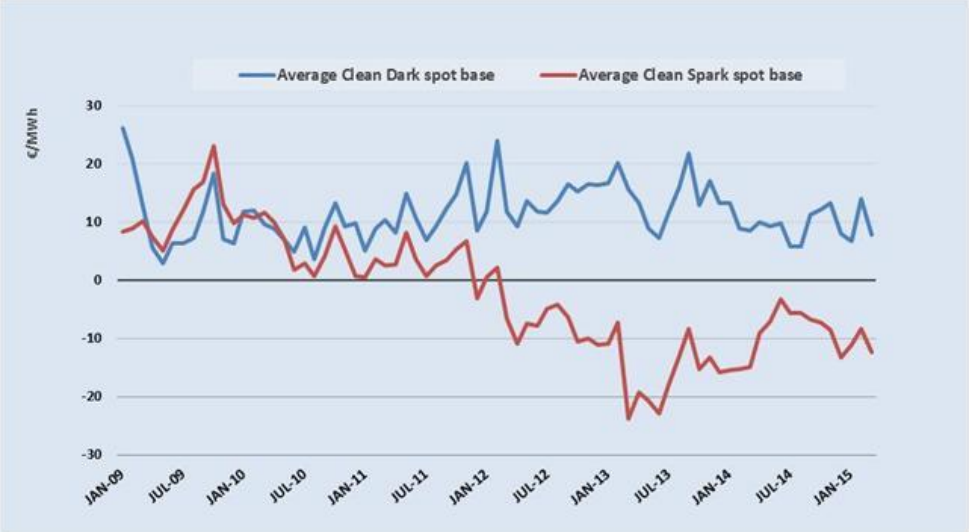


Source : Banque mondiale, Mc Closkey

© Ifri

Le *clean spark spread* (la mesure de la rentabilité des centrales au gaz, qui représente le différentiel entre le prix de l'électricité sur le marché et le coût variable de production, CO_2 intégré) est négatif depuis 2012. À l'inverse, grâce à la baisse des prix du charbon et l'effondrement des prix du CO_2, le *clean dark spread* (la mesure de la rentabilité des centrales au charbon) est resté positif (malgré la baisse des prix de gros de l'électricité), bien qu'il se réduise en 2014-2015. La perte de rentabilité des centrales au gaz plonge le secteur dans une crise profonde.

Figure 20 : Clean dark spread et clean spark spread en Allemagne (2009-2015)



Source : Tendances Carbone CDC Climat Recherche, Thomson Reuters

Avec l'adoption en 2014 de mesures de court terme (*backloading*), la définition par le Conseil européen d'un cadre réglementaire clair quant au rôle central du système européen d'échange de quotas et la mise en place d'un instrument visant à stabiliser le marché[76], la Commission européenne et le Conseil espèrent corriger les défauts actuels du marché du carbone et promouvoir un marché efficace. Celui-ci devrait fournir un signal prix robuste pour les investissements futurs dans le secteur électrique, qui permettrait de réaliser l'objectif d'une réduction de 40 % des émissions de CO_2 à l'horizon 2030, en ligne avec le nouvel

76. Suite à des années de faible croissance économique et d'une distribution généreuse de quotas gratuits, un excédent de plus de 2 milliards de permis CO_2 empêche le marché européen du carbone de fonctionner efficacement et d'envoyer un signal prix fort permettant aux opérateurs d'investir dans des technologies à faibles émissions de carbone. À partir de 2019, la Réserve de Stabilité de Marché (RSM) vise à doter le système européen d'échange de quotas d'un mécanisme automatique d'ajustement de l'offre en fonction de la demande, permettant aux prix de s'ajuster moins violemment aux chocs de la demande.

© Ifri

engagement européen[77]. Toutefois, tandis que les prix du CO_2 s'établissent à environ 7 €/t depuis le début de 2015, un niveau supérieur à 40 €/t serait nécessaire pour favoriser la substitution du charbon par le gaz aux prix observés en juillet 2015, un niveau qui n'est pas réalisable, ni souhaitable, à court terme.

Les énergies renouvelables poussent le gaz naturel en dehors du système électrique

Au-delà de sa perte de compétitivité vis-à-vis du charbon, le gaz naturel est victime du déploiement rapide des énergies renouvelables. Le mix électrique européen est dans une profonde mutation vers un système décarboné, où les énergies renouvelables occupent une place clé. Depuis l'adoption en 2009 du cadre énergie-climat pour 2020, l'investissement dans les énergies renouvelables s'est fortement accru (470 milliards d'euros de 2010 à 2013). En 2013, les énergies renouvelables ont ainsi assuré 27 % de la production d'électricité européenne, contre 20 % en 2010.

Les énergies renouvelables bénéficient, en général, de prix d'achat garantis (*feed-in tariffs*, ou FIT). Par ailleurs, leur production est prioritairement injectée sur le réseau électrique. Ce mécanisme a pour effet de chasser en dehors du système électrique (selon la logique dite du *merit order)* les énergies aux coûts variables les plus élevés, le gaz naturel en particulier. Ces centrales ne fonctionnent plus que quelques heures par an, n'assurant plus leur rentabilité. En Espagne, par exemple, le taux moyen de fonctionnement des CCGT, historiquement supérieur à 50 % a plongé à 11 % en 2013. En Allemagne, ce taux a chuté à 21 %. La faible utilisation des centrales au gaz ne permet plus aux opérateurs de rentabiliser leurs actifs. Cette perte de rentabilité est accentuée par la baisse des prix de gros de l'électricité. L'augmentation rapide des énergies renouvelables, qui ont des coûts marginaux faibles ou nuls, signifie que, le plus souvent, le prix de l'électricité est fixé par les sources d'énergie à moindre coût marginal, empêchant les centrales alimentées au gaz de récupérer leurs coûts fixes, et même dans certains cas, leurs coûts d'exploitation (problème du *missing mone*y).

77. Sur la base des objectifs fixés pour 2020 par le précédent paquet énergie-climat et la feuille de route pour l'énergie à l'horizon 2050, les chefs d'État et de gouvernement de l'UE ont adopté en octobre 2014 de nouveaux objectifs à l'horizon 2030, en vue d'établir « une économie de l'UE compétitive, sûre et à faibles émissions de carbone ». Ils comprennent : une réduction d'au moins 40 % des émissions de gaz à effet de serre par rapport au niveau de 1990 ; une part d'au moins 27 % d'énergies renouvelables à atteindre au niveau européen ; l'amélioration de l'efficacité énergétique de 27 % (contre 30 % envisagés initialement) ; un objectif de 15 % d'interconnexion des réseaux énergétiques européens.

© Ifri

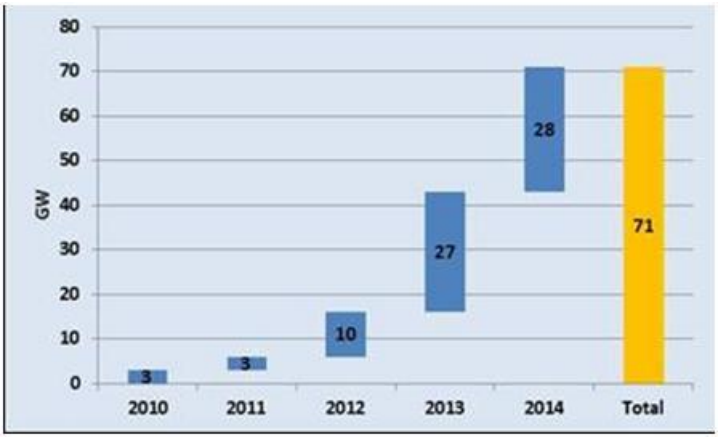
Pourtant, comme l'électricité éolienne ou photovoltaïque est intermittente, il faut prévoir des centrales en réserve (*back-up*), le plus souvent des centrales fonctionnant au gaz naturel. Il faut aussi pouvoir adapter les moyens de production à l'intermittence des renouvelables. Là encore, ce sont le plus souvent les centrales flexibles au gaz qui permettent cette adaptation. Mais, bien qu'elles soient nécessaires au déploiement rapide des énergies renouvelables, le système actuel ne permet pas leur rentabilité et entraîne des fermetures massives de capacité. À la fin 2013, les centrales au gaz mises sous cocon, fermées ou à risque de fermeture, représentaient une capacité électrique de 24,7 GW, soit 14 % de la capacité gazière installée dans l'UE, principalement au nord-ouest de l'Europe. Les premières fermetures de centrales ont touché les centrales les plus âgées, mais la détérioration des conditions de marché a conduit les opérateurs à mettre sous cocon des centrales neuves présentant pourtant des rendements thermiques très élevés. Si toutes les centrales au gaz menacées de fermeture le sont réellement, cela conduirait à une baisse de la capacité installée d'environ 50 GW d'ici 2015-2016, alors que dans le même temps cette capacité est nécessaire pour assurer la sécurité de l'approvisionnement électrique.

Alors que les centrales au charbon ont été relativement épargnées jusqu'à présent grâce au prix bas du charbon et du CO_2, l'expansion des renouvelables et la baisse des prix de gros de l'électricité érodent à présent leur rentabilité. Cette tendance est renforcée par la réglementation européenne sur la qualité de l'air (directive sur les grandes installations de combustion (LCPD), qui limite les émissions de polluants locaux, et la directive sur les émissions industrielles (IED), qui lui succède à partir du 1er janvier 2016). Pour les centrales au charbon les plus âgées (40 % du parc a plus de 40 ans), il n'y a pas d'incitation financière à investir dans des équipements de dépollution et environ 50 à 55 GW des capacités pourraient fermer d'ici à 2020-2023 au plus tard, en plus des 16 GW fermées d'ici fin 2015.

En 2014, malgré le ralentissement du développement des énergies renouvelables et la révision des FiT dans un certain nombre de pays, visant à limiter le coût des subventions octroyées aux renouvelables, les mises sous cocon et fermetures de centrales thermiques se sont accélérées, atteignant 28 GW (UBS, 2015), soit un total d'environ 70 GW de capacités depuis 2010.

© Ifri

Figure 21 : Mise sous cocon/fermeture de centrales au gaz et au charbon dans l'UE (2010-2014)



Source : UBS

Au-delà, environ 120 GW de capacité thermique pourraient fermer dans les années à venir, soit près de 30 % des capacités thermiques de l'UE. Ces fermetures posent un sérieux défi pour la sécurité de l'approvisionnement électrique. L'expansion rapide des énergies renouvelables nécessite le renforcement des capacités de production flexibles mais les signaux de marché actuels ne permettent pas l'investissement dans ces moyens. Cette situation pourrait aboutir à une crise structurelle majeure.

Un nouveau design du marché est nécessaire

Après trente ans de libéralisation des marchés de l'électricité et du gaz et malgré des gains d'efficacité et une concurrence accrue, la libéralisation n'a pas réussi à produire des résultats supérieurs aux systèmes réglementés en termes d'investissement, de sécurité d'approvisionnement et de performance environnementale. Comme le marché ne fournit pas le signal nécessaire aux investissements dans les capacités et flexibilités requises, la définition d'un nouveau design du marché est nécessaire. La prise de conscience du paradoxe européen (augmentation de la consommation de charbon et réduction de la demande de gaz dans le secteur électrique) commence à faire bouger les politiques énergétiques européennes et nationales. Pour répondre au problème immédiat de sécurité de l'approvisionnement électrique, plusieurs pays de l'UE mettent en place des marchés de capacité destinés à fournir une incitation financière supplémentaire aux investisseurs et assurer que les capacités nécessaires à la sûreté de l'approvisionnement seront disponibles. La conception de ces mécanismes est cependant très complexe avec la nécessité :

- de déterminer la capacité nécessaire pour assurer la sécurité de l'approvisionnement sans

© Ifri

compromettre les possibilités de réponse de la demande à un prix plus élevé ;

- d'intégrer les capacités d'interconnexion et le développement du commerce transfrontalier afin de réaliser le marché intérieur européen.

D'autres mécanismes sont également proposés, tels que les contrats de long terme pour le développement des capacités. Ces mécanismes ne répondent qu'à la préoccupation immédiate : assurer la sécurité de l'approvisionnement. Une réforme plus profonde du système électrique est néanmoins nécessaire, y compris la réforme structurelle du système européen d'échange des quotas de CO_2, afin d'assurer le fonctionnement du marché. La poursuite de la libéralisation des marchés gaziers et de la diversification de l'offre, facilitée par le lancement en février 2015 de l'Union de l'énergie et d'un plan d'investissement de 1 000 milliards d'euros sur cinq ans, devrait permettre aux prix du gaz d'être déterminés uniquement par les fondamentaux du marché, de renforcer la liquidité des marchés, et aux électriciens de se fournir directement sur le marché, conditions nécessaires pour l'utilisation du gaz dans le secteur électrique.

Un niveau de consommation future encore incertain

Alors que le nouveau cadre énergie-climat 2030 est en train de se mettre en place, les incertitudes réglementaires qui pèsent encore sur le secteur électrique européen rendent difficiles les prévisions de consommation de gaz du secteur, et donc celles de la demande européenne totale. Les projections de demande du *World Energy Outlook* 2014 de l'AIE illustrent ces incertitudes. Alors que la demande mondiale de gaz s'accroît dans tous les scénarios[78] (à 5400 Gm^3 dans le *New Policies scenario*) et que le gaz devient la deuxième source d'énergie d'ici 2040 (24 % du mix énergétique mondial), détrônant le charbon, les projections en Europe sont beaucoup plus mitigées et comportent une large fourchette d'incertitude selon les politiques énergétiques et climatiques adoptées, mais aussi le succès de leur mise en œuvre.

Dans le *New Policies scenario*, le scénario central de l'AIE, la consommation de gaz de l'UE ne retrouve son niveau de 2010 qu'en 2035 (elle atteint 546 Gm^3 à cette date), sous l'impulsion de la croissance de la demande d'électricité, permise par une hausse du

78. L'AIE définit trois scénarios :
- Le « Current Policies scenario » prend en compte les politiques énergétiques et climatiques adoptées à la mi-2014.
- Le « New Policies scenario » prend en compte les politiques énergétiques et climatiques adoptées à la mi-2014, ainsi que les politiques proposées.
- Le « 450 scenario » définit une trajectoire énergétique ayant 50 % de chance d'aboutir à un réchauffement climatique à long terme limité à 2°C par rapport à l'ère pré-industrielle.

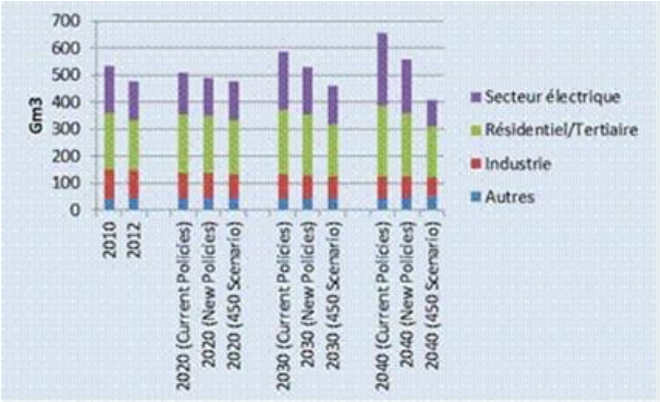
© Ifri

prix de la tonne de CO_2 (à 30 $ en 2025 et 50 $ en 2040) et le remplacement du parc vieillissant des centrales au charbon et nucléaires. Dans les autres secteurs de consommation, la demande de gaz s'accroît dans le secteur résidentiel/tertiaire grâce à la substitution des produits pétroliers. La consommation du secteur industriel diminue, en raison de la hausse modérée de l'activité économique européenne, des gains d'efficacité et de la concurrence accrue des autres régions aux coûts plus bas en énergie. Seul le secteur des transports connaît une hausse significative de sa demande de gaz, mais ce secteur ne représente qu'une infime partie de la demande dans le scénario central de l'AIE. Ce secteur pourrait toutefois constituer un nouveau débouché significatif pour la demande de gaz en Europe. Une étude de l'Oxford Institute for Energy Studies (Le Fevre, 2014) estime que la demande de gaz du secteur des transports en Europe (gaz naturel comprimé et GNL) pourrait atteindre 41 Gm^3 en 2025 dans un scénario central et jusqu'à 88 Gm^3 dans un scénario favorable.

L'AIE souligne deux incertitudes majeures qui pourraient réduire la demande de gaz européenne : une mise en œuvre incomplète du paquet énergie-climat 2030 et les mesures potentielles prises à l'encontre de la Russie afin de réduire la dépendance vis-à-vis du gaz russe. À ces incertitudes se rajoutent celles liées à l'évolution du prix des énergies. Ainsi, les trois scénarios de demande future divergent fortement. Dans le « New Policies scenario », le gaz assure 30 % de la demande énergétique de l'UE en 2040 (avec une consommation de 559 Gm^3, supérieure de 4,4 % seulement à celle de 2010), 24 % dans le « 450 scenario » (avec une consommation de 407 Gm^3, inférieure de 24 % à celle de 2010) et 33 % dans le « Current Policies scenario » (avec une consommation de 657 Gm^3, supérieure de 23 % à celle de 2010). La principale différence entre les scénarios provient de la demande de gaz du secteur électrique, et dans une moindre mesure, de celle du secteur résidentiel/commercial, dont la consommation est limitée dans le « 450 scenario » par l'amélioration de l'efficacité énergétique et l'utilisation accrue des renouvelables (y compris biogaz).

© Ifri

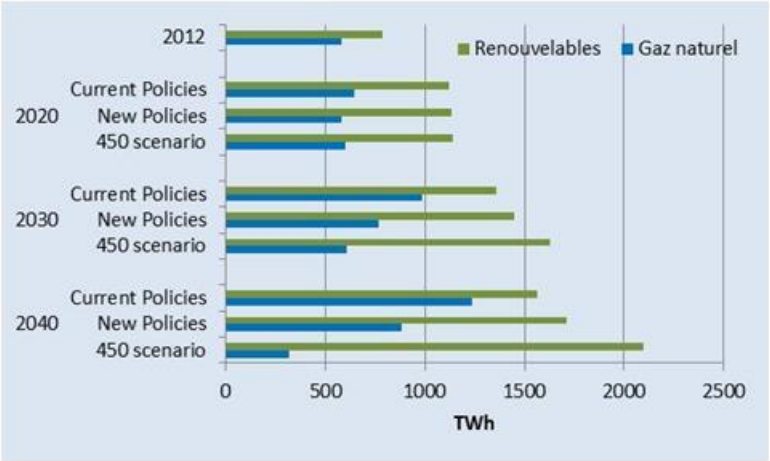
Figure 22 : Demande de gaz naturel de l'UE par grands secteurs et scénarios (2010-2040)



Source : WEO 2014 (données originales en Mtep)

Ainsi, l'évolution du mix électrique sera le principal déterminant de la demande future de gaz naturel. Ce mix varie fortement selon les trois scénarios. Alors que la contribution des énergies renouvelables s'accroît dans tous les scénarios, elle diffère largement entre les scénarios. En 2040, les renouvelables assurent 59 % de la production d'électricité dans le 450 scenario comparé à 37,5 % dans le « Current Policies scenario » (46 % dans le « New Policies scenario »). Ceci correspond à une différence de 536 TWh, pratiquement l'équivalent de la production d'électricité actuelle à partir du gaz naturel. La demande résiduelle adressée aux autres sources d'énergie, et donc aux centrales au gaz, varie donc significativement selon les scénarios.

Figure 23 : Production d'électricité de l'UE à partir du gaz et des renouvelables (2012-2040)



Source : WEO 2014

Selon l'AIE, en 2020, la production d'électricité à partir du gaz naturel augmente marginalement par rapport à 2012 (de 0 à 11 % selon les scénarios). La contribution du charbon diminue dans tous les scénarios, et fortement à l'horizon 2030-2040. Mais cela ne

© Ifri

signifie pas pour autant un accroissement automatique de la contribution du gaz naturel. La production d'électricité à partir du gaz (et donc la demande de gaz du secteur) chute de près de moitié en 2040 par rapport à 2012 dans le « 450 scenario », remplacée par les énergies renouvelables. Le gaz assure le rôle de *back-up* des énergies renouvelables, requérant un accroissement des capacités de production d'électricité au gaz, mais ces capacités sont peu utilisées, ne créant pas d'augmentation de la demande gazière du secteur. Celle-ci s'accroît de près de 50 % dans le « New Policies scenario » et de 112 % dans le « Current Policies scenario ». La part du gaz dans le mix électrique varie ainsi fortement, de 9 % à 30 % en 2040 (24 % dans le New Policies scenario). Les objectifs du cadre énergie-climat 2030 sont proches – mais pas identiques – à ceux des hypothèses du « 450 scenario », qui prend en compte une réduction de 30 % des émissions de gaz à effet de serre d'ici 2020 par rapport à 1990, un renforcement du marché européen du carbone, en ligne avec la feuille de route pour 2050, la mise en œuvre intégrale du paquet énergie-climat 2030 et de la directive sur l'efficacité énergétique.

Conclusion : des besoins d'investissement élevés mais un contexte incertain

C'est dans ce contexte très incertain que l'industrie gazière européenne doit investir dans les capacités nécessaires pour accompagner la transition énergétique, en particulier les installations de *back-up* des énergies intermittentes, et dans les nouvelles infrastructures requises pour diversifier l'approvisionnement gazier et compenser la baisse de la production européenne. L'AIE estime cet investissement à près de 650 milliards de dollars entre 2014 et 2035 (WEO2014). Alors que le gaz naturel a pâti des politiques passées, on peut se demander si le nouvel élan donné par le cadre énergie-climat 2030, la réforme prévue du marché du carbone et le lancement de l'Union de l'énergie, seront suffisants pour réaliser ces investissements et permettre au gaz naturel de regagner une place privilégiée dans le bilan énergétique et électrique européen.

© Ifri

Conclusion

La politique énergétique de l'UE doit composer avec un nouveau paysage gazier, à la fois aux niveaux de l'offre et de la demande.

En matière d'approvisionnement gazier, la crise ukrainienne a profondément affecté les relations de l'UE avec son principal fournisseur, la Russie. En réponse à la nouvelle orientation de l'Europe de réduire sa dépendance envers le gaz russe, Gazprom affiche lui aussi une nouvelle stratégie à l'égard de l'Europe de diversification de ses partenaires. Mais le virage russe s'avère bien plus compliqué que prévu : si le projet « Force de Sibérie » est déjà engagé, le grand tournant vers l'Asie tel qu'annoncé par Vladimir Poutine s'avère difficile, la Chine et la Russie n'arrivant toujours pas à trouver un terrain d'entente sur la route de l'Ouest. De même, le projet Turkish Stream reste sujet à de lourdes incertitudes. Alors que Gazprom semblait vouloir réduire sensiblement son implication dans les actifs gaziers européens, contrarié par les règles de libéralisation du marché européen, Moscou porte aujourd'hui un nouveau message à l'Europe, témoignant d'une volonté d'apaisement des relations gazières. Le regain d'intérêt du fournisseur russe dans le marché européen est révélateur de l'importance de ce débouché pour la Russie, puisqu'il lui procure l'essentiel de ses revenus gaziers.

Les investissements dans des projets de grande envergure ne sont pas aisés pour Gazprom dans le contexte actuel de sanctions occidentales et de repli des cours du pétrole. L'entreprise devra faire des choix entre ses multiples projets d'autant plus que sa position est affaiblie, au profit des indépendants Novatek et Rosneft. Du côté européen, les alternatives au gaz russe ne sont pas très nombreuses. Le corridor sud permettra certes d'acheminer des quantités supplémentaires de gaz des pays d'Asie centrale, mais il ne pourra se substituer au gaz russe.

L'Europe doit aussi faire face à un déclin plus rapide que prévu de sa production domestique, car le champ de Groningue fait l'objet d'importantes restrictions de production depuis janvier 2014 en raison de risques importants de secousses sismiques. Le gouvernement néerlandais doit ainsi préserver la sécurité des habitants de la région, sécuriser les approvisionnements gaziers du pays et respecter les obligations contractuelles envers les clients européens. Si aujourd'hui, le plafond de production décidé pour 2015 permet de satisfaire les besoins néerlandais et européens, en sollicitant davantage les stockages et les importations, l'incertitude

© Ifri

sur l'évolution de la production future reste forte et réduit la visibilité à court/moyen terme de l'approvisionnement gazier européen.

L'exploitation des ressources potentielles de gaz de schiste permettrait de compenser en partie ce déclin de la production domestique. Les pays européens avancent en ordre dispersé sur le sujet, et la commercialisation de gaz de schiste en Europe est encore à un stade éloigné, avec des résultats plutôt décevants en Pologne et au Danemark, alors que le Royaume-Uni accélère l'exploitation de ses ressources. Les défis sont encore nombreux ; ils sont notamment liés à l'adaptation du cadre réglementaire nécessaire pour permettre le développement de projets concrets. Une révolution à l'américaine ne sera certainement pas au rendez-vous, mais le gaz de schiste européen pourrait améliorer la sécurité des approvisionnements gaziers et renforcer le pouvoir de négociation de certains pays vis-à-vis de la Russie. Néanmoins, le chemin est encore long avant d'obtenir une convergence de vues sur ce dossier en Europe, l'acceptabilité sociale de ces projets étant aujourd'hui une condition préalable pour le développement de ces ressources. Cette acceptation ne peut provenir que d'une confiance accrue de la population dans la gestion des risques liés à l'activité par les exploitants. Cette confiance ne peut se bâtir que sur la transparence de l'information et l'engagement des parties prenantes dès le début des projets.

Au vu de ces contraintes sur la production européenne, un compromis avec la Russie est souhaitable pour l'Europe afin de normaliser les relations gazières entre les deux parties. Cela ne signifie pas que l'Europe renonce à ses projets de diversification, qui seront sans doute centrés sur les approvisionnements GNL. La baisse des prix du pétrole et le ralentissement de la croissance de la demande asiatique mettent un terme à l'arbitrage en faveur de l'Asie, qui a prédominé sur le marché mondial depuis 2011, et le marché européen redevient attractif pour le GNL. Grâce à ses nombreux atouts, le GNL est bien placé pour répondre aux problèmes de diversification de l'approvisionnement européen à condition que l'Europe soit en mesure d'apparaître comme un acteur global sur le marché international et que le marché européen reste attractif pour les exportateurs de GNL.

Dans ce contexte, une diplomatie énergétique européenne sera utile, non seulement pour faire face aux situations de crises, mais aussi pour répondre aux défis futurs. La scène énergétique mondiale est en rapide mutation et l'Europe a peu d'emprise sur l'évolution des prix mondiaux. La montée croissante des besoins énergétiques asiatiques pourrait facilement absorber les exportations de GNL des États-Unis. De nouveaux consommateurs font leur apparition sur la scène mondiale et la concurrence devient plus féroce dans la sécurisation de leurs approvisionnements. Le

© Ifri

renforcement des actions diplomatiques de l'Union de l'énergie devient de ce point de vue un atout crucial pour l'Europe.

Cependant, l'engagement dans cette politique de diversification se heurte à un obstacle de taille, celui de la trajectoire de la demande gazière européenne. La consommation de gaz naturel en Europe est en forte baisse depuis 2010, en raison du ralentissement de l'activité économique, et surtout de besoins moindres du secteur électrique, avec le développement des énergies renouvelables et la perte de compétitivité du gaz par rapport au charbon. L'augmentation de la consommation de charbon dans le secteur électrique au détriment du gaz naturel est principalement liée à la chute des prix importés du charbon ces dernières années, face à un accroissement de ceux du gaz, qui malgré leur baisse récente restent plus élevés que ceux de leur concurrent. La rentabilité des centrales au charbon est d'autant plus importante que le prix du CO_2 reste relativement faible. Cette situation fait peser un risque sur la sécurité de fourniture électrique, car avec l'expansion rapide des renouvelables, un renforcement des capacités de production flexibles et faiblement émettrices de CO_2 est nécessaire, mais les signaux de marché actuels ne favorisent pas l'investissement dans ces moyens de production. Les marchés de capacité mis en place dans plusieurs pays européens en vue de fournir une incitation supplémentaire à l'investissement doivent faire face à plusieurs défis, notamment en matière d'interconnexions transfrontalières.

Ainsi, le marché gazier doit composer avec une nouvelle donne, dominée par un climat d'incertitude sur l'évolution de l'approvisionnement et de la demande. Si les marchés européens réagissent aujourd'hui par une volatilité accrue des prix du gaz, les effets sur le long terme seront plus importants, car ce manque de visibilité pourrait entraver le financement des investissements nécessaires dans les projets gaziers pour soutenir les politiques de diversification et compenser la baisse de la production européenne, notamment dans les infrastructures de transport nécessaires pour permettre au réseau d'acheminer sur l'ensemble du continent les nouveaux flux de GNL. Ce risque pèse aussi sur le secteur électrique et sur sa sécurité d'approvisionnement, les centrales flexibles au gaz nécessaires pour pallier l'intermittence des énergies renouvelables n'étant pas rentables dans le contexte actuel. S'il est bien conçu, le nouveau design des marchés électriques tant attendu pour l'Europe, couplé à la réforme du marché des quotas de CO_2, permettra de lever les incertitudes pesant sur le marché gazier, et au gaz naturel de jouer pleinement son rôle dans la transition énergétique européenne.

© Ifri

Annexe 1 Projets d'exportation de GNL en construction dans le monde

Sept nouveaux projets d'exportation sont en construction en Australie, dont trois devraient entrer en production en 2015. Au total, ils devraient rajouter une capacité de 77 Gm^3 d'ici 2018. Ces projets ciblent en majorité les marchés asiatiques et sont fondés sur des contrats de long terme indexés sur le prix du pétrole. Toutefois ces contrats comportent plus de flexibilité que les premiers contrats signés par l'Australie, en particulier sur les clauses de destination. Ces projets comprennent des projets de GNL classiques en Australie Occidentale, un terminal flottant de grande taille, développé par Shell et situé au large des côtes de Browse, et trois projets non conventionnels utilisant le gaz issu du charbon (*coalbed methane*) dans le Queensland, dont l'un a démarré en décembre 2014. Ces projets sont très coûteux (43 milliards de dollars pour Gorgon LNG) en raison de leur complexité, de l'éloignement des champs alimentant les nouvelles unités, du coût du travail en Australie et de la hausse du prix des équipements intervenus au cours des dernières années. Toutefois, ils devraient être finalisés malgré la baisse des prix du GNL. La plupart des projets ont en effet été financés en partie par les acheteurs de GNL asiatiques qui souhaitent sécuriser leur approvisionnement auprès d'un pays politiquement sûr.

Aux États-Unis, la hausse de la production de gaz de schiste, plus rapide que l'accroissement de la demande domestique et le prix élevé du GNL jusqu'en 2014, a incité les producteurs à trouver de nouveaux débouchés et développer des projets d'exportation. Cinq projets sont maintenant en construction, d'une capacité totale de 78 Gm^3, Chenière, l'opérateur du projet de Corpus Christi, ayant décidé d'investir 11 milliards $ dans la construction des deux premiers trains du projet en mai 2015, malgré le contexte actuel plus difficile. Les premières livraisons de ces nouveaux projets sont attendues fin 2015 à partir du premier train de Sabine Pass. Ces terminaux bénéficient de coûts inférieurs à ceux des nouveaux projets de liquéfaction aux États-Unis et dans le reste du monde car ils sont situés sur d'anciens terminaux de réception du GNL, bénéficiant de l'infrastructure existante.

Les projets américains offrent une grande flexibilité pour les acheteurs. Ceux-ci ont en général signé des contrats de *tolling*, *i. e.* la réservation de capacité de liquéfaction pour un taux fixe, pour des durées de 15 à 20 ans. Si un client décide de renoncer à acheter le

© Ifri

GNL, il ne devra payer que la redevance fixe de réservation (3 $/MBtu), au lieu de la totalité du coût du GNL dans les contrats classiques comportant des clauses de *take-or-pay*. Il pourra par ailleurs expédier le GNL sur le marché de son choix, ces contrats ne comportant pas de clause de destination. Les projets américains ciblent également les marchés asiatiques, mais une partie significative des capacités a été réservée par les agrégateurs de GNL et sera vendue aux marchés les plus lucratifs. Par ailleurs, les contrats américains sont indexés sur le prix spot du gaz américain et permettent aux acheteurs une diversification prix par rapport aux contrats indexés sur le prix du pétrole. Cette indexation n'est pas favorable actuellement au GNL américain, le prix des contrats indexés au pétrole étant inférieur à celui du GNL américain livré aux marchés consommateurs. Les acheteurs continuent toutefois d'être intéressés par cette diversification de prix, étant donné l'incertitude sur l'évolution des prix du pétrole. Enfin, les acheteurs considèrent le GNL américain comme une source de diversification très fiable. C'est le cas en Europe dans les nouveaux pays importateurs (pays baltes, Pologne) où le GNL américain est considéré comme un moyen de sécuriser l'approvisionnement.

D'autres projets d'exportation d'une capacité combinée de 37 Gm^3/an sont en construction en Malaise (dont deux terminaux flottants de petite taille), Indonésie, Colombie et Russie (Yamal LNG). Yamal LNG comporte trois trains de liquéfaction, dont le premier train devrait démarrer fin 2017 mais cette date est encore sujette à la finalisation du financement du projet.

Tableau 5: Projets d'exportation de GNL en construction (juin 2015)

Pays	Projet	Capacité (Gm^3/an)	Promoteurs	Date de mise en service
Australie	Queensland Curtis LNG (Train 2)	5.8	BG, CNOOC, Tokyo Gas	2015
Australie	Gorgon LNG	20.4	Chevron, Shell, ExxonMobil, Osaka Gas, Tokyo Gas, Chubu Electric	2015-2016
Australie	Gladstone LNG	10.6	Santos, Petronas, Total, Kogas	2015-2016
Australie	Australia Pacific LNG	12.2	ConocoPhillips, Origin, Sinopec	2015-2016
Indonésie	Donggi-Senoro LNG	2.7	Mitsubishi, Pertamina, Kogas, Medco	2015
Indonésie	Sengkang	2.7	Energy World Corporation	2015
Colombie	Carribbean FLNG	0.7	Pacific Rubiales, Exmar	2015
Malaisie	MLNG Train 9	4.9	Petronas	2015
Etats-Unis	Sabine Pass LNG	24.5	Cheniere Energy	2015-2017
Malaisie	PFLNG1	1.6	Petronas	2016
Australie	Wheatstone LNG	12.1	Chevron, Apache, Pan Pacific Energy, KUFPEC, Shell, Kyushu Electric	2016-2017
Australie	Prelude FLNG	4.9	Shell, Inpex, Kogas, CPC	2017
Australie	Ichthys	11.4	Inpex, Total, Tokyo Gas, CPC, Osaka Gas, Chubu Electric, Toho Gas	2017-2018
Russie	Yamal LNG	22.4	Novatek, Total, CNPC	2017-2019
Malaisie	PFLNG2	2.1	Petronas, Murphy Oil Corporation	2018
Etats-Unis	Cove Point LNG	7.1	Dominion	2018
Etats-Unis	Cameron LNG	16.3	Sempra Energy, Mitsubishi, Mitsui, Engie	2018-2019
Etats-Unis	Freeport LNG	18	Freeport, Osaka Gas, Chubu Electric, Macquarie	2018-2019
Etats-Unis	Corpus Christi	12.3	Cheniere Energy	2019-2020
TOTAL	TOTAL	192.7		

Source : IEA, IGU, presse

© Ifri

Annexe 2 Terminaux de regazéification en Europe

Tableau 6: Capacité de regazéification de l'UE par pays et importations en 2014

Pays	Nom du terminal	Date de mise en service	Opérateur	Capacité annuelle (Gm3)	Importations nettes en 2014 (Gm3)	Régime d'accès
Belgique	Zeebrugge LNG Terminal	1987	Fluxys LNG	9.00	1.3192	réglementé
Espagne	Barcelona LNG Terminal	1968	Enagás	17.10		réglementé
Espagne	Huelva LNG Terminal	1988	Enagás	11.80		réglementé
Espagne	Cartagena LNG Terminal	1989	Enagás	11.80		réglementé
Espagne	Bilbao LNG terminal	2003	BBG	8.80		réglementé
Espagne	Sagunto LNG terminal	2006	saggas	8.80		réglementé
Espagne	Mugardos LNG Terminal	2007	Reganosa	3.60		réglementé
Espagne	Gijón (Musel) LNG terminal	2012 (a)	Enagás	7.00		réglementé
			Total Espagne	68.90	10.744	
France	Fos-Tonkin LNG Terminal	1972	Elengy	3.40		réglementé
France	Montoir-de-Bretagne LNG Terminal	1980	Elengy	10.00		réglementé
France	Fos Cavaou LNG Terminal	2010	Fosmax LNG	8.25		réglementé
			Total France	21.65	6.2288	
Grèce	Revithoussa LNG Terminal	2000	DESFA	5.00	0.5168	réglementé
Italie	Panigaglia LNG terminal	1971	GNL Italia	3.40		réglementé
Italie	Porto Levante LNG terminal	2009	Adriatic LNG	7.56		hybride
Italie	FSRU OLT Offshore LNG Toscana	2013	OLT Offshore LNG Toscana	3.75		exempté
			Total Italie	14.71	4.4472	
Lithuanie	FSRU Independence	2014	Klaipedos Nafta	4.00	0.1496	réglementé
Pays-Bas	Gate terminal, Rotterdam	2011	Gate terminal	12.00	0.5712	exempté
Portugal	Sines LNG Terminal	2004	REN Atlantico	7.90	1.3192	réglementé
Royaume-Uni	Isle of Grain LNG terminal	2005	Grain LNG	19.50		exempté
Royaume-Uni	Teesside LNG port	2007	Excelerate Energy	4.20		exempté
Royaume-Uni	Milford Haven - Dragon LNG terminal	2009	Dragon LNG	7.60		exempté
Royaume-Uni	Milford Haven - South Hook LNG terminal	2009	South Hook LNG	21.00		exempté
			Total Royaume-Uni	52.30	11.424	
				195.46	36.72	

(a) La construction du terminal a été achevée fin 2012 mais le terminal n'a pas été mis en service suite à la faible utilisation des capacités.

Source : GLE, GIIGNL

© Ifri

Bibliographie

Agence Internationale de l'Énergie (AIE), *Medium-term Gas Market Report – 2015*, Mai 2015, http://www.iea.org/bookshop/707-Medium-Term_Gas_Market_Report_2015

Agence Internationale de l'Énergie (AIE), *World Energy Outlook*, OCDE/AIE, Novembre 2014, http://www.worldenergyoutlook.org/

Agence Internationale de l'Energie (AIE), *World Energy Investment Outlook - Special Report, 2014,* https://www.iea.org/publications/freepublications/publication/world-energy-investment-outlook---special-report---.html

Agence Internationale de l'Énergie (AIE), *Golden rules for a golden age of gas*, OCDE/AIE, 2012, http://www.worldenergyoutlook.org/media/weowebsite/2012/goldenrules/WEO2012_GoldenRulesReport.pdf

Belyi A.V., Goldthau, "Between a rock and a hard place : International market dynamics, domestic politics and Gazprom's strategy", *European University Institute EUT Working Papers*, 2015/22 http://cadmus.eui.eu/handle/1814/35398

Bijl J., *The future of L gas in North West Europe,* Delft University of Technology, Octobre 2012, www.tbm.tudelft.nl/en/current/agenda/event/detail/afstudeerbijeenkomst-van-jon-bijl/

CEDIGAZ, Gas and coal competition in the EU power sector, June 2014, http://www.cedigaz.org/products/coal-gas/coal-gas.aspx?n=183

Clingendael International Energy Programme (CIEP), "Security of supply in the run-up to the post 2020 period", *CIEP Paper 2014/04*, Mai 2014, http://www.clingendaelenergy.com/publications/publication/security-of-supply-in-the-run-up-to-the-post-2020-period

Commission européenne, "The January 2009 gas supply disruption to the EU: An assessment", *Commission Staff Working Document*, COM (2009) 363, 2009.

Commission européenne, Paquet Union de l'Énergie, COM (2015) 80 final, 25 février 2015, http://ec.europa.eu/priorities/energy-union/docs/energyunion_fr.pdf

Commission européenne, "Report on the implementation of Regulation (EU) 994/2010 and its contribution to solidarity and preparedness for gas disruptions in the EU", Commission Staff Working Document, COM (2014) 654, Octobre 2014.

© Ifri

Commission européenne, *Published Results: ShalegasRec2014*, Février 2015, https://ec.europa.eu/eusurvey/publication/ShalegasRec2014

Commission européenne, "Quarterly report on European gas markets, Market Observatory for Energy", *DG Energy, Volume 7* (Issue 3, third quarter of 2014) https://ec.europa.eu/energy/sites/ener/files/documents/quarterly-gas_q3_2014_final.pdf

Commission européenne, "Quarterly report on European gas markets, Market Observatory for Energy", *DG Energy, Volume 7* (Issue 4, fourth quarter of 2014) https://ec.europa.eu/energy/sites/ener/files/documents/quarterly_report_on_european_gas_markets_2014_q4.pdf

Commission européenne, "Quarterly report on European gas markets, Market Observatory for Energy", *DG Energy, Volume 8* (Issue 1, first quarter of 2015) https://ec.europa.eu/energy/sites/ener/files/documents/quarterly-gas_q3_2014_final.pdf

Cornot-Gandolphe S., « La stratégie gazière de la Chine », Note de l'Ifri, Octobre 2014 https://www.ifri.org/fr/publications/enotes/notes-de-lifri/strategie-gaziere-de-chine-developper-concurrence-entre

Cornot-Gandolphe S., Mathieu C., "Japan's Energy and Climate Policy: Towards Dispelling the Uncertainties", Note de l'Ifri, Mai 2015, https://www.ifri.org/sites/default/files/atoms/files/noteenergiejapon.pdf

Cornot-Gandolphe S., « Gaz de schiste en Pologne, au Royaume-Uni et au Danemark : vers un modèle européen ? », Note de l'Ifri, Janvier 2014, https://www.ifri.org/sites/default/files/atoms/files/notesylvie9114.pdf

Dutch Safety Board, *Earthquake risks in Groningen*, Summary, Février 2015, http://www.onderzoeksraad.nl/en/onderzoek/1998/earthquake-risks-in-groningen

ECN, Netherlands: *National Energy Outlook 2014*, Summary, Février 2015, http://www.pbl.nl/sites/default/files/cms/publicaties/pbl-2014-netherlands-national-energy-outlook-2014.pdf

Energy Information Administration (EIA), Technically recoverable shale oil and shale gas resources: an assessment of 137 shale formations in 41 countries outside the United States, EIA/DOE, Washington DC, June 2013, http://www.eia.gov/analysis/studies/worldshalegas/

Energypost, "UBS: closures coal and gas fired power plants in Europe accelerating", 4 mai 2015, http://www.energypost.eu/ubs-closures-coal-gas-fired-power-plants-europe-accelerating/

© Ifri

ERI RAS The Energy Research institute of the Russian Academy of Sciences, "Global and Russian Energy Outlook to 2040", 2014 http://www.eriras.ru/files/2014/forecast_2040_en.pdf.

EURELECTRIC, *A sector in transformation: Electricity industry trends and figures,* 2015, Janvier 2015, http://www.eurelectric.org/media/161808/electricityindustrytrendsandfigures2015_lr-2015-030-0064-01-e.pdf

EUROGAS, New Eurogas data confirms dynamic EU gas market, 23 mars 2015, http://www.eurogas.org/uploads/media/Eurogas_Press_Release_-_New_Eurogas_data_confirms_dynamic_EU_gas_market.pdf

European Academies Science Advisory Council (EASAC), Shale gas extraction: issues of particular relevance to the European Union, Novembre 2014, http://www.easac.eu/home/reports-and-statements/detail-view/article/shale-gas-ex.html

EY, *Getting ready for UK shale gas*, Avril 2014, http://www.ey.com/Publication/vwLUAssets/Getting_ready_for_UK_shale_gas/$FILE/EY-Getting-ready-for-UK-shale-gas-April-2014.pdf

Franza L., "Long-term import contracts in Europe: the evolution in pricing mechanisms", *Clingendael International Energy Programme, CIEP Paper 2014*, 08 http://www.clingendaelenergy.com/inc/upload/files/Ciep_paper_2014-08_web_1.pdf

Financial Times, "A united Europe can end Russia's energy stranglehold", 21 Avril 2014 http://www.ft.com/intl/cms/s/0/91508464-c661-11e3-ba0e-00144feabdc0.html#axzz3fHoBgZVT

Gasunie Transport Services (GTS), *Network Development Plan (NOP) 2015,* http://www.gasunietransportservices.nl/en/transportinformation/network-development-plan-nop

Gazprom, Gazprom in figures 2010-2014. http://www.gazprom.com/f/posts/55/477129/gazprom-in-figures-2010-2014-en.pdf

Gazprom, *OAO Gazprom Annual Report,* 2014 http://www.gazprom.com/f/posts/55/477129/gazprom-annual-report-2014-en.pdf

Gasunie Transport Services, *Risk Assessment 2014*, 10 juin 2014, http://www.gasunietransportservices.nl/en/about-gts/publications

Gas LNG Europe (GLE), The European LNG terminal infrastructure 2015: Status and Outlook, Juin 2015, http://www.gie.eu/index.php/news/gle-news/16-news/gle/290-gle-updates-all-maps-and-databases-2

Institute for Climate Economics (I4CE), Tendances Carbone CDC Climat Recherche, Thomson Reuters, http://www.i4ce.org/publication-axe/industrie-energie-climat/

© Ifri

International Gas Union (IGU), *Wholesale Gas Price Survey – 2015 Edition*, May 2015. http://www.igu.org/sites/default/files/node-page-field_file/IGU%20Whole%20Sale%20Gas%20Price%20Survey%20Report%20%202015%20Edition.pdf

Japan Times, Sendai nuclear power plant restart, 11 août 2015, http://www.japantimes.co.jp/opinion/2015/08/11/editorials/sendai-nuclear-power-plant-restart/#.VgIFit_tmkp

Le Fevre C., "The Prospects for Natural Gas as a Transportation Fuel in Europe", *Oxford Institute for Energy Studies (OIES), OIES Paper NG 84*, March 2014, http://www.oxfordenergy.org/wpcms/wp-content/uploads/2014/03/NG-84.pdf

Mathieu C., « Le prix de la sécurité énergétique : l'Europe et la Russie peuvent-elles se passer l'une de l'autre », *Diplomatie Magazine*, Janvier-Février 2015

Milov V., « Les nouvelles alliances énergétiques russes : mythes et réalités », Note de l'Ifri, juillet 2015 https://www.ifri.org/sites/default/files/atoms/files/ifri_rnv_86_fra_milov_energy_juin_2015.pdf

Mitrova T., « Changing Gas Price Mechanisms in Europe and Russia's Gas Pricing Policy", Antalya Special Issue, International Association for Energy Economics, Issue 2015.

Nagy S. et al. « Shale gas prospects for Europe », Hot Energy Topic, Insight_E, Octobre 2014 http://www.insightenergy.org/ckeditor_assets/attachments/41/het3.pdf

Ministry of Economic Affairs, *The Dutch gas hub*, Décembre 2011, https://www.government.nl/documents/leaflets/2011/12/07/the-dutch-gashub

Natural Gas Europe, "Estonia to build own LNG terminal", 1 Mai 2015, http://www.naturalgaseurope.com/estonia-will-build-own-lng-terminal-eu-funding-23481

NLOG, *Natural resources and geothermal energy in the Netherlands* (NLOG), 2015, http://www.nlog.nl/en/home/NLOGPortal.html

OGP/IPIECA, OGP-IPIECA, *Good practice guidelines for the development of shale oil and gas*, Décembre 2013, http://www.ipieca.org/

Parmigiani L., "Dynamics and drivers of shale gas development in three European countries: can a European policy be imagined?", Actuelles de l'Ifri, 17 novembre 2013. https://www.ifri.org/fr/publications/editoriaux/actuelles-de-lifri/dynamics-and-drivers-shale-gas-development-three-european

Pétrostrategies, « Gazprom réduit son objectif de production pour 2015 », n°1404, 1er juin 2015.

Pétrostratégies, « Le Royaume-Uni va accorder 27 licences d'exploration dans les schistes », 31 août 2015

© Ifri

Pétrostrategies, « La découverte d'Eni au large de l'Egypte bouleverse la donne gazière et géopolitique en Méditerrannée », n°1414, 7 septembre 2015.

Pétrostrategies, « En Europe, le marché prête plusieurs objectifs à la première vente aux enchères de gaz par Gazprom », n°1415, 14 septembre 2015.

Pirani S., Henderson J., Honoré A., Rogers H. et Yafimava K., « What the Ukraine crisis means for gas markets », Oxford Energy Comment, March 2014.

Platts, Dutch government's Groningen gas field policy and its market impact, 27 avril 2015, http://www.platts.com/videos/2015/april/gas-watch-groningen-0427

Pöyry Management Consulting (Pöyry)/Cambridge Econometrics, (CE), Macroeconomic effects of European shale gas production, A report to the International Association of Oil and Gas Producers (OGP), November 2013 http://www.poyry.co.uk/sites/poyry.co.uk/files/public_report_ogp__v5_0.pdf

Reuters, "Dutch government cuts Groningen gas field production", 3 juin 2015, http://www.reuters.com/article/2015/06/23/netherlands-gas-groningen-idUSL8N0Z928L20150623

Reuters, "China looks to secure 1st U.S. LNG supplies from Cheniere by 2020", 19 mai 2015, http://www.reuters.com/article/2015/05/19/asia-oil-cheniere-idUSL3N0YA2GQ20150519

Stern J., Pirani S., Yafimava K., « Does the cancellation of South Stream signal a fundamental reorientation of Russian gas export policy ? », Oxford Energy Comment, Oxford Institute for Energy Studies, Janvier 2015. http://www.oxfordenergy.org/

UN European Commission for Europe (UNECE), *(Future) role of natural gas in the Netherlands*, Ministry of Economic Affairs, 19 janvier 2015, http://www.unece.org/fileadmin/DAM/energy/se/pp/geg/gif5_19Jan2015/s2_6_vantHof.pdf

US Geological Survey (USGS), Assessment of Undiscovered Oil and Gas Resources of the Paris Basin, France, 2015, Avril 2015, http://pubs.usgs.gov/fs/2015/3016/pdf/fs2015-3016.pdf

Vavilov A., Gazprom : An Energy Giant and Its Challenges in Europe, Palgrave Macmillan, December 2014.

Taliotis C., de Boncourt M., Kimon Keramidas, « East-Mediterranean Gas Potential : Opportunities and Barriers », Insight_E, Hot Energy Topic n°7, April 2015. http://www.insightenergy.org/static_pages/publications#?publication=12

© Ifri

Source des données

AGEB, Energy balance for Germany, http://www.ag-energiebilanzen.de/4-1-Home.html

Banque Mondiale, Pink sheet, http://siteresources.worldbank.org/INTPROSPECTS/Resources/334934-1111002388669/829392-1420582283771/Pnk_0915.pdf

BP, Statistical review of world energy 2015, Juin 2015, http://www.bp.com/en/global/corporate/about-bp/energy-economics/statistical-review-of-world-energy.html

CBS, Statistics Netherlands: Net exports natural gas 25 percent down, 8 avril 2015, http://www.cbs.nl/en-GB/menu/themas/industrie-energie/publicaties/artikelen/archief/2015/netto-export-aardgas-25-procent-gedaald.htm

CBS, natural gas balance sheet ; supply and consumption http://statline.cbs.nl/StatWeb/publication/?DM=SLEN&PA=00372ENG&la=en

CEDIGAZ, *The 2014 Natural Gas Year in Review, First Estimates*, Mai 2015, www.cedigaz.org

Energy Information Administration (EIA), http://www.eia.gov/naturalgas/

Eurostat, http://ec.europa.eu/eurostat/fr/web/energy/data/database

ENTSOG, Ten-year Network Development Plan 2015, Avril 2015 http://www.entsog.eu/publications/tyndp#ENTSOG-TEN-YEAR-NETWORK-DEVELOPMENT-PLAN-2015

Federal Energy Regulatory Commission (FERC), 2015, https://www.ferc.gov/industries/gas/indus-act/lng/lng-approved.pdf

GasTerra, http://jaarverslag2014.gasterra.nl/en/2014/gas/market-trend

GasTerra, http://jaarverslag2014.gasterra.nl/en/2014/groningen

Gasunie, http://report2014.gasunie.nl/en/2014/results-in-2014

Gas LNG Europe (GLE), Aggregated LNG Storage Inventory, http://lngdataplatform.gie.eu/

Groupe International des Importateurs de Gaz Naturel Liquéfié (GIIGNL), *The LNG industry in 2014*, 2015, http://www.giignl.org/sites/default/files/PUBLIC_AREA/Publications/giignl_2015_annual_report.pdf

© Ifri

Gas Storage Europe (GSE), Gas storage map, Mai 2015, http://www.gie.eu/index.php/maps-data/gse-storage-map

Gas Storage Europe (GSE), AGSI, https://transparency.gie.eu/

KNMI, Institut royal météorologique des Pays-Bas, http://www.knmi.nl/home

Ministry of Economic Affairs, https://www.government.nl/topics/energy-policy/contents/natural-gas

NAM, http://www.nam.nl/en/about-nam/facts-and-figures.html

NAM, http://www.namplatform.nl/

NAM, http://www.namplatform.nl/categorie/gaswinningsplan

© Ifri

Liste des tableaux, figures, cartes et encadrés

Tableau 1 : Ventes de gaz de GasTerra (2012-2014) 46
Tableau 2 : Stockages souterrains de gaz naturel aux Pays-Bas au 1er avril 2015 53
Tableau 3 : Ressources techniquement récupérables de gaz de schiste et réserves prouvées de gaz conventionnel de l'UE 62
Tableau 4 : Évolution de la demande de gaz du secteur électrique (grands marchés de l'Europe de l'Ouest, 2008-2014) 75
Tableau 5 : Projets d'exportation de GNL en construction (juin 2015) 88
Tableau 6 : Capacité de regazéification de l'UE par pays et importations en 2014 89

Figure 1 : Approvisionnement gazier européen (2010-2014) 10
Figure 2 : Dépendance des pays de l'UE envers le gaz russe 14
Figure 3 : Comparaison des prix de gros européens 19
Figure 4 : Importations de GNL par grands marchés régionaux (2005-2014) 31
Figure 5 : Prix du pétrole et prix spot du gaz naturel sur les trois grands marchés régionaux 35
Figure 6 : Utilisation des terminaux de GNL de l'UE 39
Figure 7 : Évolution de la production de Groningue et des petits champs (1975-2014) 44
Figure 8 : Production mensuelle de gaz aux Pays-Bas (janvier 2010-janvier 2015) 45
Figure 9 : Secousses sismiques enregistrées dans la région de Groningue (1995-2013) 48
Figure 10 : Évolution de la consommation de gaz naturel aux Pays-Bas (2000-2014) 52
Figure 11 : Évolution des exportations et des importations de gaz néerlandaises (1990-2014) 56
Figure 12 : Évolution des capacités de stockage en Europe (2010-2015) 59
Figure 13 : Estimation des coûts de production des gaz de schiste en Europe, actuels et à long terme 69
Figure 14 : Indépendance gazière de l'UE 70
Figure 15 : Évolution de la consommation gazière européenne (1990-2014) 72
Figure 16 : Évolution de la demande européenne par grands secteurs (1994-2014) 73
Figure 17 : Contribution du gaz naturel, du charbon et des énergies renouvelables au bilan électrique européen (1993-2013) 74

© Ifri

Figure 18 : Prix comparés des énergies en Europe (2008-2015) 75
Figure 19 : Clean dark spread et clean spark spread en Allemagne (2009-2015) 76
Figure 20 : Mise sous cocon/fermeture de centrales au gaz et au charbon dans l'UE (2010-2014) 79
Figure 21 : Demande de gaz naturel de l'UE par grands secteurs et scénarios (2010-2040) 82
Figure 22 : Production d'électricité de l'UE à partir du gaz et des renouvelables (2012-2040) 82
Figure 23 : Projets d'exportation de GNL en construction (juin 2015) 88

Carte 1 : Les principales routes d'approvisionnement de gaz russe vers l'Europe 11
Carte 2 : Terminaux de réception de GNL en Europe 38

Encadré 1 : Le GNL et l'Union énergétique : nouvelle stratégie GNL 41
Encadré 2 : Réduction de la production de Groningue au 1er trimestre 2015 57
Encadré 3 : Les ressources du bassin parisien 63
Encadré 4 : L'incertitude sur les coûts des shale gas en Europe 69

© Ifri