

DOSSIER

Le marché du gaz en pleine évolution



- **Gaz non conventionnel : une révolution pour le marché européen ?**
- **Le prix du gaz en débat : explications**
- **La déconnexion entre prix des contrats à long terme et prix de marché**
- **Audit de la formule et prise en compte des renégociations des contrats à long terme de GDF SUEZ**

À lire en page 6 ►

Sommaire

Actualités p. 2 Lancement de deux initiatives renforçant la sécurité d'approvisionnement • p. 3 Le collège de la CRE se féminise / Une nouvelle procédure pour le raccordement des producteurs • p. 4 Les juges de proximité s'appuient sur les recommandations du médiateur / Smart grids et compteurs intelligents • **Repères** p. 5 • **Le dossier de la CRE** p. 6 • **Parole à...** p. 10 Bruno Sido, sénateur de la Haute-Marne et Serge Poignant, député de Loire-Atlantique • **Vue d'Europe** p. 12 Alberto Pototschnig, premier directeur de l'ACER / Dix ans de coopération entre régulateurs •

INTERCONNEXIONS GAZIÈRES

Lancement de deux initiatives renforçant la sécurité d'approvisionnement

Deux *open seasons* visant à développer les interconnexions gazières entre la France et l'Espagne, d'une part, et la France et la Belgique, d'autre part, ont été lancées en mai. En cas de succès, ces *open seasons* renforceront la sécurité d'approvisionnement de la péninsule ibérique, de la France et du nord-ouest de l'Europe. Elles contribueront aussi au développement du marché gazier français, plus particulièrement dans le Sud, et à sa meilleure intégration aux marchés européens.

Le développement des interconnexions entre la France et l'Espagne

Lancé en 2007, le renforcement des interconnexions gazières entre la France et l'Espagne est entré dans sa dernière phase en mai 2010. En 2009, une première consultation de marché (*open season*) avait permis de décider du renforcement du point d'interconnexion de Larrau, appelé à jouer un rôle majeur dans la liaison entre la France et l'Espagne (5,5 Gm³/an) en 2013. À l'issue de cette *open season*, huit expéditeurs se sont vus allouer de la capacité de transport de gaz entre les deux pays.

Devant l'ensemble des parties prenantes réunies début mai à Madrid, les quatre transporteurs français et espagnols (GRTgaz, TIGF, Enagas et Naturgas Energia) ont annoncé le lancement d'une seconde *open season*. Les expéditeurs intéressés ont ainsi la possibilité de demander avant le 30 juin de la capacité d'interconnexion entre la France et l'Espagne ainsi qu'entre les zones d'équilibrage françaises.

En cas de demande suffisante, il pourrait être décidé de créer un nouveau point d'interconnexion au Perthus d'une capacité de 7 Gm³/an dans les deux sens et de renforcer l'interconnexion existante de Bariatou pour la porter à 2,7 Gm³/an. Cette *open season* pourrait aussi aboutir au doublement de l'artère du Rhône et au renforcement de la liaison entre les zones GRTgaz Sud et GRTgaz Nord.

En cas de forte demande, les investissements qui en découleraient côté français s'élèveraient à plus d'1 Md€. En raison de ces montants élevés, la CRE a développé un test économique fondé sur la couverture des coûts d'investissement pour valider

les résultats de l'*open season*⁽¹⁾. Afin de garantir des conditions favorables d'investissement, les expéditeurs sont invités à exprimer leurs besoins de capacités à différents niveaux prévisionnels de terme d'entrée depuis l'Espagne.

Un nouveau point d'interconnexion entre la France et la Belgique

Fin mai 2010, les transporteurs français et belge, GRTgaz et Fluxys, sous l'égide de la CRE et du régulateur belge, la CREG, ont lancé une nouvelle *open season* entre la France et la Belgique⁽²⁾. L'objectif est d'évaluer l'intérêt des acteurs de marché pour la création d'un nouveau point d'interconnexion entre les deux réseaux, à une centaine de kilomètres au nord de Taisnières (Veurne), qui permettrait de créer des capacités de transport de la France vers la Belgique de l'ordre de 13 Gm³/an.

Si cet appel au marché démontre l'existence d'une demande suffisante, la construction de ce nouveau point d'interconnexion facilitera les échanges de gaz entre les deux pays. Les acteurs de marchés présents au PEG Nord auraient ainsi l'opportunité d'exporter du gaz non odorisé arrivant à Dunkerque via le Franpipe et le futur terminal méthanier de Dunkerque LNG vers les marchés belge, allemand (point d'Eynatten), britannique (via l'Interconnector) ou néerlandais (point de Zelzate). L'appel au marché se déroulera en deux phases. La première a pour objectif d'effectuer un premier dimensionnement du projet à travers la collecte de demandes non-engageantes des acteurs de marché. Cette étape sera close fin

Qu'est-ce qu'une *open season* ?

Traduit en français par « appel au marché », une *open season* est un mécanisme utilisé pour identifier les besoins de capacité de transport à long terme et mener à bien des développements d'infrastructures qui y répondent (point d'interconnexion par exemple). Ce processus nécessite une coordination approfondie entre les régulateurs et les transporteurs des pays concernés.

juillet. La deuxième, prévue pour octobre 2010, s'achèvera sur la signature des contrats d'acheminement et l'allocation des capacités nouvellement créées.

Une intégration croissante des marchés

Les développements de nouvelles interconnexions entre la France, l'Espagne et la Belgique concrétisent la place de carrefour gazier de la France au sein du marché européen. Ces perspectives sont également cohérentes avec le projet de règlement européen sur la sécurité d'approvisionnement.

En requérant un haut degré de coordination entre régulateurs et gestionnaires de réseaux de transport, les processus d'*open season* préfigurent également les bénéfices de la mise en œuvre du 3^e paquet, qui a pour objet de permettre une plus grande intégration des marchés en Europe. ■

⁽¹⁾ Cf. la délibération de la CRE du 29 avril 2010 portant sur le développement des interconnexions gazières avec l'Espagne dans le cadre de l'*open season* 2015, sur le site Internet de la CRE.

⁽²⁾ Cf. la délibération de la CRE du 29 avril 2010 portant sur le développement d'une nouvelle interconnexion gazière permettant de créer des capacités fermes de la France vers la Belgique, sur le site Internet de la CRE.

NOMINATION

Le collège de la CRE se féminise

Le collège de la CRE vient d'être renouvelé avec l'arrivée de trois nouveaux commissaires.

Michel Thiollière, ancien sénateur de la Loire, a été nommé vice-président de la CRE par le président du Sénat. Cet ancien maire de Saint-Etienne (1983, 1994-2008), élu sénateur en 2001, est aussi l'auteur de la loi sur la coopération décentralisée (2007). Spécialiste des sujets culturels, il a été le rapporteur des lois Droit d'auteur (DADVSI) en 2006, le rapporteur des deux lois HADOPI (2008 et 2009) et membre du collège de la Haute autorité pour la diffusion des œuvres et la protection des droits sur Internet (HADOPI).

Anne Duthilleul, ingénieur au corps des mines, a été nommée membre de la CRE par le président du Conseil économique, social et environnemental. Elle a été chef du bureau des mines et du plan uranium au service des matières premières et du sous-sol du ministère de l'Industrie (1978-1982), conseiller technique puis directeur

adjoint au cabinet du ministre délégué au Budget (1986-1988), secrétaire générale du Centre national d'études spatiales (CNES) de 1988 à 1991, conseiller technique sur les questions industrielles, agricoles et environnementales à la présidence de la République (1995-2000) et présidente du conseil d'administration de l'Entreprise de recherches et d'activités pétrolières (ERAP) de 2000 à 2009.

Marie-Solange Tissier, ingénieur au corps des mines, a été nommée membre de la CRE par le président de l'Assemblée nationale. Elle a été responsable de la division environnement à la direction interdépartementale de l'industrie

lorraine (1979-1982), adjoint au chef du service du conseil général des mines (1982-1984), conseiller technique au cabinet du secrétaire d'État à l'Énergie (1984-1986) chef du service nucléaire à la direction générale de l'énergie (1986-1988), conseiller technique au cabinet du ministre de l'Industrie et de l'aménagement du territoire (1988). Depuis 1989, elle est directeur adjoint de l'école des mines de Paris et chef du service du conseil général de l'industrie, de l'énergie et des technologies. ■



De gauche à droite : Anne Duthilleul, Michel Thiollière, Marie-Solange Tissier

TRANSPORT D'ÉLECTRICITÉ

Une nouvelle procédure pour le raccordement des producteurs

La CRE a approuvé une nouvelle procédure de raccordement que lui avait soumise RTE. Entrée en vigueur le 1^{er} juin et destinée exclusivement aux installations de production d'électricité, cette procédure récapitule les étapes contractuelles et les conditions dans lesquelles RTE s'engage à traiter les demandes de raccordement. Elle concourt ainsi à accroître la transparence et la non-discrimination de l'accès au réseau électrique, et donc à favoriser l'ouverture des marchés.

La CRE, qui exerçait cette compétence pour la première fois, s'est montrée particulièrement attentive à ce que cette nouvelle

procédure améliore les règles d'attribution des capacités d'accueil du réseau électrique. En effet, l'accroissement de ces capacités est subordonné au renforcement du réseau électrique, soumis à des procédures administratives exigeantes et des travaux de grande ampleur. Dans ces conditions, les règles d'attribution des capacités existantes ne doivent pas entraver les projets en voie de réalisation. De telles mesures doivent permettre en particulier d'accélérer le raccordement au réseau électrique des énergies renouvelables.

La CRE a également pris en considération les observations des parties prenantes,

notamment en ce qui concerne l'application de la procédure aux projets en cours.

Pour vérifier l'efficacité de cette nouvelle procédure, RTE devra adresser à la CRE un bilan annuel de son application. La CRE décidera alors d'imposer des mécanismes plus contraignants pour les utilisateurs ou de demander à RTE d'accroître son engagement.

La CRE devra également se prononcer prochainement sur des projets analogues de RTE à destination des consommateurs et des réseaux publics de distribution. ■

JURIDIQUE

Les juges de proximité s'appuient sur les recommandations du médiateur

Les juges de proximité n'hésitent pas à fonder leurs décisions sur les recommandations du médiateur national de l'énergie, attestant ainsi de son expertise. Deux exemples récents en témoignent.

Au cours des centaines de recommandations relatives à l'exécution des contrats de fourniture d'énergie qu'il a pu émettre, le médiateur a permis de résoudre de nombreux différends entre consommateurs, fournisseurs et gestionnaires de réseaux. Non contraignantes, il arrive que ses recommandations ne soient pas respectées dans leur intégralité par les opérateurs. Un recours contentieux étant

toujours possible, ces litiges peuvent être portés devant le juge de proximité lorsque le montant en cause n'excède pas 4 000 euros.

Fréquemment sollicité pour résoudre des différends de nature technique, le médiateur en réalise une analyse indépendante avant de publier ses recommandations qui constituent un moyen efficace d'appréhender la complexité des affaires soumises aux juges.

C'est précisément ce qui s'est produit en octobre 2009 lorsqu'un juge de proximité, ayant eu à se prononcer sur une demande de remboursement de plaques de cuisson endommagées à la suite d'une coupure du courant électrique, s'est référé explicitement à la recommandation qui n'avait pas permis de clore ce litige. Le juge s'est inspiré du raisonnement développé par le médiateur afin de déterminer si le gestionnaire du réseau de distribution pouvait être considéré comme responsable des dommages causés aux plaques de cuisson. Comme le précisait le médiateur, le juge a également rappelé que le Comité de règlement des différends et des sanctions

de la CRE (CoRDIS) s'était, dans sa décision du 7 avril 2008, prononcé sur l'existence d'un lien contractuel entre le client final et le gestionnaire de réseau de distribution. Tenant compte du refus de l'opérateur de mettre en œuvre une procédure d'expertise amiable, dont l'existence avait été rappelée par le médiateur, le juge a ordonné le remboursement du dommage causé au consommateur.

Une démarche similaire a été adoptée lors du jugement, en août 2009, d'un litige relatif à la facturation de l'électricité. Le juge, reprenant à son compte le raisonnement du médiateur, a ordonné à l'opérateur en cause de procéder à la régularisation de la facturation.

Dans un secteur en cours de réorganisation, ces exemples prouvent que l'action du médiateur constitue non seulement un moyen de résolution des litiges mais également un complément d'information objective pour les juges qui en sont saisis. Ainsi, les recommandations qui n'ont pu permettre de résoudre un litige à l'amiable trouvent une nouvelle utilité devant les juges de proximité. ■

Qu'est-ce qu'un juge de proximité ?

Le juge de proximité est un juge non professionnel, comme un ancien magistrat, une personne d'au moins 35 ans, diplômée bac + 4 minimum, justifiant d'au moins 4 ans d'expérience professionnelle dans le domaine juridique, un conciliateur de justice ayant au moins 5 ans d'expérience... Il peut être saisi par des particuliers pour juger des litiges civils de la vie courante n'excédant pas 4 000 €.

RÉSEAU

Smart grids et compteurs intelligents

Le 22 juin, lors du débat organisé par Enerpresse sur les « Smart grids et compteurs intelligents », Emmanuel Rodriguez, commissaire à la CRE, est revenu sur les points clés du projet de compteurs Linky d'ERDF.

Le projet Linky, encadré par la CRE et suivi par un groupe de concertation, obéit à la loi qui prévoit que les gestionnaires de réseaux de distribu-

tion mettent en œuvre des dispositifs permettant aux fournisseurs de proposer à leurs clients des prix différents suivant la période de l'année ou de la journée et incitant les clients à limiter leur consommation pendant les pointes de consommation (maîtrise de l'énergie). La validité du projet sera établie selon cinq critères : les fonctionnalités du système de comptage, la performance

du système, l'information consommateur, les conditions du fonctionnement du marché, le jugement porté par les autorités concédantes sur le système. Concernant le coût du déploiement généralisé des compteurs, il est difficile aujourd'hui de se prononcer. Évalué à 4 Mds€, il sera couvert par les tarifs d'utilisation des réseaux publics d'électricité (TURPE). ■

LE CHIFFRE

66 599

C'est le nombre d'installations photovoltaïques en attente de raccordement au 1^{er} avril 2010, pour une puissance totale de plus de 2,5 MW. De 19 307 au 1^{er} avril 2009, ce chiffre a plus que triplé en un an. Il témoigne des difficultés des agences de raccordement des gestionnaires de réseaux à suivre le développement exponentiel de la filière photovoltaïque. Toutefois, en un an, ERDF a raccordé 43 164 installations photovoltaïques.

Le saviez-vous ?

Premiers rapports régionaux sur les interconnexions électriques

Forte de ses trois ans d'expérience dans l'évaluation de l'efficacité des méthodes de gestion de la congestion aux frontières françaises, la CRE a convaincu les régulateurs des régions auxquelles elle participe (dans le cadre des initiatives régionales) d'évaluer ensemble les interconnexions pour l'année 2008 dans des rapports communs. Trois rapports (Centre-Ouest, Sud-Ouest et France-Royaume-Uni-Irlande) ont déjà été publiés en 2010 et un quatrième (Centre-Sud) est en cours de finalisation. Convaincu de l'intérêt de ce travail, l'ERGEG a invité les sept régions à publier chacune un tel rapport pour l'année 2009.

Consultation publique sur les nouvelles interconnexions électriques exemptées

La CRE a publié le 4 mai dernier, sur son site Internet, une consultation publique sur la procédure de dérogation de nouvelles interconnexions électriques et sur leurs conditions d'accès au réseau public de transport d'électricité français. En réponse aux besoins exprimés lors de la consultation publique du 2 avril 2009 sur le même sujet, elle propose un cadre réglementaire stable, transparent et non-discriminatoire, favorable à l'intégration du marché, tout en protégeant les intérêts des utilisateurs du réseau. Les résultats de la consultation seront publiés sur le site de la CRE au mois de septembre.

En image

FOS-CAVAOU ENTRE EN SERVICE

Le terminal de Fos-Cavaou est entré en service le 1^{er} avril. Cet événement, marquant la fin de la période de test débutée en octobre dernier, a été officialisé par la réception du navire méthanier Gaselys. Le terminal, propriété de la Société du Terminal Méthanier de Fos-Cavaou (détenue à 30 % par Total et à 70 % par Elengy) fonctionne aujourd'hui à 20 % de sa capacité dans l'attente d'une autorisation permettant d'exploiter dans leur totalité les 8,25 milliards de m³ de capacité de regazéification. Sa mise en service renforce l'approvisionnement en gaz du sud de la France.

Le 18 avril dernier, le terminal a reçu avec succès le navire Al Ghashamiya, premier du type Q-Flex à accoster dans un terminal du sud de la France, d'une capacité de 216 000 m³.



L'ACTUALITÉ DU MARCHÉ DU GAZ CES DERNIERS MOIS A ÉTÉ MARQUÉE PAR UN DÉBAT ANIMÉ SUR L'ÉVOLUTION DES PRIX. PAR CE DOSSIER, DÉCRYPTAGES A VOULU APPORTER UN ÉCLAIRAGE SUR L'IMPACT DE L'ÉVOLUTION RAPIDE DE LA PRODUCTION DE GAZ NON CONVENTIONNEL AUX ETATS-UNIS ET REVENIR EN DÉTAIL SUR LES DEUX DERNIERS MOUVEMENTS DE TARIFS RÉGLEMENTÉS DE GAZ.

Le marché du gaz en pleine évolution

GAZ NON CONVENTIONNEL : UNE RÉVOLUTION POUR LE MARCHÉ EUROPÉEN ?

Il existe trois types de gaz non conventionnels (voir encadré), le plus répandu étant le gaz de schiste qui représente près de la moitié des réserves. Depuis 2000, la production de gaz de schiste a été multipliée par 8 aux Etats-Unis, en particulier avec la mise en production massive du champ de Barnett situé au Nord du Texas, mais aussi des champs de Haynesville, Fayetteville et Marcellus. Désormais, près de la moitié de la production de gaz américaine provient de sources non conventionnelles.

La forte hausse des prix du gaz sur le marché américain entre 2003 et 2008 (qui ont atteint 33 à 35 €/MWh en 2008 sur le Henry Hub) ainsi que l'apparition de nouvelles techniques de forage ont permis ce développement spectaculaire.

Les seuils de rentabilité se situent aujourd'hui aux alentours de 10 à 13 €/MWh, voire en dessous (5 à 8 €/MWh) pour certains champs. La forte baisse des prix de gros du gaz en 2009 et 2010 (entre 8 à 15 €/MWh) n'a donc pas suffi à inverser la tendance et la production continue à progresser.

Mise en perspective à plus long terme, cette nouvelle donne sur le marché gazier américain pourrait perdurer d'autant plus que les Etats-Unis disposeraient de 60 Tm³ environ de réserves de gaz non conventionnel techniquement récupérables (contre 7 Tm³ environ de réserves prouvées de gaz conventionnel). Les prévisions d'importations de GNL du département de l'énergie américain ont d'ailleurs été revues à la baisse, avec une part de 3 % dans la fourniture de gaz en 2030, contre 16 % prévue en 2007.

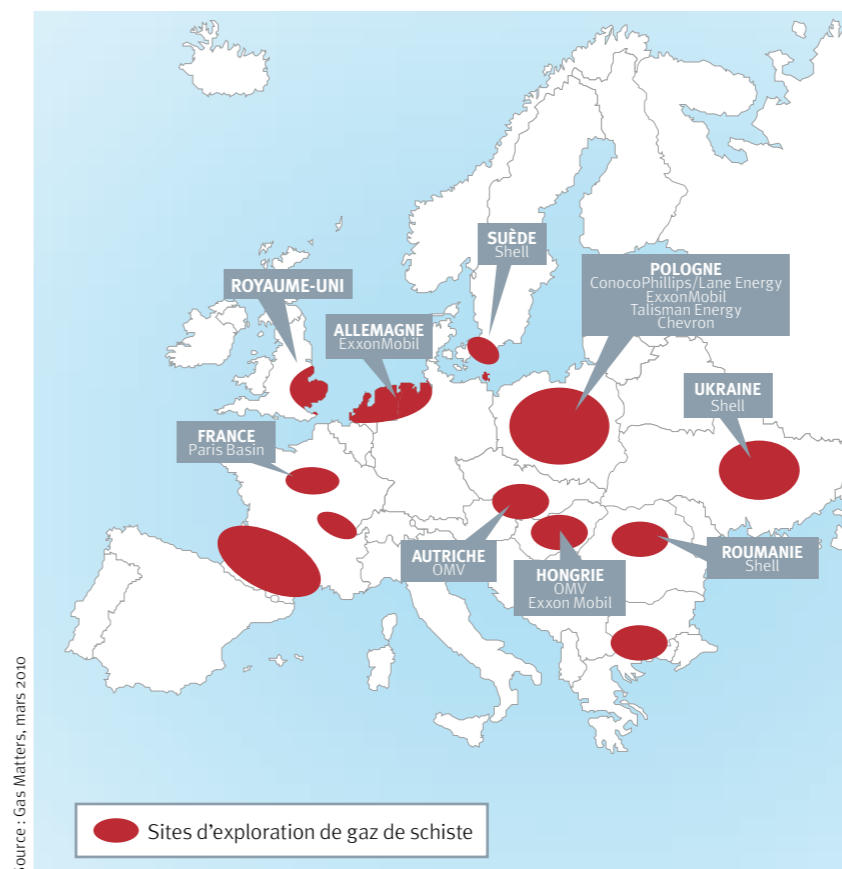
Cependant, la production massive des champs de gaz de schiste n'est pas sans conséquence sur l'environnement. Le risque de contamination des aquifères par les produits chimiques utilisés au cours du processus de d'extraction du gaz fait l'objet de nombreux débats aux Etats-Unis.

Les contestations ont d'ailleurs été suffisamment fortes pour que Chesapeake abandonne la production d'un gisement situé près d'une source d'eau potable à New York.

Peut-on envisager une reproduction du scénario américain en Europe ?

Outre les Etats-Unis, l'exploitation du gaz non conventionnel pourrait permettre à de grands pays importateurs de satisfaire une partie importante de leurs besoins et de réduire leur dépendance énergétique. Au niveau mondial, l'Agence Internationale de l'Energie estime les réserves ultimes récupérables de gaz non conventionnel à 314 Tm³ (contre 471 Tm³ de réserves ultimes récupérables de gaz conventionnel). En tout, les ressources totales en gaz pourraient représenter environ 250 années de production au rythme actuel.

La Chine semble disposer d'un potentiel particulièrement intéressant. La compagnie PetroChina s'est déjà fixée comme objectif de produire 10 Gm³ par an d'ici 2020 dans le Nord Ouest du pays. En outre, la Chine attire de nombreuses compagnies étrangères à l'instar de Shell. En novembre 2009, les présidents chinois et américain ont même lancé une initiative commune afin d'évaluer et développer le potentiel chinois en s'appuyant sur l'expérience acquise aux Etats-Unis.



Sites d'exploration de gaz de schiste en Europe

En Europe, les réserves de gaz non conventionnel sont mal connues et les estimations restent encore très approximatives. L'Agence Internationale de l'Energie estime à environ 35 Tm³ les réserves ultimes récupérables de gaz non conventionnel en Europe. Rappelons que les réserves prouvées de gaz conventionnel s'élèvent à 3 Tm³ pour l'Union européenne et 3 Tm³ pour la Norvège. Plusieurs sociétés américaines produisant du gaz de schiste sont de plus en plus actives dans certains pays européens. Exxon Mobil, Chevron, ConocoPhillips sont présents en Hongrie, Allemagne, Suède et

surtout en Pologne. Les grands groupes européens se positionnent également sur ce marché. Statoil, BP et Total ont signé des accords avec le producteur américain Chesapeake Energy. Shell, ENI et OMV cherchent également à développer les réserves de gaz non conventionnel en Europe.

En France, la société australienne European Gas Limited (EGL) (qui a racheté fin 2007 Gazonor, filiale des anciens Charbonnages de France) est pour l'instant la seule à explorer et produire du gaz non conventionnel. Dans les anciennes mines de charbon du Nord - Pas-de-Calais, EGL extrait environ 0,4 TWh/an de gaz de mine. La société australienne dispose de deux permis d'exploration de gaz de charbon (CBM) en Lorraine, ainsi que dans le bassin du sud-midi dans le Valenciennois, dans le Jura, près de Saint-Etienne et à Gardanne dans les Bouches du Rhône.

De son côté, Total vient d'obtenir un permis d'exploration pour cinq ans dans la région de Montélimar (Drôme) pour évaluer le potentiel de gaz de schiste sur plus de 4 300 km². Le groupe s'est engagé à investir plus de 37 millions d'euros en exploration sur la période.

Au-delà des considérations économiques et géologiques, qui confortent les perspectives du gaz non conventionnel, les contraintes environnementales pourraient se révéler être un obstacle à son exploitation à grande échelle en Europe. Outre les risques de pollution, il faudrait forer de nombreux puits, souvent dans des zones fortement peuplées.

Cependant, même si l'avenir du gaz non conventionnel en Europe reste incertain, l'essor de cette industrie aux Etats-Unis a un impact direct sur le marché européen. En faisant jouer la concurrence entre les fournisseurs, l'excédent d'offre apparu sur le marché a fait baisser les prix des marchés de gros européens, créant un écart avec les prix des contrats de long terme. Cette situation tend à conforter la position des pays consommateurs, notamment celle de l'Union européenne.

Les types de gaz non conventionnel

Même s'ils contiennent les mêmes molécules de méthane, les gaz non conventionnels ne sont pas extraits à partir des roches réservoirs classiques. Ils sont situés dans des gisements très peu perméables et sont plus difficiles à exploiter.

Les trois principaux types de gaz non conventionnel sont :

- Le gaz de schiste (*shale gas*), 49 % des réserves totales ;
- Le gaz de réservoirs sableux compacts (*tight gas*), 23 % des réserves totales ;
- Le gaz de charbon (*coal bed methane - CBM*), 28 % des réserves totales.

LE PRIX DU GAZ EN DÉBAT : EXPLICATIONS

Après avoir diminué de 11,3 % le 1^{er} avril 2009, les tarifs réglementés de vente en distribution publique (i.e. pour les particuliers et professionnels petits consommateurs) ont augmenté en moyenne de 9,6 % le 1^{er} avril et de 5 % le 1^{er} juillet 2010. Pourquoi ? Quels sont les mécanismes qui régissent les évolutions des tarifs réglementés ?

Les tarifs réglementés doivent couvrir les coûts. De quels coûts s'agit-il ?

Le principe de base appliqué aux tarifs réglementés de vente (TRV) de GDF SUEZ est celui édicté par le décret du 18 décembre 2009 et le contrat de service public 2010-2013 conclu entre l'Etat et GDF SUEZ, qui prévoient notamment que les tarifs couvrent les coûts. Les règles d'évolution des TRV ont été fixées par ce même décret. Le tarif comporte deux composantes : les coûts hors approvisionnement et les coûts d'approvisionnement.

Les coûts hors approvisionnement

Les coûts hors approvisionnement se répartissent entre coûts commerciaux, coûts de stockage, de distribution et de transport. Leur mise à jour est intégrée au moins une fois par an dans les tarifs réglementés de vente lors de leur fixation par arrêté. Les coûts de transport et de distribution résultent des tarifs d'utilisation des réseaux en vigueur.

Les coûts d'approvisionnement

L'approvisionnement de GDF SUEZ est très diversifié : contrats de long terme (certains courent depuis plusieurs décennies), ressources propres, autres sources de gaz (portefeuille de contrats interruptibles, achats sur les marchés court terme). Cette diversité, inscrite dans le contrat de service public, est garante de la sécurité d'approvisionnement de GDF SUEZ et de sa capacité à servir ses clients. La formule qui approxime les coûts d'approvisionnement est fondée sur les seuls contrats de long terme passés entre GDF SUEZ et ses fournisseurs. Les déterminants d'évolution de cette formule ont été publiés dans l'arrêté du 21 décembre 2009, et sont fondés sur les cours du pétrole, du fioul lourd, du fioul domestique, ainsi que du taux de change € contre \$. Le prix du gaz acheté par GDF SUEZ ne dépend donc pas du prix du gaz sur les marchés de gros. Depuis l'entrée en vigueur du nouveau décret, GDF SUEZ peut répercuter, sur une base trimestrielle, l'évolution de ses coûts d'approvisionnement sur ses tarifs. A cette fin, GDF SUEZ saisit directement la CRE de sa proposition d'évolution. Après vérification de la conformité de celle-ci avec la formule publiée, la CRE approuve le barème déposé par GDF SUEZ.

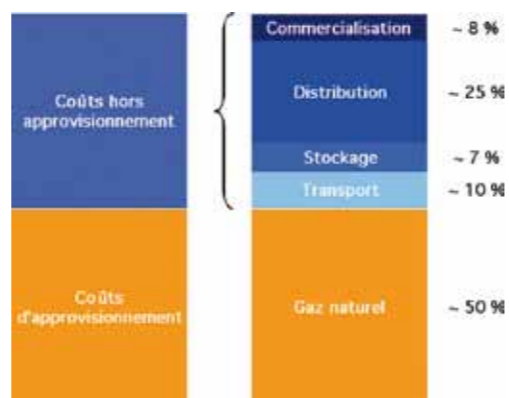
Les tarifs montent alors que les prix sur les marchés de gros baissent. Que se passe-t-il ?

Il est intéressant de comparer le prix du gaz en France et dans les autres pays européens. Au 2^e semestre 2009, le prix du gaz pour les clients domestiques français (58,3 €/MWh) n'est que très légèrement supérieur à la moyenne des prix de la zone euro (57,6 €/MWh).

Le contexte économique actuel, couplé à l'identification de nouvelles sources de gaz naturel (les gaz de schiste), ont conduit à des niveaux de prix bas sur les marchés de gros. Dans ce contexte, l'augmentation des tarifs réglementés peut susciter l'incompréhension.

L'exploitation à grande échelle des gaz non conventionnels et la mise en service simultanée de plusieurs terminaux de gaz naturel liquéfié (GNL) au Moyen-Orient ont inondé le marché international de gaz naturel.

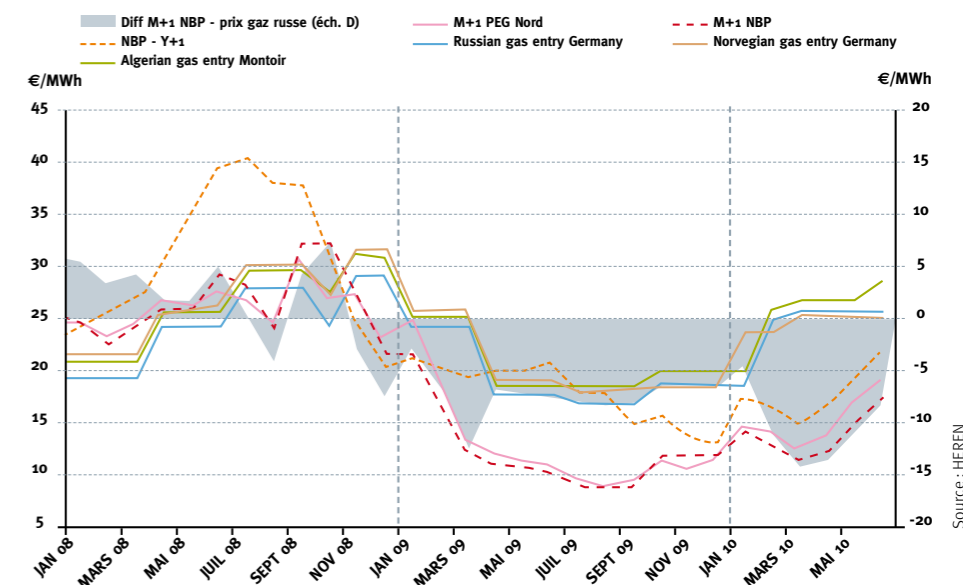
La demande était quant à elle plutôt stagnante voire orientée à la baisse. Par conséquent, les prix de gros ont fortement baissé à partir de mi-2008, à peu près au même moment que le pétrole. Les prix du pétrole ont significativement remonté depuis, ce qui n'a pas été le cas pour le gaz. Cela conduit à une situation où les prix de marché du gaz restent bas alors que les prix du pétrole remontent. Dès lors, les tarifs réglementés augmentent car ils sont corrélés au prix du pétrole par le biais des contrats de long terme. Etant donné que le marché international du gaz dépend de nombreux facteurs, il est quasiment impossible de se prononcer sur le caractère structurel ou conjoncturel de cette situation. On observe en effet une remontée des prix du gaz depuis le mois de mai.



▲ Décomposition des coûts d'approvisionnement et coûts hors approvisionnement

La déconnexion entre prix des contrats à long terme et prix de marché

Le graphique ci-contre illustre l'évolution des prix du gaz issus de contrats à long terme indexés sur les produits pétroliers (références publiées de gaz provenant d'Algérie, de Russie et de Norvège) et des prix de marché (références à un mois au PEG Nord et au NBP britannique et à un an au NBP). Depuis fin 2008, les prix du gaz sur le marché sont inférieurs aux prix des contrats indexés pétrole. L'écart a été particulièrement important tout au long de 2009 et sur les premiers mois de 2010. Il s'est toutefois nettement réduit depuis le point bas de mars 2010, du fait de la hausse récente enregistrée des prix de marché gazier.



Audit de la formule d'approvisionnement de GDF SUEZ

Le cadre réglementaire adopté fin 2009 qui régit l'évolution des tarifs réglementés de vente de gaz appliqués par GDF Suez prévoit, pour l'évaluation des coûts d'approvisionnement (hors coûts d'infrastructures et coûts commerciaux⁽¹⁾), l'application d'une formule qui reflète les coûts du gaz importé par GDF SUEZ en France et issu de contrats à long terme. Le contrat de service public signé entre l'Etat et GDF SUEZ prévoit en effet que seul le gaz importé en France et issu de ces contrats doit être pris en compte pour évaluer les coûts d'approvisionnement de l'entreprise.

La formule de calcul actuellement utilisée a été établie par GDF SUEZ en juillet 2008. Elle a été conçue pour s'appliquer sur les années 2008, 2009 et 2010. Cette formule avait fait l'objet d'un premier audit par la CRE, dont les conclusions avaient été rendues publiques par délibération du 17 décembre 2008. Cette délibération précisait que la vérification de la robustesse de la formule ferait l'objet d'un nouvel audit, compte tenu de la forte volatilité des cours du pétrole.

Cet audit a été engagé par la CRE au printemps 2010. Il permettra de vérifier la pertinence de la formule pour estimer les coûts d'approvisionnement du gaz importé issu des contrats long terme, deux ans après sa première application. Il évaluera également les conséquences des renégociations des contrats entre producteurs et GDF SUEZ qui sont en cours, du fait notamment du changement de configuration des marchés du gaz. Dans sa délibération du 24 juin 2010, la CRE a ainsi indiqué que « les premières analyses [issues de l'audit] laissent entrevoir des pistes d'évolution de la formule, qui pourraient être notamment fondées sur la prise en compte des évolutions et des renégociations du portefeuille de contrats long terme de GDF SUEZ, abouties ou en cours, en vue d'intégrer une indexation plus importante sur les prix des marchés de gros ». Les conclusions de cet audit donneront lieu à une délibération de la CRE en septembre prochain.

⁽¹⁾ Incluant une marge commerciale raisonnable

AU MOIS D'AVRIL, LE SÉNATEUR **BRUNO SIDO** ET LE DÉPUTÉ **SERGE POIGNANT** ONT REMIS AU MINISTRE D'ÉTAT, MINISTRE DE L'ÉCOLOGIE, DE L'ÉNERGIE, DU DÉVELOPPEMENT DURABLE ET DE LA MER, JEAN-LOUIS BORLOO, LE RAPPORT DE LEUR GROUPE DE TRAVAIL SUR « LA MAÎTRISE DE LA POINTE ÉLECTRIQUE ». A L'ISSUE DE CINQ MOIS D'ANALYSE, ILS ONT NOTAMMENT IDENTIFIÉ UN CERTAIN NOMBRE DE SOLUTIONS TECHNIQUES PERMETTANT DE RÉDUIRE LA DEMANDE À LA POINTE PAR LE BIAIS D'EFFACEMENTS DE CONSOMMATIONS.

La maîtrise de la pointe électrique



BIOGRAPHIE EXPRESS DE SERGE POIGNANT

Docteur ès sciences

Jusqu'en 1993 : Chargé de recherches au Centre national de la recherche scientifique (CNRS)

1983-2007 : Maire de Basse-Goulaine (44)

1985-2001 : Conseiller général de Loire-Atlantique

Depuis 1993 : Député de Loire-Atlantique

Il est aussi : Vice-président de la commission des affaires économiques, Secrétaire du groupe d'études Energies

Décryptages : Cet hiver, de fortes tensions en période de pointe de la consommation d'électricité ont de nouveau été constatées. Pouvez-vous décrypter ce phénomène ?

Bruno Sido : La consommation d'électricité varie en fonction de l'heure et des saisons. La pointe journalière se caractérise par une hausse importante de la consommation pendant quelques heures, essentiellement le midi et, surtout, en fin de journée entre 19h et 19h30. Comme l'électricité ne se stocke pas, il faut que la production et la consommation soient en permanence équilibrées. Les centrales nucléaires qui produisent environ 80 % de l'énergie sur une année ne sont pas nécessairement disponibles pendant les heures de pointes et peuvent ne pas suffire à satisfaire la demande à ces moments. Il faut donc solliciter des moyens supplémentaires. C'est le cas de l'hydroélectricité, des centrales à gaz, au charbon ou au fioul. Mais, dans ces deux derniers cas, on doit alors faire face à de fortes émissions de CO₂. Pour être complet, j'ajoute que, outre la pointe journalière, nous sommes également confrontés à une pointe saisonnière. La consommation électrique française est très sensible aux périodes de grands froids en raison du taux d'équipement très élevé en chauffages électriques.

Vous avez remis votre rapport sur la maîtrise de la pointe électrique au ministre Jean-Louis Borloo au début du mois d'avril. Quelles sont vos principales recommandations ?

Serge Poignant : Notre groupe de travail, qui a réuni le plus grand nombre d'acteurs possible, a établi un certain nombre de mesures, à court,

moyen et long terme. Tout d'abord, il faut communiquer : les Français ont-ils conscience qu'il existe un problème de pointe lorsqu'ils rentrent chez eux et allument leurs appareils électriques et électroménagers ? Sans doute pas. Nous préconisons ainsi un vaste plan de communication pour que les Français aient conscience du phénomène. Par ailleurs, nous proposons également des mesures à court et moyen terme d'effacement par pilotage d'urgence ou contractuel et par incitation tarifaire. Il va bien falloir développer ces systèmes qui permettront, par exemple, de stopper à distance des installations munies de puces. L'effacement concernera à la fois les industriels électro-intensifs et les particuliers. **B. S. :** Même si ces mesures et toutes les autres que nous préconisons sont mises en œuvre, il y aura toujours besoin de moyens de production d'électricité d'origine thermique pour répondre à la pointe. Il convient donc de trouver d'autres solutions.

« Créer de la concurrence dans l'énergie est très compliqué »

Bruno Sido

S. P. : C'est pour cela que nous souhaitons une obligation de capacité avec un marché secondaire d'échange : un opérateur devra proposer des moyens de production et des moyens d'effacement à la pointe. Un espace économique a été ouvert dans le cadre du groupe de travail et nous avons demandé aux acteurs de trouver un

accord d'ici la fin du mois de juin. Si au 30 juin il n'y a pas d'accord, outre l'obligation à long terme de capacité de production, nous étudierons la possibilité d'imposer rapidement une obligation de capacité d'effacement.

Ne craignez-vous pas qu'une telle obligation soit un obstacle pour les fournisseurs étrangers souhaitant s'implanter en France et donc un frein au développement de la concurrence en France ?

S. P. : Je ne pense pas que l'obligation d'effacement, puis, à plus long terme, l'obligation de capacité (de production ou d'effacement) constituent un frein à la concurrence.

B. S. : Il n'y a jamais de problèmes de concurrence lorsqu'il s'agit d'investissements légers ! Ce qui n'est pas le cas ici. Créer de la concurrence dans l'énergie est très compliqué. Si l'on considère le phénomène des opérateurs virtuels dans le secteur des télécommunications, il faut bien reconnaître que, en achetant pour revendre, ils ne créent pas de valeur. Lorsque l'on demande à EDF de mettre à disposition de fournisseurs concurrents de la production, il n'y a ni création de valeur, ni création de moyens de production supplémentaires. Je suis pour la vraie concurrence, celle qui crée de la valeur.

Comment, selon vous, faut-il articuler les deux aspects que constituent, d'une part, le passage de la pointe et, d'autre part, la maîtrise de la demande ?

S. P. : L'objet des Grenelle de l'environnement I et II est notamment de travailler sur la maîtrise de la demande de manière générale et de développer les énergies renouvelables. Pour autant, cela ne suffira pas à passer la pointe. Il faut avancer le plus vite possible sur la domotique et les nouveaux compteurs. On doit pouvoir gérer beaucoup plus finement sa propre consommation.

A quelle échelle de temps le problème de la pointe risque-t-il de devenir critique si rien n'est entrepris ?

B. S. : Pour le moment, nous maintenons l'équilibre en période de pointe, et l'hiver, nous avons recours aux importations. La marge de manœuvre est de plus en plus étroite pour RTE. D'autant que, en ce qui concerne les importations, les interconnexions n'ont pas des capacités illimitées. On est déjà en situation de crise dans la région niçoise et, surtout, en Bretagne.

S. P. : Il faut travailler sur les deux domaines : la pointe et le bon dimensionnement du réseau. Toutefois, il est difficile de répondre précisément

à votre question : tout dépendra des conditions météorologiques hivernales. Le réseau a besoin de 2 100 MW supplémentaires par baisse d'un degré. Ce chiffre pourrait passer à 2 500 MW en 2025 en raison de la croissance de la demande et des nouveaux usages comme les pompes à chaleur ou la voiture électrique. Le risque de rupture est évident.

« L'obligation d'effacement et l'obligation de capacité ne constituent pas un frein à la concurrence »

Serge Poignant

Peut-on s'attendre à des changements significatifs dans le système électrique français en raison des mesures préconisées par votre groupe de travail ?

B. S. : Le principal changement – nous l'avons déjà évoqué – serait de demander aux producteurs d'avoir une capacité de production précise à un moment donné, qu'il s'agisse de capacité de production, en effet, ou de capacité d'effacement de leurs clients. Nous devons également effectuer un effort pour développer des moyens de production de pointe, comme les Stations de transfert d'énergie et de pompage (STEP).

Comment s'articulent les orientations de votre rapport avec les engagements du Grenelle de l'environnement et la future loi NOME ?

B. S. : Notre rapport s'inscrit dans le droit fil du Grenelle de l'environnement en mettant l'accent à la fois sur la maîtrise de la consommation, notamment par la maîtrise des usages, mais également lorsque nous préconisons la construction de bâtiments calorifugés.

S. P. : Une proposition de loi a déjà été adoptée au Sénat afin de poursuivre le principe de la réversibilité. Nous avons ajouté à l'Assemblée nationale la prolongation du TaRTAM. Nous travaillons en parallèle sur la loi NOME, qui transpose la directive européenne sur la libéralisation du marché de l'énergie. Nous devons notamment déterminer quel pourcentage de la production d'EDF sera revendu aux opérateurs entrants. Quelles seront les modalités et les conditions ? Cela devra être décidé d'ici la fin de l'année. L'obligation de capacité figurera dans cette loi NOME. ■



BIOGRAPHIE EXPRESS DE BRUNO SIDO

Ingénieur agronome, diplômé de l'École nationale supérieure d'agronomie et des industries alimentaires de Nancy

Depuis 1977 : Agriculteur à Manois (52)

1996-2001 : Maire de Saint-Blin (52)

Depuis 1998 : Président du Conseil général de la Haute-Marne

1998-2001 : Vice-président du Conseil régional de Champagne-Ardenne

Depuis 2001 : Sénateur de la Haute-Marne

Il est aussi : Membre de l'Office parlementaire d'évaluation des choix scientifiques et technologiques, Secrétaire de la commission de l'économie, du développement durable et de l'aménagement du territoire

NOMINATION

Alberto Pototschnig, premier directeur de l'ACER

L'Agence de coopération des régulateurs de l'énergie (ACER) vient de désigner à sa tête l'Italien Alberto Pototschnig. Les instances dirigeantes de l'ACER sont désormais au complet dans la perspective du démarrage officiel de ses activités en mars 2011 à Ljubljana en Slovénie.

Le conseil d'administration de l'ACER a désigné jeudi 6 mai le premier directeur de l'Agence, après avis favorable du conseil des régulateurs. Son mandat est de cinq ans. Agé de 49 ans, cet économiste aura pour mission de coordonner l'action des régulateurs nationaux de l'électricité et du gaz et de mettre en œuvre le nouveau cadre de régulation prévu par le 3^e paquet énergie de 2009. L'une des premières tâches de l'ACER sera la préparation de son programme de travail annuel, qui doit être adopté d'ici le 30 septembre 2010.

Spécialiste du secteur de l'énergie, Alberto Pototschnig a dirigé le département électricité au sein du régulateur italien (AEEG), avant de prendre la tête de l'opérateur national du marché de l'électricité en 2000, puis de

rejoindre le gestionnaire de réseau de transport de la péninsule (Terna). Depuis 2006, Alberto Pototschnig était vice-président puis président directeur général du cabinet de conseil Mercados-EMI, spécialisé dans le développement des marchés internationaux de l'énergie. Il occupait également les fonctions de conseiller du président de l'Ecole de régulation de Florence (Florence School of Regulation).

Cette nomination vient compléter la mise en place des organes décisionnels de l'ACER, dont le démarrage opérationnel est prévu en mars 2011. La Commission européenne a par ailleurs lancé le 3 mai dernier la première vague de recrutement du personnel administratif. Ce processus devrait se poursuivre jusqu'en novembre 2010. L'ACER sera dotée

à terme d'une cinquantaine d'agents et d'un budget de 6 à 7 M€ en 2011.

La veille de la nomination du directeur, le conseil des régulateurs de l'ACER tenait sa réunion inaugurale. Cette instance réunit les représentants des 27 autorités de régulation nationales de l'Union européenne.

A cette occasion, ses membres ont élu leur président en la personne de John Mogg, également à la tête du régulateur britannique (OFGEM) et président du Conseil des régulateurs européens de l'énergie (CEER). Il sera accompagné dans sa mission par Walter Boltz, directeur général de l'autorité de régulation autrichienne (E-Control), qui a été élu vice-président. La durée de leurs mandats respectifs est de deux ans et demi, renouvelables. ■



ANNIVERSAIRE



Dix ans de coopération entre régulateurs

Le Conseil des régulateurs européens de l'énergie (CEER) célèbre cette année ses dix ans d'existence et autant d'efforts pour la coordination des autorités nationales au service du marché intérieur de l'énergie et des consommateurs.

Créé le 7 mars 2000 à l'initiative de dix régulateurs de l'Union européenne et de la Norvège, le CEER s'est ouvert progressivement à tous les Etats membres ainsi qu'à l'Islande. Il compte ainsi 29 membres depuis le 1^{er} janvier 2007. La structure, informelle à l'origine, est devenue une association à but non lucratif de droit belge en octobre 2003 et s'est dotée

l'année suivante de règles de fonctionnement et d'un secrétariat permanent basé à Bruxelles.

L'objectif majeur du CEER est de faciliter l'émergence d'un marché intérieur de l'électricité et du gaz, harmonisé, concurrentiel, efficace et durable en Europe. Véritable plateforme de coopération et d'échanges entre les régulateurs nationaux à travers ses groupes de travail thématiques, le CEER joue également un rôle d'interface auprès des institutions européennes, en particulier auprès des directions générales de la Commission en charge de l'énergie (DG ENER) et de la concurrence (DG COMP).

Le CEER s'efforce également de partager son expérience à l'échelle internationale grâce à ses liens privilégiés avec d'autres associations régionales en Europe centrale, dans les Balkans, le bassin méditerranéen, les Amériques et l'Afrique. ■

Décryptages

La lettre de la Commission de régulation de l'énergie



CRE, 15 rue Pasquier,
75379 Paris, Cedex 08,
01.44.50.41.00

Directeur de la publication : Philippe de Ladoucette • Comité de rédaction :

Christine Le Bihan-Graf, Bruno Léchevin, Maurice Méda, Anne Monteil, Valérie Stevance, Cécile Casadei, Marion Mounier • Ont participé à ce numéro : Betsy Annen, Christophe Cesson, Karen Feugueur, Boris Gaillardon, Benjamin Gallèpe, Guro Grøtterud, Fadhel Lakhrou, Jonathan Lossier, Benjamin Papillon, Thomas Quermieux, Alexandre Soroko, Nicolas Stakowski, Julien Zarka, Sébastien Zimmer • Réalisation : Nuages Blancs • Impression : IME

• Tirage : 3 000 exemplaires • Abonnement : decryptages@cre.fr

• ISSN : 1955-5377

