

# europ *Energies*

La lettre des acheteurs européens d'électricité et de gaz

## Sommaire

Analyses .....	p.2
Textes et règlements :	
Les électriciens européens à l'heure des « codes réseaux » .....	p.6
Perspectives :	
Des fournisseurs proposent du GNL au détail aux industriels .....	p.8
Interview :	
Laurent Maalem, Gas Natural Fenosa .....	p.10
Mot du juriste :	
le décret du 14 décembre 2012 ....	p.11
Flashes .....	p.12
Marchés .....	p.16

## Indicateurs spot

	30 nov.	31 déc.	Var.
<b>Electricité* (€/MWh)</b>			
Epex <sup>#</sup>	47,51	42,45	-5,06
EEX	44,79	36,13	-8,66
<b>Gaz* (p/th)</b>			
NBP	65,03	68,29	+3,26
Zeebrugge	63,58	65,36	+1,78
Zeeb. €/MWh	27,19	27,26	+0,07
<b>Pétrole</b>			
Brent (\$/b)	111,79	110,85	-0,94
Gasoil (\$/t)	949,25	932,75	-16,50
Fuel Oil (\$/t)	615,00	609,50	-5,50
<b>Monnaies</b>			
€/US\$ (1€ =)	1,30	1,32	+0,02
€/£ (1€ =)	0,80	0,82	+0,02

\* Base, day-ahead, moyennes du mois écoulé.  
<sup>#</sup> (ex-Powernext) p=pence. th=therm.  
 b=baril de 160 litres. t=tonne. r=révisé.

## Edito

Tous les ingrédients semblent réunis pour que les prix de l'énergie connaissent une modération, voire une baisse, en 2013. Les capacités de production augmentent dans le monde à un rythme qui dépasse celui d'une demande plombée par la longueur de l'économie.

Dans le pétrole, on s'attend à une hausse de la demande de 800 000 b/j alors que les capacités de production progresseraient trois fois plus vite. Déjà elles dépassent de 4-5 millions de b/j la consommation. La régulation de l'offre peut s'effectuer soit via l'Arabie Séoudite, si celle-ci accepte de réduire ses exportations. On peut alors s'attendre à une stabilisation autour du prix souhaité par Riyad, \$100/b, comparé à \$110 en 2012. Soit via l'OPEP, ce qui poserait de vrais problèmes. L'Irak refusera de limiter sa production. L'Iran aussi, car il voudra récupérer le manque à gagner causé par les sanctions. Au vieil antagonisme Téhéran-Riyad s'ajoute maintenant celui qui oppose les Séoudiens aux Irakiens. Et entre sunnites et chiïtes, l'affrontement est largement sorti du cadre théologique. Ainsi, les conflits politiques reviennent en force au sein de l'OPEP et rendent plus difficile qu'avant une entente entre pays membres pour réguler l'offre.

Dans le gaz également, de nouvelles capacités apparaissent. Si le nouveau

gouvernement japonais autorise une remise en service des centrales nucléaires fermées depuis Fukushima, une détente peut apparaître sur le marché du GNL. Elle sera renforcée par la perspective de nouvelles exportations de GNL par des pays comme l'Algérie, l'Angola, l'Australie ou les Etats-Unis. Le plus grand exportateur du monde, Gazprom, semble avoir pris la mesure des changements. Il se renforce dans le négoce en Europe, pour répondre avec plus de souplesse aux évolutions du marché. Il peut privilégier maintenant la reconquête de ses parts de marché, quitte à réduire ses prix (voir sous Analyses).

## Perspectives 2013 baissières, sauf aléas géopolitiques

Quant au charbon, chassé des Etats-Unis par le gaz bon marché, il se déverse en quantités accrues sur le marché international, en particulier en Europe, où son prix bas condamne à la fermeture des centrales au gaz.

Ainsi, les « fondamentaux » sont orientés à la baisse, mais le prix de l'énergie dépend aussi de facteurs géopolitiques. En Europe, avec l'achèvement du gazoduc Nord Stream, qui contourne l'Ukraine par la Baltique, Kiev ne pourra plus jouer les trouble fêtes. Mais dans le Golfe, si les négociations sur le dossier nucléaire iranien échouent, les menaces d'attaques militaires et d'un blocus du détroit d'Ormuz feront réparer d'elles. Avec le risque d'une hausse des prix. ▽

Pierre Terzian

europ *Energies* est une publication de **PETROSTRATEGIES**

Pierre Terzian (directeur), Claire Aïcardi (rédactrice en chef), Andrew Greene, Guillaume Maincent, Grégory Heller, Patricia Marcoz.

Abonnements - France : €913,79 TTC - Ailleurs : €895. Adresse : 65, rue Desnouettes - 75015 Paris - France - Tél : +33 (0)156085608 - Fax : +33 (0)156085609

# Analyses

## France : les réseaux doivent « absorber » les renouvelables

### Les renouvelables bénéficient d'une priorité d'accueil sur le réseau de transport.

Le développement des énergies renouvelables entraîne d'importantes mutations dans la planification et la conduite des réseaux de transport et de distribution d'électricité. Au niveau européen, on estime que 80 % des développements de réseau d'importance européenne sont motivés par l'essor des énergies renouvelables. En France, à la fin de 2011, la capacité des nou-

#### Forte augmentation des besoins en investissements

RTE a publié en novembre sa proposition de schéma décennal 2012 de développement du réseau de transport d'électricité. Les investissements dépendront en partie du *mix* énergétique qui sera décidé au terme du débat national. Néanmoins, quelle que soit l'issue du débat, un nombre important d'ouvrages devront être restructurés ou réalisés. RTE prévoit, dans les trois ans, la création d'environ soixante-dix nouvelles lignes, essentiellement souterraines. Le GRT devrait investir environ 1,5 milliard d'euros sur la période 2013-15. D'ici dix ans, RTE estime qu'il devra rénover ou créer près de 2000 km de lignes à très haute tension, dont 800 à 1000 km de nouvelles routes en courant continu souterraines et sous-marines. Le budget serait de 15 milliards d'euros d'ici 2020. D'ici à 2030, selon les scénarios, RTE estime entre 30 et 50 milliards d'euros les investissements à réaliser sur le réseau de transport.

veaux renouvelables (éolien et photovoltaïque) installés était de 9 GW. Les objectifs sont de 16 GW en 2020. RTE s'apprête donc à l'arrivée massive de nouvelles installations de production, mais ce développement va avoir lieu alors que le manque de capacité d'accueil sur le réseau de transport se fait de plus en plus sentir, rappelle le GRT, qui a engagé une démarche d'adaptation de son réseau.

Deux outils permettent à RTE de planifier l'adaptation des réseaux à l'arrivée de nouvelles capacités de production décentralisées. Il s'agit des schémas régionaux climat air énergie (SRCAE) et des schémas régionaux de raccordement aux réseaux (S3REnR). Le SRCAE est rédigé en collaboration par le préfet de région et le conseil général. Les gestionnaires de réseaux ont participé aux comités techniques chargés de l'élaboration de ce document, qui fixe les objectifs de chaque région en matière de développement des renouvelables. A fin novembre 2012, deux tiers des régions ont donné leurs objectifs. Et ils sont ambitieux. Au total, ils atteignent 26 GW (18 000 MW pour l'éolien et près de 8000 MW pour le solaire photovoltaïque) à l'horizon 2020. Une fois le SRCAE publié, RTE a six mois pour publier un schéma de raccordement. Ce document est établi en accord avec les GRD et après avis des autorités concédantes. Il doit fournir les solutions techniques associées à des coûts prévisionnels et des réservations de capacités pour dix ans, les installations renouvelables étant prioritaires. Cette planification doit permettre une optimisation du développement du réseau et une meilleure répartition des charges entre les installations présentant une demande de raccordement.

#### Les alliés de la transition énergétique

« Le réseau de transport d'électricité est le meilleur allié de la transition énergétique. Pour pouvoir accueillir de nouveaux volumes de production, il faut développer de nouvelles capacités d'accueil sur le réseau », rappelle Hervé Mignon, directeur Economie, Prospective et Transparence de RTE, à EUROP'ENERGIES. RTE assure le transport de l'électricité entre les zones de production et les zones de consommation. Son rôle dans ce domaine va être renforcé puisque les objectifs des régions en matière de renouvelables sont très variables. Entre les évolutions démographiques et le développement des renouvelables, les déséquilibres qui existent déjà entre régions importatrices et régions exportatrices de courant tendraient même à s'accroître.

## Réseaux et éolien en pratique : le projet Venteea

**Jusqu'à présent, la production d'électricité était centralisée et « commandable ». Elle va être de plus en plus décentralisée et variable.**

ERDF a initié un projet pilote visant à « améliorer l'efficacité du réseau électrique et à mieux intégrer la production d'énergie éolienne, tout en optimisant les coûts de raccordement ». Le 6 décembre, le projet Venteea a été lancé officiellement dans l'Aube, le département qui concentre le plus d'éoliennes de moyennes et fortes puissances en France. Près de 95 % des éoliennes terrestres sont raccordées en moyenne tension. C'est le seul démonstrateur opérationnel portant sur l'intégration de l'éolien. Un deuxième devrait être lancé en Vendée. « Le gestionnaire de réseau de distribution doit gérer des flux qui ne sont plus unidirectionnels, mais bi-directionnels et plus variables que dans un contexte de production centralisée », a rappelé ERDF lors de la cérémonie de lancement du projet, organisée dans la mairie de Troyes. Venteea doit permettre de travailler sur cinq points : la prise en compte des flux ; la régulation de la tension ; l'optimisation des coûts de raccordement ; le maintien de la qualité de la fourniture et l'adaptation des systèmes d'information.

« Venteea est focalisé sur l'insertion des renouvelables sur le réseau électrique. Nous allons regarder l'impact de ces nouvelles sources d'énergie sur la qualité de la fourniture. Nous allons surtout ajouter de l'intelligence sur le réseau de distribution », a expliqué Philippe Daguzan, directeur adjoint Projets Smart Grids d'ERDF, à EUROP'ENERGIES. Concrètement, de nouveaux détecteurs de défauts vont être installés et expérimentés. Ces capteurs détectent un courant anormal dans les deux sens. Ils envoient des informations vers les centres de conduites, qui ont alors une vision plus fine du réseau. Des systèmes de disjoncteurs/réenclencheurs vont également être installés plus près des sites de consommation, comme relais des postes-sources. « Nous allons aussi mettre en place un dis-

positif innovant de réglage de la tension. Pour le moment, ces innovations n'ont été testées que dans les laboratoires de recherche et développement », ajoute Philippe Daguzan. Des capteurs vont être installés à des points bien déterminés sur le réseau qui vont permettre de recalculer en permanence la tension sur l'ensemble du réseau. Nous disposerons ainsi d'un « estimateur d'état ». A partir de ces informations, différents leviers peuvent être actionnés pour régler la tension, comme moduler le niveau de production des éoliennes raccordées ou modifier les réglages des transformateurs.

### **Mieux dimensionner le réseau**

« L'objectif est d'optimiser le réseau. En jouant sur ces différents leviers, cela permet de mieux le dimensionner. Cela va permettre aussi d'éviter des congestions entre réseau de distribution et réseau de transport », a-t-il ajouté. Le réseau de transport est également partenaire au sein de Venteea. « RTE est impliqué dans des projets de recherche Smart Grids non seulement à l'échelle nationale et régionale, mais aussi européenne. Au-delà de la France, nous renforçons la coordination entre les pays européens pour mutualiser et utiliser au mieux les ressources en énergies renouvelables sur le continent », a rappelé Michel Béna, directeur Smart Grids de RTE, à EUROP'ENERGIES (voir [smart-grids.rte-france.com](http://smart-grids.rte-france.com)). « L'une des problématiques dans l'Aube est celle de la coordination entre le réseau de transport et le réseau de distribution. S'il y a un excès de production locale et des surcharges sur le réseau de transport, une demande d'effacement partiel de production peut être envoyée depuis le *dispatching* régional de RTE vers l'agence de conduite d'ERDF. Il n'est en effet pas économiquement pertinent de dimensionner le réseau pour une production maximale éolienne par très grand vent, qui n'intervient que quelques heures dans l'année. Le risque serait de surdimensionner le réseau », a-t-il précisé. Une réflexion est donc menée actuellement avec les différents acteurs pour établir un cadre réglementaire et économique pour pouvoir commander plus finement les installations éoliennes, optimiser leur niveau de production et tirer ainsi profit au maximum de ces énergies renouvelables à tout moment.

## La Suisse doit réduire ses émissions de CO<sub>2</sub> de 20 % d'ici à 2020

**Le système d'échange de permis d'émission en Suisse évolue au 1<sup>er</sup> janvier 2013. Un couplage avec le système européen est prévu à terme.**

Les bases légales de la politique climatique suisse pour 2013-20 sont posées. Le Conseil fédéral a approuvé, le 30 novembre, la nouvelle ordonnance sur le CO<sub>2</sub>. Elle est entrée en vigueur le 1<sup>er</sup> janvier 2013, en même temps que la loi sur le CO<sub>2</sub> révisée. La Suisse s'est fixé comme objectif de diminuer de 20 % ses émissions de gaz à effet de serre d'ici 2020 par rapport au niveau de 1990. Cet objectif correspond à une réduction absolue des émissions de gaz à effet de serre d'environ 10,6 Mt équivalent CO<sub>2</sub>. La nouvelle réglementation tend à une harmonisation avec les règles européennes dans l'objectif de fusionner les systèmes d'échange de quotas d'émission de CO<sub>2</sub> (SEQE).

La loi révisée poursuit l'objectif de réduction des émissions de CO<sub>2</sub> dues à l'utilisation énergétique des matières fossiles et des autres émissions de CO<sub>2</sub> générées par les procédés industriels ainsi que lors

de la valorisation et de l'incinération de déchets. S'agissant de l'agriculture, l'Office fédéral de l'agriculture a élaboré une stratégie climatique visant à abaisser d'un tiers les émissions de gaz à effet de serre de ce secteur par rapport à 1990 d'ici à 2050. Pour la période 2013-20, les efforts sont répartis entre les secteurs en fonction de la part des émissions de chacun, mesurée en 2009, par rapport aux émissions totales en Suisse. Pour le secteur du bâtiment, l'objectif est de réduire les émissions de 40 %. Pour les transports et l'industrie, cet objectif est respectivement de 10 % et de 15 %. Des objectifs intermédiaires sont fixés. Pour l'industrie, il est de 7 % à l'horizon 2015. Le respect de ces objectifs intermédiaires sera examiné en 2017. S'ils ne sont pas atteints, le Conseil fédéral introduira des mesures supplémentaires ou renforcera les mesures existantes.

### **+ 60 à 80 entreprises dans le SEQE**

Depuis 2008 déjà, en contrepartie d'une exemption de la taxe CO<sub>2</sub> sur les combustibles, un certain nombre d'entreprises participent au SEQE suisse. Les plus grandes entreprises, qui utilisent une puissance calorifique supérieure ou égale à 20 MW, sont tenues d'y participer. Les entreprises utilisant une puissance comprise entre 10 et 20 MW peuvent y participer. Actuellement, environ 350 sociétés, totalisant 3 Mt de CO<sub>2</sub>, sont actives sur le marché d'échange de permis d'émission suisse. L'ordonnance de 2012 prévoit un élargissement de cette obligation aux raffineries et, à partir de 2015, aux installations d'incinération des ordures ménagères, sauf si un accord de branche satisfaisant est trouvé. Quelque 60 à 80 entreprises supplémentaires devraient entrer dans le SEQE.

Le plafond d'émission pour le SEQE en 2013 sera définitivement fixé au cours de la seconde moitié de 2013. Ensuite, pour le reste de la période 2013-20, la quantité d'émission globale maximale sera réduite de 1,74 % par an. Comme pour le SEQE de l'Union européenne, les quotas seront vendus aux enchères à compter de 2013. Une partie des permis d'émission continuera d'être attribuée gratuitement aux entreprises en fonction de référentiels établis branche par

### **L'évolution de la taxe sur le CO<sub>2</sub> dépendra de l'atteinte des objectifs**

La taxe sur le CO<sub>2</sub> prélevée sur les combustibles est actuellement de 36 francs suisses. Elle frappe la production, l'extraction et l'importation de combustibles. Elle pourra être portée à 60 francs suisses la tonne à compter du 1<sup>er</sup> janvier 2014 si les objectifs 2012 ne sont pas remplis. D'autres augmentations sont possibles en 2016 et 2018. La taxe maximale fixée dans la loi se monte à 120 francs par tonne de CO<sub>2</sub>. Une partie des recettes de la taxe permet de promouvoir des mesures de réductions des émissions dans le domaine du bâtiment. Un montant de 25 millions de francs au plus issu du produit de la taxe est versé au fonds de technologie, qui permet à la Confédération de cautionner des prêts à des entreprises actives dans les domaines des renouvelables, de l'efficacité énergétique et de la limitation des émissions de GES. Le solde du produit de la taxe est réparti entre la population et les milieux économiques en fonction du montant qu'ils ont versé.

branche, en collaboration entre l'administration et les secteurs concernés. Le point de départ retenu est la performance moyenne des 10 % des installations les plus efficaces de l'UE qui fabriquent le produit concerné et l'exposition au risque de « fuite carbone ». Le secteur aérien n'est pas couvert par le SEQUE, mais il le sera en cas de rapprochement avec le marché de l'UE. A terme, le système d'échange des quotas de CO<sub>2</sub> suisse sera couplé avec celui de l'Union européenne. Les entre-

prises helvétiques auront ainsi accès à un marché plus large : quelque 10 000 entreprises participent à l'EU-ETS, représentant plus de 2 milliards de tonnes de CO<sub>2</sub>. Des négociations entre la Suisse et l'Union européenne sont en cours. Une 3<sup>e</sup> session a eu lieu fin octobre 2012. La révision de la loi sur le CO<sub>2</sub> a également pour objectif de rendre le système suisse compatible avec le système européen. Les négociations des chefs de délégation pourraient être achevées dans le courant de l'année 2013.

## Gazprom prévoit un prix de son gaz proche du spot en Europe en 2013

### Gazprom passe à l'offensive pour reconquérir des parts du marché gazier perdues en Europe.

La compagnie prévoit une réduction du prix de son gaz et une augmentation du volume de ses ventes sur le Vieux Continent, qui est son principal débouché d'exportation gazière. Le prix de vente du gaz russe en Europe tomberait d'un peu plus de \$400/1000 m<sup>3</sup> en 2012 à environ \$370/1000 m<sup>3</sup> en 2013. Converti en euros, cela donne respectivement 28 euros/MWh et 26 euros/MWh. Ces prix se comparent à un marché spot où le gaz naturel s'échange actuellement à 27,50 euros/MWh sur le TTF néerlandais et à 28 euros/MWh sur le peg Nord français. En somme, Gazprom prévoit de s'aligner davantage qu'aujourd'hui sur les prix du marché spot, en descendant même en dessous de leurs niveaux actuels. Au cours des dix premiers mois de 2012, le prix moyen auquel l'Allemagne a importé du gaz natu-

rel s'est établi à 8147 euros/TJ, soit environ 29,33 euros/MWh. L'Allemagne est le plus gros importateur de gaz en Europe. Sur les neuf premiers mois de 2012, elle a augmenté de 4,7 % ses importations de gaz en provenance des Pays-Bas, de 3,3 % celles de gaz norvégien, mais n'a accru que de 0,5 % ses achats de gaz russe. Au total, les approvisionnements de l'Allemagne en gaz, toutes sources confondues (y compris une production locale qui est en baisse et le déstockage) ont augmenté de 3,4 % en janvier-septembre 2012. Les Russes n'ont donc pas profité de cette progression des approvisionnements allemands de gaz, à la différence de leurs concurrents néerlandais et norvégiens. Statoil a indiqué début décembre que la majorité de ses ventes de gaz en Europe se pratiquerait en 2013 à des prix liés au marché spot.

Les Russes semblent avoir tiré les leçons de l'expérience de ces dernières années et décidé de pratiquer à leur tour des prix proches de ceux du marché spot. Ils espèrent ainsi reconquérir des parts de marché. Il leur faut aussi utiliser le nouvel ouvrage d'exportation dont ils disposent : le gazoduc Nord Stream de 55 Gm<sup>3</sup> qui les relie directement au marché allemand via la Baltique. L'accord passé récemment avec le groupe BASF, qui va leur donner bientôt le contrôle à 100 % des trois JV de commercialisation de gaz qu'ils détenaient 50/50 avec cette firme allemande (Wingas, WIEH et WIEE), était déjà un signe de leur désir de se montrer plus agressifs sur le marché européen du gaz. Une source anonyme de Gazprom a ainsi déclaré que les ventes de gaz de son groupe en Europe augmenteraient en 2013, passant à 152 Gm<sup>3</sup>.

#### Prix moyen du gaz naturel importé par l'Allemagne

	En €/TJ*	En €/MWh <sup>§</sup>	En \$/MBtu <sup>#</sup>
2009	5 794	20,86	7,95
2010	5 726	20,61	7,85
2011	7 156	25,76	9,82
2012**	8 147	29,33	11,17

\* Source : Bafa. § Calculs d'EUROP'ENERGIES.

# Converti au taux de 1 euro = 1,30 \$US.

\*\* Dix premiers mois.



# Textes et Règlements

## Les électriciens européens à l'heure des « codes réseaux »

**Après le gaz, nous poursuivons notre enquête sur l'impact des futurs « codes de réseaux » européens sur l'activité des gestionnaires de réseaux électriques et des producteurs qui s'y raccordent. Des documents touffus, censés harmoniser les règles d'accès aux réseaux et faciliter l'intégration des marchés.**

Un marché intérieur transfrontalier de l'électricité digne de ce nom passe par des règles communes à tous les pays qui le constituent. C'est la philosophie des « codes de réseaux » européens, un ensemble de procédures prévues par le troisième paquet Energie, voté le 13 juillet 2009, et valable également pour le gaz. « Il s'agit d'abord d'harmoniser les règles de raccordement aux réseaux, d'exploitation de ces réseaux, et de fonctionnement du marché de l'électricité, dans l'Union européenne. Et ensuite, d'établir de nouvelles règles, à plus long terme, pour construire le système électrique européen de demain, dans lequel les énergies renouvelables auront un poids important », résume Jean Verseille, directeur des affaires européennes chez RTE, le gestionnaire de transport d'électricité français. Le propos sous-entend qu'actuellement,

ces procédures ne sont pas identiques d'un pays à l'autre, d'un réseau à l'autre.

### **Capacité redimensionnée en fonction des besoins**

C'est effectivement le cas, par exemple en matière d'allocation de capacités. « Dans le système actuel de l'allocation explicite, le producteur qui veut faire une transaction transfrontalière doit d'abord proposer son enchère pour acheter de la capacité aux frontières concernées. Avec le couplage des marchés qui s'étendra demain à toute l'Europe, il n'aura plus à se soucier du chemin contractuel qu'emprunte son énergie. Il déposera par exemple son offre sur la bourse allemande et aura sa contrepartie ailleurs en Europe sans avoir à se soucier de réserver des capacités de transport », explique

Jean Verseille. En outre, la capacité pourra être automatiquement redimensionnée en fonction des besoins du marché. Ainsi, au lieu d'être pré-définies comme aujourd'hui en J - 1 (par exemple 2000 MW à la frontière allemande et 2000 MW à la frontière belge), les capacités évolueront au gré des carnets d'ordres des bourses de l'électricité. Les 2 x 2000 MW de notre exemple pourront, dans les faits, devenir 3000 MW et 1000 MW.

Ce cas de figure sera couvert par le code CACM (pour *Capacity Allocation and Congestion Management*), l'un des projets de codes les plus avancés. Il consacrera le modèle dit de « *flow-based* », tenant compte d'une modélisation plus fine des contraintes du réseau électrique. Les neuf codes suivent tous le même processus : l'Acer (Agence de coopération des régulateurs européens, dont le siège est en Slovénie) reçoit un mandat de la Commission européenne pour écrire des « lignes directrices », puis missionne l'Entsoe (le club européen des gestionnaires de réseaux de transport d'électricité) pour mettre le texte en consultation et écrire le code. L'Entsoe rend ensuite sa copie à l'Acer, qui recommande le projet de code à Bruxelles si elle est satisfaite. C'est ainsi que l'Entsoe a envoyé son projet de code CACM à Ljubljana le 27 septembre dernier. Les deux autres codes les plus avancés sont le RFG (raccordement au réseau des unités de production), reçu de l'Entsoe en juillet et au sujet duquel l'Acer a fait un premier retour en octobre, et le DCC (réponse active par la demande) que l'Entsoe entend remettre à l'Acer le 5 janvier prochain. Dans une

### Les neuf codes de réseaux à élaborer

- Allocation de capacités et gestion des congestions (CACM)
- Modalités de raccordement au réseau des unités de production (RFG)
- Réponse active par la demande (DCC)
- Sécurité opérationnelle (OS)
- *Operational Planning and Scheduling* (OPS)
- Contrôle des fréquences de charge (LFCR)
- *Forward Capacity Allocation* (FCA)
- Equilibrage (BAL)
- Haute tension en courant continu (HVDC)

moindre mesure, citons aussi le code OS (Sécurité opérationnelle des *dispatchings*), pour lequel l'Entsoe vient de clore la consultation. Deux autres codes occuperont l'Entsoe une bonne partie de l'année 2013 : OPS (*Operational Planning and Scheduling*), dont la consultation a débuté en novembre pour une version attendue en avril, et LFCR (Contrôle des fréquences de charge), dont la remise est prévue le 1<sup>er</sup> juillet 2013 sur la base des lignes directrices transmises par l'Acer le 2 décembre 2011. Une fois finalisés, en 2014, ces codes de réseaux auront la même portée juridique qu'un règlement européen (qui est à une directive ce qu'un décret est à une loi) : ils s'imposeront à tous les gestionnaires de réseau de transport. Donc à RTE en France, et à Elia en Belgique.

### Menace d'une rétroactivité

Le code RFG, qui a en quelque sorte essuyé les plâtres, a donné lieu à une passe d'armes entre les régulateurs de l'Acer et les transporteurs de l'Entsoe. « Ljubljana nous a demandé de revoir quatre points très techniques, raconte Jean Verseille, qui est aussi président du comité développement des réseaux de l'Entsoe. Par exemple, la tenue à la fréquence des petits moyens de production. L'Acer veut en exempter certains, or nous autres transporteurs, vivons en permanence avec une épée de Damoclès au-dessus de la tête : la minimisation des écarts de fréquence pour rester à 50 Hz, sous peine d'écroulement du système. » A l'Entsoe, certains considèrent que les producteurs d'électricité renouvelable devraient être assujettis, autant que les grosses centrales thermiques,

au réglage primaire de fréquence. « C'est dans cet esprit que le parc photovoltaïque allemand et italien fait l'objet d'une mise à niveau », observe Jean Verseille. Mais plus généralement, ce code RFG fait pla-

### Les grands transporteurs regardent vers l'avenir

« Nous soutenons la promotion d'une harmonisation mondiale des normes, qui permettra une interopérabilité des solutions de manière sûre et efficace », lit-on dans la déclaration des présidents des seize plus grands opérateurs mondiaux de réseau de transport d'électricité, réunis le 6 novembre dernier à Paris. Une manière de souhaiter la bienvenue aux codes réseaux, du moins pour les transporteurs européens. Ces opérateurs disent accorder une « attention particulière au développement d'un nouveau mix énergétique, notamment la production d'énergie renouvelable et le stockage de l'électricité ». Ainsi, côté consommation, qu'aux « initiatives de maîtrise de la demande et à l'utilisation de véhicules électriques ». Ces seize transporteurs ont intégré dans leurs réseaux 527 GW développés avec des énergies renouvelables, soit 21 % de la capacité totale de production déployée sur leur territoire.

ner la menace d'une rétroactivité qui casserait le cahier des charges des producteurs actuels, ce que ces derniers refusent. « D'un principe louable et cohérent avec l'objectif de mise en place d'un marché unique de l'énergie, cette profonde

refonte des règles actuelles risque d'avoir des conséquences importantes, en particulier sur les installations d'ores et déjà raccordées au réseau », redoute ainsi l'UFE. Mais comme les écarts de fréquence traduisent un décalage entre offre et demande d'électricité, leur réduction peut aussi passer par la consommation. Réfrigérateurs, radiateurs, climatiseurs seraient ainsi amenés à moduler leur fonctionnement à l'annonce d'un signal prévenant d'un écart de fréquence. Ce concept de « *demand-side management* » est traité par le code de réseau DCC. Quoi qu'il en soit, côté production comme côté consommation, cette affaire de fréquence est une affaire d'électroniciens. Dans le cas des installations de production photovoltaïque, c'est un réglage informatique assez simple.

Les codes de marché que sont les codes CACM, FCA et BAL, sont eux aussi une affaire d'électroniciens. En effet, ces nouvelles règles poussent au couplage des places de marché, à J-1 comme en infrajournalier. Et aujourd'hui, les transactions de marché sont électroniques. « Demain, plusieurs bourses différentes mettront leurs carnets d'ordres en commun. Ceux-ci seront exécutés jusqu'à saturation de l'interconnexion. Au-delà, elles se découpleront », explique Jean Verseille. C'est déjà le cas chez RTE sur la zone CWE (France, Allemagne, Benelux), dans une moindre mesure avec la zone nordique, ainsi qu'en infrajournalier sur France-Allemagne. Et qui dit bourse européenne unique dit prix de l'électricité unique : mutualiser les carnets d'ordres permettra assurément de limiter les pics de volatilité sur les prix.

# Perspectives

## Des fournisseurs proposent du GNL au détail aux industriels

**Dans un contexte de hausse des prix des produits pétroliers, le GNL en vrac devient attractif. Les fournisseurs s'intéressent aussi au marché des collectivités locales.**

Alors que tous les regards sont tournés vers les gaz de schiste, un marché de niche se développe, notamment en France (mais pas seulement), où le réseau de distribution de gaz ne couvre pas l'ensemble du territoire : celui du GNL de détail. Ainsi, les industriels et les collectivités locales, qui ne sont pas reliés au réseau de gaz naturel et qui utilisent, pour certains, le propane ou le fuel, auront malgré tout accès à cette énergie. L'acheminement du gaz naturel se fait par camions-citernes spéciaux, le gaz étant transporté à très basse température sous forme liquide. Le GNL est regazéifié par simple réchauffement en utilisant la chaleur atmosphérique sur le site du consommateur. Plusieurs acteurs du secteur se sont déjà positionnés sur cette activité. Les premiers sites industriels devraient basculer vers le gaz naturel dès cette année, dont le tout premier en janvier. Ces offres deviennent possibles avec l'ouverture de l'accès au GNL et le développement de nouveaux services par les opérateurs des terminaux de réception des méthaniers.

### **Diversification des activités**

Depuis quelques années, les terminaux méthaniers européens diversifient leurs activités : rechargement de cargaisons de GNL ; construction de stations permettant de remplir les réservoirs des navires en GNL combustible ; et de stations de

chargement de camions-citernes (EUROP'ENERGIES de mai 2012). Ce dernier service existe depuis long-

### **Partage de cargaisons GNL**

Egalement à suivre de près : Elengy et Fosmax LNG envisagent de mettre en place des règles permettant de partager une cargaison de GNL entre plusieurs expéditeurs n'ayant pas de relations contractuelles entre eux. « Une telle évolution est de nature à renforcer l'attractivité de l'offre des opérateurs de terminaux méthaniers auprès, notamment, de nouveaux utilisateurs », estime la Cre, dans sa délibération du 28 novembre 2012 portant projet de décision sur le tarif d'utilisation des terminaux méthaniers régulés. Le régulateur indique que « le tarif associé à cette livraison sera appliqué à chacun des expéditeurs concernés sur la base d'un déchargement de navire et d'une taille de cargaison à proportion de la quantité de GNL attribuée à chacun ».

temps déjà en Espagne, où des industriels aussi bien que des villes sont approvisionnés en gaz naturel via un acheminement par des camions-citernes de GNL. En Belgique, Fluxys opère un service de chargement de camions-citernes à Zeebrugge depuis

2010. En France, Elengy mène une expérimentation à Montoir et Fosmax LNG devrait également se lancer. « Les études sont en cours de finalisation pour lancer un service de chargement de camions-citernes en GNL à Montoir-de-Bretagne. Nous devrions être techniquement prêt à lancer ce service courant 2013. La capacité sera de vingt camions-citernes par semaine. De nombreux clients ont déjà exprimé leur intérêt », a précisé une porte-parole de GDF Suez à EUROP'ENERGIES.

### **Plusieurs acteurs se positionnent sur le marché**

Les acteurs font en général des offres clés en main et prennent en charge, complètement ou partiellement, l'acheminement du produit, la réalisation et la gestion du stockage sur le site du client. Néanmoins, les tarifs de vente des *slots* de chargement de camions-citernes sont consultables sur le site Internet de Fluxys (<http://www.fluxys.com> <Services <Terminalling <Chargements de camions-citernes). En France, la Cre a indiqué, dans sa délibération du 28 novembre 2012 portant projet de décision sur le tarif d'utilisation des terminaux méthaniers régulés, que « compte tenu du caractère marginal de cette activité [...] les opérateurs pourront fixer eux-mêmes le prix de fourniture de ce service ». Le régulateur vérifiera la neutralité de ce service pour l'activité de regazéification.

Après enquête, il apparaît que plusieurs acteurs se positionnent sur ce marché. C'est le cas notamment de Gas Natural (voir Interview en page 9 de ce numéro), de Molgas (qui s'est spécialisé sur le marché du GNL de détail et très actif en



## Carte d'identité : Molgas

Le groupe Molgas est très implanté en Espagne et au Portugal, où il est spécialisé dans le marché de détail de GNL depuis quinze ans. Il détient une part très importante du marché espagnol du transport du GNL par camions-citerne. « Nous avons notre propre flotte de camions et nous fabriquons nous-mêmes les stations de regazéification. Nous livrons tous les équipements clés en main. Nous avons des positions à Zeebrugge et dans sept ports en Espagne pour l'approvisionnement en GNL », précise Emilio Joulia, le directeur commercial en France. Le groupe se fournit auprès de trois grands producteurs. En France, la filiale de Molgas, présente depuis 2005, est en pleine mutation. « Nous avons signé nos premiers contrats avec des industriels, notamment du secteur sidérurgique et de l'agro-alimentaire. Les livraisons devraient démarrer au premier trimestre 2013. Nous renforçons notre réseau commercial en France, qui devrait atteindre sept personnes en 2013. Nous sommes également en train de monter une équipe technique », explique Emilio Joulia.

Espagne et Portugal) et d'Axègaz. EUROPE ÉNERGIES croit savoir que des acteurs du secteur des GPL exami-

nent de près la possibilité de se lancer dans le GNL de détail. Des producteurs de gaz industriels pourraient-ils

également se positionner sur ce marché ou sur une partie de la chaîne du GNL de détail ? L'avenir nous le dira.

## Gas Natural Fenosa vend du GNL au détail en Europe

**Laurent Maalem, responsable GNL de Gas Natural Fenosa en France, répond aux questions d'EUROPE ÉNERGIES.**

**EE :** Gas Natural Fenosa développe des offres de GNL au détail. De quoi s'agit-il ?

**Gas Natural Fenosa :** Il s'agit d'apporter le gaz naturel sur les sites industriels non desservis par le réseau gaz. Il est alors transporté par camion sous forme liquide, à  $-161^{\circ}\text{C}$ , stocké sur le site du client dans une cuve cryogénique, puis vaporisé par échange thermique et enfin odorisé, avant d'être mis dans le réseau gaz du client à la pression voulue. Actuellement, ces clients utilisent du GPL ou du FOL. Le GNL leur permet non seulement de faire des économies substantielles, mais en plus de protéger l'environnement avec des gains importants en rejets atmosphériques :  $\text{CO}_2$ ,  $\text{NO}_x$  et  $\text{SO}_2$ .

**EE :** Depuis combien de temps êtes-vous présents sur ce marché ? Quel est votre portefeuille de clients ?

**Gas Natural Fenosa :** Nous travaillons sur le dossier depuis quasiment deux ans. Il a fallu regarder tous les aspects techniques, réglementaires et logistiques, et également former un réseau d'installateurs locaux partout en

France pour assurer la maintenance. Nous avons gagné plusieurs clients dont Imerys, dont l'un des sites sera le premier à utiliser ce procédé en France. Nous avons en négociation plusieurs offres, ce qui représente un volume important. Certaines sont très avancées avec un accord de principe et il ne reste plus que la partie réglementaire entre les directions régionales de l'environnement, de l'aménagement et du logement (Dreal) et le client avant de commencer.

**EE :** Que représente le marché de la vente de GNL auprès des industriels ? D'autres débouchés existent-ils ?

**Gas Natural Fenosa :** La taille du marché global est très difficile à quantifier, car il y a de nombreuses innovations à développer dans la partie transport maritime et carburants. Aujourd'hui, d'un point de vue technologique, l'installation de cuve chez le client industriel est parfaitement développée. Ces clients sont des utilisateurs de GPL et FOL et ce marché est très important. Les autres débouchés potentiels sont les collectivités locales ou des réseaux privés d'habitations chauffées au GPL. Le marché du GNL en tant que carburant pour les camions et les bateaux risque de représenter un volume plus important, mais il est difficile de le quantifier et de prévoir les échéances. Sur le marché français du GNL en tant que carburant pour les camions, nous proposons d'ores et déjà des stations privées pour des transporteurs régionaux et nationaux. Nous envisageons également d'être présents en 2013 en Allemagne, Belgique, Italie et Pays-Bas, puis en Suisse et en Autriche. Nous aurons à terme des stations publiques, mais la régle-

mentation n'est pas encore fixée. Nous avons aussi des projets de transport maritime en Espagne et dans le Nord de l'Europe.

**EE :** Quels sont vos objectifs sur ce marché ?

**Gas Natural Fenosa :** Etre le *leader* français sur le marché des industriels et des collectivités locales et le rester sur le long terme. Nous voulons être également un acteur important dans le GNL en tant que carburant pour les navires et les camions.

**EE :** Quels sont les fondamentaux du marché qui peuvent rendre l'option GNL attractive (rapport prix fuel/GNL) ?

**Gas Natural Fenosa :** Les économies par rapport au GPL ou au FOL peuvent aller, pour les plus gros consommateurs, jusqu'à 30 %, ce qui représente plusieurs centaines de milliers d'euros annuels. Cela permet d'investir sur la technologie, d'améliorer la compétitivité de l'entreprise et également de pérenniser les emplois. En termes de rejets atmosphériques :

SO<sub>2</sub> : -90% de rejets de SO<sub>2</sub> Vs GPL ou FOL

CO<sub>2</sub> : -12% de rejets Vs GPL et -25% Vs FOL

NO<sub>x</sub> : -20% de rejets Vs GPL et -70% Vs FOL

**EE :** En Espagne, le marché de détail de GNL est déjà très développé ?

**Gas Natural Fenosa :** Nous proposons ce produit aux industriels depuis plus de vingt ans. Nos atouts principaux sont notre expérience et notre position en Europe. Nous sommes une multinationale dans l'énergie avec des contrats de gaz dans plusieurs pays nous assurant une diversité d'approvisionnement. En GNL, nous avons une position *midstream* des plus importantes en Europe, en termes de volume et de méthaniers. Ceci nous donne une

réelle solidité pour nous engager à long terme sur le marché de détail du GNL, ce qui est indispensable en termes d'investissement. En Espagne, le marché industriel de GNL y représente 10 TWh, dont plus de la moitié est vendue par Gas Natural Fenosa. Le marché s'est fortement développé, car la fourniture de gaz naturel par réseau gazier est très faible. En effet, près de 29 % seulement des maisons ont accès au réseau gazier.

**EE :** Etes-vous également présents en Belgique et au Luxembourg sur ce marché ?

**Gas Natural Fenosa :** Nous envisageons de rentrer dans ces deux pays en 2013 concernant le GNL de détail, tant au niveau industriel que pour des stations GNL privées chez des transporteurs. Le marché du GNL en tant que carburant est prévu également. La Hollande est un pays où la densité du réseau ne laisse pas la place au GNL pour les industriels. Toutefois, avec l'Espagne, la Hollande est un des pays les plus développés en Europe sur le marché du GNL en tant que carburant.

**EE :** Quel est votre avantage concurrentiel dans ce domaine ?

**Gas Natural Fenosa :** Nous proposons un *package* complet avec des services clés en main. En effet, nous accompagnons le client pour l'installation de la cuve, la livraison du GNL, l'accompagnement technique et réglementaire ainsi que la maintenance préventive et curative. Nous avons vingt ans d'expérience dans ce domaine, ce qui nous permet d'identifier et de répondre parfaitement aux besoins de nos clients industriels. De plus, nous finançons une partie des investissements de l'installation, ce qui permet aux clients de ressentir la réduction des coûts dès la première année.

### Carte d'identité : Axègaz

Axègaz est une entreprise française spécialisée dans l'accès au GNL pour les clients professionnels et grands consommateurs de gaz naturel. Fondée par Alfonso Morriello, « avec une équipe de professionnels issus du monde des majors pétroliers », elle propose des solutions clés en main : étude technique ; accompagnement dans les démarches administratives ; pilotage des approvisionnements ; installation et entretien régulier de l'installation GNL ; ravitaillement en GNL ; financement ; et maîtrise des coûts avec possibilité d'achats à terme. « Nous nous sommes lancés dans ce projet en 2012. Nous avons négocié contrats pour l'approvisionnement en GNL. Notre autorisation d'exercer l'activité de fourniture de gaz naturel est en cours d'examen. Nous espérons pouvoir livrer nos premiers GWh au début du deuxième trimestre 2013 », explique Alfonso Morriello à EUROPE ENERGIÉS. Axègaz compte bien, à terme, faire des offres aux collectivités locales via un partenariat avec un acteur qui dispose des compétences et les autorisations nécessaires pour la construction et l'exploitation des réseaux locaux de gaz. « Ce type d'activité est différent et complémentaire à la fourniture de gaz, activité dans laquelle Axègaz se spécialise », estime le DG de la société.

([www.axegaz.com](http://www.axegaz.com))

## Le mot du juriste

### Décret du 14 décembre 2012 : une nouvelle étape majeure vers la définition du mécanisme de capacité

**Le mot de Marjolaine Germain-Letaleur et Paul Ravetto, avocats à la Cour, Cabinet Ravetto Associés.**

Annoncé par la Loi Nome (loi n°2010-1488 du 7 décembre 2010 portant nouvelle organisation du marché de l'électricité), il commençait à se faire attendre. Le décret n°2012-1405 du 14 décembre 2012 relatif à la contribution des fournisseurs à la sécurité d'approvisionnement en électricité et portant création d'un mécanisme d'obligation de capacité dans le secteur de l'énergie a finalement été publié au *Journal officiel* français du 18 décembre 2012, dans sa version amendée par le Conseil d'Etat.

Après la création par la Loi Nome du principe d'une obligation de capacité pesant sur les fournisseurs, ce décret vient en préciser les modalités de mise en œuvre. Ce dispositif débutera en 2016 et repose sur la justification par les fournisseurs de garanties de capacité de production ou d'effacement de consommation, certifiées par le gestionnaire du réseau public de transport d'électricité (RTE). Le volume de capacités est déterminé au regard de la consommation constatée de chaque client entrant dans le portefeuille du fournisseur créancier de l'obligation. L'objectif d'un tel dispositif est d'assurer la sécurité d'approvisionnement du réseau électrique, notamment en période de consommation élevée. De la même façon que pour l'accès régulé à l'électricité nucléaire historique, le mécanisme d'obligation de capacité s'appuie en grande partie sur l'échange et le traitement par les différents opérateurs du secteur de données, dont la sincérité est garantie notamment par des règlements financiers intervenant en cas d'écarts entre les estimations et le réel constaté. A cet égard, deux fonds spécifiques sont créés par le décret du 14 décembre 2012 et gérés par le gestionnaire du réseau de transport d'électricité : le Fonds pour les règlements du rééquilibrage en capacité des fournisseurs et le Fonds pour le règlement des écarts des responsables de périmètre de certification. L'exploitant de capacité (producteur ou consommateur) conclura avec RTE un contrat de certification de capacité définissant les modalités techniques et économiques de son engagement de capacité et avec le gestionnaire du réseau de distribution auquel son installation est raccordée un contrat fixant les conditions de contrôle de la capacité certifiée.

Dans l'attente de la première période de livraison devant couvrir la pointe de l'hiver 2016-2017, l'article 26 du décret prévoit des dispositions transitoires en réponse au bilan prévisionnel de RTE (Bilan Prévisionnel de l'équilibre offre-demande d'électricité en France, édition 2012, publié le 5 septembre 2012) constatant l'insuffisance des capacités disponibles à compter de 2015. Ainsi, pour l'hiver 2015-2016, un appel à projets sera organisé par la Commission de régulation de l'énergie (Cre), sur la base de conditions définies par le ministre en charge de l'Énergie, afin de sélectionner les installations de production et les effacements de consommation adaptés à la couverture du besoin de capacités disponibles sur cette période. Ce n'est qu'après cette phase transitoire que le mécanisme de capacité et le marché associé seront pleinement introduits.

#### **Le principe d'un appel à projets a été maintenu**

Dans sa délibération du 29 mars 2012 portant avis sur le projet de décret pris pour application de l'article L.335-6 du code de l'énergie relatif au dispositif de contribution des fournisseurs à la sécurité d'approvisionnement en électricité et instaurant un mécanisme de capacité, la Cre avait demandé la suppression de l'appel à projets pour la période hivernale 2015-2016 dont la nécessité ne lui paraissait pas établie. Surtout, la Cre soulignait les conséquences économiques inadaptées de cet appel à projets pour les fournisseurs qui devaient intégralement financer ce dispositif de façon anticipée, faisant ainsi courir un risque d'aggravation du ciseau tarifaire au regard de la non prise en compte explicite de la composante capacité dans les tarifs réglementés de vente avant fin 2015. Le principe d'un appel à projets a finalement été maintenu en dépit des outils juridiques existants (notamment la possibilité pour le ministre en charge de l'énergie de lancer un appel d'offres sur le fondement de l'article L.311-10 du Code de l'énergie, précisément en cas d'insuffisance des moyens de production), mais le décret du 14 décembre 2012 ne mentionne plus le financement anticipé du dispositif, rétablissant ainsi un certain équilibre économique. La prochaine étape importante de la mise en place du mécanisme de capacité devrait désormais être la définition par RTE des règles déclinant les modalités opérationnelles du dispositif. Ces règles seront approuvées par le ministre en charge de l'Énergie, avant le 1<sup>er</sup> novembre 2013, sur proposition de RTE et après avis de la Cre.

## Flashes

### France : CSPE 2013 fixée à 13,5 euros/MWh

Le montant de la CSPE a augmenté de 3 euros/MWh pour 2013, à 13,5 euros/MWh. « Le niveau de la CSPE permettra ainsi de couvrir les charges au titre de cette année. La résorption de la dette laissée par l'ancien gouvernement sera étalée sur plusieurs années. De plus, le financement des énergies renouvelables sera l'un des sujets majeurs du débat national sur la transition énergétique », a indiqué la ministre en charge de l'Énergie. Selon les calculs de la Cre, le montant de la CSPE 2013 aurait dû être de 18,8 euros/MWh pour couvrir les charges prévisionnelles (estimées à 5,1 milliards d'euros) et la régularisation des charges 2011 (2,1 milliards d'euros). Le montant de la CSPE 2013 risque donc d'entraîner un défaut de compensation d'EDF estimé à 2 milliards d'euros.

### Belgique : un prix maximum du gaz

En Belgique, les prix du gaz naturel aux particuliers et aux PME sont supérieurs à ceux pratiqués dans les pays voisins. Le gouvernement souhaite mettre en place un dispositif de prix maximum permettant de ramener le niveau des prix belges à la moyenne de ceux de ses voisins. La Creg, sollicitée par le gouvernement, propose que ce plafond soit calculé trimestriellement sur la base de la formule TTF + 12 euros/MWh, où TTF correspond à la moyenne arithmétique des prix de référence constatés en fin de journée des contrats *quarter ahead* sur la place de marché hollandaise et publiés sur [www.apxendex.com](http://www.apxendex.com). Le prix maxi-

mum devrait être appliqué uniquement pour les clients résidentiels et les PME pendant une période transitoire, jusqu'au 31 décembre 2014.

### Suisse : Stahl Gerlafingen sur le marché libéralisé

Stahl Gerlafingen, une entreprise suisse spécialisée dans le recyclage de la ferraille en acier neuf, compte entrer sur le marché libéralisé de l'électricité en 2014. L'aciériste veut faire évoluer sa stratégie d'achat, notamment pour

couvrir les variations de consommation à court terme. Pour préparer cette évolution, Stahl Gerlafingen a signé un contrat de collaboration avec BKW FMB. Le procédé industriel de Stahl Gerlafingen consomme environ 380 GWh/an, avec une puissance de charge en pointe de 60 MW.

### R.-U. : offre de Centrica pour les électro-intensifs

Au Royaume-Uni, Centrica vient de lancer une offre en direction des

### France : Batho réforme la fixation des tarifs de gaz

En France, Delphine Batho, la ministre en charge de l'Énergie, a annoncé, le 10 décembre, une série de mesures relatives aux tarifs réglementés de gaz naturel. Le gouvernement prépare un décret prévoyant « une évolution mensuelle et mieux lissée des tarifs ainsi qu'une clause de sauvegarde en cas de hausse exceptionnelle des cours ». Il doit être mis très vite en consultation auprès des parties prenantes.

En attendant, une partie des mesures prévues par la ministre est déjà applicable depuis le 1<sup>er</sup> janvier 2013. Les tarifs sociaux du gaz et de l'électricité ont ainsi été étendus à 830 000 personnes supplémentaires. Pour les tarifs en distribution, la période de lissage a été augmentée à huit mois pour les indices pétroliers (contre six auparavant) et la part d'indexation sur les marchés a été augmentée à 35,6 % (contre 25,9 % précédemment). Pour les tarifs à souscription, les mêmes évolutions sont appliquées, mais les prix des produits pétroliers sont moyennés sur trois mois, avec un décalage d'un mois et les prix futurs du marché de gros gazier néerlandais retenus sont ceux du trimestre calendaire du marché de gros gazier néerlandais moyennés sur un mois se terminant un mois avant le mouvement tarifaire. Dans sa délibération du 20 décembre 2012, la Cre a émis un avis favorable à cette nouvelle formule tarifaire. Le régulateur remarque néanmoins que le périmètre retenu par GDF Suez pour établir la formule tarifaire reste exclusivement basé sur des contrats de long terme. Il estime que la formule ne tient pas compte de l'ensemble des renégociations prévues sur le début de l'année 2013. Enfin, la Cre note que le projet d'arrêté soumis par le gouvernement ne fixe pas la formule permettant d'estimer les coûts hors approvisionnement de GDF Suez. Le régulateur procédera à un examen approfondi de la formule au cours du premier trimestre 2013.

## Suisse : Alpiq vend ses actions dans Romande Energie

Dans le cadre de son programme de restructuration, Alpiq va céder ses 119 994 actions dans le distributeur régional d'électricité suisse Romande Energie. Dans un premier temps, Romande Energie Holding (REH) va racheter 71 257 actions au prix de 1100 francs suisses par action. Cette acquisition interviendra le 8 janvier 2013. REH procédera à l'achat d'une première tranche d'au moins 78 millions de francs sans emprunt. En outre, Alpiq a octroyé à REH une option d'achat sur le solde des actions de REH qu'elle détient, soit un total de 48 737 actions. Cette option est exerçable, en une ou plusieurs fois, jusqu'au 31 mai 2013. Après l'acquisition de 71 257 de ses propres actions, REH détiendra environ 9,9 % de son capital-actions. Avec cette cession, Alpiq avance dans son programme qui vise à réduire de 1,5 à 2 milliards de francs son endettement net. D'autres désinvestissements sont en préparation, indique l'électricien. Une part substantielle de l'approvisionnement de Romande Energie est le fait de contrats de long terme passés avec Alpiq. Les deux sociétés sont également partenaires dans la production d'électricité.

consommateurs électro-intensifs. Ces industriels pourront accéder au marché de gros 24h/24 et 7j/7 via British Gas et acheter et vendre du gaz jusque 4h avant l'utilisation effective de ce gaz sur leur site industriel.

## France : les tarifs d'utilisation des réseaux de transport de gaz augmenteront d'environ 8 %

En France, les tarifs d'utilisation des réseaux de transport de gaz vont augmenter d'environ 8 % au 1<sup>er</sup> avril 2013. Les nouveaux tarifs (ATRT5), décidés par la Cre dans sa délibération du 13 décembre, s'appliqueront jusqu'au 31 mars 2016. Le tarif de GRTgaz va augmenter de 8,3 % la première année, puis de 3,8 % par an à partir de 2014. Le tarif de TIGF augmentera de 8,1 % puis de 3,6 % par an. L'ATRT5 prévoit une clause de rendez-vous au bout de deux ans permettant d'ajuster, sous conditions, à la hausse ou à la baisse la trajectoire des charges nettes d'exploitation de GRTgaz et de TIGF sur les années 2015 et 2016.

La hausse est bien moins importante qu'espérée par les deux transporteurs. GRTgaz demandait une augmentation tarifaire de 20,7 % au 1<sup>er</sup> avril, puis de 4,4 % par an ; TIGF de 13,7 %, puis de 8,7 % par an. La Cre a notamment baissé le coût moyen pondéré du capital de 7,25 % à 6,50 %. Elle a révisé certaines hypothèses retenues par GRTgaz et TIGF et imposé des objectifs de productivité aux transporteurs. Les hausses tarifaires sont principalement liées à la réalisation d'infrastructures nécessitant d'importants investissements ; à la hausse des coûts d'achat d'énergie ; à la transposition de la directive gaz ; et à la hausse des impôts et charges sociales. Les charges liées à l'achat de gaz, d'électricité et de quotas de CO<sub>2</sub> sont en forte hausse par rapport à la période tarifaire précédente, soit une hausse de 40 % par rapport à 2012 pour GRTgaz (à 125 millions d'euros) et de 50 % pour TIGF (à 6 millions d'euros). Cette augmentation est due à l'augmentation des prix de l'énergie ainsi que, pour GRTgaz, à une hausse de la consommation d'énergie.

Cette offre sera aussi étendue aux consommateurs ayant une installation de production d'électricité. Ils pourront vendre l'électricité en surplus au réseau. Le service prévoit également une couverture en cas d'événements inattendus.

## France : RTE investira €1,44 en 2013

La Cre a approuvé le programme d'investissements de RTE pour 2013 dans sa délibération du 4 décembre 2012. Le gestionnaire du réseau de transport d'électricité français prévoit

d'investir 1439,9 millions d'euros, soit une progression de 4,4 % des investissements par rapport à 2012. 404,7 millions d'euros seront consacrés au développement du réseau grand transport et notamment à la réalisation de l'interconnexion à courant continu France-Espagne. Les dépenses d'investissement relatives au développement des réseaux régionaux s'établissent à 513,2 millions d'euros et celles relatives au renouvellement des réseaux régionaux à 325,1 millions d'euros. RTE va poursuivre, avec son homologue britannique, les études relatives à un projet de nouvelle liaison sous-marine entre



la France et le Royaume-Uni. Il va également poursuivre ses travaux visant à améliorer la sécurité d'approvisionnement de la Bretagne et de la région Paca.

## Belgique : chargements de petits méthaniers

Le mois dernier, Fluxys LNG a lancé une consultation pour la réservation de capacités de long terme sur le

second appontement, en cours de construction, du terminal GNL de Zeebrugge. Des acteurs ont indiqué leur intérêt pour plus de 200 chargements de petits méthaniers. A l'heure actuelle, ces petits navires sont peu nombreux. Ils sont utilisés soit pour approvisionner en GNL combustible d'autres navires, soit pour redistribuer le GNL vers un autre lieu de stockage. Début décembre, pour la première fois en Belgique, un navire a été approvisionné de cette manière dans le port d'Anvers. Fluxys LNG examine

## France : l'EPR de Flamanville coûterait 8,5 milliards d'euros ; Enel sort du projet

En France, le projet de réacteur nucléaire EPR Flamanville 3 d'EDF devrait finalement coûter 8,5 milliards d'euros. En 2011, l'estimation de la facture était déjà passée de 3,3 milliards (annoncés en 2005) à 6 milliards d'euros. La date de mise en service est par contre maintenue à 2016, soit 4 ans de retard par rapport à la date prévue initialement. Pour les opposants au nucléaire, ce nouveau surcoût « enterre définitivement la compétitivité de la technologie EPR avec un MWh à plus de 100 euros, face à l'éolien terrestre dont le MWh coûte aujourd'hui moins de 80 euros », indique Greenpeace France.

EDF et Enel ont mis un terme à leur coopération globale dans le nucléaire. Enel abandonne sa participation dans le projet EPR Flamanville 3. EDF le remboursera du montant de son investissement, soit 613 millions d'euros. La sortie d'Enel entraîne également la résiliation des contrats d'accès anticipés au titre desquels Enel a reçu 1200 MW en 2012. Cette résiliation s'effectuera progressivement : Enel recevra 800 MW en 2013 et 320 MW en 2014. Aux termes de l'accord conclu en 2007, Enel avait pris une participation de 12,5 % dans le projet de Flamanville. « Nous allons continuer à servir nos clients. La France reste un marché stratégique pour nous », a expliqué Antony Parsons, directeur Commerce et Energy Management d'Enel France, à EUROP'ENERGIES. « En 2007, l'environnement économique était très différent et nous recherchions un approvisionnement de long terme à des prix les plus bas possibles, en accord avec la demande de nos clients. Le dispositif Arenh remplace l'approvisionnement en base dont nous disposions via les options sur le parc de production d'EDF », a-t-il détaillé. En outre, Enel France axe davantage ses offres sur les services et l'efficacité énergétique. « Ne pas avoir de parc de production en France nous met dans une position plus confortable pour répondre à ces nouveaux besoins de nos clients, pour les aider à réduire leur consommation, voire leur facture globale », ajoute Antony Parsons.

## Suisse : les industriels s'opposent à la Stratégie énergétique 2050

« La Stratégie énergétique 2050 décidée par le Conseil fédéral menace la sécurité d'approvisionnement en électricité et la compétitivité de l'industrie d'exportation suisse », selon Swissmen (fédération de l'industrie des machines, des équipements électriques et des métaux) et Sciencesindustries (industries chimiques, pharmaceutiques et biotechniques). Les membres de ces deux fédérations « rejettent fondamentalement la Stratégie énergétique 2050 ». Ils estiment que le Conseil fédéral ne propose pas d'alternative satisfaisante au nucléaire. La Suisse devra importer de plus en plus d'électricité. Les industriels craignent également des hausses de prix, qui rendraient les entreprises suisses moins compétitives par rapport à leurs concurrentes européennes et internationales. Ils demandent une ouverture rapide et complète du marché de l'électricité, un meilleur ralliement au marché européen de l'électricité, plus de facilités pour la construction de nouvelles centrales au gaz et le développement d'énergies renouvelables proches de la rentabilité.

les possibilités de mettre en place l'infrastructure de base pour l'approvisionnement en GNL de navires et de camions. La mise en service du second appontement du terminal de Zeebrugge est prévue pour 2015. Il est dimensionné pour décharger ou charger les grands méthaniers (jus-

qu'à 200 000 m<sup>3</sup> de GNL environ) comme les petits (à partir de 2000 m<sup>3</sup>). Il sera possible de transférer le GNL entre les bateaux amarrés aux deux appontements.

## Allemagne : coopération entre Gazprom et E.ON

Wingas (qui va devenir prochainement une filiale à 100 % de Gazprom) et E.ON Energy Projects ont annoncé le 18 décembre leur intention de construire une unité de cogénération au terminal allemand du gazoduc Nord Stream, à Lubmin. L'usine projetée aura une capacité de production de 47 MW de chaleur et de 37 MW d'électricité. La chaleur servira à réchauffer le gaz russe qui aura traversé la mer Baltique pour arriver en Allemagne, avant de le réinjecter dans le réseau allemand de gazoducs. Quant à la production d'électricité, elle pourra atteindre jusqu'à 200 000 MWh en pointe, annoncent les deux sociétés. Wingas et E.ON mettent aussi en avant le taux d'efficacité très élevé

de la future centrale : 85 %. « Vous ne trouverez pas un partenaire plus efficace pour des énergies renouvelables », a déclaré Gerhard König, président de Wingas. La centrale de cogénération entrera en service début 2013.

## France : programme d'investissements de TIGF approuvé

Dans sa délibération du 20 décembre 2013, la Cre a examiné le plan décennal et approuvé le programme d'investissements de TIGF pour 2013. Les trois premières années présentées dans le plan décennal sont engageantes : sur la période 2013-15, TIGF prévoit d'investir 176 millions d'euros pour des projets de fluidification. En particulier, le GRT prévoit le développement de 60 GWh/j de capacités dans les deux sens à Biriadou, à la frontière avec l'Espagne, à l'horizon 2015. Le régulateur lui demande néanmoins de préciser que les capacités dans le sens Espagne-France seront interruptibles,

### AGENDA

- 9 janvier 2013, Paris : Séminaire « Transitions énergétiques » (Ifri, [banamien@ifri.org](mailto:banamien@ifri.org))
- 15 janvier 2013, Paris : débat Bip – Enerpresse « Le rôle du prix de l'énergie dans la compétitivité » ([stephanie.leclerc@groupe-moneur.fr](mailto:stephanie.leclerc@groupe-moneur.fr), 01 40 13 50 61)
- 29-31 janvier 2013, Grenoble : 14<sup>e</sup> Assises nationales de l'énergie ([valerie.guerin@lametro.fr](mailto:valerie.guerin@lametro.fr), 04 76 59 56 43)
- 31 janvier 2013, Paris : Panorama 2013 « Stockage massif de l'énergie : un impératif pour réussir le mix énergétique de demain ? » (IFP, [bettina.caruso@ifpen.fr](mailto:bettina.caruso@ifpen.fr))

faute d'intérêt suffisant du marché pour développer des capacités fermes. Pour 2013, le programme d'investissements de TIGF s'élève à 152 millions d'euros. TIGF va renforcer l'artère de Guyenne (M€48) et l'artère de l'Adour (M€32).

## Taux de conversion usuels

	1 kWh	1 GJ	1 therm	1 MBtu	1 m <sup>3</sup> de gaz	1 bep	1 tep	1 tec
1 kilowatt heure (kWh)	1	0,0036	0,0342	0,0034	0,0949	0,00059	0,00008	0,000125
1 gigajoule (GJ)	277,5	1	9,5	0,95	26,3	0,1634	0,022	0,03467
1 therm	29,27	0,10545	1	0,1	2,78	0,0172	0,0023	0,00365
1 million de Btu (MBtu)	292,7	1,054	10	1	27,8	0,172	0,0232	0,0365
1 mètre cube de gaz (m <sup>3</sup> )	10,54	0,038	0,36	0,036	1	0,0064	0,00087	0,00136
1 baril équivalent pétrole (bep)	1 700	6,12	58,14	5,814	155,5	1	0,135	0,637
1 tonne équivalent pétrole (tep)	12 602	45,37	431	43,1	1 153	7,4	1	1,573
1 tonne équivalent charbon (tec)	8 012	28,84	274	27,4	733	1,57	0,6357	1

# Les marchés

## Electricité : des prix excessivement négatifs en Allemagne

Sur le Continent, on se serait cru en automne et non pas en hiver. En moyenne, les *day-ahead* continentaux sont tous partis à la baisse en raison des températures élevées et d'une baisse de la consommation liée aux fêtes de fin d'année. Nordpool a en revanche gagné 25 % en raison de températures plus froides et d'une baisse de production

pour des volumes échangés de plus de 30 GWh. Ces prix négatifs signifient que les producteurs paient les utilisateurs pour que ces derniers consomment de l'électricité. Cela arrive généralement lorsque la demande est très faible et qu'il est plus rentable de payer les consommateurs plutôt que d'arrêter et redémarrer les centrales.

Les prix à terme de l'électricité ont baissé tendanciellement pendant tout le mois de décembre. Les anticipations d'un rôle accru dans la production de moyens éolien et photovoltaïque et leurs impacts sur les prix des *day-ahead* entraînent un mouvement qui devrait se poursuivre un peu et amener le Calendar 2014 Base vers des niveaux proches de 46,00 - 46,50 €/MWh en France et de 44,00 - 44,50 €/MWh en Allemagne. Cela rendra encore plus difficile la production à partir de centrales au gaz.

€/MWh	Moyenne mensuelle des <i>day ahead</i> (base) européens octobre, novembre et décembre 2012								
	APX	EEX	NORDPOOL	OMEL	EPEX	GME	TGE	SWISSIX	BELIX
Octobre	51,03	43,93	34,77	45,68	49,23	66,24	41,84	53,23	51,50
Novembre	52,49	44,79	34,21	42,07	47,51	64,09	41,76	49,33	52,71
Décembre	52,30	36,13	43,09	42,06	42,45	66,95	39,92	45,15	50,36
Décembre/Novembre (%)	-0,35	-19,33	25,94	-0,03	-10,65	4,46	-4,42	-8,48	-4,46
2011	45,63	42,90	33,74	50,07	45,10	79,37	39,95	59,21	45,10
2012	52,30	36,13	43,09	42,06	42,45	66,95	39,92	45,15	50,36
Var en €	6,67	-6,77	9,35	-8,01	-2,65	-12,42	-0,03	-14,06	5,26
Var en %	14,62	-15,78	27,73	-16,00	-5,88	-15,65	-0,08	-23,74	11,66
Moyenne 2012	47,94	42,56	31,24	47,32	46,98	75,41	41,58	49,57	47,00
Moyenne-EPEX	0,96	-4,43	-15,74	0,34	0,00	28,43	-5,40	2,58	0,02
Moyenne 2011	52,15	51,19	50,09	48,60	50,54	70,61	49,19	56,77	50,77
Moyenne 2012	47,94	42,56	31,24	47,32	46,98	75,41	41,58	49,57	47,00
Moyenne-EPEX	0,96	-4,43	-15,74	0,34	0,00	28,43	-5,40	2,58	0,02

éolienne qui ont entraîné des pointes de prix. Durant le mois de décembre, des prix excessivement négatifs ont été observés en Allemagne les 25 et 26, avec une base à -56,87 €/MWh et -45,77 €/MWh respectivement. En *intra-day*, on atteint même les -200 €/MWh

	Prix à terme pour fourniture en base (OTC - déc. 2012 - en €/MWh)					
	France (EPD)			Allemagne (EEX)		
	Plus bas	Plus haut	Clôture	Plus bas	Plus haut	Clôture
Fév. 2013	56,13	62,56	56,13	48,49	51,17	49,19
T2 2013	38,88	41,55	38,88	40,73	42,93	40,73
Cal-14	47,75	49,48	47,79	45,31	47,00	45,31

## Gaz : hausse de 11 % des prix en 2012

La hausse des prix du gaz naturel survenue en décembre par rapport à novembre reflète bien la tendance que le marché a connue au cours de l'année 2012. Ainsi, sur Zeebrugge, le prix *day-ahead* a augmenté en moyenne de 11 % l'année dernière à 25,06 €/MWh, comparé à 22,53 €/MWh en 2011. Les marchés européens du gaz s'étant rapprochés considérablement, l'évolution constatée à Zeebrugge se retrouve ailleurs. Le contraste est intéressant avec

Gaz: Moyennes mensuelles des <i>day ahead</i>							
€/MWh	PEG Nord	Zeebrugge	TTF	NBP	Henry Hub	NCG	PSV
juil-12	24,72	24,33	24,33	24,05	8,18	24,37	26,75
août-12	24,59	24,19	24,22	23,68	7,81	24,11	26,87
sept-12	26,05	25,77	25,76	25,96	7,59	25,71	27,32
oct-12	27,07	26,71	26,67	27,20	8,73	26,67	27,69
nov-12	27,42	27,19	27,22	27,81	9,40	27,22	27,88
déc-12	27,43	27,26	27,36	28,48	8,68	27,30	28,15
Gaz: Moyennes des <i>day ahead</i> (janvier - décembre)							
€/MWh	PEG Nord	Zeebrugge	TTF	NBP	Henry Hub	NCG	PSV
2011	22,89	22,53	22,72	22,16	9,78	22,94	28,23
2012	25,44	25,06	25,07	25,16	7,34	25,11	28,71

PEG Nord = France; Zeebrugge = Belgique; TTF = Pays - Bas; NBP = Royaume-Uni; HH = Henry Hub = USA; NCG = Allemagne; PSV=Italie

le prix de l'électricité qui, au contraire, a augmenté en 2012. Quant au prix du pétrole brut, il est resté stable à environ \$111,4/b pour le Brent en 2012.

## Avertissement

Les informations contenues dans ce document sont basées sur des sources considérées comme fiables. EUROP'ENERGIES ne saurait être tenu pour responsable de l'usage que le lecteur ferait de ces informations.