

europ *Energies*

La lettre des acheteurs européens d'électricité et de gaz

Sommaire

Analyses	p.2
Acheteur du mois :	
Aéroports de Paris	p.6
Réseaux et tarifs :	
RTE	p.7
Nouveaux usages :	
Fluxys Belgium	p.8
Perspective :	
le power-to-gas	p.9
Statistiques : le gaz naturel en 2012	p.10
Mot du juriste :	
les aides d'Etat en faveur des industriels	p.11
Flashes	p.12
Marchés	p.16

Indicateurs spot

	30 juillet	30 août	Var.
Electricité* (€/MWh)			
Epex France [#]	23,04	35,18	+12,14
Epex All.	27,76	38,26	+10,50
Gaz* (p/th)			
NBP	64,70	64,32	-0,38
Zeebrugge	65,43	64,20	-1,23
Zeeb. €/MWh	26,02	25,53	-0,49
Pétrole			
Brent (\$/b)	108,52	117,92	+9,40
Gasoil (\$/t)	906,50	962,50	+56,00
Fuel Oil (\$/t)	607,00	619,00	+12,00
Monnaies			
€/US\$ (1€ =)	1,33	1,32	-0,01
€/£ (1€ =)	0,86	0,86	-

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

Edito

Vous connaissez cette question qui ressemble à celle de la poule et de l'œuf : est-ce que ce sont les besoins qui créent les produits qui y répondent ou l'inverse ? Dans l'énergie, cette interrogation n'a pas de raison d'être. Lorsque les ressources existent, des produits nouveaux engendrant des besoins nouveaux se créent pour les utiliser. A condition, bien sûr, que les conditions de compétitivité soient réunies.

Le cas du charbon le montre. L'abondance de ses ressources en Europe, son coût réduit par rapport au gaz, mais aussi les subventions accordées aux mines déficitaires font que l'on augmente l'usage de cette énergie fossile, en dépit de ses conséquences néfastes sur l'environnement. A moins d'un retournement du marché du gaz, qui se traduirait par une forte baisse de son prix, l'utilisation du charbon devrait rester soutenue en Europe. Mais l'abondance du charbon pousse aussi des entreprises à envisager de plus en plus la conversion de cette ressource en liquides et/ou en gaz : des nouveaux produits !

Le gaz naturel produit en Europe ne bénéficie pas de subventions : sa production est rentable aux prix actuels. Son offre augmente rapidement dans le monde grâce à ses réserves non conventionnelles. On classe dans cette catégorie le gaz de schiste, celui des structures géologiques compactes (*tight gas*) et

même notre vieux grisou, qui connaît un regain d'intérêt grâce aux prix élevés. Mais comme le gaz a du mal à se battre contre le charbon dans le secteur électrique, les producteurs imaginent des usages nouveaux de cette ressource. C'est ainsi qu'on parle de plus en plus de comprimer le gaz pour le transporter par mer (GNC), une idée ancienne mais un nouveau produit !

Le GNC peut être moins coûteux que le GNL et peut convenir à des situations particulières qui ne justifient ni la pose de gazoducs ni la construction d'usines de liquéfaction : petits gisements ; approvisionnement d'îles aux marchés gaziers inexistantes et au potentiel modeste ; stade initial de développement d'un nouveau marché de gaz dans une région, en attendant que le volume de la consommation justifie l'offre de GNL ou de gazoducs (voir sous Analyses).

On pourrait ajouter à cette liste d'autres « nouveaux produits » comme les propositions de ventes de toutes petites cargaisons de GNL, l'emploi de GNL comme combustible maritime ou encore sa distribution par camions-citernes.

Lorsqu'une ressource est abondante, le marché crée des produits et des besoins pour la valoriser. C'est ainsi que le pétrole, destiné à la pharmacie au XIX^e siècle, est devenu la principale source d'énergie du monde au XX^e.

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

Inversion de tendance sur le marché pétrolier

L'abondance de l'offre de pétrole a cédé la place à un marché tendu.

La configuration du marché pétrolier a changé ces dernières semaines et pas seulement pour des raisons géopolitiques. Alors qu'on parlait encore, il y a peu, d'une abondance de l'offre (actuelle et à venir) de pétrole face à une économie mondiale qui peinait à soutenir la croissance, le paysage s'est inversé en quelques semaines. Ainsi, l'économie européenne donne des signes d'un frémissement auquel les conjoncturistes ne s'attendaient pas si tôt. La Chine renoue avec la reprise économique, après le ralentissement de ces dernières années. Et les Etats-Unis maintiennent le cap d'une croissance modérée, mais constante. Entre-temps, des réductions de l'offre de pétrole ont été enregistrées sur le marché international pour des raisons politiques, notamment en Libye. En revanche, la consommation de pétrole augmente plus vite que prévu. Aux Etats-Unis, avec une hausse de 1,7 % en juillet, elle a atteint son plus haut niveau des trois dernières années. En Chine, la consommation apparente de pétrole aurait augmenté de 11,7 % en juin et de 6,6 % en juillet. En Europe même, la demande de pétrole laisse entrevoir une légère progression après trois années de recul.

C'est dans ce contexte que les tensions géopolitiques ont brusquement augmenté autour de la

Syrie fin août. Elles ont provoqué une explosion des prix : le Brent a frôlé les \$120/b et le WTI a dépassé \$112/b, avant de reculer légèrement après le refus des Communes britanniques d'engager le Royaume-Uni dans une action militaire aux côtés des Etats-Unis. Mais la décision du président Obama de frapper la Syrie, après une autorisation du Congrès attendue la 2^e semaine de septembre, a provoqué un rebond des cours du brut.

Le marché peut maintenant prendre deux orientations très différentes. Si les tensions nées de la crise syrienne retombent, ce qui est peu probable pour le moment, les prix du brut reculeront. Si, au contraire, la situation militaire échappe à tout contrôle, à la suite de frappes US et d'effets déstabilisateurs induits au Moyen-Orient, une nouvelle flambée des prix est probable. Mais il faut savoir qu'une partie de la hausse des prix enregistrée en août est due à des raisons économiques et non géopolitiques. Elle pourrait donc perdurer, même en cas d'une détente géopolitique. D'ailleurs, dans les circonstances actuelles, une telle détente ne peut être que partielle. En effet, aucune fin de la guerre civile n'est en vue en Syrie, au contraire. La stabilité politique ne reviendra pas de si tôt en Libye, ni au Yémen, ni dans les relations entre les deux Soudan, pas plus que dans les provinces pétrolières du Nigeria, où la piraterie sévit à grande échelle. De son côté, important pays de transit pétrolier (Suez, Sumed) et poids lourd politique du Moyen-Orient, l'Egypte mettra du temps à retrouver un début de paix intérieure durable.

France : la sécurité du système électrique ne serait plus assurée après 2016

Selon les prévisions de RTE, les marges de sûreté du système électrique français vont se réduire d'année en année à partir de 2016.

Si de nouvelles capacités de production ou d'effacement ne sont pas créées, la sécurité du système ne sera plus assurée en cas de vague de froid telle que celle qu'on a connue en février 2012. Le ges-

tionnaire du réseau de transport d'électricité a présenté l'actualisation 2013 de son bilan prévisionnel de l'équilibre offre-demande d'électricité à cinq ans en France.

Côté demande. RTE prend pour hypothèse que la crise économique se poursuit, entraînant une stagnation de la consommation intérieure. Selon son scénario de référence, la consommation électrique de la France croît en moyenne de 0,5 % par an sur la période 2012-18, soit 2,2 TWh/an de consommation supplémentaire hors aléa climatique. Par rapport à son bilan 2012, RTE a corrigé ses prévisions

de consommation à la baisse : la demande prévisionnelle d'énergie en 2017 serait de 490,5 TWh dans le bilan actualisé, contre 497,4 TWh dans le bilan 2012. C'est le secteur industriel qui est le plus affecté par cette baisse. Dans le même temps, la sensibilité du système aux aléas climatiques est de plus en plus marquée, même si l'effet des politiques énergétiques dans le bâtiment et sur les équipements entraîne un ralentissement progressif du taux de croissance de la pointe.

Côté offre. RTE prévoit une réduction significative des capacités de production, suite aux fermetures de centrales au fuel et au charbon un peu partout en Europe prévues entre 2013 et fin 2015. En outre, les prix relatifs des énergies (charbon et gaz) pèsent sur le développement et l'utilisation des moyens de production des cycles combinés au gaz. RTE reste attentif à d'éventuelles fermetures supplémentaires.

Suite à l'expérience de l'hiver 2012, RTE a examiné la robustesse du système au-delà du simple respect du critère d'adéquation (qui prévoit que l'espérance de durée de défaillance doit rester inférieure à trois

heures). Il considère la puissance théorique disponible — les « marges » — au-delà du critère d'adéquation. Celles-ci seraient de 5,8 GW en 2014, 4,5 GW en 2015, 0,4 GW en 2016 et 0 MW en 2017... L'analyse des marges permet d'évaluer l'impact de la fermeture potentielle de groupes thermiques, qui conduirait à une augmentation du risque de défaillances. En outre, les échanges d'électricité jouent un rôle essentiel pour la sécurité d'approvisionnement de la France. Si les échanges avec les pays voisins étaient nuls, la puissance manquante pour respecter le critère d'adéquation serait de plus de 6 GW dès 2016.

Une analyse supplémentaire a montré qu'« un événement climatique comparable à la vague de froid de février 2012 conduirait à une défaillance quasi certaine en 2016 dans le scénario de référence de consommation et avec les informations actuellement disponibles sur le parc de production à cet horizon. Cette vague de froid a été franchie sans défaillance en 2012 d'une part grâce à la présence d'environ 7 GW de marge et d'autre part en raison de la bonne disponibilité des parcs de production français et européens », conclut RTE.

Ressources abondantes, prix élevés : chances nouvelles pour le GNC

Le gaz naturel comprimé se cherche des niches de marché face au GNL.

Le gaz naturel comprimé (GNC) va-t-il enfin connaître un réel essor ? La décision annoncée en mars 2013 par la société australienne Woodside de passer du GNL au GNC en vue de développer certains champs gaziers a attiré l'attention sur ce mode de transport du gaz qui reste peu utilisé dans le monde, mais qui se développe d'année en année. Intéressée par ce client potentiel, la société Sea NG, spécialisée dans le transport du GNC, affirme qu'une usine de GNC pourrait être construite en deux ans, comparé à cinq pour une usine GNL.

Sea NG explique que la capacité d'un navire de production peut atteindre 500 Mpc/j (environ

5 Gm³/an), ce qui est suffisant pour absorber la production initiale de champs israéliens comme Léviathan et Tamar. L'objectif serait d'acheminer du gaz comprimé vers Chypre (l'un des futurs clients de Léviathan), mais aussi vers la Grèce. Selon Sea NG, le coût du gaz ainsi livré à Chypre et à la Grèce serait d'environ \$3/MBtu sous forme de GNC, y compris l'investissement de l'usine.

D'après une étude de l'American Bureau of Shipping (ABS), le transport du gaz comprimé est théoriquement envisageable pour des distances allant de 2500 à 5000 km et plusieurs cas peuvent justifier son utilisation : présence de petites réserves de gaz inexploitées et éloignées des débouchés, transport de gaz associés, accroissement progressif des capacités de production... Il peut aussi s'agir de créer un marché en vue de construire, ensuite, un gazoduc. Dans certains cas, le GNC peut tout bonnement remplacer un projet de gazoduc, tout en apportant plusieurs avantages non négligeables : plus de flexibilité, possibilité de déplacer

la technologie GNC sur d'autres gisements, sans oublier la suppression des problèmes environnementaux liés aux gazoducs. Selon l'ABS, les marchés qui sont potentiellement concernés par cette technologie sont nombreux : régions non raccordées à un réseau de gaz majeur (îles), zones à demande modérée, ou encore régions où il y a peu

de place pour implanter des infrastructures de GNL. Le GNC peut aussi être une solution en cas de contraintes environnementales importantes. Du côté des producteurs, sont avant tout concernés ceux qui souhaitent mettre en production des champs gaziers dispersés et inexploités, ou très nombreux, ou encore des champs de petite taille.

La Suisse opte pour un soutien raisonné aux renouvelables

Les Helvètes vont-ils réussir à développer les ENR en évitant une « bulle » du photovoltaïque ou de l'éolien comme en ont connu d'autres pays européens ?

Le 4 septembre, le Conseil fédéral suisse a adopté une première série de mesures relatives à la mise en œuvre de la Stratégie énergétique 2050 et il l'a soumise au Parlement pour examen. En 2011, le gouvernement et le Parlement suisses avaient décidé la sortie progressive du nucléaire. Les premières mesures visent à exploiter les potentiels dans les domaines de l'efficacité énergétique et des énergies renouvelables permettant notamment de compenser le non-renouvellement des centrales nucléaires. Le texte adopté est assez proche de la proposition soumise à la consultation entre le 28 septembre 2012 et le 31 janvier 2013, a indiqué la porte-parole de l'Office fédéral de l'énergie (Ofen) à EUROP'ENERGIES. Néanmoins, « le paquet de mesures a été remanié sur certains points pour être plus souple et mieux axé sur le marché en ce qui concerne les énergies renouvelables ». Dans le cadre des aides au développement des énergies renouvelables, « nous avons introduit un système de *marketing* direct. Cela signifie que les producteurs d'électricité verte devront vendre eux-mêmes le courant sur le marché », indique la porte-parole.

Pourtant, les objectifs visés par la Suisse sont très ambitieux. La consommation moyenne finale d'énergie par personne et par an doit diminuer de 16 % d'ici 2020 et de 43 % d'ici 2035 par rapport à l'an 2000. La consommation d'électricité doit diminuer de 3 % d'ici 2020 et de 13 % d'ici

2035. En matière de renouvelables (ENR), la Suisse se fixe comme objectif de produire au moins 4400 GWh d'électricité verte en 2020 et au moins 14 500 GWh en 2035. En 2012, la part des ENR dans la production électrique nette était de 3 %, soit environ 2000 GWh. Pour favoriser le développement des ENR, le supplément perçu sur le réseau destiné à financer la rétribution à prix coûtant du courant injecté (RPC) passera à 2,3 centimes le kWh (contre 1 centime actuellement et 1,5 centime en 2014).

Les opérateurs vendront le courant sur le marché et obtiendront une prime

Néanmoins, le dispositif RPC actuel est modifié en un système de rétribution de l'injection avec commercialisation directe. Les installations n'obtiendront plus une rétribution fixe. Les opérateurs devront vendre le courant sur le marché, mais ils obtiendront une prime d'injection correspondant, en gros, à l'écart entre la RPC et un prix de marché de référence. L'objectif étant que les installations renouvelables produisent en fonction des besoins du marché. Seules les installations qui ont été mises en service pour la première fois après le 1^{er} janvier 2013 sont admises dans le système de rétribution de l'injection. Les autres pourront obtenir une aide unique dans le cadre de projets de rénovation ou d'agrandissement notables. Le Conseil fédéral a renoncé à intégrer d'autres installations d'incinération des ordures et stations d'épuration des eaux usées dans le système de rétribution de l'injection. Enfin, le Conseil fédéral pourra fixer par appel d'offres le taux de rétribution pour l'électricité d'origine renouvelable. Les petites installations photovoltaïques (<10 kW) obtiennent dorénavant des contributions d'investissements uniques en remplacement de la RPC, contributions s'élevant à 30 % au maximum des coûts d'investissement des installations de référen-

ce. Une limite inférieure de 300 kW sera introduite pour l'encouragement de la petite hydraulique. Globalement, les taux de rétribution seront optimisés : ils ne couvriront plus les coûts réels, mais ils seront calculés sur les coûts de revient d'une installation de référence.

La Suisse opte pour un système prudent d'aides aux renouvelables. Le Conseil fédéral envisage cependant d'introduire un intérêt national pour l'utilisation et le développement des énergies renouvelables et insiste pour une planification nationale de développement des énergies renou-

velables comme base pour la fixation obligatoire de périmètres d'activités dans les plans directeurs et les plans d'affectation cantonaux. Enfin, les cantons doivent prévoir des procédures d'autorisation aussi rapides que possible pour la construction d'installations utilisant des énergies renouvelables. Pour mettre en œuvre le premier paquet de mesures, une révision totale de la loi sur l'énergie ainsi que les adaptations dans neuf autres lois fédérales sont nécessaires. Le texte n'en est qu'au début de son parcours parlementaire. Bref, on ne peut espérer un début d'application qu'au plus tôt courant 2015.

France : la concurrence sur les tarifs d'électricité est facilitée

Le mouvement tarifaire du 1^{er} août cible la « contestabilité » des tarifs d'électricité à fin 2015.

En France, les tarifs réglementés d'électricité ont augmenté de 5 % en moyenne pour les « tarifs bleus » et de 2,7 % pour les « tarifs jaunes » au 1^{er} août 2013. Les « tarifs verts » ont connu une évolution moyenne nulle. Les tarifs bleus devraient augmenter de 5 % supplémentaires au 1^{er} août 2014. Ces évolutions ne permettent pas encore une couverture des coûts de production d'EDF, mais elle préparent la fin des tarifs verts et jaunes et encouragent le développement de la concurrence sur les tarifs bleus à l'horizon 2015. La Cre, dans sa délibération du 25 juillet 2013, indique : « Les tarifs réglementés de vente d'électricité ne couvrent les coûts prévisionnels 2013 [...] pour aucune des trois couleurs tarifaires. Par ailleurs, les tarifs en vigueur depuis le 23 juillet 2012 ne permettent pas de couvrir les coûts constatés sur l'année 2012, sur aucun segment de clientèle ». Le retard à rattraper est évalué à 1,47 milliard d'euros au total par le régulateur. En revanche, les évolutions tarifaires permettent « d'améliorer substantiellement la contestabilité en moyenne des tarifs réglementés par des fournisseurs alternatifs d'électricité sur tous les grands segments de clientèle ». En outre, « la plupart des trappes tarifaires sont résorbées et les clients demeurent incités à des comportements rationnels en termes de choix tarifaires ».

Pour les tarifs jaunes, la hausse envisagée est différenciée par option tarifaire. Les tarifs en option Base et EJP augmentent respectivement de 2,6 % et de 9,2 %. Les mouvements permettent d'atteindre une structure tarifaire cible homogène par tarif et d'éliminer les trappes tarifaires qui subsistaient. Pour les tarifs verts aussi, les évolutions sont différenciées selon les options. La Cre indique qu'un tiers seulement du mouvement nécessaire en structure pour atteindre la cible tarifaire est prévue pour les tarifs verts B&C en option EJP. Cela signifie que la dizaine de très gros clients bénéficiant encore de ces tarifs payent implicitement moins cher leur ruban d'énergie. En revanche, pour les tarifs verts A et les autres options du tarif B&C, le mouvement tarifaire permet d'atteindre la cible.

En termes de structure, les tarifs jaunes et verts sont donc d'ores et déjà conformes à la cible visée pour l'horizon 2015. Cela est l'aboutissement d'un mouvement engagé depuis l'été 2009. En revanche, en termes de niveau, le consommateur reste dans le flou. Les coûts de production et commercialisation d'EDF ne sont pas couverts par ces tarifs et il faudra rattraper ce manque à gagner. Le gouvernement n'a fait aucune annonce et n'a prévu aucune disposition en 2014 concernant ces tarifs. A quelle sauce le client final sera-t-il mangé ? Le régulateur doit mener, l'année prochaine, une analyse d'évolution des coûts de production et des coûts commerciaux d'EDF nécessaires afin de déterminer le niveau d'évolution des tarifs réglementés de vente à envisager. Sera-t-il suivi par le gouvernement, qui risque une saisie de l'Autorité de la concurrence, voire du Conseil d'Etat, s'il ne le fait pas ?

L'acheteur du mois

France : Aéroports de Paris fait le choix de l'auto-consommation

Les contrats de gaz d'Aéroports de Paris vont passer sur le marché libre cet automne. En électricité, le gestionnaire aéroportuaire se prépare pour la fin 2015.

Fin mai 2013, Aéroports de Paris annonçait la mise en service d'une centrale photovoltaïque composée de 792 panneaux solaires et s'étendant sur une surface totale de 4000 m². Cette ferme solaire doit produire 157 MWh/an d'électricité « qui seront directement injectés dans notre réseau », indique l'autorité aéroportuaire. Cette installation fonctionnera-t-elle donc en dehors du dispositif des obligations d'achat ? Voilà qui avait de quoi éveiller la curiosité d'EUROP'ENERGIES. La supposition a été confirmée : « La centrale solaire fonctionne effectivement hors obligation d'achat et nous auto-consommons sa production d'électricité », explique Jessica Jaotombo, responsable des énergies renouvelables d'Aéroports de Paris, à EUROP'ENERGIES. « Nous sommes conscients de l'originalité d'investir dans un tel projet avec la spécificité de l'auto-consommation, hors obligation d'achat. Ce projet est important pour nous et si le retour d'expérience s'avère concluant, cela nous permettra de développer du solaire sur nos plates-formes aéroportuaires », ajoute-t-elle. Le groupe étudie un autre projet d'auto-consommation d'électricité sur son site du Bourget : une étude est en cours pour la mise en place d'une cogénération à l'huile de colza pour chauffer et alimenter en électricité la caserne des pompiers.

Couvrir 30 % de sa consommation d'électricité par de l'électricité verte

Aéroports de Paris a engagé des efforts de maîtrise de l'énergie depuis de nombreuses années. Dans le cadre de son plan stratégique 2011-15, l'autorité aéroportuaire a prévu de diminuer de 12,5 % sa consommation d'énergie primaire par m² de bâtiments par rapport à 2009 ; de diminuer de 25 % ses émissions de CO₂ ; de développer à hauteur de 15 % la part d'énergies renouvelables (ENR) dans sa consommation interne d'énergie finale et de couvrir 30 % de sa consommation d'électricité par de l'électricité verte. « A la fin 2012, nous avons déjà diminué de 3,15 % notre consommation interne d'énergie, de 20 %

nos émissions de CO₂ et les ENR représentent 8,05 % de notre consommation interne d'énergie. Nous sommes donc en ligne avec nos objectifs », précise Jessica Jaotombo. Avant l'installation de la ferme solaire à Paris-Charles De Gaulle, Aéroports de Paris avait déjà déployé deux projets. En 2011, une centrale géothermique a été mise en service à Paris-Orly, qui couvre 100 % des besoins en chaleur des terminaux. En septembre 2012, une centrale au bois a été démarrée à Paris-Charles De Gaulle qui devrait assurer jusqu'à 25 % des besoins en chauffage de l'aéroport. En outre, l'autorité aéroportuaire développe un important programme d'économies d'énergie, qui concerne l'éclairage des pistes et des terminaux, et les équipements informatiques.

Le groupe se prépare à 2015 et à la fin des tarifs réglementés verts et jaunes

Aéroports de Paris est un important consommateur d'énergie. Sa consommation annuelle de gaz est d'environ 360 GWh et celle d'électricité de 505 GWh. « En électricité, ce volume représente la consommation interne et externe des trois aéroports parisiens. Nous agissons comme revendeurs pour l'alimentation des hangars que nous louons, pour les bâtiments tels que le siège d'Air France, pour les boutiques des aéroports, etc. En matière de chaleur, nous consommons près de 250 GWh/an pour nos besoins propres », précise Bruno Cauquais, responsable du pôle Achats généraux. Pour l'électricité, Aéroports de Paris a signé un contrat sur deux ans en 2012, qui est reconductible encore deux ans. Le groupe se prépare également à 2015 et la fin des tarifs réglementés verts et jaunes, car pour le moment, seuls ses plus gros contrats sont sur le marché libre et Paris-Le Bourget est encore aux tarifs. « Nous envisageons de lancer une consultation dès 2014 pour anticiper la sortie des tarifs réglementés. Nous regardons de très près l'évolution de l'Arenh compte tenu des prix de marché actuels », explique Bruno Cauquais.

Pour la fourniture de gaz, une consultation est en cours pour les trois aéroports. « Nous avons intéressé beaucoup de candidats. Tous les grands fournisseurs européens ont répondu à notre consultation. La bagarre sur les prix a été très forte, même si la négociation se fait sur la marge commerciale, qui est très faible », indique Bruno Cauquais. La différence s'est aussi faite sur les services énergétiques (outils de suivis, audits, CEE, etc.). A terme, Aéroports de Paris examinera sûrement les possibilités d'acheter sur les pegs.

Prix et tarifs

France : investissements et équilibre financier sont des impératifs

Le tarif d'utilisation du réseau de transport a augmenté de 2,4 % au 1^{er} août 2013. RTE a réussi à conserver à un niveau stable le taux de rémunération de ses actifs.

Après presque deux ans de préparation, de consultations et de discussions, le tarif d'utilisation du réseau de transport (Turpe 4 HTB), applicable du 1^{er} août 2013 au 31 juillet 2017 en France, est paru au *Journal officiel* du 30 juin 2013. Il prévoit une hausse de 2,4 % au 1^{er} août, puis une évolution annuelle suivant l'inflation. Pour la plupart des consommateurs, cette augmentation est minime, puisque la part du tarif de transport ne représente que 8 % de la facture des particuliers et 12 % en moyenne pour les industriels, soit une incidence totale comprise entre 0,2 et 0,3 %. Pourtant, les évolutions du secteur électrique amènent RTE à poursuivre un programme ambitieux d'investissements, en hausse progressive depuis 2006 (de 600 millions d'euros cette année-là à 1,4 milliard d'euros en 2013). « Sur un plan stratégique, nous souhaitons continuer à maintenir notre niveau d'investissement pour adapter le réseau de transport aux attentes de nos clients. La ligne directrice de notre entreprise est la qualité du service et c'est en renouvelant, en développant notre réseau, en réalisant de nouvelles interconnexions et en raccordant les moyens de production notamment renouvelables que nous y parviendrons », rappelle Philippe Dupuis, directeur général adjoint en charge de la direction financière de RTE, à EUROPE ENERGIÉS.

Maintenir le niveau d'investissements

Comment RTE parvient-il à maintenir ce niveau d'investissements ? « Tout le pilotage des finances de RTE vise à maintenir notre capacité à accomplir durablement nos missions, au service de nos clients. Dans le processus d'élaboration du tarif, nous avons un dialogue constructif avec la Cre. La stabilité du cadre réglementaire donne une visibilité sur plusieurs années pour couvrir les coûts d'ex-

ploitation et réaliser les objectifs industriels, sans trop peser sur les clients qui en bénéficient », insiste Philippe Dupuis. Cela s'est traduit par des demandes de hausse de tarif raisonnables de la part de RTE. En revanche, le directeur financier s'est battu pour conserver le taux de rémunération des actifs en ligne avec le Turpe 3, à 7,25 %. « C'est essentiel pour maintenir notre autofinancement, notre capacité à emprunter dans de bonnes conditions et donc à maîtriser notre niveau d'endettement », explique Philippe Dupuis. RTE finance 75 % de ses investissements sur ses fonds propres et a recours à l'emprunt pour les 25 % restants. A fin 2012, la dette nette de RTE était de 6875 millions d'euros contre 6578 en 2011, avec un *gearing* de 1,44. « Comme nous amortissons les infrastructures nécessaires aux acteurs du marché sur de très longues durées — parfois supérieures à quarante ans —, nous pourrions avoir une hausse excessive de la dette à terme si on ne la maîtrisait pas fermement avec un regard sur l'avenir », met en garde le directeur financier de RTE. En outre, RTE verse un dividende à son actionnaire unique, EDF, qui s'est élevé à 60 % de son résultat en 2012, soit environ 250 millions d'euros.

En parallèle, RTE renforce ses objectifs de performance interne. « Nous devons adapter notre trajectoire financière et nos efforts aux exigences imposées par le nouveau tarif. Ces exigences reflètent la volonté du régulateur et de nos clients d'améliorer la qualité de service et de maîtriser nos dépenses. La Cre joue le rôle nécessaire de stimulation du monopole que nous sommes », explique Philippe Dupuis. Dans le cadre des ses objectifs de performance, le gestionnaire du réseau de transport (GRT) revoit donc ses contrats d'achat avec ses fournisseurs et fait évoluer ses procédures. L'économie sur les achats est estimée à plus de 400 millions sur les quatre ans du Turpe. En outre, le Turpe prend en compte la stabilisation des effectifs du GRT sur la période 2013-17, tout en permettant à RTE d'engager le renouvellement des compétences en vue des nombreux départs à la retraite prévus dans les trois ans à venir. RTE s'est aussi engagé sur une baisse de ses dépenses d'exploitation de 1 % par an. La gestion de RTE est un exercice de vision à long terme.

Nouveaux usages

Belgique : Fluxys croit au développement de l'utilisation du gaz naturel carburant

Fluxys Belgium en est convaincu : « Le gaz naturel dispose d'un fort potentiel en tant que carburant pour le transport ».

A l'instar de ses homologues européens, Fluxys Belgium explore les voies de diversifications de ses activités. Déjà, il développe un *hub* pour l'utilisation du GNL à petite échelle au terminal GNL de Zeebrugge. Principal marché visé : l'approvisionnement en carburant des navires croisant en mer du Nord. A Zeebrugge, Fluxys construit actuellement un nouvel appontement qui permettra à de petits méthaniers de venir charger du GNL pour approvisionner des navires en mer. L'approvisionnement en GNL de bateaux en milieu fluvial est également envisagé. Des réservoirs pourraient être installés le long de certaines voies de passage et dans les grands ports fluviaux belges. La région flamande examine, en lien avec Fluxys, un projet de stockage de GNL dans le Port d'Anvers, par exemple.

Fluxys Belgium s'intéresse également au débouché du GNL pour les camions affectés au transport longue distance. L'entreprise indique évaluer, en partenariat avec une entreprise de transport, un projet pilote afin de construire une première station-service de GNL en Flandres. La décision finale d'investissement est prévue pour l'automne 2013 et « d'autres partenaires potentiels ont d'ores et déjà manifesté un intérêt pour développer de nouvelles stations-service », indique l'opérateur belge dans la présentation de ses résultats du premier semestre 2013. Le groupe est « prêt à investir avec des partenaires dans d'autres infrastruc-

tures pour continuer à développer la chaîne logistique d'approvisionnement ». Concernant le développement des activités de GNL de détail pour le port de Zeebrugge, Fluxys en estime le potentiel à 40 Mt/an pour l'avitaillement de navires et à 5 Mt/an pour l'approvisionnement de camions (potentiel calculé dans un rayon de 500 km autour de Zeebrugge).

Fluxys va plus loin : il stimule l'utilisation du gaz

Mais Fluxys Belgium va plus loin que ses homologues européens et « essaye de stimuler l'utilisation du gaz naturel comprimé (GNC) comme carburant », indique un porte-parole du groupe à EUROPE ENERGIÉS. L'opérateur examine « des projets concrets avec les gestionnaires de distribution afin de déterminer la meilleure manière d'investir dans des stations-service de GNC ». Il rappelle que plus d'un million de véhicules roulent actuellement au gaz en Europe, notamment en Italie et en

Allemagne. Le passage au GNC permet de réduire les émissions de CO₂. Il existe donc un marché à développer dans des pays où le gaz est encore peu utilisé comme carburant pour les voitures, comme en Belgique.

Fluxys Belgium avait déjà entamé une diversification de ses services. Depuis juin 2010, des camions-citernes peuvent effectuer des chargements de GNL au terminal de Zeebrugge. Ce service rencontre un succès croissant puisque, au premier semestre 2013, 256 camions se sont approvisionnés, contre 142 un an plus tôt. Le service de chargement de méthaniers reste également sollicité, en raison des prix élevés du GNL en Asie. Au premier semestre 2013, seuls dix-huit méthaniers ont été déchargés au terminal GNL de Zeebrugge, contre 23 au premier semestre 2012 et 41 au premier semestre 2011. En revanche, dix méthaniers y ont été chargés (contre treize l'année dernière pendant la même période et aucun au premier semestre 2011), ce qui représente plus de 0,5 million de tonnes de GNL.

Autre activité, autre défi pour le groupe belge : définir une offre de stockage de gaz naturel attractive pour faire face à la « concurrence féroce qui trouve son origine dans la multiplication des offres de stockage et des autres sources de flexibilité en Europe ». Déjà, début 2013, Fluxys a dû développer une nouvelle offre pour remplir son stockage de Loenhout. L'entreprise a réussi à vendre la majeure partie des services à un an qui restaient invendus. Néanmoins, Fluxys se prépare, en collaboration avec la Creg, à proposer de services de stockage sur le point de négoce ZTP également, et « à s'aligner davantage sur les besoins du marché pour la prochaine saison de stockage ».

Les activités de Fluxys Belgium

- Transport de gaz naturel en Belgique et dans les grandes canalisations internationales
- Stockage de gaz naturel en Belgique
- Terminalling GNL : Zeebrugge et Dunkerque (en construction)
- Services de marché

Perspectives

Le *power-to-gas* va chambouler les réseaux

L'électricité en surplus attendue des énergies renouvelables peut être valorisée sous forme d'hydrogène ou de méthane, et transiter par le réseau de gaz.

Le lecteur d'EUROP'ENERGIES le sait bien, les mondes du gaz et de l'électricité sont encore très séparés, même si l'on peut être fournisseur de l'un et de l'autre. Culturellement, on est soit gazier, soit électricien. Mais le *power-to-gas* (P2G) va abolir cette dichotomie. En effet, il est possible de valoriser sous forme de gaz, injectable en gazoduc, les excédents de production électrique attendus des énergies renouvelables intermittentes, voire d'en refaire de l'électricité à d'autres moments. Économiquement, le modèle reste à définir, surtout en l'absence de marché de capacités, mais techniquement, ce tour de magie est au point. Il s'agit tout bêtement d'une électrolyse : l'électricité excédentaire décompose de l'eau en hydrogène et oxygène. Cet hydrogène est injectable tel quel en gazoduc, ou associable à du CO₂ pour fabriquer du méthane (un procédé appelé méthanation). Et le méthane, c'est du gaz naturel ! Rendement de chaque opération : environ 60 %. Ensuite, libre à chacun d'utiliser cet « e-gaz » comme il l'entend : pour du chauffage, pour produire de l'électricité (en cycle combiné ou en moteur à gaz) ou pour du transport (dans des véhicules au GNV). Cette dernière application peut aussi se contenter d'hydrogène : envoyé dans une pile à combustible, H₂ redevient de l'électricité et fait rouler une voiture électrique. Sur ce point, l'Allemagne a une longueur d'avance, notamment avec le constructeur Audi. Il faut dire que ce

pays a l'habitude des surproductions ponctuelles d'électricité renouvelable, faute de réseaux capables de les absorber en masse.

Le P2G : une composante forte de la transition énergétique

Pour GRTgaz, une telle fongibilité des usages (chauffage, électricité, mobilité) est révolutionnaire. « Cette idée ne repose pas sur un pari technologique hasardeux ou un hypothétique changement de société, mais sur le rapprochement intelligent de deux formes complémentaires d'énergie et la réutilisation opportune d'infrastructures existantes », résume Thierry Trouvé, directeur général. L'opérateur voit dans le P2G une composante forte de la transition énergétique. Et, aux côtés du développement du biométhane (produit à partir de déchets sylvicoles, agricoles, agroalimentaires ou ménagers), un moyen d'atteindre 100 % de « gaz renouvelable » en 2050. C'est aussi le sens du projet Volt-Gaz-Volt, porté par l'eurodéputée Corinne Lepage, laquelle met en avant le bénéfice en termes de réduction de la dépendance de l'Europe aux énergies fossiles, et donc du déficit commercial. « Les coûts actuels de production de H₂ sont élevés (environ 250 euros/MWh), mais l'objectif est de les faire tomber à environ 80 euros/MWh en 2018 », espère-t-elle. Soit deux fois le prix actuel du

gaz russe importé. Pour préparer le terrain, les expérimentations de P2G se multiplient, en particulier dans les régions touristiques ensoleillées où le réseau électrique s'accommode mal de fortes décorrélations entre pics de production et de consommation : plate-forme Myrte en Corse, électrolyseur à La Croix-Valmer, projet Ingrid dans les Pouilles. Citons aussi le projet Grhyd porté par GDF Suez au titre des investissements d'avenir (l'hydrogène étant injecté dans le réseau de gaz naturel ou dans du GNV pour autobus), et les réalisations de la firme allemande Enertrag : hydrogène incorporé à du biogaz à Prenzlau, station d'hydrogène pour véhicules à Berlin, projet à Cambrai pour de l'hydrogène destiné à redevenir de l'électricité ou à s'incorporer au gaz (en gazoduc ou en moteur GNV).

Dans son scénario visant 100 % de gaz biosourcé dans le mix français en 2050, le distributeur GrDF voit ainsi le P2G contribuer à hauteur de 20 à 35 TWh/an. Chez GRTgaz, on a demandé au cabinet E-Cube de creuser la question, sur la base du scénario « Vision 2050 » de l'Ademe qui prédit à cet horizon 70 GW éoliens et 60 GW solaires. Résultat : il faut s'attendre à quelque 75 TWh/an de surplus d'électricité, dont un tiers pourrait être orienté vers le réseau de gaz par électrolyse. « Avec mille électrolyseurs de 10 MW à 70 % de rendement et 3 millions d'euros pièce, on obtient 18 TWh/an d'hydrogène, soit 7 % du contenu énergétique et 20 % du volume du réseau », calcule Mylène Poitou, chargée des relations stratégiques chez GRTgaz. Ce dernier peut supporter jusqu'à 6 % d'hydrogène en volume. Au-delà, il devra être adapté.

Statistiques

Cedigaz : la consommation mondiale de gaz naturel a augmenté de 2,2 % en 2012

Dans son *Panorama 2012 de l'année gazière*, Cedigaz indique que la consommation mondiale de gaz naturel a augmenté de 2,2 % l'an dernier, soit 73 Gm³ supplémentaires. La demande soutenue en Asie-Océanie (+38,8 Gm³), en Amérique du Nord (+22,4 Gm³) et au Moyen-Orient (+18,1 Gm³) a largement compensé la baisse de la consommation en Europe (-26 Gm³). Une bonne part de ce dernier recul est due au Royaume-Uni (-5,6 %) et à l'Italie (-3,9 %). Néanmoins, plusieurs pays européens ont augmenté leur consommation réelle, notamment l'Allemagne (+1,4 %) et la France (+4,6 %). Du côté de la production, c'est le Moyen-Orient qui a enregistré la plus forte hausse en pourcentage (+4,8 %). En valeur absolue, c'est toutefois l'Amérique du

Monde : évolution du négoce de gaz en 2012 (en Gm³)

	2011	2012	% de var.
Négoce interrégional			
Gazoducs	219,9	212,0	-3,6 %
GNL	216,8	209,9	-3,2 %
Total	436,7	421,9	-3,4 %
Négoce intra-régional			
Gazoducs	482,7	489,5	+1,4 %
GNL	104,4	104,2	-0,2 %
Total	587,1	593,7	+1,1 %
Négoce international			
Gazoducs	702,6	701,5	-0,1 %
GNL	321,2	314,1	-2,2 %
Total	1 023,8	1 015,6	-0,8 %

Source : Cedigaz.

Nord qui a le plus progressé (+25,9 Gm³). L'Afrique, de son côté, a sensiblement augmenté sa production en 2012 (+4,6 % à 211 Gm³) après, il est vrai, une chute de 5,8 %

Monde : bilan gazier de l'année 2012 (en Gm³)

	Prod.	Exports	Imports	Demande
A. du Nord	867,1	129,1	142,5	880,5
CEI	793,6	274,5	97,7	616,8
Moyen-Orient	540,4	160,4	34,5	414,5
Asie et Océanie	494,2	110,7	259,0	642,5
Europe	277,9	201,2	446,6	523,3
Afrique	211,0	99,3	6,1	117,9
Amérique Latine	164,5	40,6	29,2	153,2
Monde	3348,7	1015,6	1015,6	3348,7

Source : Cedigaz.

Evolution de la consommation gazière de l'Europe en 2012 (en Gm³)

	2011	2012	% de var.
Allemagne	83,1	84,3	+1,4
Royaume-Uni	83,9	79,1	-5,6
Italie	77,9	74,9	-3,9
France	43,5	45,5	+4,6
Turquie	43,6	43,9	+0,7
Pays-Bas	39,7	38,1	-4,0
Espagne	32,0	31,0	-3,3
Belgique	17,0	17,2	+1,2
Pologne	14,6	15,3	+4,8
Roumanie	14,0	13,4	-4,3
Autres	90,7	81,3	-10,4
Total UE-25	540,0	524,0	-3,0

Source : Cedigaz.

en 2011. Enfin, les exportations de gaz ont globalement chuté de 4 % l'an dernier, affectées notamment par la forte baisse des importations de GNL en Europe (-26,3 % à 64,5 Gm³). La part du GNL dans l'approvisionnement

Importations européennes de GNL par source (en Gm³)

	2011	2012	% de var.
Trinidad et Tobago	3,64	2,46	-32,5
Pérou	2,27	2,65	+16,5
Total A. Latine	5,92	5,11	-13,7
Norvège	2,95	3,31	+12,3
Algérie	16,10	13,95	-13,3
Egypte	4,29	2,78	-35,1
Libye	0,08	0,00	
Nigeria	15,16	11,49	-24,2
Total Afrique	35,63	28,22	-20,8
Qatar	41,99	30,11	-28,3
Yémen	1,16	0,00	
Total Moyen-Orient	43,23	30,11	-30,3
Ré-exportations	-0,10	-2,21	
Total	87,63	64,56	-26,3

Source : Cedigaz.

gazier européen est ainsi tombée à 10 % en 2012. A noter enfin le rôle accru de la Norvège sur le marché européen : ce pays a assuré l'an dernier 22 % des approvisionnements du continent, contre 18 % en 2011.

Le mot du juriste

Les aides d'Etat en faveur des industriels à forte intensité énergétique sous contrôle

Le mot de Anne-Laure Proisy et Paul Ravetto, avocats à la cour, cabinet Ravetto Associés.

Le 17 juillet 2013, la Commission européenne (CE) s'est prononcée sur deux régimes d'aides instaurés par l'Etat allemand en faveur des industries à forte intensité énergétique. Elle a déclaré incompatible avec le marché intérieur un régime de subventions mis en place en 2009 en faveur des producteurs de métaux non ferreux, visant à compenser les coûts liés au système européen d'échange de quotas d'émission de gaz à effet de serre (SEQE). Selon la CE, ce régime ne favorisait qu'un nombre limité de bénéficiaires, introduisant une distorsion de concurrence avec les autres entreprises européennes. Dans une seconde décision, elle a jugé en revanche compatible un système de compensation des surcoûts supportés par certains industriels électro-intensifs en raison de l'entrée en vigueur au 1er janvier 2013 des nouvelles règles du marché du carbone. En mai 2013, la Commission avait déjà approuvé un projet d'aide similaire en Grande-Bretagne.

Les aides d'Etat devraient permettre de prévenir les fuites de carbone

La position favorable adoptée par la CE vis-à-vis des régimes d'aides allemand et britannique précités trouve son fondement dans la directive européenne 2009/29/CE du 23 avril 2009 qui organise pour la période 2013-2020 la mise aux enchères des quotas de CO₂ auparavant alloués gratuitement. Cette directive prévoit la possibilité pour les Etats membres d'octroyer des aides aux entreprises visant à compenser les hausses des prix de l'électricité résultant de l'inclusion des coûts des émissions de gaz à effet de serre imputables au SEQE (autrement appelés « coûts des émissions indirectes »). En effet, les producteurs d'électricité sont présumés répercuter le coût des quotas de CO₂ qu'ils achètent sur le prix de l'électricité échangée sur le marché de gros, ce coût des émissions indirectes s'ajoutant par ailleurs au coût direct des émissions de CO₂ supporté par les entreprises électro-intensives qui devraient également acheter des

quotas à compter de 2013. Or, ces dernières ne peuvent pas toujours répercuter les coûts des émissions indirectes sur leurs propres clients en aval, sans risquer de subir une perte de parts de marché au profit de concurrents de pays tiers. Les aides d'Etat prévues par la directive du 23 avril 2009 devraient ainsi permettre de prévenir les effets négatifs des nouvelles règles du SEQE et d'éviter les « fuites de carbone », c'est-à-dire le déplacement des émissions de CO₂ à travers la délocalisation des industries européennes hors de l'UE où la réglementation environnementale est moins stricte.

Les critères précisés par la CE

Les critères à respecter par les Etats membres qui souhaiteraient soutenir certaines entreprises affectées par la réforme du SEQE ont été précisés par la CE qui a adopté en mai 2013 des lignes directrices concernant certaines aides d'Etat dans le contexte du système d'échange de quotas d'émission de gaz à effet de serre après 2012. Les mécanismes de compensation autorisés sont ainsi strictement limités à certains secteurs électro-intensifs, tels que la sidérurgie, l'industrie chimique ou encore l'industrie du papier-carton. Afin de conserver le caractère incitatif du SEQE et ne pas compromettre l'objectif de réduction des émissions de GES de 20 % d'ici 2020, la CE exige par ailleurs que les aides nationales ne couvrent pas la totalité des surcoûts supportés et qu'elles soient dégressives dans le temps. Celles-ci ne peuvent donc couvrir que jusqu'à 85% des surcoûts pour la période 2013 et 2015, les subventions devant ensuite diminuer de manière progressive jusqu'à 75% des surcoûts en 2020. C'est à l'aune de ces critères que la Commission a approuvé l'un des régimes d'aide d'Etat allemand et celui proposé par la Grande-Bretagne.

A l'heure où la France met en place un statut de « consommateurs gazo-intensifs », prévoyant la possibilité de leur faire bénéficier de conditions particulières d'approvisionnement et d'accès aux réseaux, ces décisions récentes de la CE relancent le débat sur la compatibilité avec le marché intérieur des régimes de soutien nationaux en faveur des industriels à forte intensité énergétique. L'examen de compatibilité mené par la CE révèle encore une fois toute la complexité de l'articulation des objectifs environnementaux et économiques, dans un contexte de fragilité des industriels électro-intensifs, dont la compétitivité dépend étroitement des prix de l'énergie.

Flashes

Belgique-Luxembourg : axe gazier renforcé

Fluxys Belgium procède au renforcement de l'axe gazier de transport Ben-Ahin-Bras. Cet investissement répond à la hausse de la demande en gaz naturel des ménages et des PME dans la province du Luxembourg et à la hausse prévisible de la demande au Grand-duché du Luxembourg. La canalisation existante a été remplacée par une nouvelle conduite de plus gros diamètre. L'ensemble de cet axe sera mis en service à la mi-septembre.

R.-U. : importations gaz en hausse de 9,3 %

Les importations britanniques de gaz ont atteint un niveau record au cours du premier semestre 2013, à 1 TCF (28 Gm³). Ceci représente une hausse de 9,3 % par rapport au premier semestre 2012. 81 % de ces importations ont été livrés par gazoducs, principalement depuis la Norvège et les Pays-Bas. Les 19 % restants représentent du GNL, en provenance du Qatar essentiellement.

Suisse : ré-organisation de Swissgrid

Swissgrid, la société nationale suisse d'exploitation du réseau de transport d'électricité, se réorganise. À compter du 1^{er} octobre 2013, la société se scindera en quatre divisions. La division Grid Operations aura en charge l'exploitation opérationnelle, ainsi que la maintenance et le développement du réseau. Market Operations s'occupera de la structuration et de l'exploitation du marché. Strategy &

Development sera responsable de l'agencement et du développement de l'organisation ainsi que de la mise en œuvre de projets stratégiques. Enfin, la division Corporate Services proposera des services en interne en soutien à l'activité centrale. La direction est composée comme suit : Pierre-Alain Graf, CEO ; Rainer Mühlberger, responsable Strategy & Development ; Jörg Spicker, responsable Market Operations ; Luca

Baroni, responsable Corporate Services ; et Yves Zumawald, responsable Grid Operations.

France : une contribution climat énergie pour 2014

En France, le 22 août, à l'occasion des journées d'été du parti Europe Ecologie les Verts, Philippe Martin, ministre de l'Ecologie, du

France : le dossier du renouvellement des concessions hydroélectriques est relancé

En France, le ministre de l'Economie et des Finances, le ministre délégué chargé du Budget et le ministre de l'Ecologie, du Développement durable et de l'Energie ont indiqué, le 27 août, que le lancement, de manière échelonnée, du renouvellement des premières vallées pourrait intervenir dès le premier semestre 2014. Le gouvernement estime que « la mise en concurrence constitue la solution juridique la plus robuste pour optimiser le patrimoine national de l'hydroélectricité ». Les ministres déclarent attendre les conclusions du rapport de la mission d'information confiée à la commission des affaires économiques de l'Assemblée nationale. Le rapporteur de la mission est la députée Marie-Noëlle Battistel.

Les ministres répondaient à un référé du premier président de la Cour des comptes relatif au renouvellement des concessions hydroélectriques, rendu public le 2 septembre. La loi de finances de décembre 2006 a prévu l'institution, lors du renouvellement des concessions hydroélectriques, d'une redevance proportionnelle aux recettes résultant des ventes d'électricité. Or, souligne la Cour des comptes, cette redevance n'a jamais été appliquée aux nombreuses concessions arrivées à échéance depuis fin 2006. Certaines d'entre elles ont été simplement prorogées. La Cour des comptes estime à 3 millions d'euros la perte directe résultant de la non-application de la redevance pour les collectivités pour l'année 2012. En 2013, elle sera d'environ 50 millions d'euros, pour atteindre près de 100 millions d'euros par an en 2020. Dans la mesure où le renouvellement des concessions n'aura lieu au mieux qu'en 2016, étant donné la longueur de la procédure type, estime la Cour des comptes, la perte cumulée sur la période pourrait atteindre plus de 250 millions d'euros. « La mise en concurrence constitue un moyen adapté pour ne pas abandonner aux concessionnaires la rente hydroélectrique », selon la Cour des comptes. Le projet de mise en concurrence des concessions hydroélectriques avait été lancé par le gouvernement précédent. Le calendrier prévoyait les premières attributions à partir de 2012...

Les raisons des flux de gaz incompris sur Interconnector et BBL

Les régulateurs du marché de l'énergie avaient lancé une consultation, en octobre dernier, pour une analyse des flux du gaz sur les gazoducs trans-Manche Interconnector et BBL, car ils avaient constaté que ces flux n'étaient pas toujours dirigés vers le marché aux prix les plus élevés. Ainsi, les flux du gaz entre la Belgique et les Pays-Bas, d'un côté, et le Royaume-Uni, de l'autre, « réagissent de manière limitée aux signaux de prix », avaient-ils constaté. Ils signalent aujourd'hui que « quelques réglementations pour les tarifs de transport dans certains pays [...] contribuent à ce que les flux du gaz ne suivent pas toujours les signaux de prix des différentes places de marché ». Les régulateurs vont donc « évaluer lesdites réglementations ». En outre, ils invitent les gestionnaires de BBL, d'Interconnector et des réseaux de transport à « établir ensemble un plan pour une implémentation anticipée des nouvelles règles européennes » en matière de tarifs de transport.

Développement durable et de l'Énergie, a officiellement annoncé la création d'une contribution climat énergie (CCE), ainsi que son inscription dans le projet de loi de finances 2014. Il n'a rien précisé quant aux modalités et à la date d'application de cette nouvelle taxe. Le Premier ministre français a, lui, indiqué que la CCE ne « modifierait pas le niveau des prélèvements en France ». La

France : Strasbourg crée trois filiales à réseau GDS

Strasbourg va créer trois nouvelles sociétés, dans le cadre de partenariats publics et privés, qui seront rattachées à Réseau Gaz Distribution Services (Réseau GDS), dont la Ville est actionnaire et administrateur. « Réseaux de chaleur urbains de Strasbourg » sera détenu à 51 % par Réseau GDS et à 49 % par la société coopérative EBM Thermique. Cette filiale sera dédiée à la conception et à l'exploitation de réseaux biomasse et multi-énergies. Elle sera « amenée à financer, construire, exploiter, entretenir des installations de production de chaleur, dans les secteurs des réseaux de chaleur et réseaux de froids ». L'investissement initial dans la filiale sera de quatre millions d'euros. Réseau GDS va s'associer à la Société d'aménagement et d'équipement de la région de Strasbourg (SERS) — détenue à près de 40 % par la Ville et la communauté de Strasbourg — pour « développer une activité d'expertise et de conseil en efficacité énergétique, soutenir des projets, avec ou sans financement, tout en se faisant garants en performance énergétique ». Cette filiale proposera aux collectivités locales, aux bailleurs et aux secteurs résidentiels et tertiaires des contrats de performance et d'optimisation énergétique. La filiale sera dotée d'un capital de deux millions d'euros. Enfin, Biogénère, qui verra le jour à l'automne 2013, sera chargée de produire, à l'horizon 2015, du biométhane à partir des effluents de la station d'épuration de Strasbourg, injecté ensuite dans les réseaux.

CCE serait une « réorientation de la fiscalité ». Il s'agira « de modifier progressivement les bases sur lesquelles reposent notre fiscalité en dissuadant les comportements polluants et en favorisant les comportements vertueux », a-t-il ajouté le 22 août.

Belgique : nouveau comité de direction de la Creg

En Belgique, le nouveau comité de direction de la Creg est en place depuis le 1^{er} septembre 2013. Marie-Pierre Fauconnier est nommée à la présidence ; Laurent Jacquet, à la direction des prix ; Andreas Tirez à la direction technique ; et Koen Locquet à la direction administrative. Marie-

Pierre Fauconnier était auparavant directrice générale de l'énergie au ministère fédéral belge de l'Économie.

France : Gas Natural F. fournira du GNL à Knauf

Knauf Industries a signé un contrat avec Gas Natural Fenosa pour la fourniture de GNL pour son site de Guéméné-sur-Scorff, en Bretagne. Le groupe utilisera le GNL pour son process et son chauffage. Ce site de Knauf Industries dans l'ouest de la France fabrique des emballages de protection destinés aux industriels de l'agroalimentaire. Gas Natural Fenosa a d'ores et déjà signé une

dizaine de contrats pour alimenter en GNL des installations industrielles en France. Cela représente un volume de 193 GWh sur cinq ans.

EEX : introduction de produits gaz B

EEX va lancer, le 1^{er} octobre, sur la plate-forme Pegas, des produits gaz à bas pouvoir calorifique (gaz B) sur les zones de livraison allemandes Gaspool et NetConnect Germany (NCG). Les produits Spot EEX sur les zones Gaspool et NCG ainsi que sur la zone TTF sont disponibles à la négociation 24 heures sur 24 et 7 jours sur 7. Aujourd'hui, seul le gaz à haut pouvoir calorifique (gaz H) est disponible.

France : soutien au déploiement de Gazpar

En France, le 2 août, le gouvernement a « confirmé son soutien — sur le principe — à la généralisation du compteur communicant 'Gazpar', projet porté par GRDF ». Ce n'est qu'à l'issue des procédures d'appel d'offres lancées par GRDF que le gouvernement prendra la décision d'approbation formelle et définitive, si l'intérêt du projet pour le marché et les consommateurs est bien confirmé. Ce déploiement porte sur onze millions de compteurs d'ici 2022.

Suisse : hausse des tarifs d'électricité en 2014

Selon l'Association des entreprises électriques suisses (AES), les investissements dans l'approvisionnement en électricité et l'augmentation des taxes

France : l'Etat doit mieux organiser le soutien aux ENR

En France, la Cour des comptes a rendu, le 25 juillet, un rapport sur la politique de développement des énergies renouvelables. La Cour souligne que l'objectif de 23 % d'énergie renouvelable en 2020 sera difficile à atteindre. L'effort à consentir entre 2012 et 2020 sera beaucoup plus important que celui accompli entre 2011 et 2012. La Cour des comptes estime que l'Etat s'est « insuffisamment organisé » dans ses aides, « dispersant ses efforts et n'évaluant pas suffisamment les effets socio-économiques de ses décisions, en particulier le contenu en emplois et l'impact sur la balance extérieure ». L'atteinte des objectifs 2020 et au-delà aura un coût élevé pour la collectivité. Il pourrait monter à 40,5 milliards d'euros pour la période 2012-20, contre G€14,3 pour 2005-11. S'y ajoute les investissements de réseau. La Cour des comptes estime que des arbitrages s'imposent, à commencer par le choix des filières à soutenir et l'efficacité des dispositifs de soutien. Elle formule huit recommandations : mise en place d'un suivi statistique, simplification du régime juridique, planification et cartographie des énergies renouvelables, réserver les appels d'offres aux énergies les plus en retard dans la réalisation de leurs objectifs de capacité, organiser un dispositif de contrôle des installations, réserver les aides aux installations les plus efficaces, redéployer les crédits au sein du fonds chaleur en privilégiant les installations les plus efficaces et revoir le principe du financement de la CSPE par le seul consommateur d'électricité.

entraîneront une hausse des prix de l'électricité de 2 % en moyenne pour 2014 en Suisse. L'AES a mené une enquête auprès de 31 distributeurs, alimentant, ensemble, près de 53 % du pays. Les situations sont contrastées selon les distributeurs. Les évolutions vont, selon les fournisseurs, d'une baisse de 7 % des prix de l'électricité à une hausse de 7 %.

Belgique : Elia appelle une baisse de production

En Belgique, le dimanche 11 août, la production éolienne réelle a été nettement plus importante que prévu initialement sur la base des estimations météorologiques (de près de 200 MW à certaines heures) alors que la charge du réseau Elia s'élevait à un peu plus

de 6000 MW seulement. La procédure de réglage à la baisse a été enclenchée. Les responsables d'équilibre ont été invités à faire à Elia des offres de diminution de leur production. Elia sélectionne les offres les plus économiques. Cette procédure fait partie d'un ensemble de mécanismes approuvés par le régulateur à l'été 2012. En Belgique, « le développement de la production renouvelable fait apparaître de plus en plus clairement les besoins de flexibilité du parc de production », souligne Elia.

France : élection au conseil de RTE

Didier Malthus a été élu à la présidence du conseil de surveillance de

RTE, le 23 juillet. C'est un élu local, maire PS de Montceaux-les-Mines. « Le président du conseil de surveillance veille aux orientations stratégiques, économiques et financières de l'entreprise, sans ses missions opérationnelles, assurées par son directeur », a rappelé Didier Malthus. André Merlin, le précédent président du conseil de surveillance, avait quitté ses fonctions le 3 juillet.

Europe : Vattenfall sépare ses activités

Vattenfall annonce une réorganisation, qui verra la séparation de ses activités entre les pays nordiques et l'Europe continentale à compter du 1^{er} janvier 2014. C'est une des mesures prises par le groupe suédois « en réponse au développement sur le marché de l'énergie ». La valeur des actifs de Vattenfall a chuté de 29,7 milliards de couronnes (3,48 milliards d'euros) au premier semestre 2013. Le groupe estime que la situation du marché ne devrait pas s'améliorer dans un avenir prévisible.

Belgique : hausse du négoce de gaz

Au 1^{er} semestre 2013, les volumes négociés sur le point de négoce gazier belge Zeebrugge Beach ont atteint un total de 395 TWh, soit une augmentation de 7,5 % par rapport au premier semestre 2012, indique Fluxys Belgium. En outre, 124 GWh par jour ont été négociés en moyenne sur le nouveau point de négoce gazier belge ZTP, lancé à l'automne 2012 (contre 99 GWh au dernier trimestre 2012).

Suisse : participation croisée dans l'énergie

En Suisse, Romande Energie cède 2,5 % d'actions propres à Holdigaz et acquiert, en parallèle, 2,5 % d'actions propres de Holdigaz. L'objectif de cette prise de participation croisée est de « développer des synergies dans le domaine énergétique ». Les deux sociétés sont actives dans la même zone géographique et ont

beaucoup de clients en commun. En outre, Romande Energie a exercé l'option restante portant sur ses propres titres que lui avait concédée Alpiq. Cette dernière n'est donc plus du tout actionnaire de Romande Energie.

Belgique : EDF-Luminus fournira du gaz à la SNCB

En Belgique, la SNCB a signé un contrat de deux ans avec EDF-Luminus pour la fourniture de gaz naturel. Le contrat porte sur environ 150 GWh/an. Peu avant, EDF-luminus avait déjà remporté l'appel d'offres pour la fourniture d'électricité à Infrabel, le gestionnaire des infrastructures des chemins de fer, soit pour un volume de 135 GWh/an. Le groupe franco-belge s'adresse aux grandes entreprises, institutions publiques et autorités via sa marque Luminus Business. Il indique livrer, dans ce secteur, quelque 100 000 clients, équivalent à un total de 14,5 TWh d'électricité et de gaz.

Taux de conversion usuels

	1 kWh	1 GJ	1 therm	1 MBtu	1 m ³ 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 ³)	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 : un mois d'août en deux temps

La première moitié d'août est marquée par des températures moins élevées qu'en juillet et un ralentissement de l'activité, qui permet à EPEX France de rester bas (29,63 €/MWh en moyenne entre

Le marché français est resté coincé autour de 42 €/MWh sur le Calendar 2014 alors que le marché allemand continuait le mouvement de baisse engagé depuis plusieurs mois. L'effet Arenh est bloquant pour le marché français. En effet, dès que le prix du Calendar tente de baisser sous 42 €/MWh, il y a pléthore d'acheteurs : consommateurs

(certainement au travers des sollicitations de leurs fournisseurs), fournisseurs historiques (qui ne veulent pas voir le prix du marché chuter plus bas que le prix du nucléaire certainement). L'écart entre la France et l'Allemagne est donc passé pour le Calendar 2014 Base de 4,40 €/MWh le 1^{er} juillet à 5,32 €/MWh le 30 août.

€/MWh										
Moyenne mensuelle des day ahead (base) européens juin, juillet et août 2013										
	APX	EPEX All	NORDPOOL	OMEL	EPEX France	GME	TGE	EPEX Suisse	BELIX	
Jun	47,87	32,04	36,87	43,45	31,18	54,89	35,26	32,34	49,93	
Juillet	48,09	27,76	33,56	39,97	23,04	55,88	35,13	27,47	33,30	
Août	47,58	38,26	35,40	48,16	35,18	65,01	37,98	36,95	37,64	
Juillet/Juin (%)	-1,06	37,83	5,49	20,49	52,74	16,35	8,12	34,51	13,06	
€/MWh										
Moyenne Day-Ahead 2013 et écart par rapport à EPEX France pour le mois sous revue										
	APX	EPEX All	NORDPOOL	OMEL	EPEX France	GME	TGE	EPEX Suisse	BELIX	
Moyenne 2013	47,58	38,26	35,40	48,16	35,18	65,01	37,98	36,95	37,64	
Moyenne-EPEX	12,39	3,07	0,22	12,98	0,00	29,83	2,80	1,77	2,46	
€/MWh										
Moyenne Day-Ahead 2013 et écart par rapport à EPEX										
	APX	EPEX All	NORDPOOL	OMEL	EPEX France	GME	TGE	EPEX Suisse	BELIX	
Moyenne 2012	46,36	42,82	29,59	48,73	47,31	78,91	41,49	49,94	45,32	
Moyenne 2013	51,95	37,49	38,88	40,42	41,54	61,95	36,90	43,26	47,78	
Moyenne - EPEX	10,41	-4,05	-2,66	-1,12	0,00	20,41	-4,64	1,72	6,24	

le 1^{er} et le 15 août). La seconde moitié du mois voit EPEX France monter à 40,89 €/MWh en moyenne, en raison d'une faible production renouvelable allemande, d'une disponibilité du nucléaire français basse et des retours progressifs de vacances. Mais le *day-ahead* ne reflète pas les risques de hausses futures et l'été superbe que nous venons de vivre laissera des traces dans l'hydraulique.

Gaz : la demande électrique reste faible

Les prix du gaz ont entamé le mois d'août avec une tendance à la baisse, due à la faiblesse de la demande, surtout dans le secteur électrique, et à l'abondance de l'offre. Mais cette tendance s'est inversée par la suite, à la suite d'une réduction de l'offre norvégienne due, d'abord, à des travaux d'entretien sur certaines installations, puis à des incidents techniques. Résultat : les prix moyens spot sont restés quasi stables. La moyenne du day-ahead s'est établie à 25,53 €/MWh à

Prix à terme pour fourniture en base (OTC - oct. 2012 - en €/MWh)

	France (EPD)			Allemagne (EEX)		
	Plus bas	Plus haut	Clôture	Plus bas	Plus haut	Clôture
	Oct. 2013	30,97	35,18	35,18	35,34	37,92
T4 2013	47,13	48,63	48,63	37,78	38,90	38,90
Cal-14	41,53	42,13	42,10	36,25	36,78	36,78

Gaz: Moyennes mensuelles des day ahead									
€/MWh	PEG Nord	PEG Sud	Zeebrugge	TTF	NBP	Henry Hub	NCG	PSV	
mars-13	32,69	34,15	29,87	32,06	33,16	10,03	26,84	28,68	
avr-13	30,06	31,14	31,77	28,09	28,10	10,92	27,01	29,03	
mai-13	27,08	30,93	26,71	26,67	26,44	10,63	26,85	28,34	
juin-13	26,45	28,59	25,94	26,23	23,96	9,89	26,24	27,63	
juil-13	26,55	29,08	26,02	26,05	25,73	9,44	26,28	27,77	
août-13	25,92	26,41	25,53	25,55	25,58	8,78	26,07	27,36	
Gaz: Moyennes des day ahead (janvier à août)									
€/MWh	PEG Nord	PEG Sud	Zeebrugge	TTF	NBP	Henry Hub	NCG	PSV	
2012	24,66	27,06	24,24	24,22	24,08	6,69	24,40	29,19	
2013	27,92	29,91	27,35	27,17	27,12	9,61	26,46	27,74	

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

Zeebrugge en août (contre britannique à 25,58 €/MWh (25,73 €/MWh en juillet) et celle du NBP 26,02 €/MWh en juillet) et celle du NBP 26,02 €/MWh en juillet).

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.