

DOSSIER

Des tarifs de **transport de gaz** et des **terminaux méthaniers** efficaces



Dossier p.10 ▶

- **L'élaboration des tarifs**
- **La régulation incitative**
- **L'organisation d'une place de marché unique en France**
- **L'évolution des tarifs**

Sommaire

Actualités p. 2 Smart grids – Les réseaux de gaz intelligents, vecteurs de flexibilité et d'équilibrage des réseaux d'énergie • p. 4 Tarifs de distribution d'électricité – TURPE 3 : suites de l'annulation par le Conseil d'État • p. 5 Affaire ENI Spa contre la CRE – Le Conseil d'État rejette la demande d'ENI Spa / Comptage évolué – Décisions éclairantes sur l'avenir de Linky • p. 6 Tarif du gaz – Une révision de la formule tarifaire nécessaire en 2013 / Nominations – Hélène Gassin et Jean-Pierre Sotura, nouveaux commissaires à la CRE • p. 7 Marché européen du gaz – Plateforme PRISMA : top départ ! • p. 8 Affaire Novawatt et X contre RTE – Le CoRDIS a prononcé une mesure conservatoire / Nomination – Monique Liebert-Champagne, nouvelle présidente du CoRDIS • **Repères** p. 9 Le chiffre / Le saviez-vous ? – eCSPE : la plateforme de déclaration en ligne de la CSPE évolue ! / Lancement des débats sur la politique énergie-climat de l'Union en 2030 / En image – Le point sur les appels d'offres ENR en cours • **Le dossier de la CRE** p. 10 • **Parole à...** p. 14 Bruno Charles, vice-président de la communauté urbaine de Lyon • **Vue du Bassin méditerranéen** p. 16 Feuille de route – Pour un marché régional méditerranéen de l'électricité

SMART GRIDS

Les réseaux de gaz intelligents, vecteurs de flexibilité et d'équilibrage des réseaux d'énergie

Si l'on vous dit « smart grids », vous pensez « réseaux électriques intelligents » ? Et pourtant, l'intelligence se développe aussi sur les réseaux d'eau, de chaleur, de froid et dans les infrastructures de gaz. Mutualisés, ces réseaux deviennent complémentaires et forment de véritables smart networks. Pour les collectivités territoriales, ils constituent des outils performants d'optimisation de leur approvisionnement en énergie. Gros plan sur le développement des réseaux de gaz intelligents.

Un réseau de gaz intelligent, qu'est-ce que c'est ?

Pour être smart, un réseau de gaz doit être équipé en technologies de l'information et de la communication. Il doit aussi être doté de cinq grandes fonctionnalités :

- il accepte les « gaz non conventionnels » (biométhane, hydrogène) ;
- il est télépilotable afin d'améliorer l'exploitation, la sécurité et la continuité d'approvisionnement ;
- il intègre les compteurs de gaz communicants qui fourniront aux gestionnaires de réseaux les informations nécessaires à une meilleure exploitation des réseaux et une meilleure gestion de la consommation d'énergie des collectivités et des consommateurs ;

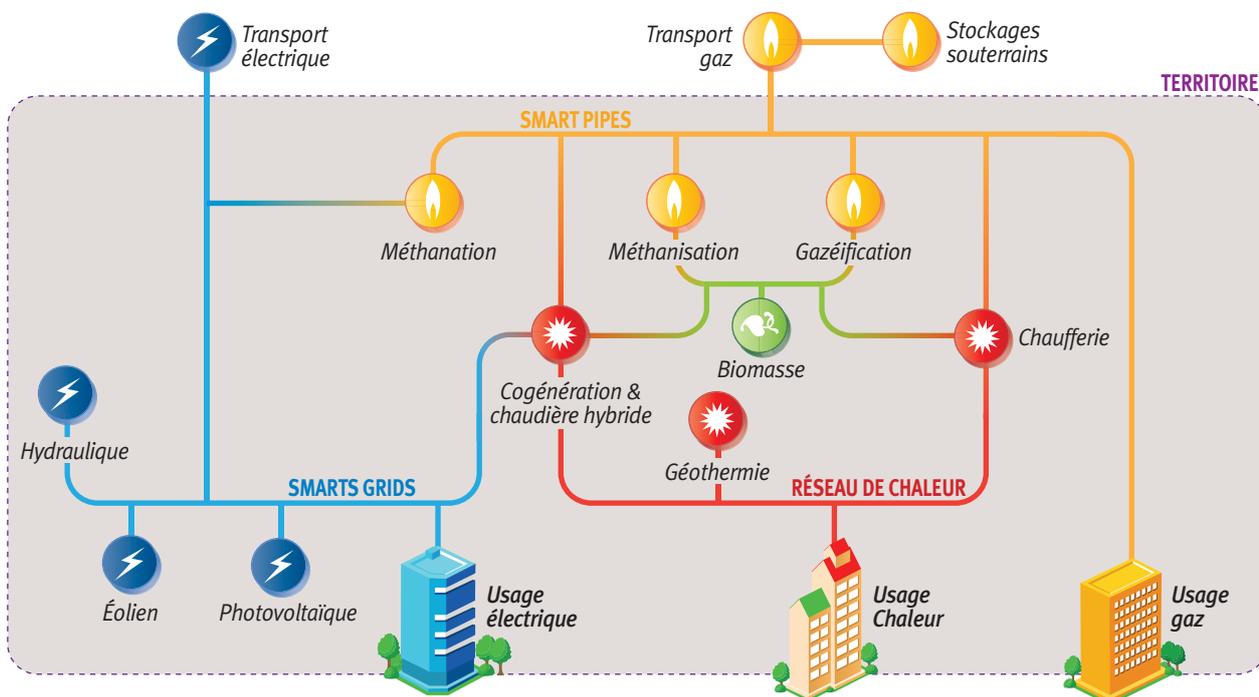
- il permet le développement des usages du gaz intelligent (pompes à chaleur gaz, micro-cogénérations, chaudières hybrides) ;
- il accroît la flexibilité du système énergétique en devenant un lieu de stockage de l'électricité fatale (technologie appelée « power to gas » qui consiste à utiliser l'électricité renouvelable excédentaire pour produire de l'hydrogène par électrolyse (ou du gaz par méthanation) et à le réinjecter dans les réseaux de gaz).

Réseaux électriques et réseaux de gaz, des problématiques d'évolution similaires ?

Tout comme les réseaux électriques, les réseaux de gaz doivent s'adapter à l'évolution du paysage énergétique.

Ils doivent tenir compte des nouveaux usages. Ils transportent déjà du biométhane, ce « gaz vert » produit à partir des déchets grâce à la méthanisation (la première injection de biométhane dans le réseau de distribution a été réalisée en 2011, à Lille). Demain, ils véhiculeront et stockeront de l'énergie renouvelable produite à partir d'électricité (hydrogène) ou de gaz (production de gaz synthétique). En outre, de nouvelles technologies voient le jour. La production décentralisée d'énergie dans les bâtiments se développe avec la cogénération, la micro-cogénération mais aussi les pompes à chaleur gaz. Les villes adoptent des modes de mobilité durable avec le gaz naturel pour véhicule et le biométhane carburant.

Les réseaux d'énergie intelligents, une des clés pour l'optimisation des infrastructures territoriales



Forum smart grids de la CRE

Le 19 février dernier, la CRE a organisé la 12^e édition de ses forums consacrés aux smart grids.

Elle a élargi le sujet de l'intelligence sur les réseaux électriques aux infrastructures de gaz. Sont intervenus Anthony Mazzenga, chef du pôle Stratégie à la Délégation Stratégie Régulation chez GrDF, Pierre Germain, associé chez ECube Strategy Consultants et Bruno Charles, vice-président du Grand Lyon en charge de la démarche prospective en matière énergétique et du pilotage et de l'animation des outils du développement durable.



Les interventions des participants sont sur le site www.smartgrids-cre.fr



Retrouvez une interview de Bruno Charles page 14.

Ces transformations nécessitent parfois un changement de paradigme sur les infrastructures gazières. La production d'électricité à partir de gaz (centrales à cycle combiné gaz et turbines à combustion) requiert un pilotage des réseaux de transport de gaz à une maille

horaire au lieu de journalière, et l'injection de biométhane dans les réseaux de distribution suppose la disponibilité d'une zone de consommation à proximité pour absorber ce gaz.

Toutefois, les réseaux de gaz disposent d'atouts permettant de gérer au mieux cette intégration. En effet, ils sont dimensionnés pour assurer une consommation de pointe en cas de températures très basses pendant plusieurs jours (« risque 2 % »). En outre, la gestion en temps réel de l'équilibre offre/demande est un enjeu moins crucial en gaz qu'en électricité en raison de la capacité inhérente des réseaux de gaz à stocker de l'énergie.

Enfin, comme en électricité, le déploiement sur les réseaux de gaz des technologies de l'information et de la communication améliorera l'efficacité de ces réseaux et rendra les consommateurs plus conscients de leur utilisation de l'énergie. Les nouvelles infrastructures comprendront des fonctionnalités de modélisation dynamique des réseaux et des systèmes d'information géographiques, permettant de cartographier, mesurer et surveiller le réseau. Le compteur évolué Gazpar, comme le compteur Linky en électricité, est une des briques des smart gas grids (voir encadré « Questions à »).

La complémentarité des réseaux, un enjeu du futur ?

Aujourd'hui, un des enjeux réside dans la complémentarité des réseaux de gaz et des réseaux électriques. Les réseaux de gaz se diversifient par rapport à leur fonction traditionnelle d'acheminement du gaz jusqu'aux consommateurs finals. Ils interviennent désormais en soutien des réseaux de distribution d'électricité grâce à la production décentralisée des micro-cogénérations ou à l'effacement électrique par les pompes à chaleur hybrides. Ils soutiennent ainsi le réseau électrique dont la capacité de stockage reste limitée. Ils aident aussi à pallier l'intermittence des énergies renouvelables.

Dans l'avenir, les réseaux d'électricité, de gaz, de chaleur et de froid seront interconnectés. Les gestionnaires de ces réseaux et les différents porteurs de projets (collectivités locales, villes, promoteurs immobiliers, etc.) auront un rôle majeur à jouer pour la réalisation de ces transformations. ■



© GrDF/E. Cairo

Questions à Jean Lemaistre, directeur Stratégie et Finances de GrDF

Qu'est-ce que le compteur Gazpar ?

Gazpar est le nom du futur compteur de gaz communicant de GrDF, qui permettra aux 11 millions de clients en France de bénéficier de données de consommation quotidiennes pour une meilleure qualité de leur facturation et une meilleure maîtrise de l'énergie.

Comment est-il né ?

Gazpar est un projet industriel, co-construit depuis 2009 sous l'égide de la CRE avec les autorités concédantes, les fournisseurs, les associations de consommateurs et l'ensemble des parties prenantes. Cette démarche de concertation, appuyée par des expérimentations techniques et des tests clients, nous a permis de converger vers une solution économiquement viable, simple et répondant aux attentes de l'ensemble des acteurs.

En quoi Gazpar est-il un compteur communicant ?

Grâce à la mise en place d'un réseau fixe de communication radio entre le compteur et le système d'information de GrDF, différentes informations de consommation (mensuelles, quotidiennes, horaires) seront mises à disposition des fournisseurs puis des clients, permettant aux consommateurs d'agir sur leur consommation d'énergie.

Quels bénéfices apportera-t-il aux consommateurs et aux acteurs de marché ?

Ce projet est porteur de bénéfices pour la collectivité : les clients, grâce à l'amélioration de la qualité de service et à la maîtrise des consommations ; les acteurs de la filière, par le développement de services innovants ; les collectivités, pour cibler et vérifier les politiques énergétiques ; les nombreuses entreprises mobilisées, qui

développent un réel savoir-faire français, potentiellement exportable.

Quelle est votre vision d'avenir pour la distribution de gaz ?

Les réseaux de distribution de gaz naturel connaissent une triple évolution :
- en aval, chez le client, avec l'émergence de nouveaux usages comme le gaz naturel pour véhicules (GNV) et de nouveaux équipements (chaudières hybrides, mini et micro cogénération, pompe à chaleur gaz...)
- en amont, avec l'injection locale de nouveaux gaz (biogaz voire hydrogène)
- et sur les réseaux eux-mêmes avec le développement de la télésurveillance et de la télé-exploitation.

Le compteur Gazpar est une des briques de cette évolution vers les « gaz smart grids » permettant une optimisation locale des politiques énergétiques en complémentarité avec les autres réseaux.

TARIFS DE DISTRIBUTION D'ÉLECTRICITÉ

TURPE 3 : suites de l'annulation par le Conseil d'État

À la suite de l'annulation par le Conseil d'État des 3^e tarifs de distribution d'électricité, la CRE a proposé le 29 mars 2013 aux ministres chargés de l'économie et de l'énergie de nouveaux tarifs. Ils s'appliqueront rétroactivement à compter du 1^{er} août 2009 et se substitueront aux tarifs annulés.

Au terme de plus de trois années de procédure, le Conseil d'État a annulé le 28 novembre 2012 les 3^e tarifs d'utilisation des réseaux publics de distribution d'électricité, dits TURPE 3, pour la partie HTA (haute tension A) et BT (basse tension). Le Conseil d'État a estimé que la méthodologie retenue par la CRE pour déterminer la rémunération du capital d'ERDF était erronée en droit car elle ne tenait pas compte des caractéristiques spécifiques de la comptabilité des concessions de distribution d'électricité. Cette annulation a pour effet de faire disparaître ces tarifs de l'ordonnement juridique, avec un effet rétroactif à la date d'entrée en vigueur de ces tarifs, soit le 1^{er} août 2009.

Appliquer TURPE 2 à la période considérée aurait pu être une option retenue. Mais TURPE 2 ne répondant pas à l'obligation légale de couverture des coûts supportés par le gestionnaire de réseau, le Conseil d'État a différé la date d'effet de l'annulation des tarifs au 1^{er} juin 2013, afin de permettre l'adoption de nouveaux tarifs avant cette date.

La CRE a proposé le 29 mars 2013 aux ministres compétents d'approuver une nouvelle version du TURPE 3 HTA/BT (« TURPE 3 bis ») pour la période du 1^{er} août 2009 au 31 juillet 2013. Elle a également décidé, dans une délibération distincte du 29 mars 2013, de prolonger du 1^{er} août au 31 décembre 2013 l'approche retenue dans le cadre de la nouvelle version du TURPE 3 HTA/BT (« TURPE 3 ter »)¹.

Dans les délais imposés par le Conseil d'État, il était impossible de mener les travaux permettant d'adapter cette approche aux conclusions de la décision du Conseil d'État. La CRE a donc proposé de retenir une approche fondée sur la couverture ex post de la totalité des charges comptables engagées par ERDF, augmentée de la rémunération des capitaux propres. Cette approche est conforme aux conclusions du rapporteur public, qui souligne que la méthode dite comptable peut être mise en œuvre dans le délai fixé par le Conseil d'État en retenant les chiffres réels qui sont, à la date de sa décision, connus pour l'essentiel. Par ailleurs, la CRE estime que dans le cas d'une application rétroactive, les avantages de l'approche généralement retenue par les régulateurs européens (incitations aux investissements et à la maîtrise des coûts) perdent de leur pertinence.

L'approche retenue par la CRE conduit à une baisse du TURPE de 2,5 % au 1^{er} juin 2013 puis à une hausse de 2,1 % au 1^{er} août 2013. En moyenne, ces évolutions tarifaires sont équivalentes, pour un consommateur résidentiel, à une baisse d'environ 1 € HT du montant total de ses factures d'acheminement sur la période allant du 1^{er} juin au 31 décembre 2013. ■

1- La CRE fixe les tarifs des réseaux depuis le 1^{er} juin 2011, alors qu'auparavant ils étaient fixés par les ministres compétents sur proposition de la CRE. « TURPE 3 bis » a été défini selon la procédure en vigueur avant le 1^{er} juin 2011 et « TURPE 3 ter » selon la procédure applicable depuis cette date.

Repères

TURPE

Tarifs d'utilisation de réseaux publics de distribution et de transport d'électricité. Ces tarifs d'acheminement couvrent les frais engagés par les gestionnaires des réseaux et rémunèrent les investissements que ces derniers réalisent. Ils sont payés par tous les consommateurs d'électricité.

1 € HT

En moyenne pour un consommateur résidentiel, montant de la baisse du total des factures d'acheminement sur la période allant du 1^{er} juin au 31 décembre 2013 résultant de l'entrée en vigueur de la nouvelle version du TURPE 3.

33 %

Part que représente le TURPE dans la facture TTC des consommateurs d'électricité (dont 74 % pour la part distribution et 26 % pour la part transport).

Février-mars 2013

Période pendant laquelle la CRE a mené une consultation publique sur les principes de tarification envisagés pour le nouveau TURPE 3 et auditionné les acteurs concernés.

Une méthodologie de couverture ex post des coûts comptables

La méthodologie tarifaire la plus communément utilisée en Europe fonde la rémunération des opérateurs sur la valeur des actifs plutôt que sur le passif de ces entreprises. Cette méthodologie présente l'avantage de ne pas être tributaire du niveau de capitaux propres de l'entreprise et de lier de façon directe le niveau de rémunération et le niveau d'investissements réalisés sur les réseaux. Par ailleurs, les principes de construction tarifaire consistent généralement à établir des tarifs pour les années à venir sur la base de charges prévisionnelles afin d'inciter l'opérateur à maîtriser ses charges tout en veillant à établir un cadre tarifaire propice aux investissements.

Calendrier

Afin de prendre en compte la décision du Conseil d'État dans les prochains tarifs d'utilisation des réseaux publics d'électricité (TURPE 4), le calendrier d'élaboration des tarifs de distribution (TURPE 4 HTA et BT) a été modifié. Leur date d'entrée en vigueur, initialement prévue au 1^{er} août 2013, a été repoussée au 1^{er} janvier 2014.

Dates effectives d'application des tarifs

TURPE 3 HTB	1 ^{er} août 2009 – 31 juillet 2013
TURPE 3 (bis) HTA/BT	1 ^{er} août 2009 – 31 juillet 2013
TURPE 3 (ter) HTA/BT	1 ^{er} août – 31 décembre 2013
TURPE 4 HTB	1 ^{er} août 2013
TURPE 4 HTA et BT	1 ^{er} janvier 2014

HTA et BT : partie distribution du tarif
HTB : partie transport du tarif

AFFAIRE ENI SPA CONTRE LA CRE

Le juge des référés du Conseil d'État rejette la demande d'ENI Spa

Le juge des référés du Conseil d'État, statuant à titre conservatoire dans le cadre d'une procédure d'urgence, a rejeté la requête de la société ENI Spa demandant la suspension de la délibération de la CRE du 26 juillet 2012 portant décision sur l'appel au marché de GRTgaz et FluxSwiss pour la création de capacités d'entrée à Oltingue. Le Conseil d'État reste saisi de la requête au fond.

GRTgaz et FluxSwiss (gestionnaire du réseau de transport de gaz naturel en Suisse) ont lancé conjointement un appel au marché en juin 2012 en vue du développement de capacités d'entrée depuis la Suisse vers la France au point d'interconnexion situé à Oltingue.

Cette démarche vise à évaluer, conformément au règlement (CE) n° 715/2009 du 13 juillet 2009, la demande des acteurs du marché pour un investissement sur les réseaux de transport, en leur proposant de souscrire des capacités sur le long terme (15 ans). Dans ce contexte, ont été proposées au marché deux types de capacités : une capacité dite « conditionnelle ferme » et une capacité dite « interruptible ».

Par une délibération du 26 juillet 2012, la CRE a approuvé les règles d'allocation des capacités proposées par GRTgaz¹. Elle a également autorisé GRTgaz à mener à son terme l'appel au marché pour la création de capacités d'Oltingue.

La société ENI Spa a introduit devant le Conseil d'État un recours pour excès de pouvoir contre cette délibération, c'est-à-dire une demande de suspension de la délibération, selon la procédure dite de « référé suspension » prévue à l'article L. 521-1 du code de justice administrative.

Le référé suspension est une procédure d'urgence par laquelle un juge unique statue de manière provisoire, dans l'attente du jugement de la requête au fond. Selon l'article L. 521-1, le juge peut suspendre la totalité ou certains des effets de la décision contestée si deux conditions sont remplies : il faut qu'il existe une situation d'urgence d'une part, et un doute sérieux quant à la légalité de la décision administrative contestée d'autre part.

« Pas d'atteinte grave et immédiate »

Par ordonnance rendue le 30 novembre 2012, le juge des référés du Conseil d'État a rejeté la requête de la société ENI Spa. Il a tout d'abord considéré que la délibération contestée n'avait pas entendu fixer par elle-même les tarifs qui seraient applicables pour l'utilisation des nouvelles capacités envisagée, mais a seulement entendu indiquer, à titre d'information, le montant maximum qui pourrait être retenu par la CRE lorsque la tarification de l'infrastructure sera établie, ce qui ne saurait intervenir avant un processus de mise en œuvre soumis à plusieurs étapes et au mieux au cours de l'année 2016 pour une entrée en service de l'installation en 2018. Il a estimé ensuite que la fourchette tarifaire avait vocation à être précisée par la CRE et que la société requérante ne sera tenue de procéder aux versements financiers correspondants à ses engagements qu'à compter de la mise en service de l'installation, prévue en 2018. Qu'enfin il ne résultait pas de l'instruction que le tarif indicatif pèserait, s'il était confirmé en 2016, sur les coûts d'ENI Spa, acteur important sur le marché français, disposant d'ores et déjà d'un accès au réseau français via d'autres points d'accès. Par ailleurs, le juge des référés a souligné que la réalisation de capacités nouvelles au point d'entrée d'Oltingue constituait un investissement significatif qui devait être couvert par la tarification à venir.

Compte tenu de ces éléments, le juge a considéré qu'il n'était pas établi que la délibération contestée avait pour effet de porter une atteinte grave et immédiate à la situation de la société ENI Spa et que, dans ces conditions, la condition d'urgence à suspendre cette délibération n'était pas remplie.

Le Conseil d'État reste saisi de l'affaire au fond. ■

1 – Conformément aux dispositions de l'article 13 § 1 al.2 du règlement (CE) n° 715/2009 du 13 juillet 2009 du Parlement européen et du Conseil.

COMPTAGE ÉVOLUÉ

Décisions éclairantes sur l'avenir de Linky

Par deux décisions du 20 mars 2013, le Conseil d'État entérine la généralisation des compteurs Linky. Il a rejeté les recours déposés par le SIEIL et le SIPPEREC contre le décret du 31 août 2010 relatif aux dispositifs de comptage sur les réseaux publics d'électricité, ainsi que ceux introduits par les mêmes requérants, auxquels s'ajoutent les associations Robin des toits et UFC-Que Choisir, à l'encontre de l'arrêté du 4 janvier 2012 fixant les fonctionnalités des dispositifs de comptage évolués mis en place par les gestionnaires de réseaux de distribution (GRD) électriques.



Décret du 31 août 2010

Le Conseil d'État a estimé, notamment, que le décret n'était ni entaché d'une erreur de droit ni d'une erreur manifeste d'appréciation en ce qu'il ne faisait pas dépendre le calendrier de déploiement des résultats de l'expérimentation prévue par ce même décret.

Arrêté du 4 janvier 2012

Deux points essentiels sont à noter. Premièrement, le Conseil d'État a rejeté l'argument des requérants relatifs à la nuisance supposée des rayonnements électromagnétiques émis par les futurs compteurs : ils n'excèdent ni les seuils réglementaires, ni ceux admis par l'Organisation mondiale de la santé. Deuxièmement, la haute juridiction a estimé que les missions du GRD, en vertu des dispositions du code de l'énergie, ne lui imposaient pas l'obligation d'installer un afficheur déporté, permettant aux utilisateurs de connaître en temps réel leur consommation. ■

TARIF DU GAZ

Une révision de la formule tarifaire nécessaire en 2013

La CRE vient de publier son rapport d'audit sur les coûts d'approvisionnement en gaz naturel de GDF SUEZ dans les tarifs réglementés de vente. Si l'adéquation des coûts d'approvisionnement de GDF SUEZ à la formule tarifaire en vigueur depuis le 1^{er} janvier a été constatée, la CRE préconise toutefois de réviser cette formule au plus tard le 1^{er} octobre 2013.

Premièrement, la part indexée sur le marché dans la formule devrait être portée à au moins 40% (contre 36% aujourd'hui) sur la base des évolutions des formules de prix des contrats de long terme prévues au cours du second semestre 2013. GDF SUEZ a en effet renégocié certains de ses contrats (augmentation de la part marché, baisse des prix indexés pétrole...).

Deuxièmement, la CRE recommande de prendre en compte dans la formule les effets actés ou anticipés des renégociations de contrat de long terme susceptibles d'avoir un effet sur le coût d'approvisionnement de GDF SUEZ en 2013.

Troisièmement, une part d'indexation sur le prix du gaz au point d'échange dans la zone

du nord de la France (PEG Nord) devrait être introduite. Une indexation PEG Nord est légitime dans la mesure où cet indice est désormais intégré dans les formules de prix de différents contrats de long terme de GDF SUEZ.

Arbitrage du gouvernement

Enfin, la CRE est réservée sur un élargissement du périmètre de la formule aux achats de court terme. Bien que ces achats représentent une part croissante du portefeuille d'approvisionnement européen de GDF SUEZ, la formule est à ce jour fixée en fonction d'un périmètre exclusivement basé sur les contrats de long terme d'achat de gaz importé en France. L'extension du périmètre de la formule aux achats de court terme pose la question

de la forte volatilité des prix et de la sécurité d'approvisionnement en gaz de la France. Il appartiendra au gouvernement de se prononcer.

Pour rappel, la formule tarifaire définit le coût moyen d'approvisionnement sur lequel sont établis les tarifs. Depuis 2006, la CRE audite régulièrement les contrats d'approvisionnement de GDF SUEZ et vérifie l'adéquation de ses coûts d'achat à la formule tarifaire. Des audits s'avèrent nécessaires car l'adéquation d'une formule évaluée sur une période donnée peut être remise en cause au gré des évolutions du portefeuille d'approvisionnement de GDF SUEZ dans un contexte d'évolution constante des prix du gaz. ■

NOMINATIONS

Hélène Gassin et Jean-Pierre Sotura, nouveaux commissaires à la CRE

Deux nouveaux commissaires ont rejoint le collège de la CRE en mars dernier : Hélène Gassin et Jean-Pierre Sotura. Ils ont été nommés par décret présidentiel pour une durée de 6 ans. Ils remplacent Frédéric Gonand et Jean-Christophe Le Duigou dont les mandats étaient arrivés à échéance.

Avant son arrivée à la CRE, **Hélène Gassin** était vice-présidente de la Région Île-de-France (avril 2010 à mars 2013). Elle s'est occupée des questions liées à l'environnement, l'agriculture et l'énergie et animait le groupe Energie de l'Association des régions de France. Auparavant, elle a été chargée de campagne Energie à Greenpeace France (1998 à 2006) où elle assurait le suivi de négociations internationales, le lobbying dans l'élaboration de directives européennes et de lois françaises ou encore la coordination de démarches inter-associatives. Elle a également participé à la création du fournisseur d'électricité verte Enercoop. Fin 2008, elle a pris part à la campagne du parti Europe Écologie pour les élections européennes de 2009 et coordonné l'élaboration du « Contrat écologiste pour

l'Europe ». Elle a intégré en septembre 2009 le cabinet de Denis Baupin, adjoint au Maire de Paris, en tant que conseillère technique en charge du suivi de la concession électrique.

Jean-Pierre Sotura, pour sa part, est l'ancien directeur de cabinet du secrétaire général de la CGT (septembre 2008 à mars 2013). Il a exercé son activité professionnelle en tant qu'ingénieur dans le secteur de l'énergie nucléaire à EDF. Son activité syndicale a débuté dans les années 1990 au sein de la CGT du personnel de l'Équipement d'EDF (1993) et du bureau de la fédération de l'énergie CGT (1996). En 2006, au sein de la FNME-CGT, il a notamment été chargé du dossier relatif à la fusion GDF SUEZ. En tant que responsable du collectif Développement durable confédéral de la CGT

en 2007, il a participé au Grenelle Environnement, notamment au groupe de travail transport énergie puis aux instances nationales de dialogue qui en sont issues. Il a participé à la Conférence Environnementale en 2012 et siégé au Conseil national de la transition énergétique (groupe de travail sur la gouvernance). Il a également participé aux travaux des groupes de travail de la Confédération syndicale internationale (CSI) sur le développement durable et a fait partie de la délégation CSI présente à la conférence de l'ONU sur le climat à Bali en décembre 2007.

Le collège de la CRE est composé de 5 commissaires : Philippe de Ladoucette (président), Olivier Challan Belval, Hélène Gassin, Jean-Pierre Sotura et Michel Thiollière. ■

MARCHÉ EUROPÉEN DU GAZ

Plateforme PRISMA : top départ !

« PRISMA European Capacity Platform », la première plateforme européenne de réservation de capacités de transport de gaz naturel, est opérationnelle depuis le 1^{er} avril 2013. Résultat d'une initiative regroupant dix-neuf gestionnaires de réseaux de transport (GRT) européens, le lancement de cette plateforme constitue une étape clé dans le processus d'harmonisation des règles de commercialisation des capacités de transport.

S'appuyant sur leurs expériences respectives avec les plateformes Capsquare (Belgique, France et Allemagne), Link4Hubs (Danemark, Pays-Bas et Allemagne) et TRAC-X (Allemagne), seize GRT du nord-ouest de l'Europe, dont GRTgaz, ont annoncé dès avril 2012 leur souhait d'anticiper la mise en œuvre du code de réseau CAM relatif aux règles d'allocation des capacités de transport de gaz en créant une plateforme commune de réservation de capacités.

Ce projet, lancé par les GRT allemands, belges, danois, français et néerlandais (membres de l'Initiative régionale nord-ouest), affiche sa vocation européenne : il est ainsi ouvert à l'ensemble des GRT. Les GRT autrichiens et italiens ont d'ores et déjà rejoint l'initiative, ce qui porte à dix-neuf le nombre d'actionnaires, auxquels s'ajoutent quatre GRT partenaires. La plateforme devrait s'élargir encore, notamment en intégrant les opérateurs de la péninsule ibérique. Les membres de l'Initiative régionale sud se sont exprimés en ce sens lors de la réunion du Stakeholders Group du 27 septembre 2012, invitant les GRT concernés (TIGF pour la France, Enagas pour l'Espagne et REN pour le Portugal) à rejoindre au plus vite la plateforme PRISMA.

Une mise en œuvre concrète des règles du futur marché unique

Société de droit belge créée le 1^{er} janvier 2013, la plateforme PRISMA est opérationnelle depuis avril 2013. Elle permettra de procéder à l'allocation aux enchères des produits de capacité visés par le code de réseau CAM (*voir encadré*). À partir de 2014, la plateforme élargira son offre au marché secondaire. Ces capacités pourront être re-commercialisées à l'initiative de leur détenteur primaire.

Membre fondateur de PRISMA, GRTgaz propose, en collaboration avec Fluxys, Open Grid Europe et GRTgaz Deutschland, de procéder, dès le deuxième trimestre 2013, à l'allocation aux enchères de capacités mensuelles au point d'interconnexion réseaux (PIR) Obergailbach et de capacités quotidiennes aux PIR Obergailbach et Taisnières H via cette plateforme.

La standardisation des produits transfrontaliers de capacités et l'harmonisation des modes de commercialisation de ces derniers constituent une étape clé dans l'intégration des places de marché européennes et l'ouverture des marchés nationaux. À ce titre, par leur proactivité, les GRT envoient un signal fort

quant à leur volonté d'œuvrer à la simplification des échanges de gaz naturel entre les différents marchés nationaux.

Pour en savoir plus, rendez-vous sur : www.prisma-capacity.eu ■

Autour de PRISMA

1^{er} avril 2013

date de lancement opérationnel de la plateforme

15 avril 2013

début des premières enchères de capacités mensuelles

19

gestionnaires de réseaux de transport européens participent au projet

7

pays impliqués (Allemagne, Autriche, Belgique, Danemark, France, Italie et Pays-Bas)

246

expéditeurs enregistrés

Code de réseau CAM

En application des dispositions du 3^e paquet, l'ENTSOG (réseau européen des GRT de gaz naturel) a rédigé un code de réseau sur les règles d'allocation des capacités de transport sur la base de l'orientation-cadre adoptée par l'Agence de coopération des régulateurs de l'énergie (ACER) le 3 août 2011. L'examen du texte en comitologie par les États membres a débuté en janvier 2013 et aboutira à l'adoption du code de réseau en tant que règlement de la Commission européenne.

L'adoption finale du texte pourrait intervenir à l'été 2013, ce qui porterait son échéance de mise en œuvre dans l'ensemble des États membres au premier semestre 2015.

Ce code de réseau prévoit que, au sein de l'Union européenne, les capacités entrantes et sortantes aux points d'interconnexion sont allouées aux enchères, sous la forme de produits de durées standardisées et selon un calendrier commun. En outre, le code

introduit le principe de groupement systématique des capacités dans la mesure où des capacités fermes sont disponibles des deux côtés d'un point d'interconnexion. En vue de faciliter l'allocation de ces capacités et de limiter les coûts de transaction, le code prévoit également la mise en place d'un nombre limité de plateformes d'allocation qui seront gérées conjointement par les gestionnaires de réseaux de transport concernés.

AFFAIRE NOVAWATT ET X CONTRE RTE

Le CoRDiS a prononcé une mesure conservatoire

Le 28 janvier dernier, le CoRDiS, le Comité de règlement des différends et des sanctions de la CRE, a pris une mesure conservatoire. Elle concernait la mise à disposition de télémesures relatives à l'activité d'une entité d'ajustement dans une affaire opposant Novawatt et un producteur d'électricité à RTE.

Le mécanisme d'ajustement est un mécanisme de marché. Producteurs et consommateurs y participent et proposent de faire varier leurs productions ou leurs consommations. Ils permettent ainsi à RTE de disposer de réserves d'énergie pour équilibrer le réseau, par exemple en cas de panne sur une centrale ou une mauvaise anticipation du niveau de consommation.

Pour s'assurer d'un certain niveau de réserves mobilisables rapidement à chaque instant, RTE sécurise une partie des offres sur le mécanisme d'ajustement. Il organise pour cela des appels d'offres pour la contractualisation de réserves d'ajustement auprès des producteurs et des consommateurs : la réserve rapide (activable en moins de 13 minutes) et complémentaire (activable en moins de 30 minutes). Le 8 novembre 2012, RTE a lancé une consultation qui concerne 200 MW de réserve rapide et 100 MW de réserve complémentaire pour la période du 1^{er} avril 2013 au 31 mars 2014. La date limite de remise des offres était fixée au 29 janvier 2013 à 12h00.

Le 10 décembre 2012, un producteur et son responsable d'équilibre, Novawatt, qui souhaitaient participer à l'appel d'offres RTE, ont adressé à ce dernier une demande de qualification au titre de la réserve rapide. Les tests permettant de valider les qualifications des installations souhaitant participer à l'appel d'offres RTE se déroulaient jusqu'au 10 janvier 2013.

Une installation ne disposant pas encore d'un certificat d'aptitude peut l'acquérir soit en participant au mécanisme d'ajustement, sous réserve que le contrôle du réalisé démontre l'aptitude à fournir le produit dans les conditions requises, soit en réalisant avec succès des activations de test à la demande de RTE. Le contrôle se base, entre autres, sur le relevé des télémesures, c'est-à-dire sur la quantité d'électricité produite.

RTE aurait dû communiquer les données de télémesures

Estimant que le producteur n'avait pas réussi les tests, RTE a refusé la qualification producteur sans toutefois transmettre les données de comptage sur lesquelles était basée sa

décision. Le producteur a alors saisi le CoRDiS le 25 janvier 2013 afin d'obtenir de RTE la communication en urgence de ces données, avant la clôture de l'appel d'offres, dans le but de s'assurer sur pièce de son aptitude technique à participer ou non à un tel appel d'offres.

Le CoRDiS a rendu sa décision trois jours plus tard, le 28 janvier 2013. Il a d'abord constaté que le litige relevait bien de sa compétence : le producteur se trouvait dans l'impossibilité de participer à l'appel d'offres de RTE, qui se terminait le lendemain à 12h00, ce qui était susceptible de porter une atteinte grave et immédiate aux règles régissant l'accès aux réseaux et à leur utilisation ainsi qu'au principe de transparence des consultations publiques organisées par un gestionnaire de réseau public. Il a ensuite constaté que rien ne justifiait que RTE s'oppose à la communication des données de comptage alors même que cela avait été fait par le passé. Enfin, le CoRDiS a enjoint à RTE de fournir ces données avant le lendemain 9h00 pour mettre fin à une atteinte grave et immédiate au principe de transparence, ce qu'a fait RTE dans le délai impartit. ■

NOMINATION

Monique Liebert-Champagne, nouvelle présidente du CoRDiS

Monique Liebert-Champagne a été nommée le 27 février 2013 présidente du Comité de règlement des différends et des sanctions (CoRDiS) de la CRE pour six ans. Elle succède à Pierre-François Racine. Les membres du CoRDiS sont : Monique Liebert-Champagne, présidente, Sylvie Mandel, Christian Pers et Roland Peylet.

Monique Liebert-Champagne est lauréate de l'IEP de Paris et titulaire d'un diplôme d'études approfondies de sciences économiques. Ancienne élève de l'ENA, elle est issue de la promotion Henri-François d'Aguesseau. Elle débute sa carrière au Conseil d'État en 1982 où elle est chargée du suivi de la jurisprudence fiscale au centre de documentation. Puis elle devient commissaire du gouvernement en matière fiscale.

En 1990, elle est nommée directeur de l'aménagement de la Région Île de France, puis directeur général adjoint en 1996. Nommée Conseiller d'État en 1998, elle est assesseur à la section du contentieux et membre de la Section des Finances. De 2003 à 2005 elle exerce des fonctions de directeur auprès du ministre de la réforme de l'État, en tant que déléguée aux usagers et aux simplifications administratives. De 2005 à 2007, elle est

directeur des affaires juridiques, informatiques et logistiques du ministère des transports, de l'équipement, du tourisme et de la mer, puis du ministère de l'énergie, du développement durable et de la mer. À partir de 2007, elle prend la direction des affaires juridiques du ministère de la défense, jusqu'en septembre 2012, date à laquelle elle réintègre le Conseil d'État. ■

Le saviez-vous ?

LE CHIFFRE

+2,4 %

C'est la hausse du tarif d'utilisation du réseau de transport d'électricité (TURPE 4 HTB) qui devrait s'appliquer à partir du 1^{er} août 2013. Le tarif de transport d'électricité représente 12 % du tarif réglementé de vente.

eCSPE : la plateforme de déclaration en ligne de la CSPE évolue !

La plateforme eCSPE (www.cspe.cre.fr) accueille depuis le 1^{er} mars 2013 les déclarations de charges des entreprises locales de distribution (ELD) dues à l'obligation d'achat et aux dispositifs sociaux.

Mise en service il y a plus d'un an, la plateforme permettait déjà aux opérateurs (ELD et gestionnaires de réseaux) et aux consommateurs concernés de procéder en ligne à leur déclaration de CSPE à reverser à la Caisse des dépôts et consignations. L'objectif recherché est double : diminuer les échanges papiers entre la CRE et les fournisseurs tout en améliorant la qualité des informations déclarées par des contrôles de cohérence lors de la saisie des déclarations. La procédure suit les règles de la comptabilité appropriée définies par la CRE. eCSPE a été nommée aux Victoires des Acteurs publics 2012 dans la catégorie Innovation au sein de la Fonction publique d'État.

Lancement des débats sur la politique énergie-climat de l'Union en 2030

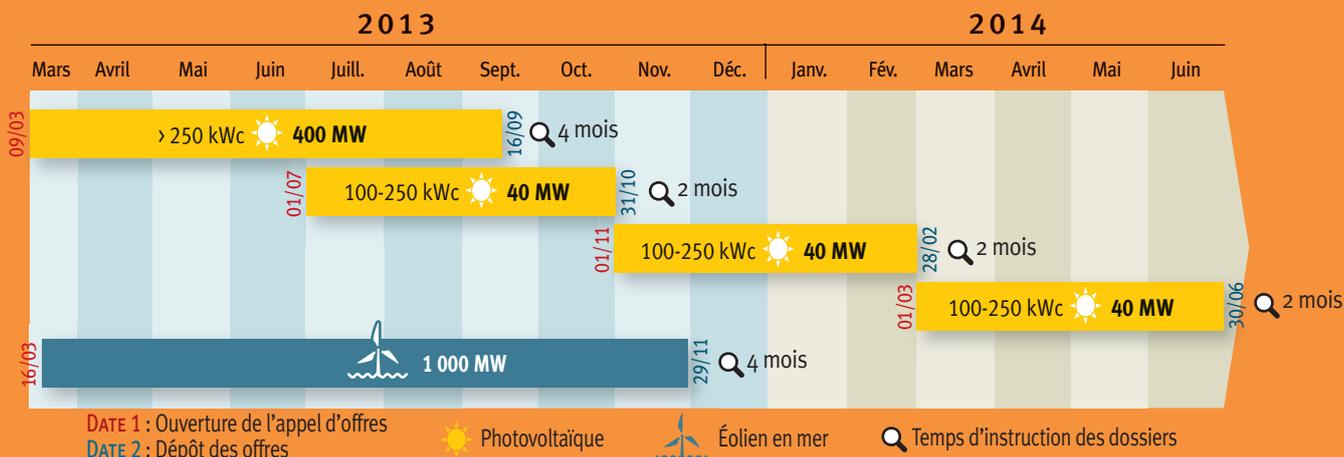
Depuis fin mars 2013, la Commission européenne consulte les parties prenantes sur la nature, le type et le niveau d'éventuels nouveaux objectifs pour 2030. La consultation de la Commission vise également à recueillir le point de vue des acteurs sur l'impact des instruments européens sur la compétitivité de l'économie européenne ainsi que sur les moyens d'assurer une juste répartition des efforts permettant d'aboutir à une économie sobre en carbone. De nouvelles orientations devraient être présentées fin 2013 sur la base des contributions reçues.

En image

LE POINT SUR LES APPELS D'OFFRES ENR EN COURS

Plusieurs appels d'offres pour la production d'électricité à partir d'énergies renouvelables ont récemment été lancés par le gouvernement. La CRE en assure l'instruction : rédaction d'un projet de cahier des charges qui est ensuite fixé par le ministre compétent ; réponse aux questions des candidats ; analyse des offres reçues et proposition de leur classement au ministre ; avis sur le choix des candidats que le ministre envisage de retenir.

Plus d'informations sur le site de la CRE : <http://www.cre.fr/documents/appels-d-offres>



Le dossier de la CRE

COMPRENDRE LES NOUVEAUX TARIFS DES INFRASTRUCTURES DE GAZ

DE NOUVEAUX TARIFS D'UTILISATION DES INFRASTRUCTURES GAZIÈRES SONT ENTRÉS EN VIGUEUR LE 1^{ER} AVRIL DERNIER : LES TARIFS D'UTILISATION DES RÉSEAUX DE TRANSPORT DE GAZ NATUREL DE GRTGAZ ET TIGF (ATRT5) ET LES TARIFS D'UTILISATION DES TERMINAUX MÉTHANIERES RÉGULÉS DE MONTOIR-DE-BRETAGNE, FOS-CAVAOU ET FOS TONKIN (ATTM4). LEUR ÉLABORATION A NÉCESSITÉ LA PRISE EN COMPTE DES ÉVOLUTIONS LÉGISLATIVES ET RÉGLEMENTAIRES LIÉES AU 3^E PAQUET ÉNERGIE, TELLES QUE LA MISE EN ŒUVRE DU MODÈLE DE SÉPARATION PATRIMONIALE ITO (GESTIONNAIRE DE TRANSPORT INDÉPENDANT) OU ENCORE LA MISE EN ŒUVRE DU MODÈLE D'ORGANISATION DU MARCHÉ DU GAZ EUROPÉEN « GAS TARGET MODEL », DU FUTUR CODE DE RÉSEAU SUR L'ALLOCATION DES CAPACITÉS ET DES LIGNES DIRECTRICES SUR LA GESTION DES CONGESTIONS. CES TARIFS ONT ÉTÉ DÉFINIS FIN 2012 PAR LA CRE, APRÈS PLUS D'UN AN DE TRAVAUX ASSOCIANT LES OPÉRATEURS CONCERNÉS ET L'ENSEMBLE DES ACTEURS DU MARCHÉ. ILS ONT ÉTÉ PUBLIÉS AU JOURNAL OFFICIEL LE 28 FÉVRIER 2013 POUR L'ATTM4 ET LE 5 MARS 2013 POUR L'ATRT5.

Des tarifs de **transport de gaz** et des **terminaux méthaniers** efficaces



Chantier de l'artère du Béarn.

Inaugurée en mars 2013 par TIGF, cette nouvelle canalisation de transport de gaz entièrement souterraine relie Lacq (64) à la station de stockage de Lussagnet (40).

Le projet, dont l'investissement s'élève à 94 millions d'euros, a été subventionné pour moitié par l'Union européenne et financé pour partie au travers du tarif de transport.

D'une longueur de 57 km et d'une capacité de 14 millions de m³ par jour, l'artère du Béarn double une canalisation historique et permet à TIGF d'augmenter ses capacités sur le corridor ouest entre la France et l'Espagne.

Les tarifs d'utilisation des réseaux de transport de gaz naturel de GRTgaz et TIGF (ATRT5) et les tarifs d'utilisation des terminaux méthaniers régulés de Montoir-de-Bretagne, Fos-Cavaou et Fos Tonkin (ATTM4) ont non seulement été définis pour répondre aux obligations légales de couverture des coûts d'un opérateur efficient, mais également pour :

- poursuivre l'ouverture du marché français du gaz naturel ainsi que son intégration au sein du marché européen du gaz ;
- renforcer les incitations pour les opérateurs à maîtriser leurs coûts et à améliorer la qualité de leurs services ;
- donner de la visibilité aux acteurs de marché sur l'évolution à moyen terme des tarifs en structure et en niveau et introduire la flexibilité suffisante pour permettre d'adapter ces tarifs en cours de période tarifaire.

Définir de nouveaux tarifs est un processus long qui implique les acteurs du marché

Environ une année est nécessaire à l'élaboration de tarifs. Ce processus long et complexe requiert que la CRE mène de nombreux audits et études, organise des travaux de concertation et l'audition des acteurs du marché.

La CRE a mené des analyses approfondies des charges prévisionnelles présentées par les opérateurs. Elle s'est appuyée sur des études de cabinets externes pour procéder à l'analyse comparative des mécanismes de régulation incitative internationaux, à l'étude sur le coût moyen pondéré du capital des infrastructures électriques et gazières, à l'audit des charges d'exploitation des opérateurs ou encore à l'audit des systèmes d'information de GRTgaz.

L'ensemble des acteurs du marché a été associé à la préparation de ces tarifs. En complément des travaux menés en Concertation Gaz, la CRE a également organisé deux ateliers et une table ronde sur l'évolution des places de marché, a tenu une table ronde sur les niveaux et les grilles tarifaires des gestionnaires de réseaux de transport (GRT) et a conduit plusieurs consultations publiques sur :

- la création d'une zone d'équilibrage GRTgaz Nord unique pour les gaz H et B ;
- l'évolution des places de marché de gaz en France ;
- le service de flexibilité intra-journalière sur le réseau de transport de GRTgaz ;

Compétences tarifaires

Les articles L.452-2 et L.452-3 du code de l'énergie donnent compétence à la CRE en matière de tarification des réseaux de transport de gaz naturel et des installations de gaz naturel liquéfié. La CRE fixe les méthodologies utilisées pour établir les tarifs, délibère sur les évolutions tarifaires, les modifications de niveau et de structure des tarifs qu'elle estime justifiées au vu notamment de l'analyse de la comptabilité des opérateurs et de l'évolution prévisible des charges de fonctionnement et d'investissement. En outre, la CRE tient compte des orientations de politique énergétique transmises par la ministre de l'énergie.

- les orientations sur le cadre de régulation, la structure tarifaire et les services des GRT ;
- les orientations relatives aux niveaux et aux grilles tarifaires des GRT ;
- le cadre de régulation, le niveau et la structure des tarifs des terminaux méthaniers.

Les tarifs renforcent la régulation incitative des coûts et des services des opérateurs

La CRE a procédé à une analyse détaillée des charges d'exploitation des opérateurs. Elle a fixé dans l'ATTM4 le budget retenu pour chaque terminal méthanier pour l'ensemble de la période tarifaire. Dans l'ATRT5, elle a fixé une trajectoire d'évolution annuelle des charges pour chaque GRT sur la période 2013-2016. À partir du niveau retenu pour 2013, cette trajectoire est basée sur l'inflation et un coefficient d'évolution annuel qui intègre un objectif de productivité portant sur un périmètre d'activité constant par rapport à la période tarifaire couverte par les tarifs ATRT4. La CRE a également introduit dans l'ATTM4 et l'ATRT5 une clause de rendez-vous au bout de deux ans pour ajuster, sous conditions, la trajectoire des charges d'exploitation en 2015 et 2016.

Par ailleurs, l'ATRT5 et l'ATTM4 comportent de nouvelles dispositions ayant pour objectif d'inciter les opérateurs à maîtriser leurs coûts d'investissements. Ces mécanismes, qui s'appliquent à l'ensemble des projets d'investissement importants réalisés par les GRT ou les opérateurs de terminaux méthaniers régulés, sont basés sur un système de bonus/malus incitant les opérateurs à tenir les budgets prévisionnels approuvés par la CRE.

110

nombre d'expéditeurs actifs aux points d'échange de gaz (PEG)

Le dossier de la CRE

« Les tarifs ATRT5 et ATTM4 comportent de nouvelles dispositions ayant pour objectif d'inciter les opérateurs à maîtriser leurs coûts d'investissements »

Pour le transport de gaz, la CRE assure un suivi de la performance des opérateurs en termes de qualité de service. Elle procède ainsi à l'analyse d'indicateurs chiffrés depuis 2008, dont certains font l'objet d'une incitation financière. Le retour d'expérience sur ce mécanisme montre une réelle amélioration de la qualité de service des GRT depuis sa mise en place. Dans le cadre de l'ATRT5, la CRE a renforcé ce dispositif concernant les données fournies par les opérateurs aux fournisseurs pour gérer leurs obligations au titre de l'équilibrage entre leurs injections et soutirages de gaz sur le réseau.

Vous avez dit « régulation » ?

Les terminaux méthaniers et les réseaux de transport de gaz permettent d'importer et d'acheminer du gaz depuis les sites de production jusqu'aux consommateurs. La CRE fixe les règles et tarifs d'accès à ces infrastructures. La régulation permet d'assurer aux utilisateurs un accès transparent et non discriminatoire sans fausser le jeu de la concurrence. De cette façon, les fournisseurs de gaz naturel proposent des offres à leurs clients dans les mêmes conditions. En outre, le régulateur s'assure que le principe de couverture des coûts des opérateurs est respecté et que les investissements nécessaires au bon fonctionnement du marché sont réalisés.

© GDF Suez, G. Leimdorfer



Terminal méthanier de Fos-Cavaou (Bouches-du-Rhône). La CRE a fixé une grille tarifaire pour 4 ans en hausse de 12 % pour ce terminal.

Les tarifs de transport préparent la future organisation des places de marché en France

Le marché français du gaz comprend aujourd'hui trois places de marché de gros, appelées points d'échange de gaz (PEG) : sur le réseau de GRTgaz, les PEG Nord (divisé en Nord-H et Nord-B) et Sud ; sur le réseau de TIGF, le PEG TIGF.

Les marchés de gros se sont progressivement imposés comme des composantes essentielles de la construction du marché européen du gaz. Ils ont apporté davantage de flexibilité dans les échanges entre les acteurs présents à différents niveaux de la chaîne d'approvisionnement. Ainsi, les PEG sont indispensables aux fournisseurs présents sur le marché de détail. Ils leur permettent d'arbitrer entre différentes sources de gaz de façon à faire bénéficier leurs clients des sources les plus compétitives et constituent un complément aux contrats d'approvisionnement signés directement avec les producteurs pour alimenter leurs clients. Ils leur permettent également d'équilibrer à court terme leur portefeuille en achetant et vendant du gaz suivant leurs besoins.

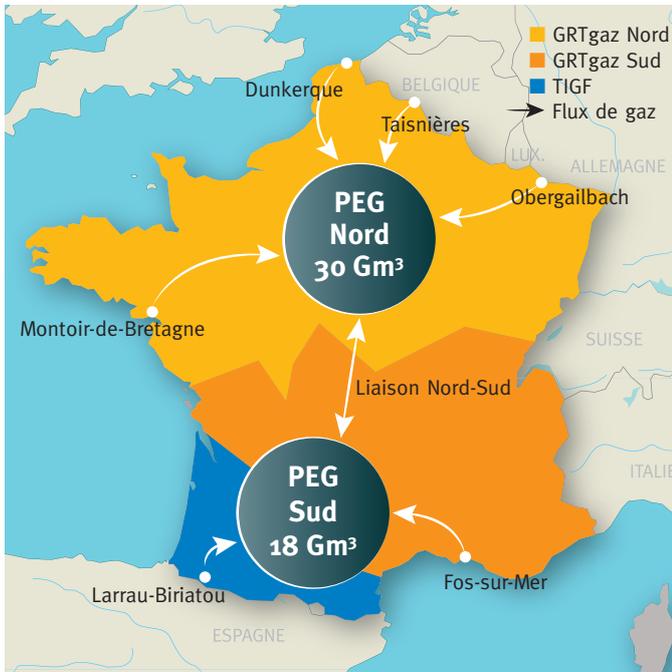
L'ATRT5 apporte des changements importants sur l'organisation de ces places de marché : les PEG Nord-H et Nord-B de GRTgaz ont fusionné au 1^{er} avril 2013 et un PEG commun GRTgaz Sud-TIGF sera mis en place au 1^{er} avril 2015. Ces évolutions, qui font l'objet d'un large consensus parmi les acteurs du marché, préparent la création potentielle d'une place de marché unique en France à l'horizon 2018. Cette consolidation des PEG permettra la concentration de la liquidité et une mise en concurrence plus large des sources d'approvisionnement, contribuant ainsi à la création d'un marché de gros efficace et à l'émergence d'un prix du gaz robuste. Elle est en phase avec le « Gas Target model ».

Les tarifs présentent des hausses moins élevées que celles demandées par les opérateurs

En ce qui concerne le niveau de l'ATRT5, la demande initiale de GRTgaz conduisait à une hausse moyenne du tarif de 17,4 % en 2013, puis à une hausse annuelle moyenne de 4,5 % entre 2014 et 2016, en euros courants. La demande de TIGF conduisait à une hausse moyenne du tarif de 18,6 % en 2013, puis à une hausse annuelle moyenne de 7,8 % entre 2014 et 2016, en euros courants.

Évolution de la structure du marché en France

Création d'une place de marché commune GRTgaz Sud-TIGF en 2015



Création d'une place de marché France en 2018



La CRE a retenu pour GRTgaz, une augmentation de 8,3 % en 2013, puis une hausse de 3,8 % par an, en euros courants, à partir de 2014. Pour TIGF, a été fixée une augmentation de 8,1 % en 2013, puis une hausse de 3,6 % par an, en euros courants, à partir de 2014.

Ces différences sont liées à la baisse du coût moyen pondéré du capital (0,75 %), à la révision des hypothèses retenues pour certains postes de charges (énergie, flexibilité gaz B) et aux objectifs de productivité fixés aux opérateurs sur leurs charges à périmètre d'activité constant.

Les hausses retenues pour l'ATRT5 par la CRE s'expliquent par :

- la hausse des charges de capital liée à la mise en service d'investissements importants pour décongestionner le réseau et l'interconnecter avec les autres marchés européens, des coûts d'achat d'énergie (hausse des prix), des impôts et des charges sociales (IFER, cotisations sociales) ;
- la hausse des charges d'exploitation due à la transposition du 3^e paquet énergie et à un renforcement de la réglementation en matière de sécurité (arrêtés multi-fluides, décret anti-endommagement).

En ce qui concerne l'ATTM4, la CRE a fixé des grilles tarifaires pour quatre ans en hausse de 4 % pour le terminal de Montoir et de 12 % pour celui de Fos-Cavaou. La grille tarifaire pour le terminal de Fos Tonkin, fixée pour deux ans, augmente de 10 %. Cette grille sera mise à jour à mi-période afin de tenir compte de la décision de pérennisation éventuelle du terminal de Fos Tonkin au-delà de 2020.

Ces hausses tarifaires sont inférieures à celles demandées par les opérateurs, respectivement 13 %, 24 % et 15 % pour les terminaux de Montoir, Fos-Cavaou et Fos Tonkin. Les différences entre ces tarifs et les demandes des opérateurs sont liées à la baisse du coût moyen pondéré du capital (-0,75 %) et à la révision des hypothèses retenues pour certaines charges (énergie et frais de siège notamment).

Pour finir, les hausses retenues pour les périodes tarifaires de l'ATRT5 et de l'ATTM4 s'expliquent aussi par une baisse des souscriptions de capacités. Le contexte est marqué par le détournement de cargaisons de gaz naturel liquéfié vers les marchés asiatiques et une consommation de gaz naturel atone. ■

+0,5 %
hausse
que représente
l'ATRT5 sur la facture
d'un consommateur
résidentiel moyen
se chauffant au gaz

BRUNO CHARLES EST DEPUIS 2008 VICE-PRÉSIDENT DE LA COMMUNAUTÉ URBAINE DE LYON. CET ÉLU EUROPE ÉCOLOGIE LES VERTS EST CHARGÉ DE LA DÉMARCHE PROSPECTIVE EN MATIÈRE ÉNERGÉTIQUE ET DU PILOTAGE ET DE L'ANIMATION DES OUTILS DU DÉVELOPPEMENT DURABLE. CONCRÈTEMENT, IL MET EN PLACE L'AGENDA 21, LE PLAN CLIMAT-ÉNERGIE ET S'OCCUPE DES QUESTIONS LIÉES À LA BIODIVERSITÉ. LE GRAND LYON – 58 COMMUNES, 1,350 MILLION D'HABITANTS – A COMMENCÉ À PRENDRE LE VIRAGE DU DÉVELOPPEMENT DURABLE DÈS 1999, AVEC L'IMPLÉMENTATION DE LA CHARTE EUROPÉENNE DES VILLES DURABLES, PUIS DE DEUX AGENDAS 21 SUCCESSIFS. POUR BRUNO CHARLES, LA QUESTION ÉNERGÉTIQUE EST INDISPENSABLE AU DEVENIR DU TERRITOIRE URBAIN. À L'HEURE DES DÉBATS SUR LA TRANSITION ÉNERGÉTIQUE DE LA FRANCE, IL NOUS PRÉSENTE LES CHANGEMENTS QUI S'OPÈRENT SUR SON TERRITOIRE.

« Il faut reconstruire une politique énergétique en fonction des possibilités de chaque territoire. »

Décryptages : Selon vous, quels sont les enjeux de la transition énergétique ?

Bruno Charles : Je crois que nous devons penser le développement du territoire dans son intégralité. Au départ, le Grand Lyon était pensé comme une communauté de moyens, qui mettait en commun la gestion des réseaux et des déplacements. Puis c'est devenu une communauté de projets. Avec la transformation à venir en Métropole d'intérêt européen, dans le cadre de la future loi de décentralisation, la communauté urbaine devient une communauté de destin, c'est-à-dire une collectivité capable de définir et de construire son propre avenir. Cela implique de réaliser la transition énergétique de notre territoire.

Quelle est l'expression de cette problématique à l'échelle du Grand Lyon ?

B.C. : Ce qui a fondamentalement changé avec le plan climat-énergie, ce sont les objectifs contraignants chiffrés, c'est-à-dire les « trois fois vingt » : nous sommes passés d'une obligation de moyens à une obligation de résultats. Les collectivités avaient tendance à agir essentiellement sur leur propre patrimoine et en fonction de leurs compétences. Tout le monde prenait en compte les bonnes actions, sans se demander si l'ensemble faisait sens.

Au Grand Lyon, nous n'avons pas triché. Si une collectivité ne joue que sur ses compétences strictes et ses biens, elle n'a d'impact que sur 25 % des émissions de CO₂ de son territoire. Pour atteindre l'objectif de 20 % de baisse des émissions, nous avons réuni tous les acteurs pour les impliquer dans une dynamique de sobriété carbone et énergie. Il s'agissait de mesurer les intérêts de chacun et les obstacles rencontrés.

Nous avons mené pendant un an et demi une conférence locale avec une centaine d'acteurs, domaine par domaine. Elle était organisée en quatre ateliers : urbanisme-habitat ; déplacements ; activités économiques et industrielles ; énergie.

Nous sommes la première collectivité à avoir écrit une trajectoire de transition énergétique à l'horizon 2020, en euros et en tonnes de CO₂, qui prend en compte l'ensemble du territoire et des activités. Cette trajectoire a été votée en février 2012.

Comment se déroule concrètement la mise en œuvre de cette trajectoire de transition énergétique du Grand Lyon à l'horizon 2020 ?

B.C. : La vision, qui a été votée et qui donne la trajectoire domaine par domaine, est accompagnée d'un plan d'actions, sur lequel sont inscrits les engagements concrets de chacun. Entre 60 et 70 acteurs sont impliqués et 26 fiches d'actions ont été identifiées. La mise en œuvre a déjà commencé. J'invite d'ailleurs les lecteurs de *Décryptages* à se rendre sur le blog du Grand Lyon pour suivre l'avancée de notre travail : <http://blogs.grandlyon.com/plan-climat/>.

Le plan est articulé autour de trois piliers : sobriété, efficacité et montée en puissance des énergies renouvelables. Nous avons un objectif ambitieux de réhabilitation de logements, qui porte sur 160 000 logements en 10 ans, soit un quart des logements du Grand Lyon. Nous avons lancé une délégation de service public prévoyant un renforcement très important du réseau de chaleur sur la rive gauche avec 150 MW supplémentaires alimentés par des chaufferies au bois. Cela représente un investissement de 250 millions d'euros. Nous menons aussi une expérience de mise en place

d'une flotte de véhicules électriques, alimentés par du photovoltaïque, partagée par plusieurs entreprises. Un projet de récupération de l'énergie fatale de l'industrie implique également les industriels de la vallée de la chimie, au sud de Lyon. En matière d'urbanisme, nous sommes en train de revoir le plan local d'urbanisme pour le rendre conforme aux objectifs de l'Agenda 21 et du Facteur 4 à l'horizon 2050. Nous travaillons donc à la fois sur l'urbanisme, la mobilité, le logement et le bâtiment tertiaire.

Dans le domaine de l'énergie, plus spécifiquement, quelles sont les actions menées ?

B. C. : Nous avons plusieurs projets de smart grids sur notre territoire : le projet Smart Electric Lyon d'EDF, le projet Greenlys d'ERDF et GDF SUEZ et le projet de démonstrateur de Nedo, qui est l'agence de maîtrise de l'énergie japonaise.

Nous menons aussi des projets relatifs aux usages de l'énergie. À Perrache, qui est une cité sociale, chaque habitant va recevoir une tablette qui lui permettra de modéliser sa consommation d'électricité. Nous jouons sur l'éducation et les comportements. Le but est que les habitants apprennent comment économiser leur énergie et leur argent.

À mon sens, l'un des enjeux aujourd'hui est de mettre les réseaux en cohérence et remettre l'énergie au cœur de la vision du territoire. L'énergie est indispensable pour projeter le territoire dans l'avenir. Ce n'est pas dans la culture française, qui garde une approche très centralisée de l'énergie. Or, aujourd'hui, une réflexion sur le réseau local s'impose. Cette réflexion est d'ailleurs menée grâce aux smart grids.

Travaillez-vous en relation avec d'autres espaces urbains ?

B. C. : Les villes européennes travaillent en réseau. Par exemple, nous nous inspirons de Rotterdam pour la récupération d'énergie fatale. Sur le quartier de la Part-Dieu, nous travaillons sur les flux d'énergie. Ce travail fait partie du projet européen Transform, mené dans le cadre d'un consortium européen qui réunit Hambourg, Amsterdam, Copenhague, Vienne et Gênes. Aujourd'hui, les villes échangent beaucoup. Il existe un réseau très actif. Ce sont des territoires qui sont en concurrence entre eux, mais qui coopèrent.



© F. Lacroix

La communauté urbaine de Lyon participera-t-elle à la conférence sur la transition énergétique ? Qu'en attendez-vous ?

B. C. : En mai, un bilan d'étape est prévu. Il constituera la participation du Grand Lyon au débat. Nous en attendons surtout des outils juridiques et économiques pour construire une politique de transition énergétique. L'une des questions essentielles est la décentralisation des réseaux. L'enjeu, pour la communauté urbaine, est d'acquiescer la compétence énergie pour pouvoir développer une vision énergétique du territoire. Nous avons besoin de connaître l'état des actifs et des investissements dans les réseaux. Nous n'arriverons pas à la sobriété énergétique sans une certaine décentralisation.

Avec le développement de la précarité énergétique, liée aux hausses des prix de l'énergie et aux logements énergivores, l'égalité d'accès ne fonctionne plus. Il faut reconstruire une politique énergétique en fonction des possibilités de chaque territoire. C'est en partant de là que nous pourrions reconstruire une égalité d'accès à l'énergie. Le Grand Lyon essaye de construire sa propre vision de l'énergie territoriale. ■

BIOGRAPHIE EXPRESS BRUNO CHARLES

Depuis 2008 :
Vice-président du Grand Lyon, chargé du développement durable (plan climat-énergie, Agenda 21, énergie, éducation à l'environnement, biodiversité)

Adjoint au maire du 7^e arrondissement de Lyon, chargé du développement durable et de l'économie solidaire

2005 à 2008 :
Directeur de la Maison Rhodanienne de l'environnement à Lyon

Autres activités professionnelles :
Consultant en droit public au sein du cabinet d'avocat Devers et Associés

Formateur au sein du Centre d'écodéveloppement et d'initiative sociale (CEDIS)

Président-fondateur du Centre de documentation et de recherches sur l'écologie politique et les alternatives sociales (CEDRATS) à Lyon

« La trajectoire de transition énergétique du Grand Lyon à l'horizon 2020 est accompagnée d'un plan d'actions articulé autour de trois piliers : sobriété, efficacité et montée en puissance des énergies renouvelables. » Bruno Charles

Pour un marché régional méditerranéen de l'électricité

Président du régulateur égyptien et vice-président de l'Association des régulateurs méditerranéens de l'électricité et du gaz (MEDREG), Dr. Hafez El Salmawy a présenté dans l'*European Energy Journal* sa vision d'un marché régional méditerranéen de l'électricité. Tout en prenant en compte les spécificités des pays concernés, il s'inspire de l'expérience des initiatives régionales européennes. *Décryptages* vous en livre ici un bref résumé.

L'objet d'un marché régional méditerranéen de l'électricité (MRME) est d'établir une base institutionnelle favorisant la concurrence et la liberté de choix du consommateur, en complément des initiatives euro-méditerranéennes visant à développer les capacités de production d'énergie et les échanges transfrontaliers dans la région. La mise en place d'un tel marché vise à :

- l'amélioration de la sécurité d'approvisionnement à coût maîtrisé ;
- la gestion efficace des infrastructures et leur développement afin de faire face à l'augmentation de la demande et d'intégrer de nouvelles sources d'énergie permettant de réduire les émissions de gaz à effet de serre ;
- la mise en place d'incitations à l'investissement, au moyen notamment d'un cadre de régulation approprié.

Établir un MRME est cependant une entreprise de long terme. De nombreux défis sont à relever : les décisions d'investissement nationales doivent être cohérentes avec l'objectif de création d'un MRME et les

cadres de régulation nationaux harmonisés. La création d'un MRME suppose en outre que le champ d'action des institutions régionales et financières soit accru et que les préoccupations liées aux questions de souveraineté nationale et d'interdépendance énergétique soient dépassées.

De la souplesse et du pragmatisme

Pour autant, il n'est pas nécessaire de chercher à uniformiser trop rapidement les différentes situations nationales. Différents exemples internationaux montrent en effet que les échanges transfrontaliers peuvent être développés grâce au rapprochement progressif de petits groupes de pays ayant un intérêt mutuel à promouvoir des projets communs. Pragmatisme et souplesse sont donc souhaitables.

Bien entendu, la création du MRME nécessite un minimum d'harmonisation des politiques et règles d'exploitation nationales. Aussi l'existence d'institutions fiables et de règles de fonctionnement claires au plan régional est une condition préalable à l'intégration des sous-régions méditerranéennes. Dans

cette optique, trois institutions régionales devraient être établies et dotées de missions précises :

- une agence régionale de régulation, constituée de représentants de tous les pays participants, devrait approuver les règles de fonctionnement du marché régional et surveiller leur bonne application. Elle devrait jouir d'un pouvoir de sanction afin d'asseoir ses décisions et de pénaliser toute infraction aux règles ;
- un gestionnaire régional des transactions devrait être créé pour l'administration commerciale des échanges et le règlement des litiges éventuels. Cette entité devrait par ailleurs être chargée de surveiller la coordination de l'exploitation du système interconnecté et de prendre toute mesure correctrice en cas de déséquilibre ;
- un gestionnaire régional de réseau aurait pour responsabilités de contrôler les aspects techniques du MRME, d'assurer un accès juste et non-discriminatoire au réseau régional et de coordonner l'exploitation des réseaux des gestionnaires de réseaux de transport nationaux.

Autorisés à titre transitoire, les contrats bilatéraux de fourniture et les contrats régissant l'allocation des capacités d'interconnexions devraient progressivement disparaître au profit d'une place régionale de marché à court terme et d'un mécanisme d'enchères pour les capacités de transport. A terme, des instruments financiers spécifiques et des marchés dérivés pourraient être introduits pour promouvoir la liquidité du marché. ■

« L'existence d'institutions fiables et de règles de fonctionnement claires au plan régional est une condition préalable à l'intégration des sous-régions méditerranéennes. »