

DéRyptages

Mars / Mai 2016 • N°49

La lettre de la Commission
de régulation de l'énergie (CRE)



Dossier p. 6

Nouveau tarif de distribution de gaz : une hausse mesurée et des objectifs de performance renforcés

Actualités

- p. 2** La CRE prépare les prochains tarifs de GRTgaz et TIGF
- p. 3** De nouvelles prestations annexes avec l'arrivée de Linky
- p. 4** La CRE organise la mise en concurrence des fournisseurs à l'issue de l'offre transitoire

Parole à...

- p. 10** Walter Boltz, ancien président du régulateur autrichien E-Control

Actualité du CORDIS

- p. 12** Deux nouveaux règlements de différends

TRANSPORT DE GAZ

La CRE prépare les prochains tarifs de GRTgaz et TIGF

Dans la consultation publique qu'elle a lancée le 25 février dernier sur les prochains tarifs de transport de gaz, la CRE a souhaité interroger les acteurs de marché sur les principaux enjeux à venir.

Les prochains tarifs de transport de gaz de GRTgaz et TIGF (dits ATRT 6) entreront en vigueur le 1^{er} avril 2017 pour quatre ans. Cette période tarifaire sera notamment marquée par la création de la place de marché du gaz unique en France à la fin de 2018. Il s'agit là de l'aboutissement du cycle d'investissements pour la simplification du marché, entamé il y a dix ans par les gestionnaires de réseaux de transport. Ces derniers ont travaillé à renforcer significativement le réseau de transport et les capacités aux interconnexions avec les pays voisins. En particulier avec les projets de construction en cours des gazoducs Val de Saône et Gascogne-Midi.

La CRE consacre sa première consultation publique sur les tarifs ATRT 6 au cadre général de régulation tarifaire et aux principales évolutions qu'elle envisage pour la structure des tarifs.

Un des sujets importants porte sur les potentielles évolutions de la tarification du réseau régional : les niveaux de tarif régional (NTR) actuels, qui concernent 1 200 points d'interface transport-distribution et 1 000 clients raccordés au réseau de transport, ont été déterminés lors de l'élaboration des premiers tarifs de transport de gaz en 2000, alors que les développements du réseau réalisés depuis ont modifié le fonctionnement du réseau de transport. De façon à ce que les tarifs de transport reflètent le mieux possible les coûts, la CRE envisage de procéder à une refonte des NTR. Elle retient, comme aujourd'hui, la distance des sites au réseau principal comme



Chantier de l'Arc de Dierrey.
Le projet Arc de Dierrey, canalisation d'environ 300 km, entre Cuvilly (60) et Voisines (52), permettra d'acheminer vers l'est et le sud de la France le gaz naturel reçu par le terminal méthanier de Dunkerque.

critère majeur du niveau tarifaire mais estime que l'on pourrait introduire un peu plus de péréquation en resserrant l'échelle des tarifs régionaux. Cette révision s'opèrera dans la continuité des tarifs de transport précédents.

La CRE interroge également les acteurs de marché sur les points suivants :

- la non-reconduction des incitations financières au développement des infrastructures de grand transport ;
- la péréquation éventuelle des tarifs de

GRTgaz et TIGF pour préparer la création de la place de marché unique ;

- la prise en compte dans les tarifs de transport, à la fois des charges d'investissements relatives aux projets Val de Saône et Gascogne-Midi, mais aussi de la disparition des recettes perçues à la liaison Nord-Sud ;
- l'évolution de la régulation incitative de la qualité de service des transporteurs pour simplifier le dispositif existant et encourager GRTgaz et TIGF à maximiser la disponibilité des capacités fermes ;
- la création de capacités rebours vers l'Allemagne et la création d'un point d'interconnexion virtuel entre la France et la Belgique.

Un dernier point de la consultation concerne la création d'une déduction financière, appelée « remise développement » pour faciliter les nouveaux raccordements au réseau de transport de GRTgaz ou de TIGF. Cette remise, qui pourrait représenter de 50 à 60 % du coût total du raccordement, serait concédée aux nouveaux sites raccordés au titre du bénéfice apporté à l'ensemble des consommateurs en termes de réduction de la facture globale.

La CRE publiera à l'été 2016 une seconde consultation publique dans laquelle elle présentera en détail, en tenant compte des contributions reçues pour la première consultation, ses propositions d'évolution du cadre de régulation et de la structure des tarifs, ainsi que la demande de revenu tarifaire des GRT. La CRE prévoit d'adopter une délibération tarifaire portant décision sur les tarifs ATRT6 à l'automne 2016. ■

DISTRIBUTION D'ÉLECTRICITÉ

De nouvelles prestations annexes avec l'arrivée de Linky

Avec le déploiement des compteurs électriques évolués Linky, la CRE a mis à jour la liste et le tarif des prestations annexes des gestionnaires de réseaux de distribution d'électricité. Le régulateur a créé des prestations de transmission de données rendues possibles par ces nouveaux compteurs et révisé le tarif des prestations qui pourront désormais être télé-opérées.

Le gestionnaire de réseau de distribution d'électricité ERDF a commencé en décembre 2015 l'installation des compteurs évolués Linky. 35 millions de compteurs Linky doivent ainsi être posés d'ici à la fin de l'année 2021. 90 % des sites ayant une puissance souscrite inférieure ou égale à 36 kVA en seront équipés.

Les compteurs évolués sont une opportunité pour les consommateurs. Ils sont capables de collecter des données fines de consommations. Mises à disposition et transmises au consommateur, à son fournisseur ou à un tiers désigné par le client, ces données permettent la facturation sur index réel, une meilleure maîtrise de la consommation et la possibilité pour un fournisseur de proposer des offres tarifaires plus variées et mieux adaptées.

Pour que ces fonctionnalités soient opérationnelles, des prestations annexes des gestionnaires de réseau de distribution d'électricité ont été créées ou complétées par une délibération de la CRE du 3 mars 2016. La définition de ces nouvelles prestations a fait l'objet en amont d'un large travail de concertation au sein des groupes de travail électricité (GTE), auxquels participe l'ensemble des parties prenantes (CRE, gestionnaires de réseaux, fournisseurs, consommateurs, médiateur national de l'énergie...).

Gratuité et baisse des prix

La délibération de la CRE pose le principe suivant : le consommateur ayant la libre disposition de ses données, il doit y avoir accès librement et gratuitement. Il doit aussi pouvoir les communiquer gratuitement à des tiers qu'il aura préalablement désignés.

La délibération de la CRE pose le principe suivant : le consommateur ayant la libre disposition de ses données, il doit y avoir accès librement et gratuitement.

C'est pourquoi la délibération de la CRE crée des prestations gratuites de mise à disposition et de transmission de données de consommation et de courbe de charge. Des prestations concernant la transmission des index de facturation aux fournisseurs sont aussi mises en place. L'objectif est de faciliter la facturation mensuelle sur index réel. Le coût de ces prestations sera supporté par le tarif d'utilisation des réseaux publics d'électricité (TURPE).

En revanche, peuvent faire l'objet d'une facturation, la collecte de données dont la relève implique un surcoût comparé à la collecte des informations de base, et la

transmission de données via un canal plus coûteux (tel qu'un flux quotidien), si les données restent accessibles gratuitement par un autre canal.

Par ailleurs, le déploiement des compteurs évolués entraînera une baisse du coût de certaines prestations annexes, qui impliquaient jusque-là un déplacement, et qui pourront désormais être télé-opérées. C'est le cas par exemple des prestations de mise en service ou de modification de puissance souscrite. Le tarif de ces prestations ont donc été revus. En particulier, le tarif de la prestation de mise en service baissera au fur et à mesure du déploiement de Linky, pour tous les utilisateurs. À l'inverse, pour les prestations d'augmentation de puissance souscrite et de mise en service dans la journée, un tarif spécifique pour les cas où la prestation est réalisée sans déplacement est créé. Les prestations impliquant un déplacement restent, elles, facturées au niveau actuel. ■

Les prestations annexes sont des prestations, payantes ou non, proposées par les gestionnaires de réseaux aux utilisateurs des réseaux publics d'électricité et de gaz naturel.

FIN DES TARIFS RÉGLEMENTÉS

La CRE organise la mise en concurrence des fournisseurs à l'issue de l'offre transitoire

Depuis le 1^{er} janvier 2016, les consommateurs non domestiques dont les sites ont une puissance souscrite supérieure à 36 kVA ou une consommation annuelle de gaz naturel supérieure à 30 MWh ne peuvent plus souscrire de tarifs réglementés de vente.

Afin d'éviter les coupures d'électricité et de gaz, les consommateurs qui n'avaient pas souscrit un contrat en offre de marché auprès du fournisseur de leur choix avant la date d'échéance de leurs contrats aux tarifs réglementés ont basculé automatiquement vers une offre par défaut, dite « offre transitoire », proposée par leur fournisseur. L'offre transitoire n'est cependant valable que six mois. Si le consommateur n'a toujours pas souscrit une offre de marché, la fourniture de gaz et d'électricité n'est plus assurée. Pour éviter des coupures massives, l'ordonnance du 10 février 2016 prévoit un dispositif de continuité de fourniture succédant à la fin des offres de marché transitoires de gaz et d'électricité.

Le prix du mégawattheure est majoré de 30 %

Ainsi, les sites sans contrat au 1^{er} juillet seront alimentés par un fournisseur désigné par la CRE à l'issue de l'appel d'offres lancé le 17 mars 2016. La CRE a communiqué l'attribution des lots le 10 mai 2016. Les fournisseurs ont été sélectionnés en fonction du montant unitaire qu'ils s'engagent à reverser à l'Etat. Concrètement, le prix applicable aux clients est fixé dans le cahier des charges. Les fournisseurs font une offre de montant unitaire en euro du mégawattheure pour chaque client dans la limite d'un plafond de 15% des lots

indiqués. Le prix fixé dans le cahier des charges est majoré d'au plus 30 % par rapport aux prix usuellement pratiqués par les fournisseurs.

L'appel d'offres a été élaboré pour inciter les clients à quitter le régime par défaut de l'offre transitoire pour se tourner vers les offres de marché, tout en garantissant la continuité de fourniture et en évitant toute sur-rémunération des fournisseurs désignés. Ces derniers devront reverser à l'Etat une partie de l'écart entre leurs coûts et le niveau des prix applicables.

Afin d'être en mesure de désigner les fournisseurs dans des délais compatibles avec l'obligation d'information des clients au plus tard le 30 juin, la CRE a publié le cahier des charges le 17 mars 2016. Les principes retenus dans le cahier des charges ont fait l'objet d'une présentation aux fournisseurs et une consultation a été menée afin de recueillir leur avis sur le cahier des charges et les modèles de contrat.

Résultats de l'appel d'offres

20 fournisseurs ont déposé un dossier avant la date limite de dépôt des offres. Parmi ceux-ci, 9 fournisseurs issus d'ELD ont déposé des offres sur des lots d'ELD, 6 fournisseurs, dont 2 ELD, ont déposé des offres sur des lots sur le réseau de GRDF et 8 fournisseurs ont déposé des offres sur des lots sur le réseau d'ERDF.

En électricité

- 8 fournisseurs ont déposé des offres pour les lots sur le territoire desservi par ERDF mais aucun n'a déposé d'offres pour l'intégralité des lots ;
- 4 lots sur le territoire desservi par ERDF n'ont donné lieu à aucune proposition et sont donc déclarés infructueux ;
- le montant unitaire moyen retenu est de 19,50 €/MWh ;
- 6 fournisseurs ont déposé des offres correspondant à 11 ELD ;

- le montant unitaire moyen retenu est de 10,60 €/MWh.

En gaz naturel

- 6 fournisseurs ont déposé des offres pour les lots sur le territoire desservi par GRDF : 5 sur l'ensemble des lots et 1 sur les lots PEG Nord ;
- le montant unitaire moyen retenu est de 8,06 €/MWh ;
- concernant les ELD, 6 fournisseurs ont répondu pour un montant unitaire moyen retenu de 8,10 €/MWh. ■

Le principe de l'allotissement

Pour favoriser l'ouverture du marché, la CRE a procédé à des allotissements par zone géographique et type de sites de consommation.

En électricité :

- 263 lots sur le territoire d'ERDF
- 54 lots sur les territoires des ELD

Sur le territoire desservi par ERDF, les lots ont été constitués en fonction du segment de clientèle (C2, C3 et C4) et de l'option tarifaire du TURPE, de façon à ne pas dépasser le nombre de 1000 sites ou un volume d'historique de consommation annuelle de 50 GWh. Les sites en situation d'hébergeurs-décomptants, les sites C5 avec une puissance supérieure à 36kVA et les sites en branchements provisoires font l'objet chacun d'un lot propre.

Sur les territoires des entreprises locales de distribution (ELD) : un lot unique par ELD.

En gaz naturel :

- 20 lots sur le territoire de GRDF
- 12 lots sur les territoires des ELD

Sur les territoires desservis par GRDF, les lots ont été constitués en fonction du point d'échange de gaz (PEG) d'appartenance (PEG Nord, PEG TRS), de façon à ne pas dépasser le nombre de 1000 sites ou un volume de CAR de 50 GWh. Sur les territoires des ELD : un lot unique par ELD.

Environ

36 000

sites en électricité
(sur 468 000) et

10 500

sites en gaz
(sur 108 000) étaient
en offre transitoire
au 9 mai 2016.

Le saviez-vous ?

Réforme des modalités d'accès des tiers aux stockages de gaz

Le 10 mars 2016, la CRE a rendu son avis sur le projet d'ordonnance modifiant les modalités d'accès des tiers aux stockages souterrains de gaz naturel. Jusqu'ici l'accès aux stockages de gaz n'était pas régulé et les opérateurs de stockage fixaient librement leurs tarifs. Le projet de texte prévoit que les capacités de stockage seront commercialisées aux enchères et que le revenu des opérateurs de stockage sera régulé. Si la CRE s'est prononcée en faveur du principe de la réforme, elle a néanmoins rendu un avis défavorable sur les modalités de mise en œuvre envisagées. En effet, le dispositif prévu n'organise pas une répartition claire des responsabilités entre le gouvernement, la CRE et les opérateurs en ce qui concerne la fixation des revenus autorisés de ceux-ci et la définition des règles de commercialisation

des capacités aux enchères. En parallèle, la CRE a organisé le 15 mars 2016, sans attendre la publication des textes encadrant le nouveau dispositif, un atelier portant sur la commercialisation des capacités de stockage aux enchères. 34 organisations y ont participé.

La CRE organise une journée dédiée aux smart grids dans les zones insulaires

À l'initiative de Madame Catherine Edwige membre du collège, la CRE organise, le 15 juin 2016, une journée d'échanges dédiée aux smart grids dans les zones insulaires. L'objectif est double : réfléchir avec les collectivités territoriales à la régulation de demain permettant d'accompagner la capacité d'innovation locale, et mettre en avant les zones insulaires qui constituent des laboratoires d'innovations pour les smart grids.

Au cours de cette journée, des acteurs locaux et nationaux se retrouveront autour de différentes tables rondes thématiques (production, réseaux, aval compteur, client et mobilité électrique).

Nominations au CORDIS

Membres titulaires :
Monsieur Denis RAPONE, Conseiller d'Etat, nommé par le Vice-président du Conseil d'Etat, et Madame Henriette CHAUBON, Conseiller à la chambre criminelle de la Cour de cassation, nommée par le Premier président de la Cour de cassation.

Membres suppléants :
Monsieur Jean-Baptiste PARLOS, Conseiller à la chambre criminelle de la Cour de Cassation, Monsieur Jean-François MARY, Conseiller d'Etat et Madame Marie-Françoise GUILHEMANS, Conseiller d'Etat.

Chiffres clés

OBJECTIFS 2018 ET 2023 DE DÉVELOPPEMENT DES ÉNERGIES RENOUVELABLES EN FRANCE

L'arrêté fixant les objectifs de développement des énergies renouvelables dans le cadre de la programmation pluriannuelle des investissements (PPI) de production d'électricité a été publié dimanche 24 avril au Journal officiel.

Filière	Puissance installée au 31 décembre 2018	Puissance installée au 31 décembre 2023
Éolien terrestre	15 000 MW	Option basse : 21 800 MW • Option haute : 26 000 MW
Solaire	10 200 MW	Option basse : 18 200 MW • Option haute : 20 200 MW
Hydroélectricité	25 300 MW	Option basse : 25 800 MW • Option haute : 26 050 MW
Éolien en mer	500 MW	3 000 MW
Énergies marines	-	100 MW
Géothermie	8 MW	53 MW
Bois-énergie	540 MW	Option basse : 790 MW • Option haute : 1 040 MW
Méthanisation	137 MW	Option basse : 237 MW • Option haute : 300 MW

PAR SA DÉLIBÉRATION DU 10 MARS 2016, LA CRE A FIXÉ LE NOUVEAU TARIF D'UTILISATION DES RÉSEAUX PUBLICS DE DISTRIBUTION DE GAZ NATUREL DE GRDF (APPELÉ TARIF ATRD5). IL ENTRERA EN VIGUEUR LE 1^{ER} JUILLET 2016 POUR QUATRE ANS. CE TARIF, EN HAUSSE DE 2,76 %, DONNE LES MOYENS NÉCESSAIRES À GRDF POUR LA RÉALISATION DE SON ACTIVITÉ ET POUR L'ACCOMPAGNER DANS L'ÉVOLUTION DE SON MÉTIER. LE CADRE DE RÉGULATION DÉFINI PAR LA CRE DONNE ÉGALEMENT, À L'ENSEMBLE DES ACTEURS DU MARCHÉ, DE LA VISIBILITÉ SUR L'ÉVOLUTION DU TARIF DE GRDF ENTRE 2016 ET 2019. IL RENFORCE PAR AILLEURS LE CARACTÈRE INCITATIF DU CADRE DE RÉGULATION, TOUT EN CONSERVANT LES PRINCIPES GÉNÉRAUX DU TARIF ACTUEL, QUI INCITE D'ORES ET DÉJÀ LE GESTIONNAIRE DE RÉSEAU À AMÉLIORER SON EFFICACITÉ TANT DU POINT DE VUE DE LA MAÎTRISE DE SES COÛTS QUE DE LA QUALITÉ DU SERVICE RENDU AUX UTILISATEURS DE SES RÉSEAUX.

Nouveau tarif de distribution de gaz : une hausse mesurée et des objectifs de performance renforcés



Fort d'un réseau de distribution de gaz naturel qui dessert 77 % des communes françaises et s'étend sur près de 198 000 km (1^{er} réseau de distribution de gaz naturel en Europe), GRDF achemine le gaz naturel auprès d'environ 11 millions de clients. Pour l'ensemble des utilisateurs des réseaux, le gestionnaire de réseau de distribution (GRD) assure au quotidien les missions de construction, d'exploitation et d'entretien du réseau de distribution de gaz naturel. Par ailleurs, l'opérateur garantit aux fournisseurs de gaz un accès libre et non discriminatoire à ses infrastructures. En contrepartie, les fournisseurs s'acquittent pour leurs clients d'un tarif d'utilisation des réseaux : le tarif d'accès des tiers aux réseaux de distribution, dit tarif ATRD.

Le tarif ATRD5 entrera en vigueur le 1^{er} juillet 2016 pour une durée d'environ quatre ans. Il fixe l'ensemble des modalités de calcul du tarif pour les quatre prochaines années, donnant à l'ensemble des acteurs du marché de la visibilité sur l'évolution du tarif de GRDF au cours de la période 2016-2019.

Comment le tarif ATRD5 a-t-il été défini ?

Le Code de l'énergie¹ confie à la CRE la mission de fixer le tarif ATRD de GRDF. La CRE s'assure notamment que ce tarif couvre les coûts d'investissement et de fonctionnement d'un « *opérateur efficace* » tout en veillant à ce que GRDF réalise sa mission avec un niveau de service satisfaisant.

Le tarif ATRD distingue deux types de charges pour GRDF :

- les charges d'exploitation à couvrir par les tarifs sont déterminées à partir de l'ensemble des coûts opérationnels nécessaires au fonctionnement de l'infrastructure ;
- les charges de capital comprennent une part d'amortissement des actifs et une part de rémunération financière du capital immobilisé.

Pour construire le tarif ATRD5, la CRE a retenu les hypothèses de prévisions du nombre de clients raccordés et des quantités de gaz acheminées proposées par GRDF. Elle a également analysé de manière approfondie les charges prévisionnelles présentées par GRDF, en s'appuyant notamment sur²:

- une étude externe de comparaison internationale des cadres de régulation incitative des opérateurs de réseaux d'électricité et de gaz naturel en Europe ;
- une étude externe sur le coût moyen pondéré du capital (CMPC) des infrastructures d'électricité et de gaz naturel en France ainsi que l'audit externe de la demande de CMPC de GRDF sur la période ATRD5 ;
- un audit externe des charges d'exploitation de GRDF pour la période 2012-2019 et une comparaison internationale des charges d'exploitation des gestionnaires de réseaux de distribution (GRD) de gaz naturel en Europe ;
- une étude interne de comparaison internationale des tarifs de distribution de gaz naturel.

Préalablement à sa décision, la CRE a organisé une consultation publique qui s'est déroulée du 18 novembre au 18 décembre 2015. 137 contributeurs (fournisseurs, association de consommateurs, gestionnaires de réseaux, autorités organisatrices de la distribution d'énergie, organisations syndicales, etc.) se sont exprimés sur les orientations proposées par la CRE. En outre, le régulateur a organisé une table ronde en janvier 2016 à laquelle ont été conviés les fournisseurs et l'association de consommateurs ayant répondu à la consultation publique. GRDF et son actionnaire ont également été auditionnés par le collège. Enfin, la CRE a consulté le Conseil supérieur de l'énergie, qui a rendu son avis le 1^{er} mars.

Pourquoi la CRE fixe-t-elle le tarif de distribution de gaz de GRDF ?

L'activité de distribution de gaz naturel présente les caractéristiques d'un monopole naturel : il est plus efficient d'un point de vue économique de confier la construction et l'exploitation d'un réseau de distribution de gaz, sur un périmètre donné, à un opérateur unique. Or, un distributeur en situation de monopole naturel, s'il n'était pas régulé, aurait tendance à fixer des prix élevés d'utilisation de son réseau qui incluraient une rente de monopole. C'est pourquoi la CRE fixe le tarif de distribution de gaz de GRDF. Elle s'assure notamment que ce tarif couvre les coûts d'investissement et de fonctionnement d'un « *opérateur efficace* », tout en veillant à ce que le gestionnaire de réseau réalise sa mission avec un niveau de service satisfaisant.

Pour établir le niveau tarifaire, la CRE a retenu comme référence le niveau des charges atteint par GRDF au cours de la période tarifaire ATRD4 (juillet 2012-juillet 2016). De cette façon, les consommateurs bénéficient des gains de productivité réalisés pendant cette période. Par rapport à cette référence, la CRE a pris en compte :

- les demandes de GRDF relatives aux trajectoires d'investissement, aux charges de personnel et aux dépenses de sécurité ;
- le nouveau modèle de correction climatique et la nouvelle référence climatique utilisés pour les hypothèses de quantités de gaz distribuées entre 2016 et 2019 demandées par GRDF ;
- les coûts des nouveaux projets à forts enjeux pour GRDF tels que le déploiement des compteurs évolués Gazpar et la transformation du service commun avec ERDF ;
- les coûts en lien avec l'évolution de l'activité de GRD dans le contexte de la transition énergétique, tels que ceux relatifs à la mise à disposition des données, au développement des réseaux intelligents et à l'essor des injections de biométhane dans les réseaux de gaz naturel ;
- les coûts de la part acheminement des factures impayées des consommateurs désormais supportés par GRDF et non plus par le fournisseur historique³.

1 - Articles L.452-1, L.452-2 et L.452-3.

2 - Les documents cités sont disponibles sur le site de la CRE.

3 - En application de la décision du comité de règlement des différends et des sanctions (CORDIS) de la CRE du 19 septembre 2014, portant sur le différend relatif au contrat d'acheminement sur le réseau de distribution de gaz naturel opposant la société POWEO DIRECT ENERGIE à la société GRDF.

La CRE prépare les prochains tarifs des réseaux d'électricité

Les tarifs d'utilisation des réseaux publics d'électricité actuels, appelés TURPE 4 HTB pour le réseau de transport, et TURPE 4 HTA-BT pour les réseaux de distribution, sont entrés en vigueur respectivement le 1^{er} août 2013 et le 1^{er} janvier 2014 pour une durée d'application d'environ quatre ans. Les tarifs suivants, TURPE 5, devraient donc entrer en vigueur à l'été 2017, pour environ quatre ans également.

La définition de ces prochains tarifs devra répondre à deux enjeux majeurs. Le premier est d'accompagner les évolutions du système électrique pour l'adapter aux nouveaux usages : le développement des énergies renouvelables et de la flexibilité de la demande, ainsi que l'émergence des réseaux intelligents (smart grids) et de l'autoconsommation. Le second enjeu consiste à définir différentes composantes tarifaires du TURPE 5 afin d'inciter les utilisateurs de réseaux à adapter leur comportement pour minimiser les coûts d'investissement et d'exploitation.

Compte tenu du besoin de visibilité exprimé par les parties prenantes, des enjeux, de la complexité des sujets à traiter et des délais nécessaires pour adapter les systèmes d'information des gestionnaires de réseaux et des acteurs de marché, la CRE a d'ores et déjà engagé des travaux et réflexions sur le niveau et la structure du prochain TURPE. Elle a en particulier soumis à consultation publique dès juillet 2015 ses analyses préliminaires sur la structure des tarifs TURPE 5, puis pris le 18 février 2016 une délibération portant orientations sur la structure du TURPE 5, annonçant les principales évolutions envisagées sur les grilles tarifaires.

La délibération prévoit la création d'une pointe mobile, sur le réseau de distribution HTA. Une pointe mobile est une option tarifaire qui propose des prix plus élevés durant des heures dites « de pointe » en contrepartie de prix plus faibles le reste de l'année. Elle est donc destinée aux utilisateurs ayant une certaine flexibilité dans leurs usages. La pointe mobile proposée en HTA aura pour plage de pointe les heures PP1 du mécanisme de capacité : entre 7h et 15h, et entre 18h et 20h, pendant au maximum 15 jours par an sélectionnés par RTE en fonction des contraintes sur le système électrique. Un signal de pointe mobile durant ces heures pourrait en effet contribuer à faire baisser les consommations aux heures les plus critiques, et donc à diminuer les besoins d'investissements dans les réseaux. Le choix de cette période de pointe mobile présente par ailleurs l'avantage de renforcer la cohérence temporelle entre les « signaux-prix » de fourniture, du marché de capacité et du TURPE.

En revanche, il n'est pas prévu de mettre en œuvre cette option à pointe mobile pour la basse tension. En effet, les pics de consommation pertinents pour dimensionner les réseaux

basse tension sont majoritairement locaux. Un signal localisé n'est toutefois pas envisageable à horizon du TURPE 5.

Un signal à pointe mobile national présenterait lui des risques liés au report des consommations immédiatement après la période de pointe mobile. Pour certaines parties du réseau, le report des consommations pourrait conduire à ce que les soutirages réalisés immédiatement après la fin de la période mobile soient supérieurs à ceux de l'heure de pointe initiale. Le signal TURPE à pointe mobile pourrait alors paradoxalement conduire à déclencher des renforcements de réseau. Les éléments disponibles ne permettent pas d'évaluer l'ampleur de ce phénomène. On peut néanmoins penser qu'il en est ainsi pour des zones essentiellement résidentielles où la consommation est plus élevée en semaine après 20h ou le week-end que pendant les plages horaires PP1 du mécanisme de capacité. Un report, même d'ampleur limitée, des consommations en soirée ou le week-end, augmenterait la pointe locale et pourrait donc conduire à un besoin de renforcement des infrastructures.

En outre, dans un souci de maîtrise des consommations à la pointe, la délibération reconduit le dispositif transitoire de pointe mobile pour le domaine de tension HTA mis en place dès TURPE 4. Ce dispositif, calé lui aussi sur le signal PP1 du mécanisme de capacité, accordera un bonus aux utilisateurs s'effaçant suffisamment durant les heures PP1. Il sera mis en œuvre à partir du 1^{er} janvier 2017.

La délibération de janvier annonce également la mise en place d'un TURPE à quatre plages temporelles, optionnel, pour la plage de puissance BT ≤ 36 kVA. La mise en place de cette option tarifaire est possible grâce au déploiement des compteurs évolués Linky qui disposent de quatre index distributeurs. Cette nouvelle option tarifaire permettra de refléter dans la structure du TURPE, et donc dans le tarif payé par l'utilisateur, la différence de coûts d'utilisation du réseau entre l'été et l'hiver qui est plus importante que la différence entre les heures pleines et les heures creuses.

Enfin, la délibération demande aux gestionnaires de réseaux de distribution de lancer les travaux nécessaires à la mise en place de ces tarifs.

La CRE s'apprête aujourd'hui à lancer une nouvelle consultation publique, plus d'un an avant l'entrée en vigueur du TURPE 5, portant sur son projet de grilles tarifaires pour tous les niveaux de tension. Une autre consultation est prévue à l'été 2016 sur les cadres de régulation envisagés pour RTE et ERDF (et le cas échéant les entreprises locales de distribution et EDF SEI), sur le niveau tarifaire ainsi que sur les revenus autorisés de RTE et ERDF.

Quel est l'impact du nouveau tarif pour les consommateurs ?

Sur la base de ces éléments, la CRE a fixé le revenu autorisé prévisionnel de GRDF pour 2016 à 3 168 M€. La hausse du tarif de l'opérateur au 1^{er} juillet 2016 est par conséquent de 2,76 % (en euros courants) par rapport au tarif actuel. Sur la période 2017 à 2019, la CRE retient une évolution annuelle de la grille tarifaire de GRDF selon un pourcentage de variation égal à « inflation - 0,8 % ».

Pour un consommateur domestique moyen utilisant le gaz pour se chauffer (client au tarif B1, sur la zone Paris), cette hausse du tarif de distribution représenterait, toutes choses égales par ailleurs, une augmentation de 0,60 %, hors taxe, du tarif réglementé de vente (TRV) de gaz en distribution publique. En effet, la part du tarif d'acheminement sur les réseaux de distribution dans le prix final de vente du gaz naturel aux consommateurs représente environ 27 % de la facture de gaz annuelle hors taxe d'un ménage moyen.

Pourquoi le cadre de régulation incitative a-t-il été renforcé ?

Le tarif de distribution de GRDF fixé par la CRE comporte un cadre de régulation incitatif. Le but est d'encourager l'opérateur à maîtriser ses coûts et à améliorer la qualité du service rendu aux utilisateurs de ses réseaux.

Lorsqu'elle a construit le tarif ATRD5, la CRE a déterminé la trajectoire prévisionnelle de coûts sur la période 2016-2019, en incluant un objectif de productivité sur les charges d'exploitation qui corresponde à celui attendu d'un opérateur efficace. Ainsi, les gains de productivité supplémentaires qui pourraient être réalisés par GRDF au-delà de l'objectif de productivité fixé par le tarif ATRD5 seront conservés intégralement par l'opérateur, comme cela était le cas avec le tarif ATRD4. De façon symétrique, les surcoûts éventuels seront intégralement supportés par l'opérateur.

Concernant les dépenses d'investissement, la CRE a choisi de maintenir le principe général de couverture des écarts de charges de capital entre les trajectoires prévisionnelles retenues par la CRE et les trajectoires réalisées par GRDF. En revanche, le mécanisme de régulation incita-

tive relatif aux dépenses d'investissements de GRDF pour le tarif ATRD5 évolue. Est créé :

- un mécanisme de régulation incitative des coûts unitaires des investissements dans les réseaux afin d'inciter GRDF à maîtriser ses coûts unitaires d'investissement, sans remettre en cause le volume des investissements réalisés ;
- un mécanisme de régulation incitative des charges de capital « hors réseaux » qui encourage l'opérateur à optimiser globalement l'ensemble de ses charges (arbitrage entre investissement et charges d'exploitation) dans l'intérêt des consommateurs.

En outre, la CRE a reconduit le mécanisme de suivi de la qualité du service rendu aux utilisateurs des réseaux de GRDF, qui a fait ses preuves avec le tarif ATRD4, tout en le faisant évoluer en fonction notamment du retour d'expérience. Dans cette optique, la CRE cherche à la fois à améliorer le suivi de la qualité de service, assurer une stabilité du système incitatif afin d'offrir une meilleure visibilité à l'opérateur et aux acteurs de marché, et simplifier le mécanisme d'attribution des incitations financières.

Par ailleurs, dans un contexte de baisse généralisée des consommations de gaz naturel et de stabilisation du nombre de clients raccordés aux réseaux de gaz naturel, la CRE a établi un mécanisme incitant l'opérateur à accroître le nombre de consommateurs raccordés. L'objectif *in fine* est de diminuer le tarif unitaire payé par chaque consommateur.

Enfin, le cadre de régulation est complété par une incitation à l'efficacité des dépenses de recherche et de développement. La CRE a déterminé un budget dédié à la R&D, destiné à donner à GRDF les moyens pour mener à bien les projets nécessaires à la construction des réseaux de demain. Les dépenses de R&D, prises en compte dans le tarif ATRD5, représentent en moyenne 10,70 M€ par an au cours de la période 2016-2019. La CRE effectuera, en fin de période tarifaire, un bilan des charges d'exploitation effectivement engagées par GRDF dans des projets de R&D et restituera aux utilisateurs, le cas échéant, les montants non utilisés par GRDF. ■

11 millions

Nombre de clients
alimentés
quotidiennement
par GRDF.

+ 2,76 %

Hausse du tarif ATRD
de GRDF au 1^{er} juillet
2016.

27 %

Part du tarif
de distribution dans
la facture de gaz
annuelle HT
d'un ménage moyen.

AU COURS DE SON MANDAT ENTRE 2001 ET 2016 À LA TÊTE D'E-CONTROL, L'AUTORITÉ AUTRICHIENNE DE RÉGULATION DE L'ÉNERGIE, **WALTER BOLTZ** DIT AVOIR ASSISTÉ À UN CHANGEMENT DE PARADIGME, PASSANT DE CADRES NATIONAUX DE RÉGULATION REPOSANT SUR DES PRINCIPES COMMUNS À UNE VÉRITABLE RÉGULATION EUROPÉENNE DES MARCHÉS DE L'ÉNERGIE. POUR LUI, CE PROCESSUS SE POURSUIT ENCORE À L'HEURE ACTUELLE ET NÉCESSITERA DE NOUVEAUX AJUSTEMENTS, DONT CERTAINS SERONT BIENTÔT PROPOSÉS PAR LA COMMISSION EUROPÉENNE.

« Le développement des marchés de gros de l'électricité et du gaz est l'une de nos grandes réussites »

Premiers pas

Alors que l'origine de l'Union européenne est étroitement liée à l'acier, au charbon et à la libre circulation des biens, la politique énergétique est longtemps restée absente des Traités. L'influence des Etats actionnaires dans l'industrie de l'énergie explique en partie cet état de fait. Cette influence n'a pas toujours été bénéfique et s'est traduite par des prix plus élevés que dans les autres pays de l'OCDE.

Les premières directives de 1996 et 1998 ont précisément porté sur l'ouverture progressive des marchés de l'énergie à la concurrence. Bien que fortement suggérée, la création de régulateurs nationaux n'était alors pas obligatoire et la délimitation de leur mandat est largement restée à la main des États membres. Il en est résulté une

hétérogénéité en termes de compétences et d'indépendance vis-à-vis de l'industrie et des pouvoirs publics. Pourtant, la fixation des tarifs de réseau et, dans bien des cas, des tarifs de fourniture pour les consommateurs particuliers, ont été confiées aux régulateurs. Les clients autrichiens ayant dès cette époque eu le choix de leur fournisseur d'énergie, les travaux d'E-Control ont davantage porté sur la définition des règles nécessaires au bon fonctionnement du marché. Les questions transfrontalières ne présentaient alors qu'une importance secondaire pour le régulateur, puisqu'elles relevaient de la compétence du ministère de l'économie.

Pallier les lacunes

Le 2^e paquet énergie a été préparé dès 2002-2003 pour pallier les lacunes évidentes du cadre réglementaire et parvenir à un marché intérieur. Ayant rendu obligatoire la création d'une autorité de régulation nationale dans chaque Etat membre sans définir précisément ses pouvoirs, il a par ailleurs organisé la séparation des activités (*unbundling*) et renforcé le cadre réglementaire applicable aux questions transfrontalières. Les régulateurs nationaux ont renforcé leur coopération au sein du Conseil des régulateurs européens (instance de coopération volontaire focalisée sur

« J'espère que le prochain paquet législatif saura donner la bonne direction pour répondre efficacement aux problèmes. »



© E-Control

BIOGRAPHIE EXPRESS WALTER BOLTZ

**Président du régulateur
de l'énergie autrichien E-Control
de 2001 à 2016**

2010-2016 :

Vice-président du conseil
des régulateurs de l'ACER

2006-2015 :

Vice-président de l'ERGEG
et du CEER

1991-1996 :

Responsable d'affaires
(financement structuré,
privatisation) au sein d'une
grande banque autrichienne

1977-1990 :

Directeur général d'une société
de conseil dans le secteur
du management et des
technologies en Autriche

1976 :

Diplômé de l'Université
Technique de Vienne
en physique technique

l'échange d'expérience et de bonnes pratiques) et du Groupe des régulateurs européens de l'électricité et du gaz (ERGEG) afin d'être plus influents dans le débat européen auprès de la Commission européenne.

Des changements législatifs impératifs

L'intégration du marché a malgré tout progressé très lentement, si bien que lorsque la Commission européenne a été habilitée à conduire des enquêtes sectorielles, en 2005, le marché de l'énergie fut l'un des premiers concernés. N'ayant eu à gérer que des cas de fusion et ne disposant pas des compétences requises, la Direction Générale de la Concurrence de la Commission européenne s'est appuyée sur l'expertise et les ressources des régulateurs nationaux. Malgré les réticences de nombreux acteurs de marché et des États membres, cette enquête a clairement démontré que des changements législatifs étaient impératifs pour parachever le marché intérieur. Le choix des principaux fournisseurs allemands de vendre leur filiale de transport en est une autre conséquence, et a largement contribué au régime de dissociation strict et détaillé désormais inclus dans le 3^e paquet énergie : depuis lors, une entreprise verticalement intégrée ne peut plus se servir de ses actifs de transport pour évincer ses concurrents. De plus, les compétences des régulateurs nationaux ont été harmonisées et étendues, et leur indépendance entérinée. Parallèlement, l'ACER, l'Agence de coopération des régulateurs de l'énergie, et les réseaux européens des gestionnaires de réseaux de transport (ENTSOs) ont été créés pour affiner les règles applicables sur les sujets transfrontaliers. Les questions liées à la protection et à l'implication des consommateurs ont aussi été traitées, dans la mesure où l'Union européenne exige le déploiement de compteurs intelligents, des factures plus lisibles et l'obligation de fournir une information plus accessible sur les prix de l'énergie, des outils de comparaison et des services de médiation.

Bilan contrasté

On constate un bien meilleur niveau d'intégration des marchés et une plus grande convergence des prix de gros. L'accès aux capacités transfrontalières a été sensiblement facilité et nous disposons de règles claires et harmonisées dans presque toute l'Europe. Changer de fournisseur est à présent facile et banal dans de nombreux États membres, et la concurrence sur le segment des gros consommateurs a permis de réduire les marges commerciales des fournisseurs. La plupart

des codes de réseau auront été finalisés et en grande partie mis en œuvre en 2017. C'est un accomplissement important, dans la mesure où le processus d'élaboration de ces règles est particulièrement complexe.

Mais en dépit de 15 années de progrès, il reste de nombreux problèmes à résoudre. La capacité d'interconnexion électrique aujourd'hui mise à disposition du marché est probablement inférieure à celle d'il y a 15 ans. Cette situation s'explique par un faible niveau d'investissement dans le réseau et par le développement d'importantes capacités de production d'électricité à partir de sources renouvelables, à l'origine de déséquilibres toujours plus importants entre les régions où l'électricité est produite et celles où elle est consommée. Les surcapacités qui ont résulté du développement de l'éolien et du photovoltaïque ont entraîné les prix à des niveaux si faibles qu'ils excluent du marché tous les systèmes de production non subventionnés. L'architecture de marché actuelle est critiquée et sa capacité à fournir des signaux de prix adéquats lorsque 50 % ou plus de l'énergie générée provient de sources renouvelables, non distribuables, est débattue. Fortes sont donc les attentes vis-à-vis de la Commission européenne et de ses propositions à venir sur l'organisation du marché européen de l'électricité.

Par ailleurs, le manque d'intégration des marchés de détail se traduit par des marchés fragmentés et le monopole d'opérateurs historiques dans la plupart des pays. Les marges commerciales sur le segment de la fourniture des consommateurs résidentiels restent plus élevées que pour les consommateurs industriels, ce qui indique que la concurrence peine à se développer. La Commission européenne travaille sur un ensemble de nouvelles règles qui, je l'espère, facilitera l'intégration des marchés de détail de manière à ce que tout consommateur final puisse acheter de l'électricité et du gaz à un fournisseur établi dans un autre pays que le sien.

Enfin, la gouvernance de l'ACER, des ENTSOs et des nombreuses nouvelles structures nécessaires pour rendre le marché intérieur de l'énergie parfaitement fonctionnel devra être traitée. J'espère que le prochain paquet législatif saura donner la bonne direction, qu'il saura répondre aux problèmes de manière efficace et qu'il sera rapidement mis en œuvre par les régulateurs et l'ACER pour le bénéfice de tous les consommateurs européens. ■

Deux nouveaux règlements de différends

Le Comité de règlement des différends (CORDIS) de la CRE est chargé de régler, dans leurs aspects techniques et financiers, les différends entre les gestionnaires et les utilisateurs des réseaux publics d'électricité et de gaz naturel. Ce comité indépendant du collège des commissaires permet à la CRE d'accomplir une de ses missions fondamentales : garantir l'accès transparent et non discriminatoire aux réseaux d'électricité et de gaz naturel, clé de l'ouverture à la concurrence.

Affaire Direct Énergie/GRDF : le gestionnaire de réseau n'a pas exécuté la décision du CORDIS

Par une décision du 20 janvier 2016, le CORDIS a constaté que la décision de règlement de différend qu'il avait rendue le 19 septembre 2014 dans une affaire opposant Direct Énergie à GRDF, le gestionnaire de réseau de distribution de gaz, à propos du contrat d'acheminement sur le réseau de distribution de gaz naturel n'était pas exécutée.

Il a laissé un mois à GRDF pour modifier ce contrat conformément aux principes dégagés par le comité en 2014, en rappelant notamment que le contrat ne devait pas conduire à faire supporter au fournisseur le paiement du tarif de distribution (ATRD) et de toute autre somme due au gestionnaire de réseaux non couverte par ce tarif. ■

Affaire Bio Cogelyo Normandie/RTE : des précisions sur la localisation du point de livraison et le calcul du coefficient de pertes

La société Bio Cogelyo Normandie a saisi le CORDIS d'un différend qui l'opposait au gestionnaire de réseau de transport d'électricité, RTE, relatif au calcul du coefficient de pertes retenu pour une installation indirectement raccordée. Le CORDIS a rendu sa décision le 7 septembre 2015.

Cette société a été désignée comme lauréate d'un appel d'offres « CRE 2 » de 2006 portant sur les installations de production d'électricité à partir de biomasse. La centrale biomasse de la société Bio Cogelyo Normandie, d'une puissance de 9 000 kW, est raccordée au réseau électrique privé d'un site industriel, lui-même raccordé au réseau public de transport d'électricité.

La société Bio Cogelyo Normandie s'est rapprochée des sociétés EDF, acheteur obligé, et RTE afin de mettre en place le dispositif contractuel permettant l'achat de l'énergie produite. Un différend relatif au bien-fondé d'un coefficient de pertes pour tenir compte des éventuelles pertes en ligne et de transformation est alors survenu. S'agissant de la localisation du point de livraison de l'installation de production, le CORDIS a écarté la

définition du point de livraison prévue par les termes du contrat d'achat et rappelé la jurisprudence de la Cour de cassation et de la Cour d'appel de Paris s'agissant du raccordement indirect. Il en a conclu que le point de livraison est nécessairement défini dans la convention de raccordement et invité RTE à communiquer à la société Bio Cogelyo Normandie une telle convention dans un délai de deux mois.

Le comité a par ailleurs estimé que le point de livraison pourrait être fixé, « pour des motifs de rationalité économique et technique », en sortie de l'installation de production de la société Bio Cogelyo Normandie.

Le CORDIS a donc invité RTE à communiquer à la société Bio Cogelyo Normandie :

- une convention de raccordement pour l'installation de production indirectement raccordée au réseau public de transport, précisant notamment la localisation du point de livraison ;
- un avenant au contrat de prestations annexes intégrant, le cas échéant, les corrections à apporter à la puissance et l'énergie électrique fournies à la société EDF. ■