

DéRyptages

Mai / Juin 2013 • N°35

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



© RTE

Dossier p. 6

TURPE 4 HTB :
une **attention** accrue
sur la qualité du **service**
rendu aux **utilisateurs**

Actualités

- p. 2** Injection de biométhane dans les réseaux :
où en est-on ?
- p. 3** Adoption de la loi Brottes :
ce qui change pour la CRE

Parole à...

- p. 10** Philippe Pivard, président du SPEGNN
« La proximité a un coût »

Vue du bassin méditerranéen

- p. 12** Des avancées institutionnelles
vers un cadre de régulation harmonisé

INFRASTRUCTURES

Injection de biométhane dans les réseaux : où en est-on ?

La CRE suit de près le développement des installations de production de biométhane. Elle contribue en ce sens aux travaux relatifs à l'injection de ce gaz vert dans les réseaux de transport et de distribution au sein d'un groupe de travail dédié à cette problématique.

Après épuration du biogaz en biométhane, ce dernier peut être injecté dans les réseaux de transport et de distribution de gaz naturel afin d'être valorisé sous forme d'énergie. Le dispositif réglementaire relatif à l'injection de biométhane dans les réseaux de gaz, publié les 21 et 23 novembre 2011, offre la garantie pour un producteur de biométhane de vendre la totalité de sa production à un tarif fixé par arrêté.

Entre 3 et 9 TWh de biométhane circuleront dans les réseaux en 2020
Aujourd'hui, seuls deux producteurs

de biométhane injectent sur le réseau de distribution, à Lille et à Forbach, et un autre débutera d'ici la fin du 1^{er} semestre 2013. Mais le développement de ces installations est en bonne route : pas moins de trois cents projets sont en cours, une cinquantaine d'études de faisabilité ayant été signées.

Sur le réseau de transport, les premières injections de biométhane sont prévues à l'horizon 2014-2015. Environ quatre-vingts projets de raccordement sont en cours, dont une quinzaine ont fait l'objet d'études de faisabilité.



Site de méthanisation de Méthavalor (57).

© GDF, Cyrille Dubreuil

La CRE participe aux travaux de différents groupes de concertation concernant la définition des conditions de raccordement des installations de production de biométhane aux réseaux de gaz. À la suite de la consultation publique qu'elle a menée du 20 février au 25 mars 2013, elle a publié au Journal Officiel le 17 mai 2013 une délibération portant décision relative aux procédures de raccordement des installations de production de biométhane aux réseaux de transport de gaz. ■

RÉSEAUX DE DISTRIBUTION D'ÉLECTRICITÉ

Vers un meilleur traitement des demandes de raccordement

La CRE a décidé le 25 avril 2013 d'une évolution de l'encadrement des procédures de traitement des demandes de raccordement aux réseaux de distribution d'électricité. Cette décision marque l'aboutissement de travaux débutés un an plus tôt.

La CRE encadre depuis 2009 l'élaboration des procédures de traitement des demandes de raccordement par les gestionnaires de réseaux publics de distribution d'électricité. Ces règles leur permettent d'assurer aux utilisateurs un accès à leur réseau dans des conditions transparentes, non-discriminatoires et efficaces.

Les bilans de l'application des premières procédures présentés par les gestionnaires de réseaux, les différends réglés par le comité de règlement des différends et des sanctions (CoRDIS) de la CRE ainsi que les questions portées directement à l'attention de la CRE par les utilisateurs avaient mis en évidence la nécessité d'une évolution de l'encadrement de ces procédures.

La CRE a donc consulté les acteurs une première fois en avril 2012 afin d'identifier leurs attentes.

Les utilisateurs souhaitaient notamment que l'information des demandeurs de raccordement tout au long du traitement de leur demande soit améliorée, et que soit renforcée l'obligation de résultat pesant sur les distributeurs quant au respect des délais associés aux différentes étapes des procédures.

Une décision concertée

En décembre 2012, la CRE a de nouveau recueilli les avis des acteurs sur de nouveaux principes d'encadrement de l'élaboration des procédures de traitement des demandes de raccordement. Elle a également organisé en avril 2013 une table ronde réunissant les acteurs devant le collège de la CRE, avant de décider de nouvelles orientations, le 25 avril 2013. La place importante accordée à la concertation visait à assurer la meilleure prise

en compte possible des intérêts, parfois contradictoires, des parties prenantes, dans un souci d'efficacité globale.

Les principales évolutions des règles concernent, d'une part, les délais des procédures : la plupart des délais font maintenant l'objet d'un encadrement, le rôle des pénalités prévues en cas de retard a été affirmé, et un dispositif spécifique a néanmoins été prévu en cas d'afflux exceptionnel de demandes à traiter par les gestionnaires de réseaux. D'autre part, l'importance de l'information des utilisateurs a été renforcée à plusieurs niveaux.

Les gestionnaires des réseaux publics de distribution d'électricité devront mettre en place de nouvelles procédures en application de cette décision au plus tard en février 2014. ■

ÉVOLUTIONS LÉGISLATIVES

Adoption de la loi Brottes : ce qui change pour la CRE

La loi visant à préparer la transition vers un système énergétique sobre et portant diverses dispositions sur la tarification de l'eau et sur les éoliennes a été promulguée le 15 avril 2013. DéRyptages fait le point sur ce que cette loi change pour la CRE.

Modification de la composition du collège de la CRE

La composition du collège se trouve modifiée en nombre : cinq commissaires au lieu de quatre, en plus du Président.

Modification de l'organisation du CoRDiS

Des modifications sont apportées à l'organisation du CoRDiS, l'organe de règlement des différends et des sanctions de la CRE, afin que soient clairement distingués les pouvoirs de sanction des pouvoirs de poursuite, conformément aux exigences posées par la Constitution.

Extension des tarifs sociaux

La première partie sur la tarification progressive au moyen d'un bonus-malus ayant été déclarée contraire à la Constitution par le Conseil Constitutionnel, il ne subsiste que les mesures qualifiées initialement « d'accompagnement » à cette tarification progressive. Cependant la loi comprend des mesures importantes visant à la maîtrise de la demande en énergie, notamment sur le plan social. La loi Brottes permet ainsi l'extension de l'application des tarifs sociaux de l'électricité (TPN) et du gaz (TSS) à 4,2 millions de ménages. Elle étend aussi la trêve hivernale à toutes les personnes en difficulté. En outre, le TPN peut désormais être proposé par tous les fournisseurs d'électricité. Les fournisseurs d'électricité, de chaleur et de gaz signaleront à la CRE les interruptions ou réductions de fourniture auxquelles ils procèdent, ce qui permettra un suivi de l'évolution de la précarité énergétique.



© Assemblée nationale

Un cadre juridique pour l'effacement de consommation

La loi Brottes donne tout d'abord la priorité aux capacités d'effacement sur les capacités de production dans le cadre du mécanisme de capacité, notamment parce que les premières devraient permettre d'assurer la sécurité du système électrique tout en préservant l'environnement.

Est également mis en place un cadre de régulation ayant vocation à valoriser les effacements, à travers la définition d'une méthodologie de valorisation de l'effacement de consommation sur les marchés de l'énergie ainsi que sur le mécanisme d'ajustement.

La CRE approuve les règles relatives à l'expérimentation, organisée à titre transitoire par RTE, permettant la valorisation des offres d'effacement sur les marchés de l'énergie et sur le mécanisme d'ajustement. Elle propose un projet de décret fixant notamment la méthodologie utilisée pour établir les règles permettant cette valorisation ainsi que la méthodologie utilisée

pour établir la prime versée aux opérateurs d'effacement, « *prenant en compte les avantages de l'effacement pour la collectivité* ». Enfin, la CRE précise les règles concernant la valorisation des effacements de consommation, qui définissent les modalités du versement de l'opérateur d'effacement vers les fournisseurs d'électricité des sites effacés.

De nouvelles missions pour la CRE en application de REMIT

REMIT est un règlement européen, entré en vigueur le 28 décembre 2011, qui organise la surveillance des marchés de gros de l'électricité et du gaz. Il s'agit d'un outil de supervision adapté au secteur de l'énergie, qui interdit aux acteurs effectuant des transactions sur les marchés de gros de se livrer à des opérations d'initié ou des manipulations de marché, et leur impose par ailleurs de publier toute information privilégiée qu'ils détiendraient.

Si la mission de surveillance des marchés de gros de l'énergie est confiée par REMIT à l'Agence de coopération des régulateurs de l'énergie (ACER) en collaboration avec les régulateurs nationaux, c'est bien à ces derniers que revient la tâche de garantir le respect de ce règlement et d'en sanctionner les manquements au niveau national.

La loi Brottes est donc venue modifier le code de l'énergie, afin de conférer explicitement à la CRE la mission de garantir le respect, par toute personne qui effectue des transactions sur un ou plusieurs marchés de gros de l'énergie, des interdictions et obligations contenues dans REMIT.

Par ailleurs, si des manquements aux dispositions précitées sont constatés par les agents de la CRE ou par le CoRDiS, ce dernier peut prononcer des sanctions pécuniaires pouvant aller jusqu'à 8 % du chiffre d'affaires hors taxes du dernier exercice clos de l'entreprise concernée. ■

« Les fournisseurs d'électricité, de chaleur et de gaz signaleront à la CRE les interruptions ou réductions de fourniture auxquelles ils procèdent, ce qui permettra un suivi de l'évolution de la précarité énergétique. »

DISTRIBUTION

ATRD₄ des ELD et prestations annexes des GRD de gaz : des évolutions au 1^{er} juillet 2013

La CRE a délibéré le 25 avril 2013 sur les évolutions au 1^{er} juillet 2013 des 4^e tarifs péréqués d'utilisation des réseaux publics de distribution de gaz naturel des entreprises locales de distribution (ELD) et de la tarification des prestations annexes réalisées par les gestionnaires de réseaux de distribution (GRD) de gaz naturel.

Les GRD assurent la construction, l'exploitation et l'entretien des réseaux de distribution de gaz naturel. Ils garantissent aux fournisseurs de gaz un accès libre et non discriminatoire à leurs infrastructures. GrDF, filiale du groupe GDF SUEZ, est le GRD qui assure la distribution de 96 % du gaz naturel en France, le reste étant acheminé par 24 autres GRD, de tailles significativement plus faibles. En contrepartie, les fournisseurs s'acquittent d'un tarif d'utilisation des réseaux par GRD, l'ATRD, défini par la CRE.

Ce tarif est calculé de manière à garantir à l'opérateur un revenu égal à la somme de ses charges d'exploitation et de ses charges de capital, dans la mesure où ces charges correspondent à celles d'un opérateur efficace. Ce calcul requiert en outre des hypothèses d'utilisation du réseau du GRD : les prévisions du nombre de clients raccordés et de quantités de gaz acheminées par l'opérateur.

Des tarifs d'acheminement des ELD de gaz à la hausse

La délibération de la CRE du 25 avril 2013 a fixé neuf nouveaux tarifs de distribution de gaz naturel, dits tarifs ATRD₄, pour les 22 entreprises locales de distribution (ELD) disposant d'un tarif péréqué sur leur zone de desserte. Ces nouveaux tarifs s'appliquent à compter du 1^{er} juillet 2013 pour une durée d'environ 4 ans. Ils se composent de 8 tarifs spécifiques pour les ELD ayant présenté des comptes dissociés et d'un tarif commun pour les 14 autres ELD.

Le nouveau cadre de régulation, très proche de celui défini pour GrDF dans son tarif ATRD₄ entré en vigueur le 1^{er} juillet 2012, donne davantage de visibilité sur les trajectoires d'évolution des tarifs et renforce les incitations sur la maîtrise

des coûts et sur la qualité de service des ELD. Les évolutions tarifaires sont comprises entre + 6,4 % et + 13,2 % pour l'ensemble des ELD. À l'exception de Veolia Eau (- 24,9 %) et des 14 ELD au tarif commun (+ 1,6 %).

Par ailleurs, la CRE est chargée de la fixation des tarifs des prestations annexes réalisées exclusivement par les GRD de gaz naturel. En effet, ces GRD offrent aux clients finals, aux fournisseurs, aux autres GRD et aux producteurs de biométhane des prestations annexes en complément de celle d'acheminement. Ces prestations, telles que le raccordement ou le changement de fournisseur, contribuent au bon fonctionnement du marché et sont rassemblées, pour chaque GRD, dans un catalogue de prestations qui doit être public. Le coût de ces prestations est :

- soit entièrement couvert par le tarif ATRD (prestations de base, telle que le changement de fournisseur, qui ne font pas l'objet d'une facturation spécifique) ;
- soit couvert en tout ou partie par le prix de la prestation facturé par le GRD. La part du coût non couverte par le prix de la prestation est couverte par le tarif ATRD.

Des catalogues de prestations des GRD de gaz plus homogènes

La délibération de la CRE du 25 avril 2013 a défini les principes d'élaboration et de tarification des prestations annexes. Elle a également fixé les évolutions en niveau et en structure des catalogues de prestations de ces GRD destinées à s'appliquer à compter, soit du 1^{er} juillet 2013, soit en même temps que la prochaine évolution annuelle des catalogues de prestations des GRD d'électricité, pour certains GRD biénergies.

Ces évolutions ont pour principal objectif de simplifier l'accès des fournisseurs et des clients finals aux prestations des GRD en élargissant l'homogénéisation des catalogues de prestations entre opérateurs aux prestations du tronc commun :

- définition du périmètre des prestations du tronc commun à proposer par tous les GRD ;
- homogénéisation des noms et des descriptions sommaires de ces prestations du tronc commun ;
- généralisation, pour les ELD, des prix des prestations du tronc commun de GrDF ou de ceux des catalogues de prestations en électricité. ■

« La délibération de la CRE du 25 avril 2013 a fixé neuf nouveaux tarifs de distribution de gaz naturel, dits tarifs ATRD₄, pour les 22 entreprises locales de distribution (ELD) disposant d'un tarif péréqué sur leur zone de desserte. »

Le saviez-vous ?

LE CHIFFRE

125 000

nombre de clients résidentiels ayant souscrit un contrat de fourniture de gaz en offre de marché au cours du premier trimestre 2013. 1,8 million de clients sur 10,6 millions sont en offre de marché.

En électricité, sur la même période, 82 000 clients résidentiels supplémentaires ont souscrit un contrat en offre de marché. 2 218 000 clients sur 31 millions sont en offre de marché.

Données au 31-03-2013 issues de l'Observatoire des marchés de l'électricité, du gaz naturel et du CO₂ publié par la CRE.

Amélioration des règles d'échanges infra-journaliers entre la France, la Suisse et l'Allemagne

La CRE a approuvé le 30 mai 2013 de nouvelles règles d'échanges d'électricité en infra-journalier sur les interconnexions France-Suisse et France-Allemagne. Elles alignent ainsi la situation à la frontière suisse sur celle de la frontière allemande. Les acteurs français peuvent désormais échanger de l'électricité en continu sur ces deux frontières. Soit de gré à gré avec un acteur suisse ou allemand, soit par la plateforme d'Epex Spot qui regroupera les marchés français, allemand, autrichien et suisse. De ce fait, les coûts d'approvisionnement à l'échelle de ces quatre pays devraient être minimisés. Tirés par le développement des énergies renouvelables, les échanges infra-journaliers avec la Suisse ont été multipliés par cinq en un an. Mettre en place des modalités d'échanges plus performantes à cette échéance, en ligne avec le modèle cible européen, s'avérerait une nécessité.

Précision

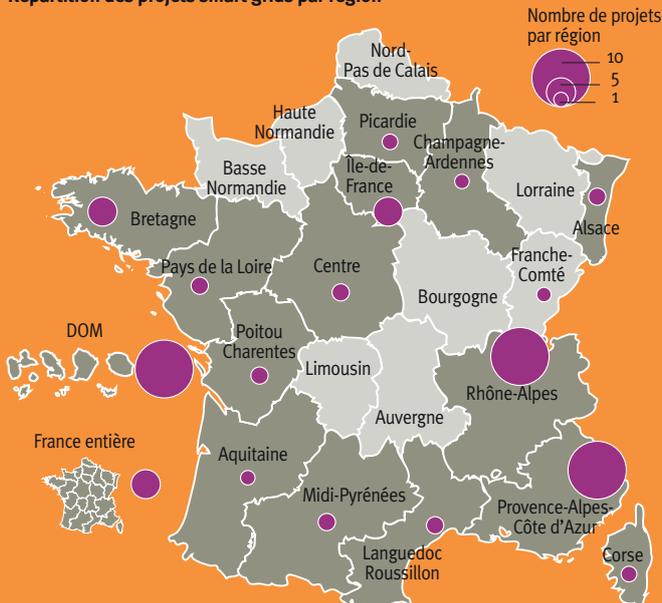
À la demande du SIPPAREC concernant l'article « TURPE 3 : suites de l'annulation par le Conseil d'État » publié dans le numéro précédent, Déryptages précise que le recours devant le Conseil d'État contre TURPE 3 a été engagé par le SIPPAREC.

En image

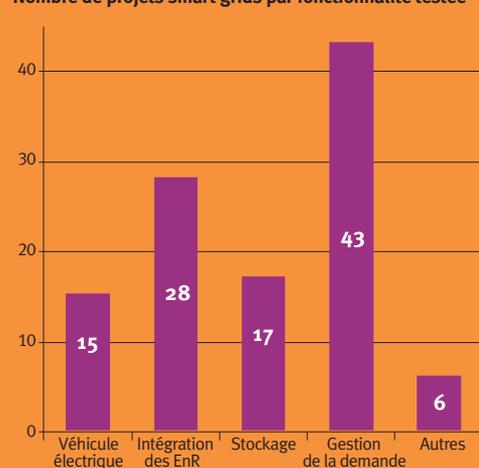
SUIVI DES PROJETS SMART GRIDS EN FRANCE

La CRE renforce le suivi des expérimentations smart grids pour préparer la conception ou l'adaptation de la régulation, sans attendre l'achèvement des expérimentations qui prendront plusieurs années. Dans ce cadre, la CRE organise des rencontres régulières avec les différents acteurs et porteurs de projets afin de se tenir informée des avancées des expérimentations. Elle rencontre notamment l'Agence de l'environnement et de la maîtrise de l'énergie (ADEME) pour les expérimentations menées dans le cadre des Appels à manifestation d'intérêt (AMI) financés par les Investissements d'avenir. Il existe aujourd'hui plus de 80 projets smart grids en France. Ces projets expérimentent à des échelles locales des solutions innovantes qui visent à faciliter l'insertion des véhicules électriques et l'intégration des énergies renouvelables au réseau électrique, étudient en conditions réelles les apports du stockage ou encore des dispositifs de gestion de la demande.

Répartition des projets smart grids par région



Nombre de projets smart grids par fonctionnalité testée



Certains projets testent plusieurs fonctionnalités.

UN NOUVEAU TARIF DE TRANSPORT D'ÉLECTRICITÉ LE 1^{ER} AOÛT 2013

LE NOUVEAU TARIF D'UTILISATION DU RÉSEAU PUBLIC DE TRANSPORT D'ÉLECTRICITÉ ENTRERA EN VIGUEUR LE 1^{ER} AOÛT 2013. CE TARIF, APPELÉ TURPE 4 HTB, A ÉTÉ FIXÉ PAR LA CRE LE 3 AVRIL 2013. D'UNE DURÉE DE VIE D'ENVIRON QUATRE ANS, IL IMPLIQUE UNE HAUSSE DU TARIF DE 2,4 % AU 1^{ER} AOÛT 2013, PUIS UNE ÉVOLUTION ANNUELLE EN FONCTION DE L'INFLATION. LES DIFFÉRENTS ACTEURS DU SECTEUR ÉLECTRIQUE ONT ÉTÉ IMPLIQUÉS DANS LE PROCESSUS DE DÉTERMINATION DE CE TARIF, QUI A DURÉ PRÈS DE TROIS ANS, AVEC QUATRE CONSULTATIONS PUBLIQUES ET DE MULTIPLES AUDITIONS. CES ÉTAPES ONT ÉTÉ ESSENTIELLES POUR PRENDRE EN COMPTE LA DIVERSITÉ DES ATTENTES AUTOUR DU TARIF DE TRANSPORT D'ÉLECTRICITÉ, GÉRÉ PAR RTE.

TURPE 4 HTB : une **attention** accrue sur la qualité du **service rendu** aux **utilisateurs**

© RTE



Levage de pylône sur la ligne Cotentin-Maine (52), le 8 août 2012.

Le nouveau tarif de transport (TURPE 4 HTB), fixé par la CRE dans sa décision du 3 avril 2013, permet de répondre à plusieurs objectifs, parmi lesquels :

- la couverture des coûts supportés par le gestionnaire du réseau de transport pour lui permettre d'assurer les missions qui lui sont confiées ;
- l'incitation du gestionnaire de réseau à améliorer le service rendu aux utilisateurs (producteurs, électro-intensifs, gestionnaires de réseaux de distribution, consommateurs) et plus généralement à maîtriser ses coûts ;
- l'orientation des comportements de consommation des utilisateurs pour réduire les coûts de réseau sur le long terme, notamment en les incitant à maîtriser leur consommation en période de pointe.

Le TURPE donne au gestionnaire du réseau de transport les moyens de répondre à ses obligations de service public

La hausse du tarif au 1^{er} août 2013 s'inscrit dans un contexte d'accroissement des charges supportées par RTE pour accompagner les évolutions du système électrique. Les principaux besoins s'articulent autour de l'arrivée de nouvelles sources de production, de l'intégration des marchés européens et de l'accroissement des capacités d'interconnexion avec les réseaux voisins, de l'amélioration de la qualité d'alimentation, de la sécurité et de la sûreté d'exploitation du réseau.

Le revenu autorisé de RTE couvre des charges de capital et des charges d'exploitation. Les charges de capital

comprennent une part d'amortissement et une part de rémunération financière de la base d'actifs régulés.

La base d'actifs régulés reflète la valeur des actifs utilisés par RTE dans ses opérations régulées, hors actifs subventionnés. Elle augmente annuellement des investissements et diminue des amortissements. Elle sera de 12,5 Md€ en moyenne sur la période du TURPE 4 HTB. Les investissements de RTE sur cette période sont en augmentation d'environ 40 % par rapport aux investissements réalisés sur la période tarifaire précédente (cf. encadré p. 8). Le taux de rémunération des actifs, reflétant le coût moyen pondéré du capital de RTE, est stable à 7,25 % (nominal avant impôts), la baisse du taux sans risque ayant été compensée par l'accroissement de la prime de risque de marché.

Les charges d'exploitation à couvrir par les tarifs ont été déterminées à partir de l'ensemble des coûts opérationnels nécessaires au fonctionnement du réseau public de transport. Au global elles sont relativement stables par rapport à la période tarifaire précédente, certains facteurs impliquant une hausse, d'autres une baisse. Parmi les facteurs de hausse, outre l'inflation, on peut signaler le renforcement de certaines activités de RTE. En particulier RTE a mis en place une nouvelle politique de gestion des actifs¹ et développé ses activités de recherche et développement. Ces hausses ont été partiellement compensées par d'autres postes, notamment par la baisse du coût d'achat des pertes, à la suite de la mise en place de l'Accès régulé à l'électricité nucléaire historique (Arenh).

Les tarifs devant couvrir les coûts d'un gestionnaire de réseau efficace, conformément à la législation, la CRE demande à RTE des efforts de productivité additionnels, au-delà de ceux intégrés dans la demande de RTE. Ces derniers ont été déterminés sur la base d'une analyse approfondie des charges de fonctionnement. La CRE détermine en effet les charges de fonctionnement relatives à un périmètre dit « constant » qui n'intègre ni les charges nouvelles (liés par exemple à de nouvelles contraintes réglementaires) ni les charges pour lesquelles un objectif de productivité n'est pas pertinent (les dépenses de sécurisation par exemple). La CRE estime que, pour la partie relative à ce périmètre d'activité constant, la

1- Cette démarche consiste à passer d'une évaluation par ouvrage de l'état technique et des risques d'obsolescence à une évaluation par élément d'ouvrage. Les opérations de renouvellement, de maintenance ou de réhabilitation de ces éléments d'ouvrage sont comptabilisées en charges d'exploitation. Cette démarche induit par conséquent des surcoûts en termes de charges d'exploitation avec en contrepartie de moindres hausses attendues des investissements de renouvellement.

trajectoire des charges nettes de fonctionnement retenue doit intégrer des efforts de productivité additionnels à hauteur de 25 M€ sur l'ensemble de la période.

La CRE renforce le cadre de régulation de RTE

Par ailleurs, la CRE a renforcé le cadre de régulation existant qui incite financièrement RTE à maîtriser ses coûts et à améliorer la qualité du service rendu aux utilisateurs. TURPE 4 HTB maintient ainsi un niveau d'exigence élevé en termes de durée moyenne de coupure d'électricité et introduit une incitation à la réduction de la fréquence moyenne de coupure.

La fréquence des coupures est en effet un élément important pour évaluer la qualité du service rendu par RTE aux utilisateurs. La complémentarité de ce nouvel indicateur de qualité avec l'indicateur portant sur la durée moyenne de coupure garantit qu'il n'y a pas de conflit entre les diverses incitations données à RTE pour améliorer la qualité du service rendu. TURPE 4 HTB renforce également l'incitation donnée à RTE pour diminuer la durée moyenne de coupure.

La CRE a également introduit un suivi des actions entreprises par RTE pour maîtriser le volume des pertes et mis en place un cadre de régulation favorable à la R&D. Ces deux nouveaux indicateurs permettront d'améliorer l'efficacité énergétique des réseaux de transport.

« La durée moyenne de coupure et la fréquence des coupures sont des éléments importants pour évaluer la qualité du service rendu par RTE aux utilisateurs. »

Enfin, une incitation financière au développement des interconnexions est introduite. Elle est calculée sur la base de la valeur créée pour la collectivité. Le développement de nouvelles infrastructures d'interconnexion est en effet essentiel pour améliorer les capacités d'échange transfrontalier, ce qui est une des conditions d'émergence d'un marché européen intégré de l'énergie. Les interconnexions permettent en outre l'optimisation des ressources du système électrique dans un contexte de fort développement de la production d'électricité à partir de sources d'énergies intermittentes (photovoltaïque, éolien), et participent à la consolidation de la sécurité d'approvisionnement.

+0,3 %

hausse que représente le TURPE 4 HTB pour un utilisateur raccordé au réseau de distribution d'électricité

Afin d'inciter RTE à développer les interconnexions, TURPE 4 HTB comprend désormais un mécanisme incitatif fondé sur l'évaluation de l'intérêt des nouvelles infrastructures d'interconnexions pour le système électrique européen. Il vise à :

- stimuler la réalisation des projets d'interconnexion utiles pour la collectivité ;
- encourager RTE à mener à bien les investissements dans les meilleures conditions de coûts et de délais ;
- inciter RTE à la bonne exploitation de l'ouvrage d'interconnexion nouvellement créé, en particulier en matière de flux commerciaux supplémentaires apportés par l'ouvrage.

L'incitation financière à la réalisation des investissements d'interconnexion se matérialisera par l'attribution d'une prime fixe annuelle exprimée en euros. Son montant sera défini en amont de la décision d'investissement, en fonction de l'intérêt de l'interconnexion pour la collectivité.

Les incitations à la minimisation des coûts et des délais de réalisation de l'interconnexion, ainsi que l'incitation à la bonne exploitation de celle-ci, prendront la forme de primes variables qui s'ajouteront tous les ans à la prime fixe annuelle. Les paramètres utilisés pour le calcul de ces primes seront fixés dans la décision tarifaire ad hoc de la CRE relative à chaque projet et sur demande de RTE.

Des incitations tarifaires sont données aux utilisateurs du réseau de transport pour diminuer leur consommation en période de pointe

TURPE 4 HTB marque une rupture avec les tarifs précédents puisqu'il introduit des tarifs à différenciation temporelle pour les domaines de tension HTB2 et HTB1. Ces nouveaux tarifs se substituent aux tarifs à différenciation temporelle actuellement en vigueur et seront obligatoires pour tous dès le 1^{er} août 2013.

Investissements sur le réseau de transport électrique

Depuis 2008, les investissements de RTE sont en forte progression. Le niveau moyen annuel d'investissements pour la période 2009-2012 s'est élevé à 1 177 M€, soit une hausse d'environ 60 % par rapport à la période 2006-2008. Les projections présentées par RTE dans le cadre de l'élaboration des tarifs TURPE 4 font ressortir un niveau moyen annuel d'investissements de 1 647 M€, soit une hausse d'environ 40 % par rapport à la période 2009-2012.

Les principaux facteurs de cette hausse sont :

- le développement des énergies renouvelables, tant en France qu'en

Europe (en raison du nécessaire foisonnement au niveau européen des énergies renouvelables) ;

- le renforcement de l'intégration des marchés ;
- la sécurisation de l'alimentation électrique de certaines régions (PACA ou Bretagne). En Bretagne, les investissements dans le réseau vont permettre ainsi le raccordement des énergies renouvelables et d'une nouvelle centrale à cycle combiné à gaz prévue pour 2016 au sein d'une région largement déficitaire en production, tout en facilitant la solidarité interrégionale qui renforcera la sécurité d'alimentation.



Creusement du tunnel pour l'interconnexion électrique France-Espagne

Des travaux de renforcement de l'interconnexion France-Espagne sont actuellement en cours. Ils ont pour objectif d'augmenter les capacités d'échange entre les deux pays, en passant de 1 400 MW actuellement à 2 800 MW à la fin de l'année 2014. Ce projet ambitieux prévoit la création d'un tunnel et d'une liaison souterraine en courant continu à 320 000 volts entre Baixas (Espagne) et Santa Llogaia (France), ainsi que l'extension du poste électrique 400 000 volts de Baixas.

Le renforcement des capacités d'échange entre la France et l'Espagne permettra non seulement aux deux pays de profiter de la complémentarité de leurs parcs de production et des décalages de pointe de consommation (chauffage en France, climatisation en Espagne), mais aussi d'exploiter leurs différences de coûts de production au bénéfice des consommateurs finals.

Les travaux sur la structure du tarif se sont appuyés sur une nouvelle méthodologie de construction des tarifs, fondée sur la prise en compte de coûts horaires d'utilisation des réseaux. Les analyses menées par la CRE depuis 2009 ont mis en évidence que les coûts d'utilisation des réseaux sont plus différenciés entre l'été et l'hiver qu'ils ne le sont entre les « heures pleines » et les « heures creuses ». Ceci s'explique notamment par le fait que la capacité des réseaux, qui engendre des charges fixes, est notamment définie en fonction des pointes de transit² qui ont généralement lieu en hiver.

Cette différenciation temporelle des coûts de réseaux est répercutée aux utilisateurs via une différenciation temporelle du tarif d'utilisation des réseaux : le prix de l'énergie consommée (exprimé en €/kWh) et le prix de la puissance souscrite (exprimé en €/kW) sont ainsi différents selon les périodes de l'année (cf. encadré ci-dessous). Répercuter la différenciation temporelle des coûts de réseaux aux utilisateurs par le biais d'un tarif différencié temporellement est un des éléments essentiels pour permettre d'inciter les utilisateurs des réseaux à consommer moins au moment où l'ensemble des consommateurs consomment le plus.

La prise en compte de coûts d'utilisation des réseaux au pas horaire implique des évolutions sensibles de la répartition des charges entre utilisateurs, en fonction notamment du moment où ils consomment le plus. Ainsi, deux utilisateurs raccordés au même domaine de tension et qui consomment le même volume d'énergie sur l'année ne paieront pas le même niveau de tarif de réseaux si leur consommation n'est pas identique

sur toutes les heures de l'année. L'utilisateur qui consomme durant les heures au cours desquelles les coûts de réseaux sont élevés contribue davantage que celui qui consomme durant les heures au cours desquelles les coûts de réseaux sont faibles.

La répercussion de la différenciation temporelle des coûts de réseaux dans les tarifs d'acheminement vise à donner aux utilisateurs (ou aux fournisseurs dans le cadre du contrat unique) l'ensemble des informations sur les coûts générés sur les réseaux lors des appels de puissance en période de pointe de transit. Cela permet ainsi la mise en place d'incitations tarifaires adéquates à la diminution des appels de puissance en période de pointe de transit, afin de limiter à terme les besoins de renforcement de réseaux.

Enfin, l'élaboration de TURPE 4 HTB a été l'occasion d'amorcer un échange avec les acteurs sur une évolution du tarif d'injection. Le tarif payé par les producteurs d'électricité est actuellement le même quel que soit le lieu d'implantation de la centrale de production. Or la localisation des moyens de production est un facteur important pour déterminer les coûts de développement du réseau : le contexte actuel d'une recrudescence des besoins d'investissement dans le réseau de transport (cf. encadré p. 8) a donc amené la CRE à interroger les acteurs sur la façon de mieux orienter le choix de localisation des producteurs. Ces réflexions seront amenées à se poursuivre dans les prochaines années pour permettre une maîtrise des coûts de développement des réseaux d'électricité. ■

2- Les transits d'électricité sur le réseau de transport sont déterminés par le niveau de consommation, mais aussi par le plan de production et les flux d'échanges aux frontières.

12%

part que représente le TURPE dans le tarif réglementé de vente d'électricité

Les tarifs à différenciation temporelle ou le bon signal-prix

TURPE 4 HTB a introduit une nouveauté : les tarifs à différenciation temporelle pour les domaines de tension HTB2 et HTB1.

La définition de classes temporelles pour ces nouveaux tarifs a été largement discutée avec les acteurs, lors des consultations publiques menées par la CRE en juillet 2010 et en mars 2012 notamment. Un équilibre a été trouvé entre le reflet parfait des coûts (qui impliquerait un tarif différent pour chaque heure de l'année) et la lisibilité des nouvelles grilles tarifaires (qui favorise un tarif relativement simple).

Cinq classes temporelles ont été fixées : les utilisateurs paieront des prix différents selon les saisons et l'heure de la journée, et il existe désormais des heures d'hyper pointe parmi les heures pleines d'hiver.

La différenciation temporelle des tarifs reflète, toutes choses égales par ailleurs, la différenciation temporelle des coûts d'utilisation des réseaux :

- le tarif appliqué à une consommation en hiver (mars à novembre) représente environ 190 % de celui appliqué à une consommation en été (avril à octobre) ;
- le tarif appliqué à une consommation en « heures pleines » ou « de pointe »

(entre 7h et 23h) représente environ 140 % de celui appliqué à une consommation en « heures creuses » (entre 23h et 7h) ;

- le tarif d'hyper pointe est en moyenne 17 % plus élevé que le tarif en heures pleines hivernales.

Les utilisateurs du réseau de transport pourront également choisir entre trois versions tarifaires différentes, en fonction de leur taux d'utilisation de la puissance souscrite, c'est-à-dire du rapport exprimé en heures entre l'énergie consommée sur l'année et la puissance souscrite auprès de RTE.

Parole à...

LE SPEGNN, LE SYNDICAT PROFESSIONNEL DES ENTREPRISES GAZIÈRES NON NATIONALISÉES, DÉFEND À L'ÉCHELLE NATIONALE ET EUROPÉENNE LES INTÉRÊTS DE SES MEMBRES, LES ENTREPRISES LOCALES DE DISTRIBUTION (ELD). LE PLUS SOUVENT CONSTITUÉES EN RÉGIES MUNICIPALES, CES ELD DE TAILLES TRÈS VARIABLES PRODUISENT, FOURNISSENT ET DISTRIBUENT DE L'ÉLECTRICITÉ ET DU GAZ SUR L'ENSEMBLE DU TERRITOIRE FRANÇAIS. LE SPEGNN EXAMINE TOUT L'ARSENAL DES TEXTES QUI S'APPLIQUENT À SES MEMBRES, QUE CE SOIENT LES DÉCRETS TARIFAIRES, LES SUJETS TECHNIQUES, CEUX RELATIFS À L'ACTIVITÉ DE COMMERCIALISATION, LES QUESTIONS D'APPROVISIONNEMENT, ETC. SON PRÉSIDENT, **PHILIPPE PIVARD**, ÉGALEMENT DIRECTEUR GÉNÉRAL DE VIALIS (ELD DE COLMAR), FAIT LE POINT SUR LE RÔLE ET L'ACTION DU SPEGNN DANS LE PAYSAGE ÉNERGÉTIQUE FRANÇAIS.

« La proximité a un coût »

Décryptages : Quels sont actuellement les grands sujets pour le SPEGNN ?

Philippe Pivard : Dans le domaine de la commercialisation, l'actualité des travaux du SPEGNN est riche autour des tarifs réglementés de vente de gaz naturel pour lesquels un décret modifiant celui de 2009 vient d'être publié, tandis qu'est annoncée, à l'occasion des travaux parlementaires sur le projet de loi relatif à la consommation, la suppression progressive des tarifs réglementés aux clients professionnels. L'augmentation attendue du nombre de bénéficiaires des tarifs sociaux de l'énergie demande également aux ELD un effort d'adaptation de leurs systèmes d'informations et de leurs procédures.

Dans le domaine technique, l'application du décret anti-endommagement qui vise à sécuriser les travaux à proximité des réseaux nous occupe plus particulièrement. Nous souhaitons être exemplaires autant vis-à-vis de nos clients, que des entreprises extérieures et des collectivités qui sont par ailleurs organisatrices du service public de la distribution de gaz naturel. Cela nécessite, de surcroît, des investissements importants : la cartographie des réseaux se complexifie (les réseaux sont maintenant partiellement relevés par GPS).

mateurs fera l'objet prochainement de travaux avec les transporteurs. Pour les ELD mixtes (distribution d'électricité et de gaz naturel voire d'eau potable), la charge de travail est conséquente avec la mise en œuvre des compteurs communicants en électricité. À Colmar, 700 compteurs électriques de type LINKY sont installés et communiquent avec le système d'informations de Vialis via le réseau câblé. Pour le gaz naturel, les plus gros consommateurs sont équipés de compteurs communicants.

Pensez-vous que ces nouvelles technologies vont transformer les métiers des ELD ?

P.P. : Il est clair que les nouveaux compteurs, une fois intégralement déployés et mis en œuvre, vont faire quasiment disparaître la relève à pied. A cette échéance, nous disposerons de données réelles quand il s'agira de faire évoluer les tarifs. Cela facilitera aussi l'arrêt des comptes et le calcul du chiffre d'affaires pour les entreprises de distribution, qui disposeront des données réelles de consommation et non plus d'estimations. Mais le compteur doit avant tout servir au client final : les données auxquelles il aura accès très fréquemment devront l'encourager à mieux maîtriser ses consommations. C'est pourquoi nous aurons de la pédagogie à faire.

Parallèlement, nous assisterons à une évolution des métiers et à une montée en compétences des agents des gestionnaires de réseaux.

« L'avenir des ELD réside dans la coopération et la mutualisation »

Philippe Pivard

Concernant le développement de solutions de comptage évolué, le SPEGNN participe aux groupes de travail de la CRE et échange activement avec GrDF sur ce sujet. Depuis le début du projet, la collaboration de GrDF avec le SPEGNN est exemplaire. Les ELD cherchent à mettre en œuvre les mêmes fonctionnalités que celles demandées par la CRE aux distributeurs nationaux. Elles sont d'ailleurs en phase d'appropriation et d'expérimentation de ces nouvelles technologies. Les plus grandes jouent un rôle moteur et partagent leurs expériences avec les plus petites, via le SPEGNN. La télérelève des plus gros consom-

La promotion de l'usage du gaz naturel doit également être une thématique importante ?

P.P. : Oui, bien sûr. Nous espérons vivement que, grâce à la nouvelle réglementation thermique, le nombre de clients avec un usage gaz se stabilise, voire augmente. Un gros travail est effectué avec les promoteurs immobiliers, les architectes, les bailleurs sociaux pour promouvoir l'usage du gaz, et surtout pour que le chauffage au gaz soit privilégié via des équipements performants. La concurrence existe avec d'autres sources d'énergie, c'est par exemple le cas à Colmar, à Strasbourg ou encore à Grenoble avec des réseaux de chauffage urbain. Nous accordons aussi des aides

au raccordement, des prêts pour les nouvelles installations, etc. Je souligne par ailleurs qu'à l'initiative de Réseau GDS (Strasbourg) nous avons élaboré un argumentaire commun sur les différents avantages du gaz et sur les solutions adaptées aux différents besoins.

Comment expliquez-vous qu'il y ait moins de concurrence pour la fourniture de gaz et d'électricité sur le territoire des ELD ? Quels moyens mettez-vous en œuvre pour la développer ?

P.P. : Le rôle du SPEGNN est de participer aux travaux sous l'égide de la CRE visant à permettre l'ouverture des marchés et à mettre en œuvre les mécanismes associés. Je m'emploie en tant que Président du SPEGNN à diffuser les documentations aux adhérents. Je pense que notre rôle est de permettre la concurrence et non de la développer. Au final, c'est au client de choisir son fournisseur, et à lui seul. Certains pensent que les ELD empêchent le développement de la concurrence sur leur territoire. Or, nous respectons les textes et nous appliquons les procédures que nous mettons en œuvre moyennant les temps nécessaires aux développements informatiques et aux moyens associés. Néanmoins, je peux m'interroger sur l'intérêt des fournisseurs alternatifs pour nos territoires quand il s'agit d'amener de la proximité au client. Car la proximité a un coût. Pourtant c'est aussi un atout : les clients d'une ELD ont un accès direct à leur fournisseur et à une médiation locale, à savoir la collectivité. Je précise qu'en 2012, seulement 35 saisines recevables du Médiateur national de l'énergie concernaient les ELD.

Quelle est la place des ELD dans la transition énergétique ? Le SPEGNN est-il impliqué dans le débat actuel sur ce sujet ?

P.P. : Les ELD sont à majorité détenues par des collectivités territoriales, que ce soit les régies municipales ou les sociétés d'économie mixte. Elles sont donc très impliquées dans l'économie locale et les projets territoriaux. Pour donner un exemple concret, à Colmar, Vialis a travaillé avec la ville sur un plan d'amélioration de l'efficacité énergétique. Une thermographie infrarouge de la ville a été réalisée, puis tout un dispositif pour aider les propriétaires à effectuer des travaux de réhabilitation nécessaire a été mis en œuvre. Cette démarche permet également à Vialis de remplir ses obligations dans le cadre du dispositif des certificats d'économie d'énergie.

Concernant le débat sur la transition énergétique, le SPEGNN est représenté. Nous espérons que le rôle des acteurs locaux sera reconnu et réhabilité. Aujourd'hui, en France, la question de la décentralisation est au cœur des préoccupations des territoires. Or, nos entreprises sont déjà en adéquation avec ce principe.



© Vialis

Les ELD mènent-elles des actions en matière de développement des énergies renouvelables ?

P.P. : D'une manière générale les ELD sont impliquées avec les collectivités locales pour mettre en œuvre des projets d'énergie renouvelable.

Pour le gaz naturel, je citerai la démarche de Réseau GDS qui, pour le compte du SPEGNN, a mutualisé le développement de stations d'injection de biométhane. Ces matériels sont maintenant disponibles sur catalogue et accessibles aux membres du SPEGNN. Réseau GDS, mais aussi REGAZ, ont des projets de taille importante en matière de biométhane. Toutefois, seules les plus grandes ELD ont les moyens de suivre ces projets, dont le schéma de rentabilité reste difficile à déterminer. Le cadre tarifaire qui a récemment été mis en place doit encore être testé.

Je crois également beaucoup au Gaz Naturel Véhicule. 80 % des transports publics à Colmar roulent au GNV. Pour l'électricité, je citerai en exemple Hydrocop : huit ELD se sont regroupées pour créer cette société qui rachète des petits ouvrages hydroélectriques. Nous acquérons ainsi de nouvelles compétences. Les ELD proposent également des offres d'électricité verte. Et nous accompagnons les promoteurs de projets renouvelables pour le raccordement des installations au réseau.

Comment voyez-vous l'avenir des ELD ?

P.P. : Depuis une dizaine d'années, de nombreuses régies se sont transformées en sociétés d'économie mixte, ce qui leur permet de faire entrer des partenaires industriels dans leur actionnariat. Je pense que les ELD qui sont restées en régie doivent se poser la question de cette évolution, car l'avenir des ELD réside dans la coopération et la mutualisation. Nous devons établir des alliances pour être plus efficaces. ■

BIOGRAPHIE EXPRESS PHILIPPE PIVARD

Diplôme du CESMA (troisième cycle de Contrôle de Gestion) à l'ESC Lyon

**Depuis juin 2008 :
Président du SPEGNN**

Fonctions au sein de Vialis

**Depuis 2003 :
Directeur Général**

**De 2000 à 2003 :
Directeur Financier,
Câble et Télécommunications**

**De 1998 à 2000 :
Directeur Financier,
Câble et Eclairage**

**De 1993 à 1998 :
Directeur Financier
et Commercial**

**De 1987 à 1992 :
Directeur Financier**

**De 1984 à 1987 :
Chef du Service Organisation**

**De 1980 à 1983 :
Attaché au Service Organisation**

MEDREG

Des avancées institutionnelles vers un cadre de régulation harmonisé

MEDREG, l'association qui regroupe vingt-trois régulateurs méditerranéens de l'électricité et du gaz, a tenu sa 15^e assemblée générale le 5 juin dernier à Alexandrie en Égypte. Dans un communiqué, MEDREG souligne plusieurs avancées dans l'harmonisation des politiques énergétiques en Méditerranée.

Tout d'abord, la 15^e assemblée générale de MEDREG a été marquée par la participation de nouveaux partenaires. Pour la première fois, un représentant du ministère de l'électricité et des énergies renouvelables de Libye était présent. Il a exprimé formellement la volonté de son pays de devenir un membre officiel de MEDREG, affichant de cette façon une reconnaissance de l'important travail institutionnel que réalise l'association. En outre, des organisations régionales, telles que la Ligue des États arabes, le Centre régional pour l'efficacité énergétique et les énergies renouvelables (RCREEE) et le projet Paving the Way for the Mediterranean Solar Plan (PWMSP), ont participé à une table-ronde consacrée aux bonnes pratiques destinées à impliquer les acteurs locaux et aux moyens à mettre en œuvre pour associer régulation de l'énergie et développement économique et social à l'échelon national.

Par ailleurs, MEDREG travaille actuellement sur une étude des conditions institutionnelles et techniques de nature à favoriser des investissements énergétiques de long terme en Méditerranée. Son but est de promouvoir un dialogue plus régulier avec les investisseurs du monde de l'énergie. Une première ébauche de cette étude sera présentée lors de la Conférence euro-méditerranéenne des ministres de l'énergie, organisée à Bruxelles le 11 décembre 2013.

Pont entre l'Union européenne et les pays du sud de la Méditerranée, MEDREG est impliqué dans la mise en œuvre du plan d'action IMME, Intégration des marchés de l'électricité dans les pays du Maghreb. L'association organisera un séminaire dédié à l'ouverture et aux réformes des marchés de l'électricité dans ces pays en septembre 2013.



Participants à la 15^e assemblée générale de MEDREG le 5 juin 2013 à Alexandrie en Égypte.

MEDREG a également publié sa deuxième étude comparative sur les compétences des régulateurs méditerranéens. Si le bilan est mitigé dans certains domaines, des améliorations notables ont eu lieu en ce qui concerne en particulier les pouvoirs d'application et la responsabilité des autorités de régulation méditerranéennes. MEDREG réexamine en outre ses relations avec des partenaires extérieurs pour identifier des domaines prioritaires de coopération et les points de contact au niveau national.

Enfin, les consommateurs sont au cœur d'un rapport approuvé par l'assemblée générale de MEDREG. Ce document donne un aperçu des

méthodes de facturation ayant cours actuellement pour les consommateurs finals dans la région méditerranéenne. Il précède la publication d'une étude sur les conditions d'éducation et d'information des consommateurs, prévue pour la fin du second semestre 2013. MEDREG vise à améliorer la protection des quatre cents millions de consommateurs que compte la région méditerranéenne en échangeant entre ses membres de bonnes pratiques établissant et garantissant les droits des consommateurs. ■

En savoir plus : www.medreg-regulators.org

« Pour réaliser le potentiel énergétique méditerranéen, il est impératif d'investir dans une régulation solide et d'ouvrir progressivement les marchés tout en les ajustant au délicat équilibre politique de la région. »

Michel Thiollière, président de MEDREG et membre du collège de la CRE

Décryptages

La lettre de la Commission de régulation de l'énergie



CRE, 15 rue Pasquier,
75379 Paris Cedex 08
01.44.50.41.00

Directeur de la publication : Philippe de Ladoucette • Comité de rédaction : Jean-Yves Ollier, Anne Monteil, Cécile Casadei • Ont participé à ce numéro : Lamis Aljounaidi, Bertille Carretté, Maxime Delbart, Lore Gauterie, Christelle Heng, Grégory Jarry, Charles-Gabriel Raux, Valentine Roux, Tatiana Savouré, Adrien Thirion, Martin Vergier, Elisabeth Voisin • Réalisation : @FROMATRON ÉDITIONS • Impression : Bialec (Nancy) • Tirage : 2 400 exemplaires • Abonnement : decryptages@cre.fr

• ISSN : 1955-5377