

Dé**R**ryptages

Octobre / Novembre 2014 • N°43

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



Dossier p. 4

Prix de l'électricité :
les **rapports** de la CRE
sur les **tarifs réglementés**
et les **charges** de service public

Actualités

p. 2 REMIT : les actes d'exécution votés
par les Etats membres
La fin des tarifs réglementés
pour les professionnels en trois minutes

Parole à...

p. 10 Éric Brousseau,
Professeur à l'Université Paris-Dauphine
et directeur scientifique de la Chaire
« Gouvernance et régulation »

Vue d'Europe

p. 12 Vers l'achèvement du marché intérieur

MARCHÉS DE GROS

REMIT : les actes d'exécution votés par les États membres

Les actes d'exécution de REMIT, le règlement européen sur l'intégrité et la transparence du marché de l'énergie, ont été votés par les États membres le 3 octobre 2014. Ils définissent la liste et les modalités de transmission des informations que devront fournir les acteurs de marché. La collecte des données débutera neuf mois après l'entrée en vigueur des actes d'exécution.

REMIT, le règlement européen concernant l'intégrité et la transparence du marché de gros de l'énergie a été adopté le 14 septembre 2011 par le Parlement européen et le 10 octobre 2011 par le Conseil européen. Il vise à organiser la surveillance des marchés de gros de l'énergie, à interdire les abus de marché et à obliger les acteurs à publier les informations privilégiées qu'ils détiennent. Cette mission de surveillance est confiée à l'Agence de coopération des régulateurs européens de l'énergie, l'ACER, en coopération avec les régulateurs nationaux.

REMIT prévoit l'enregistrement des acteurs de marché dans des registres nationaux établis par chaque régulateur et une collecte régulière des transactions et des données fondamentales par l'ACER. L'Agence établira

un registre européen sur la base des informations transmises par les régulateurs et recueillera les données utiles à la surveillance des marchés auprès des référentiels centraux existants, d'entités agréées pour la transmission des données et des acteurs de marché eux-mêmes. Ces données seront ensuite partagées avec les régulateurs concernés, et, si besoin, avec d'autres autorités compétentes. La liste, le format et la fréquence des données à transmettre ont été définis par les actes d'exécution de la Commission européenne dont l'entrée en vigueur est prévue début 2015. La collecte des données débutera neuf mois plus tard pour les ordres soumis et pour les transactions standards exécutées sur les places de marché organisées (bourses, courtiers, etc.) ainsi que pour les données fondamentales agrégées relatives

à la transparence des marchés. Les transactions standards réalisées de manière bilatérale, les transactions non-standards, les contrats de transport et les autres données fondamentales seront collectées quinze mois après l'entrée en vigueur des actes d'exécution.

La CRE a ouvert son registre national le 7 octobre 2014. À cette occasion, elle a organisé une réunion d'information visant à communiquer les informations utiles à l'enregistrement auprès de la CRE avant le début de la collecte des données. ■

Pour plus d'informations sur l'enregistrement : www.cre.fr/marches/marche-de-gros/remit-enregistrement

VIDÉO PÉDAGOGIQUE

La fin des tarifs réglementés pour les professionnels en trois minutes

Expliquer la fin des tarifs réglementés de vente d'électricité et de gaz naturel pour les professionnels en seulement trois minutes ? C'est le défi que relève la CRE grâce à une vidéo d'information pédagogique accessible depuis son site Internet.

Intitulée « Fin des tarifs réglementés pour les professionnels : consommateurs, anticipez ! », la vidéo répond à un besoin d'information des consommateurs professionnels. En effet, les consommateurs de gaz de plus de 30 MWh/an et ceux d'électricité ayant une puissance souscrite supérieure à 36 kVA devront avoir basculé leur contrat de fourniture d'énergie en offre de marché d'ici le 1^{er} janvier 2016, avec une échéance au 1^{er} janvier 2015 pour les consommateurs de gaz de plus de 200 MWh/an. Établissements publics (hôpitaux, écoles, maison de retraite...),

restaurants, bureaux, sites industriels, syndicats de copropriété, commerces de proximité... : ce sont au total près de 140 000 clients en gaz naturel et 440 000 clients en électricité qui sont concernés.

Cette vidéo complète un dispositif d'information et d'accompagnement mis en place par les pouvoirs publics (guides, fiches pratiques, courriers aux consommateurs, réunions d'information des Chambres de commerce et d'industrie...). À ce titre, elle constitue une bonne introduction pour comprendre les



La vidéo est disponible sur le site de la CRE www.cre.fr

changements qui s'opèrent avec l'ouverture des marchés de l'énergie à la concurrence.

L'initiative de la CRE a été saluée par les fournisseurs d'énergie et les représentants des consommateurs professionnels. Ils ont pu voir et commenter la vidéo en avant-première lors d'une réunion du groupe de travail dédié à la communication et l'information sur la fin des tarifs réglementés mis en place par la CRE.

La CRE invite les fournisseurs et tous les acteurs impliqués à relayer cette vidéo. ■

LE CHIFFRE

71 %

des Français sont de plus en plus convaincus que l'ouverture des marchés est une « bonne chose » (+7 points vs 2013), selon le baromètre annuel Energie-Info publié début novembre¹.

La moitié d'entre eux savent qu'ils peuvent faire jouer la concurrence en changeant de fournisseur d'électricité ou de gaz (chiffres stables vs 2013). Les consommateurs de gaz semblent mieux informés (56 %) que les consommateurs exclusifs d'électricité (47 %). Par ailleurs, les Français sont plus nombreux qu'en 2013 à penser que la concurrence fait baisser les prix (20 %, +6 points), mais 92 % anticipent une hausse des tarifs de l'énergie.

1- Sondage réalisé par le CSA par téléphone du 5 au 13 septembre 2014 auprès d'un échantillon représentatif de 1 501 foyers français.

Le saviez-vous ?

217 lauréats pour l'appel d'offres photovoltaïque 100-250 kWc

217 projets d'une puissance cumulée de 40,62 MWc ont été retenus au terme de la troisième période de candidature à l'appel d'offres lancé le 2 mars 2013 pour des installations photovoltaïques sur bâtiment de puissance crête comprise entre 100 et 250 kWc. La CRE a estimé les charges de service public induites par ces projets à environ 5,21 M€ par an, soit 104,2 M€ sur 20 ans. Le tarif d'achat moyen s'élève à 153,2 €/MWh, contre 165 €/MWh et 168,3 €/MWh respectivement pour la deuxième et première période. Pour rappel, l'appel d'offres lancé en mars 2013 d'une puissance cible cumulée maximale de 120 MWc avait été divisé en trois périodes de candidature portant sur 40 MWc chacune.

Mesures transitoires retenues par la CRE pour abaisser la tension dans le Sud

Pour réduire les tensions qui pèsent sur les prix du gaz dans le Sud de la France depuis plusieurs mois, la CRE a décidé, le 30 octobre 2014, de mettre en œuvre des mesures transitoires à compter de l'hiver 2014/2015 en attendant la création en 2018 d'une place de marché unique en France. Les principales mesures retenues sont : la modification de la règle de répartition des flux entre les zones GRTgaz Sud et TIGF qui permet d'affermir de la capacité supplémentaire à la liaison Nord-Sud ; la reconduction du service conjoint transport-stockage (JTS), basé sur un partenariat entre GRTgaz et Storengy, afin d'améliorer la disponibilité de la liaison Nord-Sud ; la mise en œuvre d'un système de gaz circulant, qui repose sur des flux de gaz entre les cuves des terminaux de Fos et un stockage en zone Nord, afin de lisser le taux de disponibilité des capacités interruptibles à la liaison Nord-Sud. Le rééquilibrage des flux à la frontière espagnole n'a pas été retenu par la CRE, les risques du dispositif étant supérieurs aux gains attendus.

En image

TARIFS RÉGLEMENTÉS : ÉVOLUTION DES INDICES DE GAZ SUR LE MARCHÉ DE GROS

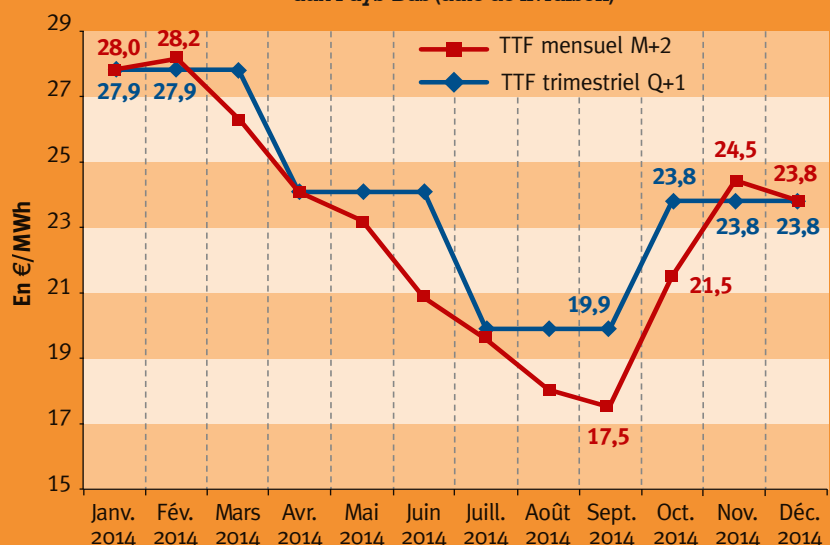
L'évolution des prix du gaz est caractérisée par une saisonnalité été/hiver, la consommation étant plus importante en hiver. L'écart de prix entre l'été 2014 et l'hiver 2014/2015 est plus fort que les années précédentes, du fait :

- 1/ de températures douces début 2014 qui ont assuré un remplissage élevé des stockages au début de l'été, favorisant une baisse significative des prix pour livraison durant cette période.
- 2/ d'une prime de risque en hiver liée à la situation en Ukraine.

Toutefois, les prix constatés à la fin de l'année 2014 restent nettement inférieurs à ceux de l'hiver 2013/2014.

La CRE publie chaque mois l'évolution des indices TTF mensuels et trimestriels. Ils entrent pour 59,8 % dans la formule de calcul des coûts d'approvisionnement en gaz qui sert à fixer les tarifs réglementés de GDF SUEZ.

Moyennes mensuelles des cotations journalières des contrats futurs aux Pays-Bas (date de livraison)



Source : Heren

LA CRE A RENDU PUBLICS LE 15 OCTOBRE DEUX RAPPORTS DÉTAILLÉS SUR LES PRIX DE L'ÉLECTRICITÉ : L'UN TRAITÉ DE LA QUESTION DES TARIFS RÉGLEMENTÉS DE VENTE – TARIFS AUXQUELS SONT ABONNÉS 28 MILLIONS DE CONSOMMATEURS – ET L'AUTRE DE LA CONTRIBUTION AU SERVICE PUBLIC DE L'ÉLECTRICITÉ (CSPE) – PAYÉE PAR TOUS LES CONSOMMATEURS D'ÉLECTRICITÉ. LES ANALYSES QUE MÈNE LA CRE LUI SONT INDISPENSABLES POUR RENDRE SES AVIS SUR LES ARRÊTÉS TARIFAIRES ET POUR COMPRENDRE DANS LE DÉTAIL LA DÉFINITION DES TARIFS. EN EFFET, À COMPTER DU 7 DÉCEMBRE 2015, LA CRE NE RENDRA PLUS D'AVIS SUR LES ARRÊTÉS TARIFAIRES PRIS PAR LE GOUVERNEMENT MAIS PROPOSERA AUX MINISTRES CONCERNÉS LES TARIFS POUR LES CLIENTS AUX TARIFS BLEUS – LES TARIFS JAUNES ET VERTS ÉTANT SUPPRIMÉS.

Prix de l'électricité : les rapports de la CRE sur les tarifs réglementés et les charges de service public

Le rapport sur les tarifs d'électricité



Le rapport sur les tarifs réglementés de vente d'électricité publié en octobre par la CRE présente une mise à jour de son analyse publiée en juin 2013 sur les coûts de production et de commercialisation d'EDF. Il s'est inscrit dans un contexte de changement de méthode de calcul des tarifs réglementés, le gouvernement ayant souhaité anticiper dès 2014 le passage de la méthode tarifaire dite de « couverture des coûts comptables » d'EDF vers la méthode dite par « empilement » prévue par la loi NOME.

Un décret fixant cette nouvelle méthode de calcul par empilement a été adopté le 28 octobre 2014. Il s'agit dans cette approche de définir un tarif représentatif des coûts que supporte un fournisseur alternatif pour construire ses offres de marché, compte tenu des sources d'approvisionnement dont il dispose. Elle traduit la volonté du législateur de rendre contestables les tarifs réglementés.

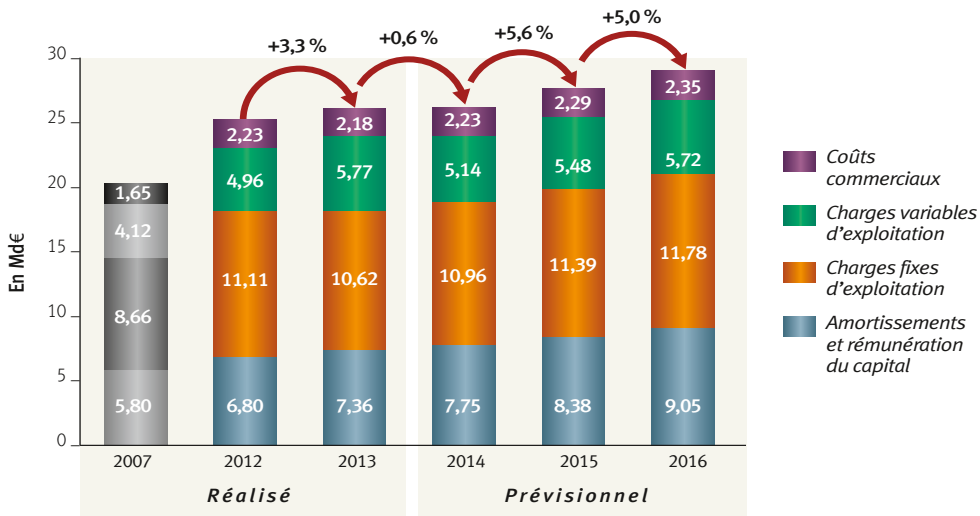
Dans le contexte de ce changement de méthode, la CRE présente, d'une part une analyse des coûts de fourniture d'EDF au regard de la méthode comptable et d'autre part un examen des effets de la mise en œuvre de la nouvelle méthode par empilement.

En outre, en réponse à certaines critiques émises à son encontre lors de la publication de son rapport 2013, la CRE rappelle qu'il ne lui appartient pas d'encadrer les coûts d'EDF – cette compétence relève de son actionnaire – mais d'en constater le montant et d'en vérifier les modalités d'affectation aux tarifs réglementés de vente. À ce titre, elle a approfondi certains aspects de son analyse. Ainsi, sur la question de l'affectation des coûts, la CRE a effectué d'importants retraitements dont les effets portent à la fois sur les coûts constatés des années 2012 et 2013 et sur les coûts prévisionnels pour 2014. Elle a également demandé à EDF de clarifier le traitement de certains postes de coût, d'améliorer ses prévisions et de réaliser un audit approfondi de ses coûts commerciaux, le dernier datant déjà de 2011 et n'ayant porté que sur leur affectation et non sur leur montant.

Les coûts comptables de fourniture d'EDF s'accroissent à un rythme de 5 % par an à partir de 2015

La publication du décret n° 2014-1250 du 28 octobre 2014 a marqué l'entrée en vigueur de la méthode de calcul des tarifs par empilement. Auparavant, pour rendre un avis au gouvernement sur l'évolution annuelle des tarifs envisagés, la CRE utilisait la méthode de couverture des coûts comptables

Évolution des coûts annuels de production et de commercialisation d'EDF



La CRE estime qu'en 2014 l'augmentation du coût comptable devrait être modérée (+0,6 %), avant de repartir vers une hausse d'un peu plus de 5 % par an.

de fourniture d'EDF. L'analyse des tarifs réglementés de vente reposait ainsi sur la prise en compte des coûts de production et de commercialisation d'EDF, intégrant une rémunération des capitaux. Dans son rapport, la CRE présente une analyse de l'évolution de ces coûts à l'horizon 2016.

Les coûts de production d'EDF sont en croissance de 3,8 % en 2013 par rapport à 2012. Ils devraient augmenter de 0,5 % en 2014 par rapport à 2013. Ces augmentations sont dues, entre autres, à l'activité nucléaire d'EDF, facteur d'évolution structurant des coûts de l'entreprise. Les dépenses d'investissement devraient croître de près de 13 % d'ici 2016 en raison du déploiement progressif du grand carénage, ce vaste programme d'investissement dans les centrales nucléaires. Cependant, les chroniques de dépenses prévisionnelles d'investissement communiquées par EDF sont revues à la baisse par rapport à celles présentées en 2013. EDF a mis en œuvre des actions de maîtrise des coûts et de lissage de sa charge industrielle et financière. L'entreprise a également revu la répartition des coûts entre charges d'exploitation et investissement, allégeant les premières qui ne progressent plus que de 1,7 % par an, au détriment des secondes.

S'agissant des coûts de commercialisation d'EDF, et dans l'attente des résultats de l'audit qu'elle a demandé à EDF, la CRE retient une hausse modérée de 2,6 % par an à compter de 2014. Sur la période 2008-2012, une forte hausse de 30 % avait pu être observée. Les coûts commerciaux connaissent des variations significatives, notamment sous l'effet d'évolutions réglementaires dont le Comité de règlement des différends et de sanctions (CoRDIS) de la CRE est à l'origine. Le CoRDIS a en effet

rendu une décision qui impose que la part des coûts d'acheminement d'une facture impayée n'est plus à la charge du fournisseur d'électricité mais du gestionnaire de réseau. Par ailleurs, la CRE mènera prochainement des analyses détaillées des coûts de commercialisation, l'activité commerciale revêtant désormais une sensibilité particulière dans le contexte de la suppression des tarifs réglementés jaunes et verts pour les clients professionnels, prévue pour fin 2015. Les analyses porteront notamment sur le montant de ces coûts et sur leur bonne allocation entre les activités tarifaires d'EDF et ses activités sur le marché libre.

La tarification par empilement est sensible aux prix de marché et réduit la rémunération d'EDF

La loi du 7 décembre 2010 sur la nouvelle organisation du marché de l'électricité (loi NOME) a prévu la mise en place progressive de quatre dispositifs fondamentaux pour développer une concurrence efficace entre fournisseurs d'énergie. Il s'agit de l'accès régulé à l'électricité nucléaire historique (ARENH), de la suppression des tarifs réglementés jaunes et verts au 1^{er} janvier 2016, du mécanisme d'obligation de capacité et enfin de la tarification par empilement au plus tard avant fin 2015.

La construction tarifaire par empilement reflète les coûts supportés par un fournisseur alternatif pour approvisionner les clients de son portefeuille. Elle doit ainsi assurer la contestabilité des tarifs réglementés par les concurrents d'EDF. L'empilement se compose des éléments suivants :
– un coût d'approvisionnement en énergie payé au prix de l'ARENH ainsi qu'un complément de fourniture d'électricité au prix de marché ;

En 2014, l'approvisionnement en électricité des fournisseurs alternatifs se compose de **77 %** d'ARENH et de **23 %** d'énergie achetée sur le marché de gros.

Le dossier de la CRE

- un coût d'acheminement de l'électricité ;
- un coût de commercialisation qui inclut une rémunération normale.

Les effets de la tarification par empilement sont doubles. D'une part, elle est sensible aux variations de prix de marché, puisque la part marché représente près de 15 % d'un tarif bleu résidentiel hors taxes. Ainsi, lorsque les prix de marché sont bas, les évolutions tarifaires sont moindres. D'autre part, elle réduit la rémunération d'EDF, du fait notamment de prix de marché bas.

Par ailleurs, sur la base d'un scénario de référence établi à partir du projet industriel communiqué à la CRE par EDF qui ne prévoit pas de fermeture de réacteur nucléaire d'ici 2025 ainsi que sur des hypothèses d'évolution des coûts et des prix de marché, il apparaît un accroissement important de l'endettement pour les activités de production et de commercialisation d'EDF au périmètre France d'ici 2025, conséquence d'un lourd programme d'investissement et de prix de marché déprimés à court et moyen terme. Les ratios d'endettement, relativement significatifs dans ce scénario, qui présuppose déjà une meilleure maîtrise des charges d'exploitation et anticipe un redressement rapide des prix de marché après 2017, pourraient devenir préoccupants si l'une de ces deux hypothèses ne se vérifiait pas.

Une évolution des tarifs d'électricité limitée au 1^{er} novembre 2014 grâce à la méthode par empilement

En juin dernier, le gouvernement a souhaité accélérer la mise en œuvre de la tarification par empilement

pour le mouvement tarifaire de l'année 2014 afin de limiter les hausses par rapport à celles obtenues par la couverture des coûts comptables (cf. tableaux). Cette décision s'explique du fait de prix de marché déprimés : ils sont actuellement à environ 42,5 €/MWh contre environ 51 €/MWh en 2010 au moment du vote de la loi NOME.

Ainsi, au 1^{er} novembre, les évolutions moyennes s'élèvent à + 2,5 % pour les tarifs bleus résidentiels, -0,7 % pour les tarifs bleus professionnels, +2,5 % pour les tarifs jaunes et +3,7 % pour les tarifs verts. Ces évolutions incluent une partie du rattrapage à effectuer au titre des années 2012 et 2013 qui représente un défaut de couverture des coûts de fourniture d'EDF sur ces deux années de 1,136 M€ : 0,9 % sur les tarifs bleus résidentiels, soit environ 15 % du montant total pour l'ensemble des tarifs bleus (941 M€) ; 0,9 % sur les tarifs jaunes, soit environ 50 % du montant total pour les tarifs jaunes (68 M€).

Dans son avis du 30 octobre 2014 sur le projet d'arrêté tarifaire, la CRE a noté que l'évolution envisagée des tarifs bleus et jaunes, hors rattrapage tarifaire, permettait d'atteindre la contestabilité tarifaire moyenne. Concernant les tarifs verts, la CRE ne disposant pas des données nécessaires ni du modèle qui lui auraient permis de déterminer l'évolution tarifaire à effectuer pour assurer la contestabilité, elle n'a pas pu constater si le niveau des tarifs par empilement était suffisant. Elle a par ailleurs indiqué que les rattrapages tarifaires restant à réaliser sur les tarifs jaunes et verts devraient l'être avant le 31 décembre 2015, date marquant la disparition de ces tarifs. ■

+2,5 %

Hausse moyenne des tarifs d'électricité
au 1^{er} novembre pour les clients résidentiels au tarif bleu.

Empilement versus coûts comptables : des hausses tarifaires variées selon la méthode

Avec la tarification par empilement, la CRE a estimé qu'une hausse minimum de 1,6 % pour les clients résidentiels était nécessaire en 2014. Si le système de couverture des coûts comptables avait été conservé, cette hausse aurait été de 6,7 %. Ces hausses ne tiennent pas compte d'une insuffisance de 1,136 Md € de couverture des coûts par les tarifs pour les années 2012 et 2013.

	Tarification par empilement		
	2014	2015	2016
Bleu RES hors EJP et Tempo	1,6 %	1,5 %	2,0 %
Bleu Pro hors EJP, Tempo et EP	-0,7 %	0,9 %	1,8 %
Jaune (ENT 1)	-0,1 %	1,1 %	n/a
Vert (ENT 3)	2,0 %	1,6 %	n/a

	Tarification par coûts comptables		
	2014	2015	2016
Bleu résidentiel	+6,7 %	+3,5 %	+3,3 %
Bleu non résidentiel	+1,3 %	+3,6 %	+3,3 %
Bleu total	+5,6 %	+3,5 %	+3,3 %
Jaune	+2,9 %	+3,7 %	
Vert	+4,2 %	+4,4 %	



La facture TTC en euros courants d'un consommateur au chauffage électrique qui consomme 8 500 kWh par an a augmenté de 34 % entre 2000 et 2014. Hors taxes, cette facture n'a augmenté que de 10 %. (Audition à l'Assemblée nationale de Philippe de Ladoucette, président de la CRE, devant la commission d'enquête relative aux tarifs de l'électricité, le 15 octobre 2014) © EDF, Julia Baier.

Le rapport sur la **contribution au service public de l'électricité**



La CRE a réalisé une étude exhaustive sur la contribution au service public de l'électricité (CSPE). Cette taxe est payée par tous les consommateurs d'électricité, au prorata de leur consommation, et représente 13 % de la facture TTC d'un consommateur résidentiel moyen en 2014. Elle sert à financer les charges résultant des missions de service public que la loi impose aux fournisseurs, telles que la politique de soutien aux énergies renouvelables et à la cogénération, la péréquation nationale des tarifs dans les zones non interconnectées (ZNI) à la métropole et le tarif social de l'électricité, appelé « tarif de première nécessité » (TPN).

Créée en 2003, la CSPE a connu des évolutions notables. Elle suscite aujourd'hui des interrogations quant à son encadrement et à sa gouvernance. C'est pourquoi la CRE, qui calcule et propose chaque année au ministre chargé de l'énergie le montant des charges de service public et le niveau de contribution permettant de les couvrir, a jugé utile de publier une analyse à la fois rétrospective (2002-2013) et prospective (2014-2025) de ces charges.

Les charges de service public ont quadruplé entre 2002 et 2013

Les charges de service public, financées par la CSPE, ont presque quadruplé entre 2002 et 2013, passant de 1,4 Md€ à 5,3 Md€. Sur cette période, le montant cumulé des charges s'élève à 30 Md€. Plusieurs facteurs expliquent ces augmentations.

Tout d'abord, **le soutien aux énergies renouvelables et à la cogénération** représente 19 Md€ de surcoûts entre 2002 et 2013. Près de la moitié relève du soutien à la filière cogénération, et le soutien à la filière photovoltaïque atteint plus du quart des surcoûts totaux en seulement quatre ans de développement. Le quart restant est réparti pour moitié entre l'éolien terrestre et l'ensemble des autres filières soutenues.

La filière cogénération a bénéficié de conditions de rémunération avantageuses, malgré plusieurs avis défavorables de la CRE. En outre, les installations dont le contrat d'achat arrive à échéance bénéficient de dispositions qui leur permettent de rester dans le cadre subventionné de la CSPE, alors que les producteurs devraient au contraire être incités à vendre leur production sur les marchés de l'électricité.

La filière photovoltaïque a connu une bulle spéculative qui a éclaté en 2010. Les tarifs d'achat particulièrement attractifs qui avaient été mis en place en 2006 et en 2010, et sur lesquels la CRE avait rendu des avis défavorables, ont conduit à un développement massif de la filière, dans un contexte de chute du coût des panneaux photovoltaïques. Plus de 4 GW ont été installés entre 2010 et 2013, induisant près de 2 Md€ de charges en 2013 (soit 60 % des surcoûts liés aux énergies renouvelables). La situation a été stabilisée à l'issue du moratoire de 2011 et le cadre de soutien actuel, fondé sur des tarifs d'achat auto-ajustables pour les petites installations, et

Le dossier de la CRE

sur des appels d'offres pour des installations de moyenne et grande puissance, a un coût bien moindre pour le consommateur. Cependant, le coût d'achat moyen de l'électricité d'origine photovoltaïque s'élève toujours à 480 €/MWh en 2013 et pèsera durablement sur les charges de service public, aucun contrat relevant de ces dispositions contractuelles ne venant à échéance d'ici 2025.

L'éolien terrestre a bénéficié d'une stabilité de ses conditions de rémunération, bien que la CRE ait souligné à de multiples reprises que les tarifs d'achat induisaient des rentabilités excessives pour les parcs bénéficiant des meilleures conditions de vent. Un peu plus de 8 000 MW sont en service fin 2013, pour un coût d'achat moyen de 88 €/MWh. La CRE estime qu'il conviendrait de réviser les conditions tarifaires de soutien à l'éolien terrestre, et, plus généralement, de faire des appels d'offres le moyen de soutien privilégié à cette filière qui a atteint un certain degré de maturité et se développe dans un cadre concurrentiel assez fort.

Enfin, la baisse du prix de marché de gros de l'électricité observée au cours des dernières années a également joué un rôle dans l'augmentation des charges de service public, ce prix servant de référence pour le calcul des surcoûts. Une baisse de 1 €/MWh du prix de marché induit une augmentation des surcoûts de l'ordre de 60 M€.

La péréquation tarifaire permet aux consommateurs des zones non interconnectées (Corse, DOM, Saint-Pierre-et-Miquelon, Saint-Martin, Saint-Barthélemy, les îles bretonnes de Molène, d'Ouessant et de Sein, l'archipel des Glénan et l'île anglo-normande de Chausey) de payer les mêmes tarifs que ceux appliqués en métropole continentale, alors que les coûts de production de l'électricité dans ces zones sont beaucoup plus élevés. En 2013, les coûts de production dans les ZNI sont presque quatre fois supérieurs à la part production des tarifs réglementés. Au cours de la période 2003-2013, les surcoûts ont progressé régulièrement, passant de 410 M€ à 1,7 Md€, en raison de l'augmentation de la consommation électrique et de l'augmentation des prix des combustibles – le parc de production des ZNI étant majoritairement thermique. La revalorisation du taux de rémunération du capital investi dans les moyens de production, qui est passé en 2006 de 7,5 % à 11 %, a également joué, pour un montant total d'environ 257 M€ sur la période 2006-2013. En outre, le développement des énergies renouvelables, et principalement du solaire, a été rapide dans les ZNI entre 2009 et 2012, mais il a ralenti depuis. Le seuil de

pénétration maximal de 30 % des énergies à caractère variable, au-delà duquel les installations peuvent être déconnectées, est la principale raison de ce ralentissement.

S'agissant des **dispositions sociales en faveur des ménages en situation de précarité**, le montant des charges a progressé suivant l'augmentation du nombre de bénéficiaires. Il représente 133 M€ en 2013, soit 3 % du montant total des charges. Le dispositif actuel est toutefois d'une grande complexité : il implique de nombreux acteurs et d'importants croisements de bases de données informatiques, ce qui le rend partiellement inopérant. Il est également coûteux : plus de 8 M€ en 2013 de frais de gestion, soit 6 % des charges liées aux dispositions sociales. C'est pourquoi la CRE est favorable à une simplification des dispositifs d'aide aux ménages en situation de précarité énergétique.

Le niveau des charges continuera à croître sur la période 2014-2025

L'analyse prospective de l'évolution de la CSPE à l'horizon 2025, à laquelle s'est livrée la CRE, repose sur une analyse des contrats existants et sur des hypothèses de développement des postes de charges et des prix de marché. Selon ses calculs, le montant des charges de service public devrait doubler entre 2013 et 2025 pour atteindre 10,9 Md€ en 2025, et représenter 102 Md€ cumulés sur cette période. Cette évolution est principalement due à l'augmentation des surcoûts liés aux productions éolienne – terrestre et en mer – et photovoltaïque. La mise en service des parcs éoliens en mer retenus dans le cadre des appels d'offres de 2011 et 2013 conduira à elle seule à un montant annuel de charges d'environ 2 Md€. La péréquation tarifaire pèsera également dans les années à venir : au cours de la période 2014-2025, 74 % des charges de CSPE liées à la péréquation tarifaire dans les ZNI seront dus aux installations actuellement en service et aux décisions d'investissement prises dans le passé.

La contribution unitaire nécessaire pour couvrir ces charges devrait donc être conduite à augmenter. La CSPE devrait passer de 13,5 €/MWh en 2013 (pour 5,3 Md€ de charges constatées) à 24,8 €/MWh en 2020 (pour 8,9 Md€ de charges prévisionnelles) pour atteindre 30,2 €/MWh en 2025 (pour 10,9 Md€ de charges prévisionnelles). Ce niveau de la contribution unitaire s'explique pour 68,2 % par le poids des énergies renouvelables en métropole continentale (en premier lieu photovoltaïque et éolien offshore) et pour 23,2 % par la péréquation tarifaire (énergies renouvelables y compris). ■

Les charges prévisionnelles de service public de l'électricité pour l'année 2015 s'élèvent à

6,3 Md€

La contribution unitaire (CSPE)

nécessaire pour couvrir ces charges est de

25,93 €/MWh

Mais elle ne sera que de

19,5 €/MWh

au 1^{er} janvier 2015,

puisque selon la loi elle ne peut augmenter de plus de

3 €/MWh par an.

sauf intervention du gouvernement.

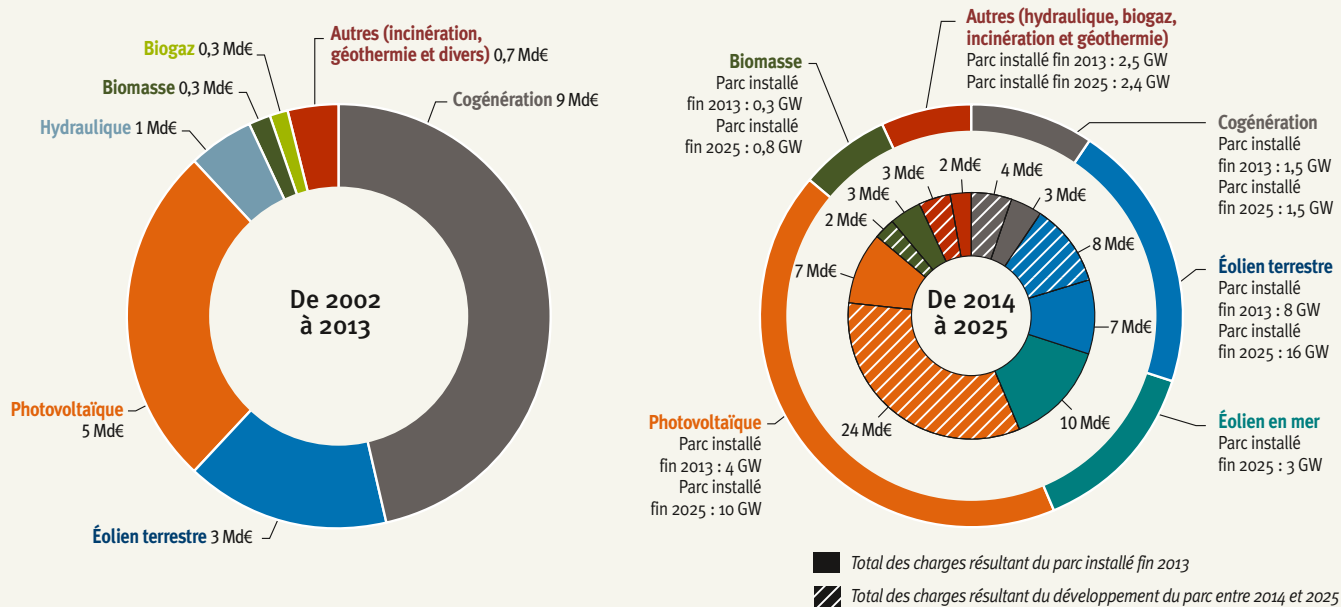
Sur la base des hypothèses du rapport de la CRE, en 2025 la CSPE devrait dépasser

30 €/MWh

pour couvrir les charges estimées à **10,9 Md€.**

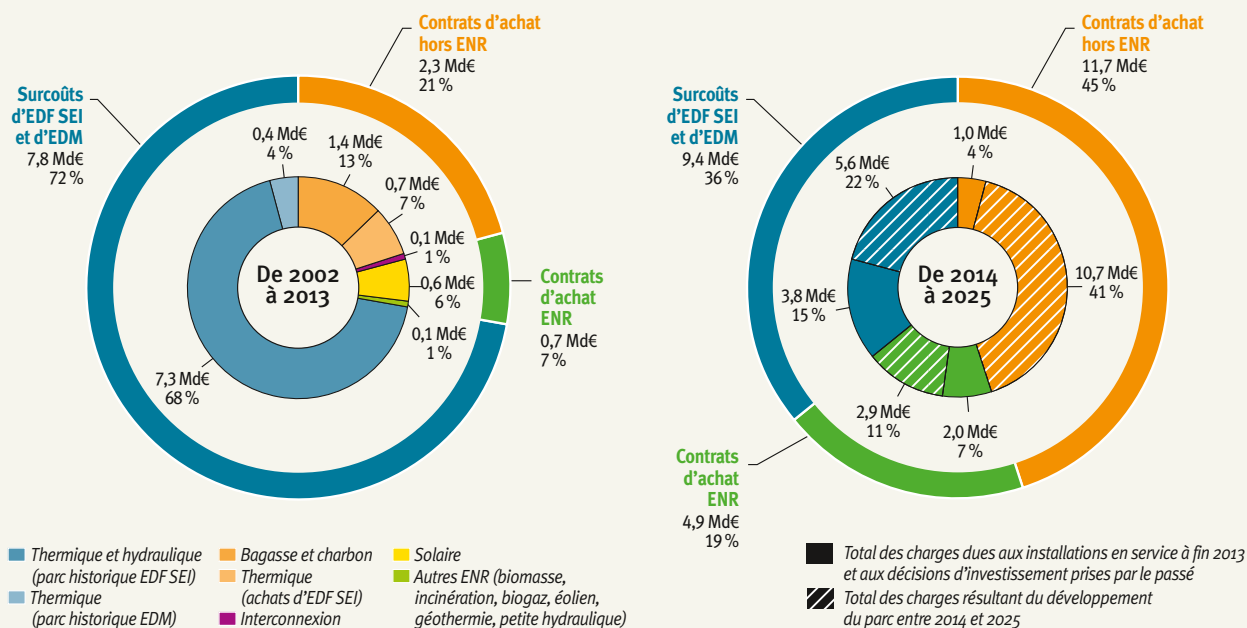
Surcoûts liés à l'obligation d'achat en métropole continentale (en Md€)

Les surcoûts cumulés entre 2002 et 2013 s'élèvent à 19,3 Md€ courants, dont près de la moitié relève du soutien à la cogénération. Le poids du passé sera toujours sensible sur la période 2014-2025 : plus de la moitié (56 %) des 73 Md€ courants de charges cumulées sur cette période seront dus à des contrats d'achats signés avant 2013, dont un tiers pour la filière photovoltaïque.



Surcoûts liés à la péréquation tarifaire (en Md€)

Les surcoûts cumulés entre 2002 et 2013 s'élèvent à 10,8 Md€ courants. Ils représenteront 26 Md€ sur la période 2014-2025, dont 74 % liés aux installations actuellement en service et aux décisions d'investissement prises dans le passé, notamment s'agissant de la construction des installations d'EDF PEI et des coûts de démantèlement des anciennes centrales auxquelles elles viendront se substituer.



L'UNIVERSITÉ PARIS-DAUPHINE A RÉCEMMENT LANCÉ UNE CHAIRE « GOUVERNANCE ET RÉGULATION ». L'IDÉE EST DE COMPRENDRE L'ORGANISATION DE LA RÉGULATION DANS LA PERSPECTIVE D'ARTICULER AU MIEUX LES CONTRAINTES DES OPÉRATEURS, LES OBJECTIFS DES POUVOIRS PUBLICS ET LES INTÉRÊTS DES UTILISATEURS AFIN DE DÉVELOPPER UN SAVOIR ORIGINAL ET UNE CAPACITÉ DE PROPOSITIONS EN MATIÈRE DE RÉGULATION. POUR QUE LES RÉGULATEURS PUISSENT PARTICIPER AUX TRAVAUX ET DÉBATS EN TOUTE INDÉPENDANCE, UN CLUB DES RÉGULATEURS A ÉGALEMENT ÉTÉ CRÉÉ, EN MARGE DE LA CHAIRE. **ÉRIC BROUSSEAU**, DIRECTEUR SCIENTIFIQUE DE LA CHAIRE ET DU CLUB, NOUS PRÉSENTE LES ENJEUX ET LE FONCTIONNEMENT DE LA CHAIRE DONT IL A LA DIRECTION.

« Il est utile de réfléchir au bon modèle de régulation »

Décryptages : Pourquoi la création d'une chaire sur la gouvernance et la régulation ?

Éric Brousseau : L'ouverture de la plupart des industries à la concurrence depuis les années 1980 a conduit à l'émergence d'un modèle institutionnel dit de régulation. Qu'il s'agisse des industries de réseaux, de la finance, de la santé, des secteurs culturels, une certaine coordination des concurrents est nécessaire afin d'éviter les dysfonctionnements. Des entités administratives sectorielles ont été créées pour organiser les relations entre opérateurs et avec les usagers.

« La régulation tend à s'imposer comme le modèle dominant d'intervention des pouvoirs publics dans tous les secteurs et toutes les activités économiques dans le monde. Mais on est frappé par l'absence d'un ensemble de doctrines claires sur ce sujet en France. » **Éric Brousseau**

La régulation tend à s'imposer comme le modèle dominant d'intervention des pouvoirs publics dans tous les secteurs et toutes les activités économiques dans le monde. Mais on est frappé par l'absence d'un ensemble de doctrines claires sur ce sujet en France. Le mode de mise en œuvre de la régulation et le statut des régulateurs varient beaucoup selon les secteurs. Cela est-il optimal ou bien est-ce simplement le fruit de tâtonnements ? Or, la réflexion sur la régulation a

beaucoup évolué au niveau international. Des travaux peuvent donc servir de base à la réflexion. N'oublions pas non plus que la crise financière actuelle est liée à un échec de la régulation. Il est donc utile de réfléchir au bon modèle de régulation.

Pouvez-vous nous décrire le dispositif mis en place ?

É. B. : L'objectif est de créer une plateforme qui associe experts et parties prenantes. L'idée est d'articuler démarche conceptuelle et réflexion opérationnelle, dans une perspective de comparaison intersectorielle et internationale. La chaire s'appuie sur un solide réseau académique. Les universitaires sont non seulement des spécialistes de la régulation et de l'action publique, mais aussi des différents secteurs de l'économie. Le Conseil général de l'économie, de l'industrie, de l'énergie et des technologies (CGEJET), qui représente différents corps d'ingénieurs, participe également au dispositif. Des cabinets de conseil apportent une dimension opérationnelle aux travaux. Ensuite, des autorités publiques sont représentées telles que le Conseil d'État et la Cour des comptes. Enfin, du côté des parties prenantes, nous trouvons les entreprises régulées et les régulateurs.

Quels grands thèmes seront abordés au cours du cursus ?

É. B. : Le premier sujet de réflexion est celui du modèle de régulation. Les rôles et les missions des autorités de régulation varient selon les secteurs. De même, les pouvoirs publics et l'industrie ont des visions assez différentes de ce que devrait être la régulation.

Le deuxième sujet est le cadre institutionnel du rôle du régulateur. Quel doit être son statut ? Comment



s'articule son autorité avec les autres composantes de l'État et avec les institutions européennes ? Comment doit-il être financé et comment maîtrise-t-il ses décisions budgétaires ?

Le troisième thème est celui de la relation entre le régulateur et les parties prenantes. L'autorité de régulation doit à la fois coopérer avec les parties prenantes, pour obtenir des informations, développer une connaissance détaillée du secteur et des contraintes industrielles, et être l'arbitre et le gendarme. Elle est aussi en lien avec les utilisateurs et les pouvoirs publics qui interviennent à de multiples niveaux.

Quatrièmement, la réflexion portera sur l'organisation que doit mettre en place le régulateur pour remplir ses missions. Par exemple, dans la mesure où, à la fois, il fixe des règles, les met en œuvre, contrôle leur mise en œuvre et arbitre en cas de litige, doit-il exercer ses fonctions en silo ou de manière intégrée ?

Enfin, les techniques de la régulation, les modalités d'intervention du régulateur sont un dernier sujet. Par exemple, quid des outils alternatifs de mesure de coût du capital ?

Un club des régulateurs a également été créé. Pourquoi ?

É. B. : Ce club se veut un forum d'échanges entre les régulateurs des différents secteurs, un organe de confrontation des points de vue. Alors que les autorités de régulation ont des statuts très différents, elles font face à des défis communs sans pour autant disposer d'un lieu où confronter leurs pratiques, réfléchir à leurs outils et discuter des finalités de leur action. Les régulateurs doivent s'adapter à de constantes évolutions : innovations technologiques et marketing dans les différents secteurs industriels ; évolution de la notion d'intérêt général ; complexification des relations entre acteurs ; intégration croissante des marchés au plan européen et international. Or, le régulateur est souvent perçu comme le garant de l'efficacité et de la sécurité des marchés. Ses responsabilités sont de plus en plus importantes. Il doit rester indépendant vis-à-vis de l'État, impartial vis-à-vis des différentes parties et la question de sa légitimité est posée par le cumul des fonctions de conception des règles, de contrôle et de sanction. En résumé, les régulateurs doivent organiser le débat autour des objectifs mêmes de la régulation.

Qui fait partie du club des régulateurs ?

É. B. : Le club a été lancé en septembre. Il regroupe sept régulateurs fondateurs des secteurs du

ferroviaire (ARAF), des télécoms (ARCEP), des jeux en ligne (ARJEL), de l'audiovisuel (CSA), de la santé (CEPS), de l'énergie (CRE) et des activités aéroportuaires (ASI). La Commission de régulation de l'énergie s'est montrée très enthousiaste et a adhéré immédiatement au projet. La CRE, avec l'ARCEP, ont été moteurs dans la mise en place de ce club.

Comment s'articulent la chaire et le club des régulateurs ? Comment l'indépendance du club des régulateurs est-elle garantie ?

É. B. : La chaire entend susciter une coopération effective entre les parties prenantes à la régulation et les universitaires. Son financement est assuré par la participation des entreprises partenaires. Il fallait donc garantir l'indépendance des régulateurs dans ce dispositif. Déjà, la participation des entreprises se fait selon le principe du mécénat. Ensuite, le club des régulateurs fonctionne de manière autonome. Les entreprises partenaires ne peuvent pas siéger au sein de son comité de direction. Il est doté de son propre budget, qui ne peut être abondé par la chaire. Il mène des investigations et des réflexions pour son propre compte. En revanche, afin d'assurer une synergie entre les deux entités, le président du club des régulateurs siège au comité de pilotage de la chaire.

Quelles seront les actions de la chaire et du club ?

É. B. : La chaire déploiera ses actions dans plusieurs directions : la recherche, la formation, l'organisation de débats et de tables-rondes et la mise en ligne de contenus pédagogiques. Côté formation, des experts du domaine seront amenés à intervenir dans le cadre des différentes filières universitaires pour sensibiliser les étudiants à la problématique de la régulation. Nous mettrons également sur pied un Executive Master diplômant sur la régulation. De son côté, le club des régulateurs a déjà organisé, fin septembre, une première réunion publique sur le thème « régulation et compétitivité ». ■

BIOGRAPHIE EXPRESS ÉRIC BROUSSEAU

Poste actuel et responsabilités à Dauphine :

Professeur à l'Université Paris-Dauphine et membre de l'UMR CNRS Dauphine Recherche en Management

Directeur scientifique de la Chaire Gouvernance et Régulation

Autres activités et responsabilités :

Professeur à l'Institut Universitaire Européen de Florence, Robert Schuman Centre

Directeur de la European School on New Institutional Economics (ESNIE) qu'il a fondée en 2002

Co-fondateur du Master Industries de Réseaux et Economie Numérique (IREN)

Président de l'International Society for New Institutional Economics, 2013-2014

Membre honoraire de l'Institut Universitaire de France

Directeur d'EconomiX, UMR CNRS-Université de Paris X, 2005-2011

Co-Directeur du Groupement de Recherche CNRS Technologie de l'Information et de la Communication et Société, 2002-2009

Chercheur au centre d'Analyse Théorique des Organisations et des Marchés (ATOM) à l'Université de Paris I, 1991-2004

Dernière publication :

The Manufacturing of Markets; legal, political and economic dynamics (Cambridge University Press, 2014)

COMMUNICATION DE LA COMMISSION EUROPÉENNE

Vers l'achèvement du marché intérieur

La Commission européenne a publié le 13 octobre une communication détaillant les progrès accomplis ainsi que les mesures qu'il reste à mettre en œuvre pour achever le marché intérieur de l'énergie. Quels sont-ils ?

En février 2011, le Conseil européen prévoyait l'achèvement du marché intérieur de l'énergie pour fin 2014. Quelques mois avant cette échéance, la Commission européenne a dressé le bilan des progrès réalisés vers un marché pleinement fonctionnel, dont les bénéfices économiques escomptés seraient compris entre 16 et 40 Md€ par an. La communication qu'elle a publiée le 13 octobre est accompagnée de six annexes détaillant les principaux indicateurs du fonctionnement du marché intérieur, le bilan de la mise en œuvre du modèle ITO (gestionnaire de transport indépendant), la situation de chaque pays, les investissements réalisés et en projet dans le secteur ainsi que le bilan des mesures prises par la Commission pour veiller à la pleine application de l'acquis par les États membres.

Parmi les réalisations notables, la Commission souligne notamment la baisse des prix de gros de l'électricité et la stabilité des prix du gaz en Europe. L'augmentation des échanges transfrontaliers, grâce à la construction de nouvelles liaisons et à l'application des nouvelles règles, a favorisé une utilisation plus efficace des interconnexions. À cet égard, le couplage des marchés électriques de 16 États membres et la mise en œuvre de la plateforme d'enchères de capacités PRISMA, commune à 28 gestionnaires de réseaux de transport de gaz, sont des exemples significatifs des avancées accomplies dans l'intégration des marchés. La Commission note également avec satisfaction que la sécurité d'approvisionnement en gaz s'est considérablement accrue grâce à l'évolution du cadre législatif et à l'application de règles communes. Enfin, elle se félicite du fait que les consommateurs bénéficient d'un choix accru quant à leur fournisseur d'énergie et du renforcement de l'intégrité et la transparence des marchés de l'énergie grâce à la mise en œuvre du règlement REMIT.

Toutefois, **force est de constater que beaucoup reste à faire.** L'accélération des investissements dans les infrastructures transfrontalières stratégiques et dans les réseaux intelligents reste une priorité. La Commission préconise en outre la poursuite des efforts d'harmonisation des cadres réglementaires nationaux afin de continuer à attirer les ressources financières nécessaires au développement des infrastructures énergétiques de l'Union. En particulier, les exemptions communes pour des projets tels que TAP (gazoduc) ou Eleclink (interconnexion électrique) sont encouragées, de même qu'une convergence des méthodes de calculs des tarifs de réseaux. Ces infrastructures doivent servir les intérêts des consommateurs en leur permettant de participer plus activement aux marchés de l'énergie. C'est pourquoi la Commission réitère l'importance du rôle des gestionnaires de réseaux de distribution dans la transition vers un système plus flexible et plus intelligent, qui devra

s'accompagner d'une définition claire, par les régulateurs et les États membres, des conditions d'accès aux données générées par les compteurs intelligents. Par ailleurs, les aides d'État¹ devront être mises en adéquation avec les lignes directrices adoptées en avril 2014 afin d'éliminer les mesures non coordonnées ou contre-productives. Enfin, le rôle de l'Agence de coopération des régulateurs de l'énergie (ACER) et des associations des gestionnaires de réseaux européens (ENTSO) devra être amplifié, particulièrement en matière de surveillance de la mise en œuvre des codes de réseau, et l'approche communautaire devra être renforcée. Aussi la Commission s'inquiète-t-elle de la réduction des moyens des régulateurs nationaux, tant budgétaires qu'en ressources humaines, qui affecte leurs missions de surveillance des marchés et leur contribution active aux travaux de l'ACER. ■

1- Voir *Décryptages* n°41, p. 12

« Bridge to 2025 » : le marché de l'énergie en 2025 selon l'ACER

À quoi ressemblera le marché intérieur de l'énergie en 2025 ? Comment se préparer aux évolutions profondes du secteur causées par la transition vers un système plus sobre en carbone, plus efficient et plus intelligent, au bénéfice des consommateurs ? Le document intitulé « Bridge to 2025 » publié par l'ACER le 23 septembre apporte des réponses à ces questions et présente les propositions et recommandations de l'Agence et des régulateurs européens de l'énergie pour la décennie à venir.

Ainsi, la priorité des régulateurs reste de parachever le marché intérieur de

l'énergie et de veiller à la pleine mise en œuvre de la législation européenne, à commencer par la mise en œuvre des modèles-cibles et des codes de réseau. L'ACER a également formulé des recommandations permettant de répondre aux nouveaux défis liés au développement des énergies renouvelables et aux opportunités offertes par le développement des nouvelles technologies. Dans ce cadre, la CRE a notamment contribué à ce que des recommandations soient faites pour faciliter le développement de la flexibilité de la demande, en particulier la participation des effacements de consommation aux marchés de l'énergie.