

# DéRyptages

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



Dossier p. 6

## Le fonctionnement des marchés de détail de l'énergie en 2014-2015

### Actualités

- p. 2** Les charges de service public de l'électricité augmentent de 11 % en 2016
- p. 3** Le fonctionnement des marchés de gros de l'énergie en 2014-2015
- p. 4** Point d'étape sur la mise en œuvre des codes de réseau en électricité

### Parole à...

- p. 10** Christophe Debouit, chargé d'études et coordinateur de projets au bureau de représentation de NEDO

### Vue d'Europe

- p. 12** Réforme du système énergétique européen

## FISCALITÉ ÉNERGÉTIQUE

# Les charges de service public de l'électricité augmentent de 11 % en 2016

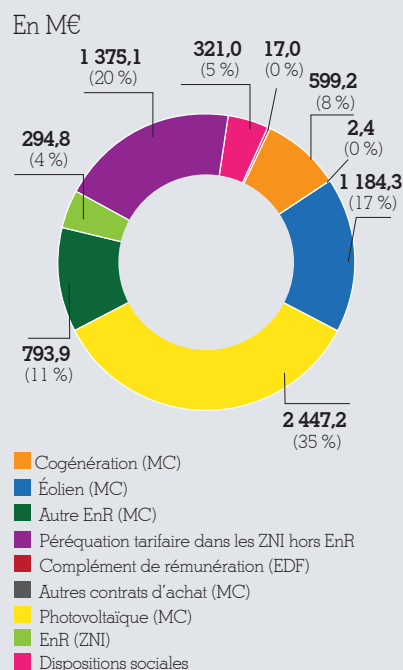
Dans sa délibération du 15 octobre 2015, la CRE a estimé à 7 Md€ le montant des charges prévisionnelles de service public de l'électricité au titre de l'année 2016, soit + 11 % par rapport à 2015

La CRE calcule chaque année le montant des charges prévisionnelles de service public de l'électricité au titre de l'année à venir, ainsi que le montant de la contribution unitaire permettant de les couvrir. Ces charges sont supportées par EDF, les entreprises locales de distribution, les fournisseurs alternatifs et Électricité de Mayotte. Elles se composent des surcoûts liés aux dispositifs de soutien aux énergies renouvelables, des surcoûts de production et d'achat d'électricité dans les zones non interconnectées (ZNI), de la rémunération versée par EDF aux installations de cogénération dans le cadre des contrats transitoires de rémunération de la capacité et des coûts liés aux dispositifs sociaux. Chaque consommateur est taxé sur sa facture au prorata de sa consommation.

Les charges prévisionnelles pour 2016 représentent 7,0 Md€, contre 6,3 Md€ en 2015 et 6 Md€ en 2014. L'augmentation des charges s'explique notamment par le développement des filières photovoltaïque et éolienne (respectivement 39 % et 17 % des charges prévisionnelles au titre de 2016), la baisse des prix de marché de l'électricité et la rémunération de nouveaux moyens de production dans les ZNI (cf. graphique).

La contribution unitaire pour 2016 s'élève à 22,50 €/MWh, soit +3 €/MWh par rapport à son montant actuel. D'après les calculs de la CRE, elle devrait cependant s'établir à 27,05 €/MWh de manière à couvrir les charges prévisionnelles 2016 (7,0 Md€) auxquelles s'ajoute un montant qui correspond pour l'essentiel au défaut de compensation d'EDF en 2014 (2,8 Md€), soit au total 9,8 Md€.

### Charges de service public prévisionnelles au titre de 2016 (total 7 035 M€)



### La réforme de la CSPE

Dans le cadre de la réforme de la fiscalité écologique, le gouvernement a souhaité modifier le dispositif de CSPE. Les dispositions de la loi de finances rectificative pour 2015, publiée le 30 décembre dernier, la transforme en une taxe qui alimentera le budget général de l'État. Ainsi, le financement du service public de l'électricité, actuellement assuré par la CSPE, basculera vers la taxe intérieure sur la consommation finale d'électricité (TICFE). Son tarif, fixé à 22,5 €/MWh à partir du 1<sup>er</sup> janvier 2016, correspond au tarif qui aurait été celui de l'ancienne CSPE, en l'absence de réforme. Les dépenses relatives au service public de l'électricité seront ainsi soumises à un vote annuel du Parlement afin d'assurer un meilleur contrôle des charges qu'elle finance et une plus grande transparence sur l'emploi de ces crédits. Un basculement similaire sur la taxe intérieure de consommation sur le gaz naturel (TICGN) est opéré pour la contribution au tarif spécial de solidarité du gaz (CTSS gaz) et la contribution biométhane. ■

## TURPE 5

### 43 réponses à la consultation publique

Compte tenu du besoin de visibilité exprimé par les acteurs de marché, de la complexité des sujets à traiter et des délais nécessaires pour adapter les systèmes d'information des gestionnaires de réseaux et des acteurs de marché, la CRE a lancé à une consultation publique, du 22 juillet 2015 au 25 septembre 2015, portant sur les prochains tarifs d'utilisation des réseaux publics d'électricité (dits « TURPE 5 »). Ces derniers devraient entrer en vigueur d'ici deux ans.

La consultation portait essentiellement sur la structure tarifaire, c'est-à-dire sur la façon dont les coûts de réseaux sont alloués entre les différents types d'utilisateurs, au travers des différentes composantes tarifaires – les principales étant les composantes de soutirage, d'injection, de comptage et de gestion.

La CRE a présenté, entre autres, les évolutions envisagées des tarifs de réseaux pour la prochaine période tarifaire. Elle a également souligné les changements des modes d'utilisation des réseaux que la transition énergétique pourrait amener.

Les acteurs ont pu s'exprimer sur l'opportunité de mettre en œuvre de nouvelles options tarifaires dans TURPE 5, dont un tarif à 4 index pour les petits consommateurs résidentiels et tertiaires, et des tarifs à pointe mobile pour l'ensemble des domaines de tension. Les parties prenantes ont également donné leur avis sur les modalités de financement des coûts d'équilibrage ainsi que sur l'intérêt de faire porter une partie des coûts de réseaux aux producteurs.

La CRE a reçu 43 contributions de la part des principaux acteurs de marché (gestionnaires de réseaux, fournisseurs, collectivités, syndicats et consommateurs). ■

## SURVEILLANCE DES MARCHÉS

## Le fonctionnement des marchés de gros de l'énergie en 2014-2015

La CRE a publié début décembre son rapport annuel sur le fonctionnement des marchés de gros français de l'électricité, du CO<sub>2</sub> et du gaz naturel. Il rend compte des activités de surveillance du régulateur et présente l'évolution des marchés de gros en 2014 et au premier semestre 2015.

Sur le plan national, l'activité de surveillance des marchés de gros de l'électricité et du gaz de la CRE est encadrée par le règlement européen REMIT relatif à l'intégrité et à la transparence des marchés de gros de l'énergie. La CRE a le pouvoir de mener des enquêtes en cas de suspicion d'abus de marché et de sanctionner les manquements éventuels.

Le 7 janvier 2015 a marqué un tournant opérationnel pour REMIT avec l'entrée en vigueur du règlement d'exécution concernant la collecte des données de transactions sur les marchés de gros. La collecte a débuté le 7 octobre 2015 pour les données standard (contrats échangés sur une place de marché organisée). Les autres données seront collectées à partir du 7 avril 2016 (contrats non standards, données fondamentales individuelles).

La conjoncture des marchés de l'énergie depuis début 2014 s'inscrit dans un contexte de baisse des prix des matières premières, notamment ceux du pétrole et du charbon, qui s'explique par le ralentissement de la croissance économique et un surplus de l'offre lié en partie à la production de gaz et de pétrole de schiste américain. Dans un contexte climatique particulièrement clément au cours de l'année écoulée et de bonnes disponibilités du parc nucléaire, l'équilibre offre-demande n'a pas souffert de tensions, tant en électricité qu'en gaz. Cela a entraîné une nette diminution des événements inhabituels de marché et, en particulier, l'absence de pics de prix.

L'évolution du prix du quota de CO<sub>2</sub>, à la hausse, marque une exception par rapport à la tendance baissière des matières



Le rapport de surveillance de la CRE rend compte de l'activité sur les marchés de gros de l'énergie en 2014 et au premier semestre 2015.

premières. Ce prix se situe actuellement à près de 8 €/tCO<sub>2</sub>. Même si ce niveau reste bas, il s'inscrit en hausse du fait des réformes structurelles (*backloading* et réserve de stabilité) adoptées afin de résorber le surplus de quotas en circulation.

Sur les marchés de gros de l'électricité, les prix spot ont baissé de 20 % pour se situer à 34,6 €/MWh en moyenne au cours de 2014. Les prix à terme sont passés en dessous du niveau de 42 €/MWh à partir de la fin de 2014. Ils se situaient à la fin du mois de septembre 2015 à des niveaux proches de 38 €/MWh, et ce pour les échéances à un, deux et trois ans. Aujourd'hui, ils sont proches de 34 €/MWh.

Sur les marchés de gros du gaz, le contexte climatique, la baisse des prix des matières premières et la bonne disponibilité du gaz naturel liquéfié (GNL) ont permis de rapprocher les prix des différentes zones (Europe, Asie, Amérique du Sud) et, au niveau européen, d'assurer une bonne convergence des prix entre différentes places de marché. Les bons niveaux de stocks, ainsi que le retour des approvisionnements en GNL, ont permis de décongestionner la liaison Nord-Sud à partir d'octobre 2014. L'écart de prix entre les zones Nord et Sud, qui avait dépassé les 10 €/MWh à plusieurs reprises à la fin de 2013 et en 2014, s'est nettement réduit depuis octobre 2014 et s'établit en moyenne à 0,63 €/MWh en 2015. ■

### Pas de livraison d'ARENH au premier semestre 2016

Pour la première fois depuis le démarrage du dispositif ARENH, aucun volume ne sera livré par EDF aux fournisseurs alternatifs au 1<sup>er</sup> semestre 2016, dans la mesure où ils n'en ont pas souscrit. Alors que le prix de l'ARENH est fixé à 42 €/MWh, les prix à terme se situaient à la fin du mois de septembre à des niveaux proches de 38 €/MWh (échéances à un, deux et trois ans) et sont aujourd'hui proches de 36 €/MWh. L'absence de souscription ne fait que confirmer la baisse amorcée en 2014 et qui s'était accentuée en 2015. Le volume total d'ARENH livré au 1<sup>er</sup> semestre 2015 s'élevait à 12,3 TWh contre 34,5 TWh sur le 2<sup>nd</sup> semestre 2014. Il est descendu à 3,8 TWh au 2<sup>nd</sup> semestre 2015.

# Point d'étape sur la mise en œuvre des codes de réseau en électricité

**Le 30 octobre 2015 a marqué l'adoption par les États membres du code de réseau européen sur l'allocation des capacités de long-terme (Forward Capacity Allocation, dit code FCA) dans le secteur de l'électricité. Cette avancée dans la construction du marché intérieur de l'énergie atteste de l'investissement de la CRE, aux côtés de ses homologues, pour atteindre les objectifs fixés par le troisième paquet.**

Les codes de réseau « marché » sont des règlements européens élaborés pour les questions transfrontalières ayant trait au réseau et à l'intégration des marchés de l'électricité. La CRE, en sa qualité de membre de l'Agence européenne de coopération des régulateurs de l'énergie (ACER), joue un rôle important dans leur rédaction. Deux codes ont déjà été adoptés. Le premier est entré en vigueur le 14 août et concerne la gestion des congestions et l'allocation des capacités transfrontalières aux échéances journalière et infra-journalière (*Capacity Allocation and Congestion Management*, dit code CACM « règlement (UE) 2015/1222 »). Le second, adopté par les États membres le 30 octobre, porte sur l'allocation des capacités de long-terme (*Forward Capacity Allocation*, dit code FCA). Un troisième texte relatif à l'intégration des marchés d'équilibrage est en cours d'élaboration (*Electricity Balancing*, dit code EB). Outre sa participation au processus formel d'adoption de ces textes, la CRE œuvre pour préparer leur déclinaison concrète au niveau français.

### Le code FCA : de quoi s'agit-il ?

Le code FCA établit des lignes directrices sur l'allocation des capacités transfrontalières pour l'horizon de long terme. Il vise à offrir aux acteurs de marché une plateforme unique à l'échelle européenne pour l'allocation des produits de long terme et à harmoniser les règles qui régissent cette allocation, pour l'ensemble des frontières.

Les produits de long terme sont utilisés comme produits de couverture contre le risque de variabilité des prix. Ils permettent à l'acteur qui veut par exemple importer ou exporter de l'électricité de se prémunir contre le risque de différentiel de prix entre les deux prix spots de l'électricité. Un des enjeux principaux du

texte était la question de la fermeté des produits de long terme, c'est-à-dire la garantie associée à ces produits dans les cas où le gestionnaire de réseau a des difficultés à assurer le niveau de capacités alloué. La CRE a soutenu une fermeté forte de ces produits, solution retenue à l'issue de la comitologie.

### La nécessité d'élaborer des règles harmonisées d'allocation

La mise en œuvre concrète du code FCA requiert l'élaboration de règles harmonisées d'allocation, qui sont la déclinaison technique des principes établis par le code.

Conscients de l'importance de ces règles, aussi appelées HAR (*Harmonised Allocation Rules*), les régulateurs ont demandé dès février 2013 à ENTSOE, l'association des gestionnaires de réseau européens de transport d'électricité, d'en préparer une mise en œuvre anticipée. Une première version de ces règles a été adoptée fin 2015 par les régulateurs : elles s'appliqueront aux produits à livraison au 1<sup>er</sup> janvier 2016. Une deuxième version devra être proposée aux régulateurs pour approbation, six mois après la publication du code au journal officiel de l'Union européenne, qui devrait avoir lieu avant la fin du 1<sup>er</sup> semestre 2016.

### La CRE co-pilote le groupe de concertation des acteurs de marché européens sur l'équilibrage

Un autre code relatif à l'équilibrage des réseaux électriques devrait être adopté en comitologie l'année prochaine : le code *Electricity Balancing* (dit EB). La CRE a également participé activement à la rédaction de la recommandation d'adoption du texte que l'ACER a adressé à la Commission européenne. Ce code définira les modalités selon lesquelles les gestionnaires

de réseau de transport européens devront échanger des offres d'ajustement<sup>1</sup>. Dans son texte publié le 20 juillet 2015, l'ACER a proposé des amendements visant à améliorer significativement le fonctionnement de l'intégration des marchés de l'ajustement, par le niveau d'harmonisation requis, les exigences relatives aux délais de mise en œuvre et les conditions d'application du texte.

La CRE veille à l'implication des acteurs concernés par les futures dispositions de ce texte. Elle co-pilote, avec le régulateur hollandais, un groupe de travail européen en charge de la déclinaison plus concrète des mesures prévues par ce texte : définition de produits d'ajustement harmonisés à l'échelle européenne, des zones d'échanges régionales entre gestionnaires de réseau, ou encore des modalités du règlement financier pénalisant les acteurs qui sont en déséquilibre. À l'échelle régionale, ces travaux seront notamment exploités dans le cadre du projet d'échange de réserves tertiaires rassemblant huit gestionnaires de réseau de l'Europe de l'ouest, dont RTE. À la demande des régulateurs, l'architecture de ce projet fera l'objet d'une consultation publique des acteurs par les gestionnaires de réseau concernés début 2016. Enfin, la CRE a initié, en coopération avec RTE, des travaux à l'échelle nationale : il s'agira de définir précisément les implications pour le mécanisme d'ajustement français et les évolutions qui seront directement ou indirectement requises, afin de les déployer selon un calendrier à la fois progressif et respectant les exigences réglementaires. Ainsi, la CRE a demandé à RTE de lui proposer, après concertation avec les acteurs de marché français sur ces sujets, une feuille de route qui fera ensuite l'objet d'une consultation publique menée par la CRE au 1<sup>er</sup> semestre 2016. ■

1- Offre d'énergie visant à équilibrer le système.

## LA DATE

**8 décembre 2015**

À compter de cette date, il appartient à la CRE de proposer aux ministres chargés de l'économie et de l'énergie les tarifs réglementés d'électricité pour les clients en métropole continentale dont la puissance souscrite est  $\leq 36$  kVA et pour l'ensemble des clients des zones non interconnectées au réseau métropolitain continental (ZNI). Les propositions de la CRE seront réputées acceptées en l'absence d'opposition motivée des ministres dans un délai de trois mois.

Cette nouvelle mission nécessite la modification des dispositions des articles R337-18 à R337-24 du code de l'énergie, issues du décret n° 2009-975 du 12 août 2009 relatif aux tarifs réglementés d'électricité. Un projet de décret est en cours pour donner à la CRE les moyens réglementaires :

- d'élaborer, en métropole continentale, une structure tarifaire fondée sur l'empilement des coûts assurant ainsi la contestabilité des tarifs réglementés par les fournisseurs alternatifs ;
- d'élaborer dans les ZNI une structure tarifaire fondée sur l'équilibre offre-demande propre à chaque territoire, orientant ainsi les consommations des clients vers les heures où les systèmes électriques sont les moins tendus.

Les tarifs ainsi élaborés permettront aux consommateurs de participer à la maîtrise des coûts de l'énergie dans les ZNI et de réduire ainsi leur facture énergétique.

Le projet de décret prévoit également deux dispositions, auxquelles la CRE est défavorable, donnant aux ministres de l'économie et de l'énergie la possibilité par arrêté :

- de limiter le niveau de la part fixe pour chaque option et puissance souscrite des tarifs bleus ;
- d'imposer la création de nouvelles options tarifaires.

## Le saviez-vous ?

**RTE proposera un nouveau modèle de contrat pour ses clients consommateurs**

Le 7 octobre 2015, la CRE a approuvé un nouveau modèle de contrat d'accès au réseau de transport d'électricité pour les clients consommateurs (CART-C). Ainsi, RTE améliore notablement ses engagements vis-à-vis de ses clients s'agissant du nombre de coupures, de la durée cumulée de coupures longues et des creux de tension. Le nouveau CART-C définit également le cadre permettant une indemnisation complémentaire du client pour les dommages subis par des sites indirectement raccordés, suite à un préjudice causé par RTE. Enfin, le seuil à partir duquel le client peut prétendre à indemnisation à la suite d'interruptions programmées a été abaissé. RTE proposera la signature d'un CART-C établi selon ce modèle à ses clients concernés dans un délai d'un an.

**Le Conseil d'État rejette la requête de l'UNELEG**

La décision du Conseil d'État\* du 9 octobre 2015, par laquelle la requête de l'UNELEG, l'Union nationale des entreprises d'électricité et de gaz est rejetée, vient préciser la portée de la compétence réglementaire attribuée par le législateur à la CRE. En exigeant des gestionnaires de réseaux de distribution de prévoir un délai maximum de 3 mois de remise d'une proposition technique et financière et d'afficher en cas de dépassement de ce délai l'application d'une pénalité dans les procédures de traitement des demandes de raccordement qu'ils publient, la CRE n'a pas excédé la compétence que lui a conférée le législateur. Le Conseil d'État reconnaît également à la CRE la compétence pour préciser les règles concernant les conditions de raccordement indirect des installations de production aux réseaux publics de distribution d'électricité.

\*Conseil d'État, 9 octobre 2015, n° 370057, inédit au recueil Lebon

**Interconnexion électrique France-Espagne : des contraintes sur le réseau espagnol empêchent sa pleine utilisation**

Le 26 novembre 2015, la CRE a rendu un avis favorable sur les règles de répartition de la capacité qui seront appliquées par RTE à la frontière franco-espagnole : un tiers des capacités moyennes disponibles a été mis aux enchères sous forme de capacités annuelles pour l'année 2016, soit 700 MW (vs 300 MW offerts l'an dernier). Toutefois, alors que la mise en service du nouvel ouvrage devait initialement permettre de doubler les capacités d'interconnexion entre la France et l'Espagne pour les porter à 2 800 MW dans les deux sens, les capacités moyennes envisagées pour 2016 sont limitées à environ 2 000 MW en raison de contraintes sur le réseau espagnol : le transformateur-déphaseur d'Arkale, nécessaire à l'utilisation à pleine capacité des interconnexions, ne sera mis en service qu'en 2017 ; un renforcement du réseau espagnol en aval de la nouvelle ligne Baixas-Santa Llogaia n'a pas été réalisé selon le schéma prévu initialement, ce qui conduit à limiter les capacités allouées, en raison des règles de gestion du réseau applicables en Espagne. Une telle situation réduit les bénéfices attendus de cette nouvelle interconnexion pour les acteurs de marché et les consommateurs qui en supportent les coûts.

LA CRE A PUBLIÉ DÉBUT DÉCEMBRE SON RAPPORT ANNUEL SUR LE FONCTIONNEMENT DES MARCHÉS DE L'ÉLECTRICITÉ ET DU GAZ NATUREL SUR LA PÉRIODE 2014-2015. UNE ÉDITION PARTICULIÈREMENT ATTENDUE PUISQUE LA PÉRIODE ÉTUDIÉE S'INSCRIT DANS LE CADRE DE LA FIN DES TARIFS RÉGLEMENTÉS POUR LES CONSOMMATEURS PROFESSIONNELS. SON PRINCIPAL ENSEIGNEMENT ? IL EXISTE DÉSORMAIS DE NOMBREUSES OFFRES DE MARCHÉ PLUS COMPÉTITIVES QUE LES TARIFS RÉGLEMENTÉS DANS UN CONTEXTE ÉCONOMIQUE ET RÉGLEMENTAIRE DEVENU FAVORABLE AU DÉVELOPPEMENT DE LA CONCURRENCE. ELLES PEUVENT ALLER JUSQU'À -10 % POUR LE GAZ ET -6 % POUR L'ÉLECTRICITÉ. ET POURTANT, LES CONSOMMATEURS RÉSIDENTIELS RESTENT RÉTICENTS À QUITTER LES TARIFS RÉGLEMENTÉS. LES CONSOMMATEURS PROFESSIONNELS N'ONT QUANT À EUX PLUS LE CHOIX.

## Le fonctionnement des marchés de détail de l'énergie en 2014-2015

**Le marché résidentiel du gaz naturel, bien que dynamique, reste dominé par les tarifs réglementés, mais la couverture des coûts des tarifs réglementés d'ENGIE permet aux fournisseurs alternatifs de proposer des offres compétitives**

Au 1<sup>er</sup> janvier 2015, 33 % des sites résidentiels étaient en offre de marché, dont 16 % auprès d'un fournisseur alternatif. Sur ce segment, 7 fournisseurs nationaux proposent des offres de marché

et 5 disposent de plus de 3 % de part de marché : ENGIE (ex-GDF Suez) (48 %), EDF (29 %), ENI (12 %), Direct Énergie (8 %) et Lampiris (3 %). Les deux appels d'offres lancés par UFC-Que Choisir en 2013 et 2014 ont permis à ce fournisseur d'accroître nettement son portefeuille.

Cette situation s'explique notamment par des offres de marché significativement plus intéressantes que les tarifs réglementés depuis plusieurs années : des économies de l'ordre de 6 à 10 % sur les factures pouvaient être réalisées en optant pour l'offre à prix fixe la moins chère.

« Si le segment des clients résidentiels demeure encore largement dominé par les tarifs réglementés en électricité comme en gaz, il s'inscrit désormais dans un contexte économique et réglementaire favorable à l'ouverture des marchés. Cependant, EDF et ENGIE bénéficient auprès de la clientèle résidentielle d'une image de marque très favorable, liée à leur situation de fournisseur historique, qui a d'autant plus de poids sur le comportement des consommateurs que leur connaissance de l'ouverture du marché est limitée. »

Les fournisseurs proposent des offres variées, notamment des offres duales gaz électricité ainsi que des offres à prix fixe. Des offres vertes, alimentées par des garanties d'origine associées à du biométhane injecté dans les réseaux de gaz naturel, pourraient bientôt voir le jour, avec l'essor de cette nouvelle filière.

Les tarifs réglementés de gaz, qui doivent couvrir les coûts d'approvisionnement en gaz naturel du fournisseur et les coûts hors approvisionnement (transport, stockage, distribution), couvrent aujourd'hui en moyenne les coûts d'ENGIE afférents à la fourniture aux clients en distribution publique, y compris une marge raisonnable. Ils sont par ailleurs contestables par les fournisseurs alternatifs. La couverture des coûts est assurée pour tous les tarifs,

à l'exception du tarif Base (usage cuisson) qui reste déficitaire malgré des améliorations sensibles apportées au 1<sup>er</sup> juillet 2014 et au 1<sup>er</sup> juillet 2015. La CRE estime que ce déséquilibre devra être entièrement résorbé à l'occasion du prochain arrêté tarifaire en 2016.

**Malgré des conditions économiques et réglementaires désormais favorables et une diversification des offres de marché proposées par les fournisseurs alternatifs, le marché des clients résidentiels d'électricité ne s'ouvre que très lentement.**

Au 1<sup>er</sup> janvier 2015, le marché des clients résidentiels demeure largement dominé par les tarifs réglementés, qui représentent toujours 90 % des sites. Deux fournisseurs seulement parmi les 12 fournisseurs nationaux actifs sur ce segment disposent de plus de 3 % de part de marché : ENGIE, qui détient 71 % des parts de marché sur les offres libres, et Direct Énergie, qui en détient 27 %.

Les offres de marché proposées par les fournisseurs alternatifs se sont significativement enrichies et diversifiées en 2014. Elles restent généralement moins chères que les tarifs réglementés, avec des gains possibles de l'ordre de 6 % sur la facture, et sont désormais davantage fondées sur des prix fixes sur des durées de un à trois ans, assurant aux clients stabilité des prix et visibilité sur les factures. Ces offres sont par ailleurs peu contraignantes en termes d'engagement, puisque le client qui aurait souscrit une offre de marché sur 3 ans peut quitter l'offre à tout moment, y compris pour revenir aux tarifs réglementés (principe de réversibilité).

La CRE avait anticipé une intensification de la concurrence sur le marché des résidentiels sous l'effet de l'entrée en vigueur le 1<sup>er</sup> novembre 2014 du calcul des tarifs réglementés par empilement. Cette tarification assure désormais par construction la contestabilité des tarifs réglementés de vente d'électricité par les fournisseurs alternatifs. En outre, depuis le 8 décembre 2015, la CRE est chargée de la détermination des tarifs réglementés de vente d'électricité. Elle est dès lors garante de la pérennité de leur contestabilité par les fournisseurs alternatifs.

**Les clients résidentiels préfèrent les offres de marché à prix fixe, tant pour des raisons de prévisibilité et de la stabilité sur leur facture, que parce que les fournisseurs proposent davantage d'offres à prix fixe que d'offres à prix variable.**

La CRE a souhaité mettre en évidence les préférences des consommateurs quant au type d'offres de marché proposées par les fournisseurs : offre à prix

fixe ou offre à prix variable ? L'étude a montré que lorsqu'ils s'orientent vers une offre de marché, les consommateurs privilégient en majorité des offres à prix fixe, aussi bien en électricité qu'en gaz naturel. Celles-ci assurent une certaine sécurité en apportant de la prévisibilité et de la stabilité sur la facture d'énergie pour une ou plusieurs années. Cependant, au regard de la répartition des offres par fournisseur, les résultats sont à nuancer. En effet, les fournisseurs proposent davantage d'offres à prix fixe que d'offres à prix variable.

En électricité, jusqu'à mi-2012 seul ENGIE proposait des offres à prix fixe en électricité. Ces offres se sont ensuite généralisées à partir de 2013 chez un plus grand nombre de fournisseurs, qui continuent de les commercialiser avec succès en 2014. Il est à noter que certains fournisseurs, comme ENGIE, ne proposent que des offres à prix fixe et n'ont jamais proposé d'offres à prix variable. Seul Direct Énergie propose à la fois des offres à prix variable (indexé sur les tarifs réglementés) et à prix fixe pour les deux types de clients considérés dans l'étude (client base

## La mission de surveillance de la CRE

La CRE a une obligation légale d'observation et de surveillance des marchés de détail de l'électricité et du gaz naturel (art. L. 131-1 du code de l'énergie). Afin de mesurer l'activité concurrentielle ou de détecter des dysfonctionnements, elle élabore et suit de nombreux indicateurs qu'elle construit à partir de données de marché collectées auprès des acteurs (gestionnaires de réseaux, fournisseurs, consommateurs, acteurs du marché de gros).

L'enjeu de la fin des tarifs réglementés pour les professionnels s'est traduit par un suivi renforcé des pratiques commerciales et de prix des fournisseurs (données de coûts et de prix relatives à certaines offres ou certains segments de clientèle, promotion de nouvelles offres, communication commerciale...) et la création d'une série de nouveaux indicateurs afin de suivre :

- le rythme de basculement vers des offres de marché des clients restés aux tarifs réglementés ou en offre transitoire ;
- les délais de changement de fournisseur.

Actuellement, la CRE examine certaines offres de marché des fournisseurs historiques EDF et ENGIE (appels d'offres multi-sites) pour s'assurer qu'ils n'ont pas mis en œuvre une stratégie d'éviction par les prix des fournisseurs alternatifs (prix prédateurs, prix abusivement bas, prix sélectifs...). Elle analyse également les résultats de la comptabilité dissociée d'ENGIE entre activité de vente de gaz aux tarifs réglementés et activité de vente de gaz en offre de marché au titre des années 2012, 2013 et 2014, afin de déterminer si le niveau de prix des offres de marché est cohérent avec les conditions économiques de l'opérateur et s'assurer notamment de l'absence de subvention croisée entre les deux activités. En ce qui concerne EDF, la CRE examinera les résultats de la comptabilité dissociée qui lui est transmise au titre de l'exercice 2014.

6 kVA et client HP/HC 9 kVA). L'augmentation de 5 % des tarifs réglementés d'électricité pour les particuliers au 1<sup>er</sup> août 2013 et la hausse de 5 % qui était envisagée pour août 2014 (annulée et remplacée par + 2,5 % au 1<sup>er</sup> novembre) ont créé un climat propice au développement des offres à prix fixe à la fin de l'année 2013. Durant l'été 2013, Direct Énergie et ENGIE ont par exemple lancé une campagne de communication importante pour promouvoir leurs offres à prix fixe sur deux ans. L'argumentaire de vente se base sur la sécurisation du budget : le consommateur serait protégé des évolutions de prix à venir sur le tarif réglementé.

En gaz, alors que les fournisseurs proposaient majoritairement des offres à prix variable jusqu'en 2013, les offres à prix fixe sont progressivement devenues prépondérantes sur le marché du gaz. Fin 2014, seuls ENI et Direct Énergie proposaient encore des offres à prix variable aux clients résidentiels. Comme en électricité, l'argumentaire de vente est la stabilité des prix ainsi que la prévisibilité de la facture. L'évolution des tarifs réglementés d'ENGIE sont en effet difficiles à appréhender pour le consommateur : depuis le 1<sup>er</sup> janvier 2013, ils évoluent tous les mois en fonction des coûts d'approvisionnement du fournisseur, qui dépend d'une formule tarifaire prenant en compte différents indicateurs de marché (prix du gaz naturel sur le marché de gros, indices relatifs à un panier de produits pétroliers, taux de change euro/dollar).

## La fin des tarifs réglementés bouleverse les équilibres concurrentiels sur le segment des clients non résidentiels en gaz et en électricité

La loi du 7 décembre 2010 portant sur la nouvelle organisation du marché de l'électricité et la loi sur la consommation du 17 mars 2014 ont supprimé les tarifs réglementés pour les sites professionnels :

- le 19 juin 2014, pour les clients de gaz raccordés au réseau de transport ;
- le 1<sup>er</sup> janvier 2015, pour les clients de gaz et les syndicats de copropriété consommant plus de 200 MWh/an ;
- le 1<sup>er</sup> janvier 2016, pour les clients de gaz consommant plus de 30 MWh/an, les syndicats de copropriété consommant plus de 150 MWh/an de gaz, et les clients d'électricité ayant une puissance souscrite supérieure à 36 kVA (tarifs jaunes et verts).

## Une concurrence déjà bien établie pour les sites raccordés au réseau de transport

La première étape de basculement en offre de marché a concerné un nombre limité de sites, la concurrence étant déjà bien établie pour les clients

non résidentiels raccordés au réseau de transport. Au 31 décembre 2013, seuls 8 % des sites, représentant seulement 1 % des volumes, étaient encore aux tarifs réglementés. 30 sites ont basculé en offre transitoire au mois de juin 2014. Le niveau moyen de cette offre était 2 % plus élevé que le niveau des tarifs réglementés. Le 19 décembre 2014, à l'échéance des contrats en offre transitoire, tous les consommateurs avaient souscrit une offre de marché auprès du fournisseur de leur choix. Ces clients sont généralement plus avertis et plus enclins à faire jouer la concurrence. Compte tenu de leur volume de consommation, la part énergie dans les charges qu'ils supportent et les bénéfices potentiels à gagner de l'exercice de la concurrence sont importants. En outre, ils ne bénéficient pas de la réversibilité et ne peuvent plus revenir au tarif réglementé une fois passé en offre de marché.

## Pour l'échéance du 1<sup>er</sup> janvier 2015, 17 000 sites en gaz n'avaient pas souscrit d'offre de marché

En gaz, les sites concernés par l'échéance du 1<sup>er</sup> janvier 2015 sont, par exemple, des établissements scolaires (collèges, lycées), bâtiments hospitaliers, maisons de retraite, supermarchés, bureaux, sites industriels, bâtiments administratifs ou de grandes copropriétés. Au mois de juin 2014, ils étaient 56 000 aux tarifs réglementés chez ENGIE, représentant une consommation annuelle de 42 TWh. Au 31 décembre 2014, il en restait près de 36 000. La moitié des sites a contractualisé une offre de marché au 1<sup>er</sup> janvier 2015, et 17 000 sont passés automatiquement en offre transitoire chez ENGIE (prix majoré entre 1 et 3 % par rapport aux tarifs réglementés). Au 1<sup>er</sup> juillet 2015, 3 250 sites ont basculé pour une période de 3 mois maximum chez GRDF dans le cadre du dispositif temporaire mise en place par la CRE pour éviter une rupture d'alimentation en gaz (prix majoré de 20 % par rapport aux tarifs réglementés). Ils étaient encore 237 en novembre 2015.

## Pour l'échéance du 1<sup>er</sup> janvier 2016, 33 600 sites en gaz et 145 000 en électricité n'avaient pas encore souscrit d'offre de marché mi-décembre

L'expérience de la suppression des tarifs réglementés de gaz au 1<sup>er</sup> janvier 2015 et la communication engagée à ce sujet ont permis de sensibiliser un certain nombre de consommateurs à la suppression de leurs tarifs au 1<sup>er</sup> janvier 2016. Mais les résultats montrent que la communication, de même que le niveau des prix des offres transitoires, ont été insuffisants. Sur l'ensemble du territoire français, au 21 décembre 2015, environ 145 000 sites en électricité étaient au tarif réglementé parmi les 450 000 sites recensés en avril 2014 (moyens et grands



L'édition 2014-2015 était particulièrement attendue puisque la période étudiée s'inscrit dans le contexte de la fin des tarifs réglementés pour les consommateurs professionnels.



centres commerciaux, tours de bureaux, grands hôtels, collectivités territoriales...). En gaz, il restait environ 33 600 sites au tarif réglementé sur les 108 000 sites recensés (restaurants, bureaux, ateliers, copropriétés de taille moyenne...).

Le passage en offre de marché des sites a été plus tardif en électricité qu'en gaz. Il n'a réellement débuté qu'en décembre 2014, avec une diminution moyenne de 6,3 % du nombre de sites concernés entre décembre 2014 et juin 2015. Ce rythme s'est ensuite fortement accéléré au 1<sup>er</sup> novembre (-24 %) et au 1<sup>er</sup> décembre 2015 (-12 %). Les prévisions pour janvier 2016 de sortie des tarifs réglementés confirment cette tendance. Ce rythme est néanmoins plus rapide pour les grands clients disposant d'un tarif vert que pour les clients disposant d'un tarif jaune.

### **L'offre transitoire et le dispositif de fournisseur par défaut doivent fortement inciter les consommateurs inactifs à rechercher une offre de marché**

Afin d'inciter les consommateurs concernés par l'échéance de la fin des tarifs réglementés au 1<sup>er</sup> janvier 2016 à rechercher dans les temps une offre de marché, la CRE recommande de fixer le prix des offres transitoires à un niveau suffisamment élevé. Ainsi, EDF et ENGIE appliqueront une majoration moyenne de 5 % par rapport au niveau des tarifs réglementés. En outre, les prix d'électricité augmenteront nettement au 2<sup>e</sup> trimestre lors du passage aux prix d'été. Ces hausses progressives et marquées devraient, selon EDF, engager les clients inactifs à choisir une offre de marché avant la fin de leur contrat en offre transitoire.

Enfin, la CRE est attentive à la nature du dispositif de fournisseur par défaut mis en place par les pouvoirs publics après le 30 juin 2016, date de fin des offres transitoires. Elle juge essentiel que le dispositif de continuité de fourniture se substituant à l'offre transitoire garantisse une ouverture effective à la concurrence. Elle veille en particulier à ce que ce dispositif :

- ne récompense pas les clients restés inactifs jusque-là, en leur permettant de bénéficier d'une offre plus intéressante que celles souscrites par les consommateurs ayant mené la démarche de choisir un nouveau fournisseur ;
- n'aboutisse pas au maintien massif des sites dans le portefeuille des fournisseurs historiques. ■

## **Une concurrence quasi-inexistante sur le territoire des entreprises locales de distribution (ELD)**

Au 31 décembre 2014, en électricité, sur le territoire des six principales ELD (ES Énergies Strasbourg, Gaz Électricité de Grenoble, Séolis, SICAE de l'Oise, Sorégies et UEM), la concurrence est quasiment inexistante : 99,0 % des clients non résidentiels et quasiment 100 % des clients résidentiels sont fournis aux tarifs réglementés à fin 2014. Cependant, sur le segment des clients non résidentiels, le nombre de sites en offre de marché a augmenté de 3 % entre 2013 et 2014. Sur un total de 6,9 TWh (dont 5,7 TWh au tarif réglementé), la part de marché des fournisseurs alternatifs a augmenté de 0,7 %.

En gaz naturel, sur le territoire des 3 principales ELD (ES Énergies, Gaz de Bordeaux et Gaz Électricité de Grenoble), la concurrence est également quasiment inexistante sur le segment résidentiel avec 99 % des sites et des volumes encore aux tarifs réglementés. Elle s'est même légèrement détériorée en 2014 en raison d'une légère baisse du nombre de sites résidentiels en offre de marché. En revanche, la concurrence est nettement plus significative chez les clients non résidentiels avec la moitié des sites en offre de marché pour 73 % de la consommation à fin 2014 (+20 % vs 2013).

Les fournisseurs historiques sont très présents sur le marché libre :

- 89 % des sites sont en offre de marché chez un fournisseur historique ;
- 70 % des nouveaux sites en offre de marché en 2014 ont choisi un fournisseur historique ;
- seulement 6 % des sites non résidentiels ont souscrit une offre de marché chez un fournisseur alternatif.

### **Supprimer les barrières à l'entrée des fournisseurs alternatifs**

Depuis 2014, la CRE mène des travaux afin de faciliter la pénétration des fournisseurs alternatifs sur les territoires des ELD qui doivent ainsi :

- modifier les modalités d'échange de données et de documents contractuels afin d'assurer une plus grande convergence entre gestionnaires de réseaux de distribution ;
- transmettre leur fichier de clients aux tarifs réglementés et celui des clients en offre transitoire aux fournisseurs alternatifs qui en font la demande.

### **Point de vue des fournisseurs alternatifs**

Sur le territoire des ELD, les fournisseurs alternatifs sont confrontés à des difficultés d'ordre commercial, administratif et technique. Ils préfèrent développer leur activité commerciale sur les zones couvertes par ERDF et GRDF, où se concentrent plus de 95 % des sites de consommation, car :

- la méconnaissance des consommateurs de l'ouverture des marchés de l'énergie est plus importante, selon eux, sur le territoire des ELD que sur le reste du territoire français ;
- les consommateurs sont très attachés aux fournisseurs historiques du fait de l'implantation locale et de la relation de proximité que les ELD ont su instaurer ;
- les procédures d'échanges de données (pour la remontée des données de facturation des clients par exemple) et les documents contractuels ne sont pas standardisées d'un territoire à l'autre, ce qui démultiplie le nombre de démarches à effectuer, tend à augmenter les coûts d'acquisition des clients et empêche la proposition d'offres compétitives ;
- le nombre restreint de clients sur le territoire de chaque ELD n'incite pas à engager les investissements nécessaires en raison des bénéfices faibles attendus en termes de part de marché.

DANS LE CADRE DE SON TRAVAIL SUR LE DÉVELOPPEMENT DES RÉSEAUX INTELLIGENTS EN FRANCE, LA CRE S'EST RÉCEMMENT INTÉRESSÉE À L'EXPÉRIENCE JAPONAISE. LE 1ER DÉCEMBRE DERNIER, À L'OCCASION DE SON FORUM BIMENSUEL CONSACRÉ AUX SMART GRIDS, ELLE A INVITÉ LE NEDO (NEW ENERGY AND INDUSTRIAL TECHNOLOGY DEVELOPMENT ORGANIZATION), L'AGENCE PUBLIQUE JAPONAISE RESPONSABLE DU SOUTIEN À L'INNOVATION DANS LES ÉNERGIES NOUVELLES ET LES TECHNOLOGIES INDUSTRIELLES ET ENVIRONNEMENTALES, À PARTAGER SES BONNES PRATIQUES. **CHRISTOPHE DEBOUIT**, CHARGÉ D'ÉTUDES ET COORDINATEUR DE PROJETS AU BUREAU DE REPRÉSENTATION DE NEDO EN EUROPE, S'EST EN PARTICULIER ATTACHÉ À DÉVELOPPER LA NOTION JAPONAISE DE "SMART COMMUNITY".

# « L'approche "smart community" est bien plus globale que l'approche "smart grids" seule. »

**Décryptages : Qu'est-ce que le NEDO ? Pourquoi l'agence est-elle présente à l'international ?**

**Christophe Debouit :** Le NEDO est dans une certaine mesure l'équivalent de l'ADEME française (nous avons d'ailleurs un accord de coopération de longue date), mais avec une mission plus orientée vers l'innovation industrielle et des projets de démonstration à l'étranger. Il s'agit de l'agence publique japonaise responsable du financement public (budget 2015 d'un milliard d'euros environ) de projets de R&D innovants, impliquant des industriels, des universitaires et des structures de recherche publiques autour de thématiques liées aux énergies nouvelles (solaire, éolien, hydrogène, biomasse), aux technologies environ-

nementales (recyclage, matériaux) et industrielles (robotique, nanotechnologies, électronique). L'Agence est en partie sous l'autorité du METI, le ministère de l'économie, du commerce et de l'industrie au Japon. Le NEDO est aussi engagé depuis quelques années dans le développement à l'international de démonstrateurs de "smart communities", modèles de développement durable précurseurs de la « ville intelligente ». Ces activités visent à permettre aux entreprises japonaises sélectionnées sur appels publics pour la réalisation des projets de nouer, en dehors du Japon, de nouveaux partenariats industriels et de faire connaître leur savoir-faire et leurs technologies. C'est le cas par exemple en France avec le projet Lyon Smart Community.

« Le Japon est certes un pays précurseur et de haut niveau de développement technologique mais les problématiques auxquelles il doit faire face sont globalement les mêmes que celles d'autres pays menant des initiatives similaires. »

**Vous parlez d'approche "smart community" dans le développement de démonstrateurs smart grids japonais. Pouvez-vous nous expliquer ?**

**C. D. :** Une "smart community" peut être définie comme une communauté plus éco-responsable, qui utilise les nouvelles technologies de l'information et de la communication pour améliorer le bien-être de ses habitants et mettre en place les conditions d'une gestion rationnelle de ses ressources, de son énergie et de son environnement de façon

durable, tout en stimulant le dynamisme de son tissu économique. L'approche "smart community" est donc plus globale que l'approche "smart grids" seule, car le focus sur les pratiques sociales est partie intégrante. La Japan Smart Community Alliance, soutenue par le METI et dont NEDO assure la coordination des activités, a d'ailleurs été créée en 2010 pour promouvoir à l'international la notion de "smart community".

### À titre d'exemple, pouvez-vous nous présenter le projet Lyon Smart Community ?

**C. D. :** Ce projet de démonstrateur est implanté dans le quartier de la Confluence à Lyon. Il est élaboré en partenariat avec le Grand Lyon et un écosystème de 30 partenaires français (Bouygues Immobilier, Transdev, ERDF...) et japonais (Toshiba, AGC...). C'est le premier démonstrateur de smart community développé par NEDO en Europe et le plus important hors du Japon, tant par le budget alloué (environ 50 millions d'euros) que par le champ thématique couvert : groupe de bâtiments multi-usages à énergie positive (HIKARI), véhicules électriques en autopartage (SUNMOOV), système domestique de visualisation des consommations énergétiques (CONSOTAB), système de suivi énergétique global du quartier (CEMS, Community Energy Management System). Les habitants sont fortement mobilisés, c'est leur comportement en tant que consommateurs d'énergie et utilisateurs des technologies déployées qui permet de tirer des leçons et d'optimiser le système.

### Qu'en est-il des projets de smart community au Japon ?

**C. D. :** On compte actuellement quatre démonstrateurs à Yokohama, Toyota, Kitakyūshū et Keihanna, toujours en cours. Mais leur bilan global est d'ores et déjà positif. Non seulement concernant la réduction des consommations énergétiques. Mais également de par l'impulsion technologique qu'ils déclenchent dans les domaines des énergies renouvelables, des techniques d'efficacité énergétique, des véhicules propres, des compteurs intelligents et bien sûr des mécanismes de "demand/response" qu'ils ont permis de tester.

### Comment les consommateurs ont-ils été impliqués concrètement ?

**C. D. :** Différents systèmes incitatifs ont été mis en place dans le cadre de ces démonstrateurs, que ce soit au travers de systèmes de points crédités ou soustraits selon l'énergie consommée pendant les pics de consommation, le déploiement de compteurs intelligents permettant aux

individus de suivre au plus près leurs consommations d'énergie et donc d'agir sur elles à la baisse, ou simplement lors de séances publiques d'information. L'idée est d'impliquer en continu les consommateurs et de les inciter à faire évoluer leur manière de consommer pour une utilisation plus rationnelle de l'énergie, tout en maintenant leur intérêt pour les actions proposées.

### Les collectivités locales sont-elles également impliquées dans ces projets de smart community ?

**C. D. :** Les collectivités locales jouent effectivement un rôle dans la mise en place des démonstrateurs en participant par exemple aux comités de pilotage des projets. Ce sont de véritables facilitateurs et relais auprès de la population. L'apport financier provient cependant essentiellement du METI. L'intérêt pour les collectivités locales est un effet global positif sur l'amorçage ou l'accélération d'actions de développement durable de long-terme, tout en apportant à la population des services supplémentaires et en soutenant l'activité économique locale.

### Quels enseignements la France peut-elle tirer de l'expérience japonaise en matière de smart community ?

**C. D. :** Le Japon est certes un pays précurseur et de haut niveau de développement technologique mais les problématiques auxquelles il doit faire face sont globalement les mêmes que celles d'autres pays menant des initiatives similaires. Le Japon fait donc face à des barrières connues, liées à l'acceptabilité par les populations, à l'absence de modèles d'affaires rentables, aux surcoûts dus aux équipements et systèmes intelligents avancés, au manque d'acteurs-clé au niveau local pour la coordination des projets, ou encore aux difficultés d'établissement de règles standardisées pour vérifier les effets réels des actions de demand/response. Les démonstrateurs contribuent sans aucun doute à une meilleure prise de conscience de la population des opportunités offertes par les technologies de smart grids, mais ils restent cependant à ce stade des expérimentations dont il faudra pérenniser les acquis. ■



## BIOGRAPHIE EXPRESS CHRISTOPHE DEBOUT

**Depuis 2002 :** Chargé d'études et coordinateur de projets au bureau de représentation de NEDO en Europe, principalement responsable du projet de démonstration Lyon Smart Community et des relations de coopération bilatérales avec les organisations homologues et partenaires publics de NEDO en France et en Europe.

**Plus d'informations sur les activités smart communities de NEDO :**

**Lyon Smart Community :**  
<http://www.toshiba.fr/innovation/generic/smart-community/>

**Portail des 4 démonstrateurs japonais :** <http://jscp.nepc.or.jp/en/>

**JSCA (Japan Smart Community Alliance) :** [https://www.smart-japan.org/english/vcms\\_lf/Resources/Japan\\_Experience\\_Edition2.o.pdf](https://www.smart-japan.org/english/vcms_lf/Resources/Japan_Experience_Edition2.o.pdf)

**METI et smart communities :**  
[http://www.meti.go.jp/english/policy/energy\\_environment/smart\\_community/](http://www.meti.go.jp/english/policy/energy_environment/smart_community/)

« Le rôle des collectivités locales est essentiel, comme véritables facilitateurs et relais auprès de la population. »

## « PAQUET D'ÉTÉ »

### Réforme du système énergétique européen

Le 15 juillet 2015, la Commission européenne a publié le « paquet d'été ». Cet ensemble de propositions législatives et de consultations publiques s'inscrit dans le cadre de la stratégie de l'Union de l'énergie, lancée en février dernier<sup>1</sup>. De quoi se compose ce paquet d'été ? En quoi la CRE et ses homologues européens sont-ils concernés ?

#### Une révision du système européen d'échange de quotas d'émission et de l'étiquetage énergétique

Le « paquet d'été » de la Commission européenne comprend deux propositions de révision législative, adressées au Parlement européen et au Conseil. La première porte sur la réforme du système d'échange de quotas d'émissions de CO<sub>2</sub> (SEQE). Elle complète les mesures déjà prises afin d'accroître la résilience du système aux changements et d'en garantir la prévisibilité. Le SEQE devrait ainsi fournir de meilleurs signaux à long terme pour les entreprises et les investisseurs. La seconde proposition législative prévoit de revenir à l'étiquetage énergétique initial (étalonné de « A à G »), mieux compris par les consommateurs, et de créer une base de données numérique pour les nouveaux produits économes en énergie.

#### Pour des consommateurs plus intéressés

Le « paquet d'été » s'accompagne également d'une communication intitulée « Une nouvelle donne pour les consommateurs ». Pour la Commission, les consommateurs, particuliers comme entreprises, doivent s'intéresser davantage aux marchés de l'énergie. Pour cela, ils doivent être mieux informés sur leur consommation et avoir accès à plus d'options dans leur manière de consommer (par exemple, permettre aux particuliers de négocier un contrat d'énergie collectivement ou d'autoconsommer), tout en maintenant un niveau de protection maximal.

#### Une nouvelle organisation du marché de l'énergie

Enfin, ce « paquet d'été » engage une réflexion sur l'organisation du marché de l'énergie, et plus particulièrement sur celui de l'électricité. L'idée est de prendre en compte les évolutions récentes qui l'ont affecté et de donner pleinement les moyens à l'Union européenne

d'atteindre ses objectifs en matière d'énergie et de climat à l'horizon 2030. Pour ce faire, la Commission a lancé une consultation publique sur la nouvelle architecture du marché européen de l'énergie, qui inclut les aspects liés à la gouvernance du marché de l'électricité, la sécurité d'approvisionnement, les nouvelles technologies, les investissements ou encore la production d'électricité décarbonée. L'ensemble des régulateurs européens, réunis au sein de l'Agence de coopération des régulateurs de l'énergie (ACER) et du Conseil européen des régulateurs de l'énergie (CEER), a apporté une réponse commune à cette consultation. Les régulateurs y soulignent la nécessité de poursuivre la mise en œuvre du 3<sup>e</sup> paquet et des codes de réseau ainsi que d'appliquer la législation relative à la surveillance des marchés de gros (REMIT). Les régulateurs ont également formulé des propositions spécifiques, qui visent à améliorer le fonctionnement du marché de gros,

à permettre une meilleure intégration régionale, à favoriser une plus grande participation des acteurs et à renforcer la gouvernance existante qui s'appuie d'ores et déjà de manière efficace sur la coopération entre l'ACER et les régulateurs nationaux. Dans une réponse séparée, la CRE a complété ces éléments, en faisant part de son expérience sur les points particuliers que sont les effacements, le développement des interconnexions et le niveau d'harmonisation des marchés de l'équilibre.

Une consultation parallèle, relative à la sécurité d'approvisionnement en électricité, a également fait l'objet d'une réponse commune de l'ACER et du CEER. Y est rappelée l'importance d'une bonne coordination entre ces travaux sur la sécurité d'approvisionnement et les codes de réseau liés à la sécurité du système électrique. ■

1- Voir à ce sujet l'interview de Jean-Arnold Vinois, conseiller à l'Institut Jacques Delors, dans *Décryptages* n° 45.

### Programme de travail

#### Concernant le « paquet d'été »...

Les deux propositions législatives sur le système d'échange de quotas d'émissions de CO<sub>2</sub> et l'étiquetage énergétique des produits sont actuellement en cours d'examen par le Parlement et le Conseil, suivant le processus de codécision. En outre, les consultations publiques donneront lieu à de nouvelles propositions législatives de la Commission européenne, vraisemblablement à l'automne 2016, pour réviser l'architecture du marché de l'énergie. Celles-ci incluront des propositions concernant le cadre de régulation et en particulier une évaluation de l'ACER.

#### ...et le futur « paquet d'hiver »

De nouvelles propositions de la Commission devraient également intervenir en début d'année 2016. Ce « paquet d'hiver » devrait se concentrer sur le gaz, notamment pour mettre en place une stratégie européenne en matière de stockage et de gaz naturel liquéfié (GNL), ainsi que pour réviser le règlement européen sur la sécurité d'approvisionnement en gaz. La validation de la 2<sup>e</sup> liste des projets d'intérêt commun (PIC) devrait également entrer en vigueur au 1<sup>er</sup> trimestre 2016.