

DéRyptages

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

DOSSIER

Premier rapport de la CRE sur les marchés de détail de l'énergie



Dossier p.8 ▶

- La concurrence sur les marchés de l'électricité et du gaz
- La compétitivité des offres
- L'évolution des TRV d'électricité
- Les effets de la loi NOME

Sommaire

Actualités p. 2 Transport d'électricité – Un modèle de contrat d'accès au réseau de RTE pour les producteurs / Infrastructures gazières – Réseaux de transport et terminaux méthaniers : nouveaux tarifs • **p. 3** Forum de la CRE – Les Smart grids, vecteur de la transition énergétique allemande ? • **p. 4** Interconnexions électriques – Le couplage de marché fondé sur les flux : allouer la capacité au plus près des besoins • **p. 5** Réseau de distribution – GrDF met les gaz • **p. 6** Règlement de différends – Évolution du contrat GRD-F : suite et fin ? / Marché européen de l'énergie – Le code de réseau sur l'allocation des capacités de transport et la gestion des congestions aux portes de la comitologie • **Repères p. 7** Le chiffre / Le saviez-vous ? – Photovoltaïque : nouveaux tarifs / Christian Nadal, nouveau président du conseil de surveillance d'ERDF / TRV gaz : nouveaux tarifs, nouvelle formule / En image – Bilan des importations et exportations d'électricité en 2012 • **Le dossier de la CRE p. 8** • **Parole à... p. 14** Pierre-François Racine, Président du comité de règlement des différends et des sanctions de la CRE • **Vue d'Europe p. 16** Marché intérieur de l'énergie – Les instances européennes prônent un rôle plus actif pour le consommateur

TRANSPORT D'ÉLECTRICITÉ

Un modèle de contrat d'accès au réseau de RTE pour les producteurs

Le 18 décembre 2012, la CRE a approuvé le modèle de contrat d'accès au réseau public de transport d'électricité pour les clients producteurs (CART-P). La publication de ce document sur le site Internet du gestionnaire de réseau améliore la transparence sur les modalités d'accès au réseau de transport.

Tous les utilisateurs du réseau de transport de RTE doivent pouvoir accéder au réseau dans des conditions transparentes et non discriminatoires. Pour chaque catégorie d'utilisateurs, ces conditions doivent être identiques et formalisées dans un modèle de contrat.

Le modèle de contrat d'accès au réseau public de transport d'électricité pour les clients producteurs (CART-P) a été approuvé par la CRE le 18 décembre 2012. La version initiale proposée par RTE en mai 2011 a d'abord été soumise à consultation publique par la CRE. L'analyse des réponses a montré que les producteurs souhaitaient que la rédaction du document soit améliorée pour clarifier les conditions d'accès au réseau. Après de nombreux échanges entre le gestionnaire de réseau et la CRE, RTE a soumis au régulateur en octobre 2012 un modèle de contrat modifié qu'il a alors approuvé.

Afin de respecter le principe de non-discrimination, tous les clients producteurs doivent bénéficier rapidement du nouveau modèle de contrat : des avenants ou de nouveaux contrats sur la base de ce modèle seront proposés à chacun par RTE dans un délai de six mois.

Des relations entre RTE et producteurs clarifiées

Le modèle de contrat CART-P clarifie les conditions d'accès au réseau et renforce les engagements de RTE vis-à-vis des producteurs. Par exemple, lorsque survient une interruption non programmée (INP) de l'accès au réseau, une erreur de RTE quant à la localisation de l'incident peut créer un préjudice pour le responsable d'équilibre du producteur que, dorénavant, RTE indemniserait. Les modalités de calcul de cette indemnisation seront précisées dans les règles RE-MA (règles relatives à la programmation, au mécanisme d'ajustement et au dispositif de responsable d'équi-

libre). En outre, la différenciation opérée selon la localisation de l'incident (réseau amont ou réseau d'évacuation) ne doit pas conduire à un traitement discriminatoire entre les producteurs en matière de garantie d'évacuation de leur production sur le réseau. Elle ne doit pas non plus conduire à une augmentation du nombre de coupures ou de leur durée par rapport au niveau historiquement constaté. Afin de pouvoir s'en assurer, la CRE a demandé à RTE de lui transmettre, au moins une fois par an, des informations relatives à ces interruptions non programmées.

La concertation en amont : une étape primordiale

La concertation est une étape de travail importante. Celle menée sur le modèle de CART-P a par exemple permis de mieux identifier les attentes des utilisateurs. Toute modification ultérieure du modèle de CART-P continuera de s'appuyer sur une large concertation. Les débats se dérouleront dans un premier temps au sein du CURTE¹, le comité des clients utilisateurs du réseau de transport d'électricité, puis au travers de l'organisation d'une consultation publique, avant approbation de la CRE. Cette concertation permettra de simplifier l'entrée en vigueur de toute modification. Ainsi, les conditions générales du nouveau modèle de contrat prévoient désormais que toute modification approuvée par la CRE se substitue de plein droit aux conditions générales en cours.

Enfin, ce modèle de contrat d'accès au réseau de transport ne s'appliquant pas à certains utilisateurs, comme les clients de tête de réseau privé, la CRE a demandé à RTE de lui soumettre un modèle de contrat qui leur soit applicable, au plus tard le 1^{er} juillet 2013. ■

1 – Le CURTE a pour objectif de rassembler l'ensemble des clients de RTE et des entités actives sur le marché français de l'électricité autour des débats sur les évolutions de l'accès au réseau et au marché (source : RTE).

INFRASTRUCTURES GAZIÈRES

Réseaux de transport et terminaux méthaniers : nouveaux tarifs

À compter du 1^{er} avril 2013, de nouveaux tarifs d'utilisation des réseaux de transport de gaz de GRTgaz et TIGF (ATRT5) et des terminaux méthaniers régulés de Montoir, Fos-Cavaou et Fos Tonkin (ATM4) entreront en vigueur.

Concernant les réseaux de transport de gaz, les tarifs fixent, pour quatre ans, des objectifs progressifs pour inciter les opérateurs à rechercher des gains de productivité sur une partie de leurs charges d'exploitation. En termes de niveau, le tarif prévoit des hausses pour GRTgaz et TIGF respectivement de 8,3 % et de 8,1 % entre 2012 et 2013, puis de 3,8 % et 3,6 % par an, entre 2013 et 2016. Pour contribuer à l'amélioration du marché, le prochain tarif prévoit des évolutions en structure en vue de réduire à deux le nombre de places de marché (Nord et Sud) d'ici 2015.

Concernant les terminaux méthaniers, le tarif prévoit des hausses moyennes pour Montoir et Fos-Cavaou respectivement de 4 % et 10 % entre 2012 et 2013. Le tarif est fixé pour quatre ans pour ces deux terminaux. En revanche, pour Fos Tonkin, les termes tarifaires ne sont fixés que pour deux ans afin de tenir compte de la décision de pérenniser ce terminal qui doit intervenir fin 2014. Le tarif retient une hausse de 12 % entre 2012 et 2013.

En outre, les deux tarifs retiennent l'introduction d'une incitation à la maîtrise des coûts d'investissement par les opérateurs et une baisse du coût moyen pondéré du capital de 75 points de base.

La CRE a publié le 13 décembre 2012 les décisions tarifaires ATRT5 et ATM4 et les a transmises aux ministres chargés de l'énergie et de l'économie. Lors des travaux préparatoires, la CRE a associé l'ensemble des acteurs de marché, notamment au travers de consultations publiques et d'ateliers de travail. ■

FORUM DE LA CRE

Les Smart grids, vecteur de la transition énergétique allemande ?

Pour son 11^e forum dédié aux Smart grids, la CRE a choisi de traverser le Rhin et de s'intéresser aux réseaux électriques intelligents qui accompagneront les nouveaux choix énergétiques de l'Allemagne.

Le 18 décembre dernier, la CRE a donné la parole aux acteurs de la transition énergétique allemande : Andreas Kraemer, président-directeur général de l'Ecologic Institute de Berlin, Morwenna Guichoux, doctorante, et Renaud Lecompte, directeur marketing chez General Electric Energy et Annegret Groebel, responsable du département des relations internationales de la Bundesnetzagentur.

Cette transition énergétique, appelée outre-Rhin « Energiewende », prévoit la sortie totale du nucléaire en 2022 et engage résolument le pays vers les économies d'énergie et la production d'énergies renouvelables. Ces orientations en matière de politique énergétique ont naturellement conduit l'Allemagne à faire le choix de moderniser ses réseaux pour garantir la sécurité de sa fourniture en électricité à un prix acceptable pour le consommateur et compétitif pour les entreprises.

En effet, le développement très important des énergies renouvelables pour se substituer à la production d'électricité d'origine nucléaire bouleverse l'équilibre actuel du système électrique et rend nécessaire le développement et l'adaptation des réseaux électriques à tous les niveaux (interconnexions, transport et distribution). Dans ce cadre, les nouvelles technologies de réseaux électriques intelligents seront essentielles.

Les Smart grids revêtent une dimension industrielle forte

L'Allemagne ambitionne de faire des réseaux électriques intelligents un pilier de son industrie et plus généralement de sa compétitivité. De nombreuses actions sont menées par le gouvernement pour accélérer leur déploiement. Un ambitieux programme de recherche « E-Energy » est en cours depuis 2008 dans six Länder, afin d'expérimenter la faisabilité technique et la viabilité économique des différentes composantes des Smart grids (déplacement de consommation, tarification

dynamique, etc.). Des partenariats avec certains pays voisins, dont l'Autriche et la Suisse, ont été noués. Ce programme est financé par les ministères de l'économie et de l'environnement. Le gouvernement a également alloué un financement de 200 M€ pour la recherche sur le stockage et de 2 Mds€ pour la recherche sur le véhicule électrique.

En ce qui concerne les compteurs évolués, l'Allemagne considère qu'ils sont nécessaires pour accompagner les consommateurs dans l'ouverture des marchés. En effet, ils sont utilisés pour permettre aux producteurs, consommateurs et fournisseurs de service de répondre aux signaux de marché dans le cadre d'un marché intelligent.

L'Allemagne a rendu obligatoires les compteurs évolués :

- pour les nouveaux bâtiments ou en cas de rénovation majeure (depuis 2010) ;
- pour les consommateurs dont la consommation d'énergie est supérieure à 6000 kWh (depuis 2012) ;
- pour les installations d'énergie renouvelables supérieures à 7 kW (depuis 2012).

Ces compteurs assurent plusieurs fonctionnalités : tarification individuelle, enregistrement de la courbe de charge, lecture et pilotage à distance simplifiés et mise en relation via Internet. Ils sont l'interface entre le client et les gestionnaires de réseau, fournisseurs et gestionnaires des campagnes de relève. ■

Le coût de l'« Energiewende » pour les réseaux électriques allemands

La nouvelle stratégie énergétique de l'Allemagne, « l'Energie Konzept 2050 », fixe un objectif de 35 % d'énergies renouvelables dans la consommation d'électricité d'ici 2020. En 2011, les énergies renouvelables représentaient 20 % de l'électricité consommée. Cette augmentation significative de la part des énergies renouvelables dans le mix électrique allemand aura des impacts notables sur le système électrique et appelle notamment une modernisation des réseaux et la construction de nouvelles lignes, à la fois en transport et en distribution.

La Dena, Deutschen Energie Agentur, (homologue de l'ADEME en France, l'Agence de l'environnement et de la maîtrise de l'énergie) a évalué que, d'ici 2030, 135 000 kilomètres de nouveaux réseaux devraient être construits et 21 000 kilomètres de lignes devraient être modernisées. Elle a chiffré ces travaux à 42,5 Mds€. La Bundesnetzagentur, le régulateur de l'énergie allemand, a également réalisé une évaluation : elle chiffre à 20 Mds€ la modernisation des réseaux et la construction de 3 800 kilomètres de nouvelles lignes de transport d'ici 2020.

Ces investissements dans les réseaux s'inscrivent dans un budget plus large de 550 Md€ que l'Allemagne devra consacrer à sa transition énergétique, l'Energiewende, d'ici 2050. Alors que le coût de l'électricité pour les consommateurs allemands est d'ores-et-déjà parmi les plus élevés en Europe, l'acceptabilité sociale sera déterminante pour que réussisse la transition énergétique allemande.

Sources : Deutschen Energie Agentur et Bundesnetzagentur

INTERCONNEXIONS ÉLECTRIQUES

Le couplage de marché fondé sur les flux : allouer la capacité au plus près des besoins

Un accord a été signé entre gouvernements, régulateurs, gestionnaires de réseaux et parties prenantes en juin 2007 pour mettre en place un couplage de marché adossé à un calcul de capacités d'échanges transfrontaliers fondé sur les flux (*flow-based*) dans la région Centre-Ouest de l'Europe (France, Benelux et Allemagne). Ce projet pilote en Europe entre dans une phase d'expérimentation à grande échelle à partir de février 2013.



simulations permettent d'estimer le gain économique annuel à 50 M€, grâce à une absence de congestion sur le réseau pendant 90 % du temps contre deux tiers du temps aujourd'hui.

Un allié pour passer la pointe

En outre, contrairement à la méthode actuelle, le *flow-based* permet de maximiser les capacités d'imports en faisant correspondre capacités commerciales et échanges physiques admissibles. L'utilisation maximale des capacités physiques du réseau présente alors un intérêt majeur en termes de sécurité d'approvisionnement. En effet, les simulations de RTE montrent que dans les situations de vague de froid, le maintien de l'équilibre offre-demande peut nécessiter de saturer les capacités commerciales d'import. Par une coordination plus étroite et une utilisation plus efficace du réseau, la méthode *flow-based* devrait accroître les capacités d'échanges commerciaux et ainsi faciliter le passage de ces pointes. À titre d'illustration, lors du pic de consommation en février 2012, les simulations montrent que le *flow-based* aurait permis d'importer 40 % d'électricité de plus depuis la Belgique et l'Allemagne, de réduire ainsi les prix en France et d'avoir des marges de sécurité (en termes de capacité de production, d'effacement ou d'interconnexion) plus confortables sur le système électrique.

Le *flow-based* est une méthode prometteuse en termes économiques et de sécurité du réseau. La CRE compte donc sur sa mise en œuvre pour l'hiver 2013-2014. Mais c'est une méthode complexe, notamment pour les acteurs de marché : la CRE reste vigilante sur les questions de transparence et de paramétrage technique ainsi que sur le bon déroulement de l'expérimentation, qui doit permettre aux acteurs de se familiariser avec ce système et d'en dégager toute l'efficacité. ■

Pour comprendre de quoi l'on parle, il faut savoir que les échanges commerciaux sont interdépendants. Par exemple, un surplus d'imports d'électricité depuis la Belgique limite ceux en provenance d'Allemagne. En effet, d'une part un échange commercial engendre des flux physiques sur plusieurs lignes électriques, et d'autre part une même ligne est traversée par des flux physiques engendrés par différents échanges commerciaux.

Dans le calcul actuel de capacités, RTE fixe les bornes maximales des échanges commerciaux sur deux frontières, sans savoir quels échanges auront le plus de valeur économique et seront donc privilégiés par les acteurs. À cet égard, la CRE a observé que, pendant 37 % des heures

entre avril et septembre 2011, 1 000 MW de capacité à l'interconnexion France-Belgique étaient inutilisés alors que la frontière France-Allemagne était saturée. La valeur des échanges sur cette dernière frontière étant en moyenne de 5 €/MWh pendant la même période, cela représente une perte économique considérable pour la France.

Un gain économique estimé à 50 M€ par an

La méthode *flow-based* permet quant à elle de tirer parti de l'interdépendance entre les échanges sur plusieurs frontières en dédiant la capacité physique des lignes aux échanges commerciaux ayant le plus de valeur économique (c'est-à-dire pour lesquels le différentiel de prix est le plus important). Les premières

« La méthode de calcul *flow-based* permet d'allouer le maximum de capacité sur la frontière où les échanges ont le plus de valeur économique, en tenant compte uniquement des limitations physiques du réseau. »

RÉSEAU DE DISTRIBUTION

GrDF met les gaz

Promouvoir l'usage du gaz dans les foyers ? C'est une mission à laquelle le distributeur GrDF se consacre depuis déjà plusieurs années. Mais depuis l'entrée en vigueur d'un nouveau tarif de distribution le 1^{er} juillet 2012, l'opérateur régulé bénéficie d'un budget dédié dont il doit rendre compte de l'utilisation. Dans ce cadre, GrDF a présenté pour la première fois en novembre dernier aux acteurs de marché les actions qu'il a mises en œuvre en 2012 et celles à venir pour 2013.

GrDF mène des actions de promotion de l'usage du gaz qui doivent favoriser l'acquisition de nouveaux clients sur les réseaux de distribution existants. Elles s'inscrivent dans un contexte où l'image du gaz naturel s'est très fortement dégradée depuis une dizaine d'années (cf. graphique).

Le budget pour la promotion de l'usage du gaz est inclus dans le tarif d'utilisation des réseaux publics de distribution de gaz naturel de GrDF (dit tarif ATRD4), entré en vigueur le 1^{er} juillet 2012. Défini par la CRE, ce tarif prévoit un renforcement de la couverture des dépenses annuelles de GrDF en faveur de la densification de son réseau (dépenses dites de « promotion de l'usage du gaz ») à hauteur de 45 M€, contre 27 M€ dans le tarif précédent (ATRD3).

En contrepartie d'un budget plus conséquent, le tarif comprend un mécanisme incitant financièrement GrDF à atteindre les résultats attendus des actions entreprises, et qui doivent au final se traduire par une baisse du tarif de GrDF. L'essentiel des coûts supportés par GrDF étant des coûts fixes, l'augmentation du nombre de clients utilisateurs du gaz et des volumes de gaz acheminés se traduit par une diminution du coût moyen d'acheminement pour l'ensemble des consommateurs, et donc de la facture de ces derniers.

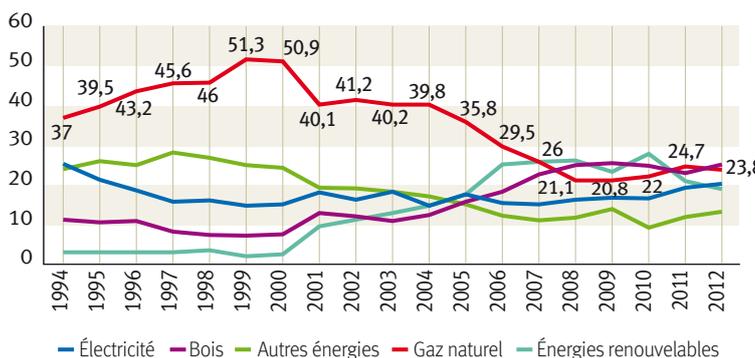
En outre, le tarif ATRD4 prévoit que GrDF présente chaque année aux acteurs de marché, dans le cadre du groupe de travail Gaz, l'état d'avancement du plan d'actions mis en œuvre et le bilan des actions menées. L'opérateur a ainsi présenté le 23 novembre 2012 les actions de développement conduites sur l'année qui ont visé à la fois les marchés du neuf et de l'existant, à travers des démarches différenciées :

- sur le marché du résidentiel neuf, GrDF a fait un travail de prescription auprès de multiples acteurs (collectivités locales, promoteurs, bureaux d'étude thermique...) pour les inciter à choisir le gaz naturel ;
- dans l'existant, le distributeur a sensibilisé les conseils syndicaux, les exploitants de chauffage ainsi que les installateurs aux avantages inhérents aux solutions gaz naturel.

Par ailleurs, GrDF a présenté les résultats de ces actions en termes d'acquisition de nouveaux clients, qui sont en ligne avec les objectifs fixés par la CRE dans le tarif.

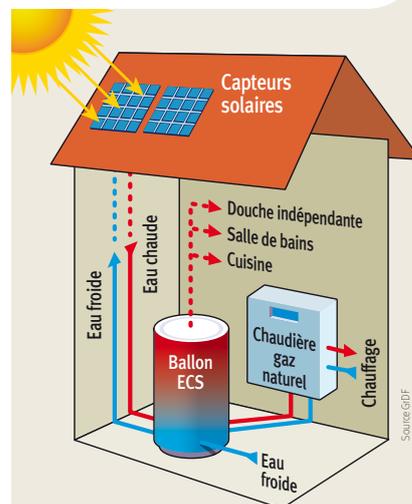
Pour l'année 2013, GrDF envisage une communication grand public, véhiculée à travers différents canaux tels que la presse spécialisée, le web, les salons régionaux, etc. ■

Source d'énergie « idéale » des français pour le chauffage de leur logement



Source : GDF SUEZ Enquête annuelle du CREDOC : « Conditions de vie et aspirations des français » La question posée était : « Dans l'absolu, si vous en avez la possibilité, laquelle de ces énergies choisiriez-vous pour le chauffage de votre logement ? » (Enquête réalisée « en face à face » auprès d'un échantillon représentatif de 2 000 personnes au début de l'année 2012).

Le gaz naturel et le solaire : un couple d'avenir ?



En France, la réglementation thermique 2012, ou RT 2012, impose une consommation énergétique maximum pour les bâtiments neufs. Décidée lors du Grenelle Environnement, elle impose un plafond de 50 kWh_{EP} par mètre carré par an¹ à partir du 1^{er} janvier 2013 pour les logements neufs, c'est-à-dire qu'elle en limite la consommation d'énergie primaire.

Dans le cadre des actions de promotion de l'usage du gaz et pour atteindre un niveau de performance énergétique optimum, GrDF propose une solution de couplage entre le solaire thermique et la chaudière à condensation au gaz naturel.

Le principe du chauffe-eau solaire individuel (CESI) est qu'il permet d'apporter un complément thermique à une chaudière classique. Selon le distributeur, la chaleur du soleil, absorbée par les panneaux solaires thermiques, couvre 30 à 60 % des besoins en eau chaude sanitaire et chauffage. Le CESI permettrait en outre une économie de 40 à 70 % sur la facture d'eau chaude.

Par ailleurs, la mise en place de cette solution énergétique permet de profiter d'aides financières.

Pour en savoir plus, RDV sur le site Internet et le blog de GrDF.

1 - kWh_{EP} : kilowattheure d'énergie primaire.

RÈGLEMENT DE DIFFÉRENDS

Évolution du contrat GRD-F : suite et fin ?

Le CoRDIS a approuvé le 17 décembre 2012 le nouveau contrat GRD-F que lui a transmis ERDF. Le contrat, qui régit les obligations réciproques du fournisseur et du distributeur, est conforme à sa décision de règlement de différend du 22 octobre 2010 dans l'affaire qui opposait Direct Energie à ERDF.

Dans sa décision du 22 octobre 2010, le CoRDIS (Comité de règlement des différends et des sanctions de la CRE) estimait qu'aucune disposition n'autorisait ERDF à faire supporter au fournisseur les impayés des consommateurs pour la part acheminement, dans le cadre du contrat unique qui permet à un fournisseur de proposer à ses clients un contrat comprenant la fourniture et la distribution d'énergie. Il avait conclu que, pour reverser au distributeur les sommes dues au titre de l'utilisation du réseau, le fournisseur devait les avoir préalablement récupérées auprès du client final, sauf défaillance de sa part. Il avait invité

ERDF à modifier le contrat GRD-F en ce sens. La décision du CoRDIS a été confirmée par l'arrêt du 29 septembre 2011 de la Cour d'appel de Paris.

Solution de compromis

Après plusieurs réunions de concertation tenues sous l'égide de la direction juridique de la CRE, ERDF a transmis au CoRDIS, le 24 octobre 2012, un nouveau projet modifiant les articles 5.5 et 7.1 du contrat GRD-F.

Par décision du 17 décembre 2012, le CoRDIS a approuvé cette nouvelle rédaction qui

conduit ERDF à assumer sa part du risque financier en cas d'impayés du client final. Désormais, en cas d'impayés, ERDF remboursera chaque trimestre aux fournisseurs la part acheminement de la facture d'électricité. Les fournisseurs auront à faire l'avance de cette part de la facture d'électricité pendant un trimestre seulement.

Le CoRDIS a donc constaté formellement l'exécution de sa décision du 22 octobre 2010, une première dans la jurisprudence du CoRDIS. Reste aux parties de signer le nouveau contrat. ■

MARCHÉ EUROPÉEN DE L'ÉNERGIE

Le code de réseau sur l'allocation des capacités de transport et la gestion des congestions aux portes de la comitologie

L'ACER, l'Agence de coopération des régulateurs de l'énergie, a rendu en décembre dernier son avis concernant le code de réseau sur l'allocation des capacités de transport et la gestion des congestions. Tout en soulignant les efforts accomplis pour la rédaction du code, l'avis soulève onze points à revoir par ENTSO-E, l'association européenne des transporteurs d'électricité qui en est l'auteur.

Les codes de réseau sont prévus par le 3^e paquet énergie adopté en 2009. Ils permettront une meilleure harmonisation du fonctionnement des réseaux européens de transport d'électricité et de gaz et faciliteront l'intégration des marchés par l'établissement de règles de fonctionnement communes aux États membres.

À la demande de la Commission européenne, ENTSO-E a rédigé un projet de code qui vise à optimiser les capacités d'échanges d'électricité entre les pays en utilisant au mieux les interconnexions. Il a été soumis en septembre dernier à l'ACER, dont le rôle est de s'assurer de la conformité du code aux orientations-cadre qu'elle a adoptées en juillet 2011.

L'ACER a rendu son avis motivé le 19 décembre 2012. Bien que le code ait été jugé globalement en ligne avec les orientations-cadre et

que l'ACER ait salué les efforts fournis par ENTSO-E tant en termes de rédaction qu'en termes de concertation avec les acteurs de marché, un avis positif n'a pas été rendu.

Ainsi, l'Agence a listé onze points qui ne répondent pas aux exigences des orientations-cadres et a invité ENTSO-E à modifier le code. Elle a en particulier demandé que soient revues les dates d'entrée en vigueur et de mise en œuvre des différentes modalités d'application du code au vu du caractère prioritaire de l'intégration des marchés européens et de l'objectif du Conseil européen de créer un marché unique d'ici 2014. D'autres remarques portaient également sur le calcul des capacités d'échanges transfrontaliers, la coordination entre gestionnaires de réseaux ou encore la transparence vis-à-vis des acteurs qu'il est nécessaire d'améliorer et de mettre

en conformité avec les orientations-cadres.

Amendements en discussion

ENTSO-E n'a pas souhaité bénéficier de son droit à revoir le code. L'ACER a donc prévu d'envoyer dans les prochaines semaines à la Commission européenne une recommandation d'adoption du code, sous réserve de la prise en compte d'amendements débattus avec ENTSO-E et la Commission. Celle-ci pourra alors soumettre le code au processus de comitologie pour rendre le texte contraignant, en vue d'être adopté par les États membres.

La CRE s'est placée au cœur des débats et de l'élaboration de cet avis, notamment en proposant des améliorations concrètes et ciblées afin de garantir la conformité et la qualité du code de réseau sur les sujets les plus sensibles, sans retarder sa mise en œuvre. ■

Le saviez-vous ?

LE CHIFFRE

137 €TTC

En 2013, c'est le montant que représente la CSPE, la contribution au service public de l'électricité, sur la facture annuelle d'un consommateur qui se chauffe à l'électricité et consomme en moyenne 8,5 MWh par an. Pour un client résidentiel avec un tarif de base, ce montant s'élève en moyenne à 76 €TTC. Soit environ 13 % de la facture TTC.

La CSPE est payée par l'ensemble des consommateurs d'électricité au prorata de leur consommation. Elle a pour but de financer le soutien aux énergies renouvelables, la péréquation tarifaire et les tarifs sociaux. Au 1^{er} janvier 2013, elle est passée de 10,5 €/MWh à 13,5 €/MWh. Cela se traduit par une augmentation de la facture d'environ 3 % en 2013, soit +15 € par foyer en moyenne.

Photovoltaïque : nouveaux tarifs

De nouveaux tarifs d'achat sont applicables aux installations de production d'électricité photovoltaïque suite à l'entrée en vigueur de l'arrêté du 7 janvier 2013 modifiant l'arrêté du 4 mars 2011. Ils s'appliquent de manière rétroactive à compter du 1^{er} octobre 2012, c'est-à-dire aux installations pour lesquelles une demande complète de raccordement est effectuée après cette date. Une évolution est à noter : les tarifs T2 et T3 disparaissent au 1^{er} février 2013 au profit d'une grille tarifaire simplifiée. Mais la dégressivité trimestrielle des tarifs en fonction des volumes de demandes de raccordement est conservée. En ce qui concerne l'évolution des tarifs au dernier trimestre 2012, les tarifs T1, d'une part, et les tarifs T2, T3 et T4, d'autre part, ont respectivement baissé de 7,5 % et 6 % à partir du 1^{er} janvier 2013. On notera toutefois que le nouvel arrêté révalue à la hausse le tarif T4 de 5 %.

Christian Nadal, nouveau président du conseil de surveillance d'ERDF

M. Christian Nadal, inspecteur général de la gouvernance du secteur régulé d'EDF depuis 2009, a été nommé président du conseil de surveillance d'ERDF début janvier 2013. Il succède à M. André Merlin.

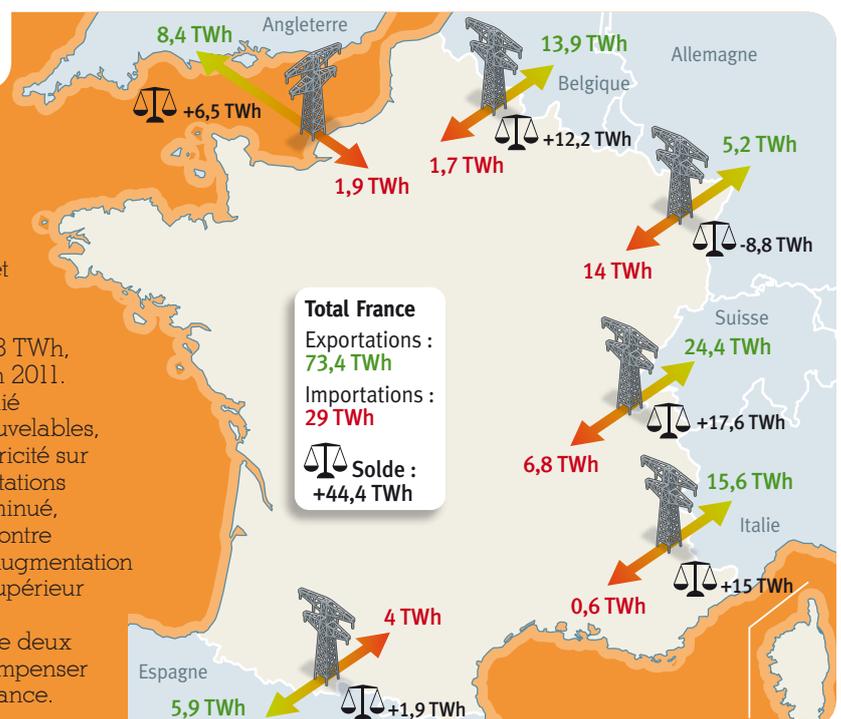
TRV gaz : nouveaux tarifs, nouvelle formule

Les tarifs réglementés de gaz en distribution publique de GDF SUEZ ont augmenté en moyenne de 2,1 % au 1^{er} janvier 2013, puis ont baissé en moyenne de 0,5 % au 1^{er} février 2013. Ces tarifs ont évolué dans le cadre d'une nouvelle formule tarifaire, fixée par l'arrêté du 21 décembre 2012, après avis favorable de la CRE. Cette formule calcule le coût d'approvisionnement du gaz de GDF SUEZ à couvrir par les tarifs. Elle prend en compte la moyenne des indices pétroliers sur les 8 mois passés, avec un décalage d'1 mois et s'applique pendant 1 mois (formule dite en 8.1.1.). En outre, la part d'indexation sur les marchés est passée à 35,6 %, contre 25,9 % précédemment. Enfin, une révision tarifaire mensuelle sera entérinée par décret dans les prochains mois, après avis de la CRE.

En image

BILAN DES IMPORTATIONS ET EXPORTATIONS D'ÉLECTRICITÉ EN 2012

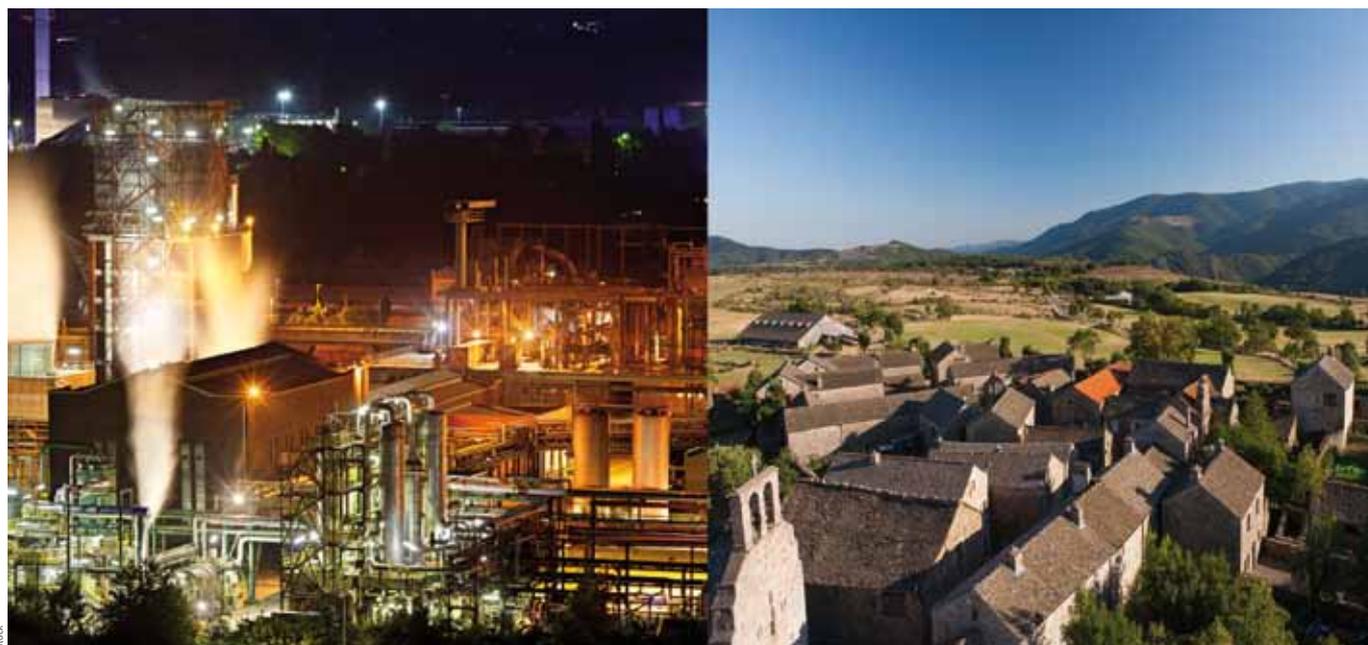
En 2012, la France présente un bilan net exportateur de 44,4 TWh, contre 55,7 TWh en 2011. Cette baisse du solde exportateur net s'explique en partie par le renversement des échanges sur la frontière allemande, avec un solde redevenu importateur net à -8,8 TWh, après avoir été exportateur net de 2,2 TWh en 2011. Ce changement de tendance est notamment lié au développement continu des énergies renouvelables, qui participe à tirer les prix de gros de l'électricité sur les marchés outre-Rhin vers le bas. Les exportations vers la Suisse ont également sensiblement diminué, avec un solde exportateur net de 17,6 TWh (contre 25,2 TWh en 2011). En contrepartie, la nette augmentation des exportations vers la Belgique (solde net supérieur à 12 TWh contre moins de 6 TWh en 2011), qui fait notamment suite à l'arrêt temporaire de deux réacteurs nucléaires belges, n'a pas suffi à compenser la baisse du solde exportateur global de la France.



LE DÉVELOPPEMENT DE LA CONCURRENCE ET L'ÉVOLUTION DES PRIX À LA LOUPE

LA CRE A POUR MISSION DE VEILLER AU BON FONCTIONNEMENT DES MARCHÉS FRANÇAIS DE L'ÉLECTRICITÉ ET DU GAZ NATUREL AU BÉNÉFICE DU CONSOMMATEUR FINAL. DANS CE CADRE, ELLE A PUBLIÉ EN FÉVRIER 2013, SON PREMIER *RAPPORT SUR LE FONCTIONNEMENT DES MARCHÉS DE DÉTAIL FRANÇAIS DE L'ÉLECTRICITÉ ET DU GAZ NATUREL* QUI COUVRE L'ANNÉE 2011, ET L'ANNÉE 2012 POUR CERTAINES ANALYSES. CE DOCUMENT DE RÉFÉRENCE DONNE ACCÈS AUX ACTEURS À UNE CONNAISSANCE APPROFONDIE DU FONCTIONNEMENT DES MARCHÉS. IL PRÉSENTE UN PANORAMA EXHAUSTIF DU DÉVELOPPEMENT DE LA CONCURRENCE DANS LE SECTEUR DE L'ÉLECTRICITÉ ET DU GAZ AINSI QU'UNE ANALYSE PROSPECTIVE DE L'ÉVOLUTION DES PRIX DE L'ÉNERGIE À L'HORIZON 2017. DÉCRYPTAGES REVIENT DANS CE DOSSIER SUR LES PRINCIPALES ANALYSES ET CONCLUSIONS QUI EN RESSORTENT.

Premier rapport de la CRE sur les marchés de détail de l'énergie



« La CRE [...] surveille la cohérence des offres [...] notamment vers les consommateurs finals, avec leurs contraintes économiques et techniques, le cas échéant leurs conditions d'approvisionnement par l'accès régulé à l'électricité nucléaire historique. Elle peut formuler des avis et proposer toute mesure favorisant le bon fonctionnement et la transparence, notamment en matière de prix, du marché de détail. »

Art. L131-1 du code de l'énergie.

Les marchés de détail de l'électricité et du gaz naturel ont connu depuis 2000, et sous l'impulsion de la Commission européenne, des évolutions visant à l'ouverture des marchés à la concurrence. Ainsi de nouveaux fournisseurs, autres que les fournisseurs historiques de l'énergie (EDF en électricité, GDF SUEZ et Tégaz en gaz naturel et les entreprises locales de distribution), proposent des offres de fourniture aux clients professionnels et domestiques. Ces nouveaux acteurs dits alternatifs construisent leurs offres de manière libre en s'approvisionnant, notamment via l'ARENH, mais aussi sur les marchés de gros ou en développant des moyens de production propres.

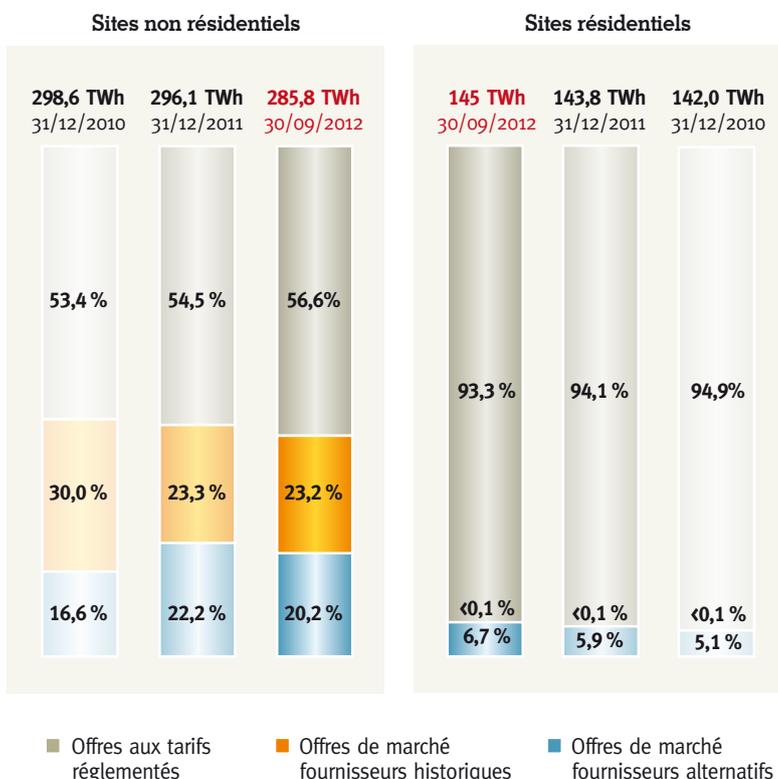
Ces offres dites de marché se différencient des offres au tarif réglementé de vente dont le prix est fixé par le gouvernement. Seuls les fournisseurs historiques peuvent proposer des offres au tarif réglementé. Les offres de marché sont quant à elles proposées à la fois par les fournisseurs alternatifs et par les fournisseurs historiques.

Les fournisseurs alternatifs sont soumis aux problématiques inhérentes aux nouveaux entrants (base de données clientèle inexistante, entreprise de petite taille...) ce qui par définition n'est pas le cas des fournisseurs historiques qui se sont implantés bien avant l'ouverture à la concurrence. Il appartient à la CRE de veiller au développement des marchés en proposant le cas échéant les mesures favorisant le bon fonctionnement et la transparence, notamment en matière de prix, du marché de détail.

Un développement de la concurrence en demi-teinte sur le marché de détail de l'électricité

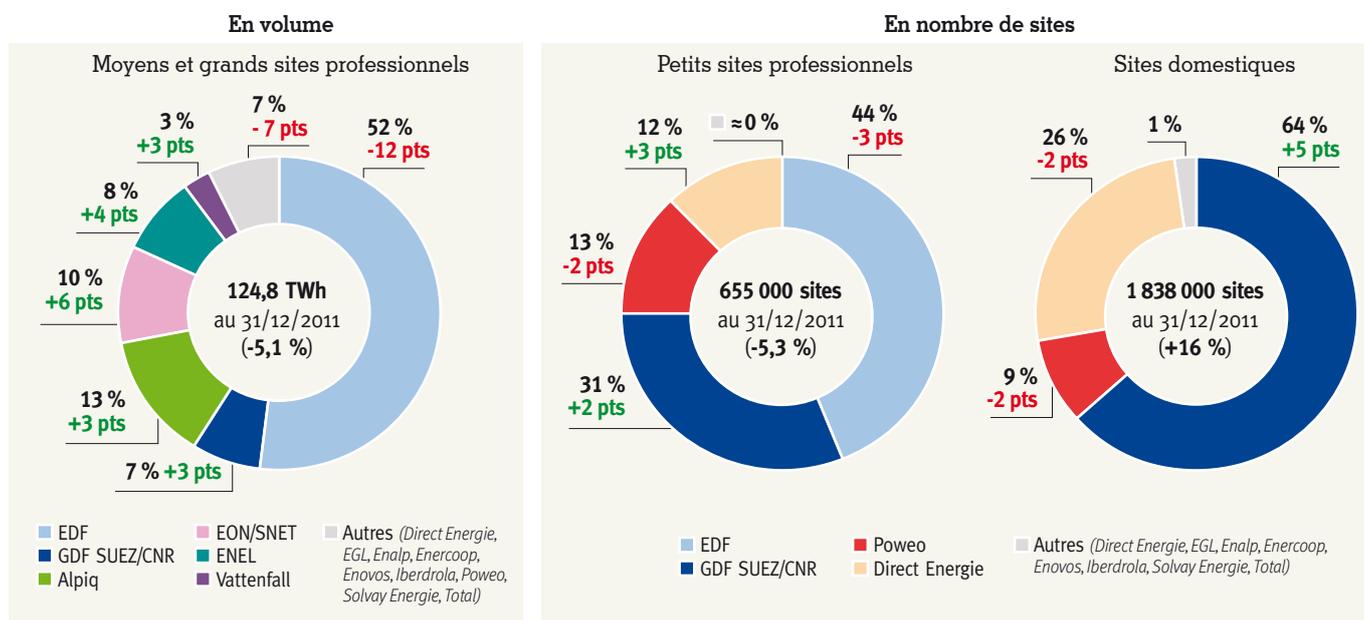
Au 30 septembre 2012, un tiers de la consommation nationale est fourni en offre de marché. Bien que la concurrence se développe significativement sur le segment des clients professionnels (ou non-résidentiels) et plus particulièrement des plus grands consommateurs, elle reste faible pour les plus petits consommateurs et notamment les clients domestiques (ou résidentiels) dont plus de 90 % restent au tarif réglementé de vente chez leur fournisseur historique.

Évolution de la répartition de la consommation d'électricité par type d'offre et par site



Sources : GRT, GRD – Analyse : CRE

Répartition des volumes sur le marché des moyens et grands professionnels et du nombre de sites sur le marché des petits professionnels et domestiques fournis en offre de marché à fin 2011 et évolution par rapport à fin 2010



Sources : GRT, GRD – Analyse : CRE

Le dossier de la CRE

Opérateurs historiques et énergie non historique

La dynamique des marchés de l'électricité et du gaz est favorable aux opérateurs historiques dans leur énergie non historique¹. Les fournisseurs acquièrent des clients soit lors de la mise en service de nouveaux sites – qui correspondent peu ou prou à un déménagement – soit lorsqu'un client change de fournisseur. Les nouveaux sites mis en service sont aujourd'hui majoritairement captés par les opérateurs historiques y compris ceux dont l'énergie considérée n'est pas leur énergie historique (EDF en gaz naturel ou GDF SUEZ en électricité). Les fournisseurs alternatifs acquièrent quant à eux la plus grande partie de leurs clients lors de changements de fournisseur via des actions de démarchage.

1 – Les opérateurs historiques fournissant des sites dans leur énergie non historique, par exemple EDF en gaz, sont considérés comme des fournisseurs alternatifs.

9%

des clients domestiques français déclarent avoir déjà changé de fournisseur.

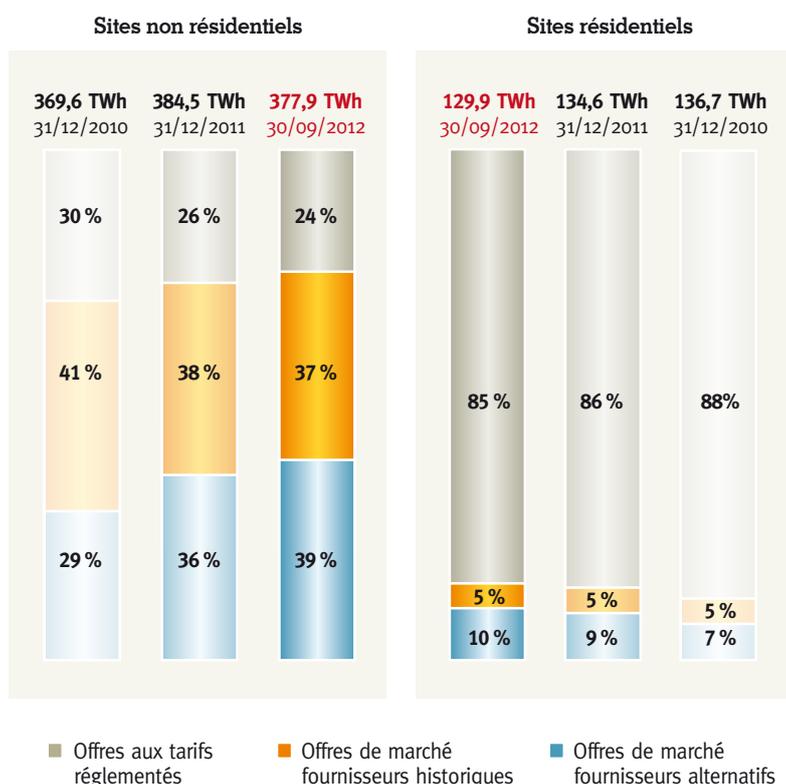
Source : 6^e baromètre annuel Energie-Info sur l'ouverture des marchés

Le marché des moyens et grands sites de consommation professionnels est le moins concentré avec cinq fournisseurs alternatifs principaux (GDF SUEZ/CNR, Alpiq, EON/SNET, ENEL et Vattenfall), représentant environ 20 % des volumes totaux livrés sur ce segment, contre deux pour les petits sites professionnels et un pour les sites domestiques (Poweo et Direct Energie ont fusionné en 2012 devenant ainsi deuxième fournisseur alternatif en termes de nombre de clients derrière GDF SUEZ).

Une concurrence sur le marché de détail du gaz globalement bien développée et en progression

L'ouverture à la concurrence du marché de détail du gaz naturel est nettement plus avancée qu'en électricité. Au 30 septembre 2012, près des deux-tiers de la consommation nationale sont fournis en offre de marché. Il existe néanmoins un déséquilibre similaire à l'électricité entre les grands sites professionnels et les petits sites de consommation.

Évolution de la répartition de la consommation de gaz naturel par type d'offre et par site



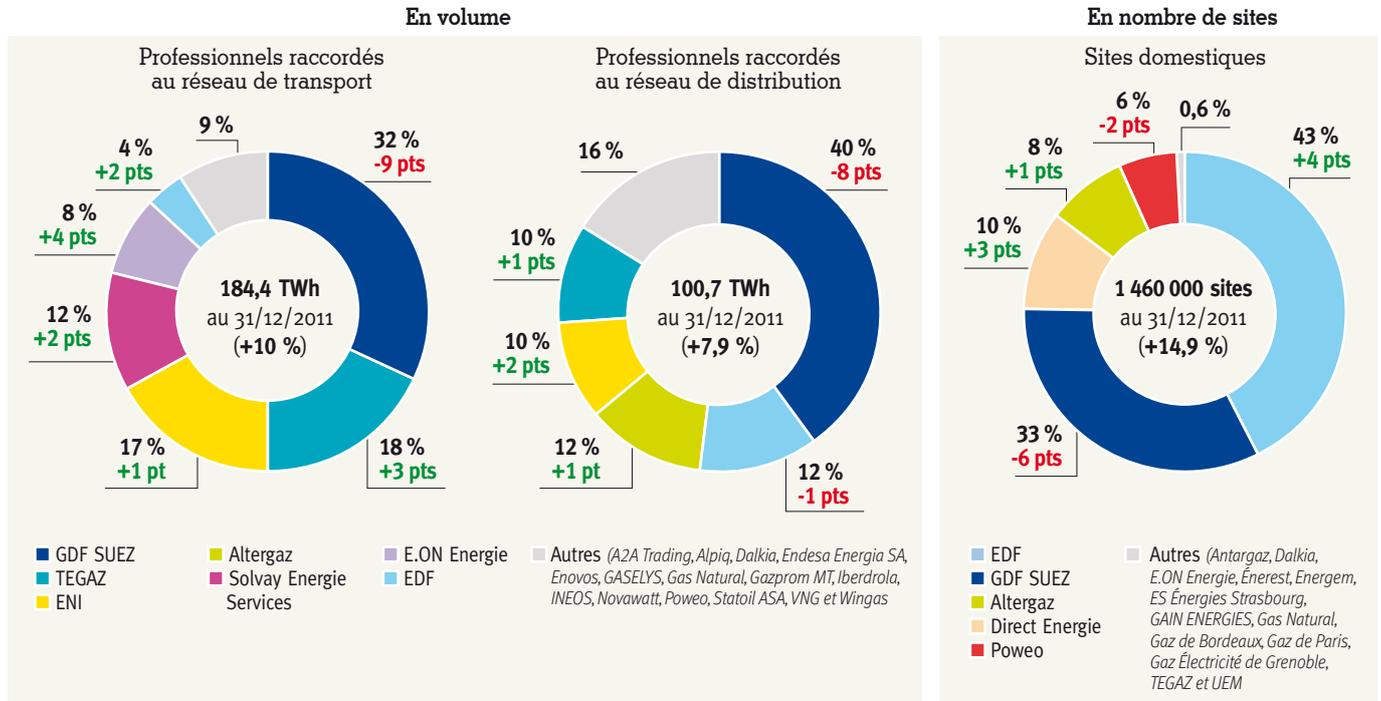
Sources : GRT, GRD – Analyse : CRE

Sur le segment des grands consommateurs, le nombre de sites fournis au tarif réglementé de vente est marginal. Au vu de cette situation, la CRE préconise de mettre fin au tarif réglementé de vente pour les clients industriels consommant plus de 300 MWh/an.

En ce qui concerne les clients raccordés au réseau de transport, environ 40 % des volumes totaux qui leur sont livrés sont fournis par quatre fournisseurs alternatifs principaux (ENI, Solvay Energie Services, E.ON Energie et EDF).

Quant aux clients professionnels raccordés au réseau de distribution et aux clients domestiques, une part significative d'entre eux demeure encore au tarif réglementé de vente. Pour les clients domestiques, le marché reste concentré avec seulement quatre fournisseurs alternatifs principaux. La fusion de Poweo et Direct Energie en 2012 a classé l'opérateur deuxième fournisseur alternatif de gaz en termes de nombre de clients derrière EDF. A noter également le rachat d'Altergaz par le groupe Eni en 2012 qui devient par là-même le premier fournisseur alternatif en termes de volumes fournis.

Répartition des volumes sur le marché des professionnels et du nombre de sites sur le marché des domestiques fournis en offre de marché à fin 2011 et évolution par rapport à fin 2010



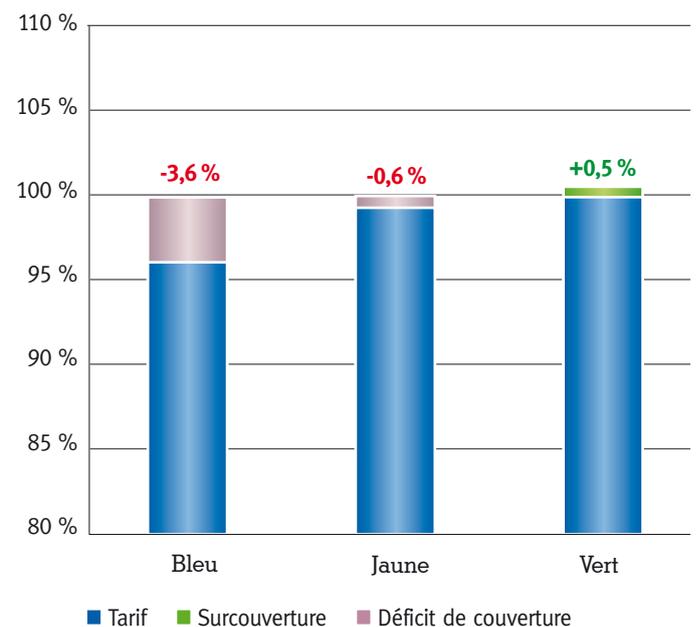
Sources: GRT, GRD – Analyse: CRE

Il est difficile pour les fournisseurs alternatifs de proposer des offres compétitives vis-à-vis du tarif réglementé

Aujourd'hui, même si les prix de l'électricité et du gaz naturel sur les marchés sont relativement modérés, la structure et les niveaux de prix des tarifs réglementés de vente restreignent le périmètre de développement des fournisseurs alternatifs. Malgré cela, certains d'entre eux proposent des offres plus intéressantes que le tarif réglementé. Avec en particulier un gain possible de 8 % (environ 130 € par an) en gaz naturel pour un client type au tarif B1 (usage chauffage) et de 5 % en électricité pour un client moyen au tarif bleu avec l'option heures pleines/heures creuses (environ 60 € par an). L'exercice de la concurrence présente donc un réel intérêt économique.

En électricité, les tarifs réglementés s'avèrent toujours non contestables en moyenne sur l'ensemble des segments de clientèle par les fournisseurs alternatifs, et ce malgré des prix de marché qui sont restés modérés en 2012. Seuls les tarifs réglementés verts – proposés aux plus gros consommateurs – couvrent en moyenne les coûts comptables d'EDF. Les tarifs jaunes et plus encore les tarifs bleus – proposés aux clients domestiques et aux petits professionnels – sont déficitaires.

Couverture des coûts par tarif réglementé d'électricité bleu, jaune et vert au 1^{er} août 2012



Source: EDF – Analyse: CRE

Quelle concurrence dans la production électrique aujourd'hui ?

La majorité des moyens de production d'électricité est détenue par EDF. Le développement de la concurrence dans le secteur amont de la production permettrait aux fournisseurs alternatifs d'arbitrer entre un nombre de moyens d'approvisionnement plus large et ce à l'instar de l'opérateur historique. Cependant ce développement reste compromis. Les centrales accessibles aux investissements des fournisseurs alternatifs sont soumises à diverses contraintes économiques et réglementaires comme les cycles combinés à gaz (CCG) dont la rentabilité est fortement obérée par la dégradation récente des conditions économiques, ou les concessions hydrauliques dont le processus de remise en concurrence n'est pas encore appliqué.

Ce phénomène est d'autant plus marqué pour certaines options tarifaires (en particulier pour les tarifs bleus) où le prix de l'offre peut s'établir à près de 15 % en dessous des coûts moyens d'EDF. Les options à effacement, qui ont vocation à participer à la maîtrise de la demande de l'énergie notamment aux heures où le système est en tension, sont les plus touchées par ce déficit.

La CRE préconise donc des évolutions du tarif réglementé de vente d'électricité différenciées par couleur et par option tarifaire.

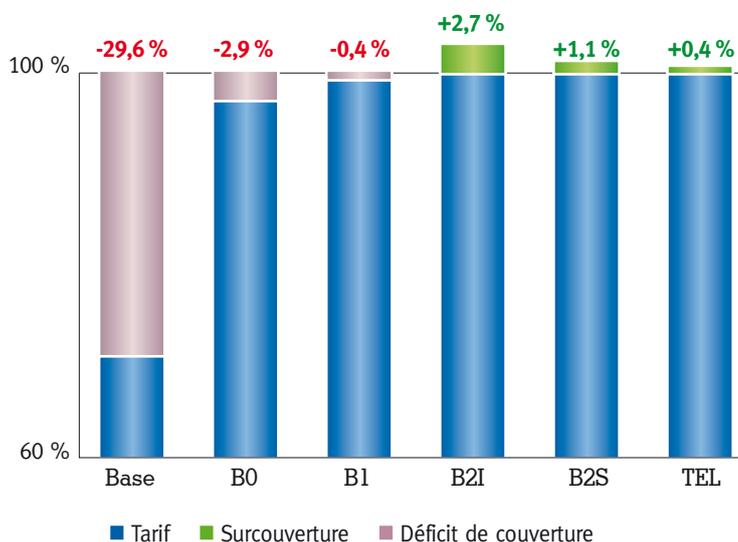
En outre, les fournisseurs alternatifs alimentent leurs clients en s'approvisionnant d'une part via l'ARENH et d'autre part via un complément acheté sur le marché de gros. Ces conditions restreignent la création d'offres innovantes et compétitives face au tarif réglementé et ce de manière d'autant plus remarquable dans le contexte de non-couverture des coûts d'EDF décrit précédemment.

Au-delà des évolutions qu'il faudrait appliquer sur le calcul des tarifs réglementés d'électricité, le développement de la concurrence sur les moyens de production améliorerait sensiblement le processus de construction des offres des fournisseurs alternatifs (cf. encadré ci-contre).

En gaz naturel, les tarifs réglementés, bien qu'ils couvrent depuis le 1^{er} janvier 2013 les coûts de GDF SUEZ, sont déficitaires pour les petits clients (<6MWh/an) et en particulier pour les clients de l'option Base correspondant à une utilisation dite « Cuisson ». Le prix de cette option est 30 % inférieur aux coûts ce qui rend ce segment de clientèle quasiment inaccessible pour un fournisseur alternatif.

En revanche, la concurrence dans la fourniture des clients industriels (tarifs B2S et TEL) est effective et efficace. Les fournisseurs alternatifs proposent à leurs gros clients des offres de marché compétitives, grâce notamment à des conditions d'approvisionnement avantageuses sur le marché du gaz naturel actuellement. Ainsi, les tarifs qu'ils proposent peuvent leur permettre de faire des économies substantielles sur leurs factures.

Couverture des coûts des tarifs réglementés de gaz naturel par tarif au 1^{er} janvier 2013

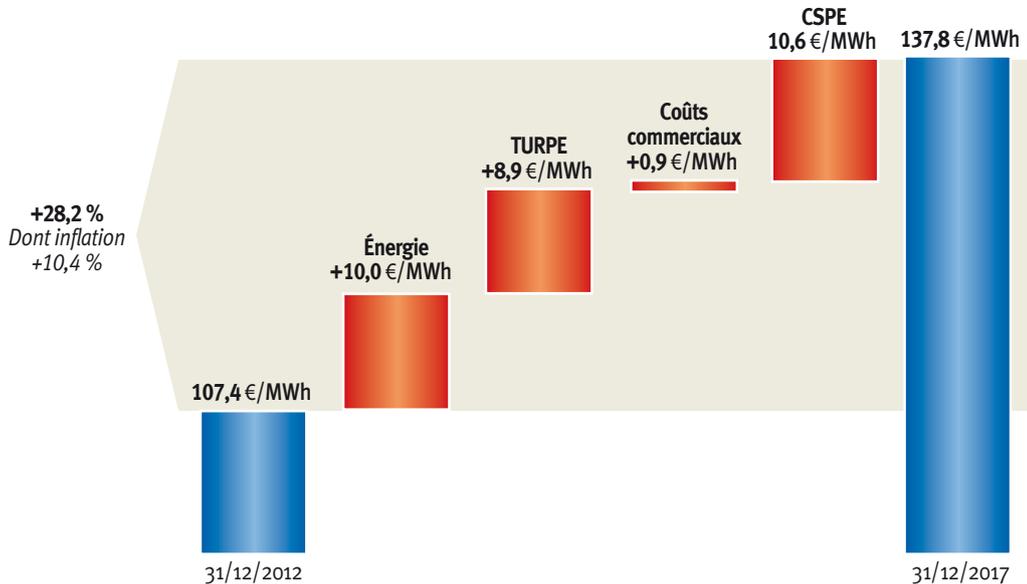


Source : GDF Suez – Analyse : CRE

Gels des tarifs du gaz et évolutions réglementaires

Les gels ou les hausses insuffisantes appliqués par le gouvernement et les hausses rétroactives sur les tarifs réglementés de vente de gaz naturel ont déstabilisé le marché de détail en réduisant la visibilité à terme des acteurs du marché. La renégociation des contrats d'approvisionnement de GDF SUEZ et les réformes de la fixation des tarifs devraient dorénavant lisser les variations tarifaires pour bénéficier aux consommateurs et apporter plus de stabilité aux acteurs du marché.

⚡ Évolution prévisionnelle à 2017 des tarifs bleus, CSPE incluse, en euros courants



D'après les calculs de la CRE, effectués en octobre 2012, la hausse de la facture d'un client au tarif bleu à fin 2017 est de 28,2 % (dont 10,4 % dus à l'inflation). Elle correspond pour un tiers à l'augmentation du prix de la part énergie, pour un tiers à celui du TURPE (tarif d'utilisation des réseaux publics d'électricité) et pour un tiers à la CSPE (contribution au service public de l'électricité).

Des tarifs réglementés d'électricité à la hausse d'ici 2017

La CRE prévoit une augmentation sensible des prix de l'électricité pour tous les consommateurs dans les cinq prochaines années, toutes choses égales par ailleurs. La situation reste néanmoins contrastée entre les petits clients et les grands clients qui bénéficient pour ces derniers de volumes d'ARENH plus importants.

La hausse à l'horizon 2017 de la facture moyenne hors taxes d'un client au tarif bleu domestique ou professionnel, à consommation égale, CSPE incluse, atteint près de 30 % dans les projections de la CRE en euros courants (dont 10,4 % d'inflation). Elle sera due pour plus du tiers à l'augmentation de la CSPE. Pour les autres clients, ayant une consommation supérieure, les hausses de prix seront moindres : 23,7 % pour les clients au tarif jaune et 16 % pour les clients au tarif vert.

Néanmoins, pour les acteurs qui sont déjà en offre de marché depuis 2012, la hausse de la facture moyenne en 2015 pour les professionnels devrait être comprise entre 2 % et 9 % (en fonction du secteur d'activité).

Une intensité concurrentielle accrue grâce à la mise en œuvre de la loi NOME, l'introduction de l'ARENH et la fin du TaRTAM au 1^{er} juillet 2011, principalement pour les gros consommateurs ayant exercé leur éligibilité

En moyenne, les clients anciennement au TaRTAM ont connu des mouvements contrastés de leurs factures, notamment en fonction de leur secteur d'activité et de la forme de leur consommation. Mais la transition du TaRTAM vers l'ARENH a eu, comme prévu, un impact globalement neutre sur les factures entre le premier et le second semestre 2011.

Sur le marché des clients domestiques, le nombre de contrats en offre de marché proposé par les fournisseurs alternatifs est en constante augmentation depuis 2010, passant de 5,1 % des sites fin 2010 à 6,7 % au 30 septembre 2012.

Par ailleurs, les fournisseurs n'ont pas commis d'erreur manifeste de prévision dans leur demande d'ARENH, malgré un dispositif complexe et des délais contraints. Sur la première période de vérification ex post portant sur le second semestre 2011, aucun fournisseur n'a été redevable d'un complément de prix n°2, qui sanctionne une demande excessive.

La CRE propose d'apporter certaines améliorations au travers d'une révision du décret ARENH en 2013 afin d'accroître l'efficacité du dispositif. ■

PIERRE-FRANÇOIS RACINE PRÉSIDE LE CORDIS, LE COMITÉ DE RÈGLEMENT DES DIFFÉRENDS ET DES SANCTIONS DE LA CRE, DEPUIS SA CRÉATION EN 2007. CET ORGANE DE LA CRE, INDÉPENDANT DU COLLÈGE DES COMMISSAIRES, EST CHARGÉ DE PAR LA LOI DE RÉGLER LES DIFFÉRENDS RELATIFS À L'ACCÈS ET À L'UTILISATION DES RÉSEAUX PUBLICS D'ÉLECTRICITÉ ET DE GAZ NATUREL, DANS LEURS ASPECTS TECHNIQUES ET FINANCIERS. LE MANDAT DE PIERRE-FRANÇOIS RACINE ARRIVE À ÉCHÉANCE EN FÉVRIER 2013. POUR DÉCRYPTAGES, IL REVIENT SUR SA PLONGÉE DANS LE MONDE DE L'ÉNERGIE ET NOUS LIVRE SON POINT DE VUE SUR LE RÔLE DU CORDIS DANS UN SECTEUR ENTRE CONCURRENCE ET MONOPOLE.

« Le CoRDIS s'est plu à respecter deux principes de base : le caractère contradictoire de la procédure et la collégialité de la décision. Cela évite bien des erreurs. »

Décryptages : Le CoRDIS a connu un fort développement de son activité en 2011. Comment l'expliquez-vous ?

Pierre-François Racine : En 2011, nous avons assisté à une explosion des affaires portées devant le CoRDIS. Nous sommes passés d'une quinzaine de cas à traiter par an à plus de 200 ! Ce phénomène de fort développement est circonstanciel. Il est lié à la mise en œuvre du décret du 9 décembre 2010 qui a suspendu, pendant trois mois, le dispositif d'obligation d'achat de l'électricité photovoltaïque. Bien entendu, la question de la légalité du décret était soulevée dans la majorité des demandes de règlement de différend. Mais surtout, les producteurs qui nous ont saisis se sont retrouvés sous le coup du moratoire, faute qu'ERDF leur ait envoyé sous le délai de trois mois auquel elle s'était engagée, une proposition technique et financière de raccordement au réseau, alors même qu'ils étaient entrés en file d'attente de raccordement avant le moratoire.

Comment avez-vous fait face ? Où en êtes-vous dans le traitement de ces affaires ?

P.-F. R. : Le CoRDIS compte quatre membres, sans suppléants, qui ont tous des activités professionnelles à temps plein par ailleurs. Ce format nous permet normalement de traiter 10 à 20 cas par an, en siégeant une à deux fois par mois. Les demandes de règlements de différends relatives au moratoire photovoltaïque ont exigé de notre part beaucoup plus de disponibilité.

Nous avons dans un premier temps décidé de surseoir à statuer et d'attendre la décision du Conseil d'État pour les demandes portant sur la légalité du décret de suspension, qui est intervenue le 16 novembre 2011 déclarant le moratoire valide. Nous avons ainsi repris le traitement des différends à marche forcée et avons donc siégé très fréquemment. Nous avons ainsi réglé plus de 130 différends en 2012. Après 2013, nous devrions retrouver un rythme normal, même s'il reste encore 87 affaires liées au moratoire à traiter cette année.

Quelles autres décisions importantes le CoRDIS a-t-il pris récemment ?

P.-F. R. : Nous avons eu à traiter quelques litiges significatifs. Nous avons rendu une décision en faveur de GDF SUEZ dans un différend l'opposant à GRTgaz relatif aux modalités de facturation liées à la mise en œuvre du nouveau terminal méthanier de Fos. Nous avons également rendu une première décision relative au dispositif d'accès régulé au nucléaire historique (Arenh) dans l'affaire « Enel-Trade », qui portait sur des questions très spécifiques de procédure de mise en œuvre des décrets Arenh, mais dont l'enjeu était tout de même significatif sur le plan financier.

Nous avons en outre pris une décision le 21 décembre 2012, qui conclut définitivement un différend porté devant le CoRDIS par Poweo et Direct Energie en 2010. Les conditions du contrat dit « GRD-F », liant ERDF et les fournisseurs qui souhaitent injecter sur le réseau de distribution d'électricité,



BIOGRAPHIE EXPRESS PIERRE-FRANÇOIS RACINE

Ancien élève de l'École normale supérieure et de l'École nationale d'administration

Diplômé de l'Institut d'études politiques de Paris

Carrière au Conseil d'État :
auditeur (1974),
maître de requêtes (1981),
conseiller d'État (1996),
président de section (2007)

Depuis février 2007 :
Président du comité
de règlement des différends
et des sanctions de la CRE

2007 à 2011 :
Président de la section
des finances du Conseil d'État,
puis président-adjoint
de la section des travaux publics.

1997 à 2007 :
Président de la cour
administrative d'appel de Paris

1990 à 1996 :
Président-directeur général
de filiales de la Banque Worms
spécialisées dans
le financement du cinéma

1986 à 1989 :
Directeur général
de la Commission nationale
de la communication
et des libertés (CNCL, ex CSA)

1983 à 1986 et 1989 à 1990 :
Commissaire du gouvernement
près les formations conten-
tieuses du Conseil d'État

1978 à 1981 :
Directeur général adjoint
des Éditions Arthaud

prévoient que le distributeur prélève automatiquement sur le compte du fournisseur la part utilisation des réseaux lui revenant dans la facture client, même en cas de non-paiement du client final, ce que contestaient Poweo et Direct Energie. Le CoRDiS a rendu une première décision en octobre 2010 en faveur des plaignants. Suite à la mise en place d'un groupe de travail CRE-fournisseurs-distributeur, ERDF a présenté un nouveau contrat distributeur-fournisseur, que nous avons approuvé fin 2012 comme valant exécution de notre décision de fin 2010. Dans cette affaire, nous avons considéré qu'un bon compromis valait mieux que l'application d'une sanction qui n'aurait pas résolu la difficulté. Je ne regrette pas ce choix, même si la résolution du problème aura finalement pris près de deux ans.

Le CoRDiS a-t-il déjà pris des sanctions ?

P.-F. R. : Jamais, jusqu'à ce jour. Mais cela ne signifie pas que cela n'arrivera pas à l'avenir, si les circonstances le justifient. Le CoRDiS n'a été qu'exceptionnellement sollicité dans ce sens. Les opérateurs du secteur de l'énergie que nous avons devant nous sont sans doute moins enclins à contourner la loi que dans d'autres secteurs de l'économie.

Pourquoi existe-t-il si peu de différends relatifs au secteur du gaz ?

P.-F. R. : Je pense que c'est tout simplement parce qu'il y a moins d'acteurs dans le gaz que dans l'électricité. Il y a peu de producteurs, par exemple. Cela dit, toutes les affaires relatives au gaz se sont révélées complexes.

Les décisions prises par le CoRDiS font-elles souvent l'objet de recours ?

P.-F. R. : En ce moment, le recours devant la Cour d'appel de Paris est quasi systématique. Les 19 décisions du Comité qui ont fait l'objet d'un recours ont toutes été confirmées par cette juridiction. Dans un seul cas, la Cour de cassation a infirmé la solution retenue par la Cour. 47 décisions sont encore en attente de jugement.

Estimez-vous que le CoRDiS a joué un rôle dans la mise en œuvre d'un marché libéralisé de l'énergie ?

P.-F. R. : Si le rôle du CoRDiS le conduit naturellement à veiller à la sécurité du réseau, il est également d'interpréter la loi dans le sens de l'ouverture des marchés voulue par la loi. Il me semble que nous avons joué ce rôle par une interprétation ouverte et dynamique de la loi dans un certain nombre d'affaires.

Quel sentiment gardez-vous de votre passage au CoRDiS ?

P.-F. R. : J'ai trouvé cette expérience absolument

passionnante. À mon arrivée, je ne connaissais rien à l'énergie, comme la plupart des membres du CoRDiS. Preuve est donc faite que des généralistes, lorsqu'ils sont épaulés par les services aussi disponibles et compétents que ceux de la CRE, auxquels je rends hommage, peuvent rendre des décisions pertinentes dans des domaines pointus. Cette expérience a aussi été stimulante parce qu'il fallait mettre en place le CoRDiS dont nous étions les premiers membres. Nous l'avons fait dans un contexte d'ouverture du marché et d'évolution de la législation au point parfois d'avoir le tournis devant l'instabilité du droit dans le domaine de l'énergie.

J'ajouterais également que le CoRDiS s'est plu à respecter deux principes de base : le caractère contradictoire de la procédure et la collégialité de la décision. Cela évite bien des erreurs.

Faut-il apporter des changements au CoRDiS ? Quelles évolutions semblent se profiler ?

P.-F. R. : Nous avons eu une chance : la grande stabilité du CoRDiS, dans sa composition. J'en profite pour souligner que ce n'est malheureusement pas le cas du collège de la CRE, dont la composition a connu des changements incessants, ce qui est le meilleur moyen d'affaiblir une autorité administrative indépendante.

Quant aux compétences du CoRDiS, elles n'ont cessé d'augmenter. Elles ont été élargies au stockage du CO₂ et à l'Arenh. Le Comité pourrait également avoir à régler les différends entre les maisons-mères et les filiales des sociétés verticalement intégrées, relatifs à la garantie de l'indépendance de ces filiales telle que prévue par la loi. Enfin, il se pourrait que le législateur confie au comité le soin de résoudre certains différends liés à l'éventuelle application des tarifs progressifs et d'un système de bonus-malus.

Il faut être attentif à ne pas trop élargir ses compétences... Ou alors il faudrait revoir sa composition.

Et la suite, pour vous et pour le CoRDiS... ?

P.-F. R. : Les membres du CoRDiS sont nommés pour six ans non renouvelables. J'en suis très satisfait car c'est une garantie d'indépendance.

Deux des quatre membres actuels ont un mandat courant jusqu'en 2016. Monsieur Christian Pers, nommé en septembre 2012 en remplacement anticipé de Madame Dominique Guirimand dont le mandat arrivait à échéance en février 2013, vient d'être désigné par le président de la Cour de cassation pour six ans. Le vice-président du Conseil d'État désignera en février un nouveau membre du CoRDiS. Le gouvernement nommera alors par décret un nouveau président du Comité. Et pour les raisons que j'ai expliquées, c'est avec regret que je quitterai mes fonctions. ■

Les instances européennes prônent un rôle plus actif pour le consommateur

Fin 2012, la Commission européenne publiait une communication sur le bon fonctionnement du marché intérieur de l'énergie. Dans le même temps, l'Agence de coopération des régulateurs de l'énergie (ACER) et le Conseil des régulateurs européens de l'énergie (CEER) cosignaient leur premier rapport sur la surveillance des marchés de l'électricité et du gaz de l'Union européenne. Tous trois délivrent leurs recommandations avec en ligne de mire un marché européen libéralisé fonctionnant en toute transparence au bénéfice d'un consommateur final éclairé.

Appliquer la législation européenne

La mise en œuvre du marché intérieur de l'énergie doit être effective d'ici à 2014. Cependant, la Commission européenne admet que cet objectif est difficilement réalisable à cette date. C'est pourquoi elle rappelle qu'elle n'hésitera pas à peser sur les États membres et notamment à conduire des procédures d'infractions à l'encontre de ceux qui n'ont pas transposé correctement le 3^e paquet énergie adopté en 2009. En outre, l'objectif d'un marché « ouvert, intégré et flexible » ne pourra être atteint que dans un cadre réglementaire dûment complété grâce, notamment, aux codes de réseau ainsi qu'à la législation relative à la surveillance des marchés de gros et aux infrastructures transfrontalières. Le bilan établi par les régulateurs européens abonde dans ce sens, même si, au vu de la convergence des prix en 2011-2012, l'ACER et le CEER constatent déjà le bon fonctionnement des couplages de marchés entre États membres.

Impliquer davantage le consommateur

Sur le marché de l'énergie, les consommateurs doivent tenir un rôle primordial. La Commission déplore cependant leur frilosité à changer de fournisseur alors qu'elle estime qu'ils pourraient économiser jusqu'à 13 Mds€ chaque année s'ils adoptaient les tarifs les moins chers.

Pour la Commission comme pour l'ACER et le CEER, les tarifs réglementés de vente augmentent la réticence du consommateur à changer de fournisseur et constituent donc un frein, non seulement à l'arrivée de nouveaux concurrents sur le marché, mais aussi à l'investissement. De plus, ces tarifs ne ciblent pas les consommateurs les plus nécessiteux. La Commission

invite à ce propos les États membres à élaborer une définition du consommateur vulnérable et des conditions de sa protection. Libéralisation du marché et protection du consommateur vont de pair. En outre, afin que le consommateur puisse agir en connaissance de cause, l'ACER et le CEER appellent à une plus grande coopération entre les acteurs du marché et prônent une facture détaillée et plus informative. D'ailleurs, des technologies intelligentes permettent déjà d'évaluer la consommation en temps réel.

Penser les systèmes énergétiques pour l'avenir

L'intégration des marchés nécessite la modernisation des réseaux et des investissements significatifs dans les infrastructures. La Commission soutient donc les projets d'intérêt commun (PIC) ainsi que la recherche et le développement des réseaux intelligents. Elle souhaite mettre en place un système de normalisation transparent et facilement intelligible par le consommateur afin de l'inciter à « moduler sa demande en fonction de la situation réelle sur les marchés ». La modernisation des réseaux de distribution passera notamment par la redéfinition du cadre réglementaire et par un marché

concurrentiel pour les nouveaux services proposés. La Commission et les États membres réfléchiront en 2013 au rôle et aux responsabilités futurs des gestionnaires de réseaux de distribution.

Par ailleurs, la Commission a lancé une consultation publique sur les mécanismes visant à rémunérer la capacité de production d'électricité à long terme. Sur cette base, elle pourrait proposer de nouvelles mesures législatives. Elle craint que, sans coordination au sein de l'Union européenne, de tels mécanismes ne mettent en péril l'intégration du marché. Ils pourraient, en effet, favoriser le recours aux énergies fossiles au détriment des énergies renouvelables et fausser les signaux d'investissements. Aussi, elle invite les États membres à faire appel en priorité aux échanges transfrontaliers, à démontrer ex ante l'utilité des marchés de capacité et à analyser leurs incidences sur le marché.

Enfin, la Commission propose un plan d'action plaçant au cœur de ses priorités la participation du consommateur ainsi qu'une intervention publique limitée tout en confiant au régulateur un rôle de premier ordre dans l'accomplissement de ces objectifs. ■

« Une convergence des prix plus importante est un signe clair de l'avancée vers un marché intégré et une concurrence accrue. Notre défi aujourd'hui : que les consommateurs ressentent les avantages du marché intérieur de l'énergie. »

Alberto Pototschnig, directeur de l'Agence de coopération des régulateurs de l'énergie (ACER)