

DéRyptages

Mars / Avril 2014 • N°40

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



Dossier p. 10

Coûts et rentabilité des énergies renouvelables en France métropolitaine : le rapport de la CRE

Actualités

- p. 2** Interconnexion d'électricité – ElecLink, partiellement exemptée par la CRE et l'Ofgem
- p. 8** Marché du gaz européen – Tensions russo-ukrainiennes et prix du gaz

Parole à...

- p. 14** Dominique Ristori, Directeur général en charge de l'énergie à la Commission européenne
« Les régulateurs nationaux et l'ACER ont un rôle majeur à jouer dans le processus d'achèvement du marché intérieur de l'énergie. »

Vue d'Europe

- p. 16** Code de réseau électricité – 2014, une année charnière pour l'intégration des mécanismes d'ajustement en Europe

INTERCONNEXION D'ÉLECTRICITÉ

ElecLink, partiellement exemptée par la CRE et l'Ofgem

Une nouvelle interconnexion de 1 000 MW devrait relier les réseaux de transport d'électricité de France et de Grande-Bretagne d'ici fin 2016. La société ElecLink Limited, porteuse du projet, a soumis à la CRE et son homologue britannique, l'Ofgem, une demande de dérogation afin de pouvoir assurer la construction et la gestion de la ligne d'électricité. Le 9 avril 2014, les deux régulateurs ont publié une décision octroyant à l'entreprise une dérogation partielle à certains éléments de la législation, nécessaire pour qu'elle puisse mener à bien son projet. *Décryptages* fait le point sur ce dossier.



La nouvelle interconnexion ElecLink reliera la France et l'Angleterre en passant par le Tunnel sous la Manche.

Les interconnexions contribuent à améliorer la sécurité d'approvisionnement et à diminuer les coûts de production

Les interconnexions permettent aux consommateurs d'un marché d'accéder aux moyens de production du marché voisin. Cette mutualisation des sources de production est source de sécurité d'approvisionnement

pour les utilisateurs de réseaux des pays reliés par l'interconnexion. Elle a aussi pour effet de réduire les coûts de production d'électricité grâce à une utilisation des moyens de production les plus efficaces sur les différents marchés ainsi reliés.

La construction d'une nouvelle interconnexion d'électricité a pour conséquence le rapprochement des prix de gros de l'électricité entre les marchés interconnectés. Actuellement, la convergence des prix de gros de l'électricité entre la France et la Grande-Bretagne est faible. En 2013, les marchés français et britannique affichent ainsi un différentiel de prix de gros de l'électricité moyen de 14,5 €/MWh. À titre de comparaison, cette valeur est de 4,2 €/MWh la même année lorsque l'on considère la France et la Belgique. Il apparaît donc opportun d'augmenter les capacités d'interconnexion d'électricité entre la France et la Grande-Bretagne.

À ce titre, ElecLink fait partie des « projets d'intérêt commun » approuvés par la Commission européenne le 14 octobre 2013. Parmi les critères de sélection retenus par la Commission

européenne, le projet doit contribuer à l'intégration des marchés et à une concurrence accrue, améliorer la sécurité d'approvisionnement et réduire les émissions de CO₂. De tels projets peuvent alors bénéficier de procédures d'autorisation accélérées et plus efficaces. Il est à noter que les projets d'infrastructures énergétiques IFA 2 et FAB (*cf. encadré*) ont tous deux également été labellisés « projet d'intérêt commun » par la Commission européenne.

Le développement d'une interconnexion par un investisseur privé est une exception à la règle

Le 11 septembre 2013, ElecLink a demandé une dérogation, d'une durée de 25 ans, à certaines dispositions relatives à :

- l'accès des tiers ;
 - l'utilisation des recettes issues de la vente des capacités d'interconnexion ;
 - le pouvoir du régulateur d'approuver et/ou de modifier les règles d'accès (y compris la tarification) ;
 - la séparation patrimoniale (séparation des activités de transport d'électricité de la production et/ou de la fourniture).
- En France, les interconnexions d'électricité

Carte d'identité du projet

Développeur de l'interconnexion : **ElecLink Limited**

Propriété de l'interconnexion : **Star Capital Partners Limited (51 %)** et **le Groupe Eurotunnel (49 %)**

Capacité de l'interconnexion : **1 000 MW**

Longueur de la liaison : **70 km (via le tunnel sous la Manche)**

Points de connexion aux réseaux de transport :

France (poste des Mandarins), Grande-Bretagne (poste de Sellindge)

Coût du projet : **environ 400 M€**

Calendrier du projet

Dépôt de la demande de dérogation à la CRE : 11 septembre 2013	Publication de la décision : mercredi 9 avril 2014	Modification de la décision des régulateurs, si demande de la Commission européenne : juin-août 2014	Début prévisionnel de l'exploitation commerciale de l'interconnexion : 4^e trimestre 2016
--	--	--	---

2013

2014

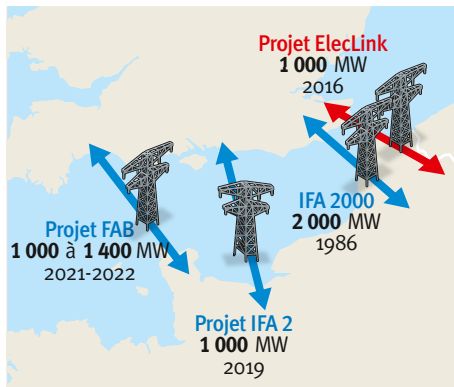
2016

Consultation publique :
du 28 novembre 2013 au 3 janvier 2014

Examen par la Commission européenne de la décision des régulateurs, avec possibilité de leur demander de modifier ou révoquer la décision d'accorder la dérogation : **mai-juillet 2014**

Début prévisionnel de la construction : **2014**

ElecLink s'ajoute aux projets portés par RTE



Le projet ElecLink ne remet pas en cause le bien-fondé des interconnexions régulées que RTE et ses partenaires ont l'intention de mettre en service. En effet, RTE projette de construire deux interconnexions sous-marines d'électricité entre la France et la Grande-Bretagne, IFA2 et FAB. Ces deux projets s'ajoutent au projet d'ElecLink pour atteindre, avec l'interconnexion existante IFA 2000, une capacité d'interconnexion totale projetée de 5 000 à 5 400 MW, mettant à profit la complémentarité des parcs de production existants et futurs de part et d'autre de la Manche et de la mer du Nord.

Projet IFA 2

Conduit conjointement par RTE et NGIL (National Grid Interconnectors Limited), une filiale de National Grid, le projet IFA 2 prévoit l'installation d'une interconnexion d'électricité d'une longueur de 200 km et d'une capacité

de 1 000 MW entre le littoral bas-normand (France) et le sud de l'Angleterre. Les dernières orientations retenues par RTE et NGIL envisagent une mise en service de cette interconnexion au 3^e trimestre 2019.

Projet France-Alderney-Britain (FAB)

FAB est un projet d'interconnexion d'électricité entre le Cotentin et le Devon d'une capacité de 1 000 à 1 400 MW. Il est mené par RTE en partenariat avec des développeurs privés anglo-normands et britanniques, la société FABLink, et pourrait entrer en service commercial vers 2021-2022.

sont en principe développées par le gestionnaire de réseau de transport RTE, opérateur chargé du développement d'interconnexions régulées. Ce n'est que dans le cadre d'une dérogation à certaines parties de la législation, prévue au titre de l'Article 17 du Règlement (CE) n° 714/2009, qu'un investisseur privé peut entreprendre un tel projet.

La CRE et l'Ofgem ont instruit la demande de dérogation en tenant compte de l'intérêt des utilisateurs de réseaux. Avant de rendre leur décision, les régulateurs se sont assurés que la dérogation accordée à ElecLink maintiendrait les apports attendus de l'interconnexion, à savoir une sécurité d'approvisionnement renforcée et une concurrence accrue en matière de fourniture d'électricité. Ils ont en particulier vérifié que l'interconnexion exemptée n'engendrerait pas de coûts disproportionnés pour les utilisateurs du réseau par rapport aux bénéfices escomptés de l'accroissement de la capacité d'interconnexion (meilleure utilisation des unités de production européennes les moins coûteuses, renforcement de la sécurité d'approvisionnement, intégration des énergies variables, etc.).

La CRE et l'Ofgem ont imposé qu'ElecLink partage ses profits avec les consommateurs français

La gestion d'une interconnexion génère des revenus du fait de la vente des capacités d'interconnexion.

Selon la réglementation européenne, les recettes résultant de l'attribution des capacités d'interconnexion doivent être utilisées en priorité pour augmenter la capacité d'interconnexion et la disponibilité de ces capacités.

ElecLink souhaitait conserver l'intégralité des recettes que générera l'interconnexion qu'il projette de construire à ses frais, seule source de revenus de son activité. Or, il apparaît que, sous certaines hypothèses, les recettes d'ElecLink pourraient être significativement plus élevées que les prévisions affichées par le porteur de projet dans le plan d'affaires transmis aux régulateurs.

La CRE et l'Ofgem ont donc jugé nécessaire d'introduire un mécanisme de partage des profits pour se prémunir contre le risque que la rentabilité du projet excède ce qu'ils considèrent comme étant raisonnable compte tenu des risques supportés par ElecLink. Ainsi, au-delà d'un certain seuil, les profits d'ElecLink seront partagés avec les utilisateurs de réseaux.

Des conditions strictes pour optimiser les apports d'ElecLink aux utilisateurs de réseaux

La contribution d'une interconnexion à l'intégration du marché dépend de ses règles d'utilisation. C'est pourquoi la CRE et l'Ofgem travaillent activement pour améliorer et harmoniser ces règles au niveau européen.

ElecLink a souhaité appliquer des règles d'accès qui diffèrent en plusieurs points de celles appliquées aux autres interconnexions françaises. Or, pour les régulateurs, une condition sine qua non de la réalisation du projet est sa bonne insertion dans le système électrique : les règles d'accès à ElecLink ne doivent pas altérer les bénéfices attendus de l'interconnexion, en termes de sécurité d'approvisionnement, de concurrence et d'intégration des marchés.

La CRE et l'Ofgem ont imposé à ElecLink des restrictions importantes à l'exploitation de son interconnexion qui garantissent notamment l'utilisation efficace de la capacité de l'interconnexion, un accès facilité pour tous les acteurs de marché (y compris les plus modestes) et la protection des données commercialement sensibles.

Les régulateurs s'assureront de l'application des restrictions qu'ils ont imposées. Ils approuveront des règles d'accès à l'interconnexion, surveilleront l'application de ces règles d'accès et certifieront ElecLink pour s'assurer du respect des règles d'organisation et d'indépendance vis-à-vis des sociétés exerçant une activité de production ou de fourniture d'électricité (procédure analogue à celle prévue pour tout gestionnaire de réseau de transport en Europe). ■

SMART GRIDS

Les réseaux de chaleur et de froid intelligents : une efficacité énergétique optimisée

Le 4 mars dernier, la 14^e édition des forums smart grids de la CRE était consacrée aux réseaux de chaleur et de froid intelligents. Bien qu'ils ne soient pas régulés par la CRE dans le cadre de ses missions, leurs interactions avec les réseaux d'électricité et de gaz sont nombreuses. Leur point fort : accroître la souplesse de l'ensemble du système énergétique.

À l'instar des smart grids électriques et des smart gas grids, l'installation de capteurs, de compteurs et de technologies intelligentes sur les réseaux de chaleur et de froid en feront des smart grids thermiques. Ces nouvelles technologies rendent désormais possibles une gestion commune et une optimisation dynamique de la chaleur, du froid, de l'électricité et du gaz, en fonction des conditions de marché et au plus près de la demande finale. Les nouvelles potentialités des smart grids thermiques sont aujourd'hui testées au travers d'expérimentations. La plus notable étant celle menée par l'établissement public d'aménagement de Marne-la-Vallée au sein du premier démonstrateur énergétique à grande échelle

en Île-de-France combinant des smart grids électrique et thermique.

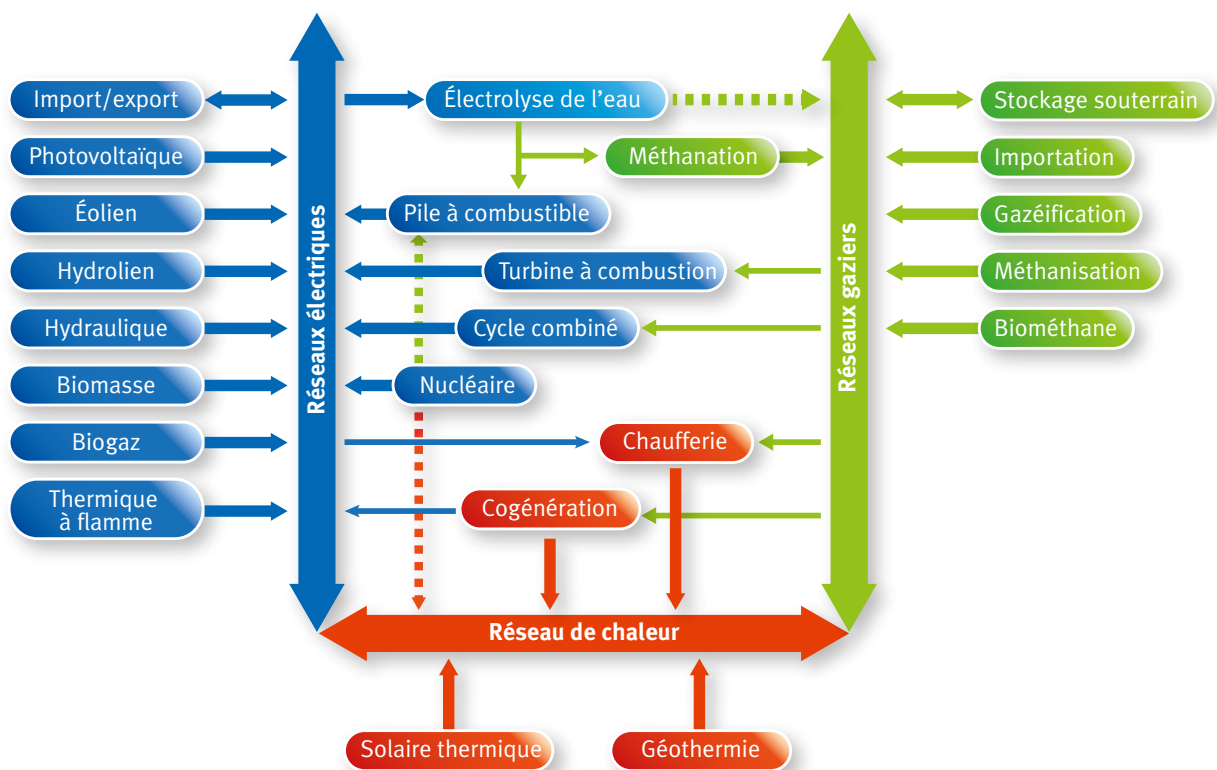
Afin de mieux comprendre leur fonctionnement et leur utilité, la CRE a donné la parole aux acteurs de ces nouveaux réseaux intelligents, le 4 mars 2014, à l'occasion d'un nouveau forum consacré aux smart grids. Odile Lefrère, chargée d'études Énergies Renouvelables et Réseaux de chaleur au Centre d'études et d'expertise sur les risques, l'environnement, la mobilité et l'aménagement (CEREMA), Bertrand Guillemot, responsable du département expertise technique de Dalkia et Michel Salem-Sermanet, directeur général adjoint en charge du Développement de l'EPAMARNE, sont intervenus pour expliquer

comment, grâce au développement de l'intelligence, les réseaux de chaleur et de froid deviennent peu à peu des outils de flexibilité et d'efficacité pour l'ensemble du système énergétique (cf. schéma).

La gestion coordonnée et à distance des réseaux d'électricité, de gaz et de chaleur joue ainsi un rôle fondamental dans l'approvisionnement en énergie, et ce particulièrement dans la perspective de la transition énergétique. ■

Retrouvez le dossier complet sur les smart grids thermiques sur le site dédié de la CRE : smartgrids-cre.fr

Vers une synergie entre les réseaux d'énergie



ÉNERGIES RENOUVELABLES

Une nouvelle étape pour le développement de la filière de production de biométhane

La CRE a délibéré le 27 février 2014 sur une procédure pour garantir aux producteurs de biométhane qui souhaitent injecter ce gaz vert dans les réseaux de gaz naturel un accès transparent et non discriminatoire aux capacités d'injection disponibles.

En France, l'injection de biométhane dans les réseaux de gaz se développe grâce aux politiques de soutien à la filière : tarif de rachat et système de garantie d'origine. Depuis 2012, le groupe de travail (GT) « Injection Biométhane », instance de concertation copilotée par GrDF et l'Agence de l'environnement et de la maîtrise de l'énergie (ADEME), réunit les principaux acteurs de la filière. Ses travaux portent notamment sur la gestion des capacités d'injection de biométhane dans les réseaux de gaz naturel.

La consommation de gaz naturel sur une zone d'injection donnée est l'unique débouché pour la production de biométhane injectée. Or, les capacités d'injection de biométhane dans un réseau de gaz sont limitées par les quantités de gaz naturel déjà en circulation – capacités d'autant plus réduites en été lorsque les consommations sont les plus basses. Par ailleurs, le développement d'un projet d'injection de biométhane étant long et coûteux, il est nécessaire de prévoir un cadre stable aux porteurs de projets sur les conditions d'accès aux capacités d'injection, afin de favoriser le développement de la filière.

Par conséquent, le GT « Injection Biométhane » a proposé à la CRE en octobre 2013 une procédure afin d'encadrer la gestion des capacités d'injection de biométhane dans les réseaux de gaz. La CRE a consulté les acteurs de marché sur les principes proposés dans cette procédure. Le retour des acteurs du marché a été globalement favorable. La CRE a donc délibéré le 27 février 2014 sur un projet de décision portant sur la procédure de gestion des capacités d'injection de biométhane en vue de la consultation du Conseil supérieur de l'énergie (CSE).

Premier arrivé, premier servi

La délibération entérine la règle du « premier arrivé, premier servi » pour gérer la réservation des capacités d'injection : un porteur de projet ayant fait une demande de réservation en premier dispose d'un droit d'injection



Le site de méthanisation de Bioénergie de la Brie à la ferme de Chaume-en-Brie (77) est la première unité d'injection de biométhane agricole en France. La société Bioénergie de la Brie produit environ 8,5 GWh par an de biométhane qu'elle revend à GrDF, ce qui représente une alimentation en gaz d'environ 680 foyers (usage chauffage).

prioritaire sur ceux ayant fait une demande de réservation postérieurement, si la capacité d'injection disponible est insuffisante pour satisfaire à toutes les demandes des porteurs de projets. En outre, la procédure définit une zone d'injection comme étant composée d'une antenne régionale de transport et des réseaux de distribution qui y sont raccordés. Enfin, la procédure prévoit la création d'un nouvel acteur, le gestionnaire de registre des

capacités d'injection, responsable de la bonne tenue du registre de gestion des capacités. La délibération de la CRE précise que le rôle de gestionnaire de registre est assuré par GRTgaz et TIGF, chacun pour les zones d'injection situées sur son réseau de transport.

Après consultation du CSE, la délibération finale de la CRE interviendra à la fin du mois d'avril. ■

Le biométhane en France et en Europe*

Sur le réseau de distribution de GrDF

3 installations de production de biométhane injectent environ 20 GWh
180 projets sont à l'étude

11 installations seront raccordées en 2014, pour l'essentiel issues de projets de territoire (déchets agricoles collectifs et agroalimentaires)

Sur les réseaux des entreprises locales de distribution (ELD)

une dizaine de projets sont à l'étude

Sur les réseaux de transport

Premier contrat de raccordement signé en février 2014 entre GRTgaz et un porteur de projet d'injection de biométhane pour une installation à Chagny (71) qui devrait être mise en service en 2015

11 projets sont à l'étude sur le réseau de GRTgaz

5 projets sont à l'étude sur le réseau de TIGF

En Europe

180 installations d'injection de biométhane sont recensées à travers l'Europe

138 producteurs injectent en Allemagne environ 5 TWh par an dans les réseaux de gaz naturel, plaçant l'Allemagne au premier rang des pays européens producteurs de biométhane

* Données au premier trimestre 2014.

INTERCONNEXIONS D'ÉLECTRICITÉ

Échanges d'électricité aux frontières françaises : bilan 2013 et évolutions pour 2014

L'année 2014 verra de nombreux changements dans les modalités de gestion des capacités d'interconnexion aux frontières françaises, qui ont été ou doivent être soumis à l'approbation de la CRE. Les bénéfices de ces évolutions sont à mettre en regard du bilan 2013 de l'utilisation des capacités d'interconnexion à nos frontières.

La CRE rappelle régulièrement l'importance des interconnexions d'électricité en Europe. Elles contribuent non seulement à la sécurité d'approvisionnement et à l'intégration des énergies renouvelables, mais aussi au développement de la concurrence et à la réduction des coûts d'approvisionnement. En collaboration avec les gestionnaires de réseaux et les bourses de l'électricité, la CRE et ses homologues œuvrent pour la mise en place de mécanismes pour optimiser l'utilisation de ces interconnexions, et par conséquent les échanges d'électricité aux frontières.

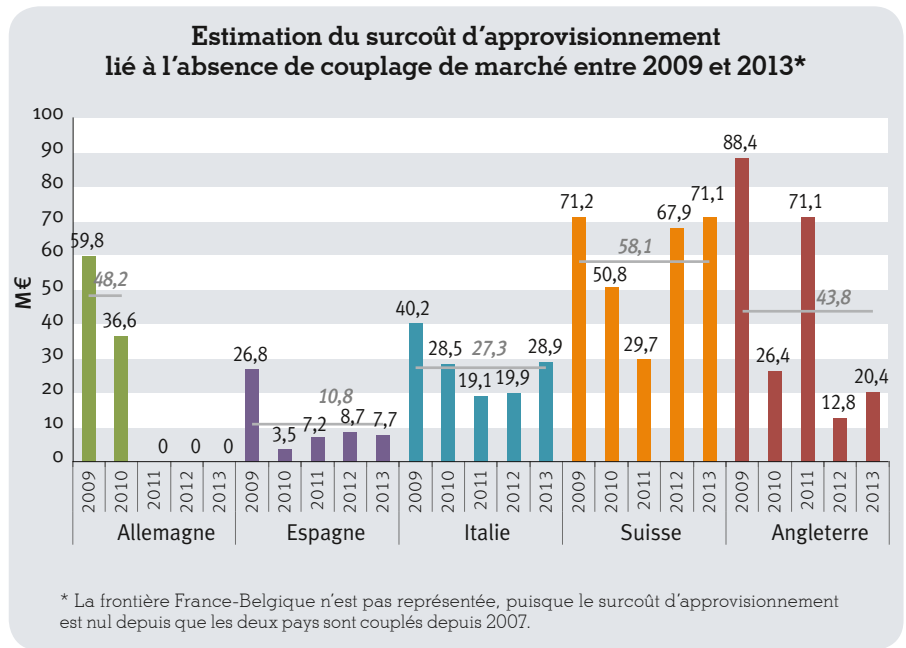
La CRE examine régulièrement les gains liés à ces optimisations. Elle évalue également les bénéfices potentiels aux frontières où leur mise en œuvre est attendue.

En 2013, le solde des échanges nets a progressé, avec 47,6 TWh nets exportés (+3,6 TWh par rapport à 2012). La France est, comme en 2012, exportatrice nette sur l'ensemble des frontières, sauf à la frontière allemande (import net de 9,7 TWh). L'allocation des capacités par enchères a généré une rente de l'ordre de 380 M€ (+27 % par rapport à 2012) pour RTE. La frontière italienne, fortement congestionnée dans le sens de l'exportation, représente à elle seule un tiers de cette rente.

Le couplage des marchés à l'échéance journalière : une étape-clé

Les modalités d'allocation des capacités transfrontalières à l'échéance journalière (de la veille pour le lendemain) jouent un rôle fondamental dans l'optimisation des échanges. Le modèle européen, le couplage de marché, prévoit en effet d'intégrer les marchés journaliers européens, en prenant en compte les limites physiques du réseau et en allouant efficacement les capacités d'interconnexion.

Aux frontières françaises qui étaient d'ores et déjà couplées en 2013, la diminution du taux de convergence des prix observée l'année dernière (49 % et 73 % avec l'Allemagne et la



Belgique respectivement, à comparer à 65 % et 86 % en 2012) ne doit pas en faire oublier les bénéfices. D'une part, les taux de convergences à ces frontières restent bien supérieurs à ceux des frontières non couplées (maximum 15 %). D'autre part, l'absence de couplage de marché est à l'origine d'un surcoût d'approvisionnement significatif, puisque les offres les moins onéreuses ne sont pas systématiquement utilisées. En 2013, ce surcoût d'approvisionnement a été évalué à 128 M€, en hausse de 16 % par rapport à 2012. Plus de la moitié de ce surcoût est générée à la frontière suisse, du fait de l'allocation historique de contrats de long-terme avec priorité d'accès et clause de flexibilité. La mise en œuvre du couplage doit donc, à cette interconnexion avec un État non membre de l'Union, s'accompagner d'un changement de traitement de ces contrats. La CRE y travaille actuellement, en lien étroit avec son homologue suisse et la Commission européenne. Aux autres frontières, le couplage de marché n'est conditionné qu'à la mise en œuvre technique et à l'approbation des régulateurs. Il devrait permettre des gains substantiels.

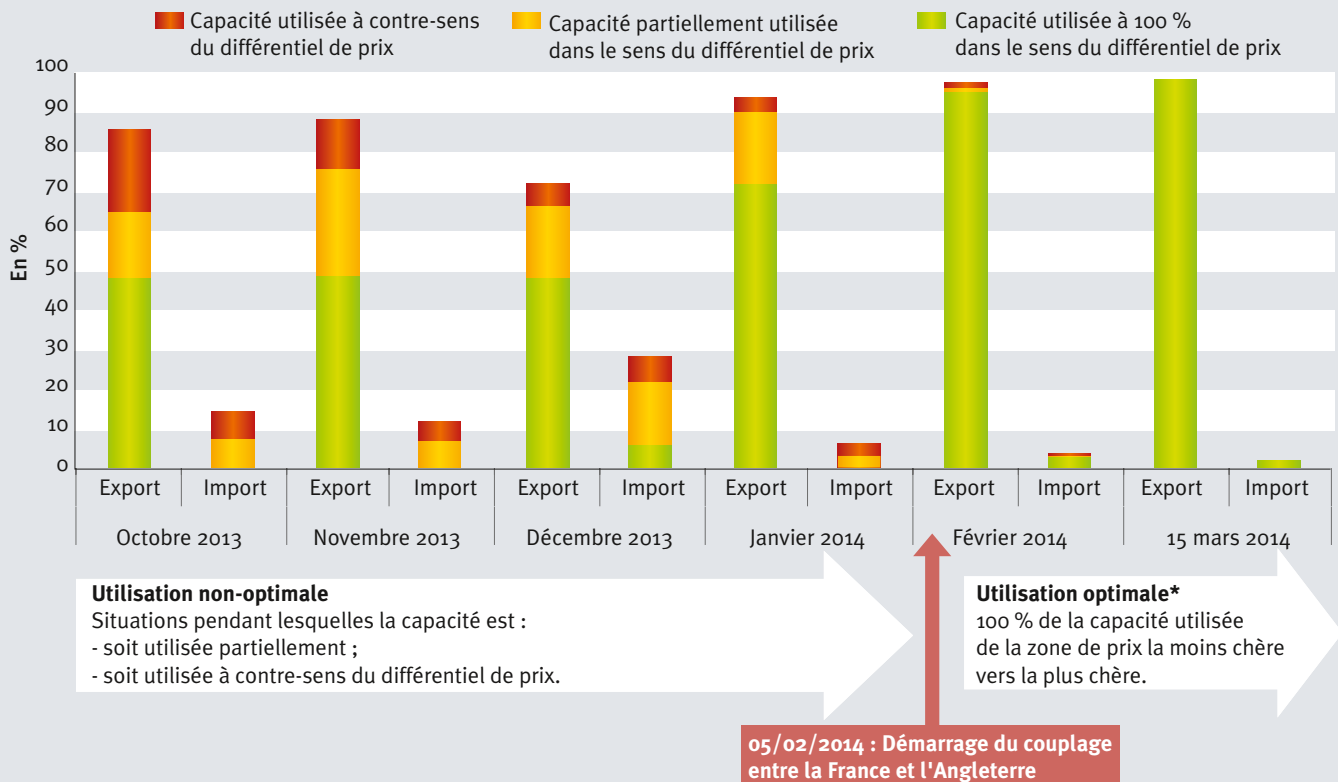
Le couplage de marché de la région Nord-Ouest a démarré en février 2014

Dans sa délibération du 2 octobre 2013, la CRE a approuvé le démarrage du couplage de marché de la région Nord-Ouest de l'Europe¹. L'extension du couplage entre la France et l'Angleterre a nécessité l'évolution des règles d'accès à l'interconnexion entre ces deux pays, règles qui avaient été soumises à la CRE par RTE. Le démarrage du couplage de marché de la région Nord-Ouest le 5 février a été un succès. Il permet aux quinze pays de la région – représentant 75 % de la consommation d'électricité en Europe – d'être couplés.

Depuis le démarrage du couplage France-Angleterre, toute la capacité a été utilisée 100 % du temps dans le sens du différentiel de prix, c'est-à-dire de la zone de prix les plus bas vers la zone de prix les plus élevés. Depuis début février, il n'existe plus de situations non-optimales à l'échéance journalière, alors qu'elles étaient fréquentes avant : entre

1 - Allemagne, Autriche, Belgique, Danemark, Estonie, Finlande, France, Grande-Bretagne, Lettonie, Lituanie, Luxembourg, Norvège, Pays-Bas, Pologne, Suède.

Efficacité de l'utilisation journalière des capacités d'interconnexion entre la France et l'Angleterre



* Les quelques utilisations imparfaites identifiées en février correspondent aux premiers jours du mois, avant la mise en œuvre du couplage.

octobre 2013 et janvier 2014, l'interconnexion a été utilisée de manière parfaitement efficace seulement moins de la moitié du temps. Ces situations non-optimales étaient à l'origine d'un surcoût d'approvisionnement : sur les cinq dernières années, la CRE évalue ce surcoût lié à l'absence du couplage de marché France-Angleterre à 43,8 M€ par an en moyenne. Les gains obtenus par la mise en œuvre du couplage sur cette frontière sont donc significatifs.

Le taux de convergence des prix français et anglais² a été de 11 % entre le 5 février et le 5 mars alors qu'il avait été respectivement de 6 % et 3 % en décembre 2013 et janvier 2014. Le taux de convergence reste relativement faible par rapport aux autres pays couplés avec la France. Par exemple, il y a eu convergence 49 % du temps entre la France et l'Allemagne en 2013. En effet, il y a une différence structurelle entre les coûts d'approvisionnement français et anglais, avec un différentiel de prix

de marché rémanent de plus de 16 €/MWh en moyenne en février, et une tendance très claire à l'exportation de la France vers l'Angleterre.

En 2014, les marchés français seront couplés avec ceux de l'Espagne, du Portugal et de l'Italie

Le couplage à la frontière anglaise devrait être suivi d'extensions en 2014. En effet, la CRE a approuvé en mars des modifications des règles d'allocation de la capacité à la frontière espagnole. Elles visent à permettre l'accomplissement de deux projets d'envergure à cette frontière : le transfert de l'exécution des enchères long-terme à une plateforme centralisée (*Capacity Allocation Services Company, CASC*) et le couplage de marché entre la France, l'Espagne et le Portugal. En mars, RTE a mené une consultation publique sur les évolutions liées à la mise en œuvre de ce couplage. Le mécanisme d'allocation implicite journalier à la frontière espagnole pourra ainsi être soumis en avril à l'approbation de la CRE, pour un démarrage effectif en mai 2014. D'ici la fin de l'année 2014, c'est l'Italie qui devrait à son tour être couplée avec la France.

En outre, dans la région Centre-Ouest (France-Allemagne-Benelux), le projet de calcul de capacités fondé sur les flux (flow-based), qui permettra un calcul et une utilisation optimisée des capacités physiques limitées du réseau au service des échanges aux frontières les plus bénéfiques, devrait être mis en œuvre en novembre 2014. À cette fin, les régulateurs de la région Centre-Ouest organiseront une consultation commune en juin.

Outre ces projets majeurs à l'échéance journalière, des avancées sont également à attendre en 2014 sur les projets infra-journaliers et sur les projets d'ajustement transfrontaliers. À titre d'exemple, les bourses et les gestionnaires de réseaux collaborent actuellement pour créer une plateforme européenne qui permette un couplage des marchés infrajournaliers, soit quelques heures avant le temps réel. ■

2 - On estime qu'il y a convergence entre la France et l'Angleterre lorsque le différentiel de prix entre ces deux pays est inférieur ou égal aux coûts des pertes sur l'interconnexion à plus ou moins 1 €/MWh (tolérance utilisée avant le couplage de marché).

MARCHÉ DU GAZ EUROPÉEN

Tensions russo-ukrainiennes et prix du gaz

La situation en Ukraine rappelle le rôle stratégique du gaz dans les relations entre la Russie et l'Europe. L'évolution des prix de gros sur les marchés européens du gaz traduisent l'incertitude des acteurs quant aux effets sur les approvisionnements de l'Europe.

L'Europe est dépendante du gaz russe à hauteur de 30 % de sa consommation. Près de la moitié est acheminée via l'Ukraine, selon les estimations de l'Agence internationale de l'énergie (AIE) pour 2013. Lors des derniers conflits gaziers de 2006 et 2009, Gazprom avait suspendu les flux de gaz vers l'Ukraine, affectant fortement les approvisionnements du reste de l'Europe.

Pour le moment, les flux vers l'Europe restent stables et aucun pays n'a déclaré de risques potentiels sur son approvisionnement à court terme. Ce constat s'explique en partie grâce à une consommation faible et aux niveaux de stocks relativement élevés (taux de remplissage d'environ 48 %¹) à la suite d'un hiver doux. Sur les marchés de gros du gaz en Europe, un pic de prix a été constaté le 3 mars 2014 au moment où la presse annonçait l'avancée de troupes russes en territoire ukrainien. Bien que les prix soient rapidement redescendus et aient poursuivi leur tendance baissière durant le reste du mois de mars, une remontée des prix est constatée depuis début avril, dans un contexte de nouvelles tensions en Ukraine.

Une éventuelle baisse des exportations russes via l'Ukraine aurait des effets contrastés sur

l'approvisionnement des pays européens. Depuis les derniers conflits, l'Europe a réduit sa dépendance vis-à-vis de la route ukrainienne. 67 % du gaz russe vers l'Europe pourrait être assuré par d'autres routes, telles que le pipeline NordStream, qui relie directement la Russie et l'Allemagne via la mer Baltique. Par ailleurs, le développement de nouvelles infrastructures, notamment en gaz naturel liquéfié, a permis de renforcer la sécurité d'approvisionnement en Europe. En revanche, le gaz russe reste prédominant dans certains pays : en 2012, celui-ci s'élevait à 35 % en Allemagne et à plus de 80 % dans les pays de l'est (Hongrie, Slovaquie, Finlande et Ukraine) alors qu'il ne représentait que 16 % des consommations en France.

Si l'Europe a réduit sa dépendance vis-à-vis de la route ukrainienne, elle continue à acheter en grande partie son gaz depuis la Russie. Inversement, l'Europe représente une part importante des ventes de gaz russe. Cette interdépendance joue un rôle majeur sur le plan géopolitique, ce qui à l'avenir pourrait inciter l'Europe à poursuivre la diversification de ses approvisionnements et la Russie à trouver de nouveaux débouchés. ■

1 - Source : Gas Infrastructure Europe, total UE 28 au 16 avril 2014.

TRANSPORT DE GAZ

Évolution des règles d'équilibrage le 1^{er} mai 2014

La CRE a délibéré le 4 avril 2014 sur l'évolution des règles d'équilibrage sur les réseaux de transport de GRTgaz et TIGF au 1^{er} mai 2014. La délibération porte sur trois thématiques : les informations mises à disposition des expéditeurs par les gestionnaires de réseaux de transport (GRT) au titre de l'équilibrage, la réduction progressive des tolérances et les modalités selon lesquelles les GRT interviennent sur les marchés pour assurer l'équilibrage physique de leur réseau.

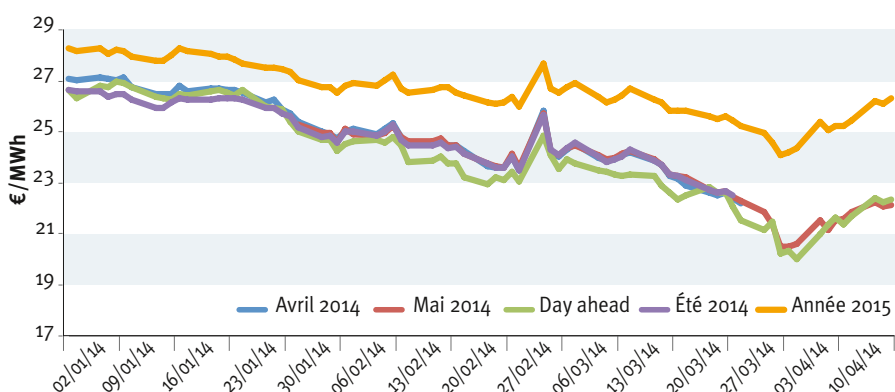
Cette approbation de la CRE signe la mise en œuvre du dernier jalon à atteindre avant l'entrée en vigueur obligatoire du système-cible au 1^{er} avril 2015, fixé par le code de réseau européen sur l'équilibrage.

Adopté en comitologie le 2 octobre 2013, ce code fixe des principes nécessitant d'adapter les règles d'équilibrage des GRT français. La CRE s'y est attelée dès le 1^{er} décembre 2011.

Le code de réseau réaffirme notamment le principe d'un équilibrage journalier ainsi que la nécessité d'utiliser des prix de marché pour facturer les écarts des expéditeurs. En outre, pour inciter les expéditeurs à minimiser leurs déséquilibres, le code prévoit la suppression des tolérances offertes par les GRT. En contrepartie, les GRT doivent fournir aux expéditeurs les informations nécessaires pour leur équilibrage.

Les GRT sont responsables de l'équilibrage physique du réseau sur lequel ils opèrent en veillant à l'égalité entre injections et soutirages de gaz. Les déséquilibres sont compensés par les GRT grâce à leurs flexibilités (stock de gaz dans les canalisations, stockages souterrains, achats/ventes sur le marché). Chaque expéditeur est également soumis à une obligation d'équilibrage journalier de ses injections et soutirages de gaz par zone d'équilibrage, assorties de tolérances en dessous desquelles il n'est pas pénalisé.

Évolution des prix du gaz sur le PEG Nord



Un pic de prix a été constaté le 3 mars 2014 au moment où la presse annonçait l'avancée de troupes russes en territoire ukrainien. Cependant, les prix sont rapidement redescendus pour atteindre un niveau à peine supérieur à celui de fin février. Source : Powernext

LE CHIFFRE

+10,5 %

C'est la part de clients résidentiels ayant souscrit un contrat de gaz en offre de marché au 4^e trimestre 2013, soit 238 000 clients supplémentaires par rapport au trimestre précédent.

En électricité, 133 000 clients supplémentaires ont souscrit une offre de marché, soit + 5,6 %.

Au 31 décembre 2013, on compte 2 476 000 sites en offre de marché (dont 2 466 000 chez un fournisseur alternatif) sur un total de 31,2 millions en électricité et 2 488 000 sites en offre de marché (dont 1 441 000 chez un fournisseur alternatif) sur un total de 10,6 millions en gaz naturel.

Le saviez-vous ?

Prestations annexes des GRD de gaz : retour sur la consultation publique

La CRE a organisé du 20 février au 14 mars 2014 une consultation publique sur les principes de tarification des prestations annexes réalisées exclusivement par les gestionnaires de réseaux de distribution (GRD) de gaz naturel. Objectif : connaître les positions des acteurs de marché sur les évolutions des catalogues de prestations, notamment celles formulées par GrDF, Régaz-Bordeaux et Réseau GDS. La CRE a reçu 14 contributions. Les contributeurs se sont majoritairement déclarés favorables aux évolutions présentées dans la consultation, telle que la création d'une prestation de communication à un tiers des données de consommation.

Fin des TRV de gaz : professionnels, faites une demande d'offres gaz en ligne !

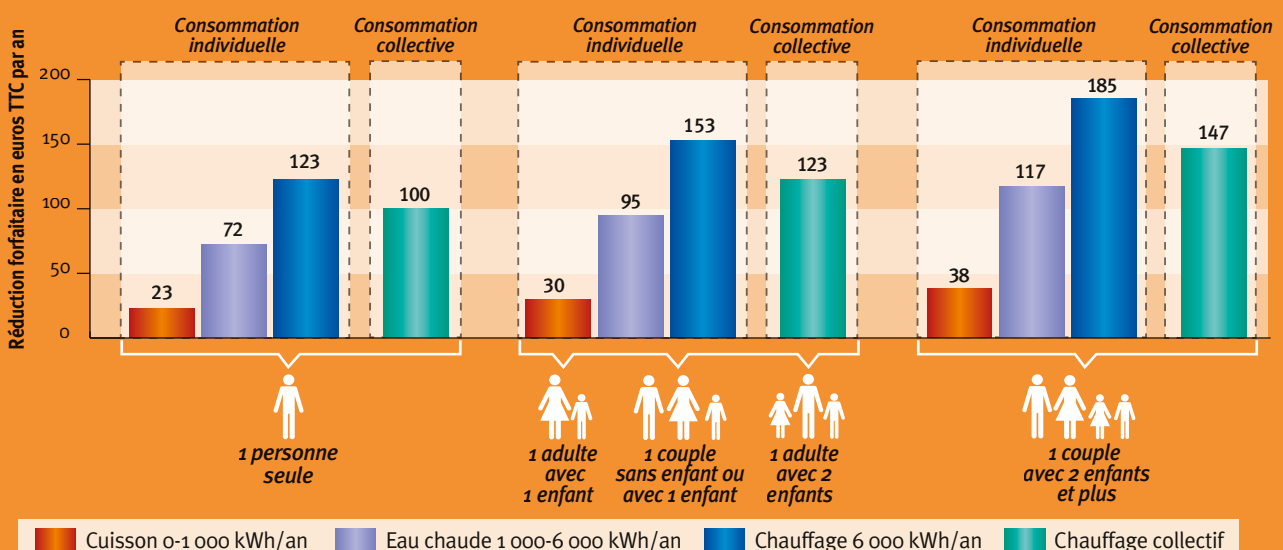
Le médiateur national de l'énergie a conçu un outil en ligne grâce auquel les consommateurs peuvent obtenir facilement des offres de fourniture de gaz. Un formulaire à remplir permet de se faire connaître de tous les fournisseurs inscrits et de recevoir des offres commerciales adaptées à ses besoins. Le but ? Accompagner la fin progressive des tarifs réglementés de vente (TRV) de gaz pour les consommateurs non résidentiels. Les consommateurs domestiques, eux, ne sont pas concernés. Trois échéances marquent la fin des TRV pour les professionnels :

- 19 juin 2014 pour les très gros consommateurs directement raccordés au réseau de transport ;
- 1^{er} janvier 2015, pour une consommation supérieure à 200 MWh par an ;
- 1^{er} janvier 2016, pour une consommation supérieure à 30 MWh par an (ou 150 MWh pour les syndicats de copropriété).

Rendez-vous sur : offres-gaz.energie-info.fr

En image

LA REVALORISATION DU TARIF SOCIAL DE GAZ AU 1^{ER} AVRIL 2014



Depuis le 1^{er} avril, les consommateurs de gaz qui bénéficient du tarif spécial de solidarité (TSS) perçoivent une réduction forfaitaire plus importante sur le prix de fourniture de gaz. Les revalorisations varient selon la composition du foyer et le type de consommation (cuisson, eau chaude, chauffage). Le gouvernement a décidé de revaloriser les montants de déductions et de versements forfaitaires du TSS, à partir du 1^{er} avril 2014, pour compenser en totalité l'instauration de la contribution climat énergie (TICGN) qui représente 1,41 €/MWh en 2014 et s'applique à tous les consommateurs.

LES APPELS D'OFFRES POUR MIEUX CONTRÔLER LE DÉVELOPPEMENT DES ÉNERGIES RENOUVELABLES

LA CRE A PUBLIÉ EN AVRIL UN RAPPORT DANS LEQUEL ELLE PRÉSENTE UNE ANALYSE DES COÛTS ET DE LA RENTABILITÉ DES INSTALLATIONS DE PRODUCTION D'ÉLECTRICITÉ À PARTIR D'ÉNERGIES RENOUVELABLES EN FRANCE MÉTROPOLITAINE. L'ÉOLIEN TERRESTRE, LA BIOMASSE ET LE SOLAIRE PHOTOVOLTAÏQUE SONT PASSÉS AU CRIBLE. POURQUOI ? PARCE QUE LE SECTEUR DES ÉNERGIES RENOUVELABLES EST EN ÉVOLUTION PERMANENTE : PROGRÈS TECHNOLOGIQUES, MODIFICATIONS DES DISPOSITIFS DE SOUTIEN PUBLIC, CONDITIONS DE FINANCEMENT DES PROJETS, ETC. ET PARCE QUE TOUS CES FACTEURS ONT UNE INCIDENCE DIRECTE SUR LA RENTABILITÉ DES INSTALLATIONS. À LA LUMIÈRE DES INFORMATIONS QU'ELLE A PU RECUEILLIR ET DE LEUR ANALYSE, LA CRE A FORMULÉ DANS SON RAPPORT PLUSIEURS OBSERVATIONS ET RECOMMANDATIONS.

Coûts et rentabilité des énergies renouvelables en France métropolitaine : le rapport de la CRE

3 190 M€

Surcoût lié au soutien à l'énergie solaire, éolienne et biomasse en France métropolitaine (prévisionnel 2014).

La CSPE totale est estimée à 6 186 M€.

À plusieurs reprises (en 2006 et en 2010 pour la filière photovoltaïque et en 2006 et 2008 pour la filière éolienne terrestre), la CRE a souligné dans ses avis sur les tarifs d'obligation d'achat la rentabilité élevée induite par les tarifs proposés par les ministres chargés de l'énergie successifs. Ces avis avaient été élaborés sur le fondement de données de coûts déclaratives, prévisionnelles ou normatives, généralement obtenues auprès des professionnels du secteur.

Le rapport publié par la CRE le 15 avril dernier établit, sur un panel représentatif d'installations, et pour la première fois sur le fondement de données avérées et vérifiées, la rentabilité des installations de production d'électricité à partir d'énergie renouvelable. L'objectif est double. D'une part, s'assurer que le soutien public, financé par les consommateurs finals d'électricité, ne donne pas lieu à des profits excessifs, conformément à l'article 10 de la loi du 10 février 2000 relative à la modernisation et au développement du service public de l'électricité. D'autre part,

vérifier que les tarifs d'obligation d'achat, en niveau comme en structure, sont adaptés aux réalités technologiques et industrielles des filières.

Ce rapport traite des filières de l'éolien terrestre, du solaire photovoltaïque et de la biomasse. Les deux premières sont les filières renouvelables qui représentent les montants de charges de service public les plus significatifs pour le consommateur. La biomasse a un développement plus incertain, le taux de non mise en service des projets lauréats des appels d'offres étant très élevé.

Initialement, le rapport devait également étudier la rentabilité de la filière cogénération. Les rares données recueillies n'ont pas permis de procéder à une analyse représentative des conditions économiques et de la rentabilité du parc français de cogénération. Ceci est d'autant plus regrettable que de nouvelles conditions tarifaires ont été mises en place à l'automne 2013 pour cette filière.

Représentativité de l'échantillon étudié par rapport au parc bénéficiant d'un dispositif de soutien au 31/12/2012

Filière	Nombre d'installations	Puissance cumulée	Nombre d'installations retenues dans l'échantillon	Puissance cumulée de l'échantillon	Part de l'échantillon dans le parc
Éolien	829	7 574 MW	39	611 MW	8,1 %
Photovoltaïque	242 479	3 559 MW	41	127 MW	3,6 %
Biomasse	23	263 MW	6	38,8 MW	14,7 %

Afin de mener une analyse aussi fine que possible, la CRE a collecté un grand nombre de données. Elle a sélectionné, pour chacune des filières étudiées, un échantillon d'installations représentatif des conditions du parc installé en France métropolitaine, notamment en termes de types de producteurs et de localisation géographique.

L'analyse de la filière photovoltaïque a par ailleurs été élargie aux projets présentés dans le cadre des appels d'offres qu'elle a récemment instruits, pour lesquels des prévisions de coût sont disponibles.

Éolien terrestre

La filière éolienne terrestre est une filière mature, présentant de bonnes conditions de concurrence entre les acteurs. Le coût d'investissement, très largement prédominant dans le coût de production, est composé aux trois-quarts du coût des éoliennes, qui suit actuellement une tendance à la baisse vraisemblablement amenée à se poursuivre à l'avenir.

La faible différenciation tarifaire en fonction du productible des installations éoliennes terrestres offre aux installations les mieux situées (conditions de vent favorables) un niveau de rentabilité (TRI) très supérieur au coût moyen pondéré du capital (CMPC) de référence (environ 5 % après impôts, soit environ 8 % avant impôts) utilisé par la CRE pour élaborer ses avis sur les tarifs d'obligation d'achat.

Développer les ENR : pourquoi et comment ?

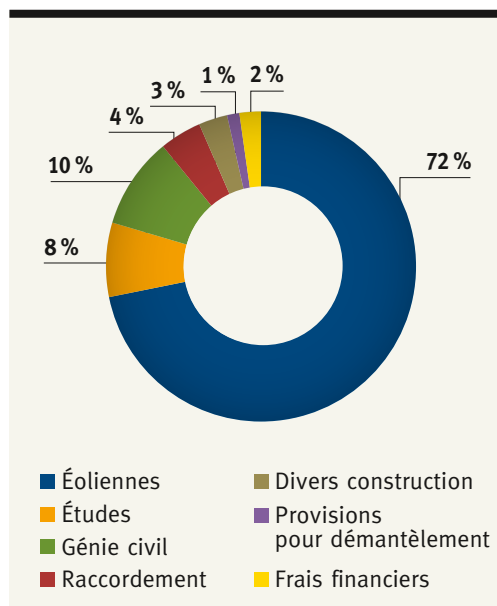
La France a pour objectif européen d'atteindre une part de 23 % d'énergie renouvelable dans sa consommation d'énergie finale en 2020. Traduit dans la programmation pluriannuelle des investissements de production d'électricité (PPI), cet objectif se décline ainsi : 5 400 MW de solaire, 2 300 MW de biomasse et biogaz, 25 000 MW d'éolien et d'énergies marines (19 000 MW d'éolien terrestre et 6 000 MW d'éolien en mer et autres énergies marines), 3 000 MW d'énergie hydroélectrique.

Obligations d'achat et appels d'offres

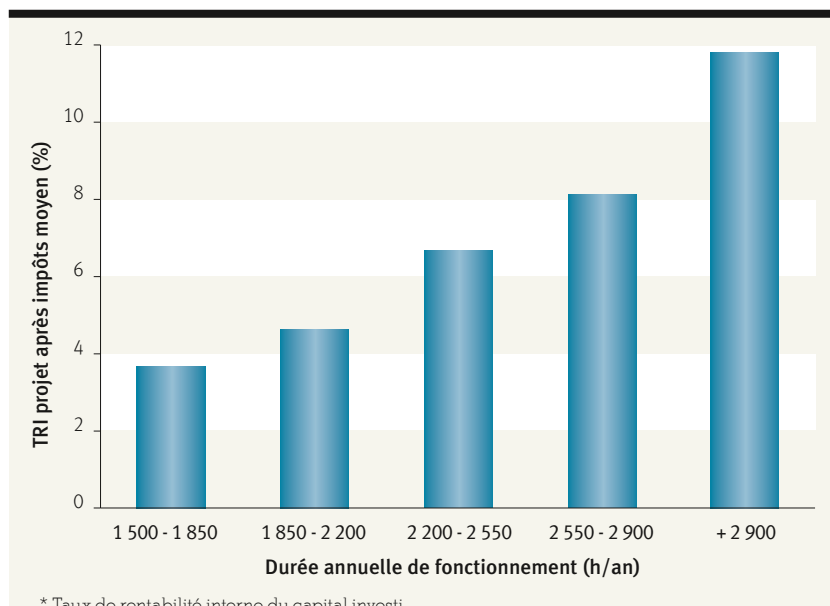
Pour favoriser l'essor des énergies renouvelables, les pouvoirs publics peuvent recourir à l'obligation d'achat et aux appels d'offres qui garantissent aux producteurs d'écouler leur production à un prix fixé. Dans le premier cas, les fournisseurs historiques (EDF et ELD) sont obligés d'acheter la production d'électricité verte à un tarif prédéfini, garanti sur 15-20 ans, supérieur au prix de marché et qui est fixé par arrêté ministériel après avis de la CRE. Concernant les appels d'offres, ce sont les lauréats qui proposent, dans leur offre, le tarif auquel ils souhaitent vendre leur production pendant 15-20 ans aux fournisseurs historiques obligés.

Le soutien aux énergies renouvelables induit des surcoûts pour les fournisseurs historiques. Ils leur sont compensés par la CSPE, la contribution au service public de l'électricité, payée par les consommateurs à hauteur de 16,5 €/MWh.

Répartition des investissements pour l'éolien terrestre



Moyenne des TRI* projet après impôts des parcs éoliens terrestres en fonction de leur productible



Le dossier de la CRE

Le mécanisme d'obligation d'achat est dimensionné pour rentabiliser les installations qui en bénéficient sur la durée du contrat. Celle-ci est de 15 ans dans le cas de l'éolien terrestre, alors que les retours d'expérience montrent que les installations peuvent fonctionner 20 voire 25 ans sans requérir d'autres investissements que ceux de maintenance courante. Dès lors, les installations, après avoir été intégralement amorties et rémunérées sur 15 ans, continueront à valoriser l'électricité qu'elles produisent sur les marchés pendant 5 à 10 ans supplémentaires.

Recommandations de la CRE

- Recourir de préférence aux appels d'offres plutôt qu'au tarif d'achat unique.
- Revoir la structure des tarifs d'obligation d'achat afin d'éviter la rentabilité excessive des installations bénéficiant des meilleures conditions de vent.
- Faire correspondre la durée du contrat à la durée d'exploitation réelle des parcs éoliens, dimensionner le niveau des tarifs en conséquence. Si la durée actuelle était conservée, ajuster le niveau des tarifs pour tenir compte de la vente d'électricité sur les marchés, possible après l'échéance du contrat.
- Réviser régulièrement le niveau du tarif, inchangé depuis 2006, afin de refléter l'évolution des coûts.

© EDF - M. Diéler



Photovoltaïque

La filière photovoltaïque a connu une baisse significative de ses coûts d'investissement et d'exploitation depuis 2010, principalement due à la diminution du prix des modules, qui représente à lui seul près de la moitié des dépenses d'investissement. Sur l'échantillon analysé, de 2 €/Wc pour les installations mises en service en 2011, le coût des modules ne représente plus que 0,7 €/Wc pour les installations qui seront mises en service en 2016. Ainsi, sur la même période, les coûts complets moyens d'investissement sont passés de 4€/Wc à 1,75 €/Wc.

Au global, la baisse notable des coûts de production s'explique par un effet d'échelle, les parcs les plus puissants¹ étant généralement moins chers, et par un effet d'apprentissage.

Les taux de rentabilité de cette filière, supérieurs au CMPC de référence, voire excessifs avant le moratoire du quatrième trimestre 2010, sont en nette baisse depuis la mise en œuvre d'une tarification dynamique (évolution trimestrielle à la baisse en fonction du nombre de raccordements) et de procédures d'appel d'offres récurrentes.

La mise en œuvre d'appels d'offres sur les segments les plus concurrentiels de la filière a également permis de ramener les rentabilités à des niveaux proches du CMPC de référence.

1- Les parcs en cours de développement sont des installations d'une puissance supérieure à 100 kWc retenus à l'issue d'un appel d'offres. Les installations mises en service en 2011 sont des installations sous obligation d'achat.

-65 %

Baisse attendue du coût des modules photovoltaïques entre les installations mises en service en 2011 et celles qui seront mises en service en 2016.

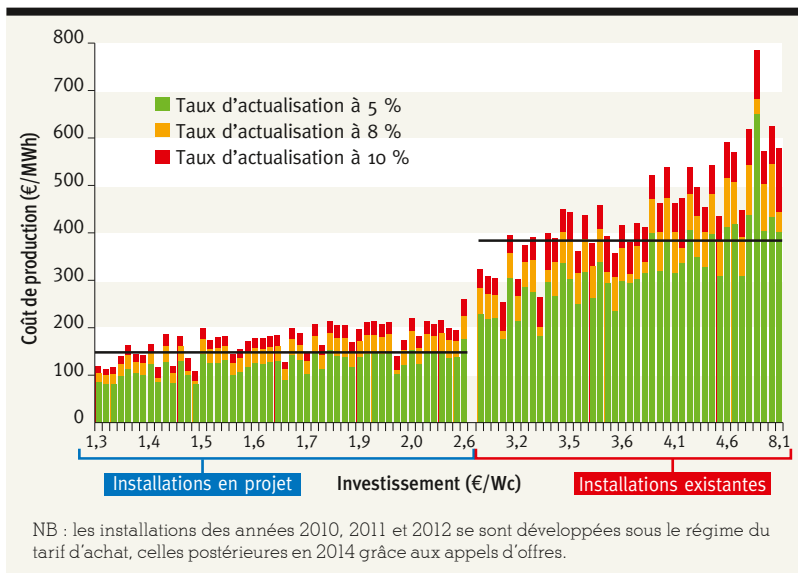
Recommandations de la CRE

- Généraliser les appels d'offres à l'ensemble des filières matures.
- Maintenir les tarifs d'achat à révision périodique.

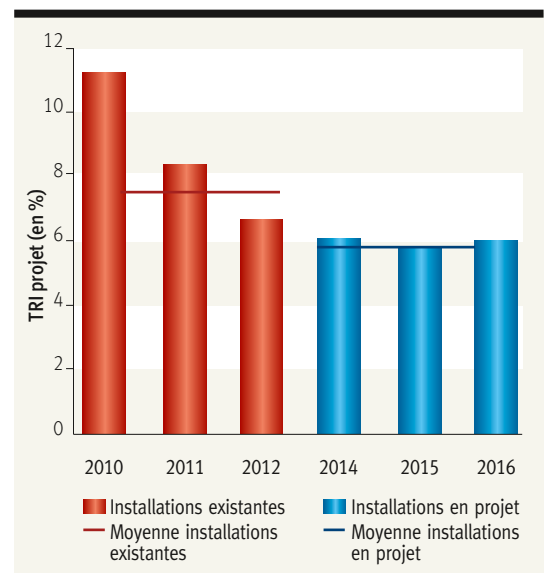


© Fotolia

Coût de production des installations photovoltaïques analysées en fonction des investissements



TRI projet après impôts moyen des installations photovoltaïques selon leur année de mise en service



Biomasse

Le développement irrégulier de la filière biomasse s'explique par l'impossibilité de déterminer *ex ante* un dispositif de soutien national, qui tienne compte de la diversité des installations, tant en termes de puissance que de plan d'approvisionnement ou de débouché chaleur.

Recommandations de la CRE

- Recourir aux appels d'offres, mécanisme efficace pour développer des installations avec une rentabilité raisonnable, dès lors qu'ils prennent en compte la dimension régionale.

OU

- Créer un tarif d'achat régionalisé, comportant des clauses contraignantes en matière notamment de contrôle des plans d'approvisionnement de l'installation pour développer la filière. Cela présente toutefois l'inconvénient d'une complexité de construction des grilles tarifaires.

© Everystockphoto

Ce premier rapport de la CRE sera suivi d'études ultérieures portant sur les filières cogénération, hydraulique et biogaz ainsi que de travaux complémentaires sur les filières photovoltaïque et éolienne terrestre.

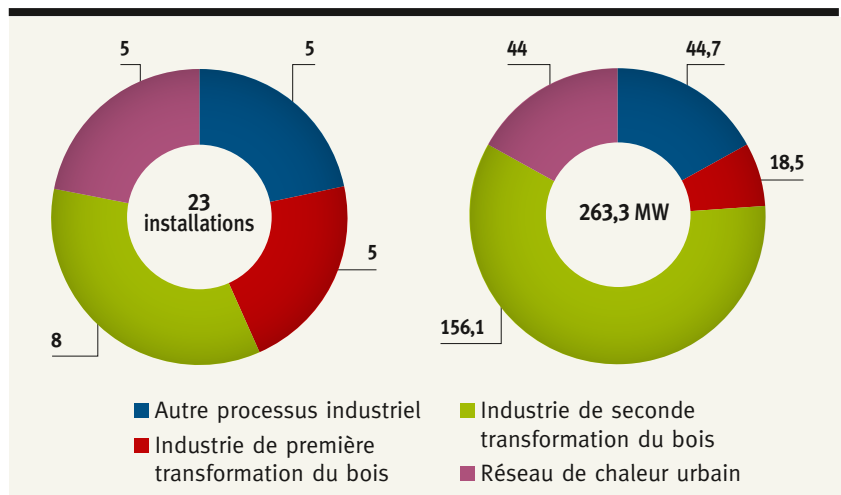
En matière d'éolien terrestre, la CRE s'intéressera à l'effet des dernières dispositions législatives et réglementaires (S3REN, loi « Brottes ») sur le développement de la filière et sa rentabilité. Ces travaux seront menés à horizon de cinq ans, le temps que les premiers parcs bénéficiant de ces dispositions entrent en service.

En matière de photovoltaïque, la CRE procédera à de nouvelles analyses. Elles porteront sur un panel d'installations plus significatif, sur des installations bénéficiant des tarifs dégressifs de l'arrêt de janvier 2013 et sur des installations lauréates des appels d'offres de 2011, une fois mises en service, afin de comparer les coûts réels aux coûts qui avaient été déclarés dans les dossiers de candidature.



Le rapport de la CRE est public et peut être consulté sur son site Internet www.cre.fr

Débouchés chaleur des installations biomasse en nombre et en puissance cumulée



Consultation publique de la DGEC sur l'évolution des mécanismes de soutien aux installations sous obligation d'achat

Les installations de production d'électricité à partir d'énergies renouvelables se sont fortement développées cette dernière décennie, encouragées par des tarifs d'obligation d'achat avantageux. S'ils ont produit leurs effets, ces mécanismes de soutien public sont aujourd'hui questionnés, en raison notamment de leur poids dans la facture des consommateurs et de l'arrivée à maturité de certaines filières. La DGEC a donc lancé une consultation publique en décembre 2013, à laquelle la CRE a répondu. Voici les principales observations du régulateur :

- les énergies renouvelables ont un impact à la baisse sur les prix de marché, mais qui reste limité au regard des fondamentaux (prix des combustibles et des quotas de CO₂) et du contexte de crise économique. Elles contribuent à la formation de prix négatifs du fait de mécanismes de soutien incitant à produire à tout prix, mais n'en sont pas la seule cause ;
- une réforme des mécanismes de soutien doit permettre de préparer l'évolution de ces moyens de production d'un dispositif régulé vers un système marchand, tout en garantissant un faible niveau de risque pour les producteurs. La CRE est ainsi favorable à un mécanisme de soutien fondé sur la commercialisation directe de leur électricité par les producteurs, complétée par le versement d'une prime compensant *ex post* l'écart entre le gain tiré de cette vente et un niveau de rémunération de référence garantissant une rémunération normale aux producteurs sur le long terme. Toutefois, quel que soit le système retenu, il ne faut pas espérer qu'il ait un effet sur les prix de marché à court terme, puisque ces derniers sont modifiés par les caractéristiques intrinsèques des énergies renouvelables ;
- le dispositif mis en place doit permettre de déterminer le niveau de soutien permettant d'atteindre les objectifs de développement des énergies renouvelables au meilleur coût ;
- le choix de l'acheteur obligé, au cœur des dispositifs de soutien, pourrait être questionné ;
- les imperfections des dispositifs de soutien actuels, notamment en ce qui concerne l'absence de contrôle des installations en bénéficiant, devraient être corrigées ;
- une plus grande intégration des énergies renouvelables au système électrique serait envisageable.

La réponse de la CRE à la consultation publique est en ligne sur son site internet : www.cre.fr

L'UNION EUROPÉENNE S'EST ENGAGÉE À FAIRE DU MARCHÉ INTÉRIEUR DE L'ÉNERGIE UNE RÉALITÉ. ÉLÉMENT-CLÉ DE LA POLITIQUE ÉNERGÉTIQUE DE L'UNION, IL DEVRA ÊTRE MIS EN ŒUVRE EN 2014, COMME L'A SOULIGNÉ LE CONSEIL EUROPÉEN DE MAI 2013. SES OBJECTIFS SONT DE FOURNIR UNE ÉNERGIE SÛRE, DURABLE ET QUI CONTRIBUE À LA COMPÉTITIVITÉ EUROPÉENNE. **DOMINIQUE RISTORI**, RÉCEMMENT NOMMÉ DIRECTEUR-GÉNÉRAL EN CHARGE DE L'ÉNERGIE À LA COMMISSION EUROPÉENNE, NOUS LIVRE SES RÉFLEXIONS SUR LES PRIORITÉS DES RÉGULATEURS DANS L'ACHÈVEMENT DU MARCHÉ INTÉRIEUR DE L'ÉNERGIE.

« Les régulateurs nationaux et l'ACER ont un rôle majeur à jouer dans le processus d'achèvement du marché intérieur de l'énergie. »

Décryptages : La construction du marché intérieur de l'énergie est-elle bien avancée ?

Dominique Ristori : L'achèvement du marché intérieur de l'énergie est l'une des grandes priorités de l'Union européenne et les événements géopolitiques récents confirment la nécessité d'une dimension commune et communautaire. En outre, les enjeux du changement climatique et de la transition énergétique vers une économie décarbonée posent de nouveaux défis à l'ensemble des acteurs publics, dont les régulateurs de l'énergie.

L'UE a parcouru un long chemin depuis la libéralisation du marché, débutée dans les années 1990 : l'Europe de 2014 n'est en effet plus marquée par des systèmes énergétiques nationaux où un opérateur dominant fixe seul les règles du jeu. Les nouveaux acteurs peuvent entrer sur le marché plus facilement, la concurrence entre les entreprises s'est accrue et les consommateurs d'énergie disposent de plus de choix parmi les fournisseurs. Il reste toutefois encore beaucoup à accomplir

pour faire du marché intérieur de l'énergie une réalité et les régulateurs nationaux ainsi que l'Agence européenne de coopération des régulateurs de l'énergie (ACER) ont un rôle majeur à jouer dans ce processus.

Selon vous, quelles sont les réussites notables ?

D. R. : Tout d'abord, l'établissement de régulateurs nationaux, indépendants des entreprises du secteur et des gouvernements nationaux. C'est le résultat d'une évolution naturelle vers une gouvernance moderne de régulation des marchés. Ensuite, la création de l'ACER a constitué un saut qualitatif. Il était nécessaire d'établir un niveau de régulation européen pour traiter les questions transfrontières, qui fasse écho à l'intégration des marchés nationaux. Les régulateurs nationaux sont effectivement une des chevilles ouvrières de l'ACER.

L'intégration des marchés passe aussi par un développement des interconnexions. À cet égard, l'objectif du Conseil européen de Barcelone d'intégration des réseaux européens de l'énergie, repris par le Conseil européen du 21 mars dernier, reste pertinent. Les financements européens, notamment l'EEPR (programme européen pour l'énergie), les fonds structurels et les orientations du Parlement européen et du Conseil relatives aux réseaux transeuropéens d'infrastructures énergétiques, adoptées le 17 avril 2013, contribuent à appuyer financièrement le développement de nos infrastructures.

Le couplage des marchés de gros de quatorze États membres d'Europe du Nord-Ouest et de la Norvège

« L'établissement de régulateurs nationaux, indépendants des entreprises du secteur et des gouvernements nationaux, est le résultat d'une évolution naturelle vers une gouvernance moderne de régulation des marchés. » **» Dominique Ristori**

« Les attentes des consommateurs domestiques vis-à-vis du marché intérieur n'ont pas encore trouvé de réponse satisfaisante. »» Dominique Ristori



© Union européenne, 2013

mérite également d'être cité parmi les vraies réussites de l'intégration des marchés. Il offre aux investisseurs, aux entreprises et aux grands consommateurs la garantie d'une zone de prix homogène et transparente. Réalisé le 4 février dernier, ce couplage, dans lequel les régulateurs nationaux ont joué un rôle important, couvre ainsi 75 % de la consommation totale d'électricité de l'UE. Une étude récente a évalué que le couplage des marchés d'électricité au niveau européen permettra d'économiser 4 Mds€ par an. Cependant, certains États membres de l'Union et son voisinage immédiat, tel que celui couvert par la Communauté de l'énergie, restent encore à la périphérie de la construction du marché intérieur par le couplage. Cette dernière doit donc être élargie.

Quels domaines restent encore à parachever ?

D. R. : Je me limiterai à deux domaines : les consommateurs domestiques et le développement des codes de réseau.

Premièrement, les attentes des consommateurs domestiques vis-à-vis du marché intérieur n'ont pas encore trouvé de réponse satisfaisante. Force est de constater que les comparateurs de prix, souvent mis en place à l'initiative des régulateurs, constituent de bons outils d'information, mais n'influent pas sur la formation du prix lui-même. À cet égard, les compétences accrues des autorités nationales de régulation en matière de concurrence, prévues par le droit européen, devraient être mieux exploitées. Le décret prévu par la loi sur la nouvelle organisation du marché de l'électricité en France (loi NOME), qui confie à la CRE le contrôle de la formation du prix de l'ARENH (accès régulé à l'électricité nucléaire historique), constitue un bon exemple de l'évolution des missions traditionnelles du régulateur.

Deuxièmement, les codes de réseau sont l'un des points-clés de l'harmonisation européenne et du développement d'un marché intégré de l'énergie. Ils forment l'ensemble de règles communes qui

définissent les conditions techniques et commerciales d'accès aux réseaux de transport de gaz et d'électricité. Ces règles ont vocation à s'appliquer dans toute l'Union européenne afin de faciliter les échanges entre les différentes places de marché. Leur mise en place est donc nécessaire pour la réussite du processus d'intégration des différents marchés qui constituent aujourd'hui l'Europe de l'énergie.

Pour préparer ces codes de réseau, un travail important a déjà été réalisé par les gestionnaires de réseaux de transport, l'ACER et les autorités de régulation nationales, qui ont joué un rôle moteur. Deux codes de réseau s'appliquant aux marchés gaziers (l'un relatif aux mécanismes d'attribution des capacités et l'autre relatif aux procédures de gestion des congestions), ont été adoptés en 2012 et 2013 en comitologie. Cette procédure leur donne une valeur contraignante. Les propositions de textes pour les autres codes de réseau sont encore en discussion et il est essentiel que les régulateurs nationaux y soient associés le plus largement possible.

Pour autant, plusieurs projets pilotes ont été développés bien avant l'adoption finale des codes de réseau, grâce à la collaboration active des régulateurs concernés, en liaison avec les gestionnaires des réseaux de transport et les bourses d'échange. Certaines règles d'attribution des capacités pour l'électricité ou le gaz naturel ont d'ores et déjà été mises en œuvre dans une partie de l'UE, dont la France, ce qui marque une avancée significative vers un marché intégré de l'électricité et du gaz en Europe.

En veillant à une mise en œuvre rigoureuse des codes de réseau et à l'achèvement du marché intérieur, les régulateurs nationaux favorisent non seulement les investissements mais également l'établissement de conditions de concurrence équitables et d'avantages concrets pour que les consommateurs puissent tirer le meilleur parti du marché intérieur. ■

BIOGRAPHIE EXPRESS DOMINIQUE RISTORI

Diplômé de l'Institut d'études politiques de Paris (1975)

Principales responsabilités au sein de la Commission européenne :

2010-2013 :
Directeur général du Centre commun de recherche (JRC, Joint Research Centre)

2006-2010 :
Directeur général adjoint à la Direction générale Énergie, en charge de la politique nucléaire

2000-2006 :
Directeur Affaires générales et ressources à la Direction générale Énergie et Transports

1996-1999 :
Directeur en charge de la Politique énergétique à la Direction générale Énergie

1990-1996 :
Chef de Division en charge de la Coopération transnationale des PME à la Direction générale Entreprise

1978-1990 :
Assistant du Directeur général à la Direction générale Personnel et Administration

CODE DE RÉSEAU ÉLECTRICITÉ

2014, une année charnière pour l'intégration des mécanismes d'ajustement en Europe

L'intégration des mécanismes d'ajustement en Europe constitue l'un des piliers de l'achèvement du marché intérieur de l'énergie. Ses finalités : développer la concurrence, renforcer la sécurité d'approvisionnement et s'adapter aux besoins croissants de flexibilité des sources de production variables (éolien, photovoltaïque). L'année 2014 marque une étape-clé avec non seulement le développement du code de réseau relatif à l'ajustement mais aussi l'élaboration de plusieurs projets-pilotes d'échanges d'ajustement en Europe.

L'électricité ne se stockant pas, les gestionnaires de réseau de transport (GRT) ont pour mission d'assurer, à chaque instant, l'équilibre entre la production et la consommation d'électricité. Des aléas peuvent provoquer des déséquilibres qui sont compensés, en priorité, par des dispositifs de réglages automatiques. En cas d'aléas de grande ampleur, les GRT sollicitent, dans le cadre d'un mécanisme d'ajustement constituant une réserve d'énergie, des producteurs et des consommateurs connectés au réseau pour qu'ils modifient leur plan de fonctionnement initial.

Le 3^e paquet énergie prévoit le développement de codes de réseau européens qui fixent des règles communes aux États membres pour le bon fonctionnement du marché unique de l'énergie. Celui relatif à l'ajustement en électricité aura pour principal objectif de définir un cadre réglementaire pertinent pour favoriser l'intégration des différents mécanismes d'ajustement existants en Europe.

C'est dans ce contexte que l'Agence de coopération des régulateurs de l'énergie (ACER) a publié le 24 mars 2014 un avis motivé, dont la rédaction a été pilotée par la CRE, sur le projet de code de réseau élaboré en 2013 par ENTSO-E, l'association européenne des transporteurs d'électricité.

Un objectif ambitieux mais un processus complexe

L'ACER demande que le code de réseau soit adapté au cours des mois à venir pour définir un cadre de référence plus ambitieux et le rendre conforme à ses orientations-cadre. L'Agence souhaite ensuite le recommander à la Commission européenne pour adoption.

La mise en œuvre d'un marché d'ajustement unique est un processus particulièrement complexe en raison du faible nombre d'initiatives d'échanges transfrontaliers d'ajustement en place aujourd'hui.

Pour cette raison, l'ACER estime que le code de réseau doit :

- assigner aux GRT un rôle central dans le processus d'intégration ;
- garantir que les principes essentiels au bon fonctionnement d'un marché d'ajustement intégré et concurrentiel soient respectés (incitations adéquates pour les responsables d'équilibre, cadre facilitant la concurrence entre tous les acteurs d'ajustement et gestion opérationnelle optimisée par les GRT).

À titre indicatif, la Commission européenne a estimé qu'un marché d'ajustement pleinement intégré en Europe, permettant notamment le partage et l'échange efficaces de capacités de réserve d'équilibrage, pourrait générer un gain annuel de l'ordre de 3 Mds€.

Des initiatives pilotes pour les échanges transfrontaliers de services d'ajustement

Plusieurs projets d'échanges de services d'ajustement en Europe seront élaborés ou déployés en 2014. Issus d'un appel à projets lancé par ENTSO-E en 2013, ils devraient permettre :

- de renforcer l'expérience en matière de coopération entre GRT (responsabilités, développements informatiques, méthodologies d'allocation des capacités aux frontières, etc.) ;
- d'affiner les composantes du modèle-cible (caractéristiques des offres utilisées, paiement des offres d'énergie d'ajustement au prix marginal, etc.).

Un cadre de concertation sera mis en place prochainement pour que les acteurs de marché contribuent activement à la définition et à l'amélioration des différents projets.

RTE, le GRT français, avec a minima ses homologues italien, anglais et portugais, devrait jouer un rôle clé dans l'initiative baptisée TERRE (*Trans European Replacement Reserves Exchanges*) dont l'objectif principal est le développement d'échanges d'énergie d'ajustement issue de l'ensemble des réserves pouvant être sollicitées manuellement en plus de 15 minutes (réserves tertiaires). Une phase préliminaire d'étude est déjà engagée pour définir l'architecture du futur dispositif : ces échanges pourraient permettre, dès 2015, de réduire les coûts liés à l'équilibrage de plusieurs dizaines de millions d'euros par an grâce à une mutualisation et une gestion optimisée des ressources disponibles.

Décryptages

La lettre de la Commission de régulation de l'énergie



CRE, 35 rue Pasquier,
75379 Paris Cedex 08
01 44 50 41 00

Directeur de la publication : Philippe de Ladoucette • Comité de rédaction : Jean-Yves Ollier, Anne Monteil, Cécile Casadei • Ont participé à ce numéro : Caroline Barrault, François Berthelemy, Bertille Carretté, Marlène Doury, Bastien Gaboriau, Benoît Grehaigne, Guro Grøttrup, Kseniya Khromova, Quentin-Xavier Latour, Christine Lavarde, Marie Montigny, Mladena Pavlova-Joveski, Saul Pedraza, Adrien Thirion, Martial Tricaud, Elisabeth Voisin, Emmanuel Watrinet • Photo couverture :

d'après © A. Dick • Réalisation : HOMMAGES ÉDITIONS • Impression : Bialec (Nancy) • Tirage : 2 200 exemplaires • Abonnement : decryptages@cre.fr • ISSN : 1955-5377