

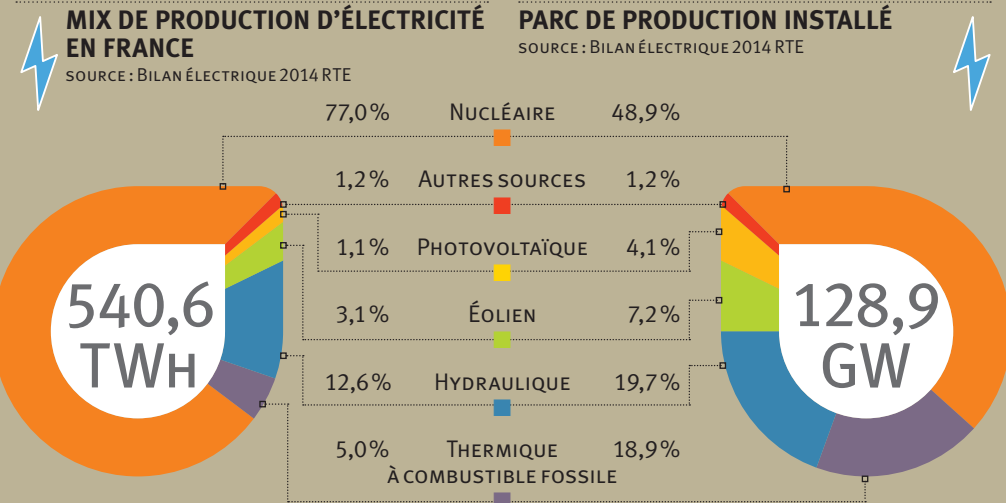
RÉGULATION
ÉNERGIE MARCHÉS
EUROPE OUVERTURE
CONCURRENCE TARIFS
SÉCURITÉ RÉSEAUX
GAZ ZONES Avenir
INSULAIRES
ÉLECTRICITÉ OFFRE
CONCERTATION TRANSPARENCE
COMPÉTITIVITÉ
FRANCE

Rapport d'activité
2014



LES CHIFFRES CLÉS DE L'ÉNERGIE

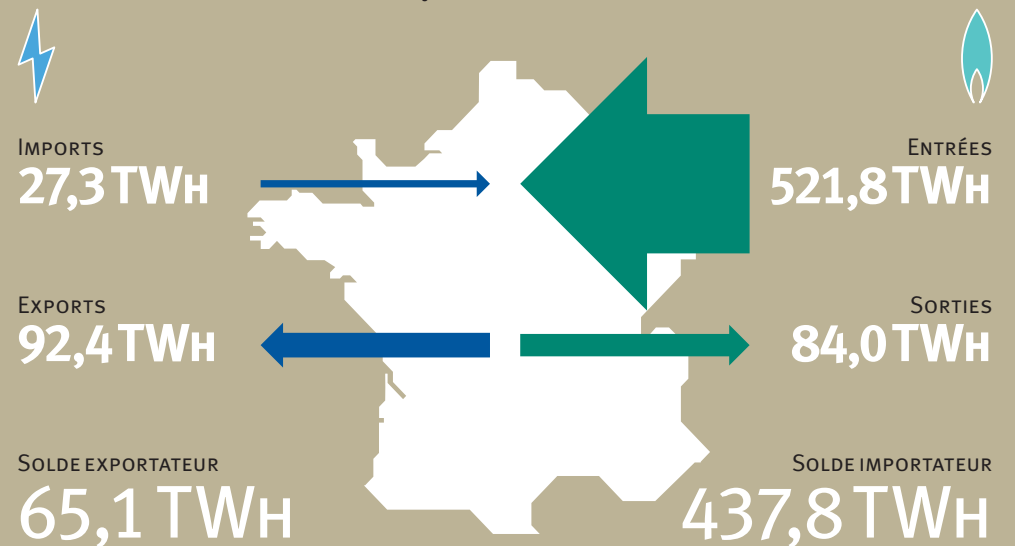
2014



La production totale d'électricité en France s'établit pour l'année 2014 à 540,6 TWh, ce qui correspond à une baisse de 1,8% par rapport à 2013.

En 2014, la puissance installée du parc de production d'électricité en France est de 128,9 GW.
+ 1 889 MW de production éolienne ou photovoltaïque
- 1 296 MW de production thermique fossile

ÉCHANGES AUX FRONTIÈRES FRANÇAISES



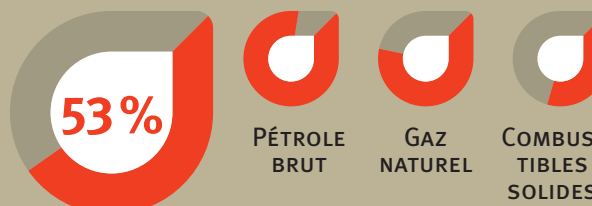
DÉPENDANCE ÉNERGÉTIQUE



L'UNION EUROPÉENNE A IMPORTÉ 53% DE L'ÉNERGIE PRIMAIRE QU'ELLE A CONSOMMÉE EN 2013, DONT PRÈS DE 90% DE PÉTROLE BRUT, 66% DE GAZ NATUREL ET 42% DE COMBUSTIBLES SOLIDES COMME LE CHARBON.

LA FACTURE SUR L'ANNÉE S'ÉLÈVE À
400 MILLIARDS D'EUROS

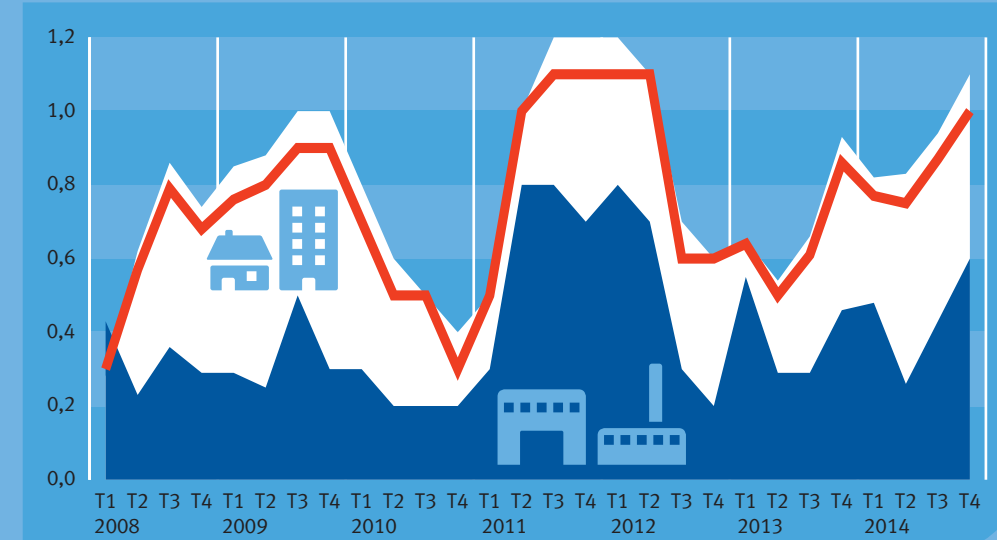
DONT
66 MILLIARDS POUR LA FRANCE



SOURCE : EUROSTAT

LE MARCHÉ DE DÉTAIL DE L'ÉLECTRICITÉ 2014

TAUX DE CHANGEMENT DE FOURNISSEUR SUR LE MARCHÉ DE L'ÉLECTRICITÉ



EN % ■ SITES RÉSIDENTIELS ■ SITES NON RÉSIDENTIELS ■ TOUS SITES

3035 000
CLIENTS RÉSIDENTIELS,
SUR UN TOTAL DE 31,3 MILLIONS, SONT EN OFFRE DE MARCHÉ À LA FIN DE L'ANNÉE 2014.

4 466 000
MISES EN SERVICE
ONT ÉTÉ EFFECTUÉES, DONT
17% CHEZ UN FOURNISSEUR
ALTERNATIF (10% CHEZ GDF SUEZ).

-5%
PLUS FORTE DIFFÉRENCE ENREGISTRÉE EN 2014
entre une offre de marché à prix indexé et le tarif réglementé de vente (TTC) pour un client résidentiel moyen 6 kVA Base consommant 2 400 kWh par an.

+22%
HAUSSE DU NOMBRE DE CLIENTS
RÉSIDENTIELS EN OFFRE DE MARCHÉ
(+559 000 SITES)

+3%
HAUSSE DU NOMBRE DE SITES
NON RÉSIDENTIELS EN OFFRE DE MARCHÉ
(+19 000 SITES)

21 FOURNISSEURS PROPOSENT DES OFFRES AU 31/12/2014

CLIENTS NON RÉSIDENTIELS CLIENTS RÉSIDENTIELS

- ALPIQ
- ALTERNA
- AXPO
- DIRECT ÉNERGIE
- EDENKIA
- EDF
- ENALP
- ENEL
- ENERCOOP
- ÉNERGEM
- ENOVOS
- EON ÉNERGIE
- GDF SUEZ
- GEG
- IBERDROLA
- LAMPIRIS
- LUCIA
- PLANÈTE OUI
- PROXELIA
- SÉLIA
- VATTENFALL

SITES RÉSIDENTIELS

- OFFRES AUX TARIFS RÉGLEMENTÉS
- OFFRES DE MARCHÉ FOURNISSEURS HISTORIQUES
- OFFRES DE MARCHÉ FOURNISSEURS ALTERNATIFS

NOMBRE DE SITES
31 300 000

CONSUMMATION ANNUALISÉE
145,2 TWh



SITES NON RÉSIDENTIELS

- OFFRES AUX TARIFS RÉGLEMENTÉS
- OFFRES DE MARCHÉ FOURNISSEURS HISTORIQUES
- OFFRES DE MARCHÉ FOURNISSEURS ALTERNATIFS

CONSUMMATION ANNUALISÉE
278,3 TWh



NOMBRE DE SITES
5 000 000

LE MARCHÉ DE DÉTAIL DU GAZ 2014

SITES RÉSIDENTIELS

- OFFRES AUX TARIFS RÉGLEMENTÉS
- OFFRES DE MARCHÉ FOURNISSEURS HISTORIQUES
- OFFRES DE MARCHÉ FOURNISSEURS ALTERNATIFS

NOMBRE DE SITES
10 621 000

CONSUMMATION ANNUALISÉE
125,4 TWh



SITES NON RÉSIDENTIELS

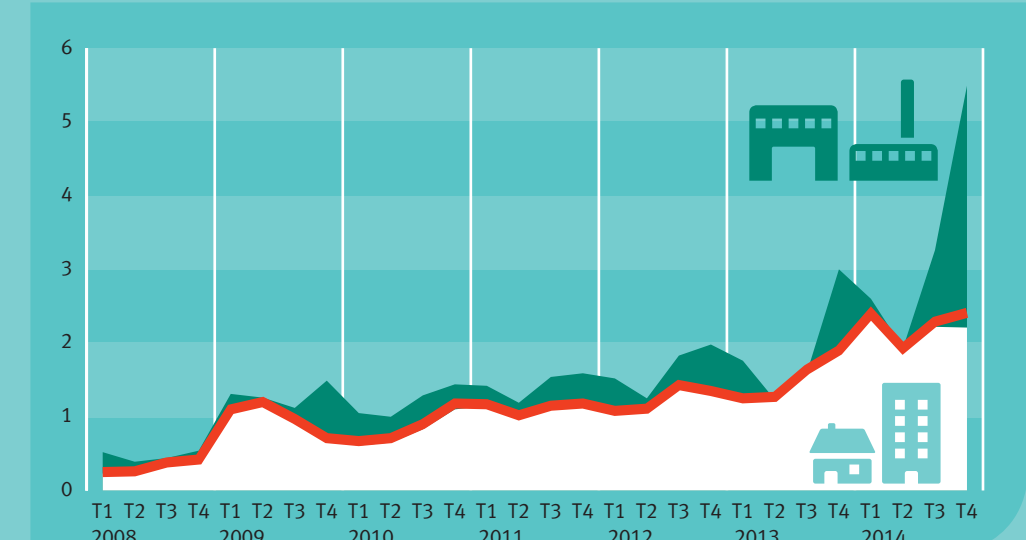
- OFFRES AUX TARIFS RÉGLEMENTÉS
- OFFRES DE MARCHÉ FOURNISSEURS HISTORIQUES
- OFFRES DE MARCHÉ FOURNISSEURS ALTERNATIFS

CONSUMMATION ANNUALISÉE
341,2 TWh



NOMBRE DE SITES
669 000

TAUX DE CHANGEMENT DE FOURNISSEUR SUR LE MARCHÉ DU GAZ



EN % ■ SITES RÉSIDENTIELS ■ SITES NON RÉSIDENTIELS ■ TOUS SITES

3 451 000
CLIENTS RÉSIDENTIELS
SUR UN TOTAL DE 10,6 MILLIONS, SONT EN OFFRE DE MARCHÉ À LA FIN DE L'ANNÉE 2014.

1 210 000
MISES EN SERVICE
ONT ÉTÉ EFFECTUÉES, DONT
43% CHEZ UN FOURNISSEUR
ALTERNATIF (31% CHEZ EDF).

-10%
PLUS FORTE DIFFÉRENCE ENREGISTRÉE EN 2014
entre une offre de marché et le tarif réglementé de vente (TTC) pour un client résidentiel se chauffant au gaz et consommant 17 MWh par an.

+39%
HAUSSE DU NOMBRE DE CLIENTS
RÉSIDENTIELS EN OFFRE DE MARCHÉ
(+963 000 SITES)

+18%
HAUSSE DU NOMBRE DE SITES
NON RÉSIDENTIELS EN OFFRE DE MARCHÉ
(+61 000 SITES)

24 FOURNISSEURS PROPOSENT DES OFFRES AU 31/12/2014

CLIENTS NON RÉSIDENTIELS CLIENTS RÉSIDENTIELS

- ALPIQ
- ALTERNA
- ANTARGAZ
- AXPO
- DIRECT ÉNERGIE
- EDF
- ENDESA ENERGIA
- ENI
- ENOVOS
- EON ENERGIE
- GAS NATURAL FENOSA
- GAZ DE BORDEAUX
- GAZ EUROPÉEN
- GAZPROM ENERGY
- GDF SUEZ
- GEG
- IBERDROLA
- LAMPIRIS
- NATGAS
- PICOTY
- SÉLIA
- TOTAL ENERGIE GAZ
- VATTENFALL
- VERBUNDNETZ GAS AG

ÉVOLUTION DES TARIFS RÉGLEMENTÉS EN 2014



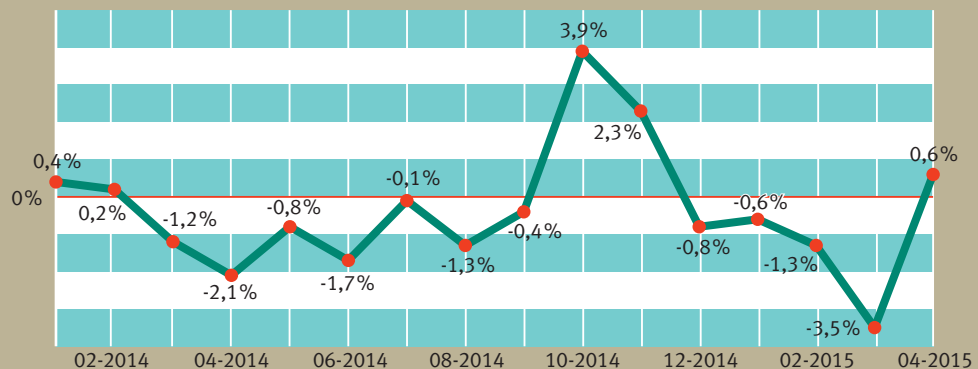
JUILLET 2014

annulation de la hausse de 5 %
initialement prévue au 1er août 2014

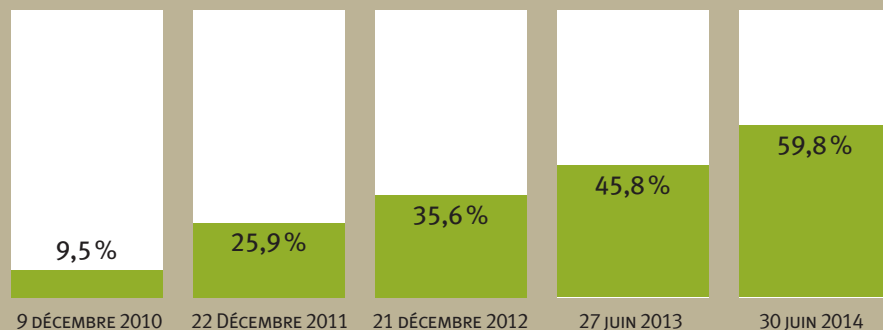
NOVEMBRE 2014
(DÉBUT DE LA TARIFICATION
PAR EMPILEMENT)

+2,5% pour les clients résidentiels

-0,7% pour les clients non résidentiels.
dont rattrapage



PART DE L'INDEXATION DU PRIX DU GAZ SUR LES MARCHÉS DE GROS



DÉCOMPOSITION DE LA FACTURE FINALE D'ÉNERGIE

SOURCE : OBSERVATOIRE DES MARCHÉS DE DÉTAIL DU 4^E TRIMESTRE 2014



CSPE

2014 : **16,5 €/MWh**

2015 : **19,5 €/MWh**



La Contribution au service public de l'électricité représentait environ 13 % de la facture TTC d'un consommateur résidentiel moyen en 2014 (15 % en 2015).



COMMISSION
DE RÉGULATION
DE L'ÉNERGIE

22

**La CRE,
un acteur
de l'Europe
de l'énergie**

38

**La CRE
accompagne
l'ouverture du
marché de détail
par des actions
ciblées**

54

**L'action de la CRE dans
les zones insulaires**

74

**La CRE
prépare
l'avenir
des
réseaux**

88

**La CRE et la
compétitivité**

MESSAGE
DU COLLÈGE 02

LA CRE 06

DOSSIERS THÉMATIQUES

LA CRE, UN ACTEUR
DE L'EUROPE
DE L'ÉNERGIE 22

LA CRE ACCOMPAGNE
L'OUVERTURE DU
MARCHÉ DE DÉTAIL
PAR DES ACTIONS
CIBLÉES 38

L'ACTION
DE LA CRE
DANS LES ZONES
INSULAIRES 54

LA CRE PRÉPARE
L'AVENIR
DES RÉSEAUX 74

LA CRE ET LA
COMPÉTITIVITÉ 88

ANNEXES

RAPPORTS
THÉMATIQUES
PUBLIÉS EN 2014 103

PRINCIPALES
DÉLIBÉRATIONS
DE LA CRE 111

PRINCIPALES
DÉCISIONS
DU CORDIS 125

GLOSSAIRE 130

SIGLES 141

TABLE
DES MATIÈRES 142

Message du collège

LE PASSAGE D'UNE STRUCTURE DE MONOPOLE POUR LA FOURNITURE D'ÉNERGIE À UNE DIVERSIFICATION DE L'OFFRE A NÉCESSITÉ, DE LA PART DE TOUS LES ACTEURS, UN APPRENTISSAGE DE LA CONCURRENCE ET DE L'INTÉRÊT DE CELLE-CI.

CATHERINE EDWIGE

PHILIPPE DE LADOUCKETTE
(PRÉSIDENT)

CHRISTINE CHAUVET

JEAN-PIERRE SOTURA

YANN PADOVA

HÉLÈNE GASSIN



© Sandrine Roudeix



**LA FRANCE DOIT
CONTRIBUER À
LA NÉCESSAIRE
CONSTRUCTION DU
MARCHÉ EUROPÉEN
DU GAZ SANS EN
FAIRE PORTER LE
COÛT AU SEUL
CONSOMMATEUR
FRANÇAIS.”**

Cette année, la Commission de régulation de l'énergie fête ses quinze ans d'existence. Depuis 2000, que de chemin parcouru ! Le paysage de l'énergie en France et en Europe a considérablement évolué, à la fois en matière d'organisation et d'économie. En 1996, la première directive européenne jetait les bases d'un marché intérieur unique de l'électricité et, en 1998, une deuxième directive préparait le marché intérieur du gaz. Parallèlement, en 2001, l'Union se dotait de ses premiers objectifs en matière d'électricité d'origine renouvelable.

Depuis, la concurrence s'est développée. L'harmonisation européenne des règles opérationnelles de fonctionnement des infrastructures d'énergie est en marche avec la mise en place de codes de réseaux européens, et de nouvelles interconnexions ont été construites. Ces codes de réseaux, véritables règles communes, sont préparés notamment sous le contrôle des régulateurs réunis au sein de l'Autorité de coopération des régulateurs européens (ACER). En France, la CRE, en relation avec les acteurs du secteur, a préparé et parfois anticipé leur mise en œuvre.

Le projet européen repose aujourd'hui sur trois objectifs : assurer la sécurité d'approvisionnement de l'Europe en énergie, permettre l'accès de tous à une énergie compétitive dans un marché interconnecté, dans le cadre d'un développement durable. Ce triptyque et l'amélioration de son articulation seront le fil directeur du projet d'Union de l'énergie.

Au cours de ces quinze années, une étape importante en France a été la séparation entre les activités d'acheminement de gaz naturel et d'électricité, monopoles naturels, et celles de production et de fourniture. L'indépendance des gestionnaires de réseaux par rapport à leurs maisons mères devenait une nécessité. Il fallait garantir un accès non discriminatoire des fournisseurs à ces réseaux, pour permettre l'ouverture et le développement de la concurrence au bénéfice des consommateurs finals d'énergie. Il fallait aussi participer à la réalisation du marché intérieur grâce au développement des réseaux de transport de gaz et d'électricité permettant la circulation des flux dans

l'ensemble de l'Europe. L'indépendance des gestionnaires de réseaux de transport a totalement abouti avec l'application de la troisième directive de 2009. Celle des réseaux de distribution est encore perfectible dans certains pays, dont la France.

En électricité, la construction du marché intérieur de l'énergie se poursuit aujourd'hui sur le plan organisationnel avec la mise en œuvre du couplage des marchés. En anticipation du code de réseau sur l'allocation des capacités d'interconnexion et la gestion des congestions (CACM), qui devrait entrer en vigueur à l'été 2015, les régulateurs et les gestionnaires de réseaux de la zone Centre-Ouest ont décidé un couplage des marchés fondé sur les flux. La CRE a donné son feu vert en avril 2015 au processus qui a été lancé le 20 mai 2015. Ce dispositif permettra une meilleure optimisation de l'utilisation du parc de production d'électricité dans la région qui couvre la France, l'Allemagne, l'Autriche, la Belgique, le Luxembourg et les Pays-Bas. Cette méthode contribuera à réduire les coûts et à renforcer la sécurité d'approvisionnement.

En gaz, au cours de ces quinze dernières années, l'organisation du marché français a été simplifiée en passant de trois à deux zones de marché au 1^{er} avril 2015, avec l'objectif de parvenir à une zone unique en 2018. Le code de réseau européen sur l'équilibrage des réseaux de transport de gaz entrera en vigueur le 1^{er} octobre 2015.

Les questions relatives au gaz naturel sont largement tributaires de la géopolitique. L'Europe a connu plusieurs crises qui ont conduit les prix du pétrole, et à leur suite les prix du gaz naturel, à atteindre des niveaux records. Les tensions récurrentes sur la sécurité de l'approvisionnement en gaz russe en raison des crises ukrainiennes montrent le bien-fondé de la diversification des sources d'approvisionnement, comme c'est le cas en France. Dans la perspective de participer à la sécurité d'approvisionnement de l'Europe, la question qui se pose à un pays comme la France, qui n'est pas situé sur les principaux axes de transport du gaz, est celle de savoir comment contribuer à la nécessaire construction du marché intérieur européen du gaz sans en faire porter le



LE CHOIX DES MIX ÉNERGÉTIQUES NATIONAUX, BIEN QU'IL RESTE DE LA COMPÉTENCE DE CHAQUE ÉTAT MEMBRE, MÉRITERAIT UNE MEILLEURE COORDINATION ENTRE EUX."

coût au seul consommateur français. À cet égard, les enjeux d'Eridan (la liaison entre l'Espagne et l'Europe du Nord passant par la France) et de la création d'une zone unique sont essentiels.

À un niveau plus opérationnel, les mécanismes d'allocation des capacités gazières ont été homogénéisés, *via* la mise en place d'une plate-forme d'échange commune aux transporteurs du nord-ouest de l'Europe dénommée PRISMA. Cette plate-forme permet aux expéditeurs de gaz de gérer leur équilibre offre-demande à l'échelle européenne.

Sur le plan économique, les évolutions ont été tout aussi importantes. Le passage d'une structure de monopole pour la fourniture d'énergie à une diversification de l'offre en France a nécessité, de la part de tous les acteurs et des consommateurs, un apprentissage de la concurrence et de l'intérêt de celle-ci. Le bénéfice pour le client final a été largement démontré pour le gaz naturel, ce qui n'est pas encore tout à fait probant pour l'électricité. La fin des tarifs réglementés du gaz et de l'électricité pour l'ensemble du secteur professionnel est une étape déterminante dans ce processus, particulièrement long en France en comparaison avec les pays voisins.

Sur les plans à la fois économique et du développement durable, l'essor des énergies vertes dans l'ensemble de l'Europe et en France est désormais incontournable. Le choix de l'Union européenne de favoriser les énergies renouvelables et l'efficacité énergétique a conduit à une évolution des mix de production, traduite, en France, dans le projet de loi sur la transition énergétique. Le choix des mix

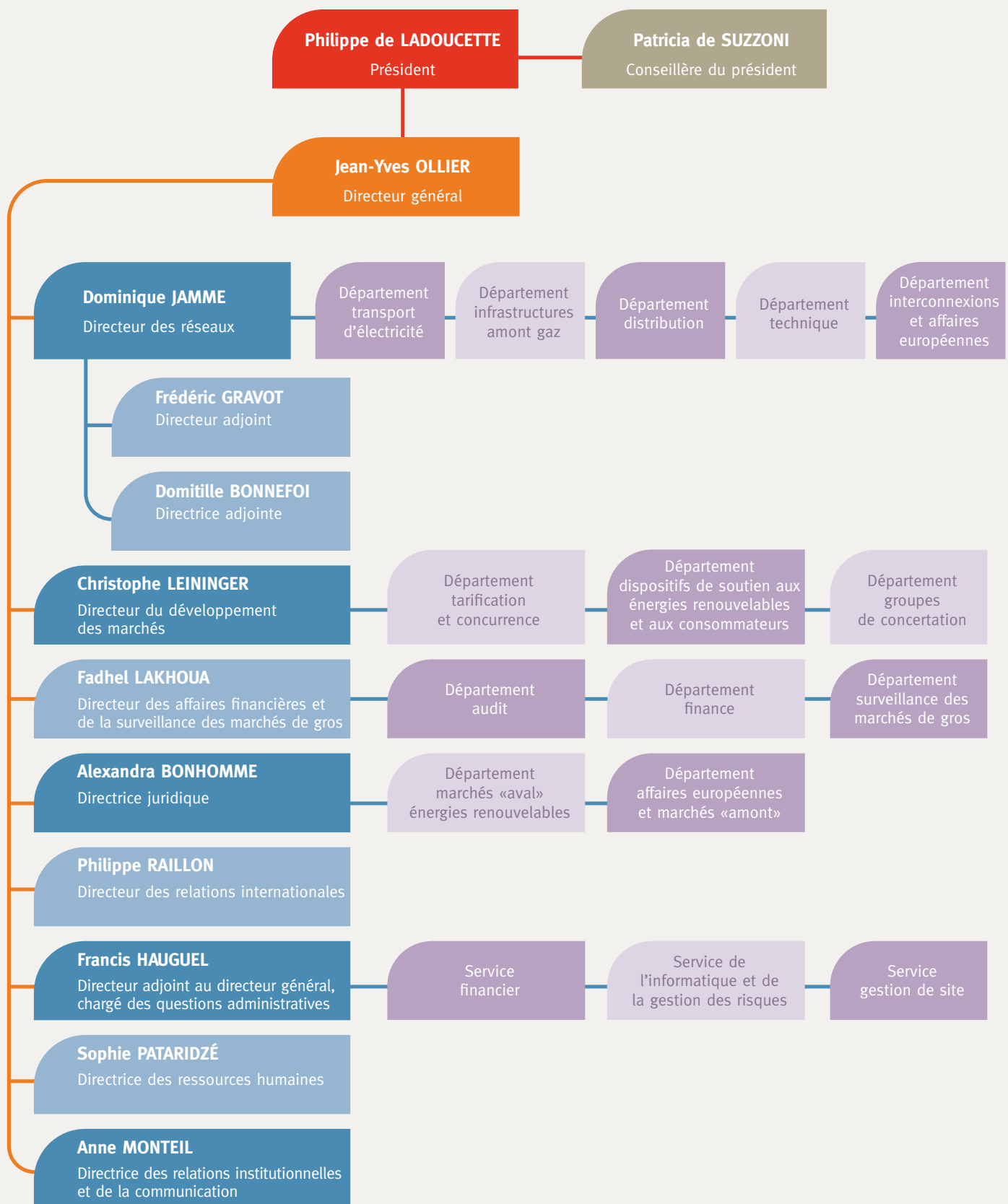
énergétiques nationaux, bien qu'il reste de la compétence de chaque État membre, mériterait une meilleure coordination entre eux. La croissance des renouvelables dans un contexte de stabilité des consommations conduit à la fois à la nécessité de poursuivre le programme de développement des interconnexions pour s'appuyer sur la complémentarité des parcs de production européens, mais également à envisager un système qui soit compatible à la fois avec de la production centralisée et le développement de la production décentralisée et la complexité qui en découle.

Le développement des renouvelables n'a pas été suffisamment anticipé par les producteurs d'énergie à partir de sources conventionnelles. Ces acteurs sont confrontés à la baisse sensible des prix de gros de l'électricité depuis ces deux dernières années.

Les évolutions à venir sont encore plus conséquentes en raison du développement à grande échelle des smart grids. À l'issue d'une large consultation de l'ensemble des acteurs, la CRE a publié 41 recommandations techniques, économiques et juridiques en juin 2014 pour faire passer les smart grids du stade expérimental au stade opérationnel.

Pour les années à venir, un long chemin reste à parcourir : la régulation devra à la fois conforter la réalisation du marché intérieur et, pour la France, assurer la poursuite du développement de la concurrence et de l'ouverture du marché, contribuer à la qualité et à la sécurité d'alimentation, tout en favorisant l'adaptation des réseaux aux enjeux de demain.

Organigramme



La Commission de régulation de l'énergie

1

L'organisation de la CRE

La CRE est une autorité administrative indépendante*, créée à l'occasion de l'ouverture à la concurrence des marchés de l'énergie. La loi du 10 février 2000 relative à la modernisation et au développement du service public de l'électricité, dont les dispositions ont été intégrées dans le code de l'énergie, lui a confié la mission de réguler ces marchés.

Sa mission principale est de concourir « au bon fonctionnement des marchés de l'électricité et du gaz naturel au bénéfice des consommateurs finals et en cohérence avec les objectifs de la politique énergétique »⁽¹⁾.

Pour l'accomplissement de cette mission, la CRE s'articule autour de deux organes indépendants : le collège de la Commission et le Comité de règlement des différends et des sanctions (CoRDIS).

Pour rendre ses décisions, le collège s'appuie sur l'expertise des directions de la CRE, placées sous l'autorité du président et du directeur général.

* Cf glossaire

1. Article L. 131-1 du code de l'énergie

1.1. LE COLLÈGE DE LA COMMISSION

La loi du 15 avril 2013 a modifié la composition du collège de la CRE pour la quatrième fois en 13 ans. Le code de l'énergie prévoit désormais que le collège de la Commission, qui respecte la parité entre hommes et femmes, est composé de six membres. Les membres autres que le président nommés à compter de l'entrée en vigueur de la loi seront :

- un membre nommé par décret, sur proposition du ministre chargé des Outre-Mer, en raison de sa connaissance et de son expérience des zones non interconnectées ;
- deux membres nommés, l'un par le président de l'Assemblée nationale et l'autre par celui du Sénat, en raison de leurs qualifications juridiques, économiques et techniques respectivement dans le domaine de la protection des données personnelles et dans celui des services publics locaux de l'énergie ;
- deux membres nommés par décret, en raison de leurs qualifications juridiques, économiques et techniques, pour l'un dans les domaines de la protection des consommateurs d'énergie et de la lutte contre la précarité énergétique, et pour l'autre dans les domaines de la maîtrise de la demande d'énergie et des énergies renouvelables*.

En application de ces nouvelles dispositions, Catherine Edwige a été nommée le 1^{er} avril 2014

par décret sur proposition du ministre des Outre-Mer, Yann Padova a été nommé par le président de l'Assemblée nationale et Christine Chauvet a été nommée par le président du Sénat à compter du 7 février 2015. Hélène Gassin et Jean-Pierre Sotura ont été nommés par décret le 29 mars 2013. Le président, Philippe de Ladoucette, a été nommé par décret du président de la République le 7 février 2011. Les commissaires sont nommés pour une durée de six ans, non renouvelable. Par exception, les membres actuels du collège ont été nommés pour des durées allant de trois à six ans, afin d'assurer le renouvellement par tiers du collège tous les deux ans. Les membres du collège exercent leur fonction à plein temps. Afin de se conformer aux exigences d'indépendance fixées par le droit européen, ils ne peuvent être révoqués que dans les trois cas prévus à l'article L. 132-5 du code de l'énergie, en cas de non-respect des règles d'incompatibilité, de manquement grave ou d'empêchement. De surcroît, les règles d'incompatibilité interdisent tout cumul de la qualité de membre du collège avec un mandat électif communal, départemental, régional, national ou européen, et prohibent toute prise d'intérêt directe ou indirecte dans une entreprise du secteur de l'énergie. Cette interdiction de prise d'intérêt vaut jusqu'à l'expiration d'un délai de trois ans suivant la fin de leur mandat.

1.2. LE COMITÉ DE RÈGLEMENT DES DIFFÉRENDS ET DES SANCTIONS (CORDIS)

Le CoRDIS, créé par la loi du 7 décembre 2006, est composé de quatre membres : deux conseillers d'État désignés par le vice-président du Conseil d'État et deux conseillers à la Cour de cassation désignés par le premier président de la Cour de cassation. Le Comité comprend également depuis 2013 quatre membres suppléants. À l'instar des membres du collège de la CRE, les membres du CoRDIS et leurs suppléants sont nommés pour une durée de six ans non renouvelable. Le CoRDIS est chargé de régler, dans leurs aspects techniques et financiers, les différends entre les gestionnaires et les utilisateurs des réseaux publics d'électricité et de gaz naturel. Ainsi, ce comité indépendant du collège des commissaires permet à la CRE d'accomplir une de ses missions fondamentales : garantir l'accès transparent et non discriminatoire aux réseaux d'électricité et de gaz

naturel, clé de l'ouverture à la concurrence.

Le CoRDIS dispose également du pouvoir de sanctionner par une interdiction temporaire d'accès aux réseaux et installations de gaz ou une sanction pécuniaire⁽²⁾ les manquements mentionnés dans le code de l'énergie et – depuis la loi du 15 avril 2013 – les manquements au règlement du 25 octobre 2011 concernant l'intégrité et la transparence des marchés de gros (REMIT)*. Cette loi a également précisé les modalités de séparation des pouvoirs de poursuite et de sanction au sein du comité. Le décret n° 2015-206 du 24 février 2015 relatif aux procédures applicables devant le CoRDIS a complété le dispositif de fonctionnement du Comité en matière de sanctions < cf. encadré >.

LE CORDIS EST DÉSORMAIS EN MESURE D'EXERCER PLEINEMENT SON POUVOIR DE SANCTION

Le décret n° 2015-206 du 24 février 2015 relatif aux procédures applicables devant le CoRDIS a complété le dispositif de fonctionnement du Comité en matière de sanctions. Ce décret permet désormais au CoRDIS d'exercer pleinement son pouvoir de sanction. Il assure la distinction et l'autonomie des personnes en charge du prononcé de la sanction par rapport à celles chargées des poursuites et de l'instruction. Cette séparation est destinée à assurer l'indépendance et l'impartialité de la formation de sanction.

Ce décret était nécessaire afin de mettre en conformité la procédure de sanction de la CRE avec la décision du 2 décembre 2011 du Conseil constitutionnel par laquelle celui-ci a considéré, concernant le pouvoir de sanction des autorités administratives indépendantes, qu'il est nécessaire que la loi soit claire sur la distinction entre autorité d'instruction et autorité de poursuite.

2. Dans la limite de 3 % du chiffre d'affaires (5 % en cas de récidive) si le manquement n'est pas constitutif d'une infraction pénale, et 8 % dans les autres cas (10 % en cas de récidive) (article L. 134-27 du code de l'énergie)

Comité de direction

De gauche à droite :

► FRÉDÉRIC GRAVOT,
DIRECTEUR ADJOINT AU DIRECTEUR DES RÉSEAUX

► ALEXANDRA BONHOMME,
DIRECTRICE JURIDIQUE

► PHILIPPE RAILLON,
DIRECTEUR DES RELATIONS INTERNATIONALES

► JEAN-YVES OLLIER, DIRECTEUR GÉNÉRAL

► SOPHIE PATARIDZÉ,
DIRECTRICE DES RESSOURCES HUMAINES

► CHRISTOPHE LEININGER,
DIRECTEUR DU DÉVELOPPEMENT DES MARCHÉS

► FADHEL LAKHOVA,
DIRECTEUR DES AFFAIRES FINANCIÈRES ET
DE LA SURVEILLANCE DES MARCHÉS DE GROS

► DOMITILLE BONNEFOI,
DIRECTRICE ADJOINTE AU DIRECTEUR DES RÉSEAUX

► FRANCIS HAUGUEL,
DIRECTEUR, ADJOINT AU DIRECTEUR GÉNÉRAL,
CHARGÉ DES QUESTIONS ADMINISTRATIVES

► DOMINIQUE JAMME,
DIRECTEUR DES RÉSEAUX

► ANNE MONTEIL,
DIRECTRICE DES RELATIONS INSTITUTIONNELLES
ET DE LA COMMUNICATION



© Sandrine Roudeix

2 Les missions de la CRE

Les missions de la CRE se déclinent en deux volets. D'une part, une mission de régulation des réseaux d'électricité et de gaz naturel consistant à garantir aux utilisateurs (entreprises, collectivités territoriales, consommateurs, producteurs) un accès non discriminatoire aux infrastructures de transport et de distribution qui sont des monopoles naturels, tout en assurant la sécurité d'approvisionnement.

D'autre part, une mission de régulation des marchés permettant le développement d'une concurrence libre et loyale au bénéfice du consommateur final.

La CRE est tenue de consulter le Conseil supérieur de l'énergie préalablement à ses décisions pour les sujets pouvant « avoir une incidence importante sur les objectifs de politique énergétique » dont la liste est déterminée par le décret n° 2015-248 du 3 mars 2015.

2.1. LA RÉGULATION DES RÉSEAUX D'ÉLECTRICITÉ ET DE GAZ NATUREL

Depuis la loi du 10 février 2000, les missions dévolues à la CRE n'ont jamais cessé de se développer. La loi du 7 décembre 2010 sur la nouvelle organisation du marché de l'électricité (loi NOME)* et la transposition des directives 2009/72/CE et 2009/73/CE du 13 juillet 2009 concernant des règles communes pour le marché intérieur de l'électricité et du gaz naturel constituent des étapes importantes de la réforme du secteur de l'énergie.

Garantir le droit d'accès aux réseaux publics d'électricité et aux réseaux et installations de gaz naturel

L'ouverture à la concurrence ne peut s'exercer sur les marchés de l'électricité et du gaz naturel que si les opérateurs et les consommateurs peuvent



accéder à ces réseaux, ouvrages et installations dans des conditions transparentes et non discriminatoires. La CRE contribue à cette exigence et à ce que les réseaux soient sûrs, fiables et performants, pour le bénéfice des consommateurs. Elle promeut l'adéquation des réseaux et l'efficacité énergétique, ainsi que l'intégration de la production d'énergie à partir de sources renouvelables. Les missions de la CRE pour garantir ce droit d'accès sont globalement les mêmes s'agissant du marché du gaz naturel et de celui de l'électricité.

Le principe de non-discrimination est la garantie de l'accès au marché pour les nouveaux entrants et du développement d'une juste concurrence au profit du consommateur. La CRE est destinataire des contrats conclus entre les gestionnaires ou opérateurs des réseaux et les utilisateurs, comme des protocoles d'accès aux réseaux d'électricité et aux ouvrages de transport et de distribution de gaz naturel, ainsi qu'aux installations de gaz naturel liquéfié. Elle reçoit notification motivée des refus de conclure des contrats ou protocoles d'accès auxdits réseaux, ouvrages et installations. Concernant l'accès aux réseaux électriques, la CRE émet un avis préalable sur les décisions du préfet refusant d'autoriser la construction d'une ligne directe.

Concernant l'accès aux ouvrages de gaz naturel, elle émet un avis sur les dérogations instituées par décret aux tarifs d'utilisation des réseaux de transport et de distribution de gaz naturel et des installations de gaz naturel liquéfié, ainsi que sur les dérogations apportées aux conditions commerciales d'utilisation des réseaux ou installations. La CRE dispose d'un pouvoir coercitif envers les opérateurs en cas d'atteinte grave et immédiate aux règles régissant l'accès aux réseaux, ouvrages, installations ou à leur utilisation : elle peut ordonner, dans le cadre d'un règlement de différend, des mesures conservatoires en vue d'assurer la continuité du fonctionnement des réseaux.

Veiller au bon fonctionnement et au développement des réseaux et infrastructures d'électricité et de gaz naturel liquéfié


Afin d'assurer un fonctionnement optimal des réseaux, la CRE fixe désormais elle-même les tarifs d'utilisation des réseaux publics d'électricité* et de gaz naturel et les tarifs des prestations annexes réalisées sous le monopole des gestionnaires de ces réseaux. Avant l'entrée en vigueur du 3^e paquet*, elle n'avait compétence que pour proposer ces tarifs aux ministres compétents qui pouvaient s'opposer à sa proposition.

La CRE approuve les programmes annuels d'investissement des gestionnaires de réseaux de transport* de gaz naturel (GRTgaz et TIGF) et du gestionnaire du réseau public de transport d'électricité (RTE) et veille à la réalisation des investissements nécessaires au bon développement des réseaux.

La transposition du 3^e paquet dans le code de l'énergie a modifié les missions de la CRE concernant les programmes d'investissement des gestionnaires de réseaux de transport. En effet, la CRE examine chaque année le plan décennal d'investissement des gestionnaires de réseaux de transport en vérifiant que ce plan couvre tous les besoins en matière d'investissement et qu'il est cohérent avec le plan européen élaboré par les ENTSO*, organismes de coopération des gestionnaires des réseaux européens. La CRE peut, si besoin, consulter l'Agence de coopération des régulateurs de l'énergie (ACER)* et imposer au gestionnaire de réseau de transport la modification de son plan décennal d'investissement.

**82 JOURS
DE COMMISSION
EN 2014.**

**243
DÉLIBÉRATIONS
RENDUES
EN 2014
SOIT UNE
AUGMENTATION
DE 34 % PAR
RAPPORT
À 2013.**



**À PARTIR DU
1^{ER} JANVIER 2016,
LA CRE TRANSMETTRA
AUX MINISTRES
CHARGÉS DE L'ÉCONOMIE
ET DE L'ÉNERGIE
SES PROPOSITIONS DE
TARIFS RÉGLEMENTÉS
DE VENTE
D'ÉLECTRICITÉ.”**

Dans l'hypothèse de la non-réalisation par le gestionnaire de réseau de transport d'un investissement qui, en application du plan décennal, aurait dû être réalisé dans les trois ans, la CRE dispose d'un pouvoir coercitif. En effet, elle peut, si elle estime que l'investissement est toujours pertinent compte tenu du plan décennal en cours, soit mettre en demeure le gestionnaire de réseau de transport de se conformer à cette obligation et donc de réaliser l'investissement prévu, soit organiser un appel d'offres ouvert à des investisseurs tiers pour la réalisation de cet investissement.

En cas d'atteinte grave et immédiate à la sécurité et à la sûreté des réseaux publics de transport et de distribution d'électricité ou à la qualité de leur fonctionnement, la CRE peut proposer au ministre chargé de l'Énergie les mesures conservatoires nécessaires pour assurer la continuité de leur fonctionnement.

Garantir l'indépendance des gestionnaires de réseaux

La gestion des réseaux de transport d'électricité ou de gaz naturel est assurée par des personnes morales distinctes de celles qui exercent des activités de production ou de fourniture d'électricité ou de gaz³.

Pour garantir l'indépendance de ces gestionnaires de réseaux, la CRE approuve, après avis de l'Autorité de la concurrence, les règles comptables de séparation des activités entre production, transport et distribution d'électricité, et autres activités des opérateurs intégrés d'électricité et entre transport, distribution, stockage de gaz naturel et exploitation d'installation de gaz naturel liquéfié et autres activités des opérateurs intégrés de gaz naturel. Elle exerce une fonction de veille et de surveillance concrétisée par l'exercice éventuel de ses pouvoirs d'enquête et de sanction.

En outre, la CRE publie chaque année un rapport portant sur le respect des codes de bonne conduite établis par tout gestionnaire de réseau de transport et de distribution, ainsi que sur l'évaluation de l'indépendance des gestionnaires de réseaux **<cf annexes p. 103 >**.

La transposition des directives du 3^e paquet dans le code de l'énergie a investi la CRE d'une nouvelle

compétence : la certification* des gestionnaires de réseaux de transport. L'objet de la procédure de certification est de vérifier que ces derniers se conforment à l'ensemble des obligations du modèle Independent Transmission Operator (dit modèle ITO), c'est-à-dire des obligations d'indépendance et d'autonomie par rapport à leur maison mère. La CRE a ouvert le processus de certification et fixé la composition du dossier de certification par sa délibération du 12 mai 2011, puis a certifié les trois gestionnaires de réseaux de transport par sa délibération du 26 janvier 2012. La certification des gestionnaires de réseaux de transport est valable sans limitation de durée. Néanmoins, les missions de la CRE ne s'arrêtent pas là : les gestionnaires de réseaux de transport sont tenus de lui notifier tout élément susceptible de justifier un nouvel examen de leur certification.

La CRE a ainsi été amenée à réexaminer la situation de TIGF à la suite de changements dans l'actionnariat de la société. Le gestionnaire de réseau a été à nouveau certifié le 3 juillet 2014.

En outre, la CRE peut, de sa propre initiative ou à la demande motivée de la Commission européenne, procéder à un nouvel examen lorsqu'elle estime que des événements affectant l'organisation du gestionnaire de réseau de transport ou celle de ses actionnaires sont susceptibles de porter atteinte à ses obligations d'indépendance.

2.2. LA RÉGULATION DES MARCHÉS DE L'ÉLECTRICITÉ ET DU GAZ NATUREL

Surveiller les transactions effectuées sur les marchés de gros d'électricité, de gaz naturel et de CO₂

Depuis 2006, la CRE a pour mission de surveiller les transactions effectuées sur les marchés de gros de l'électricité et du gaz, en s'assurant notamment de la cohérence des offres faites par les acteurs de marché avec leurs contraintes économiques et techniques. Cette activité de surveillance s'effectue à partir de données collectées régulièrement. Elle a pour objectif de s'assurer que les prix sont cohérents avec les fondamentaux physiques et économiques, déterminants de l'offre et de la demande, comme par exemple les

3. Article L. 111-7 du code de l'énergie

facteurs météorologiques, le niveau de consommation, la disponibilité des parcs de production et des interconnexions, les prix des combustibles fossiles et du CO₂, etc.

La loi de régulation bancaire et financière du 22 octobre 2010 a donné à la CRE une compétence de surveillance du marché du CO₂. En coopération avec l'Autorité des marchés financiers (AMF), la CRE surveille sur le marché du CO₂ les transactions effectuées par les fournisseurs, négociants et producteurs d'électricité et de gaz naturel européens sur les quotas d'émission européens EUA (European Union Allowance), ainsi que sur les unités CER (Certified Emission Reduction) et ERU (Emission Reduction Units) prévues par le protocole de Kyoto. Elle analyse la cohérence de ces transactions avec les contraintes économiques, techniques et réglementaires de l'activité de ces fournisseurs*, négociants et producteurs d'électricité et de gaz naturel.

La mission de surveillance des marchés de gros de la CRE s'inscrit aussi dans le cadre du Règlement pour l'intégrité et la transparence des marchés de l'énergie, dit REMIT, qui interdit les abus de marché sur les marchés de gros de l'électricité et du gaz. La surveillance de ces marchés s'exerce en coopération avec l'ACER. Le Comité de règlement des différends et des sanctions (CoRDIS) de la CRE a le pouvoir de sanctionner les manquements et infractions à ce règlement. La CRE établit dans le cadre de cette mission un rapport annuel sur le fonctionnement des marchés de gros, dont la septième édition a été publiée en novembre 2014

« cf. annexes p.104 ».

Veiller au bon fonctionnement des marchés de détail

En premier lieu, la CRE a la compétence de surveiller, d'une part, les transactions effectuées entre fournisseurs, négociants et producteurs et celles effectuées sur les marchés organisés, et, d'autre part, la cohérence des offres faites par les producteurs, négociants et fournisseurs, notamment vers les consommateurs finals, avec leurs contraintes économiques et techniques⁴. La CRE peut également formuler des avis et proposer toute mesure favorisant le bon fonctionnement et la transparence du marché de détail. La CRE établit

dans le cadre de cette mission un rapport annuel sur la surveillance des marchés de détail, dont la troisième édition sera publiée en 2015.

La mission de la CRE de veiller au bon fonctionnement des marchés de détail passe en outre par son intervention dans la fixation des tarifs réglementés de vente d'électricité et de gaz naturel. Jusqu'au 31 décembre 2015, ceux-ci sont arrêtés par les ministres chargés de l'Énergie et de l'Économie, après avis de la CRE. À partir du 1^{er} janvier 2016, la CRE transmettra aux ministres chargés de l'Économie et de l'Énergie les propositions de tarifs réglementés de vente d'électricité et sa décision sera réputée acquise en l'absence d'opposition de l'un des ministres dans un délai de trois mois suivant la réception de ces propositions.

La fixation des tarifs réglementés de vente de gaz naturel résulte d'une procédure complexe, qui a été modifiée par le décret du 16 mai 2013. D'une part, un arrêté pris par les ministres chargés de l'Économie et de l'Énergie après avis de la CRE fixe pour chaque fournisseur la formule tarifaire traduisant la totalité de ses coûts d'approvisionnement en gaz naturel et la méthodologie d'évaluation de ses coûts hors approvisionnement. D'autre part, un arrêté des ministres de l'Économie et de l'Énergie, pris après avis de la CRE – et depuis 2013 à l'issue de la réalisation par celle-ci d'une analyse détaillée – fixe les barèmes des tarifs réglementés de vente de gaz naturel. Ces barèmes sont réexaminés au moins une fois par an et révisés s'il y a lieu, en fonction de l'évolution de la formule tarifaire.

Enfin, la procédure de modification à la demande du fournisseur est devenue en 2013 la procédure courante d'évolution du barème, avec une fréquence mensuelle pour les tarifs de GDF SUEZ. Le fournisseur saisit la CRE de sa proposition d'évolution, accompagnée des éléments permettant de la justifier. La CRE doit s'assurer que la modification demandée résulte bien de l'application de la formule tarifaire du fournisseur.

La CRE émet également un avis sur le mécanisme tarifaire à visée sociale destiné à garantir le droit à l'électricité des personnes en situation de précarité, ainsi qu'un avis sur le tarif spécial de solidarité applicable à la fourniture de gaz naturel.

98 ACTEURS
AUDITIONNÉS PAR
LE COLLÈGE EN 2014
SOIT UNE AUGMENTATION
DE 40 % PAR RAPPORT
À 2013.

4. Article L. 131-2 du code de l'énergie, issu des dispositions de la loi NOME



Concourir à la mise en œuvre des dispositifs de soutien à la production d'électricité et à la fourniture d'électricité et de gaz

La CRE contribue à la mise en œuvre des dispositifs de soutien à la production d'électricité par plusieurs canaux. D'une part, elle émet un avis sur les arrêtés fixant les tarifs d'achat de l'énergie produite par les installations de petite taille (de puissance installée inférieure à 12 MW), valorisant des déchets ménagers, utilisant des énergies renouvelables ou s'appuyant sur la cogénération.

D'autre part, si les capacités de production ne répondent pas, par le simple jeu des initiatives des opérateurs, aux objectifs de la programmation pluriannuelle de la production d'électricité, le ministre chargé de l'Énergie peut recourir à un appel d'offres, que la CRE a la charge de mettre en œuvre. La CRE propose ainsi un projet de cahier des charges à partir des conditions générales définies par le ministre de l'Énergie, à qui il revient d'arrêter la version définitive dudit document. Elle répond aux questions posées par les candidats pendant la phase de constitution des offres. Elle procède au dépouillement et à l'instruction des offres. Elle émet un avis sur les candidats, parmi lesquels le ministre désigne le ou les candidats retenus.

Les appels d'offres ont pris une ampleur considérable depuis 2011, ceux-ci étant devenus à compter de cette date le mode principal d'octroi du soutien aux installations photovoltaïques d'une puissance supérieure à 100 kW. Cette tendance devrait s'accroître à partir de 2015 à la suite :

- de l'adoption par la Commission européenne en juin 2014 des lignes directrices sur les aides d'État dans le domaine de l'énergie, recours aux appels d'offres comme mécanisme de droit commun d'octroi du soutien aux énergies renouvelables ;
- de la fixation d'objectifs plus ambitieux de développement des différentes filières d'énergies renouvelables, lorsque la loi de transition énergétique aura été adoptée.

De surcroît, la CRE évalue le montant des charges imputables aux missions de service public qui font l'objet d'une compensation intégrale dans les conditions prévues à l'article L. 121-10 du code de l'énergie et propose chaque année au ministre chargé de l'Énergie le montant des charges de service public (CSPE)* et le montant de la contribution applicable à chaque kilowattheure⁽⁵⁾. Elle propose également aux ministres chargés de l'Économie et de l'Énergie le montant des versements effectués au profit des opérateurs supportant des charges de service public. Concernant le secteur du gaz naturel, la CRE propose chaque année au ministre chargé de l'Énergie le montant de la

5. Cf. Rapports « Analyse sur les coûts et la rentabilité des énergies renouvelables en France métropolitaine » publié en juin 2014 et « Contribution au service public de l'électricité : mécanisme, historique et prospective » publié en octobre 2014

APPEL D'OFFRES 2014

Appel d'offres portant sur des installations photovoltaïques sur bâtiment de puissance crête comprise entre 100 et 250 kW

■ **706 dossiers reçus le 28/02/2014 au titre de la 1^{re} période**

■ **932 dossiers reçus le 30/06/2014 au titre de la 2^e période**

AVIS SUR LES TARIFS D'ACHAT

■ **Délibération du 28 mai 2014** portant avis sur le projet d'arrêté fixant les conditions d'achat de l'électricité produite par les installations utilisant l'énergie mécanique du vent implantées à terre

■ **Délibération du 16 janvier 2014** portant avis sur le projet d'arrêté modifiant l'arrêté du 23 novembre 2011 fixant les conditions d'achat du biométhane injecté dans les réseaux de gaz naturel

SITE DE MÉTHANISATION
À SOURDUN EN
SEINE-ET-MARNE.
© GRDF-Grégory Brandel

contribution, applicable par kilowattheure, au titre du tarif spécial de solidarité.

La gestion du dispositif de l'ARENH

La CRE assure la gestion opérationnelle du dispositif de l'Accès régulé à l'énergie nucléaire historique (ARENH)*. Elle propose par ailleurs l'accord-cadre au ministre chargé de l'Énergie. En application de la loi NOME, l'ARENH est ouvert à tous les opérateurs fournissant des consommateurs finals résidant sur le territoire métropolitain continental ou des gestionnaires de réseaux pour leurs pertes. La CRE émet un avis sur le volume global maximal d'électricité nucléaire historique pouvant être cédé, en fonction notamment du développement de la concurrence sur les marchés de la production d'électricité et de la fourniture de celle-ci à des consommateurs finals. La méthodologie de calcul du prix de l'ARENH doit être fixée par un décret en Conseil d'État en application de l'article L. 336-10 du code de l'énergie.

Informier l'ensemble des consommateurs

Pour assurer sa mission d'information des consommateurs, la CRE a créé et gère avec le médiateur national de l'énergie* le site Internet Energie-Info, un service d'information partagée qui répond aux questions que se posent les consommateurs particuliers et professionnels. On y retrouve

des fiches pratiques pour comprendre l'ouverture des marchés de l'énergie : comment changer de fournisseur d'énergie, qui contacter lors d'emménagement ou de déménagement, quelle est la procédure à suivre en cas de réclamation ou encore comment bénéficier des tarifs sociaux.

Le site Energie-Info donne également accès à un comparateur des offres de fourniture d'électricité et de gaz. Pédagogique et facile d'utilisation, il permet de comparer les offres des différents fournisseurs avec son offre actuelle, de consulter, en plus de l'estimation de dépense annuelle, les prix hors taxe et TTC de l'abonnement et du kilowattheure, ainsi que le détail des taxes, et d'avoir une mise en avant des offres vertes si c'est un critère de choix.

En préparation de l'extinction progressive des tarifs réglementés de vente pour les consommateurs professionnels, la CRE a mis en place un dispositif d'information (guides, fiches pratiques, réunions d'information des Chambres de commerce et d'industrie...) afin d'accompagner les consommateurs dans cette transition. Initiative saluée par les fournisseurs d'énergie et les différentes parties prenantes, une vidéo pédagogique a également été réalisée, qui a été montrée en avant-première à l'occasion d'une réunion du groupe de travail dédié à la communication et l'information sur la fin des tarifs réglementés mis en place par la CRE.

3

La CRE et les autres acteurs institutionnels

11 AUDITIONS DU PRÉSIDENT DE LA CRE PAR L'ASSEMBLÉE NATIONALE AU COURS DE L'ANNÉE 2014.

3.1. LA CRE ET LE PARLEMENT

L'indépendance à l'égard du Gouvernement est une des raisons d'être des autorités administratives indépendantes comme la CRE.

Soustraite à l'autorité hiérarchique ou de tutelle du pouvoir exécutif, son indépendance prend sa source dans la loi. L'article L. 134-14 du code de l'énergie prévoit que le président de la CRE « rend compte des activités de la Commission devant les commissions permanentes du Parlement compétentes en matière d'énergie, à leur demande ».

La CRE attache une importance toute particulière à ce dialogue. Chaque publication de la CRE fait l'objet d'une transmission au Parlement et parfois même d'une présentation devant la commission compétente. Le président de la CRE a ainsi été auditionné onze fois par l'Assemblée nationale au cours de l'année 2014. Ces auditions ont pour objet de présenter l'activité de la CRE mais aussi :

- de communiquer des éléments dans le cadre d'une commission d'enquête, comme celles menées en 2014 par l'Assemblée nationale sur le coût du nucléaire, puis sur les tarifs réglementés de vente de l'électricité, ou d'une mission d'information, comme cela a été le cas sur l'adaptation du droit de l'énergie aux Outre-Mer par exemple ;
- de recueillir le point de vue de la CRE dans le cadre de l'élaboration d'une loi. Cette année la CRE a notamment été sollicitée à plusieurs reprises lors de l'examen du projet de loi relatif à la transition énergétique pour la croissance verte ;
- de débattre sur les crédits qui doivent être alloués à la CRE : le président de la CRE a été auditionné, dans le cadre du projet de loi de finances pour 2015, par la commission des finances.

3.2. LA CRE ET LES COLLECTIVITÉS TERRITORIALES

En matière d'énergie, les villes et les établissements publics de coopération intercommunale assurent cinq grandes fonctions : ils développent la production à partir d'énergies renouvelables, distribuent – c'est leur mission historique – et consomment l'énergie, ils aménagent leurs territoires et ils sensibilisent les acteurs locaux et la population à la maîtrise de l'énergie. Dans le contexte de la transformation du système énergétique avec notamment le développement de la production décentralisée d'électricité, leur rôle en matière de planification des moyens de production s'est accru. Les collectivités locales sont aujourd'hui à l'initiative de nombreux projets innovants pour contribuer à gérer plus efficacement l'énergie.

Consciente de ce rôle central des différents niveaux de collectivités, la CRE renforce ses échanges avec les élus locaux

La CRE répond aux nombreuses questions que lui adressent chaque année les élus locaux.

En 2014, elle s'est déplacée dans les régions pour des tables rondes sur le thème des smart grids, à Nancy, Toulouse, Montbéliard et Nice. Par ailleurs, des représentants de la CRE participent régulièrement aux débats publics locaux sur les projets d'infrastructures. Par exemple, la CRE a participé en 2013 à deux débats publics locaux organisés par la Commission nationale du débat public concernant les projets de grands gazoducs de Val de Saône et Arc Lyonnais.

Au mois d'octobre 2014, la CRE s'est rendue pour la première fois à Mayotte et à La Réunion pour réaliser plusieurs missions d'analyse des coûts déclarés au titre des charges de service public. Les contacts avec les acteurs institutionnels (ADEME, DEAL, Préfet, Région) ont été riches et ouverts. Ce déplacement a aussi été l'occasion de prendre conscience *in situ* des spécificités des ZNI et de rendre plus lisibles pour les acteurs locaux le rôle et les missions de la CRE.

Pour accompagner les professionnels vers la fin des tarifs réglementés de vente*, la CRE a parti-

LA CRE A ASSURÉ
UNE PRÉSENTATION
SUR LES SMART GRIDS
AU FORUM DIGIPOLIS
DES SOLUTIONS
NUMÉRIQUES AU SERVICE
DES TERRITOIRES,
MONTBÉLIARD,
20 NOVEMBRE 2014
© Samuel Carnovali



cipé en 2014 à 38 réunions dont 23 en partenariat avec les Chambres de commerce et d'industrie. Ces réunions ont regroupé plus de 1850 personnes dont 660 acheteurs publics, ainsi que des représentants de grandes entreprises multisites (Casino, la Poste, TDF, Accor...), soit plusieurs milliers de sites concernés par la fin des TRV.

Enfin, la CRE invite les collectivités territoriales à participer à ses travaux en leur proposant une tribune dans les événements qu'elle organise (forums ou colloques) ou en les invitant à répondre aux consultations publiques qu'elle organise sur les sujets qui les intéressent.

3.3. LA CRE ET LES AUTRES AUTORITÉS ADMINISTRATIVES INDÉPENDANTES

La CRE, en tant qu'autorité de régulation, est amenée à travailler avec d'autres autorités administratives indépendantes, en particulier l'Autorité de la concurrence, l'Autorité des marchés financiers (AMF) et la Commission nationale de l'informatique et des libertés (CNIL).

L'article L. 134-16 du code de l'énergie dispose que le président de la CRE saisit l'Autorité de la concurrence « des abus de position dominante et des pratiques entravant le libre exercice de la concu-

rence dont il a connaissance dans les secteurs de l'électricité ou du gaz naturel ». Il peut également la saisir pour avis. Cet avis peut être obligatoire, comme par exemple, en application de l'alinéa 6 de l'article 25 de la loi n°2000-108 du 10 février 2000, dans le cadre de l'approbation des principes de dissociation comptable des ELD*.

Par ailleurs, l'Autorité de la concurrence doit communiquer à la CRE toute saisine relative à des secteurs entrant dans son champ de compétence, afin que celle-ci puisse faire part, dans un délai de deux mois, de ses éventuelles observations.

Dans l'avis qu'elle a transmis à l'Autorité de la concurrence le 28 mai 2014, la CRE a estimé que l'accès à certaines données du fichier des clients au tarif réglementé de GDF SUEZ par les fournisseurs alternatifs était nécessaire, afin de rétablir une concurrence plus équitable entre eux et l'opérateur historique. Les recommandations du régulateur ont été suivies par l'Autorité de la concurrence dans sa décision du 9 septembre 2014 sur des mesures conservatoires. En effet, elle a enjoint à GDF SUEZ de donner accès aux fournisseurs alternatifs qui en feraient la demande à certaines données figurant dans les fichiers des clients ayant un contrat de fourniture aux tarifs réglementés de vente de gaz naturel. Les informations concernées sont, d'une part, les coordonnées du client (ses nom



**POUR ACCOMPAGNER
LES PROFESSIONNELS
VERS LA FIN DES
TARIFS RÉGLEMENTÉS
DE VENTE, LA CRE A
PARTICIPÉ EN 2014
À 38 RÉUNIONS DONT
23 EN PARTENARIAT
AVEC LES CHAMBRES
DE COMMERCE
ET D'INDUSTRIE.”**

et prénom, l'adresse de facturation, l'adresse de consommation et le numéro de téléphone fixe) et, d'autre part, les caractéristiques techniques de son point de livraison (numéro de point de comptage et d'estimation, la consommation annuelle de référence et le profil de consommation).

La coopération avec l'AMF a été renforcée avec l'adoption, sous l'impulsion du droit européen, de la loi de régulation bancaire et financière du 22 octobre 2010, qui prévoit désormais la possibilité d'un échange d'informations et d'expertises lorsque celles-ci sont utiles pour l'accomplissement des missions respectives des deux autorités. Dans ce cadre, la CRE et l'AMF ont signé en 2010 un protocole d'accord prévoyant une assistance mutuelle en matière d'appui méthodologique ou d'apport d'expertises ou d'informations utiles à l'exercice de leurs missions sur les marchés du gaz, de l'électricité et du CO₂.

La CRE coopère également avec la CNIL sur les dossiers qui présentent des enjeux de protection des données personnelles, tels que les projets de comptage évolué* et les smart grids.

3.4. LA CRE ET LES INSTANCES EUROPÉENNES DE RÉGULATION

Outre les contacts bilatéraux quotidiens qu'elle entretient avec ses homologues européens, la CRE participe activement à la construction d'un

marché unique de l'énergie au sein des instances européennes de régulation. Elle est ainsi représentée dans tous les groupes de travail du Conseil des régulateurs européens de l'énergie (CEER)* et de l'Agence de coopération des régulateurs de l'énergie (ACER) au sein desquels elle travaille à l'élaboration des règles de fonctionnement du marché intérieur.

Le CEER est une association à but non lucratif de droit belge au sein de laquelle se sont réunis spontanément les régulateurs des 28 États membres de l'Union européenne (UE), de l'Islande et de la Norvège, ainsi que les régulateurs suisse et de l'ancienne république yougoslave de Macédoine, en tant qu'observateurs. Le CEER est la voix des régulateurs nationaux aux niveaux communautaire et international. Il promeut l'assistance, l'échange d'expérience et de bonnes pratiques entre ses membres et permet l'élaboration de positions communes. S'il travaille en étroite collaboration avec l'ACER sur les questions communautaires, il traite également de nombreuses questions complémentaires aux travaux de celle-ci, telles que les questions internationales, les réseaux intelligents*, la durabilité et les problèmes relatifs aux consommateurs. La CRE est membre du CEER depuis sa création en mars 2000.

Par ailleurs, la CRE est membre du Conseil des régulateurs de l'ACER, agence européenne dotée de la personnalité juridique, instituée par le 3^e paquet énergie et opérationnelle depuis mars 2011. L'objectif de l'ACER est d'aider les autorités de régulation nationales à exercer et coordonner leurs tâches réglementaires au niveau communautaire et, si nécessaire, à compléter leurs actions. Elle s'assure que l'intégration des marchés et l'harmonisation des cadres réglementaires sont effectuées dans le respect des objectifs de la politique de l'Union européenne dans le domaine de l'énergie⁶. L'Agence adopte ainsi les orientations-cadres* pour l'intégration des marchés, dont l'objectif est de fixer des principes destinés à être développés dans les codes de réseau rédigés par les associations de gestionnaires de réseaux de transport européens (ENTSO). Elle dispose également d'une compétence de surveillance des marchés, en coordination avec les régulateurs nationaux et contribue au développement coordonné des infrastructures énergétiques de l'Union.

6. Article 194 du traité sur le fonctionnement de l'Union européenne

4 La CRE, la concertation et la transparence

HÉLÈNE GASSIN,
COMMISSAIRE, AUX
6^E RENCONTRES
PARLEMENTAIRES
POUR LES ÉNERGIES
RENOUVELABLES,
LE 1^{ER} AVRIL 2015.

© TPG Communication



La CRE est attachée à la concertation dans l'élaboration de ses délibérations et à la transparence de ses travaux. Ce sont en effet des facteurs indispensables pour assurer la qualité et la compréhension des travaux du régulateur et le bon fonctionnement du marché de l'énergie, au bénéfice du consommateur final. La CRE place l'échange avec les parties prenantes au cœur de ses processus de travail, principalement sous trois formes. Elle organise le dialogue entre les acteurs du marché de l'énergie, au sein des groupes de concertation où, dans une démarche d'autorégulation, ils élaborent eux-mêmes des règles de fonctionnement du marché. La CRE procède également à de nombreuses consultations et auditions, et met en place des groupes de travail et des tables rondes pour préparer ses propres décisions et avis, en veillant à les rendre toujours plus transparents. Enfin, elle participe aux travaux européens de construction du marché de l'énergie, dont la concertation est en effet le principe de base. C'est par la coopération des régulateurs entre eux, réunis au sein du CEER et de l'ACER, et par la concertation entre les acteurs du secteur que sont fixées des règles de fonctionnement communes du grand marché européen de l'énergie. La concertation permet en outre de recueillir une adhésion aussi large que possible à ces règles, et, ce faisant, d'en faciliter la mise en œuvre.

4.1. DES CONSULTATIONS PUBLIQUES POUR RECUEILLIR L'AVIS DES ACTEURS

Compte tenu de leur caractère structurant, certaines délibérations de la CRE donnent systématiquement lieu à une voire plusieurs consultations publiques. En 2014, les acteurs ont ainsi été consultés sur des sujets aussi variés que la création d'une place de marché gaz unique en France en 2018, la méthodologie d'appréciation des coûts d'investissement et d'exploitation des moyens de

production d'électricité dans les zones non interconnectées ou le couplage de marché fondé sur les flux* (*flow-based market coupling*) et sa mise en œuvre dans la région Centre-Ouest de l'Europe. Dans certains cas, le principe de la consultation des parties prenantes par la CRE en amont de certaines délibérations du régulateur est fixé par le code de l'énergie. La CRE a en plus pris le parti de consulter régulièrement les acteurs du marché, y compris pour des décisions pour lesquelles une telle démarche consultative n'est pas imposée par les textes législatifs ou réglementaires. Cette consultation du marché prend la forme soit d'une consultation publique *ad hoc*, soit d'auditions devant le collège de la CRE.

En 2014, la CRE a ainsi lancé 22 consultations publiques et 98 acteurs ont été auditionnés par le collège. Cette consultation peut aussi prendre la forme d'ateliers ou de tables rondes rassemblant les acteurs du secteur.

4.2. UN PRINCIPE DE TRANSPARENCE FORMALISÉ DANS LE RÈGLEMENT INTÉRIEUR

Les actions et les procédures mises en œuvre par la CRE répondent à un principe de transparence formalisé dans son règlement intérieur.

22 CONSULTATIONS
PUBLIQUES LANCÉES
PAR LA CRE EN 2014.



RÉUNION DE LANCEMENT
DU RAPPORT DE
SURVEILLANCE
DU MARCHÉ DU CEER
ET DE L'ACER,
LE 22 OCTOBRE 2014.
© CEER

90 RÉUNIONS DE CONCERTATION DES GROUPES DE TRAVAIL DE LA CRE EN 2014 DONT 39 EN ÉLECTRICITÉ ET 51 EN GAZ.

La CRE est chargée de veiller à la transparence des marchés de l'énergie, en particulier à travers ses missions de surveillance, qui donnent lieu à la publication de rapports annuels [cf. annexes p. 102](#). Elle y contribue par ailleurs à travers le service Energie-Info.

La CRE veille en outre à assurer la transparence de ses propres travaux pour garantir leur qualité et leur compréhension par les parties prenantes. Ses délibérations, les consultations qui les préparent et ses rapports sont accessibles sur le site Internet www.cre.fr. Ce site web s'inscrit dans la démarche pédagogique déployée par la CRE à travers l'ensemble de ses outils de communication.

En amont de ses avis sur les tarifs réglementés de vente, la CRE publie systématiquement des rapports sur les coûts à partir desquels sont fixés ces tarifs. Par ailleurs, en 2014, elle a publié pour la première fois un rapport d'analyse sur les coûts et la rentabilité des énergies renouvelables en France métropolitaine, ainsi qu'un rapport sur la contribution au service public de l'électricité (CSPE).

5 Les ressources humaines et les moyens budgétaires

L'article 35 de la directive 2009/72 du 13 juillet 2009 et l'article 41 de la directive 2009/73 du même jour disposent que « l'autorité de régulation nationale bénéficie de crédits budgétaires séparés et d'une autonomie dans l'exécution du budget alloué, et dispose de ressources humaines et financières suffisantes pour s'acquitter de ses obligations ».

Les missions et l'activité de la CRE se sont considérablement accrues depuis 2010, avec la transposition des directives du 3^e paquet (pouvoir de décision pour la fixation des tarifs d'utilisation des réseaux, certification, examen des schémas décennaux d'investissement des gestionnaires de réseaux de transport), l'entrée en vigueur de la loi NOME (ARENH, surveillance des marchés de détail), le recours massif aux appels d'offres en matière d'énergies renouvelables, l'entrée en vigueur du règlement REMIT et les travaux européens pour

l'élaboration des règles relatives à l'intégration des marchés. Or, le budget de fonctionnement du régulateur français de l'énergie n'a jamais été ajusté à ces nouvelles missions, mais a régressé au cours de la même période. Le nombre de ses agents a été réduit, en dernier lieu de façon drastique en 2015.

Cette réduction est intervenue alors même que le projet de loi de transition énergétique confie de nombreuses missions nouvelles à la CRE.

Les 120 agents de la CRE ont la responsabilité de la préparation des décisions de la CRE relatives à la fixation ou de la vérification de composantes du prix de l'énergie dont les montants cumulés représentent annuellement près de 45 milliards d'euros : 23 Md€ pour les tarifs régulés des infrastructures de transport et de distribution de gaz naturel et d'électricité et les tarifs d'accès aux terminaux méthaniers ; environ 15 Md€ pour la part fourniture des tarifs réglementés de vente ; et 6,2 Md€ pour la contribution au service public de l'électricité.

L'étude des ressources des autorités européennes de régulation de l'énergie fait apparaître que les huit régulateurs disposant déjà d'effectifs supérieurs à ceux de la CRE (en Allemagne, Espagne, Grande-Bretagne, Hongrie, Italie, Pologne, République tchèque et Roumanie) ont vu ceux-ci augmenter en 2014 pour atteindre 224 à 878 ETP (équivalent temps plein), contre 190 à 729 ETP en 2013.

Le manque d'effectifs de la CRE dégrade les conditions et les délais d'exercice de ses missions, et affectera notamment sa capacité à gérer les appels d'offres en matière d'énergies renouvelables dans les délais requis. La CRE rappelle à cet égard que la directive 2009/72 du 13 juillet 2009 n'impose pas que cette mission soit confiée à l'autorité de régulation de l'énergie. Elle pourrait être confiée à un autre organisme indépendant.

La poursuite de la réduction du budget de fonctionnement de la CRE après la mise en œuvre d'un plan d'économies affecte essentiellement son budget d'études, d'audit et de conseils externes. Or, ces études sont indispensables à la fixation des tarifs. La CRE a proposé à cet égard que le code de l'énergie soit modifié de façon à ce que certains frais d'études puissent être mis à la charge des opérateurs concernés par l'intermé-



LE NOMBRE DES AGENTS DE LA CRE A ÉTÉ RÉDUIT, DE FAÇON DRASTIQUE EN 2015. CETTE RÉDUCTION EST INTERVENUE ALORS MÊME QUE LE PROJET DE LOI DE TRANSITION ÉNERGÉTIQUE CONFIE DE NOMBREUSES MISSIONS NOUVELLES À LA CRE.”

Équivalent temps plein	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015
Commissaires	3	3	5	5	5	6	6
Agents	128	128	126	126	125	124	120
Total	131	131	131	131	130	130	126

diaire d'une contribution spécifique. L'article 47 du projet de loi relatif à la transition énergétique pour la croissance verte permet que la CRE puisse désormais « faire contrôler, aux frais des entreprises, les informations qu'elle recueille dans le cadre de ses missions ».

Au 31 décembre 2014, la CRE comptait 124 agents (hors commissaires), dont 59 femmes et 65 hommes : 48 % des chargés de mission, 32 % des chefs de département et 42 % des directeurs ou conseillers sont des femmes.

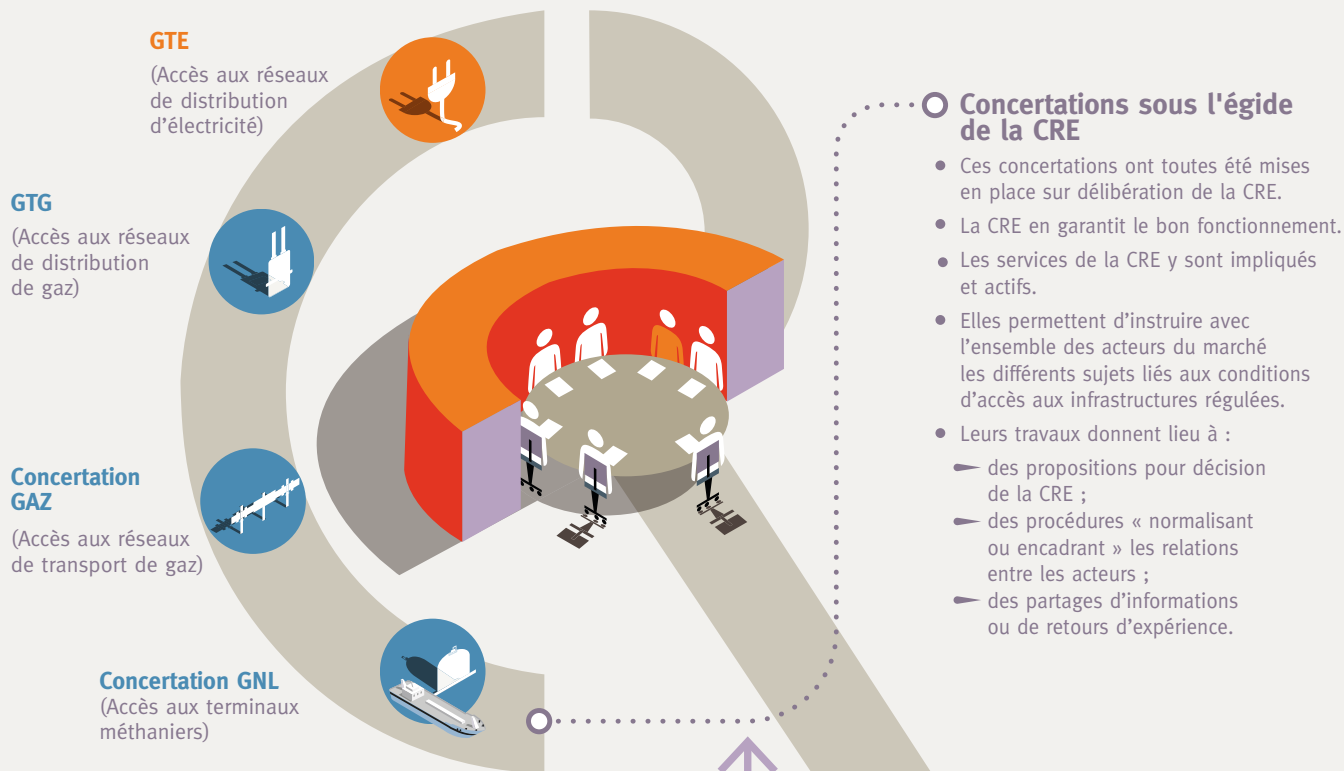
Face à l'évolution de ses missions, le régulateur cherche à se doter de meilleures compétences technico-économiques dans le secteur de l'énergie et de capacités de prospective. En 2014, pour 18 postes ouverts au recrutement, la CRE a reçu plus de 2 122 curriculum vitae, correspondant pour une grande partie aux profils recherchés et présentant un très haut niveau de qualification.

Les collaborateurs de la CRE, majoritairement des agents contractuels de droit public (88 % de l'effectif), sont principalement recrutés dans les entreprises. Leur moyenne d'âge est de 35 ans. En 2014, 53 % des agents ont suivi au moins une action de formation continue pour un budget alloué de 115 000 euros. Au cours de cette même période, 7 % de l'effectif ont effectué une mobilité interne.



LE MANQUE D'EFFECTIFS DE LA CRE DÉGRADE LES CONDITIONS ET LES DÉLAIS D'EXERCICE DE SES MISSIONS, ET AFFECTERA NOTAMMENT SA CAPACITÉ À GÉRER LES APPELS D'OFFRES EN MATIÈRE D'ÉNERGIES RENOUVELABLES DANS LES DÉLAIS REQUIS.”

La concertation au coeur des processus de travail du régulateur



LA CRE VEILLE, LE CAS ÉCHÉANT, À LA **COHÉRENCE** ET À LA **BONNE COORDINATION** DES SUJETS ENTRE LES DIFFÉRENTES INSTANCES.

Concertations auxquelles la CRE contribue

- Ces concertations ont toutes été mises en place par les opérateurs ou d'autres autorités publiques (DGEC, ADEME).
- Les services de la CRE sont présents.
- Elles peuvent donner lieu à des propositions pour décision de la CRE.



CURTE

(Comité des utilisateurs du réseau de transport d'électricité, sous l'égide de RTE)



CURDE

(Comité des utilisateurs des réseaux de distribution d'électricité sous l'égide d'ERDF)



CGP

(Comité de gouvernance du profilage sous l'égide d'ERDF)



Concertation Biométhane

(sous l'égide de GRDF et de l'Ademe)



Comité Stockage

(sous l'égide de la DGEC et des stockeurs Storengy et TIGF)



Instances électricité



Instances gaz



« Les régulateurs doivent s'adapter à de constantes évolutions et rester indépendants vis-à-vis de l'État et impartiaux vis-à-vis des différentes parties. »

3 questions à...

ÉRIC BROUSSEAU, DIRECTEUR SCIENTIFIQUE DE LA CHAIRE « GOUVERNANCE ET RÉGULATION » DE L'UNIVERSITÉ PARIS-DAUPHINE ET DU CLUB DES RÉGULATEURS

Pourquoi l'université Paris-Dauphine a-t-elle créé une chaire sur la gouvernance et la régulation ?

L'ouverture des industries à la concurrence a conduit à l'émergence d'un modèle institutionnel dit de régulation. Des entités administratives sectorielles ont alors été créées pour organiser les relations entre opérateurs et avec les usagers. La régulation tend à s'imposer comme le modèle dominant d'intervention des pouvoirs publics dans tous les secteurs et toutes les activités économiques dans le monde. Mais on est frappé par l'absence d'un ensemble de doctrines claires sur ce sujet en France. Le mode de mise en œuvre de la régulation et le statut des régulateurs varient beaucoup selon les secteurs. Or, la réflexion sur la régulation a beaucoup évolué au niveau international et servira de base. L'objectif est de créer une plate-forme qui associe experts et parties prenantes. L'idée est d'articuler démarche conceptuelle et réflexion opérationnelle, dans une perspective de comparaison intersectorielle et internationale. Des universitaires spécialistes de la régulation et de l'action publique ainsi que des différents secteurs de l'économie, le Conseil général de l'économie, de l'industrie, de l'énergie et des technologies (CGEJET), des cabinets de conseil, des autorités publiques et, enfin, les entreprises régulées et les régulateurs participeront aux travaux.

Quels grands thèmes seront abordés ?

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

Le deuxième sujet est le cadre institutionnel du rôle du régulateur : son statut, l'articulation de son autorité avec les autres composantes de l'État et les institutions européennes, son financement.

Le troisième thème est celui de la relation entre le régulateur et les parties prenantes. L'autorité de régulation doit à la fois coopérer avec les parties prenantes, pour obtenir des informations, développer une connaissance détaillée du secteur et des contraintes industrielles, et être l'arbitre et le gendarme.

Elle est aussi en lien avec les utilisateurs et les pouvoirs publics.

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

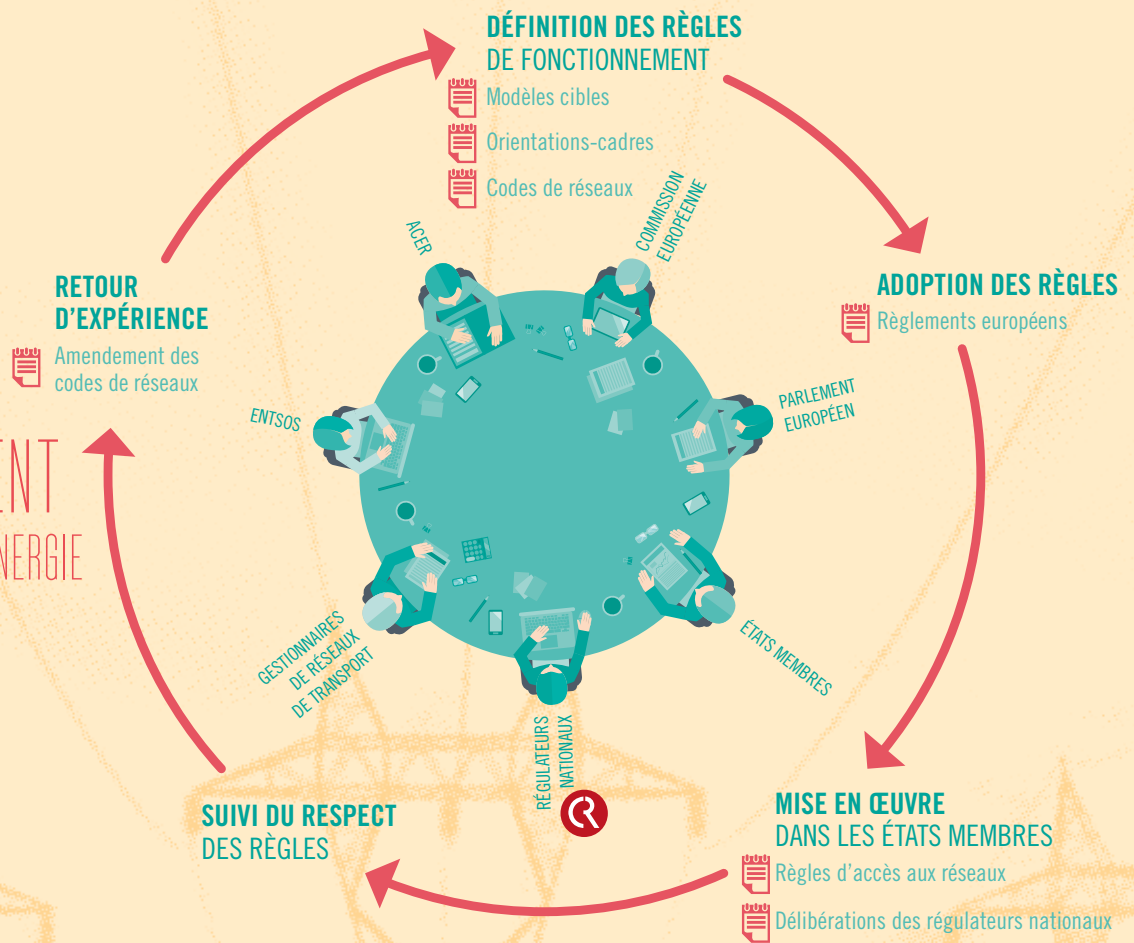
Enfin, les techniques de la régulation, les modalités d'intervention du régulateur sont un dernier sujet.

Un club des régulateurs a également été créé. Pourquoi ?

Ce club se veut un forum d'échanges entre les régulateurs des différents secteurs. Alors que les autorités de régulation ont des statuts très différents, elles font face à des défis communs. Les régulateurs doivent s'adapter à de constantes évolutions (technologiques et marketing, notion d'intérêt général, intégration des marchés...) et rester indépendants vis-à-vis de l'État et impartiaux vis-à-vis des différentes parties et la question de leur légitimité est posée par le cumul des fonctions de conception des règles, de contrôle et de sanction. La CRE, avec l'ARCEP, a été moteur dans la mise en place de ce club. Une première réunion publique sur le thème « régulation et compétitivité » a été organisée en septembre 2014. ▸

La CRE, un acteur de l'Europe de l'énergie

PROCESSUS D'ÉLABORATION DES RÈGLES DE FONCTIONNEMENT DU MARCHÉ INTÉRIEUR DE L'ÉNERGIE



DÉPENSES D'INVESTISSEMENT DES TRANSPORTEURS POUR 2015

Grand transport et interconnexions



DÉVELOPPEMENT

RTE 354,6 M€

GRTgaz 367,1 M€

TIGF 67,6 M€

RENOUVELLEMENT

RTE 51,7 M€

GRTgaz 80,2 M€

CAPACITÉS D'IMPORT-EXPORT SUPPLÉMENTAIRES À L'HORIZON 2020

ANGLETERRE + 2000 MW

ESPAGNE + 1200 MW
à 1400 MW

ITALIE + 1200 MW

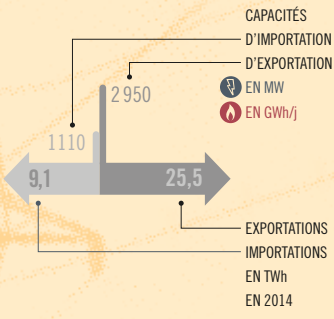
SUISSE + 200 MW
à 500 MW

ÉCHANGES D'ÉLECTRICITÉ AUX INTERCONNEXIONS en 2014

TOTAL IMPORT 27,3 TWh
TOTAL EXPORT 92,4 TWh

ENTRÉES ET SORTIES DE GAZ NATUREL en 2014

TOTAL ENTRÉES 521,8 TWh
TOTAL SORTIES (TRANSIT) 84 TWh



CE QU'IL FAUT RETENIR

30 M€

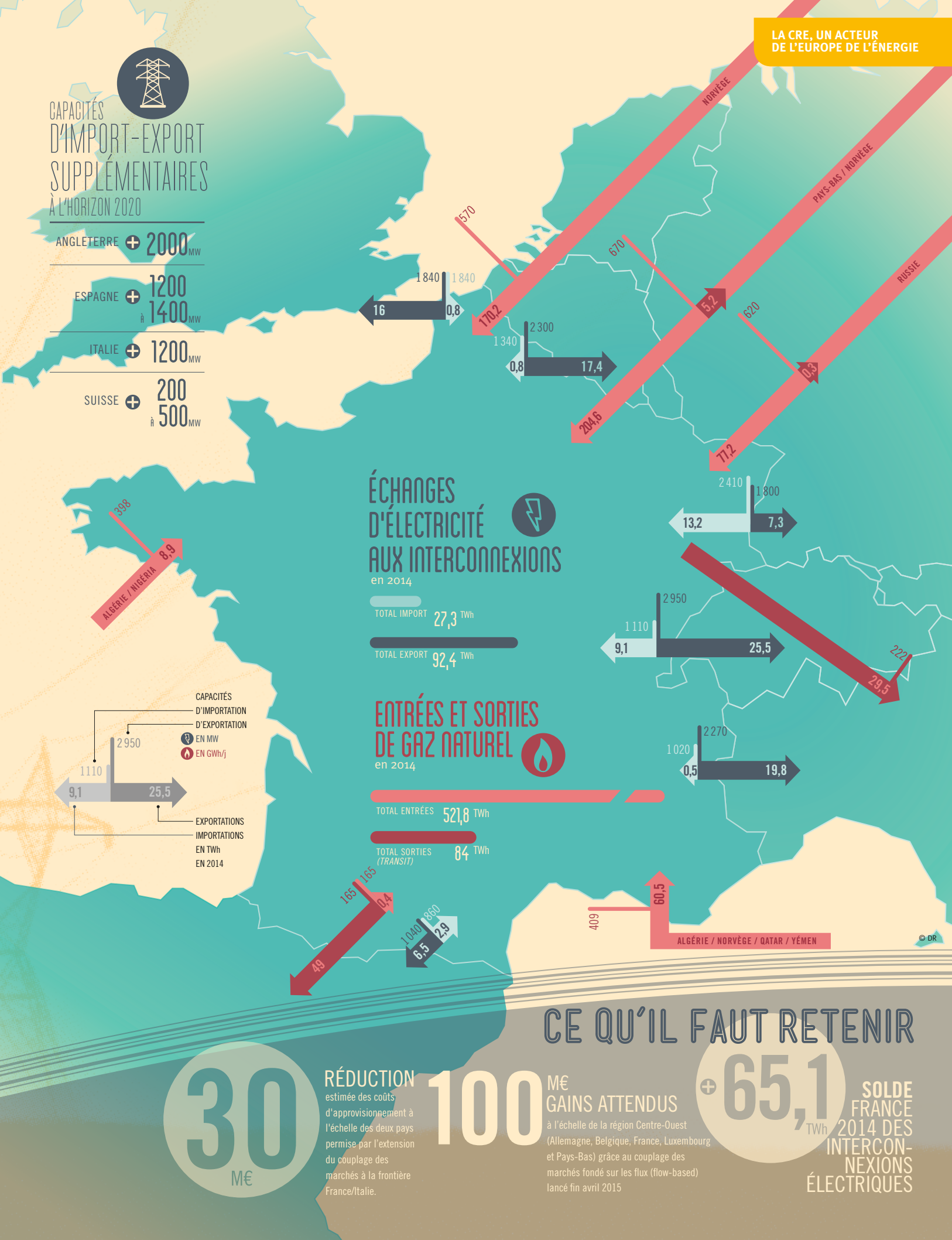
RÉDUCTION estimée des coûts d'approvisionnement à l'échelle des deux pays permise par l'extension du couplage des marchés à la frontière France/Italie.

100 M€

GAINS ATTENDUS à l'échelle de la région Centre-Ouest (Allemagne, Belgique, France, Luxembourg et Pays-Bas) grâce au couplage des marchés fondé sur les flux (flow-based) lancé fin avril 2015

+65,1 TWh

SOLDE FRANCE 2014 DES INTERCONNEXIONS ÉLECTRIQUES



La France, par la taille de ses marchés de l'électricité et du gaz naturel et son emplacement au cœur du système énergétique européen, a un rôle majeur à jouer dans l'Europe de l'énergie.

Pour la CRE, cette situation implique de se coordonner de façon étroite avec ses partenaires européens pour assurer la compatibilité des cadres de régulation et garantir le bon fonctionnement du marché intérieur de l'énergie au bénéfice des consommateurs.

① Les enjeux de compétitivité, de sécurité énergétique et de durabilité appellent une réponse européenne coordonnée

Le processus d'intégration des marchés de l'énergie a été engagé par les États membres de l'Union européenne (UE) dans le milieu des années 1990 afin d'améliorer l'efficacité économique du secteur au bénéfice des consommateurs. Ce processus a introduit la concurrence entre les opérateurs européens qui doit les conduire à mieux exploiter les complémentarités des systèmes énergétiques nationaux. L'UE important plus de la moitié de l'énergie qu'elle consomme, le développement des échanges d'énergie au sein de l'espace européen était également destiné à diversifier ses approvisionnements et à limiter l'ampleur des risques liés à une dépendance excessive vis-à-vis d'un fournisseur unique d'énergie. Ces enjeux n'ont rien perdu de leur actualité.

* Cf glossaire

1.1. LA COMPÉTITIVITÉ ET LA SÉCURITÉ ÉNERGÉTIQUE AU PREMIER PLAN DES PRÉOCCUPATIONS EUROPÉENNES

La crise économique a ramené les problématiques de compétitivité et du coût de l'énergie au premier plan des préoccupations européennes, notamment pour les pans de l'économie les plus exposés à la concurrence internationale. De ce fait, le soutien à l'achèvement du marché intérieur de l'énergie, dont les bénéfices escomptés seraient compris, selon la Commission européenne, entre 16 et 40 milliards d'euros par an dans le secteur de l'électricité et entre 8 et 30 milliards d'euros par an dans le secteur du gaz, n'a pas faibli⁽¹⁾. Les interconnexions permettent une assistance mutuelle entre pays voisins grâce à la complémentarité de leurs profils de consommation et de leurs parcs de production, et renforcent ainsi leur sécurité d'approvisionnement*. Elles permettent aussi aux acteurs du marché de gros* de l'électricité de s'approvisionner dans le pays où le prix du marché de gros est le plus bas pour une heure donnée.

Par ailleurs, en 2014, le regain de tension entre l'Ukraine et la Russie a ravivé les inquiétudes liées à la dépendance extérieure de l'UE pour ses approvisionnements en gaz naturel et contribué à relancer le débat sur la façon de parvenir à une Europe de l'énergie plus solidaire. Il a également

1. http://ec.europa.eu/energy/sites/ener/files/documents/20130902_energy_integracion_benefits.pdf

PHILIPPE DE LADoucETTE,
PRÉSIDENT DE LA CRE,
A REÇU SON HOMOLOGUE
ALLEMAND DE LA
BUNDESNETZAGENTUR,
JOCHEN HOMANN,
LE 20 JANVIER 2015, À
PARIS.

© François Daburon



270 MISSIONS DE COURTE DURÉE POUR PARTICIPER AUX TRAVAUX DES GROUPES DE TRAVAIL DES RÉGULATEURS EUROPÉENS CRÉÉS SOUS L'ÉGIDE DE L'ACER AINSI QU'AUX NIVEAUX RÉGIONAL ET BILATÉRAL.

10 RÉUNIONS DU CONSEIL DES RÉGULATEURS DE L'ÉNERGIE DE L'ACER.

rappelé aux Européens le défi que représente la coordination de leurs positions vis-à-vis de leurs partenaires extérieurs.

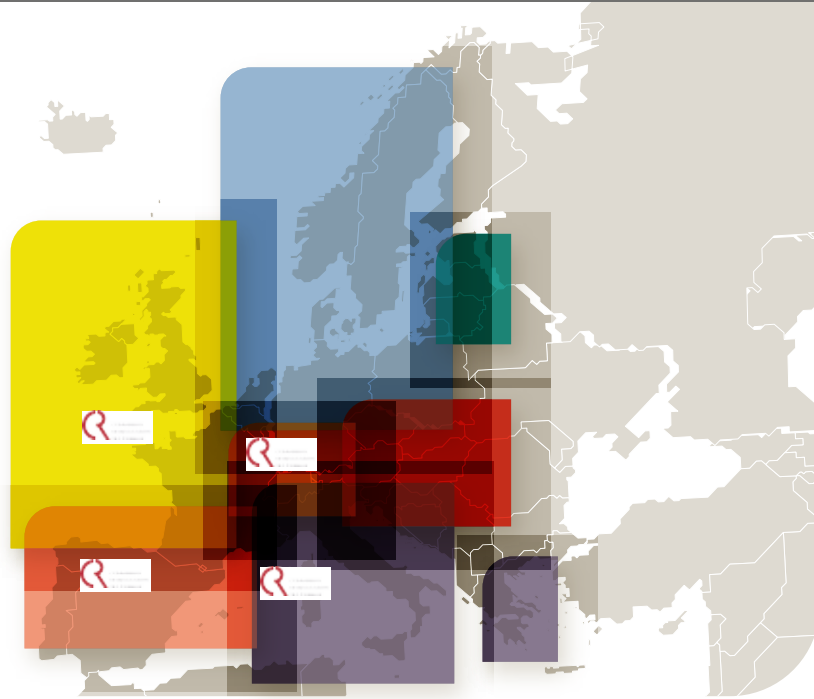
1.2. UNE EXIGENCE DE COORDINATION RENFORCÉE PAR LES ENJEUX DE DU DÉVELOPPEMENT DURABLE

Les efforts entrepris par les États européens pour lutter contre le changement climatique ont accéléré le rythme de déploiement des énergies renouvelables* et rendu nécessaire une coordination étroite afin de s'assurer de leur intégration dans les systèmes électriques. Il s'agit de permettre de mutualiser les moyens de production et les sources de flexibilité des États membres, ce qui nécessite la mise en place de règles compatibles de part et d'autre des frontières nationales et une utilisation efficace des interconnexions. Les travaux d'harmonisation des règles techniques d'exploitation

des infrastructures énergétiques progressent et les marchés nationaux sont désormais plus étroitement liés entre eux. De nouveaux outils sont mis en place afin d'identifier les besoins de modernisation des infrastructures de transport et de s'assurer que les investissements correspondants seront réalisés de façon coordonnée. Enfin, de nouvelles formes de coopération permettant de mieux articuler les niveaux nationaux et européens ainsi que les aspects sectoriels et financiers voient le jour pour prévenir et sanctionner de possibles manipulations de marché.

Cette dynamique d'intégration requiert de la part du régulateur une coopération forte avec ses partenaires européens ainsi qu'une réflexion sans cesse renouvelée sur la façon dont il s'acquitte de ses missions. C'est pourquoi la CRE y consacre d'importantes ressources en participant activement aux travaux d'élaboration des textes européens qui structurent la mise en place de l'Europe de l'énergie.

- CENTRE-OUEST**
Allemagne, Belgique, France, Luxembourg, Pays-Bas
- NORD**
Allemagne, Danemark, Finlande, Norvège, Pologne, Suède
- FRANCE, ROYAUME-UNI, IRLANDE**
- SUD-OUEST**
Espagne, France, Portugal
- CENTRE-SUD**
Allemagne, Autriche, France, Grèce, Italie, Slovénie
- CENTRE-EST**
Autriche, Allemagne, République tchèque, Hongrie, Pologne, Slovaquie, Slovénie
- BALTIQUE**
Estonie, Lettonie, Lituanie



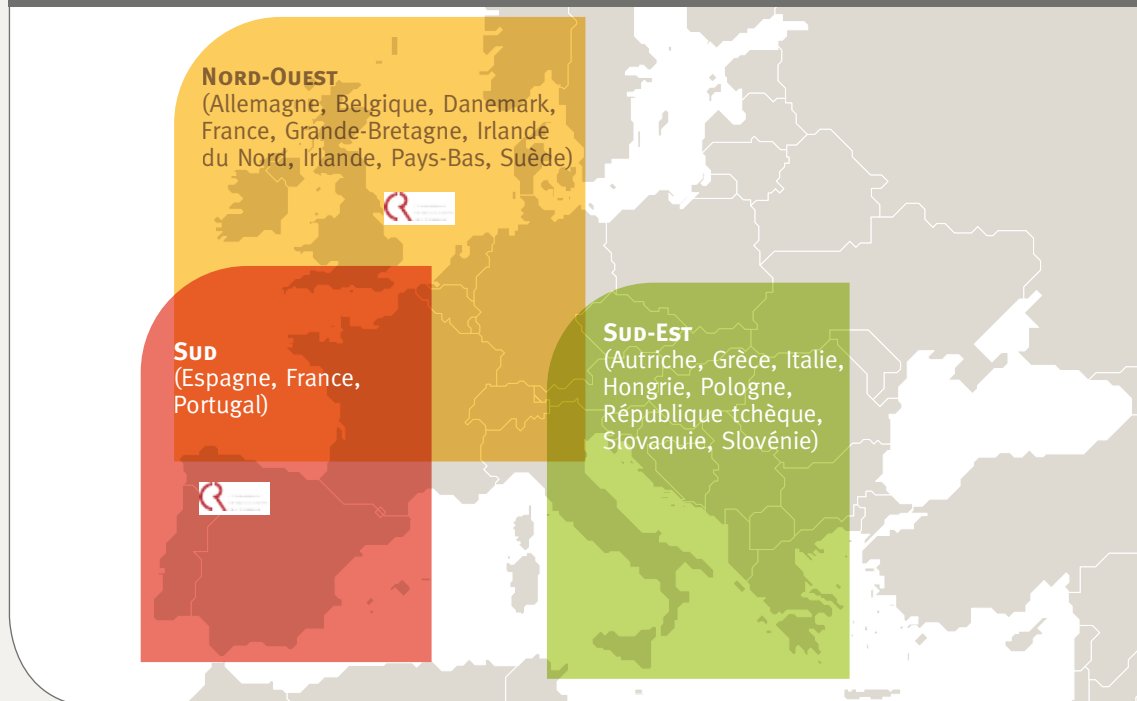
2 Les régulateurs jouent un rôle primordial pour faire fonctionner l'Europe de l'énergie

Les régulateurs, du fait de leur expertise et de leur connaissance des systèmes énergétiques nationaux, ont un rôle central dans la réflexion autour de l'organisation des marchés afin que les règles d'accès aux infrastructures et de gestion des interconnexions facilitent au mieux le développement de la concurrence à l'échelle de l'Union. Ils ont également pour mission de s'assurer que les infrastructures énergétiques sont développées de façon adaptée aux besoins identifiés à l'échelon européen.

2.1. LES RÉGULATEURS SONT MOTEURS DANS LA CONSTRUCTION DU MARCHÉ INTÉRIEUR DE L'ÉNERGIE

Il existe diverses manières d'introduire la concurrence dans les secteurs de l'électricité et du gaz. Les deux premiers paquets législatifs européens sur le marché intérieur de l'énergie avaient d'ailleurs conduit à des choix différents selon les États membres. L'un des objectifs des évolutions récentes de la législation européenne en matière d'énergie a donc été d'éliminer les obstacles réglementaires à l'intégration européenne des marchés en promouvant l'harmonisation des législations applicables dans chaque pays dans le cadre d'un dialogue entre toutes les parties prenantes. Face aux marges d'interprétation qui subsistaient dans la mise en œuvre du 3^e paquet* législatif, la préparation des codes de réseaux européens* a nécessité d'élaborer une vision commune de ce que devrait être l'organisation optimale du marché permettant d'améliorer l'efficacité de l'exploitation des différents moyens d'approvisionnement et de développer les complémentarités transfrontalières.

Les Initiatives régionales en gaz



LA CRE PARTICIPE AUX INITIATIVES RÉGIONALES EUROPÉENNES

L'Europe de l'énergie a été divisée en sept grands territoires électriques et trois gaziers, les Initiatives régionales*, au sein desquelles les régulateurs, les États membres, la Commission et les parties intéressées des pays limitrophes mènent des actions concrètes et pratiques pour anticiper la mise en place des « modèles cibles ».

Cette démarche a abouti à la définition de modèles de référence d'organisation des marchés. Ces « modèles cibles » ont été élaborés en concertation avec les instances de régulation nationales, les autorités européennes et les acteurs du marché. Cette démarche a également donné lieu à de nombreux projets de mise en œuvre volontaire de ces « modèles cibles » au sein des quatre Initiatives régionales en électricité et des deux Initiatives régionales en gaz dont la France fait partie.

Son implication dans l'avènement du couplage des marchés^{(2)*} dans le secteur électrique et dans l'élaboration du modèle « hub à hub »⁽³⁾ pour le gaz a permis à la CRE de veiller à la compatibilité du cadre de régulation français avec les choix opérés dans les « modèles cibles » européens en donnant, pour le gaz comme pour l'électricité, un rôle central aux marchés de gros et aux interconnexions.

2.2. LES RÈGLES COMMUNES DE FONCTIONNEMENT DU MARCHÉ INTÉRIEUR DE L'ÉNERGIE SONT PRÉPARÉES SOUS LE CONTRÔLE DES RÉGULATEURS

Au vu des progrès considérables accomplis dans le cadre des Initiatives régionales, les États membres et le Parlement européen ont prévu un

cadre réglementaire – le 3^e paquet énergie – qui impose la mise en œuvre de règles communes de fonctionnement du marché dans des délais précis. Appelées codes de réseaux européens, ces règles détaillées sont destinées à fluidifier les échanges d'énergie en précisant les conditions d'accès et de gestion des réseaux de transport d'énergie européens.

Leur élaboration est un véritable défi. Il s'agit désormais de décliner la vision commune décrite dans les « modèles cibles » dans des règles opérationnelles tout en tenant compte des caractéristiques techniques des systèmes énergétiques de chaque pays. Ce processus nécessite aussi l'implication d'une grande variété de parties prenantes, telles que les acteurs de marché, les gestionnaires de réseaux, les bourses de l'énergie ou la Commission européenne. Au terme de ce processus, les États membres sont consultés pour l'adoption formelle des textes qui deviendront directement applicables sur leurs territoires.

Le régulateur national joue un rôle important dans la concertation préalable, l'élaboration et l'adoption de ces règles. La CRE siège au conseil des régulateurs de l'Agence de coopération des régulateurs de l'énergie (ACER)* et dans ses groupes de travail spécialisés. Elle participe notamment à la rédaction des avis rendus par l'ACER sur les versions des

2. Le couplage des marchés fait correspondre aux offres d'achat de tous les pays couplés les moyens de production les moins chers de l'ensemble de la zone (cf. 3.1)

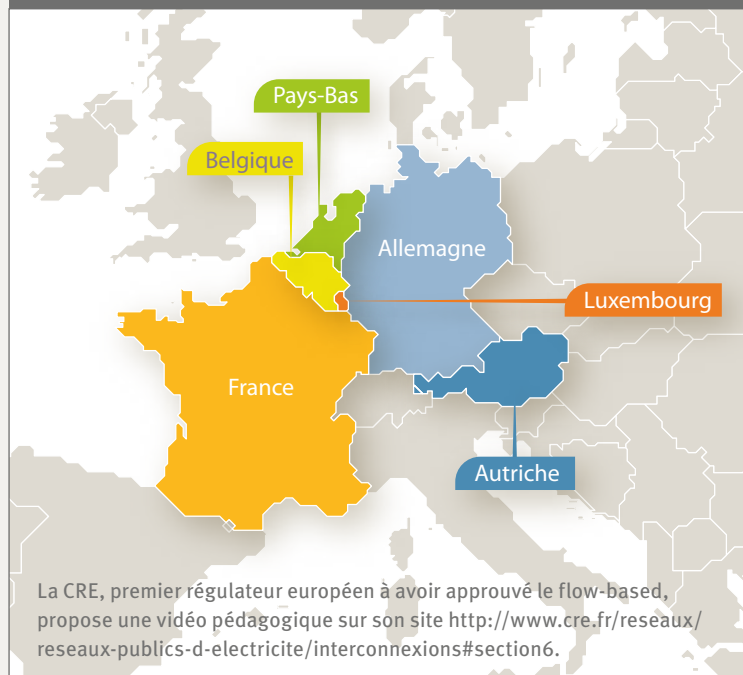
3. Le modèle « hub à hub » conçoit le marché européen comme un ensemble de zones entrée-sortie reliées entre elles par des interconnexions auxquelles l'accès est simplifié

LE COUPLAGE DES MARCHÉS PERMET UNE UTILISATION PLUS EFFICACE DES INTERCONNEXIONS

Le couplage des marchés permet une utilisation efficace des interconnexions et ainsi une optimisation du plan de marche du parc de production européen, afin d'utiliser en priorité les moyens les moins coûteux. La mise en place du couplage aux frontières avec l'Angleterre (février 2014), l'Espagne (mai 2014) et l'Italie (février 2015) permet de générer une baisse des coûts de production à l'échelle des deux pays concernés. Ces baisses sont respectivement de l'ordre

de 50, 10 et 30 M€ par an pour ces trois frontières. La mise en œuvre du couplage des marchés fondés sur les flux (*flow-based*)*, en permettant une utilisation plus pertinente des capacités limitées du réseau devrait entraîner une diminution des coûts de production de l'ordre d'une centaine de millions d'euros par an à l'échelle de la région Centre-Ouest qui regroupe la France, l'Allemagne, l'Autriche et le Benelux.

Les pays de la zone «flow-based»



LES ÉTATS MEMBRES ET LE PARLEMENT EUROPÉEN ONT PRÉVU UN CADRE RÉGLEMENTAIRE QUI IMPOSE LA MISE EN ŒUVRE DE RÈGLES COMMUNES DE FONCTIONNEMENT DU MARCHÉ DANS DES DÉLAIS PRÉCIS : LES CODES DE RÉSEAUX.

textes qui sont proposées par les gestionnaires de réseaux. La CRE s'assure ainsi que les principes définis dans les « modèles cibles », ainsi que les retours d'expérience des projets développés de façon volontaire, sont reflétés de façon pertinente dans le cadre réglementaire européen.

À titre d'exemple, la CRE a joué un rôle moteur dans la définition des modalités d'attribution de la capacité d'échanges d'électricité aux frontières à l'échéance de long terme (d'un an jusqu'à quelques jours avant le temps réel). Dans ce cadre, ses services ont coordonné la rédaction de deux avis de l'ACER sur les textes proposés par les gestionnaires de réseaux d'électricité européens regroupés au sein d'ENTSO*-E (European Network of Transmission System Operators for Electricity) afin que ceux-ci soient conformes aux orientations-cadres* formulées par l'ACER en 2011. La Commission européenne envisage de soumettre ces textes à l'adoption des États membres au cours de l'année 2015.

2.3. LES RÉGULATEURS VEILLENT À CE QUE LES « MODÈLES CIBLES » ANTICIPENT LES ÉVOLUTIONS DES MARCHÉS DE L'ÉNERGIE

Les codes de réseaux européens sont conçus sur la base des principes définis dans les « modèles cibles ». Cependant, les évolutions propres au secteur de l'énergie nécessitent d'adapter régulièrement ces règles de fonctionnement du marché. Par conséquent, le travail prospectif des régulateurs pour faire évoluer ces règles doit être constant.

Dans le cas de l'électricité, le « modèle cible » doit par exemple être affiné pour accompagner au mieux l'essor des énergies renouvelables. Du fait de leur caractère variable, une plus grande finesse (diminution du pas de temps) et une plus grande flexibilité des marchés (échanges en continu) sont devenues essentielles. Le « modèle cible » pourra également être précisé afin de faciliter la participation des consommateurs à l'équilibrage du système électrique.

En gaz, la baisse de la demande observée ces dernières années en Europe, les fluctuations des prix sur le marché mondial du GNL et les tensions avec la Russie nécessitent de prendre en compte un niveau d'incertitude beaucoup plus élevé que par le passé. En 2014, la CRE a contribué activement



L'EFFICACITÉ DU SYSTÈME ÉNERGÉTIQUE EUROPÉEN PASSE PAR UNE PLANIFICATION COORDONNÉE DES BESOINS DE DÉVELOPPEMENT DES INFRASTRUCTURES ÉNERGÉTIQUES.”

à la révision du « modèle cible » européen pour le gaz menée par l'ACER, qui se concentrera notamment sur l'amélioration de la liquidité sur les marchés de gros en Europe et sur les perspectives de consommation de gaz.

2.4. LES RÉGULATEURS S'ASSURENT DE LA COHÉRENCE DES PLANS DE DÉVELOPPEMENT DES INFRASTRUCTURES AUX NIVEAUX NATIONAL ET EUROPÉEN

L'efficacité du système énergétique européen passe par ailleurs par une planification coordonnée des besoins de développement des infrastructures énergétiques. Ainsi, les besoins d'investissement dans les réseaux de transport ne s'analysent plus seulement au niveau national, au travers d'outils tels que les schémas nationaux de développement de réseaux, mais également au niveau européen. Publiés par les ENTSO tous les deux ans, les plans décennaux de développement européens des réseaux d'électricité et de gaz naturel recensent les projets proposés par les gestionnaires de réseaux de transport et estiment les besoins en infrastructure en se fondant sur une méthodologie d'analyse des coûts et des bénéfices des projets au-delà de l'échelon national. Il appartient au régulateur national de s'assurer de

HARMONISATION DES RÈGLES D'EXPLOITATION DU SYSTÈME ÉNERGÉTIQUE EUROPÉEN : OÙ EN EST-ON ?

La CRE participe activement à l'élaboration des codes de réseaux européens qui définissent les règles de fonctionnement harmonisées partagées par tous les gestionnaires de réseaux en Europe.

En gaz, trois codes de réseaux ont déjà été adoptés et, pour certains, mis en œuvre de manière anticipée. Le code de réseau sur le mécanisme d'allocation des capacités figure ainsi parmi les règles harmonisées dont l'application est la plus avancée, bien qu'elle ne soit obligatoire qu'à compter du 1^{er} novembre 2015. Ce texte pivot du « modèle cible » européen pour le gaz a pour objectif de faciliter les échanges grâce à la vente aux enchères de capacités de transport aux points d'interconnexion entre deux zones. Il impose notamment la vente de produits de durées standardisées selon un calendrier commun.

En électricité, le premier jeu de règles, adopté par les États membres en décembre 2014, traite de l'allocation des capacités journalière et infra-journalière et de la gestion des congestions. Fin 2014, l'adoption de sept autres codes de réseaux avait été recommandée par l'ACER à la Commission européenne.

la cohérence des plans décennaux nationaux avec les plans décennaux européens.

L'analyse des coûts et des bénéfices des projets de développement du réseau européen sert également de cadre de référence pour l'identification des projets d'infrastructure d'intérêt commun*, qui bénéficient de procédures d'autorisations accélérées et, dans certaines conditions, de subventions européennes. De surcroît, la mise en œuvre de mesures incitatives ainsi que le partage des coûts de ces projets entre les pays qui en retireront un bénéfice économique peuvent désormais être envisagés par les régulateurs. Il résulte ainsi de ce nouveau dispositif une imbrication encore plus forte des analyses nationales et européennes des besoins de développement des réseaux.

LA CRE CONTRIBUE À L'ANALYSE DU PLAN DÉCENNAL DE DÉVELOPPEMENT DU RÉSEAU D'ÉLECTRICITÉ EUROPÉEN

L'ACER est chargée de veiller à ce que les plans européens de développement des réseaux contribuent au fonctionnement efficace du marché intérieur de l'énergie.

Dans l'avis qu'elle a rendu début 2015 sur le plan décennal de développement du réseau électrique européen (TYNDP)*, l'ACER a formulé plusieurs recommandations pour la prochaine édition de ce plan. L'une d'elles vise à accroître la transparence sur les hypothèses utilisées par ENTSO-E pour modéliser les besoins d'interconnexions à l'horizon 2030.

Ce travail est mené en étroite collaboration avec les régulateurs nationaux : l'expertise

qu'ils ont acquise de l'analyse des plans décennaux nationaux et la connaissance plus fine des projets proposés sur leur territoire leur permettent en effet de contribuer efficacement à l'évaluation menée par les équipes de l'Agence européenne.

En parallèle, la CRE s'est dotée d'un outil de simulation destiné notamment à la valorisation des projets d'interconnexions électriques. Cet outil lui permettra d'améliorer sa compréhension du plan européen et ainsi de s'assurer que le renforcement des infrastructures françaises est effectué en cohérence avec les développements prévus dans le reste de l'Europe.

3

Le système énergétique français s'insère de façon toujours plus étroite dans le marché européen

Le renforcement de la coopération transfrontalière entre autorités de régulation nationales et la mise en œuvre anticipée des codes de réseaux pour le gaz et l'électricité s'accompagnent de nombreuses réalisations qui ont permis d'améliorer la gestion des interconnexions existantes et d'en simplifier l'accès.

Le développement des infrastructures énergétiques est également l'objet d'une coordination étroite entre la CRE et ses homologues.

3.1. L'ÉVOLUTION DES RÈGLES D'ACCÈS AUX INTERCONNEXIONS FRANÇAISES S'ACCOMPAGNE DE RÉALISATIONS IMPORTANTES

Les interconnexions électriques françaises sont désormais utilisées de façon plus efficace. L'année 2014 est avant tout l'année de l'extension géographique, à l'échéance journalière, du couplage des marchés. Ce mécanisme permet de faire correspondre aux besoins d'électricité de plusieurs pays les moyens de production les moins chers de l'ensemble de la zone, dans la limite physique des capacités d'échange. De ce fait, il garantit que les interconnexions sont utilisées afin que les flux d'énergie aillent dans le bon sens, c'est-à-dire du pays où l'électricité est la moins chère vers celui où elle est la plus chère. Appliqué aux frontières entre la France, la Belgique et les Pays-Bas depuis 2007, puis à l'Allemagne depuis 2010, le couplage des marchés a été étendu en février 2015 pour s'appliquer à 15 pays, avant d'être élargi quelques mois plus tard à l'Espagne et au Portugal. Pour la France, cela signifie que ses capacités d'interconnexion électriques sont allouées de manière efficace à quatre de ses six frontières (Allemagne, Belgique, Espagne et Grande-Bretagne). Aux deux dernières frontières françaises, les travaux de préparation menés en 2014 ont permis une

ELECLINK,
UNE NOUVELLE
INTERCONNEXION DE
1000 MW, RELIERA LA
FRANCE ET L'ANGLETERRE
D'ICI FIN 2016
EN PASSANT PAR
LE TUNNEL SOUS
LA MANCHE, PLUS LONG
TUNNEL SOUS-MARIN
AU MONDE.

© Groupe Eurotunnel SA



utilisation efficace de l'interconnexion France-Italie dès février 2015. L'extension du couplage à la Suisse a également été préparée techniquement, mais sa mise en œuvre reste conditionnée à l'issue de négociations bilatérales entre l'UE et la Suisse.

D'autres progrès ont été réalisés durant l'année. En particulier, les modalités d'allocation des produits de long terme (produits annuels ou mensuels) à la frontière espagnole ont été améliorées. Ces produits de long terme permettent notamment aux acteurs de marché de se couvrir contre les différentiels de prix entre deux pays et contribuent à une meilleure liquidité des marchés. En particulier, les garanties associées à ces produits (fermeté des droits en cas de difficultés de gestion du réseau), ont été renforcées à la demande de la CRE.

Les mécanismes d'allocation des capacités gazières ont été homogénéisés

La CRE veille au respect des règles de gestion de la congestion sur le réseau français de transport. Les procédures de gestion de la congestion ont pour but de lutter contre les situations de congestions contractuelles au niveau des interconnexions, qui se caractérisent par la souscription de toutes les capacités de transport sans pour autant que ces dernières ne soient utilisées.

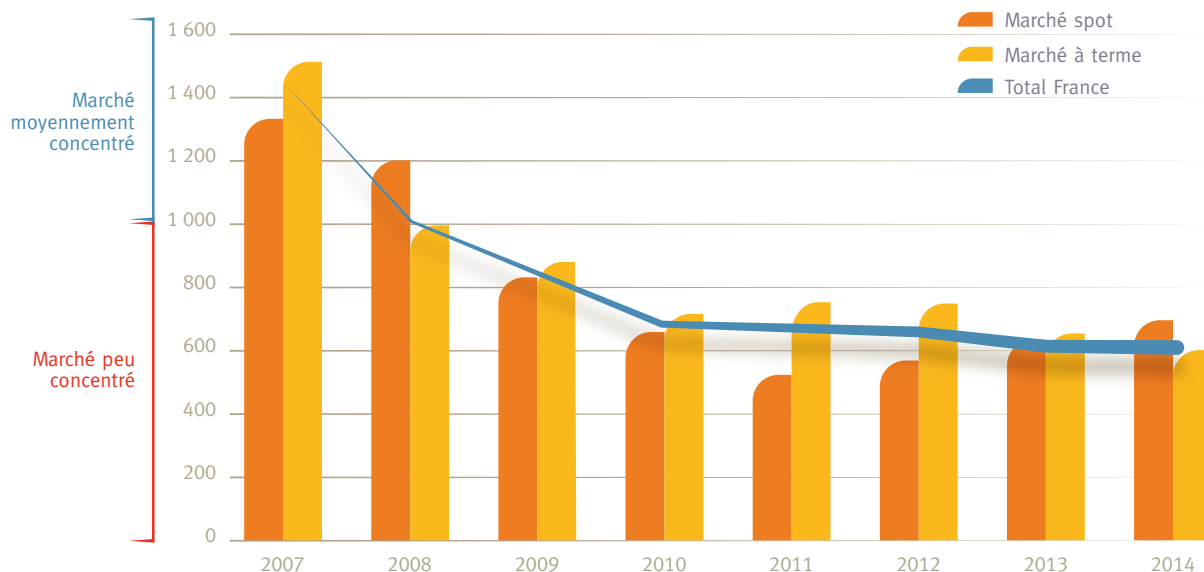
La CRE anticipe également autant que possible la mise en place de la législation européenne concernant l'allocation des capacités de transport de gaz à ses frontières. À ce titre, elle soutient les gestionnaires de réseaux de transport des différents États membres dans l'harmonisation de leurs pratiques, comme l'illustre la mise en place de la plate-forme commune d'allocation des capacités gazières dénommée PRISMA.

Mise en service à l'initiative des gestionnaires de transport d'Europe du Nord-Ouest en avril 2013, PRISMA a sensiblement simplifié les conditions d'accès des expéditeurs aux capacités d'interconnexion, en centralisant l'ensemble des enchères appliquées aux interconnexions opérées par ses membres, conformément au code de réseau Capacity Allocation Management (CAM). Cette plate-forme unique permet de surcroît aux expéditeurs de construire leurs positions à l'échelle européenne. En tant que membre du «Groupe de supervision des régulateurs» de PRISMA, la CRE contribue à orienter les efforts de développement de la plate-forme.



L'INTERCONNEXION
ELECLINK, QUI
EMPRUNTE LE
TUNNEL SOUS LA
MANCHE, PERMETTRA
D'AUGMENTER DE 50%
LA CAPACITÉ D'ÉCHANGE
AVEC LA GRANDE-
BRETAGNE À PARTIR
DE 2017."

Indice de concentration du marché intermédiaire gazier français



LE PROJET VAL DE SAÔNE CONSTITUE UN MAILLON ESSENTIEL DU CORRIDOR ENTRE LA PÉNINSULE IBÉRIQUE ET LE RESTE DU MARCHÉ GAZIER EUROPÉEN.”

3.2. LE DÉVELOPPEMENT DES INFRASTRUCTURES FRANÇAISES SE POURSUIT

En gaz, la CRE s’est prononcée avec son homologue espagnol sur le partage des coûts d’investissement du projet Val de Saône

Le projet Val de Saône est indispensable à la réduction des congestions entre les zones nord et sud de la France. Il constitue donc un maillon essentiel du corridor entre la péninsule ibérique et le reste du marché gazier européen. C’est pourquoi il a été retenu par les États membres parmi les projets d’intérêt commun.

À la suite de la demande d’investissement de GRTgaz, les régulateurs espagnol (CNMC) et français ont, conformément à la législation européenne, convenu dans une décision conjointe prise en 2014⁽⁵⁾ que la

création d’une zone de marché unique en France bénéficierait au marché européen dans son ensemble. Les bénéfices pour la France étant supérieurs aux coûts, ces derniers lui ont été intégralement alloués, conformément aux recommandations de l’ACER à l’intention des régulateurs.

La CRE a accordé, conjointement avec Ofgem, une dérogation pour la ligne électrique ElecLink

Afin de faciliter la réalisation d’investissements dans de nouveaux projets d’envergure, la législation européenne permet, dans certaines conditions, d’accorder une dérogation à l’application des règles d’accès aux infrastructures d’énergie. La dérogation accordée par la CRE et le régulateur britannique à l’entreprise ElecLink pour la construction et l’exploitation d’une nouvelle interconnexion de 1000 MW entre la France et la Grande-Bretagne s’inscrit dans ce cadre. Il s’agit

GAZ : UN MARCHÉ DE GROS MOINS CONCENTRÉ

L'ouverture des marchés européens du gaz a permis d'augmenter la liquidité sur les marchés de gros français : les volumes échangés de court et de long terme ont été multipliés par plus de 17 entre 2007 et 2013.

La construction d'un marché intérieur de l'énergie s'accompagne également d'une plus grande concurrence en France. L'indice de Herfindahl-Hirschmann (HHI) qui permet de mesurer le niveau de concentration d'un marché

constitue un indicateur important dans le cadre d'un processus d'ouverture à la concurrence.

Plus le nombre d'acteurs de marché est élevé, plus l'indice de concentration est faible et moins les acteurs peuvent exercer un pouvoir de marché pour influencer les prix. Dans le cas du marché de gros du gaz en France, l'ouverture à la concurrence a permis de diviser par plus de deux la concentration des segments spot et à terme.

d'une première, toutes les autres interconnexions françaises étant exploitées par RTE dans un cadre régulé.

Avant d'accorder la dérogation, la CRE a examiné, avec son homologue britannique, Ofgem, l'impact de l'interconnexion sur les utilisateurs de réseaux et sur le marché. Ce travail a permis de s'assurer que le projet présentait un bénéfice pour la collectivité supérieur aux charges à engager pour renforcer le réseau de transport français⁽⁵⁾. Contrairement aux interconnexions régulées, ElecLink pourra couvrir son investissement par les recettes résultant de la vente d'une partie des capacités d'interconnexion sur des périodes pouvant atteindre 20 ans. Les régulateurs ont fait en sorte que le mode d'allocation de ce type de capacités permette à tous les acteurs intéressés d'y accéder. De plus, au-delà d'un certain seuil, la moitié des profits excédant ce seuil sera redistribuée aux utilisateurs du réseau. Pour la gestion de cette interconnexion sur un horizon de temps inférieur ou égal à un an, les règles seront les mêmes que celles appliquées aux autres interconnexions françaises.

Retenue comme projet d'intérêt commun, cette interconnexion, qui emprunte le tunnel sous la Manche, permettra d'augmenter de 50% la capacité d'échange avec la Grande-Bretagne à partir de 2017.

5. Délibération du 10 avril 2014 portant décision relative à la demande de répartition transfrontalière des coûts entre la France et l'Espagne pour le projet d'intérêt commun Val de Saône

6. Le financement de ces charges est supporté par les utilisateurs de réseaux au travers du TURPE

7. Loi du 7 décembre 2006 relative au secteur de l'énergie

8. Regulation on Wholesale Energy Market Integrity and Transparency

9. Ces règles s'appliquent aux produits énergétiques de gros, c'est-à-dire les contrats de fourniture ou de transport d'électricité ou de gaz naturel, incluant les produits dérivés, et les contrats aux consommateurs finals avec une capacité de consommation supérieure à 600 GWh/an

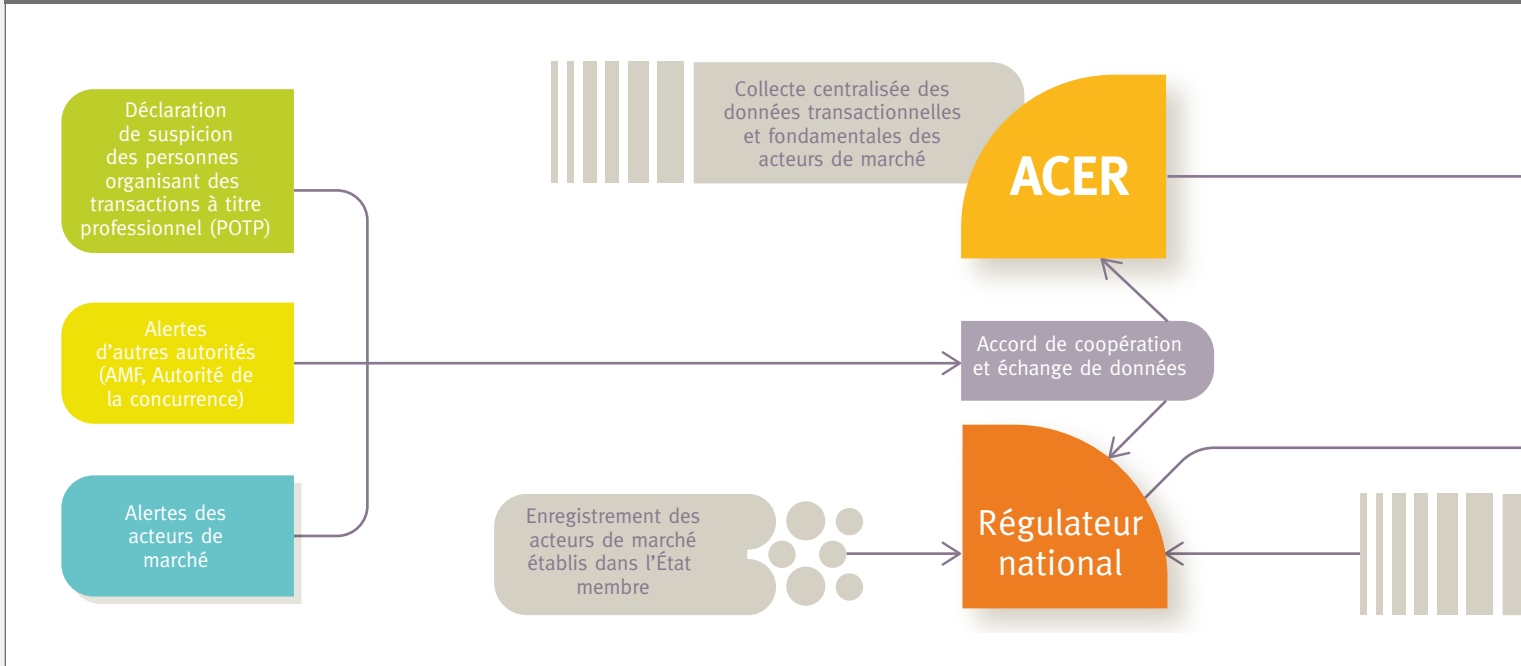
4 La surveillance des marchés de gros relève d'une compétence partagée avec l'Agence européenne des régulateurs

4.1. L'ACER ET LES RÉGULATEURS NATIONAUX DE L'ÉNERGIE DISPOSENT DE RESPONSABILITÉS DISTINCTES

La CRE a pour mission de surveiller les marchés de gros pour l'électricité et pour le gaz naturel depuis 2006. Ses attributions portent en particulier sur « les transactions effectuées entre fournisseurs, négociants et producteurs, les transactions effectuées sur les marchés organisés ainsi que les échanges aux frontières. Elle surveille la cohérence des offres [...] avec leurs contraintes économiques et techniques. »⁽⁷⁾ À ce titre, la CRE collecte les informations pertinentes des acteurs actifs sur les marchés de l'électricité et du gaz en France depuis plusieurs années. Afin d'analyser ses effets potentiels sur ces marchés de gros, elle collecte également les données relatives au marché du CO₂.

Depuis la fin de 2011, cette mission de surveillance s'inscrit également dans le cadre du règlement européen n°1227/2011 du 28 décembre 2011 sur l'intégrité et la transparence des marchés de gros de l'énergie, désigné par l'acronyme REMIT⁽⁸⁾. Celui-ci interdit les opérations d'initié et les manipulations de marché et oblige l'ensemble des acteurs à publier les informations privilégiées qu'ils détiennent⁽⁹⁾.

La mise en œuvre de ces règles s'accompagne d'une évolution de la façon dont est conduite la surveillance du marché de gros. D'une part, l'ACER collecte les relevés de transactions ainsi que les données relatives aux fondamentaux des mar-



chés de l'électricité et du gaz naturel de manière centralisée pour l'ensemble des États membres, partage les informations avec les régulateurs et peut instaurer et coordonner un groupe d'enquête composé de plusieurs régulateurs en cas de suspicion d'infraction à la législation européenne avec des effets transfrontaliers. D'autre part, les régulateurs enregistrent les acteurs de marché au niveau national, surveillent le marché national en coopération avec l'ACER et s'assurent de l'application de REMIT.

Pour ce faire, ils disposent de pouvoirs d'enquête et de sanction au niveau national. C'est à ce titre que le code de l'énergie confère à la CRE, depuis 2013, la mission de garantir le respect de REMIT, et, au sein de celle-ci, au CoRDIS la compétence de sanctionner les manquements à REMIT.

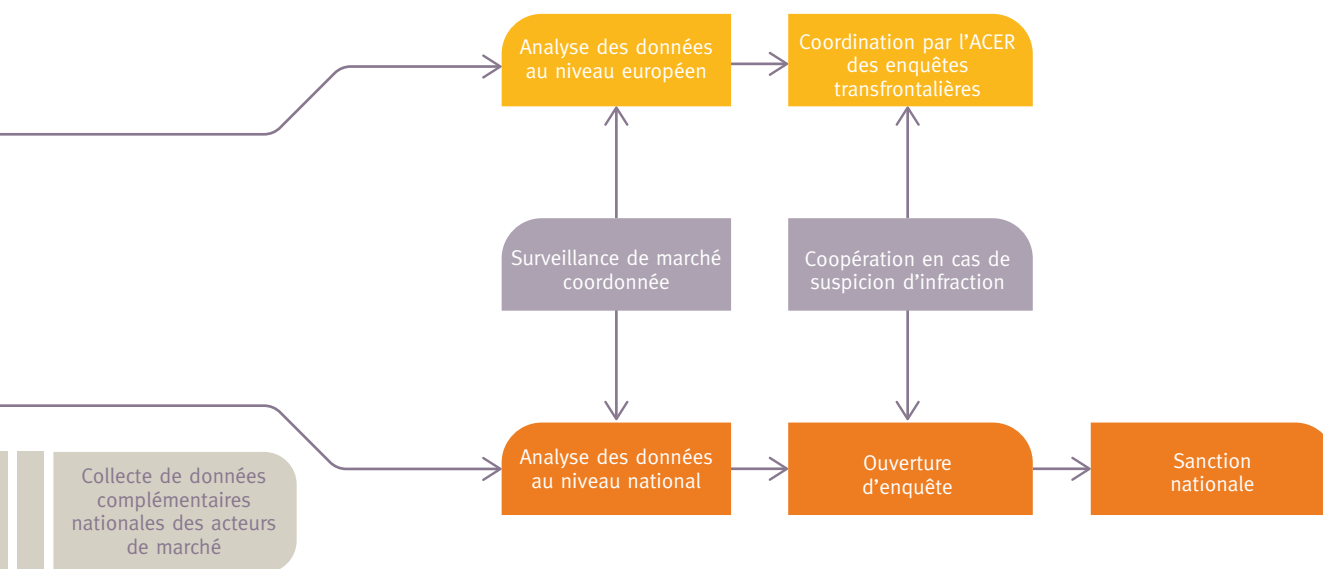
4.2. LA DÉFINITION DES MODALITÉS PRATIQUES DE MISE EN ŒUVRE DU CADRE DE SURVEILLANCE EUROPÉEN A UN IMPACT DIRECT SUR LE CADRE DE SURVEILLANCE DU MARCHÉ DE GROS FRANÇAIS

Les modalités pratiques de mise en œuvre du cadre de surveillance européen ont été arrêtées en décembre 2014⁽¹⁰⁾. La collecte des données concer-

nant les transactions standards effectuées sur les places de marché organisées et des données fondamentales débutera le 7 octobre 2015 et le 7 avril 2016 pour toutes les autres transactions. Elle sera centralisée par l'ACER. Les acteurs de marché devront auparavant s'être inscrits dans le registre national mis en place par les régulateurs. La CRE a pour sa part lancé l'enregistrement national dès le 7 octobre 2014⁽¹¹⁾. Les informations du registre seront ensuite transmises à l'ACER. Il est à noter que l'enregistrement ne remplace en aucun cas l'autorisation d'effectuer des transactions ou l'autorisation de fourniture, délivrée par les autorités compétentes.

Pour éviter une double collecte des données aux niveaux européen et national, les informations seront partagées par l'ACER avec les régulateurs et les autres autorités compétentes, dans le respect de strictes obligations de confidentialité et de protection des données. Un protocole d'accord signé en 2014 par les régulateurs détaille les modalités pratiques de leur coopération, en particulier quant aux notifications à l'ACER en cas de suspicion d'infraction à REMIT, ses requêtes vers les régulateurs de demande d'information ou d'ouverture d'enquête, ainsi que les modalités de coordination par l'ACER lors de l'instruction de cas transfrontaliers.

10. Règlement d'exécution (UE) n°1348/2014 du 17 décembre 2014 concernant la déclaration des données en application du règlement REMIT
11. <http://www.cre.fr/marches/marche-de-gros/remi-enregistrement-et-présentation> diffusée lors de La Réunion d'information REMIT du 7 octobre 2014



Les services de la CRE ont participé activement aux travaux européens concernant les sujets de gouvernance, de surveillance des marchés et de développement des systèmes d'information. Occupant notamment la vice-présidence des groupes de travail de l'ACER et du CEER* sur l'intégrité et la transparence des marchés, la CRE a par exemple contribué à la rédaction de différents textes concernant l'application de REMIT et la coopération entre l'ACER, les régulateurs et les personnes organisant des transactions à titre professionnel (POTP) pour la détection de cas suspects. De plus, la CRE a été en mesure de sensibiliser les acteurs du marché de gros français à ces nouvelles règles très en amont de leur mise en œuvre. Elle a mis en place sur son site internet une rubrique dédiée et a organisé une réunion d'information le 7 octobre 2014 pour les acteurs de marché.

4.3. UNE NÉCESSAIRE IMPLICATION DES RÉGULATEURS NATIONAUX POUR PRÉCISER LES INTERACTIONS AVEC LA RÉGLEMENTATION FINANCIÈRE AU NIVEAU EUROPÉEN

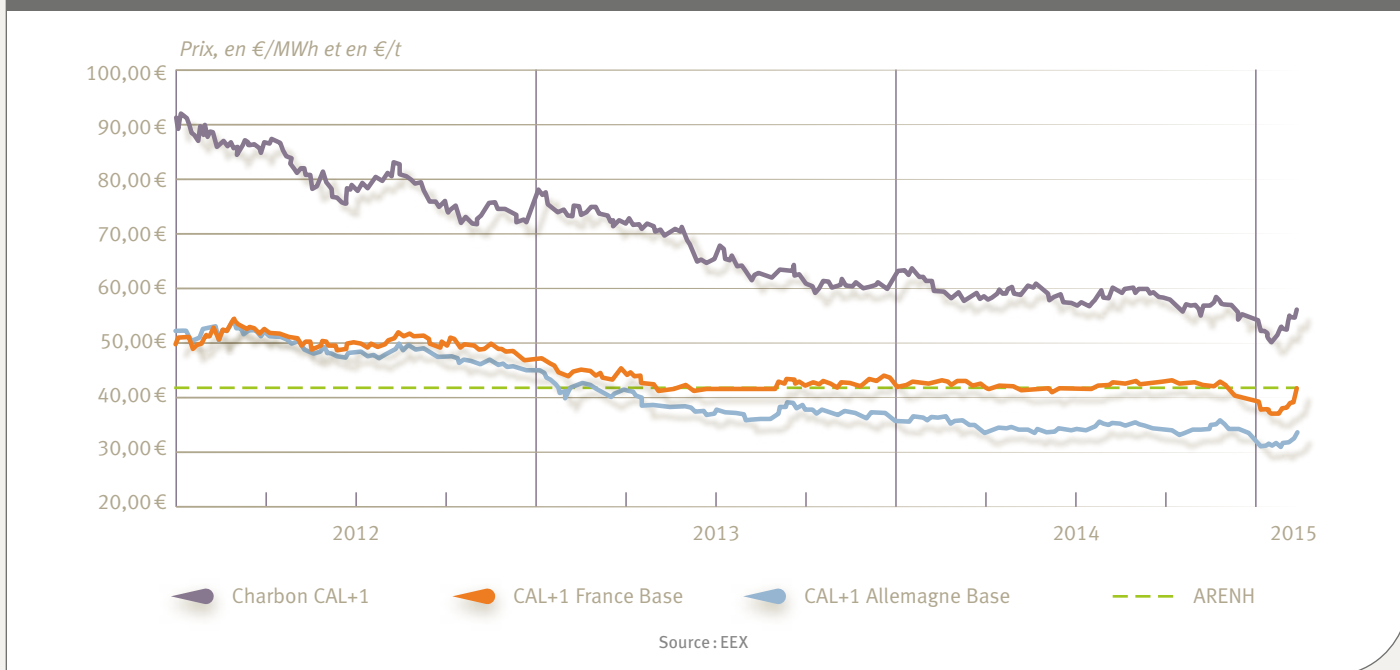
La mission de surveillance des marchés de gros de l'énergie est menée en lien avec les autorités chargées du respect de la réglementation financière, qui comprend notamment des

règles applicables aux marchés d'instruments financiers, aux abus de marché ainsi qu'aux produits dérivés de gré à gré, aux contreparties centrales et aux référentiels centraux. Certains produits énergétiques échangés sur les marchés de gros figurent parmi les instruments financiers concernés par cette législation. Il importe particulièrement de veiller à ce que les transactions concernant des produits énergétiques de gros déjà déclarées dans le cadre de la réglementation financière ne fassent pas l'objet d'une double obligation de déclaration.

Les régulateurs européens de l'énergie s'entretiennent donc régulièrement avec l'Autorité européenne des marchés financiers (ESMA) et partagent leur expertise pour approfondir leur analyse des interactions entre les réglementations sectorielles et financières. Les régulateurs sectoriels et financiers échangent également au niveau national pour évaluer la complémentarité des dispositions. En France, la CRE et l'Autorité des marchés financiers (AMF) ont signé un protocole d'accord en 2010.

LA CRE ANALYSE LES ÉVOLUTIONS DU PRIX À TERME DE L'ÉLECTRICITÉ EN FRANCE AU REGARD DU MÉCANISME ARENH ET DE L'ÉVOLUTION DU PRIX ALLEMAND

Évolution des prix à terme de l'électricité par rapport au prix de l'ARENH et du charbon



À la suite de la résiliation par quatre fournisseurs de l'accord-cadre leur permettant de bénéficier de l'ARENH, le volume d'ARENH souscrit au titre du premier semestre 2015 s'élève maintenant à 12,4 TWh (dont 5,3 TWh au titre des pertes).

La CRE a engagé une analyse approfondie sur le comportement des opérateurs actifs sur le marché de l'électricité français après avoir observé une stabilisation du prix du produit calendaire 2014 France base aux alentours de 42 €/MWh au cours de l'année 2013, alors que le prix de ce même produit en Allemagne baissait. Elle a ainsi analysé les transactions effectuées par les acteurs de marché et les ordres postés sur les plates-formes de négociation au cours de l'année 2013. Par ailleurs, la CRE a interrogé ces acteurs pour connaître leurs analyses de cette situation et, dans certains cas, pour obtenir des explications sur des comportements spécifiques.

De nombreuses transactions à l'achat proviennent du choix de fournisseurs alternatifs*, d'industriels ou de gestionnaires de réseaux d'acheter de l'électricité sur les marchés de gros en lieu et place du mécanisme ARENH* dès lors que le prix était inférieur à 42 €/MWh⁽¹²⁾.

La CRE n'a pas observé de hausse des ventes de la part d'EDF liée à des hypothèses de souscription sur l'ARENH. L'opérateur historique EDF, qui délivre l'électricité dans le cadre du mécanisme ARENH, a indiqué à la CRE qu'il n'avait aucun moyen « d'anticiper les souscriptions par les fournisseurs avant la notification par la CRE des volumes à livrer » et que « le dispositif ARENH lui impose de faire des hypothèses sur les volumes à livrer avec le risque, du fait de l'optionnalité, d'erreur sur les quantités ».

Le comportement d'EDF, conjugué à celui des acteurs alternatifs, a très probablement contribué au maintien des prix autour de 42 €/MWh, potentiellement favorisé par la faible liquidité des marchés. La CRE n'a pas identifié d'élément susceptible de caractériser une manipulation de marché sur les transactions effectuées en 2013 sur le produit calendaire 2014.

La question de la cohérence de ce prix par rapport aux fondamentaux de marché se pose avec plus d'acuité depuis le début de 2014. Si un différentiel de prix de 4,2 €/MWh entre la France et l'Allemagne paraît cohérent en 2013 pour le produit calendaire 2014, ce différentiel s'est accru pour atteindre en moyenne 7,1 €/MWh au 1^{er} semestre 2014. Dans ce contexte, le comportement des acteurs de marché et, en particulier, leurs transactions depuis le début de l'année 2014 continuent à faire l'objet d'une surveillance renforcée.

Les prix de l'électricité, sur le produit calendaire 2015 France base, ont évolué à un niveau inférieur au prix de l'ARENH, à la fin de l'année 2014. Cette baisse des prix, conjuguée à une absence de visibilité sur les évolutions à venir du prix de l'ARENH, a d'ailleurs conduit les fournisseurs alternatifs à demander moins d'ARENH au 1^{er} semestre 2015 : 15,8 TWh contre 34,5 TWh au 2nd semestre 2014.

12. Cette valeur a été ajustée par certains acteurs par le caractère profilé d'une partie des volumes de l'ARENH et par les frais de transactions et les frais liés au mécanisme ARENH



© Union européenne - 2013

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

3 questions à...

DOMINIQUE RISTORI DIRECTEUR GÉNÉRAL EN CHARGE DE L'ÉNERGIE À LA COMMISSION EUROPÉENNE

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

L'achèvement du marché intérieur de l'énergie est l'une des grandes priorités de l'Union européenne et les événements géopolitiques de l'année 2014 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 : l'Europe de 2015 n'est plus marquée par des systèmes énergétiques nationaux où un opérateur dominant fixe seul les règles du jeu. Les nouveaux acteurs entrent sur le marché plus facilement, la concurrence entre les entreprises s'accroît et les consommateurs ont plus de choix parmi les fournisseurs. Il reste toutefois 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 ?

Tout d'abord, l'établissement de régulateurs nationaux, indépendants des entreprises du secteur et des gouvernements. C'est le résultat d'une évolution naturelle vers une gouvernance moderne de régulation des marchés. Ensuite, la création de l'Agence de coopération des régulateurs européens de l'énergie (ACER) a constitué un saut qualitatif. Il était nécessaire de l'établir pour assurer plus de cohérence et traiter les questions transfrontières. L'intégration des marchés passe en outre par un développement des interconnexions et des projets d'intérêt commun auxquels les financements européens contribuent largement.

Le couplage des marchés, qui couvre désormais 19 États membres, 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. Une étude récente a évalué que le couplage des marchés d'électricité au niveau européen permettra d'économiser près de 4 Mds€ par an.

Quels domaines restent encore à parachever ?

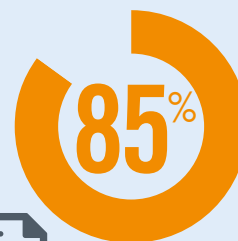
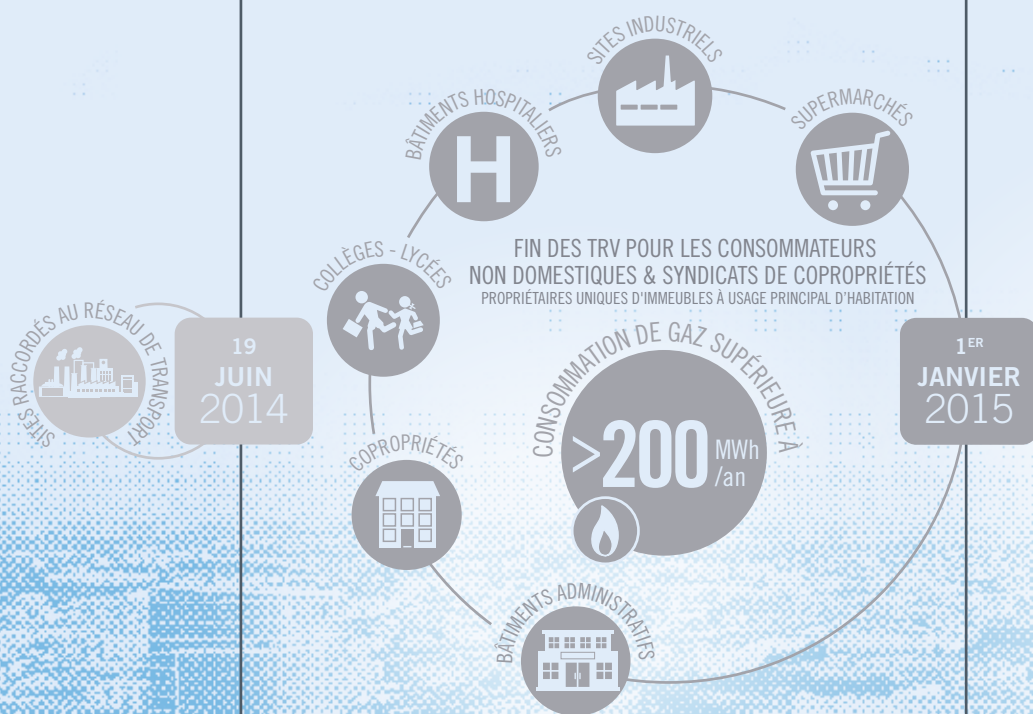
Tout d'abord, les attentes des consommateurs domestiques vis-à-vis du marché intérieur n'ont pas encore trouvé de réponse satisfaisante. Les comparateurs de prix constituent

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.

Deuxièmement, les codes de réseaux 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. 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 réseaux et à l'achèvement du marché intérieur, les régulateurs nationaux favoriseront 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. ▀

La CRE accompagne l'ouverture du marché de détail



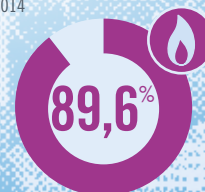
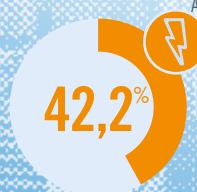
DES PROFESSIONNELS
CONSOMMATEURS
D'ÉLECTRICITÉ

N'ONT TOUJOURS
PAS SOUSCRIT
UN CONTRAT
EN OFFRE DE MARCHÉ

AU 31/12/2014

ILS ONT JUSQU'AU
31 DÉCEMBRE 2015
POUR LE FAIRE.

POURCENTAGE DE LA CONSOMMATION
DES SITES NON RÉSIDENTIELS
FOURNIE EN OFFRE DE MARCHÉ
AU 31/12/2014





CE QU'IL FAUT RETENIR

**JUIN
2016**

29 
FOURNISSEURS NATIONAUX
PROPOSENT DES OFFRES DE MARCHÉ
AUX CONSOMMATEURS PROFESSIONNELS.



**VOUS POUVEZ
CHANGER**

de fournisseur dès maintenant,
**SANS FRAIS
ET SANS PRÉAVIS**



de résiliation,
même si vos documents contractuels
(conditions générales de vente ou factures)
indiquent le contraire.

**ATTENTION AU
RISQUE D'INTERRUPTION
D'ALIMENTATION**

les professionnels (hors acheteurs publics)
qui n'auront pas souscrit d'offre de marché
à la date d'échéance de leur contrat
basculeront automatiquement sur
une offre de marché par défaut,
pour une durée maximale de six mois.

La présence de fournisseurs alternatifs permet aujourd'hui aux consommateurs de bénéficier d'offres de marché plus compétitives que les tarifs réglementés de vente. L'intensification de la concurrence doit permettre, par la pression qu'elle exerce sur les prix, d'offrir aux consommateurs des conditions encore plus favorables. C'est pourquoi, dans un contexte de suppression progressive des tarifs réglementés de vente pour les clients professionnels de moyenne et grande taille, tant en électricité qu'en gaz naturel, la CRE travaille à l'amélioration du fonctionnement du marché afin d'en assurer le dynamisme.

1 La CRE concourt à la mise en place d'un marché plus ouvert, favorable au consommateur

En 2014, la CRE a accompagné le processus de suppression des tarifs réglementés de vente pour les professionnels sur les plans organisationnel et technique, et par des actions d'information des publics concernés. Elle a également proposé des évolutions des mécanismes de marché et œuvré à mettre l'ensemble des fournisseurs* dans des conditions égales d'accès aux données de consommation.

* Cf glossaire

1.1. DES ACTIONS POUR ACCOMPAGNER LA FIN DES TARIFS RÉGLEMENTÉS DE VENTE POUR LES GROS CONSOMMATEURS

Pour mettre fin aux procédures d'infraction engagées par la Commission européenne, le Gouvernement français s'est engagé à supprimer de façon progressive les tarifs réglementés de vente* pour les consommateurs non résidentiels d'électricité et de gaz naturel d'ici la fin 2015. Cette suppression a été prévue, pour l'électricité, par les dispositions issues de la loi du 7 décembre 2010 sur la nouvelle organisation du marché de l'électricité (loi NOME)* et, pour le gaz, par la loi du 17 mars 2014 relative à la consommation.

L'extinction des tarifs réglementés pour les gros consommateurs représente une évolution importante vers une ouverture à la concurrence du marché de l'électricité et du gaz naturel en France. Au 1^{er} avril 2015, 75 000 sites en gaz naturel et 450 000 en électricité étaient concernés par la suppression des tarifs réglementés de vente.

Les échéances

En électricité, les sites situés en métropole continentale avec une puissance souscrite supérieure à 36 kVA (moyens et grands centres commerciaux,

RÉUNION D'INFORMATION DE LA
CRE SUR LA FIN DES TRV POUR LES
ENTREPRISES ORGANISÉE AVEC LES CCI
DE CARCASSONNE ET DE NARBONNE,
LE 22 OCTOBRE 2014.

© CCI Narbonne

tours de bureaux, industries, grands hôtels, collectivités locales...) ne pourront plus souscrire de contrat aux tarifs réglementés de vente à partir du 1^{er} janvier 2016.

Pour le gaz naturel, les tarifs réglementés sont supprimés par étapes pour les sites non domestiques avec une consommation annuelle supérieure à 30 MWh. Depuis le 19 juin 2014, les très gros consommateurs raccordés au réseau de transport sont passés en offres de marché. Pour les consommateurs de plus de 200 MWh/an (établissements scolaires, bâtiments hospitaliers, maisons de retraite, supermarchés, bureaux, sites industriels, grandes copropriétés), l'échéance était le 1^{er} janvier 2015. L'extinction des tarifs réglementés de gaz sera totale le 1^{er} janvier 2016 pour les clients professionnels consommant plus de 30 MWh/an (restaurants, bureaux, ateliers, commerces de proximité), à l'exception des copropriétés avec une consommation inférieure à 150 MWh/an.

La communication et la pédagogie pour les clients finals

Un groupe de travail dédié à la communication et à l'information sur la fin des tarifs réglementés de vente a été mis en place par la CRE. Ses objectifs étaient de créer un lieu d'échange entre les différents acteurs et d'identifier leurs besoins spécifiques. Pour donner aux consommateurs professionnels l'information officielle la plus précise et la plus pragmatique sur les échéances et les modalités de sortie des tarifs réglementés, des outils pédagogiques ont été élaborés. Des guides et des fiches pratiques ont ainsi été publiés sur le site Internet de la CRE, ainsi que sur le site www.energie-info.fr/Pro. Une vidéo de sensibilisation au sujet a été diffusée sur le site de la CRE dès octobre 2014 pour inciter les consommateurs à s'informer et à anticiper leur changement de contrat.

Par ailleurs, la CRE a noué un partenariat avec les chambres de commerce et d'industrie pour renforcer sa communication à destination des clients concernés par la suppression des tarifs réglementés de vente. Ce partenariat a été l'occasion de nombreux déplacements dans les régions. La CRE a ainsi participé à 38 réunions rassemblant 1850 entreprises et acheteurs publics sur l'en-



semble du territoire. Cette démarche de proximité, pour répondre directement et concrètement aux interrogations des consommateurs, se poursuit en 2015. La CRE est consciente de la faiblesse des moyens déployés au regard de l'ampleur de la tâche qui nécessiterait une large campagne d'information à l'initiative des pouvoirs publics, que ses moyens budgétaires ne lui permettent pas de prendre en charge.

La préparation et la surveillance du processus de sortie des tarifs réglementés

L'extinction des tarifs réglementés a fait l'objet d'une préparation par la CRE très en amont et en concertation avec l'ensemble des acteurs (fournisseurs, gestionnaires de réseaux, associations de consommateurs et pouvoirs publics).

Les travaux ont consisté à adapter les procédures existantes au nouveau contexte. Il a été demandé aux opérateurs de faire évoluer leurs systèmes d'information pour qu'aucun obstacle technique ne vienne freiner la sortie des tarifs réglementés de vente.

En gaz naturel, un mode opératoire du changement de fournisseur a été élaboré, permettant de s'affranchir des contraintes des systèmes d'information de GRDF.



LA CRE A NOUÉ
UN PARTENARIAT
AVEC LES CHAMBRES
DE COMMERCE ET
D'INDUSTRIE POUR
RENFORCER SA
COMMUNICATION
À DESTINATION DES
CLIENTS CONCERNÉS
PAR LA SUPPRESSION
DES TARIFS
RÉGLEMENTÉS
DE VENTE.”



LES COURRIERS D'INFORMATION SUR LA FIN DES TARIFS RÉGLEMENTÉS ENVOYÉS PAR LES FOURNISSEURS HISTORIQUES DOIVENT ÊTRE DISTINCTS DE TOUTE DÉMARCHE COMMERCIALE DE LEUR PART.”

En électricité, les modalités pratiques de résolution des situations atypiques et particulières ont été présentées aux acteurs, ainsi que les évolutions de la procédure de changement de fournisseur.

Il appartient aussi à la CRE de veiller à la transparence des mesures mises en œuvre par les fournisseurs historiques* pour informer les consommateurs sur la fin des tarifs réglementés. La loi⁽¹⁾ prévoit en effet que ceux-là informent leurs clients de la résiliation de leurs contrats et de la date de leur échéance à trois reprises. La CRE a émis des recommandations⁽²⁾ sur l'envoi des courriers d'information. Ces courriers à en-tête du ministère de l'Économie et des Finances et du ministère de l'Écologie, du Développement durable et de l'Énergie doivent être distincts de toute démarche commerciale des fournisseurs historiques. La CRE a notamment demandé aux opérateurs de n'accompagner ces courriers d'aucune facture, lettre ou autre document à leur en-tête.

Les acheteurs qui n'auront pas quitté les tarifs réglementés de vente dans les délais prévus bénéficieront d'offres transitoires. Ces offres ont une durée maximale de six mois. Elles sont non reconductibles et résiliables à tout moment sans qu'il y ait lieu à indemnité à la charge de l'une ou l'autre des parties. La CRE a signalé les risques qui pourraient peser sur les acheteurs publics qui bénéficieraient de l'offre transitoire au 1^{er} janvier 2015. Leurs appels d'offres devront être lancés suffisamment tôt pour disposer d'un contrat avant la fin de l'offre transitoire.

En 2015, la CRE renforcera sa surveillance des politiques commerciales et des offres des fournisseurs. La situation sur les territoires couverts par les entreprises locales de distribution (ELD)* fera également l'objet d'une attention particulière.

À l'occasion de la fin des tarifs réglementés de vente d'électricité et de gaz naturel, certaines copropriétés pourraient être confrontées à des difficultés pour trouver un fournisseur dans la mesure où elles ne sont pas protégées par l'interdiction du refus de vente. La CRE estime nécessaire de prévoir un dispositif spécifique pour traiter de cette situation.

1.2. UN TRAVAIL COORDONNÉ AVEC L'AUTORITÉ DE LA CONCURRENCE POUR L'ACCÈS À CERTAINES DONNÉES DES FICHIERS DE CLIENTS AUX TARIFS RÉGLEMENTÉS DE GDF SUEZ ET D'EDF

L'accès aux données de consommation des clients concernés par la fin des tarifs réglementés est un enjeu essentiel pour créer les conditions d'une réelle concurrence entre les fournisseurs, qui à défaut ne peuvent proposer d'offres adaptées aux profils de consommation, et pour permettre aux consommateurs de disposer d'offres alternatives et variées de fourniture.

À ce titre, la décision du 9 septembre 2014 de l'Autorité de la concurrence relative à une demande de mesures conservatoires présentée par la société Direct Energie, confirmée par un arrêt de la cour d'appel de Paris en date du 31 octobre 2014, représente un pas décisif vers l'ouverture des marchés du gaz naturel. Cette décision enjoint à GDF SUEZ de transmettre à ses concurrents certaines données relatives à l'ensemble de ses clients, notamment les clients non domestiques concernés par la fin des tarifs réglementés de vente de gaz naturel.

Les initiatives de la CRE

La CRE s'est intéressée au sujet de l'accès des fournisseurs alternatifs aux données concernant les clients aux tarifs réglementés dès la fin 2013. Elle a été saisie de cette question par ENI le 29 novembre 2013 et par l'Association nationale des opérateurs détaillants en énergie (ANODE) le 20 décembre 2013.

La CRE a ensuite saisi l'Autorité de la concurrence le 9 avril 2014 pour obtenir son avis sur les mesures susceptibles d'être imposées aux opérateurs historiques dans le cadre de la suppression des tarifs réglementés de vente d'électricité et de gaz

1. Article 25 de la loi du 17 mars 2014 relative à la consommation
2. Délibération du 10 avril 2014

LA LOI PRÉVOIT L'ENVOI D'UN COURRIER, À L'EN-TÊTE DES MINISTÈRES DE L'ÉNERGIE ET DE L'ÉCONOMIE, PAR LES FOURNISSEURS HISTORIQUES POUR INFORMER LEURS CLIENTS SUR LA FIN DES TARIFS RÉGLEMENTÉS.

© CRE



naturel aux clients non domestiques. Dans sa demande, la CRE soulignait que l'utilisation exclusive des fichiers de clients aux tarifs réglementés de vente donnait aux fournisseurs historiques un avantage qui ne pouvait être contrebalancé par l'accès aux données détenues par les gestionnaires de réseaux de distribution*. En effet, les données directement accessibles via les gestionnaires de réseaux de distribution ne permettent pas d'identifier les sites encore aux tarifs réglementés de vente ni d'en connaître la consommation.

En outre, ces données ont été accumulées dans le cadre de l'ancien monopole et des missions de service public des opérateurs historiques. Ainsi, la constitution et l'entretien de ces fichiers ont, comme l'ensemble des charges liées à la fourniture aux tarifs réglementés, été financés par ces tarifs. La CRE a donc souhaité recueillir l'avis de l'Autorité de la concurrence s'agissant de « l'accès des fournisseurs alternatifs au fichier des clients aux TRV des fournisseurs historiques » afin « de garantir l'exercice d'une véritable concurrence sur les segments de marché concernés par la fin des TRV ».

La saisine de l'Autorité de la concurrence par Direct Energie

En parallèle, la société Direct Energie a saisi l'Autorité de la concurrence le 15 avril 2014 en vue

de faire sanctionner des abus de position dominante de la société GDF SUEZ sur les marchés de fourniture de gaz naturel et d'électricité. Selon le fournisseur alternatif, ces abus étaient notamment liés à l'utilisation abusive faite par GDF SUEZ du fichier de clientèle qu'elle détient du fait de sa mission de fourniture des tarifs réglementés de vente de gaz naturel.

La demande de Direct Energie était accompagnée d'une demande de mesures conservatoires à l'encontre de la société GDF SUEZ. Il s'agissait en particulier de lui enjoindre d'accorder à Direct Energie un accès aux données relatives aux clients assujettis aux tarifs réglementés de vente de gaz naturel, dans des conditions objectives, transparentes et non discriminatoires.

Consultée à son tour par l'Autorité de la concurrence, la CRE lui a fourni le 28 mai 2014 un avis afin d'éclairer l'examen de la saisine et des demandes de la société Direct Energie.

Les mesures conservatoires imposées à GDF SUEZ

L'Autorité de la concurrence a estimé que GDF SUEZ est susceptible d'avoir abusé de sa position dominante sur le marché du gaz en utilisant l'infrastructure dédiée aux TRV (fichier client, site

“ L'ACCÈS AUX DONNÉES DE CONSOMMATION DES CLIENTS CONCERNÉS PAR LA FIN DES TARIFS RÉGLEMENTÉS EST UN ENJEU ESSENTIEL POUR CRÉER LES CONDITIONS D'UNE RÉELLE CONCURRENCE ENTRE LES FOURNISSEURS, QUI À DÉFAUT NE PEUVENT PROPOSER D'OFFRES ADAPTÉES AUX PROFILS DE CONSOMMATION. ”



UNE FOIS LES
COMPTEURS LINKY
GÉNÉRALISÉS, CHAQUE
FOURNISSEUR AURA LA
POSSIBILITÉ
DE DÉCLENCHER SES
PROPRES PÉRIODES
D'EFFACEMENT.
© ERDF - Philippe Lesprit

internet, plate-forme clientèle...), qui relève d'une activité de service public, pour commercialiser des offres de marché de gaz et d'électricité, activité concurrentielle. Cette utilisation a pu alimenter la confusion dans l'esprit des consommateurs, les empêchant de faire des choix rationnels s'agissant de leur fourniture de gaz et d'électricité. Elle estime par ailleurs qu'il existe un risque fort de préemption du marché, interdisant toute diffusion des offres les plus compétitives.

La décision de l'Autorité de la concurrence du 9 septembre 2014 a ordonné à GDF SUEZ « à titre conservatoire et dans l'attente d'une décision au fond, d'accorder à ses frais aux entreprises disposant d'une autorisation ministérielle de fourniture de gaz naturel qui en feraient la demande, un accès à certaines des données figurant dans les fichiers des clients ayant un contrat de fourniture aux tarifs réglementés de vente de gaz, dans des conditions objectives, transparentes et non discriminatoires ».

Cette décision prévoit que, pour les clients personnes morales, cet accès devra avoir lieu au plus tard au 13 novembre 2014, à défaut de quoi la société GDF SUEZ se verra enjoindre « de suspendre à partir de cette même date toute activité de commercialisation de ses offres de marché gaz » à destination des clients en cause.

Pour les clients personnes physiques, la décision de l'Autorité de la concurrence prévoit que cet accès devra être effectif au plus tard le 15 janvier 2015.

Les mesures prises par EDF en ce qui concerne l'électricité

S'agissant de l'accès aux données clients en électricité, EDF transmet depuis le 28 novembre 2014, aux fournisseurs alternatifs qui lui en font la demande, des données permettant d'identifier les clients concernés par la suppression des tarifs réglementés de vente d'électricité.

L'Autorité de la concurrence a noté, au moment de sa décision imposant des mesures conservatoires à GDF SUEZ, qu'EDF s'était montrée ouverte au principe d'un accès à son propre fichier clientèle.

EDF a indiqué qu'elle transmettrait à partir d'avril 2015 les données de consommation de ses clients concernés par la fin des tarifs réglementés de vente qui ne se seront pas opposés à une telle transmission. Les modalités de cette mise à disposition, ainsi que le périmètre de ces données, sont attentivement suivis par la CRE en lien avec l'Autorité de la concurrence.

1.3. LES FOURNISSEURS ALTERNATIFS POURRONT TECHNIQUEMENT PROPOSER DES TARIFS À EFFACEMENT

Les fournisseurs historiques d'électricité (EDF et les ELD) proposent à leurs clients des tarifs réglementés de vente d'électricité (EJP ou Tempo) qui incitent le client, par un prix du kWh plus élevé que le reste de l'année, à réduire (ou « effacer ») sa consommation, sur certaines périodes qui lui sont signalées à l'avance. Les prix sont donc variables selon les jours et repérables par leur couleur (bleu, blanc et rouge, du moins cher au plus cher, pour les offres Tempo). Ces contrats sont intéressants pour assurer l'équilibre offre/demande en cas de pointe de consommation ou de contraintes sur la production. Ils permettent en outre aux usagers qui adaptent leur consommation de réaliser des économies sur leur facture d'électricité.

Le déclenchement de ces périodes est automatisé. Il est assuré par un signal électrique spécifique, le signal TCFM (télécommande centralisée à fréquence musicale), qui est transmis sur le réseau jusqu'aux compteurs des clients. À la réception de ce signal, l'énergie consommée sur ces périodes est décomptée séparément.

Un groupe de concertation a été créé en mars par la CRE. Il s'est réuni six fois en 2014

En 2013, le ministre de l'Écologie, du Développement durable et de l'Énergie a souhaité le lancement d'un groupe de travail visant à redynamiser la souscription des tarifs à effacement* et permettre aux fournisseurs alternatifs et non plus seulement à EDF et aux ELD de proposer de telles offres à leurs clients.

Les travaux ont permis de déterminer sur quel critère et selon quelles modalités techniques le signal TCFM doit être déclenché. Les modalités d'information des fournisseurs sur le déclenchement des périodes d'effacement ont également été examinées. La concertation a enfin été l'occasion de présenter les évolutions des systèmes d'information d'ERDF nécessaires au développement d'offres par les fournisseurs alternatifs.

Les travaux en concertation se poursuivent en 2015 avec la mise en place d'un comité de suivi qui, à



LES CONTRATS À EFFACEMENT SONT INTÉRESSANTS POUR ASSURER L'ÉQUILIBRE OFFRE/DEMANDE EN CAS DE POINTE DE CONSOMMATION OU DE CONTRAINTES SUR LA PRODUCTION ET PERMETTENT EN OUTRE AUX USAGERS QUI ADAPTENT LEUR CONSOMMATION DE RÉALISER DES ÉCONOMIES SUR LEUR FACTURE D'ÉLECTRICITÉ.

partir d'un retour d'expérience, pourra proposer des évolutions du dispositif. L'ouverture aux fournisseurs alternatifs des offres de type Tempo pour les professionnels et l'identification d'une solution en prévision du déploiement des compteurs évolués* feront également l'objet de travaux.

Une solution transitoire avant le déploiement des compteurs Linky

La CRE a inscrit les principes actés en concertation dans sa délibération du 30 octobre 2014 portant décision sur les missions des gestionnaires de réseaux d'électricité relative aux tarifs à effacement de type Tempo. La gouvernance du signal est confiée depuis le 1^{er} novembre 2014 à RTE alors que celle-ci était jusque-là assurée par EDF et les ELD.

Pour l'hiver 2014-2015, les caractéristiques actuelles de l'option Tempo sont conservées (300 jours bleus, 43 jours blancs et 22 jours rouges). Le déclenchement des périodes d'effacement dépend d'un critère de consommation nette. Si la consommation nationale dépasse un certain seuil, le signal TCFM est envoyé aux compteurs des consommateurs concernés. RTE informe les acteurs sur la couleur du jour suivant *via* une page Internet et une liste de diffusion par courriel. Le déclenchement du signal TCFM est partagé entre EDF et ERDF.

Ce changement de gouvernance du signal, confiée désormais au gestionnaire du réseau de transport, acteur indépendant du marché de l'électricité, est donc une étape importante pour le développement de la concurrence. Elle est cependant insuffisante à elle seule. En effet, l'absence de nouveau tarif réglementé de vente à effacement dont le niveau



L'ABSENCE DE NOUVEAU TARIF RÉGLEMENTÉ DE VENTE À EFFACEMENT DONT LE NIVEAU SERAIT CONTESTABLE N'A PAS PERMIS AUX FOURNISSEURS ALTERNATIFS DE PROPOSER DES OFFRES CAPABLES DE CONCURRENCER CELLE D'EDF.”

serait contestable n'a pas permis aux fournisseurs alternatifs de proposer des offres capables de concurrencer celle d'EDF.

Cependant, le dispositif mis en place constitue une solution transitoire. Une fois les compteurs Linky généralisés, chaque fournisseur aura la possibilité de déclencher ses propres périodes d'effacement en s'affranchissant du signal TCFM.

1.4. DES ÉVOLUTIONS DES MODALITÉS D'ACCÈS À L'ARENH POUR AMÉLIORER LA SITUATION DES FOURNISSEURS ALTERNATIFS

Depuis le 1^{er} juillet 2011, le dispositif de l'accès régulé à l'électricité nucléaire historique (ARENH)³ autorise les fournisseurs alternatifs à accéder, à un prix régulé, à l'électricité produite par les centrales nucléaires d'EDF. Ce prix s'élève, depuis le 1^{er} janvier 2012, à 42 €/MWh. Ce mécanisme a pour objectif de permettre aux fournisseurs alternatifs de s'approvisionner en électricité nucléaire dans des conditions économiques équivalentes à celles d'EDF, qui est le seul fournisseur autorisé à ce jour à exploiter des installations nucléaires.

Néanmoins, la concurrence dans le secteur de l'électricité reste toujours très limitée (*cf. Observatoire des marchés de détail de l'électricité et du gaz publié chaque trimestre par la CRE*). Dans son rapport sur le fonctionnement des marchés de détail de janvier 2013, la CRE a émis des recommandations pour, par exemple, assouplir le fonctionnement de ce dispositif.

En juillet 2014, la ministre chargée de l'énergie a saisi la CRE d'un projet de décret portant modification du décret n°2011-466 du 28 avril 2011 fixant les modalités d'accès régulé à l'électricité nucléaire

historique qui intégrait certaines de ces recommandations. La CRE a rendu un avis favorable à ce projet le 24 juillet 2014. En mai 2015, ce projet n'a toujours pas été adopté.

Davantage de flexibilité dans les délais de paiement des fournisseurs

Le projet de décret prévoit que les fournisseurs alternatifs aient la possibilité d'adapter leurs délais de paiement à leurs contraintes dans les cas, par exemple, de difficulté de trésorerie ou de difficulté de constitution d'une garantie.

Ils pourront ainsi continuer d'appliquer les modalités actuelles (avec un paiement le dernier jour du mois de livraison) ou se rapprocher des pratiques observées sur le marché de gros⁴ de l'électricité (avec un paiement le 20^e jour du mois suivant le mois de livraison).

Ce choix n'est pas neutre. D'un côté, les fournisseurs alternatifs devront, en cas de demande de délais de paiement plus longs, constituer une garantie plus importante en contrepartie d'une trésorerie plus favorable. De l'autre, EDF recevra des flux de trésorerie plus tardivement.

Une marge de tolérance plus grande pour le calcul du complément de prix

L'accès à l'ARENH⁽³⁾ est limité dans le but d'éviter que les fournisseurs alternatifs ne demandent un volume d'ARENH excédant de manière trop importante les besoins de leur portefeuille de clients et éviter les éventuels effets d'aubaine. Ces fournisseurs sont ainsi pénalisés par un complément de prix à payer si leur demande d'ARENH a excédé leur droit théorique, au-delà d'une marge de tolérance.

Le projet de décret prévoit une augmentation de cette marge de tolérance⁽⁴⁾, allant dans le sens des recommandations formulées par la CRE dans son rapport sur le fonctionnement des marchés de détail de janvier 2013.

La CRE s'est notamment déclarée favorable à l'augmentation du niveau de la marge de tolérance pendant la phase transitoire qui suivra la fin des tarifs réglementés et pendant laquelle les prévisions d'évolution des portefeuilles des fournisseurs alternatifs seront plus ardues.

3. Depuis 2012, cette marge s'élève à 10% du volume du portefeuille du fournisseur sans pouvoir être inférieure à 5 MW.

4. En portant cette marge à 15% du volume du portefeuille du fournisseur sans pouvoir être inférieure à 10 MW.

2 Les tarifs réglementés de vente ont évolué pour mieux prendre en compte les prix de marché

Jusqu'alors établis de manière à couvrir les coûts que supportent les opérateurs historiques, les tarifs réglementés de vente sont désormais construits comme la somme (« l'empilement ») des coûts d'un fournisseur alternatif.

2.1. LA TARIFICATION PAR EMPILEMENT, UNE NOUVELLE MÉTHODOLOGIE DE CALCUL DES TARIFS DE L'ÉLECTRICITÉ

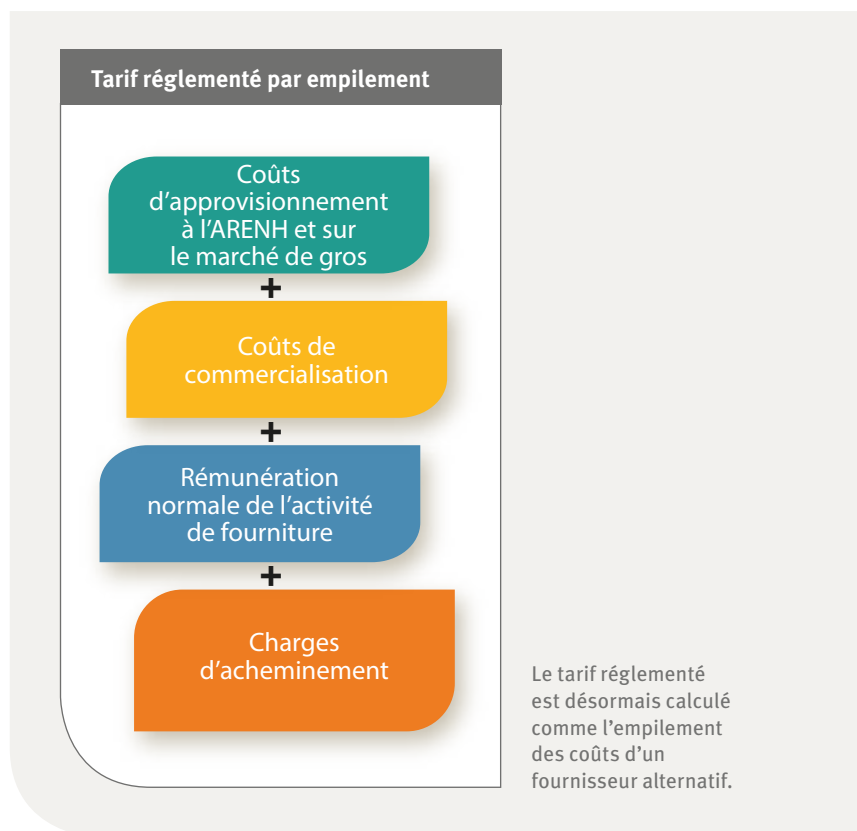
L'évolution du cadre réglementaire

Le décret du 12 août 2009, avant sa dernière modification, disposait que les tarifs réglementés de vente étaient établis de manière à couvrir les coûts que supportent les opérateurs historiques (EDF et les ELD) pour fournir leurs clients, ainsi qu'une marge raisonnable. Il a été modifié par le décret du 28 octobre 2014, sur lequel la CRE a été saisie pour avis⁽⁵⁾. Il prévoit une tarification « par empilement », conformément à l'article L. 337-6 du code de l'énergie. La construction des tarifs par empilement reflète les coûts d'un fournisseur alternatif.

Une meilleure contestabilité des tarifs

Le tarif réglementé est désormais calculé pour chaque catégorie tarifaire comme la somme (« l'empilement ») des coûts d'un fournisseur alternatif, à savoir :

- des coûts d'approvisionnement à l'ARENH et sur le marché de gros ;
- des coûts de commercialisation ;
- d'une rémunération normale de l'activité de fourniture ;
- des charges d'acheminement.



La méthode de tarification par empilement garantit aux fournisseurs alternatifs de pouvoir proposer des offres compétitives et favorise l'ouverture du marché de détail de l'électricité au bénéfice du consommateur. En 2014, l'application de la tarification par empilement a permis de limiter la hausse des tarifs supportée par les consommateurs.

Afin de déterminer le niveau des tarifs réglementés de vente par empilement, la CRE a développé des modèles qui simulent les coûts d'approvisionnement d'un fournisseur sur le marché et dans le cadre de l'ARENH. Ces modèles sont détaillés dans son rapport sur les tarifs réglementés de vente d'électricité publié en octobre 2014. Ils seront perfectionnés au cours des prochains mois afin d'être en mesure d'évaluer le niveau des tarifs à effacement (EJP et Tempo). La CRE en rend les principes publics afin d'assurer la transparence nécessaire aux acteurs du marché et aux consommateurs.

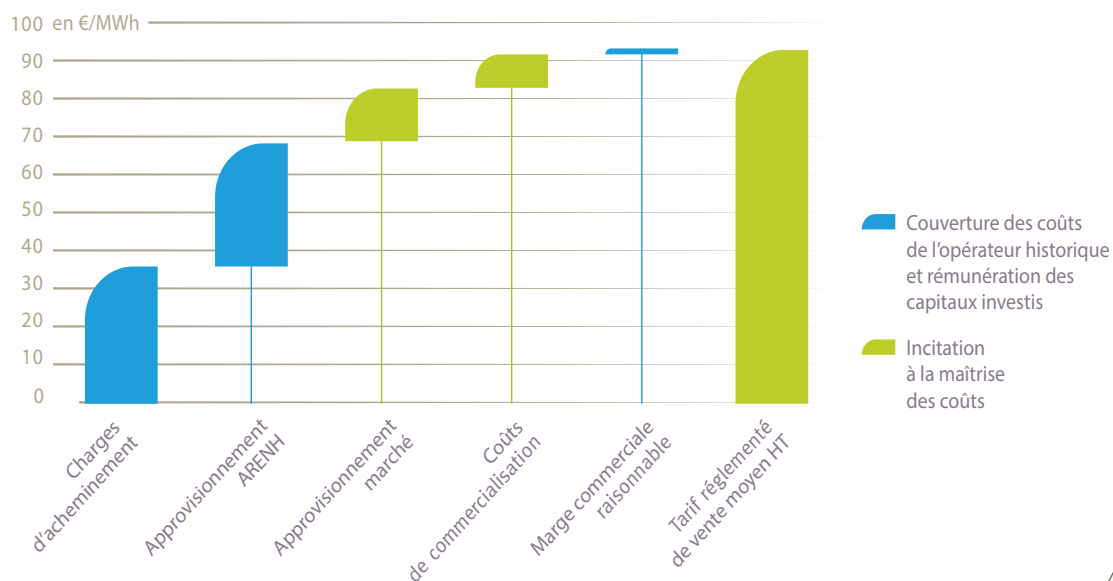
La CRE mènera des analyses complémentaires en 2015 afin de définir la notion de « fournisseur aussi efficace qu'EDF » prévue par le décret pour le calcul des coûts de commercialisation.



**LA CONSTRUCTION
DES TARIFS PAR
EMPILEMENT
REFLÈTE LES COÛTS
D'UN FOURNISSEUR
ALTERNATIF.”**

5. Délibération du 24 septembre 2014 portant avis sur le projet de décret modifiant le décret n°2009-975 du 12 août 2009 relatif aux tarifs réglementés de vente de l'électricité

Principe de la tarification de l'électricité par empilement et incitation à la maîtrise des coûts



La nouvelle méthodologie de calcul des tarifs réglementés de vente d'électricité par empilement ne garantit plus la stricte couverture des coûts comptables d'EDF. Elle incite donc davantage EDF à maîtriser ses coûts.

Un renforcement de l'incitation d'EDF à maîtriser ses coûts

La nouvelle méthodologie de calcul des tarifs réglementés de vente d'électricité par empilement ne garantit plus la stricte couverture des coûts comptables d'EDF.

En effet, l'approvisionnement fait en complément des volumes achetés à l'ARENH est valorisé aux prix de l'électricité sur le marché de gros. Or ceux-ci sont *a priori* différents du coût comptable de production hors nucléaire d'EDF. Toute mesure de maîtrise des coûts sur les activités hors nucléaire d'EDF vient donc améliorer la rentabilité de ses actifs de production.

En revanche, les principales composantes du tarif réglementé construit par empilement, c'est-à-dire les charges d'acheminement et les volumes valorisés au prix de l'ARENH, demeurent calculées selon un principe de couverture des coûts de l'opérateur historique, intégrant une rémunération des capitaux engagés **< cf. graphique ci-dessus >**.

2.2. UNE TRANSPARENCE ACCRUE DU PROCESSUS DE FIXATION DES TARIFS RÉGLEMENTÉS DE VENTE DE GAZ

L'analyse annuelle des coûts des fournisseurs historiques

Depuis 2006, la CRE a régulièrement audité les contrats d'approvisionnement de GDF SUEZ et vérifié l'adéquation de ses coûts d'approvisionnement et hors approvisionnement aux coûts pris en compte dans les tarifs réglementés de vente de gaz naturel.

Le décret du 18 décembre 2009 relatif aux tarifs réglementés de vente de gaz donne ainsi pour mission à la CRE, depuis sa modification par le décret du 16 mai 2013, de réaliser « chaque année une analyse détaillée de l'ensemble des coûts d'approvisionnement en gaz naturel et hors approvisionnement » de GDF SUEZ et des autres fournisseurs historiques. « Elle remet au Gouvernement les résultats de cette analyse et les rend publics, dans le respect du secret des affaires, au plus tard le 15 mai ».

Ces travaux permettent de vérifier l'adéquation entre les coûts réellement supportés par les fournisseurs historiques et les coûts tels qu'ils sont estimés dans les tarifs réglementés de vente. Ils permettent également d'analyser, d'un point de vue prospectif,

les évolutions des coûts à prendre en compte lors des prochains mouvements tarifaires.

La CRE a formulé, dans son rapport sur les tarifs réglementés de vente de gaz de GDF SUEZ publié le 15 mai 2014, les conclusions de ses travaux et des recommandations sur les perspectives de révision de la formule et d'évolution des coûts hors approvisionnement des tarifs réglementés de GDF SUEZ au 1^{er} juillet 2014.

La CRE a également rendu publiques, fin mai 2014, 22 notes d'analyse concernant les autres fournisseurs historiques, tout en indiquant que, compte tenu des difficultés rencontrées lors de ces travaux et de celles exposées dans son avis du 11 avril 2013⁽⁷⁾, la CRE n'a été en mesure de mener, dans la majorité des cas, qu'une analyse partielle, et n'a pas pu effectuer ses analyses dans les délais prévus par le décret du 16 mai 2013.

Les analyses détaillées sont publiques. Chaque consommateur est ainsi en mesure de connaître la nature et les évolutions des coûts couverts par les tarifs qui lui sont appliqués.

Des tarifs davantage indexés sur les marchés de gros du gaz

GDF SUEZ est engagé depuis plusieurs années dans un processus de renégociation de ses contrats de long terme de fourniture de gaz. Ceci a pour conséquence une augmentation du poids des indices de marché de gros du gaz dans la formule tarifaire utilisée pour calculer les évolutions des tarifs réglementés de vente. Du point de vue du consommateur, cela rend l'évolution des tarifs réglementés de vente de gaz de GDF SUEZ plus lisible, dans la mesure où elle dépend davantage de l'évolution des prix sur le marché de gros du gaz et moins d'autres indices, tels que les indices pétroliers. Toutefois, une part de marché plus importante se traduit par une saisonnalité plus forte des tarifs, les prix sur les marchés étant par nature volatils.

La part d'indexation sur le marché du gaz retenue dans la formule de l'arrêté du 30 juin 2014 aujourd'hui en vigueur est égale à 59,8% (contre 45,8% dans l'arrêté du 27 juin 2013), dont la majorité (45,6%) relève de l'indice de référence TTF des contrats futurs mensuels de gaz. Cela signifie par

DES HAUSSES DE TARIFS DE L'ÉLECTRICITÉ LIMITÉES EN APPLICATION DE LA NOUVELLE MÉTHODE DE CALCUL

	Bleu résidentiels	Bleu professionnels	Jaune	Vert
Hausse tarifaire au 1 ^{er} novembre 2014	2,5 %	- 0,7 %	2,5 %	3,7 %
TRV hors taxes en vigueur en €/MWh	104,2	101,0	90,6	67,4

En raison de prix de marché de gros déprimés et de l'augmentation des coûts de production d'EDF, le changement de méthode de tarification (de la couverture des coûts de l'opérateur historique à l'empilement des coûts des fournisseurs alternatifs) a limité la hausse des tarifs réglementés en 2014. Ces hausses, fixées par l'arrêté du 30 octobre 2014, correspondent au niveau calculé par la CRE dans son rapport 2014 sur les tarifs réglementés de vente d'électricité. Cependant, elles ne tiennent compte que partiellement du rattrapage tarifaire issu des années 2012 et 2013⁽⁶⁾.



EN 2014, L'APPLICATION DE LA TARIFICATION PAR EMPILEMENT A PERMIS DE LIMITER LA HAUSSE DES TARIFS SUPPORTÉE PAR LES CONSOMMATEURS.

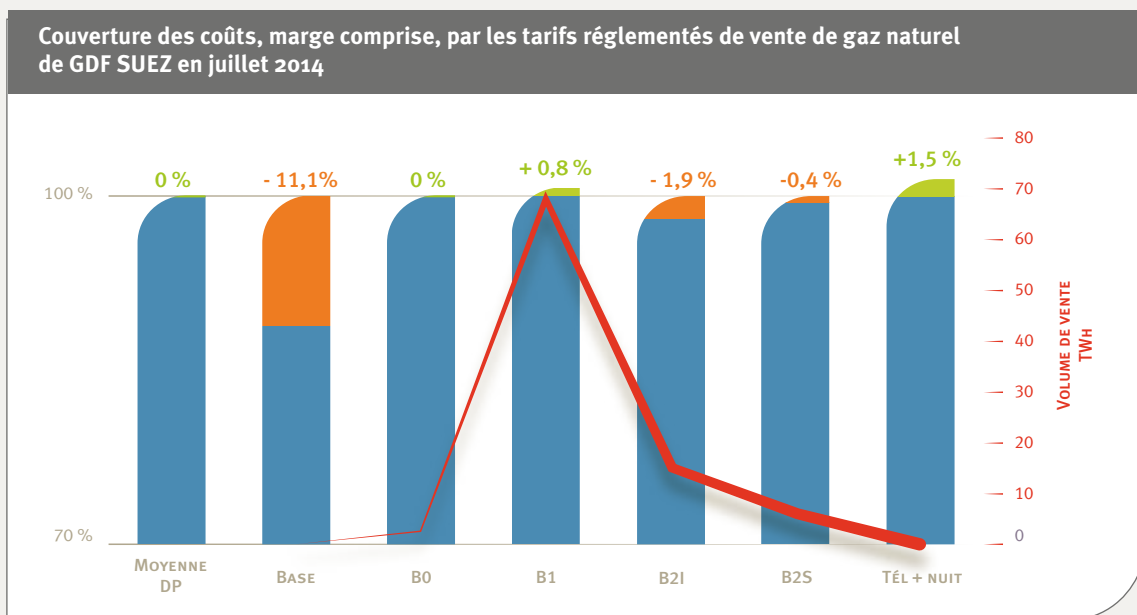
exemple qu'une augmentation de 1 €/MWh de la cotation du TTF mensuel entraîne une augmentation de 0,456 €/MWh du coût d'approvisionnement de GDF SUEZ, qui est ensuite répercutée dans les tarifs réglementés.

Le poids du marché de gros dans la formule tarifaire sera amené à croître à l'avenir, GDF SUEZ disposant au 1^{er} semestre 2015 d'options de renégociation de ses contrats de long terme portant sur des volumes significatifs. La CRE portera une attention particulière au suivi de ces renégociations et à la manière dont leurs effets se matérialiseront sur les coûts d'approvisionnement de l'opérateur historique à compter du 1^{er} janvier 2015.

6. Délibération de la CRE du 30 octobre 2014 portant avis sur le projet d'arrêté relatif aux tarifs réglementés de vente de l'électricité

7. Dans sa délibération du 11 avril 2013 sur ce projet de décret, la CRE a pour la première fois émis un avis nettement défavorable à une extension de ses compétences. Outre les problèmes méthodologiques posés par l'absence de dissociation comptable pour certaines de ces entreprises, la CRE a souligné que, compte tenu des ressources limitées dont elle dispose, elle n'était pas en mesure de procéder à des audits et des contrôles annuels sur la totalité des 24 fournisseurs.

LES COÛTS DE GDF SUEZ NE SONT PAS COUVERTS POUR CERTAINES CATÉGORIES DE CONSOMMATEURS



Lors de chaque mouvement tarifaire, la CRE vérifie que les tarifs couvrent en moyenne les coûts d’approvisionnement et hors approvisionnement de l’opérateur historique. Afin de permettre une meilleure couverture des coûts pour le tarif Base (usage cuisson), le prix de l’abonnement de ce tarif a augmenté plus

que la moyenne lors du mouvement tarifaire du 1^{er} juillet 2014. Bien que cette hausse apporte, après celle de juillet 2013, une nouvelle amélioration, le barème du tarif Base ne permet toujours pas la couverture des coûts de ce tarif. Il est prévu que cette couverture soit totale à partir de juillet 2016.

Des tarifs de gaz qui reflètent mieux les coûts de GDF SUEZ

Des tarifs réglementés de vente qui ne couvriraient pas en moyenne les coûts de l’opérateur historique réduiraient l’espace économique dont disposent les fournisseurs alternatifs pour se développer. La couverture des coûts tarif par tarif est, quant à elle, un indicateur de la capacité d’un fournisseur alternatif à concurrencer chaque tarif individuellement.

La fixation des tarifs réglementés de vente de GDF SUEZ par l’arrêté du 27 juin 2014 a été l’occasion d’améliorer la structure des tarifs de deux manières :

- l’amélioration de la couverture des coûts tarif par tarif;

- pour chaque tarif, l’amélioration de la couverture des coûts fixes par l’abonnement et des coûts variables par la part proportionnelle.

Le tarif B0 (usage eau chaude collective), dont les coûts étaient couverts par le barème de l’arrêté du 27 juin 2013, a vu son abonnement augmenter du même montant que celui du tarif Base afin d’améliorer la couverture des coûts fixes par l’abonnement. En contrepartie, le prix proportionnel de ce tarif a diminué plus que la moyenne afin de conserver un niveau de marge raisonnable pour ce tarif. Malgré ce mouvement, les coûts fixes des tarifs Base et B0 ne sont pas couverts par les abonnements. La couverture globale du tarif B0 est néanmoins assurée par un prix proportionnel situé à un niveau au-delà de celui nécessaire pour couvrir les coûts proportionnels.



© Fotolia-Leonid Andronov

LES AUTORITÉS ORGANISATRICES DE LA DISTRIBUTION D'ÉNERGIE (COLLECTIVITÉS LOCALES, SYNDICATS DE COMMUNES, DÉPARTEMENTS) ONT LA POSSIBILITÉ DE REGROUPER LEURS ACHATS D'ÉNERGIE.

PARTICULIERS OU PROFESSIONNELS : LES GAINS À ATTENDRE D'UN GROUPEMENT D'ACHAT

Les regroupements de consommateurs peuvent permettre de bénéficier d'un prix d'achat du gaz inférieur au tarif réglementé.

Sur le segment des particuliers, l'association de consommateurs UFC-Que Choisir a lancé à la fin 2014 un nouvel appel d'offres auprès de tous les fournisseurs nationaux, afin de proposer une offre attractive à tous les consommateurs intéressés.

L'objectif de cet appel d'offres est de dynamiser la concurrence sur le marché du gaz grâce à l'offre la plus attractive possible financièrement et des conditions contractuelles protectrices pour les consommateurs. L'offre finale sera inférieure d'au moins 12 % au tarif réglementé de vente de GDF SUEZ de janvier 2015. Elle pourra même être plus basse, le pouvoir de négociation des consommateurs augmentant avec le nombre d'inscrits au site gazmoinscherensemble.fr.

Sur le segment des professionnels, la fin des tarifs réglementés de vente est l'occasion pour de nombreux consommateurs de se regrouper afin de bénéficier de meilleurs prix à travers les nouvelles offres de marché qu'ils auront à souscrire.

UniHA, réseau coopératif d'achats groupés de 58 établissements hospitaliers publics français, a rassemblé l'Union des groupements d'achat public (UGAP), le ministère de la Défense et des adhérents de la Fédération des établissements hospitaliers et d'aide à la personne (FEHAP) et des Structures associatives de rationalisation des achats (SARA) en un groupement de commandes qui représente près d'une centaine de sites. Ce groupement, qui a notifié à 7 fournisseurs des accords-cadres pour un volume de 2 TWh, attend un gain de près de 13 % par rapport aux tarifs réglementés de vente, soit 12 M€ par an.

LES COLLECTIVITÉS LOCALES S'ORGANISENT

Les autorités organisatrices de la distribution d'énergie (AODE) ont elles aussi la possibilité de regrouper leurs achats d'énergie. Pour ce faire, la Fédération nationale des collectivités concédantes et régies (FNCCR) met à la disposition de ses adhérents des outils juridiques, techniques et de communication pour faciliter leurs groupements de commandes d'achats de gaz naturel et d'électricité. Plus de 80 départements sont couverts par de tels groupements.



LE RÉGULATEUR INCITE
LES OPÉRATEURS À
ÉLEVER LEUR QUALITÉ
DE SERVICE TOUT
EN RÉPONDANT
AUX OBJECTIFS DE
PRODUCTIVITÉ ET AUX
EXIGENCES DE MAÎTRISE
DES COÛTS.

© ERDF - William Beaucardet

LA RÉGULATION INCITATIVE DE LA QUALITÉ DE SERVICE **FAIT SES PREUVES**

La CRE a mis en place depuis 2008 une régulation incitative de la qualité du service rendu par les gestionnaires de réseaux aux utilisateurs. Afin de l'évaluer et de l'améliorer, la CRE a établi une série d'indicateurs de performance dans des domaines tels que les relations avec les fournisseurs et les utilisateurs, les raccordements, les interventions, la relève et la facturation ou encore les mesures et prévisions de consommation.

Certains de ces indicateurs, considérés comme particulièrement importants pour le bon fonctionnement du marché, font l'objet d'une incitation financière. Ces incitations prennent la forme soit de compensations versées directement aux utilisateurs, soit de bonus ou pénalités pour les gestionnaires de réseaux en fonction de l'atteinte ou non d'objectifs fixés par le régulateur. Cette incitation est intégrée au tarif d'acheminement qui constitue la principale source de revenus des opérateurs

et est adaptée chaque année en fonction des performances atteintes et des attentes du marché.

L'enjeu est double, puisqu'il s'agit d'inciter les opérateurs à élever leur qualité de service tout en répondant aux objectifs de productivité et aux exigences de maîtrise des coûts.

La CRE publie depuis 2009 un rapport annuel sur le bilan de la régulation incitative de la qualité de service des opérateurs de réseaux. La 5^e édition de ce rapport, portant sur l'année 2013, a été publiée en juillet 2014.

Elle confirme l'intérêt de ce mécanisme puisque la CRE constate, sur l'année 2013, que les performances des opérateurs en matière de qualité du service rendu aux utilisateurs sont conformes aux objectifs fixés et continuent de progresser, même si des marges d'amélioration subsistent dans certains domaines.



© Gérard Uferas

« La CRE a indéniablement un rôle de “veille et de vigilance” à jouer en prévenant l’Autorité dès qu’est détecté un comportement suspect de la part des opérateurs du secteur. »

2 questions à...

BRUNO LASSERRE PRÉSIDENT DE L’AUTORITÉ DE LA CONCURRENCE

Une coopération accrue entre l’Autorité de la concurrence et la CRE serait-elle bénéfique au marché de l’énergie ?

L’Autorité de la concurrence et la CRE ont une action complémentaire s’agissant du développement de la concurrence sur les marchés du gaz et de l’électricité. La CRE dispose des ressources permettant une surveillance étroite des marchés du gaz et de l’électricité. À travers son observatoire des marchés et son rapport de surveillance des marchés de détail, elle est notamment en mesure de conduire des enquêtes approfondies sur les niveaux de prix et les pratiques commerciales mis en œuvre par les opérateurs. L’Autorité de la concurrence, quant à elle, intervient surtout ex post pour sanctionner des pratiques contraires aux règles de concurrence. La CRE a donc indéniablement un rôle de « veille et de vigilance » à jouer en prévenant l’Autorité dès qu’est détecté un comportement suspect de la part des opérateurs du secteur. À ce titre, la mise en place de réunions régulières entre les services d’instruction de l’Autorité et les services de la CRE depuis deux ans est à saluer.

S’agissant des avis rendus au Gouvernement ou au Parlement, les deux autorités offrent des regards croisés complémentaires. Les avis de l’Autorité visent à émettre des recommandations pour s’assurer que les règles proposées ne dégradent pas la structure concurrentielle – déjà fragile – des marchés de l’énergie. Les avis de la CRE, quant à eux, s’intéressent davantage aux rouages techniques du dispositif et de leur intégration avec le reste du droit de l’énergie.

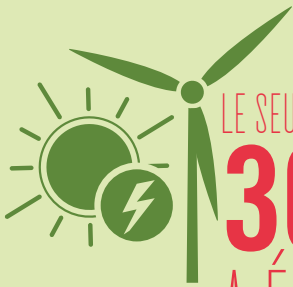
L’Autorité de la concurrence a enjoint à GDF SUEZ d’ouvrir son fichier de clients aux tarifs réglementés de vente (TRV). En quoi cette décision est-elle importante pour l’ouverture à la concurrence et pour les consommateurs ?

Dans le cadre de la décision n°14-MC-02 du 9 septembre 2014, l’Autorité a estimé que GDF SUEZ est susceptible d’avoir abusé de sa position dominante sur le marché du gaz en utilisant l’infrastructure dédiée aux TRV (fichier des clients, site Internet, plate-forme clientèle...), qui relève d’une activité de service public, pour commercialiser des offres de marché de gaz et d’électricité, activité concurrentielle. Cette décision a été entièrement confirmée par la Cour d’appel de Paris.

Les avantages tirés de l’utilisation du fichier client TRV ne sont pas répliquables dans des conditions raisonnables par les concurrents dans la mesure où il n’existe pas de bases de données permettant aux opérateurs alternatifs de localiser précisément les consommateurs de gaz et de connaître leur niveau de consommation, afin de leur proposer les offres les plus adaptées à leur profil. Les nouveaux entrants ont donc eu beaucoup de difficultés pour se développer : alors qu’ils peuvent proposer des offres de gaz parfois très compétitives par rapport aux offres de GDF SUEZ (jusqu’à -15% en comparaison des tarifs réglementés de vente), ils sont bridés lorsqu’ils souhaitent prospecter la clientèle des résidentiels et des petits professionnels.

C’est cet obstacle que lève la décision de l’Autorité, dans le respect des préconisations faites par la CNIL puisque les personnes concernées ont reçu explicitement la possibilité de s’opposer au transfert de leurs données. C’est, clairement, une étape importante dans l’ouverture concrète à la concurrence dans le gaz, qui devrait être favorable à la compétitivité des entreprises et au pouvoir d’achat des ménages. ▸

L'action de la CRE dans les zones insulaires



LE SEUIL DE PÉNÉTRATION DE
30% D'ENR
A ÉTÉ ATTEINT
DANS TOUS LES TERRITOIRES
OU EST EN PASSE DE L'ÊTRE



64% DE L'ÉLECTRICITÉ
PRODUITE ÉTAIT DE SOURCE
THERMIQUE
EN 2013 (**78%** EN 2002)



COÛTS
DE PRODUCTION

225
€/MWh
EN MOYENNE

PRESQUE
5X

SUPÉRIEURS
AUX COÛTS DE PRODUCTION
COMPTABLES D'EDF
PRIS EN COMPTE DANS LES TARIFS RÉGLEMENTÉS

2 OPÉRATEURS HISTORIQUES
DANS LES ZNI

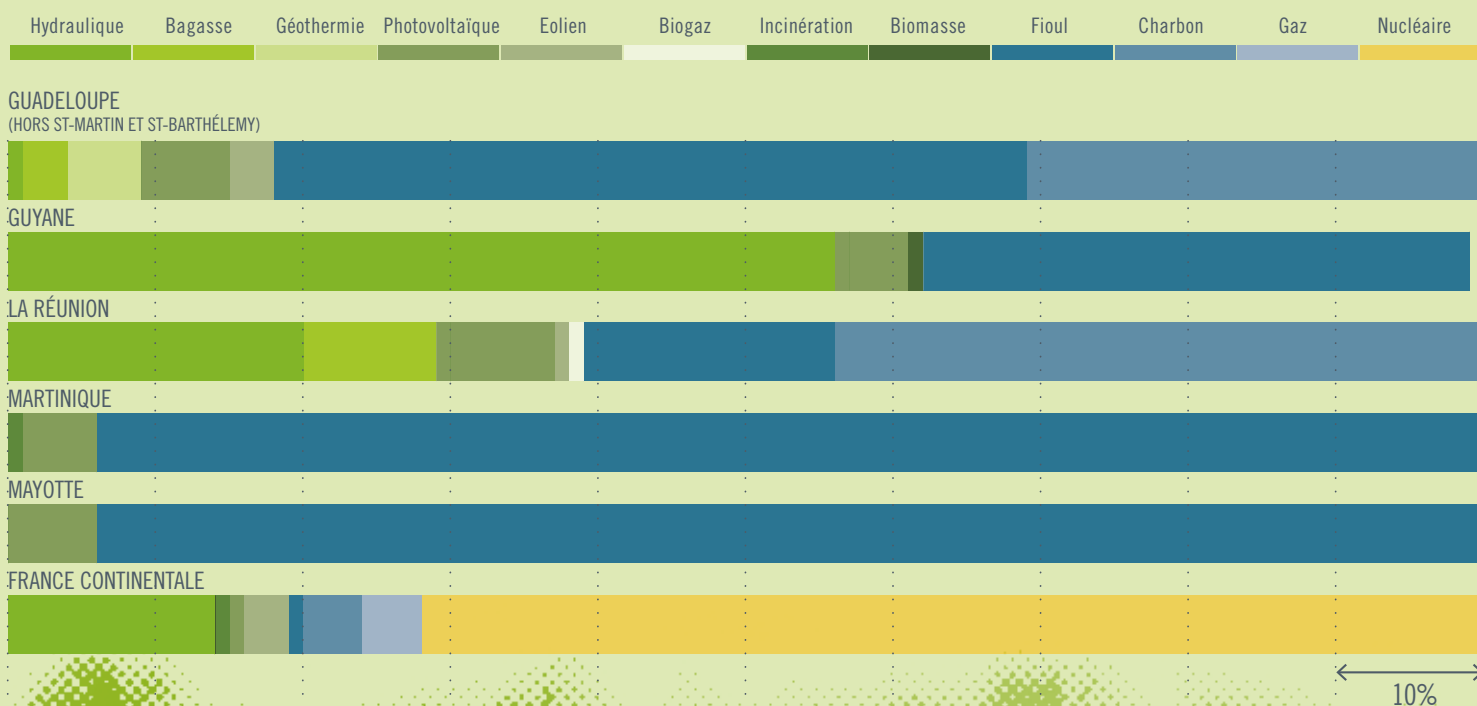
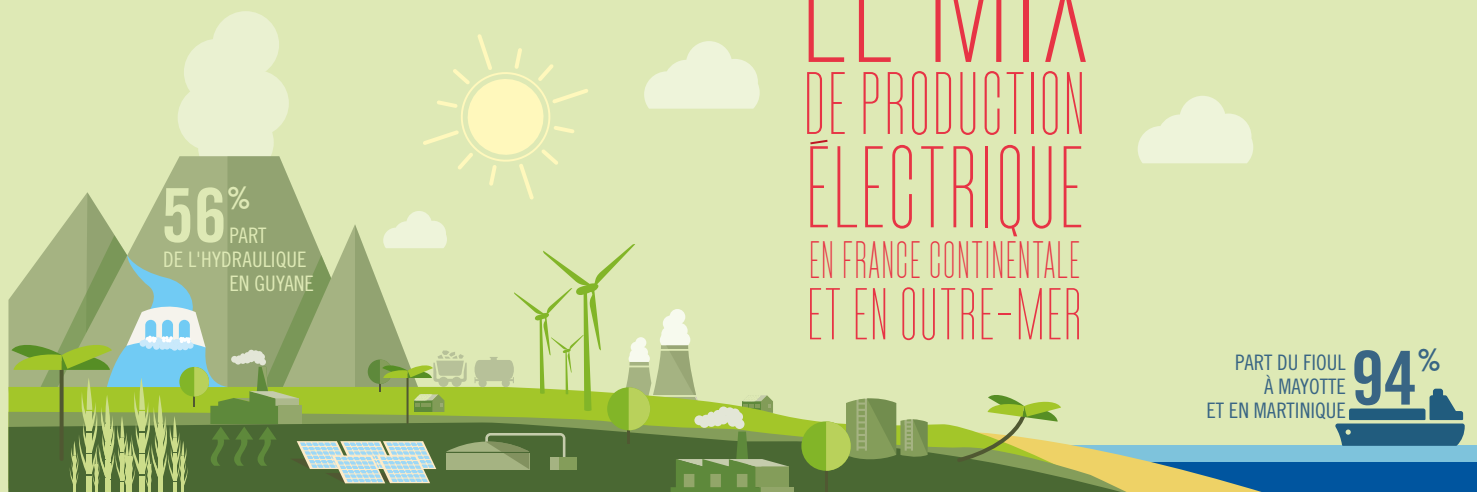


EDF SYSTÈMES ÉNERGÉTIQUES INSULAIRES
(EDF SEI) (DIRECTION DU GROUPE EDF SA)



ÉLECTRICITÉ DE MAYOTTE (EDM)
(SAEM DÉTENU À 50,01 % PAR LE CONSEIL GÉNÉRAL DE MAYOTTE,
24,99 % PAR EDF, À 24,99 % PAR SAUR INTERNATIONAL ET À 0,01 % PAR L'ÉTAT)

LE MIX DE PRODUCTION ÉLECTRIQUE EN FRANCE CONTINENTALE ET EN OUTRE-MER



© DR

CE QU'IL FAUT RETENIR

10,8 Md€
COURANTS
SURCOÛTS

cumulés au titre de la péréquation tarifaire dans les ZNI sur la période 2002-2013, dont près de 70 % relèvent des surcoûts de production d'EDF SEI et d'EDM.

OBJECTIF DE

50% D'ÉNERGIES RENOUVELABLES

dans la consommation finale d'énergie dans les départements et collectivités d'outre-mer à l'horizon 2020.



La CRE a demandé à EDF SEI et à EDM de réaliser pour le 1^{er} novembre 2015 une analyse coûts-bénéfices d'un déploiement de **SMART GRIDS** dans les différents territoires.

Territoires isolés du réseau électrique de la France continentale, les zones non interconnectées (ZNI) doivent être en capacité d'équilibrer à tout moment leur production et leur consommation d'électricité de manière à éviter les *black-outs* qui pénalisent l'activité économique.

Le recours aux énergies fossiles, à partir desquelles la production d'électricité est facilement pilotable, a été favorisé dans le passé.

Du fait de l'insularité de ces territoires, les coûts de production y sont bien plus élevés qu'en métropole. Aujourd'hui, ces territoires veulent être des exemples de la transition énergétique tout en améliorant leur autonomie grâce au développement des énergies renouvelables.

1 Les particularités des zones non interconnectées

La Corse, les départements et régions d'outre-mer (Guadeloupe, Guyane, Martinique, La Réunion et Mayotte), certaines collectivités d'outre-mer (Saint-Pierre-et-Miquelon, Saint-Barthélemy et Saint-Martin), les îles bretonnes de Molène, d'Ouessant, de Sein, l'archipel des Glénan et l'île anglo-normande de Chausey ne sont pas connectés au réseau d'électricité continental (ou de façon très limitée dans le cas de la Corse).

Ces zones non interconnectées (ZNI) présentent des spécificités techniques et économiques par rapport au territoire métropolitain.

* Cf glossaire

1.1. LE SYSTÈME ÉLECTRIQUE DES ZNI

La croissance de la consommation d'électricité dans les ZNI est supérieure à celle de l'Hexagone même si elle se ralentit du fait de la crise et de la fin du rattrapage du taux d'équipement des ménages. Elle reste, en 2013, toujours significative en Guyane (+1,5 %) et très forte à Mayotte (+5,5 %). D'autre part, les coûts de production de l'électricité y sont très supérieurs à ceux de la métropole continentale du fait notamment de la composition du mix énergétique*, de contraintes logistiques (insuffisance des infrastructures routières et portuaires locales en matière de performance et de densité pour acheminer les combustibles ou les pièces nécessaires à la maintenance des installations) et climatiques (corrosion due à l'air marin, construction selon les normes cycloniques). Par ailleurs, la taille réduite des réseaux limite le foisonnement*. Ces derniers sont très sensibles à une baisse de la fréquence, ce qui est un obstacle majeur au développement des « énergies fatales à caractère aléatoire » (c'est-à-dire celles dont la production ne peut être contrôlée et qui dépendent des éléments naturels, comme les fermes éoliennes ou les installations photovoltaïques).

Ces spécificités ne sont pas favorables à l'émergence d'une concurrence pour la fourniture aux clients. Sans soutien public et dans un contexte



où les prix de vente sont réglementés, l'activité de production serait structurellement déficitaire. Ces surcoûts structurels sont compensés par le produit de la contribution au service public de l'électricité (CSPE)* payée par l'ensemble des consommateurs d'électricité nationaux. Par ailleurs, afin de favoriser le développement des systèmes électriques dans les ZNI, la loi n°2005-781 du 13 juillet 2005 de programme fixant les orientations de la politique énergétique a modifié la loi n°2000-108 du 10 février 2000⁽¹⁾. Elle a défini les conditions de rémunération du capital immobilisé dans les moyens de production d'électricité dans les ZNI. Le taux de rémunération nominal avant impôt du capital immobilisé pour les installations de production électrique dans les départements d'outre-mer, en Corse, à Mayotte et à Saint-Pierre-et-Miquelon a été fixé à 11 % par l'arrêté du 23 mars 2006.

L'article 44 de la directive électricité n°2009/72/CE prévoit que les États membres de l'Union européenne qui peuvent prouver que des problèmes importants se posent pour l'exploitation de leurs petits réseaux isolés d'énergie (c'est-à-dire les réseaux qui ont une consommation inférieure à 3 000 GWh et qui peuvent être interconnectés avec d'autres réseaux pour une quantité inférieure à 5 % de leur consommation annuelle) peuvent demander à la Commission européenne de bénéficier de dérogations à certaines dispositions de la directive relatives :

- à l'exploitation du réseau de transport ;
- à l'exploitation du réseau de distribution ;
- à la dissociation comptable entre les activités et la transparence de la comptabilité ;
- à l'organisation de l'accès au réseau.

En outre, l'article 26 alinéa 4 de cette même directive prévoit expressément que les États membres peuvent décider de ne pas appliquer les règles relatives à la dissociation des GRD aux entreprises intégrées d'électricité qui approvisionnent de petits réseaux isolés.

La loi française a progressivement décliné la notion de « petit réseau isolé », ainsi que les dérogations qui s'appliquent à eux, à travers notamment la notion de zones non interconnectées au réseau métropolitain continental.

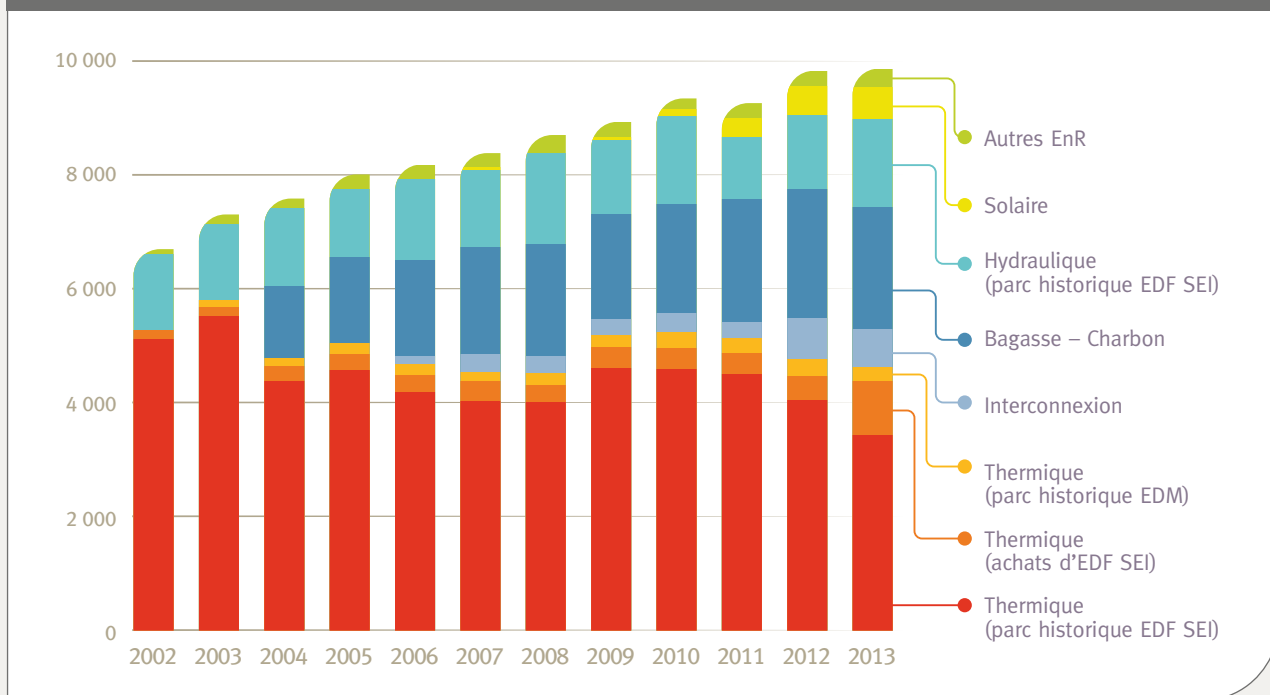
Ainsi, dans ces territoires, l'opérateur historique n'est pas soumis à l'obligation de séparer ses activités de gestion du réseau de ses activités de production et de commercialisation.

Une production encore fortement carbonée

L'activité de production est partagée entre les opérateurs historiques EDF Systèmes énergétiques insulaires (EDF SEI), Électricité de Mayotte (EDM)

¹ Les dispositions sont codifiées depuis 2011 dans le code de l'énergie

Volume d'électricité produite et achetée dans les ZNI entre 2002 et 2013 (GWh)



et quelques opérateurs tiers. Ces derniers vendent leur électricité aux fournisseurs historiques* dans le cadre des contrats d'achat au titre de l'obligation d'achat*, des contrats signés à l'issue des appels d'offres ou des contrats de gré à gré.

L'électricité d'origine thermique représentait 78% de l'électricité produite localement en 2002, elle n'en représente plus que 64% en 2013, y compris la production au charbon des installations mixtes bagasse/charbon.

Plus de 50% de la production de ces territoires (5,3 TWh en 2013) est assurée par le parc historique d'EDF SEI et celui d'EDM, composés de moyens thermiques et hydrauliques.

Les coûts de production sont particulièrement élevés dans les ZNI et atteignent en moyenne 225 €/MWh en 2013. Cependant, les coûts moyens de production par zone dépendent fortement des caractéristiques du parc installé et des caractéristiques du réseau. En 2013, ils sont de l'ordre de 172 €/MWh en Corse, 206 €/MWh à La Réunion, 243 €/MWh en Guyane, 247 €/MWh en Guadeloupe, 259 €/MWh en Martinique, 371 €/MWh à Mayotte, 376 €/MWh dans les îles bretonnes et 509 €/MWh à Saint-Pierre-et-Miquelon.

Le développement des énergies renouvelables est soutenu financièrement

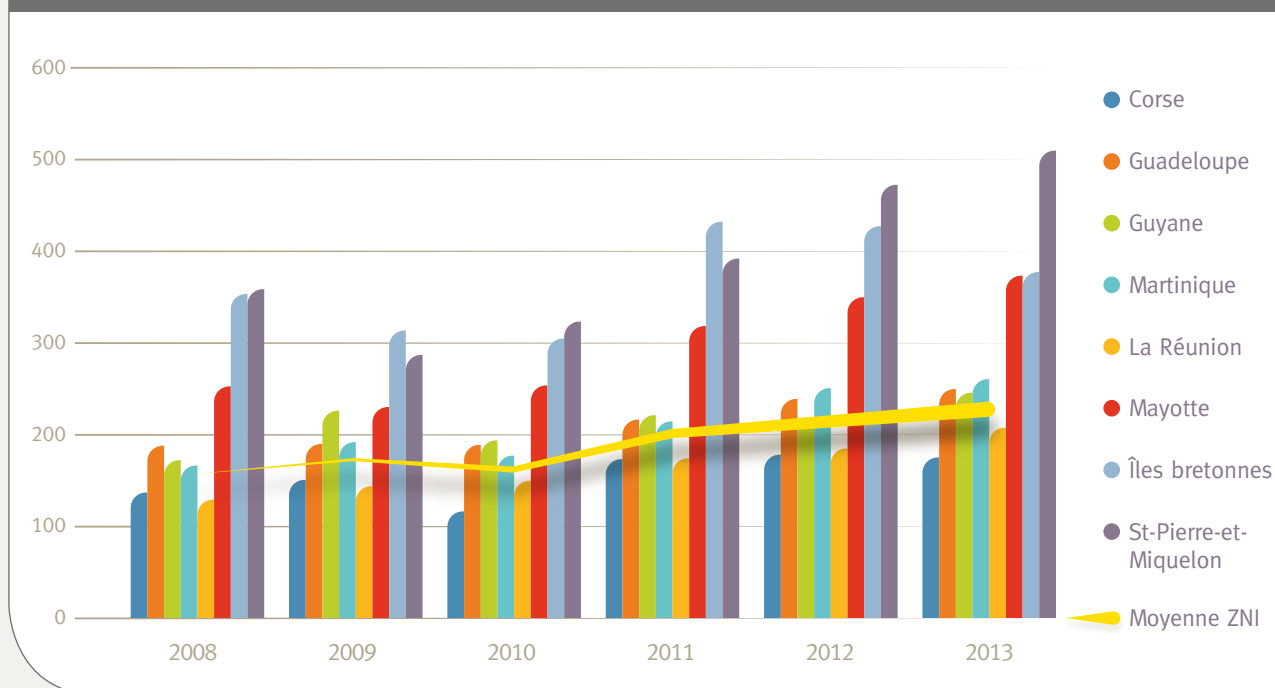
Depuis 2002, la production d'électricité à partir d'énergies renouvelables* dans les ZNI (hors bagasse et hors installations hydrauliques du parc historique d'EDF SEI) a rapporté 939 M€ courants aux producteurs, dont 738 M€ de surcoûts financés par la CSPE. Ces surcoûts sont essentiellement dus à la filière photovoltaïque.

Les pouvoirs publics français ont en effet recours à deux instruments économiques pour soutenir le développement de la production d'électricité à partir d'énergies renouvelables :

- **l'obligation d'achat** grâce à laquelle les producteurs d'énergie obtenue à partir de sources renouvelables bénéficient d'un tarif d'achat garanti sur quinze à vingt ans, supérieur au prix de marché. Les tarifs d'achat sont fixés pour chaque filière par arrêté ministériel après avis de la CRE ;
- **les appels d'offres**, à l'issue desquels les porteurs de projets retenus bénéficient d'un contrat d'achat de leur production sur une durée définie et au prix proposé dans leur offre.

Les tarifs d'achat nationaux peuvent se révéler insuffisants pour permettre aux projets de se développer dans les ZNI dans des conditions éco-

Coût de production moyen dans chaque zone non interconnectée entre 2008 et 2013 (€/MWh)



nomiques satisfaisantes. C'est pourquoi certains tarifs prévoient des dispositions spécifiques pour ces territoires. Par ailleurs, si un producteur parvient à démontrer que son projet ne peut pas être rentabilisé par le tarif d'achat en vigueur, il peut demander à bénéficier d'un contrat de gré à gré, qui fait l'objet d'une évaluation spécifique par la CRE. Cette dérogation a déjà été appliquée pour la filière biomasse. Il existe un tarif spécifique aux ZNI pour l'éolien avec stockage. Les filières géothermie, biogaz, hydraulique et incinération bénéficient de majorations ou de tarifs spécifiques par rapport au tarif applicable à la métropole continentale. Pour la filière photovoltaïque, le tarif intègre les conditions d'ensoleillement des ZNI.

Entre 2009 et 2011, trois appels d'offres ont porté sur des installations photovoltaïques ou éoliennes avec stockage dans les ZNI. L'appel d'offres solaire de 2009 a été déclaré sans suite. Les deux autres ont abouti à retenir 26 projets qui ne sont pas tous en service. Par ailleurs en 2006, une procédure d'appel d'offres a été utilisée pour désigner l'investisseur en charge de la construction et de l'exploitation d'une turbine à combustion en Martinique. Un nouvel appel d'offres, dédié aux installations solaires d'une puissance installée supérieure à 100 kW équipées d'un stockage et situées en ZNI, a été publié au JOUE le 15 mai 2015 pour une puissance recherchée de 50 MW.

Le développement des énergies renouvelables dans les ZNI est encadré par certaines contraintes réglementaires

Le développement des énergies renouvelables éoliennes et photovoltaïques dans les ZNI s'inscrit dans un cadre juridique et réglementaire contraignant. Les lois Littoral⁽²⁾ et Montagne⁽³⁾ ont rendu inaccessibles un certain nombre de gisements potentiels. La loi n°2013-312 du 15 avril 2013 dite « loi Brottes » a modifié les dispositions du code de l'urbanisme⁽⁴⁾ en prévoyant que les installations éolienne et photovoltaïque puissent être installées à proximité du rivage, à condition d'être compatibles avec le schéma de mise en valeur de la mer (SMVM), inclus dans le schéma d'aménagement régional (SAR).

Par ailleurs, le seuil maximal de pénétration de 30% des « énergies fatales à caractère aléatoire » a été atteint dans tous les territoires ou est en passe de l'être. Dans les ZNI en effet, EDF SEI et EDM, en leur qualité de gestionnaires de réseaux, ont l'obligation de veiller à ce que la production cumulée de ces moyens de production reste à tout instant inférieure à 30% de la puissance totale injectée sur le réseau⁽⁵⁾. Dès que ce seuil est dépassé, le gestionnaire de réseau déconnecte la dernière ferme éolienne ou la dernière installation photovoltaïque raccordée au réseau.

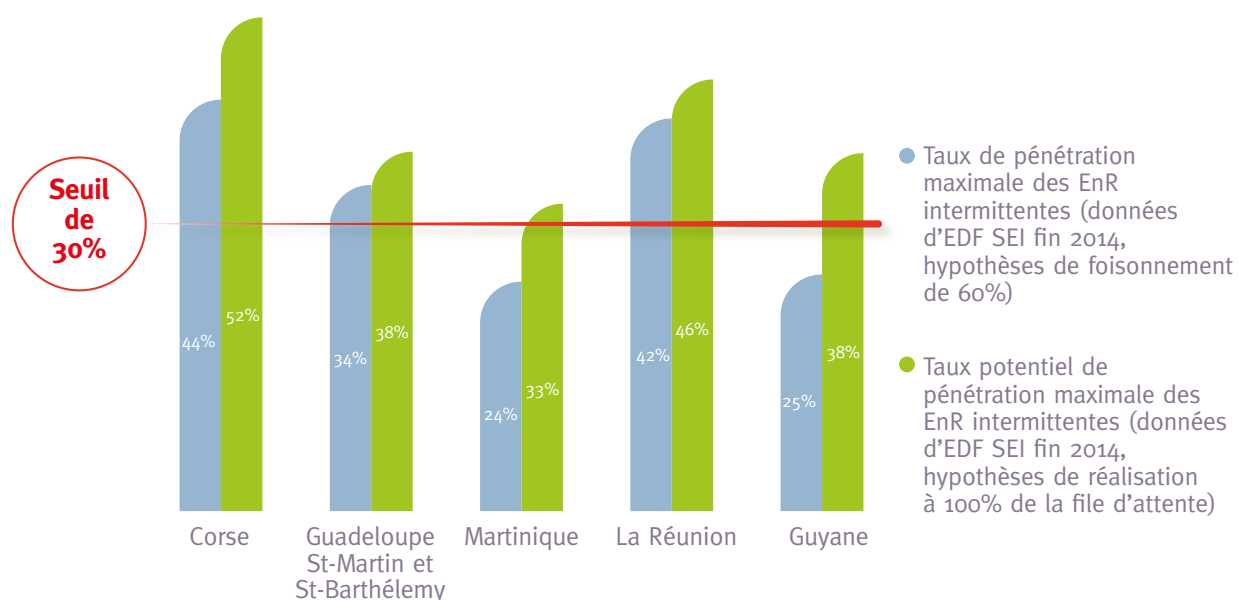
2. Loi n°86-2 du 3 janvier 1986 relative à l'aménagement, la protection et la mise en valeur du littoral

3. Loi n°85-30 du 9 janvier 1985 relative au développement et à la protection de la montagne

4. Article L.156-2, 5^e alinéa

5. Arrêté du 23 avril 2008 modifié, relatif aux prescriptions techniques de conception et de fonctionnement pour le raccordement à un réseau public de distribution d'électricité en basse tension ou en moyenne tension d'une installation de production d'énergie électrique, articles 22 et 22 bis

Taux de pénétration des EnR intermittentes dans les systèmes électriques des ZNI



Source : EDF SEI, CRE



LA CRE S'EST PRONONCÉE EN FAVEUR D'UNE CERTAINE FLEXIBILITÉ DU SEUIL DE 30% EN FONCTION DU PARC DE CHAQUE ZONE, ET POUR LA MISE EN PLACE DE SOLUTIONS DE STOCKAGE MUTUALISÉES ET COMMANDABLES PAR LE GESTIONNAIRE DE RÉSEAU.”

Il y a par conséquent un risque de déconnexion, et donc de moindre rentabilité, pour les installations les plus récentes.

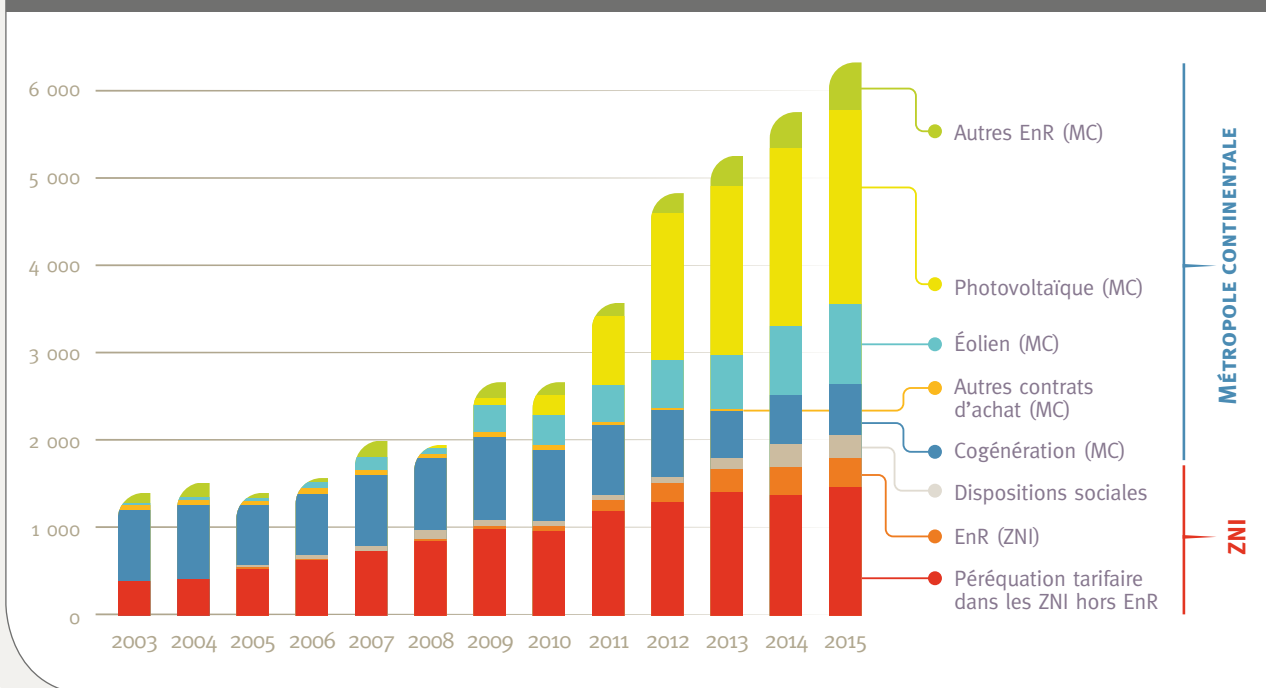
Pour pallier cette difficulté, la CRE, dans sa délibération du 23 janvier 2013 portant avis sur l'arrêté tarifaire du 8 mars 2013, s'est prononcée en faveur d'une certaine flexibilité du seuil de 30% en fonction du parc de chaque zone, et pour la mise en place de solutions de stockage mutualisées et commandables par le gestionnaire de réseau.

1.2. LA PÉRÉQUATION TARIFAIRE ET LA SOLIDARITÉ NATIONALE

La péréquation tarifaire permet aux consommateurs des ZNI de bénéficier de tarifs réglementés de vente identiques à ceux de la métropole continentale alors que les coûts de production de l'électricité dans ces zones sont en moyenne, pour l'année 2013, presque cinq fois supérieurs aux coûts de production comptables d'EDF pris en compte dans les tarifs réglementés.

L'application du principe de péréquation tarifaire laisse à la charge des fournisseurs historiques, EDF SEI et EDM, des coûts qui ne sont pas couverts par le tarif réglementé*. Ces coûts sont considérés comme des charges de service public. Leur compensation est assurée par la solidarité nationale

Évolution des charges de service public de l'électricité au titre d'une année entre 2003 et 2015 (M€)



au travers de la contribution au service public de l'électricité (CSPE) dont s'acquitte chaque consommateur d'électricité. Le total de la CSPE représente environ 13% de la facture TTC d'un consommateur résidentiel.

Les surcoûts cumulés au titre de la péréquation tarifaire dans les ZNI sur la période 2002-2013 s'élèvent à 10,8 Md€ courants. Près de 70% relèvent des surcoûts de production d'EDF SEI et d'EDM. Les surcoûts liés aux contrats d'achat des énergies renouvelables représentent moins de 10% et sont presque entièrement imputables au soutien à la filière photovoltaïque, dont le coût compensé par la CSPE s'élève, depuis 2002, à 600 millions d'euros.

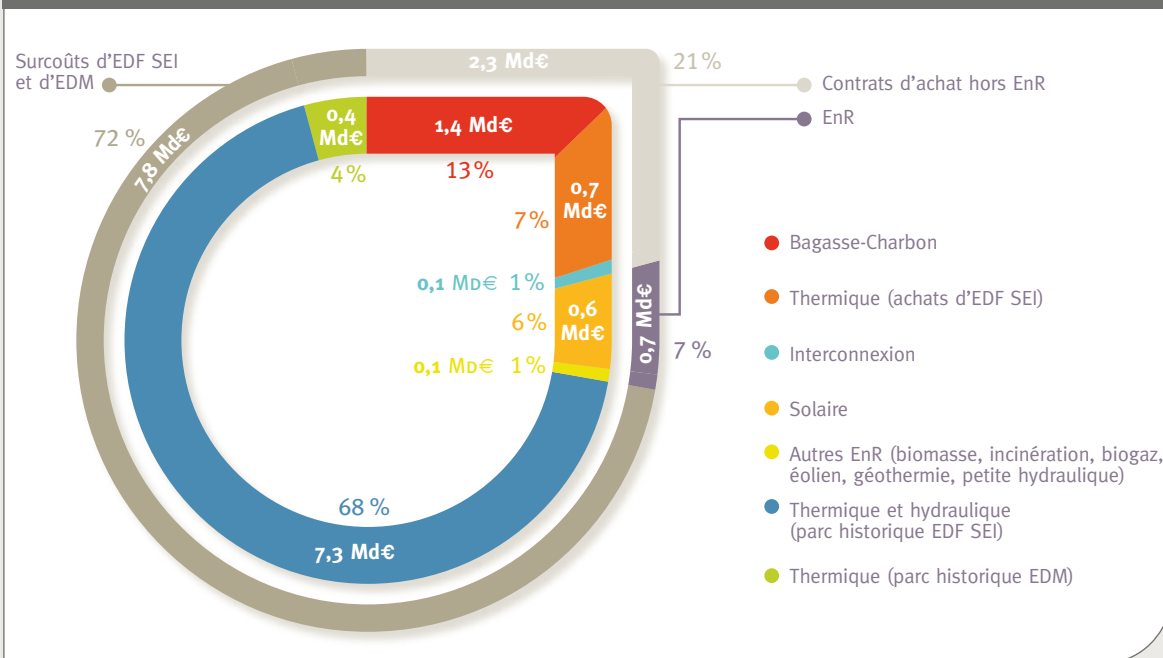
L'avenir demeurera largement contraint par les conséquences des choix du passé : 74% des 26 Md€ de charges de CSPE liées à la péréquation tarifaire dans les ZNI qui peuvent être anticipés pour la période 2014-2025 seront dus aux installations actuellement en service et aux décisions d'investissement déjà prises telles que la construction des installations d'EDF PEI et les coûts de démantèlement des anciennes centrales auxquelles elles viendront se substituer. Les 26% restants correspondent aux nouvelles décisions d'investissement pour le développement des énergies renouvelables et aux nouveaux

contrats de gré à gré dont les répercussions sur la CSPE ont pu être anticipées à partir des projets connus (pour la biomasse et l'hydroélectricité) et des trajectoires observées (pour l'éolien et le photovoltaïque). Les hypothèses d'évolution de la CSPE à l'horizon 2025 retenues par la CRE sont détaillées dans son rapport *CSPE : mécanisme, historique et prospective* publié en octobre 2014.

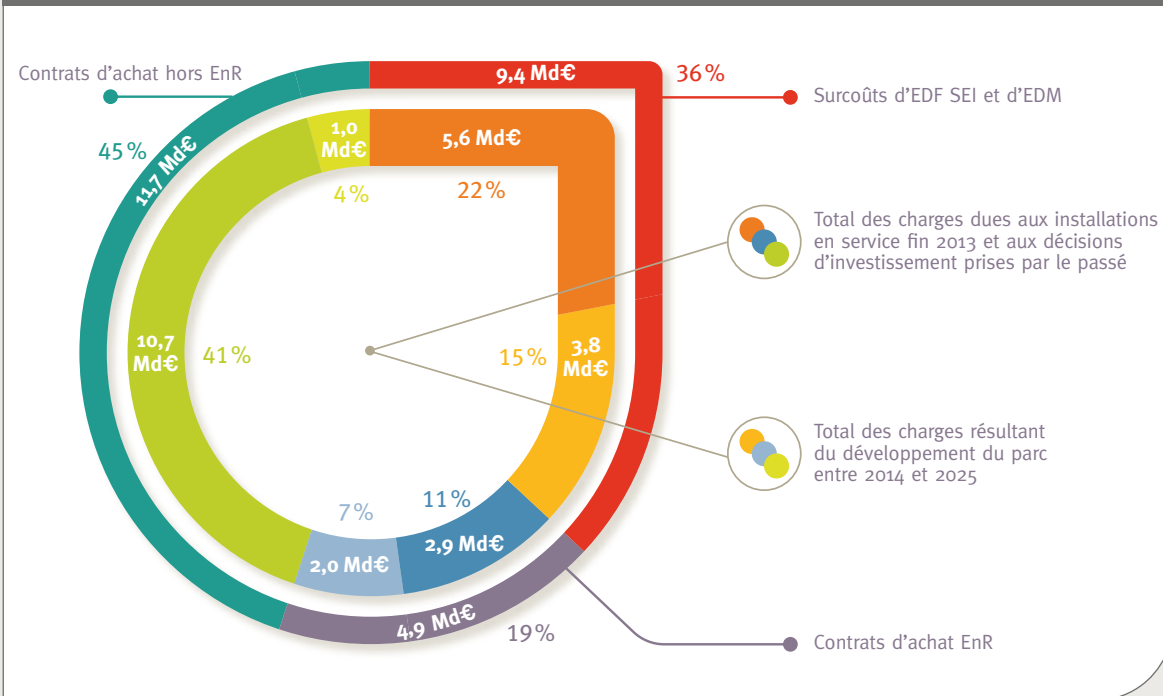
Les surcoûts liés aux nouvelles installations EnR (qui font l'objet de contrats de gré à gré évalués par la CRE ou lauréates d'appels d'offres) sont notamment dus à la mise en service d'une centrale bagasse biomasse en Martinique, d'une turbine à combustion fonctionnant au bioéthanol à La Réunion, des installations biomasse en Corse et en Guyane et des installations photovoltaïques et éoliennes avec stockage. Leur impact cumulé s'élève à 2 Md€. Ce montant reste toutefois inférieur aux surcoûts générés par le parc EnR actuellement en fonctionnement, composé quasi exclusivement d'installations photovoltaïques.

LA PÉRÉQUATION TARIFAIRE ENGENDRE DES SURCÔÛTS COMPENSÉS PAR LA CSPE

Surcoûts totaux liés à la péréquation tarifaire cumulés entre 2002 et 2013 (Md€ courants)



Surcoûts totaux liés à la péréquation tarifaire cumulés entre 2014 et 2025 (Md€ courants)



Dans les ZNI, les coûts non couverts par le tarif réglementé supportés par les fournisseurs historiques peuvent être subdivisés en trois groupes :

- les surcoûts de production liés à l'exploitation des parcs d'EDF et Électricité de Mayotte (EDM). Dans les ZNI, le parc de production est constitué principalement de centrales thermiques (groupes diesel, turbines à combustion). En conséquence, les achats de combustibles représentent le principal poste de dépenses et les surcoûts de production dépendent fortement des cours des matières premières ;
- les surcoûts dus aux contrats d'achat signés entre EDF (respectivement EDM) et les producteurs indépendants, soit dans le cadre d'un appel d'offres ou d'un tarif d'achat (articles L. 314-1 et L. 311-10 du code de l'énergie), soit dans le cadre d'un contrat de gré à gré contribuant au maintien de l'équilibre offre/demande ;

– les surcoûts liés à la mise en œuvre du tarif de première nécessité (TPN).

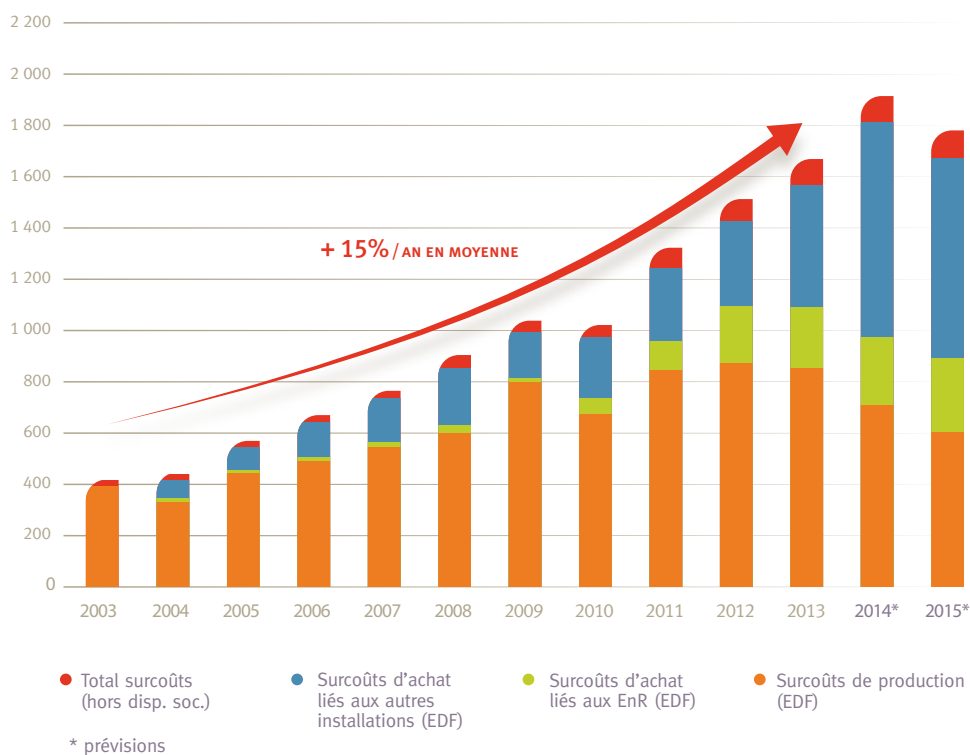
Ces surcoûts sont calculés chaque année par la CRE (cf. 2.1.)

Les surcoûts observés dans les ZNI étaient dans le passé surtout dus aux surcoûts de production liés à l'exploitation des parcs historiques d'EDF SEI et d'EDM.

Les surcoûts d'achat liés aux EnR (hors centrales hydrauliques qui appartiennent à EDF SEI) n'ont commencé à apparaître qu'à partir de 2006.

La décroissance des surcoûts de production d'EDF SEI est concomitante avec l'augmentation des surcoûts d'achat liés aux autres installations : les centrales de production historiques, exploitées par EDF SEI, sont peu à peu déclassées et remplacées par de nouvelles unités de production exploitées par EDF PEI.

Surcoûts de production et surcoûts d'achat d'EDF SEI et d'EDM dans les ZNI entre 2002 et 2013 (M€)





→ **Chiffres clés des énergies renouvelables** dans les zones non interconnectées

→ **Données précises** par territoire et par filière

→ **Prospective**

DISPONIBLE SUR LE SITE www.cre.fr

Depuis 2003, les charges dues à la péréquation tarifaire connaissent une croissance significative de 15 % par an en moyenne. Cette évolution résulte notamment de la croissance de la consommation et du développement du parc renouvelable. Dans les prochaines années, ces charges vont continuer d'augmenter (+54 % à l'horizon 2025) en raison du remplacement des moyens de production historiques d'EDF par de nouvelles installations, de la mise en conformité des installations bagasse-charbon aux normes environnementales et de l'augmentation probable des prix des quotas de CO₂.

Des tarifs réglementés spécifiques pour les professionnels dans les ZNI

En application des dispositions de l'article L. 337-8 du code de l'énergie, issues de la loi du 7 décembre 2010 sur la nouvelle organisation du marché de l'électricité (loi NOME)⁶, les tarifs réglementés de vente pour les puissances souscrites supérieures à 36 kVA perdureront après 2016 dans les ZNI, contrairement à la métropole continentale. Ces tarifs devront être établis selon la méthode dite par « empilement ». Leur montant résultera donc de l'addition du prix de l'ARENH⁶, du complément de fourniture d'électricité au prix de marché, des coûts d'acheminement de l'électricité, des coûts de commercialisation, ainsi que d'une rémunération normale. Or, les consommateurs des

ZNI ne sont pas approvisionnés grâce à l'ARENH et au marché, ce dispositif étant propre à la métropole continentale.

Sans remettre en cause le principe général de péréquation, la CRE note, dans son rapport sur les tarifs réglementés de vente de l'électricité publié en octobre 2014, qu'il sera toutefois possible d'adapter les caractéristiques des tarifs réglementés des ZNI, notamment en structure, afin de répondre à des habitudes de consommation ou à une volonté de maîtrise de la demande en énergie spécifiques à certaines d'entre elles.

Le tarif de première nécessité bénéficie à un grand nombre de clients

Le tarif de première nécessité (TPN) mis en œuvre en 2004 permet à ses bénéficiaires de se voir appliquer une réduction forfaitaire sur leur facture d'électricité. Il est réservé aux clients qui disposent de ressources inférieures à un certain revenu fiscal par part ou inférieures au seuil donnant droit à l'aide au paiement d'une assurance complémentaire de santé (ACS)⁶.

Dans son rapport d'activité pour l'année 2013, le Fonds de financement de la protection complémentaire de la couverture universelle du risque maladie indique que les bénéficiaires représentent 10,2 %

TAUX DE BÉNÉFICIAIRES DU TPN :
10,2 %
EN MÉTROPOLE (CORSE COMPRISE)

30,4 %
DANS LES DOM (HORS MAYOTTE)

6. Supérieur d'environ 35 % au seuil de la couverture maladie universelle complémentaire (CMU-C)

POSTE SOURCE DE
KAWENI À MAYOTTE
(VISITE DE LA CRE,
OCTOBRE 2014)

© CRE



des foyers en métropole (Corse comprise) pour 30,4 % en moyenne dans les DOM (de 22,6 % à la Martinique à 36,7 % à La Réunion, hors Mayotte).

1.3. LA GOUVERNANCE DE LA POLITIQUE DE L'ÉNERGIE DANS LES ZNI

Les grandes orientations de la politique de l'énergie française sont définies dans la programmation pluriannuelle des investissements (PPI)* qui couvre l'ensemble du territoire national. Sa dernière version⁽⁷⁾ fixe un objectif de 50 % d'énergies renouvelables dans la consommation finale d'énergie dans les départements et collectivités d'outre-mer à l'horizon 2020 (30 % pour Mayotte), sans détailler la déclinaison des objectifs par filière.

Par ailleurs, la loi d'orientation pour l'outre-mer⁽⁸⁾ a confié aux régions concernées une compétence en matière d'énergie. Dans ce cadre, elles se sont dotées d'un plan énergétique régional pluriannuel de prospective et d'exploitation des énergies renouvelables et d'utilisation rationnelle de l'énergie (PRERURE). Ce plan définit la politique énergétique du territoire, à la fois en matière de maîtrise de la demande et de développement des énergies renouvelables.

En outre, les conseils régionaux de Guadeloupe (de juillet 2009 à juillet 2013) et de Martinique

(de juillet 2011 à juillet 2013) ont été habilités à fixer des règles spécifiques à leurs territoires en matière de maîtrise de la demande d'énergie, de réglementation thermique pour la construction de bâtiments et de développement des énergies renouvelables⁽⁹⁾. Les deux régions ont demandé le renouvellement de cette habilitation dans le cadre du projet de loi de transition énergétique.

Enfin, le schéma régional du climat, de l'air et de l'énergie (SRCAE), rédigé sous la double autorité du préfet de région et du président du conseil régional, vise à établir des orientations, aux horizons 2020 et 2050.

Lors de son audition devant la Commission spéciale pour l'examen du projet de loi relatif à la transition énergétique pour la croissance verte et dans une lettre du 17 octobre 2013 au Premier ministre, le président de la CRE a souligné l'enjeu majeur de gouvernance que constitue la coordination de l'ensemble de ces compétences. Dans sa version votée par l'Assemblée nationale, le projet de loi relatif à la transition énergétique pour la croissance verte prévoit en son article 61 que la Corse, les DOM et Saint-Pierre-et-Miquelon fassent chacun l'objet d'une PPE distincte qui indiquera les trajectoires de développement des filières renouvelables. Ce document sera élaboré conjointement par le président de la collectivité et le préfet.

7. Arrêté du 15 décembre 2009
8. Loi n°2000-1207 du 13 décembre 2000
9. Article 69 de la loi n° 2009-594 du 27 mai 2009 sur les dispositions de l'article 73 de la Constitution



② Le rôle de la CRE dans la mise en œuvre de la politique de l'énergie des ZNI

La loi ne donne pas au régulateur de pouvoir dans la définition de la politique de l'énergie. Mais la CRE joue un rôle important dans la mise en œuvre des différents dispositifs de soutien aux énergies renouvelables et aux consommateurs.

2.1. CE QUI RELÈVE DE SES MISSIONS ET CE QUI N'EN RELÈVE PAS

La CRE calcule les charges de service public supportées par EDF SEI et par EDM

La CRE calcule et propose chaque année au ministre chargé de l'Énergie le montant des charges de service public prévisionnelles de l'année suivante. Les surcoûts de production et les surcoûts d'achat supportés par EDF SEI et EDM au titre de la péréquation tarifaire en font partie.

Les surcoûts de production sont calculés comme l'écart entre le coût de production « normal et complet pour le type d'installation de production considérée dans cette zone » et le coût de production pris en compte dans le tarif réglementé de

SALLE DE CONTRÔLE
DU POSTE SOURCE DE
KAWENI À MAYOTTE
(VISITE DE LA CRE,
OCTOBRE 2014).
© CRE

CATHERINE EDWIGE, UNE NOUVELLE COMMISSAIRE SPÉCIALISTE DES ZNI

En application de l'article L. 132-2 du code de l'énergie, Catherine Edwige a été nommée membre du collège de la CRE le 1^{er} avril 2014 par décret sur proposition du ministre des Outre-Mer, en raison de sa connaissance et de son expérience des zones non interconnectées.

Son expertise sur les sujets de l'électricité et du gaz se double d'une grande expérience des collectivités territoriales, en particulier de celles des zones insulaires. Elle a travaillé pendant quinze ans en Guadeloupe et en Martinique. Elle a notamment été chef de service de production d'EDF de la Guadeloupe, de 1998 à 2000. Elle a ainsi acquis une expérience notable sur les sujets de production d'électricité aux meilleures conditions de prix sur les territoires insulaires.

vente. Le coût de production normal et complet est calculé annuellement à partir des coûts constatés dans la comptabilité appropriée des fournisseurs historiques.

Les surcoûts d'achat sont calculés comme l'écart entre le prix auquel le fournisseur historique achète l'électricité à un producteur tiers et le coût de production pris en compte dans le tarif réglementé de vente.

La CRE évalue les projets de contrats de gré à gré

S'agissant des coûts d'achat issus des contrats de gré à gré, la CRE évalue le coût « normal et complet » du projet à partir des éléments du dossier de présentation qui lui est transmis préalablement à sa réalisation⁽¹⁰⁾. Ce coût normal et complet détermine les composantes du prix d'acquisition de l'électricité (notamment la prime fixe et le prix proportionnel au volume d'électricité produit) payé par la suite par EDF SEI ou EDM au producteur tiers. Ce coût normal et complet internalise les seules dépenses liées à la production d'électricité. Il ne sait prendre en compte des dimensions relevant d'une autre politique (aménagement du territoire, emploi, etc.). Les coûts d'achat déclarés font l'objet de contrôles par la CRE qui s'assure ainsi du respect des conditions contractuelles.

La CRE met en œuvre les appels d'offres EnR

La CRE est responsable de l'organisation, du suivi et du contrôle des procédures d'appel d'offres⁽¹¹⁾, dont les différentes étapes sont les suivantes :

- élaboration d'un projet de cahier des charges à partir des conditions générales qui lui sont transmises par le ministre chargé de l'Énergie ;
- réponses aux questions posées pendant la phase de constitution des offres ;
- instruction des dossiers de candidature et transmission au ministre chargé de l'Énergie du classement des offres ;
- avis sur les lauréats envisagés par le ministre chargé de l'Énergie.

Le choix final des candidats retenus revient au ministre.

2.2. LA CRE TRAVAILLE DE FAÇON TRANSPARENTTE ET CONCERTÉE AVEC LES PARTIES PRENANTES

La CRE rencontre régulièrement les acteurs locaux

À chaque fois qu'ils en font la demande, la CRE rencontre les acteurs locaux, les représentants des

10. En application du Vbis de l'article 4 du décret n°2004-90 du 28 janvier 2004

11. En application du décret n°2002-1434 du 4 décembre 2002 relatif à la procédure d'appel d'offres pour les installations de production d'électricité



CENTRE DE DISPATCHING
EDF À SAINT-DENIS DE
LA RÉUNION (VISITE DE
LA CRE, OCTOBRE 2014).
© CRE

régions, les porteurs de projet, les exploitants, etc. Ces rencontres sont l'occasion de faire le point sur les questions identifiées et les orientations futures.

Au mois d'octobre 2014, la CRE s'est rendue à Mayotte et à La Réunion pour prendre connaissance *in situ* des contraintes techniques et logistiques pesant sur ces réseaux et observer la déclinaison opérationnelle des missions de service public confiées à EDF SEI et EDM par le code de l'énergie. Ce déplacement a aussi été l'occasion de visiter plusieurs installations clés (centrales de production, centres de dispatching, agences clientèle). Les contacts avec les acteurs institutionnels (ADEME, Direction de l'environnement, de l'aménagement et du logement, préfet, conseiller régional en charge de l'énergie, mais aussi représentants de la SPL Énergies Réunion et du syndicat des professionnels de l'énergie solaire à La Réunion) ont été riches et ouverts. Ils témoignent cependant d'une diversité de vues quant à l'évolution du mix énergétique. Cette visite a aussi été l'occasion de rendre plus lisibles pour les acteurs locaux le rôle et les missions de la CRE. Dans la mesure où ses moyens financiers le lui permettront, la CRE envisage de poursuivre ce cycle de visites. À l'issue du travail d'analyse des documents envoyés en complément des visites sur site, la CRE a formulé un certain nombre de recommandations pratiques aux acteurs.

La CRE rend publics ses critères d'évaluation

Dans un souci de transparence, après avoir procédé à une consultation publique sur la question, la CRE a adopté et publié le 9 septembre 2014 une délibération⁽¹²⁾ expliquant la méthodologie qu'elle applique lors de l'examen des coûts d'investissement et d'exploitation dans des moyens de production d'électricité situés dans les ZNI et portés par EDF SEI, EDM ou qui font l'objet d'un contrat de gré à gré. Cette méthodologie prévoit un audit des installations de production tous les cinq ans. Deux projets de moyens de production d'électricité ont été examinés en application de cette méthodologie au 2^e semestre 2014 : (i) le projet d'une installation de production d'électricité CCG2 de 34 MW en Martinique porté par la Compagnie de cogénération du Galion pour une installation fonctionnant à la bagasse pendant les campagnes sucrières et à la biomasse le reste du temps et (ii) le projet d'une turbine à combustion de 41 MW à La Réunion porté par la société Albioma Saint-Pierre pour une installation qui fonctionnera majoritairement au bioéthanol.

Elle va procéder de même avec la méthodologie qui sera applicable à l'évaluation des investissements dans des solutions de stockage et dans des actions de maîtrise de la demande en électricité.⁽¹³⁾

12. Délibération du 9 septembre 2014 modifiée par la délibération du 23 avril 2015

13. La CRE a adopté et publié le 10 juin 2015 une délibération expliquant la méthodologie qu'elle applique lors de l'examen d'un projet d'infrastructure visant la maîtrise de la demande portant sur les consommations d'électricité dans les ZNI

LE PROGRAMME MILLENER
EN GUADELOUPE VISE À
OPTIMISER L'UTILISATION
DES ÉNERGIES
RENOUVELABLES GRÂCE
AUX RÉSEAUX ÉLECTRIQUES
INTELLIGENTS.
MAISON INDIVIDUELLE
ÉQUIPÉE DE PANNEAUX
SOLAIRES ET D'UN
CHAUFFE- EAU SOLAIRE.

© EDF-Philippe Eranian



3

Les ZNI sont des territoires d'innovation

Dans les territoires insulaires, de nombreux programmes de recherche et d'expérimentation ont été engagés en matière de véhicule électrique, de gestion de la consommation et de développement du stockage pour déployer les smart grids.

3.1. DES MODÈLES D'EXPÉRIMENTATION

Compte tenu de leurs particularités, les systèmes énergétiques insulaires constituent un lieu d'expérimentation privilégié pour les smart grids. Le déploiement des réseaux électriques intelligents* dans les îles permet de « lisser » le caractère variable des EnR et, ainsi, de faciliter leur insertion sur les réseaux. Il s'agit d'intégrer davantage les technologies de l'information et des télécommunications dans l'ensemble de la chaîne de valeur de l'électricité, de la production jusqu'à la consommation, de manière à accroître la performance des systèmes.

Les expérimentations pourraient à l'avenir servir de modèles économiques et technologiques pour les projets du territoire métropolitain.

Le développement des véhicules électriques : le projet DRIVECO

Les expérimentations sur les bornes de recharge ont pour but de déterminer les conditions nécessaires à la bonne intégration du véhicule électrique dans les systèmes insulaires. Un démonstrateur est en cours : le projet DRIVECO en Corse. Ce projet devra démontrer que, grâce aux sources d'énergie renouvelable et à un système de maîtrise de l'énergie intelligent, le bilan global d'émissions de CO₂ des véhicules électriques dans les îles est meilleur que



MAMOUDZOU, CHEF-LIEU DU DÉPARTEMENT DE MAYOTTE, A ÉTÉ ALIMENTÉE POUR LA PREMIÈRE FOIS FIN 2014 PAR LES 90 000 VOLTS DE LA LIGNE HAUTE TENSION QUI RELIE LES CENTRALES THERMIQUES DE LONGONI AUX TRANSFORMATEURS DE KAWENI.

© CRE

LE PROJET OPERA, UNE BATTERIE DE GRANDE CAPACITÉ POUR SÉCURISER L'ALIMENTATION ÉLECTRIQUE À MAYOTTE

L'équilibre offre-demande à Mayotte est assuré à 94 % par de la production thermique diesel. Le photovoltaïque s'est fortement développé depuis 2008, si bien que le seuil limite d'injection de 30 % pour les énergies aléatoires et intermittentes a été atteint dès le 17 juillet 2011.

Pour garantir la sécurité du système et éviter les délestages, la croissance rapide du parc photovoltaïque s'est donc accompagnée d'une augmentation significative de la réserve primaire (de 10 à 15 %). Un nombre plus important de cycles de démarrage/arrêt des groupes thermiques a aussi été observé ce qui se traduit par une hausse du coût moyen du mégawattheure produit. EDM a chiffré ces surcoûts, financés par la CSPE, à 890 000 €.

L'énergie photovoltaïque représente cependant le principal potentiel de développement d'énergie alternative au fioul sur ce territoire. EDM travaille donc depuis plusieurs années à une solution innovante de lissage de la production photovoltaïque permettant de prémunir le système électrique contre les perturbations liées à son intermittence.

L'opération pilote EnR-MDE pour sécuriser le réseau électrique autonome de Mayotte (projet OPERA) consiste à améliorer la qualité de l'alimentation électrique en alliant le déstockage rapide depuis une (des) batterie(s) et des effacements contractualisés avec de gros clients. La solution retenue pour le stockage, après étude comparative des solutions alternatives possibles, est une batterie, associée à un onduleur réversible, dimensionnée pour un maximum d'énergie stockée mobilisable à tout instant de 1120 MWh et une puissance maximale pouvant être injectée sur le réseau par ce système de 2 MVA sur 30 minutes. Les perspectives d'effacement instantané en cas de chute de la fréquence sont de l'ordre de 1 MW. Le couplage de ces deux actions doit donc permettre une reprise instantanée de près de 3 MW pour une trentaine de minutes.

Avec l'appui financier de l'ADEME et le soutien de la préfecture de Mayotte, le projet OPERA a été conçu par un groupement composé :

- du gestionnaire du réseau électrique de Mayotte : Électricité de Mayotte (EDM) ;
- de la société SUNZIL (ex TENESOL Outre-Mer), principal développeur des installations photovoltaïques à Mayotte ;
- de la société TENESOL, fournisseur de solutions et d'équipements (photovoltaïque, stockage, conversion d'énergie, outils de gestion) ;
- du CEA-INES, laboratoire de recherche spécialisé dans les systèmes photovoltaïques et les systèmes de stockage.



LA CRE A DEMANDÉ À EDF SEI ET À EDM
DE RÉALISER POUR LE 1^{ER} NOVEMBRE 2015 UNE
**ANALYSE COÛTS-BÉNÉFICES D'UN DÉPLOIEMENT DE
SMART GRIDS DANS LES DIFFÉRENTS TERRITOIRES.**

celui des véhicules thermiques ou hybrides actuels. En effet, le mix électrique des îles étant très fortement carboné, c'est l'électricité produite par des centrales diesel et au charbon qui va servir à recharger les véhicules.

De plus, en raison de la fragilité plus grande de l'équilibre entre l'offre et la demande d'électricité dans les îles, la recharge simultanée des véhicules à la pointe du soir pourrait conduire à une fragilisation supplémentaire du réseau qui nécessiterait alors de nouveaux investissements dans des moyens de production de pointe.

C'est pourquoi le développement des véhicules électriques est conditionné dans le projet de loi de transition énergétique à une maîtrise des impacts sur le réseau de distribution et à une non-augmentation des émissions de gaz à effet de serre. Il n'est en effet pas possible d'augmenter la puissance installée du parc thermique pour satisfaire les besoins de recharge des véhicules électriques.

Le pilotage de la demande : le projet Millener et le projet ADDRESS

La maîtrise de la consommation énergétique est un enjeu environnemental et économique particulièrement important dans les territoires insulaires où la croissance de la consommation d'électricité est bien plus élevée qu'ailleurs en France. Le projet Millener est en cours à La Réunion, en Corse et en Guadeloupe. Les retours attendus de ce démonstrateur sont multiples : impact comportemental de l'information sur la consommation, gains en matière de maîtrise de la demande en énergie envisageables chez les particuliers, pertinence du pilotage des effacements* diffus, analyse de la valeur et définition de modèles économiques associés, amélioration du taux de pénétration des énergies renouvelables et optimisation du pilotage de l'équilibre du réseau, etc. Le projet ADDRESS dans les îles de Houat et Hoëdic a permis de développer des solutions techniques et commerciales pour une gestion « intelligente » des consommations d'électricité (des clients particuliers et professionnels).

Le développement du stockage décentralisé

Il s'agit de coupler des installations de production d'électricité renouvelable avec des moyens de stockage (batteries, stations de transfert d'énergie par pompage utilisées dans des zones à fort relief, hydrogène, etc.) pour corriger les écarts de production avec la prévision d'électricité renouvelable tout en permettant des services à différents horizons temporels tels que le transfert d'énergie (quelques heures) et le réglage de la fréquence (quelques secondes). Les démonstrateurs PEGASE à La Réunion et MYRTE en Corse ont pour objet de tester ces technologies et ces services. EDM a un projet en passe de devenir effectif avec sa batterie OPERA **< cf. encadré >**.

Dans sa délibération du 25 février 2015 portant communication sur le développement des réseaux intelligents, la CRE a demandé à EDF SEI et à EDM de réaliser pour le 1^{er} novembre 2015 une analyse coûts-bénéfices globale d'un déploiement de technologies smart grids dans les différents territoires. L'analyse doit en particulier porter sur le déploiement des véhicules électriques et de systèmes de stockage d'énergie.

3.2. LA GOUVERNANCE DE L'ÉNERGIE ÉVOLUE

La mise en place d'une gouvernance locale de l'énergie

Selon le projet de loi voté par l'Assemblée nationale le 14 octobre 2014, la programmation pluriannuelle de l'énergie (PPE) de chaque ZNI fixera :

- les objectifs de déploiement de chaque filière renouvelable ;
- les objectifs de développement du stockage ;
- les objectifs de maîtrise de la demande d'énergie ;
- les objectifs de développement des dispositifs de charge et de développement des véhicules électriques et hybrides rechargeables ;
- un budget maximal indicatif de ressources publi-



RÉSERVOIRS DU BARRAGE DE RIVIÈRE DE L'EST, LA RÉUNION (VISITE DE LA CRE, OCTOBRE 2014).

© CRE

ques à allouer, y compris en matière de CSPE, tenant compte des engagements et des réalisations.

Par ailleurs, le projet de loi renouvelle l'habilitation des conseils régionaux de la Guadeloupe et de la Martinique à adopter des dispositions législatives et réglementaires en matière d'énergie, dans les limites prévues par leur délibération respective du 14 juin 2013 et du 17 mai 2013, jusqu'au prochain renouvellement de leur instance en décembre 2015. Ces habilitations pourront être prolongées de six ans sur simple demande du nouvel exécutif. Toute mesure spécifique prise dans le cadre de cette habilitation, excepté celle ayant pour objet la maîtrise de la demande en énergie, devra faire l'objet d'une évaluation préalable de son impact sur les charges imputables aux missions de service public. Cette évaluation réalisée par la région, ainsi que tous les éléments sous-jacents seront transmis au ministre chargé de l'Énergie, qui sollicitera l'avis de la CRE, cette dernière ayant trois mois pour répondre.

Les ZNI ont d'ores et déjà commencé à se doter des outils pour mettre en œuvre la transition énergétique dans leurs territoires. Ainsi, depuis le début de l'année 2014, la gouvernance de l'énergie est organisée à La Réunion autour d'un comité stratégique regroupant le conseil général, le préfet, l'ADEME, le SIDELEC et EDF autour du conseil régional.

Ce comité délègue l'animation et la coordination des techniques des actions à la SPL Énergies Réunion dont les seuls actionnaires sont des collectivités. L'ADEME et EDF participent cependant au financement direct de certaines actions. La Martinique s'est dotée dès juillet 2013 d'une société d'économie mixte (SEM) « Énergie de Martinique » dont la mission est de contribuer au développement de la filière « énergies renouvelables » dans ce territoire.

L'extension de la CSPE à de nouveaux territoires

Avant le 31 décembre 2015, le Gouvernement devra présenter au Parlement un rapport indiquant les modalités selon lesquelles la Nouvelle-Calédonie, la Polynésie française et Wallis-et-Futuna pourraient bénéficier de la contribution au service public de l'électricité (article 63 quinquièmes du projet de loi adopté en première lecture par l'Assemblée nationale). L'article 65 précise que les dispositions du code de l'énergie régies par les articles L. 121-1 à L. 121-28 sont applicables à Wallis-et-Futuna.

En raison de ses responsabilités dans la gestion du service public de l'électricité, la CRE jouera nécessairement un rôle dans la mise en œuvre de ces dispositions.



« La part des Fonds européens de développement régional affectée au domaine de l'énergie est passée à 120 millions d'euros pour la programmation 2014-2020, soit plus de 10 % du programme »

3 questions à...

DIDIER ROBERT PRÉSIDENT DU CONSEIL RÉGIONAL DE LA RÉUNION

Que pensez-vous des dispositions spécifiques à la gouvernance énergétique dans les Outre-Mer introduites par la loi de transition énergétique ?

C'est un sujet sur lequel nous avons avancé, à La Réunion, bien en amont de cette loi. Nous sommes engagés depuis 2010 avec le programme « Réunion, île solaire – terre d'innovations » de la région Réunion dans la mise en œuvre de projets et d'actions liés au développement des énergies renouvelables, à l'efficacité énergétique et à la maîtrise de la demande en énergie. Cette politique énergétique volontariste a permis de passer en 4 ans de 33 à 38 % d'énergies renouvelables dans le mix énergétique et d'atteindre le seuil de 30 % d'énergie intermittente dans le mix électrique. Quant au schéma Régional climat air énergie (SRCAE) que nous avons validé en décembre 2013, il établit les stratégies à déployer pour atteindre l'objectif de 50 % d'énergies propres dans le mix énergétique en 2020, et l'autonomie électrique en 2030. Pour réussir cette transition énergétique, la région Réunion a mis en œuvre une nouvelle gouvernance de l'énergie partenariale composée d'un comité stratégique de pilotage avec la région comme chef de file en partenariat avec l'État, l'ADEME, le conseil général,

SIDELEC et EDF; un coordinateur et animateur technique (la SPL Énergies Réunion); et sept comités de travail mobilisant une vingtaine de partenaires publics et privés.

Cette nouvelle organisation va nous permettre de mettre en place dans les meilleurs délais une Programmation pluriannuelle de l'énergie (PPE), grâce à laquelle notre territoire disposera d'une stratégie unique et globale dans le domaine de l'énergie.

La région a la compétence de décider de la ventilation des Fonds européens de développement régional (FEDER).

Quelle place prendra l'énergie dans vos arbitrages ?

Quand la région Réunion est devenue Autorité de gestion des fonds FEDER en 2014, nous avons décidé d'augmenter de manière significative la part de ces fonds affectée au domaine de l'énergie. Elle est passée de 21 millions d'euros sur la période 2007-2013 à 120 millions d'euros pour la programmation 2014-2020, soit plus de 10 % du programme. Ces financements nous permettront d'accentuer nos efforts pour développer les énergies renouvelables, augmenter nos actions en matière d'efficacité énergétique et favoriser les modes de transport doux.

Quel bilan tirez-vous de la Société publique locale « Énergies Réunion » qui a aujourd'hui un an d'existence ?

Le passage de la structure d'animation qu'était l'Agence régionale de l'Énergie à l'opérateur de l'énergie qu'est la SPL « Énergies Réunion » a impliqué pour les agents l'apprentissage d'un nouveau métier et a donc nécessité une période de transition et d'adaptation.

Aujourd'hui, le bilan est positif et la structure accompagne la collectivité régionale dans ses différentes actions telles que le programme Éco-solaire qui consiste à faciliter pour les familles en précarité l'acquisition d'un chauffe-eau solaire; l'octroi aux particuliers d'une prime pour l'équipement d'une centrale photovoltaïque avec stockage; ou encore le développement, pour les services de la collectivité régionale, de véhicules propres alimentés électriquement au moyen d'ombrières photovoltaïques.

La région Réunion reste déterminée à lutter activement contre le dérèglement climatique. Nous continuerons cette année à renforcer notre politique en matière d'efficacité énergétique et de maîtrise de la demande en énergie. ▸

La CRE prépare l'avenir des réseaux

RÉSEAU
D'ÉLECTRICITÉ



RÉSEAU
DE GAZ NATUREL



HYDROLIEN



STOCKAGE



IMPORT / EXPORT



NUCLÉAIRE



BIOMASSE
THERMIQUE
CYCLE COMBINÉ / BIOGAZ



HYDRAULIQUE



MÉTHANATION



ÉLECTROLYSE



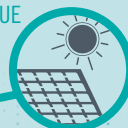
STOCKAGE



ÉOLIEN



PHOTOVOLTAÏQUE

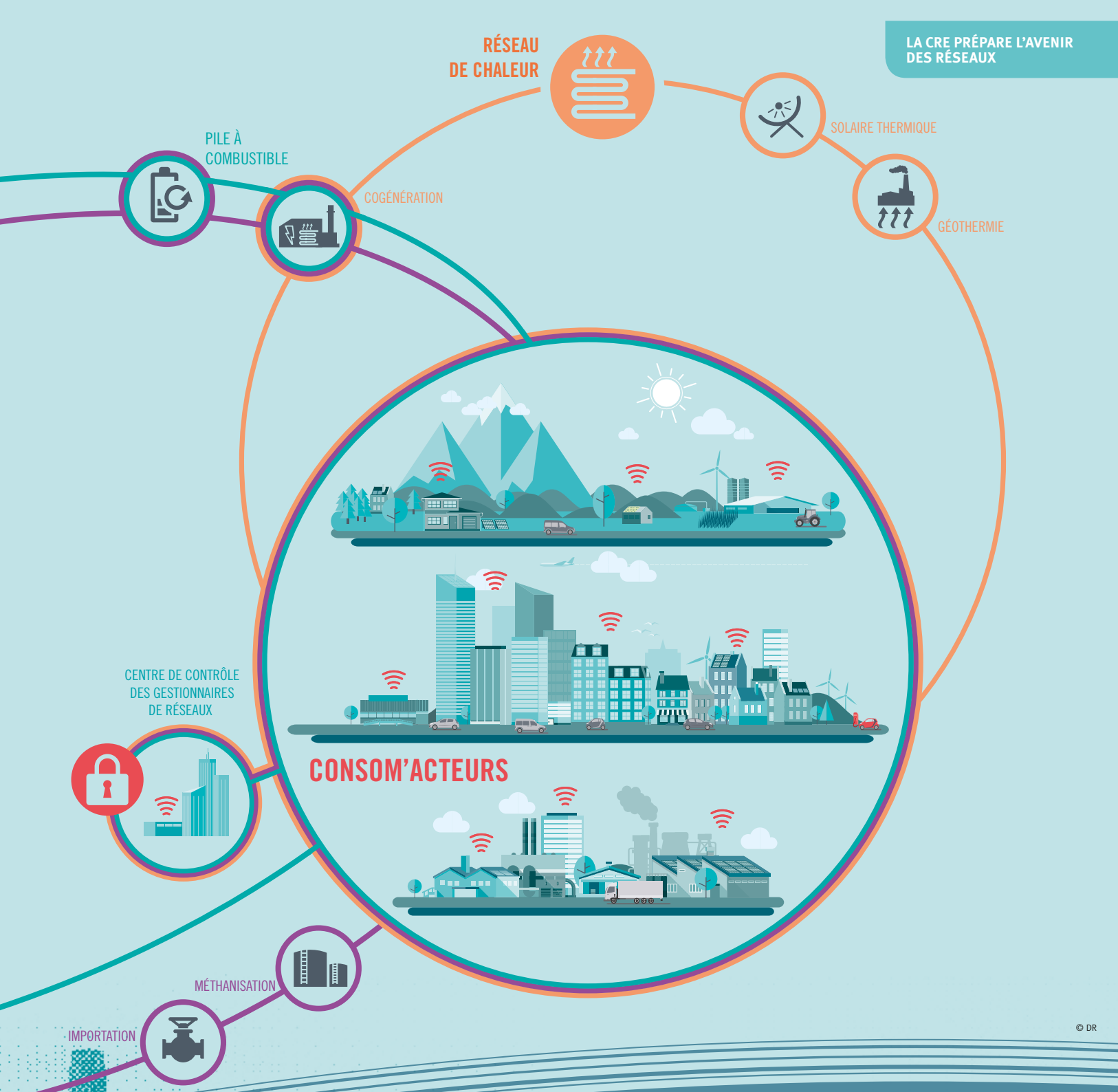


EN 2014,
LA CRE
A FORMULÉ
41
RECOMMANDATIONS
SUR LES SMART GRIDS

POUR
ACCROÎTRE LA
**PERFORMANCE DES RÉSEAUX
PUBLICS DE DISTRIBUTION**
D'ÉLECTRICITÉ EN BASSE TENSION

FAVORISER LE DÉVELOPPEMENT DE
NOUVEAUX SERVICES
POUR LES UTILISATEURS
DES RÉSEAUX PUBLICS DE DISTRIBUTION
EN BASSE TENSION

CONTRIBUER À LA
PERFORMANCE GLOBALE
DU SYSTÈME ÉLECTRIQUE



© DR

La pose des **3 millions** premiers compteurs Linky démarrera au second semestre 2015

6 Md€
CHIFFRE D'AFFAIRES ESTIMÉ pour la filière smart grids en France en 2020
(source : RTE)

10% CROISSANCE ANNUELLE PRÉVUE
prévue au niveau mondial
(source : RTE)

CE QU'IL FAUT RETENIR

PLUS DE **120** EXPÉRIMENTATIONS RECENSÉES SUR LE SITE WWW.SMARTGRIDS-CRE.FR

Le développement des énergies renouvelables, les nouveaux usages de l'électricité et du gaz naturel et les enjeux de maîtrise de la consommation imposent la modernisation des réseaux. Dans le cadre de ses missions, la CRE accompagne cette évolution technologique. Elle a notamment défini un cadre de régulation spécifique pour tenir compte des dimensions techniques, industrielles et financières exceptionnelles des projets de comptage évolué Linky et Gazpar, et préparer ainsi l'avenir des réseaux.

1 Déploiement de Linky et Gazpar : la CRE contrôle la performance des gestionnaires de réseaux

Les gestionnaires de réseaux de distribution* ERDF et GRDF préparent, depuis respectivement 2006 et 2007, des projets de systèmes de comptage évolué* pour les marchés de détail de l'électricité et du gaz naturel. Ces systèmes prévoient le remplacement de l'ensemble des compteurs installés par des compteurs communicants, baptisés Linky pour l'électricité et Gazpar pour le gaz, qui permettront notamment la relève à distance et la transmission mensuelle des données effectives de consommation. Ces compteurs sont l'une des briques indispensables au futur déploiement généralisé des smart grids*.

* Cf glossaire

1.1. LE RÉGULATEUR IMPLIQUÉ TRÈS EN AMONT DU DÉPLOIEMENT

Les projets de comptage évolué ont été élaborés avec l'ensemble des acteurs concernés (représentants des consommateurs, des fournisseurs*, des gestionnaires de réseaux et des pouvoirs publics) au sein d'instances de concertation mises en place par la CRE (Groupe de travail consommateurs ou GTC, Groupe de travail électricité ou GTE et Groupe de travail gaz ou GTG). Après avoir défini les spécifications des systèmes de comptage évolué, en 2007 pour l'électricité et en 2009 pour le gaz, la CRE a réalisé des études coûts-bénéfices permettant de confirmer les avantages de ces systèmes pour l'ensemble de la chaîne de valeur.

La mise en œuvre des projets Linky et Gazpar générera des risques différents de ceux habituellement rencontrés par les gestionnaires de réseaux ERDF et GRDF dans la conduite de leurs activités traditionnelles, du fait de leur caractère exceptionnel dans leurs dimensions techniques, industrielles et financières.

Pour se prémunir contre toute dérive des coûts et des délais prévisionnels, un cadre de régulation spécifique à chacun de ces deux projets a été mis en œuvre. L'objectif de la CRE est d'inciter les gestionnaires de réseaux à respecter leurs calendriers de déploiement, maîtriser les coûts

LINKY-GAZPAR : LES CHIFFRES CLÉS DE DEUX PROJETS HORS NORME

Les projets de systèmes de comptage évolué d'ERDF et de GRDF diffèrent des projets classiques portés par ces deux gestionnaires de réseaux par le niveau élevé de leurs coûts, mais aussi par celui des gains attendus pour les consommateurs, ainsi que par leurs délais de déploiement.

	Linky	Gazpar
Nombre de compteurs à poser	35 millions	11 millions
Niveau de l'investissement	Environ 5 Md€	Environ 1 Md€
Période de déploiement	2015 à 2021	2016 à 2022

Pour les consommateurs, les gains liés au déploiement de ces systèmes de comptage évolué sont nombreux :

- facturation sur données réelles ;
- absence de dérangement pour les opérations liées au compteur ;
- réduction des délais de prestation ;
- offres de fourniture et de service diversifiées.

En électricité, les gains liés à la maîtrise de la demande en énergie sont estimés à plus de 2 Md€.

d'investissement et garantir le niveau de performance attendu des systèmes de comptage évolué.

Ces cadres de régulation ont été définis dans les délibérations de la CRE du 17 juillet 2014, prises après consultations publiques et avis du Conseil supérieur de l'énergie et publiées au *Journal officiel* le 30 juillet 2014. Ces délibérations modifient et complètent les délibérations relatives aux tarifs d'utilisation des réseaux publics de distribution d'électricité et de gaz naturel⁽¹⁾.

1.2. DEUX CADRES DE RÉGULATION, DES PRINCIPES SIMILAIRES

La CRE a considéré qu'ERDF et GRDF devaient être responsabilisés et incités à la bonne réussite des projets. À ce titre, ils devront assumer les conséquences financières d'éventuelles dérives.

Les délibérations du 17 juillet 2014 mettent en place un dispositif de prime. Les opérateurs bénéficieront de l'intégralité de la prime si l'ensemble des objectifs de délais, de coûts et de performance sont atteints entre le 1^{er} janvier 2015 et le 31 décembre 2021 pour le projet Linky, et entre le 1^{er} janvier 2017 et le 31 décembre 2022 pour le projet Gazpar. En revanche, s'ils n'atteignent pas ces objectifs, les opérateurs pourront subir des pénalités.

Un suivi régulier des projets tout au long du déploiement est également prévu, avec notamment :

- un suivi biennal du respect des calendriers prévisionnels de déploiement du projet, impliquant des pénalités en cas de retard ;
- un suivi annuel des coûts unitaires des compteurs communicants, avec des malus en cas de dérive et des bonus en cas de diminution de ces coûts ;
- un suivi annuel de la qualité du service rendu, dès le démarrage du déploiement, avec des incitations financières en fonction de l'atteinte ou non d'objectifs prédéfinis.

La CRE a fixé les valeurs de référence pour le suivi des délais et des coûts unitaires pour l'ensemble des périodes de déploiement. Les objectifs et niveaux d'incitations financières relatifs au suivi de la performance sont, quant à eux, fixés pour les quatre premières années du déploiement.

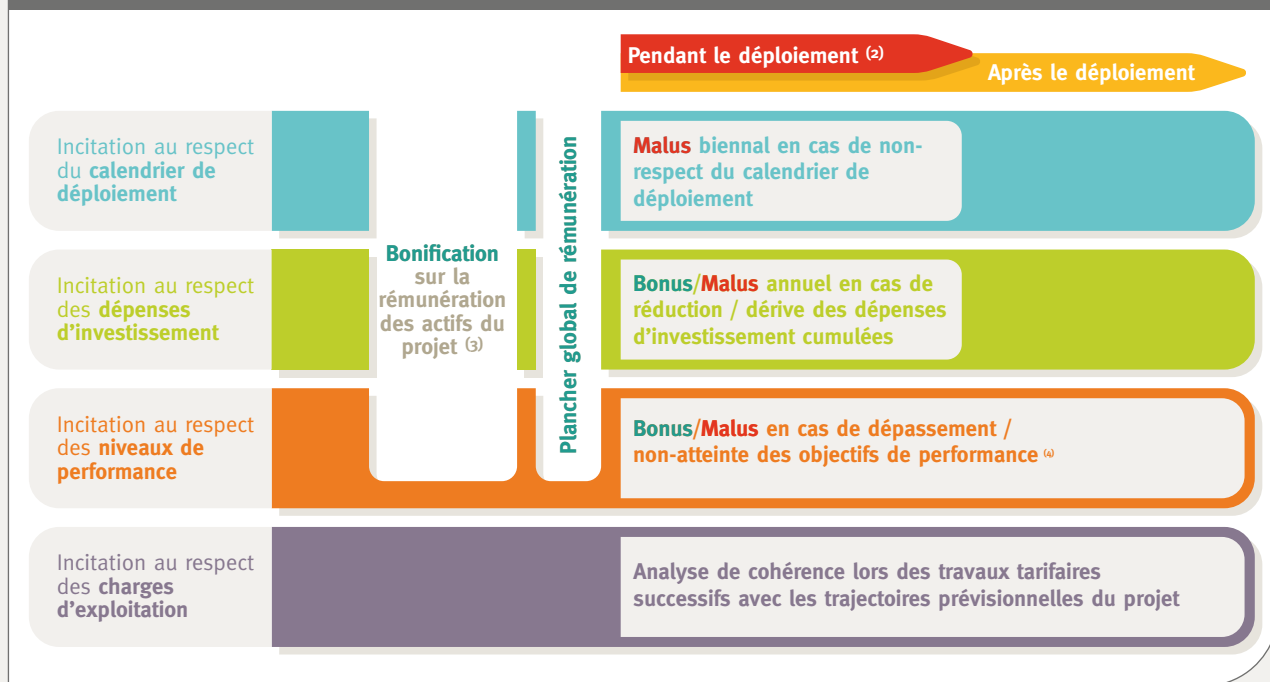
Les charges d'exploitation relatives à l'activité de comptage feront l'objet d'un suivi particulier, notamment à l'occasion de l'élaboration des prochains tarifs de distribution. Lors de l'élaboration des nouveaux tarifs, en gaz comme en électricité, la CRE s'assurera que les trajectoires de charges d'exploitation présentées par les gestionnaires de réseaux sont cohérentes avec les prévisions de réduction des coûts et celles des charges d'exploitation des systèmes de comptage évolué.



**LA CRE A CONSIDÉRÉ
QU'ERDF ET GRDF
DEVAIENT ÊTRE
RESPONSABILISÉS ET
INCITÉS À LA BONNE
RÉUSSITE DES PROJETS
LINKY ET GAZPAR¹.**

1. Délibérations du 12 décembre 2013 portant décision relative aux tarifs d'utilisation d'un réseau public d'électricité (TURPE₄) et du 28 février 2012 portant décision sur le tarif péréqué d'utilisation des réseaux publics de distribution de gaz naturel de GRDF (ATRD₄)

Le cadre global de régulation des projets Linky et Gazpar



LORS DE L'ÉLABORATION DES NOUVEAUX TARIFS, EN GAZ COMME EN ÉLECTRICITÉ, LA CRE S'ASSURERA QUE LES TRAJECTOIRES DE CHARGES D'EXPLOITATION PRÉSENTÉES PAR LES GESTIONNAIRES DE RÉSEAUX SONT COHÉRENTES AVEC LES PRÉVISIONS. ”

1.3. QUELQUES SPÉCIFICITÉS DE LA RÉGULATION DE CHAQUE PROJET

Pour le projet Gazpar

À la différence du projet Linky pour lequel une phase d'expérimentation a déjà été menée à grande échelle, avec 260 000 compteurs installés en 2010, une phase dite « pilote » reste à mener par GRDF en 2016 sur 150 000 compteurs. La finalité de ce test est de s'assurer du bon déroulement du déploiement à venir et du bon fonctionnement des premiers compteurs posés pendant cette phase et mis en service dans des conditions réelles d'utilisation. Compte tenu du faible périmètre de ce test dont le niveau d'investissement est d'environ

2. Hors pilote pour le projet Gazpar (i.e. 2016)

3. Pour les seuls actifs de comptage pour le projet Gazpar

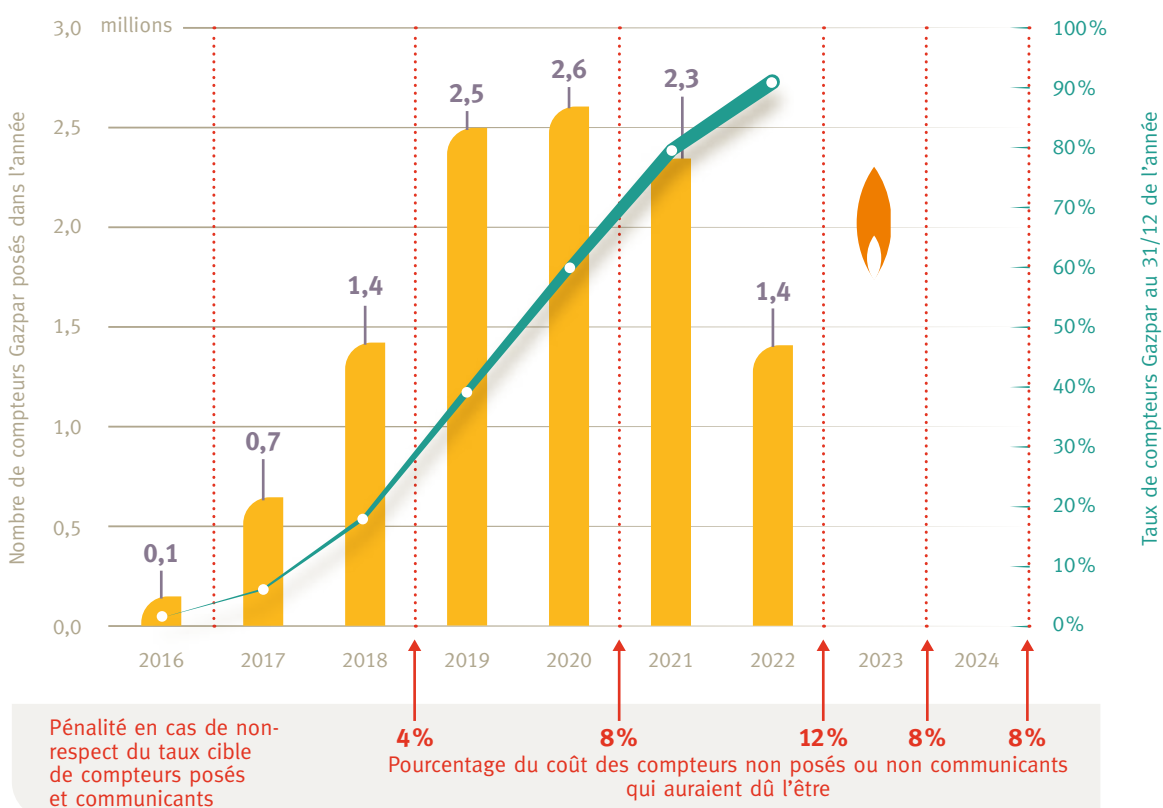
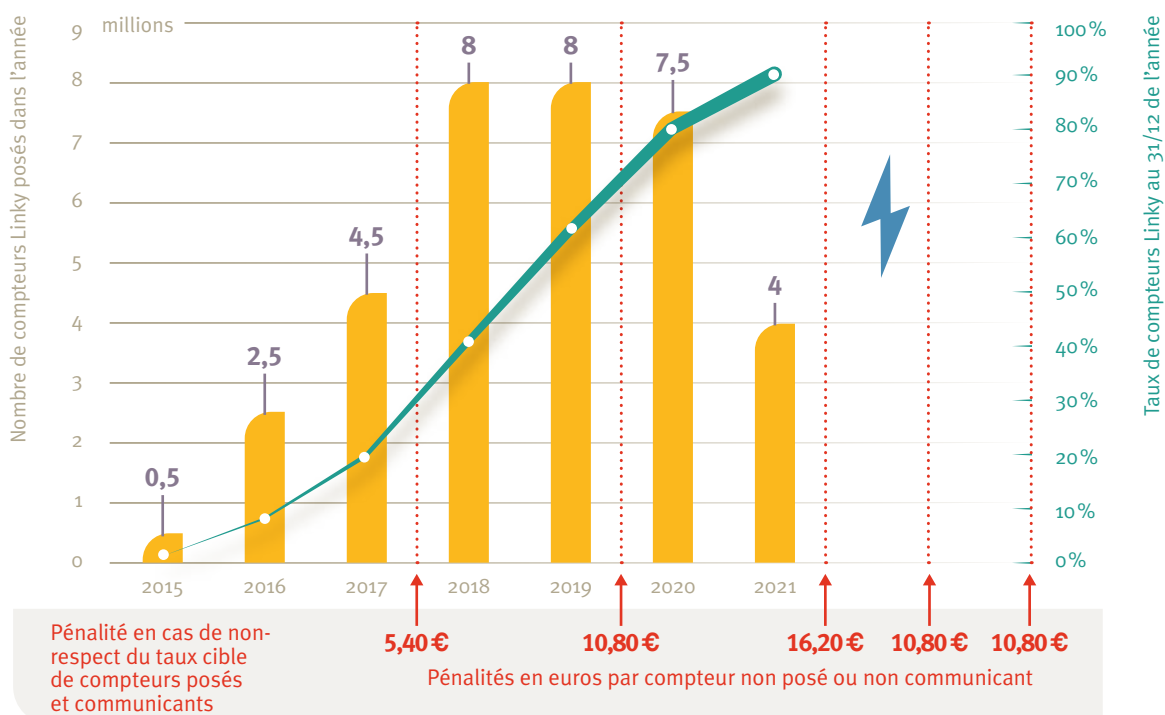
4. Pas de bonus liés au respect des niveaux de performance pour le projet Linky

LES TEXTES SUR LE COMPTAGE ÉVOLUÉ

L'objectif de déploiement de systèmes de comptage évolué a été fixé au niveau européen par les directives 2009/72/CE et 2009/73/CE du 13 juillet 2009 concernant des règles communes pour le marché intérieur de l'électricité et du gaz naturel. La directive 2012/27/UE du 25 octobre 2012 relative à l'efficacité énergétique a réaffirmé l'importance des systèmes intelligents de mesure. En droit français, concernant l'électricité, l'article 74 de la loi de programmation fixant les orientations de la politique énergétique (loi POPE) du 13 juillet 2005 a modifié l'article 4-VI de la loi du 7 décembre 2000 en précisant que « les gestionnaires des réseaux publics de transport et de distribution d'électricité mettent en œuvre des dispositifs permettant aux fournisseurs de proposer à leurs clients des prix différents suivant les périodes de l'année ou de la journée et incitant les utilisateurs des réseaux à limiter leur consommation pendant les périodes où la consommation de l'ensemble des consommateurs est la plus élevée ».

Ces dispositions ont été codifiées à l'article L. 341-4 du code de l'énergie. Concernant le gaz, des dispositions similaires ont été introduites à l'article L. 453-7 du code de l'énergie par l'ordonnance du 9 mai 2011.

Des pénalités proportionnelles aux retards constatés



Pour chaque période de suivi, la non-atteinte du taux de déploiement prévisionnel des compteurs évolués donnera lieu à une pénalité proportionnelle au retard constaté.

FABRICATION ET POSE DES COMPTEURS : QUELQUES ÉLÉMENTS DE CALENDRIER

POUR LES COMPTEURS DE GAZ NATUREL :

La décision d'approbation définitive du déploiement par GRDF des compteurs Gazpar a été signée par la ministre de l'Écologie, du Développement durable et de l'Énergie et par le ministre de l'Économie, de l'Industrie et du Numérique le 23 septembre 2014.

Les appels d'offres lancés par GRDF pour la fourniture de l'ensemble des compteurs, modules radio et concentrateurs ont été finalisés début 2014.

Les premiers appels d'offres pour la pose des compteurs ont été, quant à eux, lancés en septembre 2014.

Le déploiement généralisé démarrera fin 2015 avec la phase pilote (150 000 compteurs) qui durera un an et s'étendra sur 24 communes de Bretagne, d'Île-de-France, de Normandie et de Rhône-Alpes.

POUR LES COMPTEURS D'ÉLECTRICITÉ :

ERDF a lancé au mois de juillet 2013 une consultation européenne pour la fabrication des trois premiers millions de compteurs évolués Linky. Les marchés ont été attribués au mois d'août 2014 aux entreprises Landis+Gyr, Itron, Sagemcom, ZIV, MAEC et Elster, pour un montant total de près de 250 M€. La pose de ces compteurs démarrera à partir du second semestre 2015.

ERDF a publié le 31 juillet 2014 un avis de marché pour la pose des compteurs Linky. Les appels d'offres de pose ont été lancés au 4^e trimestre 2014 auprès des entreprises qui ont été sélectionnées à l'issue de l'avis de marché.

D'autres appels d'offres pour la fabrication des compteurs, la prestation de pose et le recyclage des compteurs déposés seront lancés dans l'objectif de remplacer la totalité des 35 millions de compteurs à l'horizon 2021.

15 M€, la CRE a considéré qu'un traitement spécifique était justifié ; elle a ainsi adapté un cadre de régulation qui autorise notamment un décalage du calendrier prévisionnel de déploiement.

Par ailleurs, en l'absence de prime incitative pour les investissements liés aux systèmes d'information (SI) pour le projet Gazpar, la CRE a également mis en œuvre un dispositif incitatif pour optimiser les coûts d'investissement dans ce domaine sur les années 2014 à 2016, période pendant laquelle l'essentiel de ces investissements seront réalisés.

La délibération portant décision sur le cadre de régulation incitative du système de comptage évolué de GRDF détermine par ailleurs la règle d'évolution de la grille tarifaire de GRDF au 1^{er} juillet 2015, afin de tenir compte de la couverture des coûts du système de comptage évolué sur la période comprise entre mi-2013 et fin 2015. La quote-part de l'évolution du tarif ATRD₄ de GRDF au 1^{er} juillet 2015 liée au projet de comptage évolué sera égale à + 1,32%.

Pour le projet Linky

Dans sa délibération du 12 décembre 2013 portant décision relative aux tarifs d'utilisation d'un réseau public d'électricité dans le domaine de tension HTA ou BT, la CRE a accueilli favorable-



À LA DIFFÉRENCE DU PROJET LINKY POUR LEQUEL UNE PHASE D'EXPÉRIMENTATION A DÉJÀ ÉTÉ MENÉE À GRANDE ÉCHELLE, AVEC 260 000 COMPTEURS INSTALLÉS EN 2010, UNE PHASE DITE « PILOTE » RESTE À MENER PAR GRDF EN 2016 SUR 150 000 COMPTEURS.”

ment la demande d'ERDF de disposer d'un cadre de régulation adapté, assurant une répartition dans le temps de la couverture des coûts, de manière à la faire coïncider avec la période de réalisation des gains attendus du projet. La délibération de la CRE du 17 juillet 2014 a en effet mis en place un mécanisme de report des coûts du projet Linky sur les charges d'exploitation et de capital d'ERDF, jusqu'à la fin théorique du déploiement massif, soit 2021. Pendant cette période transitoire, ces coûts seront imputés sur un compte régulé de lissage (CRL). À partir de 2021, le CRL sera progressivement apuré chaque année, au travers d'un ajustement du tarif, jusqu'en 2030.

2

Le régulateur prépare un cadre favorable au développement des smart grids

Les smart grids font nécessairement partie du programme de travail de la CRE. C'est un sujet incontournable pour le régulateur en raison de l'impact déterminant qu'il aura sur le fonctionnement de l'ensemble des systèmes énergétiques.

Durant toute l'année 2014, la CRE a rencontré et écouté les parties prenantes, suivi les multiples expérimentations de smart grids, participé aux travaux européens et nationaux sur le sujet afin de construire la régulation des réseaux d'électricité et de gaz naturel de demain.

2.1. LA CRE, UN ACTEUR INDÉPENDANT QUI ORGANISE LA CONCERTATION

Les réseaux intelligents se construisent brique par brique en faisant appel à de nombreux acteurs d'horizons très variés (énergie, télécoms, collectivités territoriales, fournisseurs de services, etc.) devant travailler ensemble. Bien que les compétences de la CRE ne soient pas de même nature sur l'ensemble de la chaîne de valeur de l'électricité et du gaz naturel (production, stockage en gaz, transport, distribution, fourniture), elle souhaite inscrire ses décisions, avis et recommandations dans une vision transversale, nourrie par des échanges avec l'ensemble des parties prenantes. Au cours de l'année 2014, ces échanges ont pris de multiples formes.

Des forums professionnels bimestriels

La CRE a poursuivi l'organisation de ses forums bimestriels en s'intéressant à l'arrivée des technologies de l'information et de la communication sur les réseaux de chaleur et de froid, ainsi que sur les réseaux d'eau et en traitant des thématiques transversales telles que les microgrids et la gestion des données des smart grids. Chacun

de ces thèmes a donné lieu à un dossier qui est venu enrichir le site internet www.smartgrids-cre.fr. Ces forums ont permis de renforcer la collaboration de la CRE avec les autres régulateurs travaillant sur le sujet des smart grids : la Commission nationale informatique et libertés (CNIL) et l'Autorité de régulation des communications électroniques et des postes (ARCEP), ainsi qu'avec l'Agence nationale de sécurité des systèmes d'information (ANSSI). Ils ont également été l'occasion de réfléchir à la mutualisation des réseaux d'énergie. En effet, les interactions entre les réseaux d'électricité, de gaz naturel, de chaleur, de froid et d'eau sont amenées à se multiplier afin de construire un système énergétique global. À ce jour, ces évolutions et les synergies entre les différents réseaux restent à préciser. Différentes expérimentations sont en cours pour les déterminer, notamment en Bretagne, en Rhône-Alpes, en Île-de-France et en Nord-Pas-de-Calais. Le projet de boucle énergétique locale « Brest rive droite » (utilisation du réseau de chaleur comme alternative au renforcement du réseau d'électricité) en Bretagne, le projet DEMETER (transformation de l'électricité en gaz) en région Rhône-Alpes, le projet Descartes Grid (déploiement d'un smart grid thermique et électrique) à Marne-la-Vallée en Île-de-France, le projet GRHYD (conversion en hydrogène de l'électricité issue des énergies électriques renouvelables) à Dunkerque et le projet SUNRISE (Smart Urban Networks for Resilient Infrastructures and Sustainable Ecosystems) sur le campus de l'université de Lille 1.

Dans cette dynamique et pour accompagner ces travaux, la CRE a mis en place, le 1^{er} janvier 2015, une direction des réseaux regroupant la régulation des réseaux d'électricité et de gaz naturel. Cette nouvelle direction a notamment pour mission d'élargir peu à peu les réflexions de la CRE sur les réseaux intelligents, réflexions menées aujourd'hui principalement sur les réseaux d'électricité.



LE SITE SMARTGRIDS-CRE.FR S'EST ENRICHIE DE NOUVEAUX DOSSIERS À LA SUITE DES QUATRE FORUMS ORGANISÉS PAR LA CRE EN 2014 SUR LES RÉSEAUX DE CHALEUR ET DE FROID INTELLIGENTS, LES RÉSEAUX D'EAU INTELLIGENTS, LES MICROGRIDS ET LA GESTION DES DONNÉES.

Des déplacements dans les régions

Comme en 2013, la CRE s'est rendue dans les régions pour aller à la rencontre des acteurs territoriaux des smart grids. La table ronde «Énergies et territoires en Nord-Pas-de-Calais» a eu lieu le 28 janvier 2014. Les services de la CRE se sont rendus à Nancy (11 juillet), Saint-Lô (4 septembre), Toulouse (14 et 20 novembre), Montbéliard (20 novembre) et Nice (25 juin et 20 novembre). Ces rendez-vous permettent à la CRE et aux collectivités territoriales d'échanger régulièrement sur les avancées de leurs projets locaux de smart grids.

Des discussions avec les autres porteurs de projets (gestionnaires de réseaux, producteurs, équipementiers, etc.) ont régulièrement lieu sur les retours d'expérience et les questions qui demandent une réponse des pouvoirs publics pour faire avancer le développement des expérimentations. Les projets Smart Electric Lyon, Grid4EU, GreenMe ou encore EnRPool par exemple ont fait l'objet de rencontres avec l'Agence de l'environnement et de la maîtrise de l'énergie (ADEME) au cours de l'année 2014.

Afin de mieux suivre les expérimentations, la CRE a mis en place, dans le cadre du 4^e tarif d'utilisation des réseaux publics d'électricité (TURPE 4)^{*} entré en vigueur en août 2013 pour le transport et en janvier 2014 pour la distribution, un dispositif de suivi

des travaux et projets de recherche et développement (R&D) des gestionnaires de réseaux publics d'électricité. À ce titre, la CRE leur a demandé un rapport tous les deux ans sur les moyens consacrés à l'innovation et sur les résultats des travaux menés. Le premier exercice de ce nouveau dispositif se déroulera au début du second semestre 2015.

Des ateliers techniques

La consultation publique sur le développement des réseaux électriques intelligents lancée par la CRE en novembre 2013 a recueilli 83 contributions de la part de gestionnaires de réseaux, de fournisseurs d'énergie, d'industriels et d'organisations associatives et syndicales. Avec 22 réponses, la participation des collectivités territoriales et de leurs établissements publics (parmi lesquels les syndicats départementaux d'énergie) a été très importante. La présentation de la synthèse des réponses a fait l'objet d'un premier atelier technique le 21 janvier 2014.

Le second atelier de l'année, qui s'est tenu le 18 novembre 2014, était consacré à la présentation des feuilles de route des gestionnaires de réseaux, qui sont leur réponse aux recommandations faites par la CRE dans sa délibération du 12 juin 2014 sur le déploiement des réseaux intelligents en basse tension.

LA CRE ACCOMPAGNE LE DÉPLOIEMENT DES TECHNOLOGIES SMART GRIDS À GRANDE ÉCHELLE

La filière des réseaux intelligents représente un enjeu industriel fort pour la France avec la création de près de 25 000 emplois et un chiffre d'affaires estimé à 6 milliards d'euros pour 2020 selon RTE. Les enjeux de la filière à l'exportation sont également considérables, avec un marché mondial des réseaux électriques intelligents estimé à 30 milliards d'euros en 2015 et une croissance annuelle prévue de l'ordre de 10%.

À l'instar des autres acteurs concernés par le développement des réseaux (gestionnaires

de réseaux, équipementiers, administration, universités et centres de recherche), la CRE participe au plan « Réseaux électriques intelligents » de la Nouvelle France industrielle. Cette réflexion stratégique a été lancée par le président de la République en septembre 2013. Elle est destinée à déterminer des priorités de politique industrielle pour la France.

Dans ce cadre, la CRE est associée aux réflexions sur trois des dix actions du plan :

- l'action 5, destinée à maximiser les retombées en matière de création d'emplois et de valeur pour la collectivité du déploiement des réseaux électriques intelligents en France et à l'export ;
- l'action 6, dédiée à l'organisation du déploiement à grande échelle des réseaux électriques intelligents en France ;
- et l'action 8, consacrée au renforcement de l'efficacité de l'action française en matière de normalisation sur les réseaux électriques intelligents.

2.2. LES RECOMMANDATIONS DE LA CRE POUR ACCÉLÉRER LE DÉPLOIEMENT DES RÉSEAUX INTELLIGENTS EN BASSE TENSION

La consultation publique sur le développement des réseaux électriques intelligents lancée en novembre 2013, ainsi que l'ensemble des travaux menés par la CRE sur les smart grids depuis cinq ans ont fait apparaître la nécessité d'évolutions juridiques, techniques et économiques pour faciliter le déploiement à grande échelle des réseaux électriques intelligents, au bénéfice des consommateurs finals.

Dans ce cadre, la CRE a publié le 12 juin 2014 des recommandations d'ordre juridique, contractuel et normatif. Destinées à l'ensemble des acteurs des smart grids, ces premières recommandations visent à :

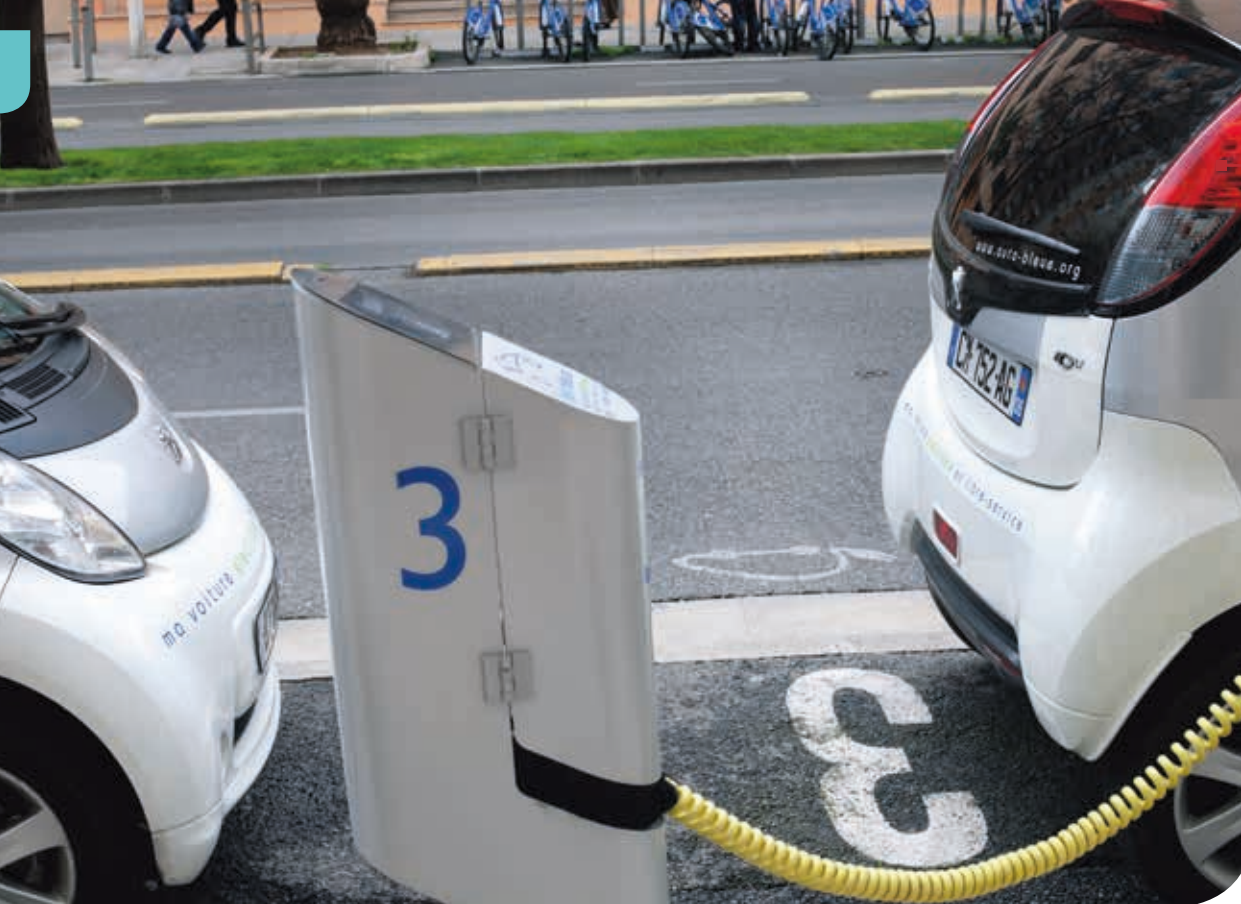
- favoriser le développement de nouveaux services pour les utilisateurs des réseaux publics de distribution en basse tension ;
- accroître la performance des réseaux publics de distribution d'électricité en basse tension ;
- contribuer à la performance globale du système électrique.

Des propositions d'évolutions législatives et réglementaires

Parmi les 41 recommandations de la CRE, plusieurs sont des propositions d'évolutions législatives. Elles concernent par exemple la définition de la qualification juridique de l'activité de recharge (la CRE a proposé que l'activité de recharge du véhicule électrique ne constitue pas une activité de fourniture d'électricité afin que les opérateurs de bornes de recharge ne soient pas soumis à toutes les contraintes propres à l'activité de fourniture), l'introduction de la modulation à la hausse de la consommation et l'évolution des prescriptions techniques générales du raccordement pour prendre en compte les installations de stockage (la CRE a proposé que les termes « consommateur » et « producteur » soient remplacés par le terme « utilisateur de réseau » afin que les installations de stockage puissent être reconnues comme des utilisateurs raccordés aux réseaux d'électricité). La recommandation concernant la prise en compte du stockage a été retenue en première lecture par l'Assemblée nationale lors de l'examen du projet de loi sur la transition énergétique pour la croissance verte.

En outre, six recommandations portent sur des propositions d'évolutions réglementaires, comme par exemple la suppression de l'article 9 de l'arrêté

21 DES 41
RECOMMANDATIONS
DE LA CRE SUR
LES SMART GRIDS
SONT DESTINÉES
AUX DIFFÉRENTS
GESTIONNAIRES
DE RÉSEAUX.



LA CRE RECOMMANDE QUE LA RECHARGE DES VÉHICULES ÉLECTRIQUES SOIT PILOTÉE AFIN D'ÊTRE EN MESURE DE DÉCIDER DU MEILLEUR MOMENT POUR Y PROCÉDER, EN FONCTION DE L'ÉTAT DU SYSTÈME ÉLECTRIQUE.

©EDF-Philippe Eranian

du 23 avril 2008, afin de permettre aux installations de production raccordées en basse tension d'absorber de la puissance réactive et ainsi leur permettre de participer au réglage de la tension.

Des demandes adressées directement aux gestionnaires de réseaux

Il est de la responsabilité des gestionnaires de réseaux publics de transport et de distribution d'électricité de garantir le bon fonctionnement de ces réseaux au bénéfice de l'ensemble des utilisateurs. Ils sont donc concernés au premier chef par les défis liés à l'intégration des énergies renouvelables*, au développement des nouveaux usages de l'électricité et à la maîtrise de la demande en énergie, et donc par le développement des réseaux intelligents. C'est pourquoi 21 des 41 recommandations de la CRE sur les smart grids sont destinées aux différents gestionnaires de réseaux.

Dans sa délibération du 12 juin 2014, la CRE a demandé au gestionnaire du réseau de transport (RTE) et aux principaux gestionnaires de réseaux de distribution d'électricité de présenter leurs feuilles de route de mise en œuvre des recommandations. Celles-ci ont été transmises au régulateur le 1^{er} novembre et ont été publiées sur le site Internet de la CRE. Elles reprennent chacune des thématiques de la délibération, elles décrivent les actions que les

gestionnaires de réseaux conduisent et indiquent le programme d'études techniques et économiques qu'ils envisagent de mener pour évaluer les bénéfices et les coûts des smart grids pour l'ensemble des acteurs. Elles sont assorties d'un calendrier qui fixe notamment les jalons de mise en œuvre et les réunions de partage des résultats avec la CRE.

Ces feuilles de route seront régulièrement actualisées, les gestionnaires de réseaux présenteront à la CRE les avancées de leurs travaux sur les smart grids durant les années 2015 et 2016.

2.3. DES ACTIONS INSCRITES DANS LE CADRE EUROPÉEN

Parallèlement à ses activités nationales sur les smart grids, la CRE participe activement aux réflexions européennes sur le sujet. Elle s'implique plus particulièrement sur deux sujets qui suscitent un vif intérêt des acteurs impliqués dans le développement des smart grids en Europe. Il s'agit, d'une part, des modèles d'affaires des smart grids et de l'évolution du rôle des gestionnaires des réseaux de distribution et, d'autre part, de la confidentialité et de la sécurité des données.

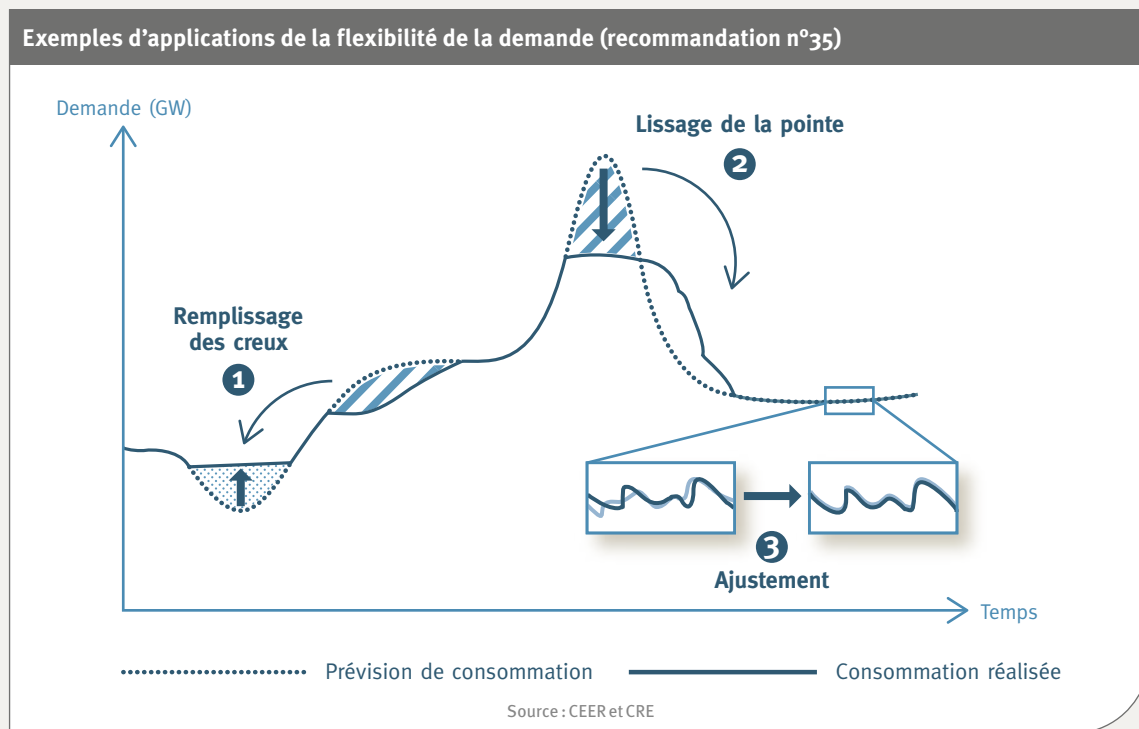
Les impacts du véhicule électrique sur la courbe de charge à l'horizon 2020, sans pilotage de la recharge

+11 %
SUR LA POINTE NATIONALE

+25 %
SUR LA PUISSANCE MAXIMALE AU NIVEAU DU POSTE SOURCE HTB/HTA

+100 %
SUR LA PUISSANCE MAXIMALE AU NIVEAU DU POSTE DE DISTRIBUTION HTA/BT.

LA CRE A FORMULÉ 41 RECOMMANDATIONS POUR FAVORISER LE DÉPLOIEMENT DES SMART GRIDS, DEUX EXEMPLES :



Recommandation n° 10 : le pilotage de la recharge du véhicule électrique

Les infrastructures de recharge des véhicules électriques sont raccordées aux réseaux publics de distribution d'électricité. Elles auront donc un impact sur la gestion et la configuration des réseaux publics aux échelons local et national. Les premières études menées par les gestionnaires de réseaux montrent que le nouvel usage du véhicule électrique vient s'ajouter aux autres usages, souvent pendant les heures de forte consommation, et induit un accroissement notable de la consommation électrique au moment de la pointe. L'appel de puissance lié à la recharge des véhicules électriques pourrait donc avoir des conséquences économiques (renforcements du réseau notamment) et environnementales (émissions de CO₂ aux heures de pointe) très importantes.

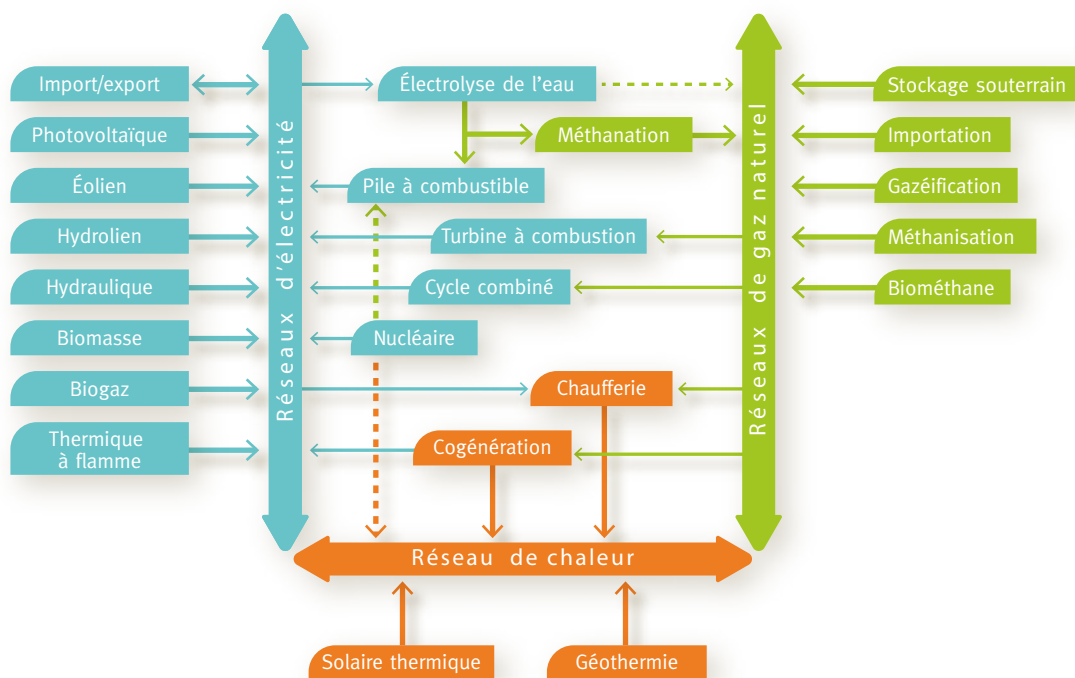
C'est la raison pour laquelle la CRE recommande que la recharge des véhicules électriques soit pilotée afin d'être en mesure de décider du meilleur moment pour y procéder, en fonction de l'état du système électrique. Le pilotage de l'infrastructure de recharge sera réalisé grâce aux différents signaux émis par les nombreux acteurs du système électrique : prix du fournisseur, tarif du gestionnaire de réseaux de distribution, et autres signaux envoyés par de nouveaux acteurs tels que les opérateurs d'effacement*, etc.

Recommandation n° 35 : la modulation à la hausse de la consommation (cf. schéma ci-dessus)

La modulation à la hausse de la consommation consiste à augmenter temporairement, sur sollicitation ponctuelle, le niveau de consommation d'une installation par rapport à un niveau attendu. Un tel déplacement de la consommation peut constituer une solution efficace pour gérer certaines situations de contrainte sur l'équilibre offre-demande, et notamment contribuer à une meilleure intégration des énergies renouvelables.

Cette modulation peut être obtenue en anticipant certains usages (notamment la recharge du véhicule électrique, la mise en route des appareils électroménagers et le pilotage de l'eau chaude sanitaire). Elle ne vise pas à augmenter le niveau de consommation global et demeure en cela compatible avec les objectifs de maîtrise de la demande en énergie.

La CRE est favorable à une évolution législative pour définir les modalités économiques permettant de mettre à disposition du système la flexibilité offerte par des modulations temporaires à la hausse de la consommation.



Grâce au développement des réseaux intelligents, les réseaux de chaleur et de froid deviennent peu à peu des outils de flexibilité et d'efficacité pour l'ensemble du système énergétique.

La sécurité et la confidentialité des données, un prérequis au développement des smart grids

Avec le déploiement des technologies smart grids, un très grand nombre de données est collecté sur les réseaux (données patrimoniales réseau, données techniques, données de mesure de la qualité et données de consommation). La confidentialité et la sécurité de ces données constituent donc un prérequis au développement des réseaux intelligents. Convaincue de l'importance de ces questions, la CRE représente le Conseil européen des régulateurs d'énergie (CEER)* au sein du groupe d'experts mis en place par la Commission européenne (Expert Group 2 – EG2). Ce groupe d'experts a élaboré un modèle d'analyse d'impact relative à la protection des données pour les réseaux intelligents et les systèmes de relevés intelligents (modèle AIPD). Dans sa recommandation du 10 octobre 2014, la Commission européenne préconise une phase de test de ce modèle de deux ans qui permettra d'en expérimenter l'utilisation dans des cas réels, avec les conseils et le soutien des autorités de protection des données (la CNIL en France). La CRE avait pris les devants en préconisant la mise en œuvre du modèle AIPD au travers de la recommandation n°6 de sa délibération du 12 juin 2014. À l'issue de cette phase, le modèle sera amendé pour améliorer son efficacité.

De nouveaux modèles économiques à mettre en place

Le développement des réseaux électriques intelligents modifie la chaîne de valeur de l'électricité et impose de réfléchir à de nouveaux modèles économiques et à l'évolution du rôle des gestionnaires de réseaux. À ce titre, la CRE a accueilli, le 30 septembre 2014, la task force smart grids qui rassemble les représentants du CEER dans les différentes instances européennes. Le CEER est une association à but non lucratif de droit belge au sein de laquelle se sont réunis spontanément les régulateurs des 28 États membres de l'Union européenne (UE), de l'Islande et de la Norvège, ainsi que les régulateurs suisses et de l'ancienne république yougoslave de Macédoine, en tant qu'observateurs. Après avoir publié, en 2014, une revue des différentes approches en matière de régulation des réseaux électriques intelligents en Europe⁵, le CEER a lancé début 2015 une consultation publique sur le futur rôle des gestionnaires de réseaux de distribution. Ces réflexions du CEER alimentent les travaux de la Commission européenne qui, au travers du groupe d'experts 3 (EG3), prépare un ensemble de recommandations réglementaires et régulateurs concernant les nouvelles sources de flexibilité sur les réseaux de distribution telles que le stockage, l'effacement, etc.

5. CEER Status Review on European Regulatory Approaches Enabling Smart Grids Solutions ("Smart Regulation") du 18 février 2014



© GRDF-Grégory Brandel

« Les réseaux de gaz et d'électricité mutualisent leurs compétences à différents niveaux, à de nombreuses occasions, dans le sens de l'intérêt public. »

3 questions à...

SANDRA LAGUMINA DIRECTRICE GÉNÉRALE DE GRDF

Quelles évolutions juridiques vous sembleraient nécessaires pour accélérer le déploiement des réseaux de gaz intelligents ?

Lorsqu'on porte comme GRDF un projet industriel de l'ampleur du projet Gazpar qui constitue la première brique du réseau de gaz intelligent en France, il faut pouvoir s'appuyer sur un cadre tarifaire clair, simple et lisible. Toute évolution juridique brutale du cadre tarifaire de l'ATRD serait, à coup sûr, un élément négatif, non seulement pour le projet Gazpar, mais plus globalement sur la nécessaire continuité de l'investissement de GRDF dans le réseau public de distribution de gaz naturel. Une fois ce principe bien assuré, je crois qu'il ne faut rien s'interdire. D'aucun pourrait penser que le cadre juridique européen constitue une contrainte supplémentaire, voire un obstacle à l'adaptation des missions du distributeur à un environnement économique et technologique mondial en pleine mutation. Ce n'est pas mon avis ! Je crois que le droit européen autorise et favorise l'émergence des smart gas grids à condition d'en explorer toutes les possibilités. Il convient toutefois d'améliorer le cadre réglementaire, législatif ou fiscal dans certains domaines stratégiques pour la construction des réseaux de gaz intelligents. Je pense notamment à la promotion de l'usage mobilité pour le biométhane, le « Bio GNV », mais également à la promotion des actions du

distributeur en direction des clients dans le cadre du déploiement des compteurs communicants. Il faut que le droit accompagne la mutation du réseau de distribution tout en préservant les règles fondamentales d'indépendance des activités de distribution et de fourniture de gaz.

Comment envisagez-vous la mutualisation des réseaux de gaz et d'électricité ?

Nous croyons très fortement à la complémentarité des réseaux électriques et gaziers. Si je prends l'exemple des besoins énergétiques des datacenters, ceux-ci sont considérables. Ils représentent déjà aujourd'hui 2 % de la consommation énergétique mondiale. Avant, seule l'électricité pouvait les alimenter et la question se posait de savoir comment renforcer les réseaux existants pour assurer le développement des territoires. Nous avons mis au point une solution qui permet dorénavant d'assurer leur alimentation énergétique grâce au gaz. Nous utilisons ainsi les réseaux gaziers dont la disponibilité en termes de capacité est encore très importante, tout en optimisant le rendement économique et environnemental des datacenters. Pour certaines utilisations, le gaz et l'électricité peuvent entrer en concurrence. Mais, pour beaucoup d'autres, les deux énergies se révèlent complémentaires. Nos deux réseaux mutualisent leurs compétences à

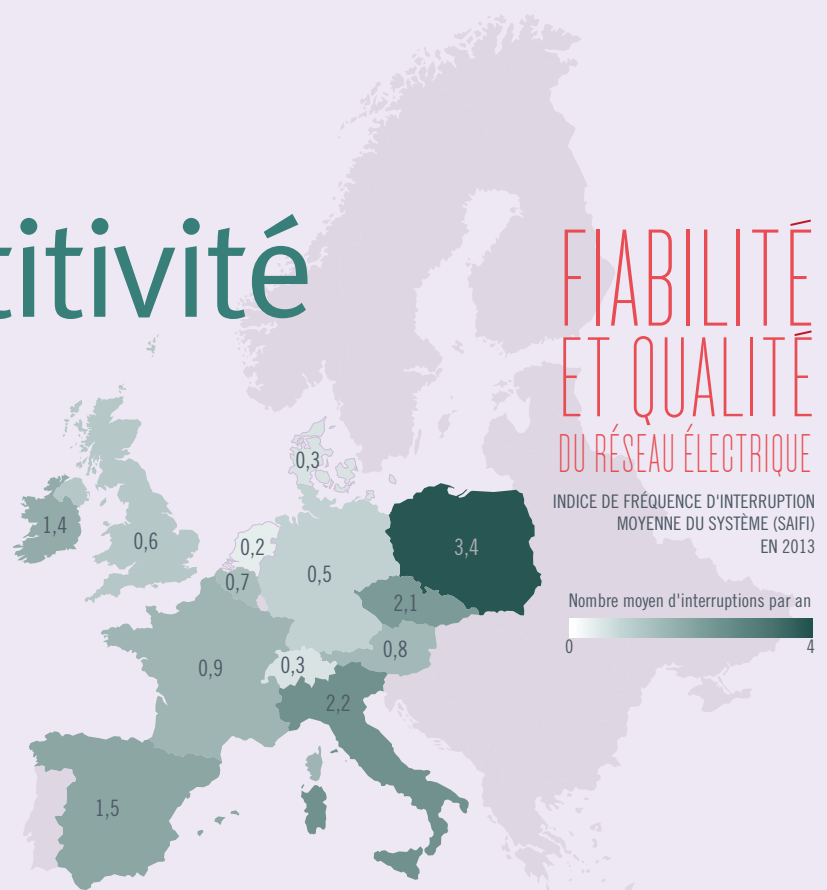
différents niveaux, à de nombreuses occasions, dans le sens de l'intérêt public. C'est le cas dans le cadre du Pacte électrique breton, avec lequel GRDF a signé une convention afin de contribuer à l'effacement de la pointe électrique en privilégiant une solution de chauffage au gaz.

Quelle place aura le gaz dans la transition énergétique ?

La transition énergétique est un dispositif de grande ampleur. Outre les grands objectifs en matière de mix énergétique, le volet de la lutte contre les émissions de gaz à effet de serre est très important. La mobilité propre fait aussi partie des grands sujets. Nous, les opérateurs de réseaux, sommes souvent à l'intersection de plusieurs écosystèmes. Pour GRDF, le fait que le biométhane puisse s'intégrer au mix énergétique est incontournable. Le gaz naturel est une énergie qui se « verdit » avec le biométhane et ses usages se combinent facilement avec les EnR. Une récente enquête menée auprès des collectivités montre que 90 % d'entre elles considèrent le réseau gazier comme un outil clé de l'aménagement du territoire et GRDF comme un partenaire indispensable. De plus, 88 % d'entre elles nous font confiance pour éclairer et accompagner leur collectivité. Cette confiance est un vrai capital que nous travaillons tous les jours à renouveler. ▀

La CRE et la compétitivité

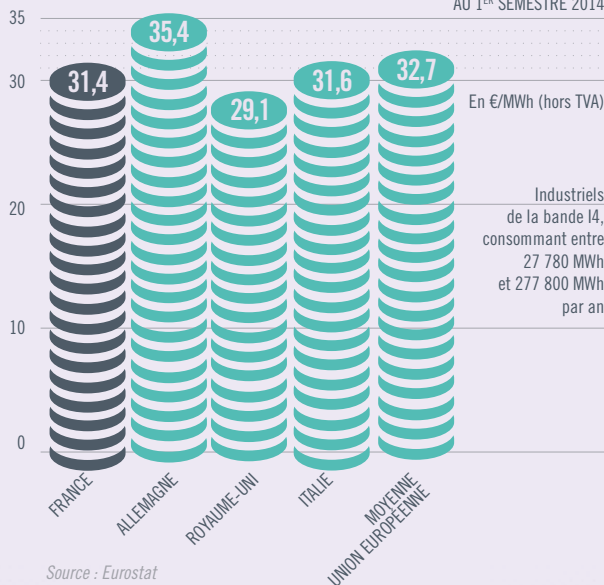
FIABILITÉ ET QUALITÉ DU RÉSEAU ÉLECTRIQUE



Source : CEER Benchmarking Report 5.2 on the Continuity of Electricity Supply

PRIX DU GAZ NATUREL POUR LES ENTREPRISES

AU 1^{ER} SEMESTRE 2014

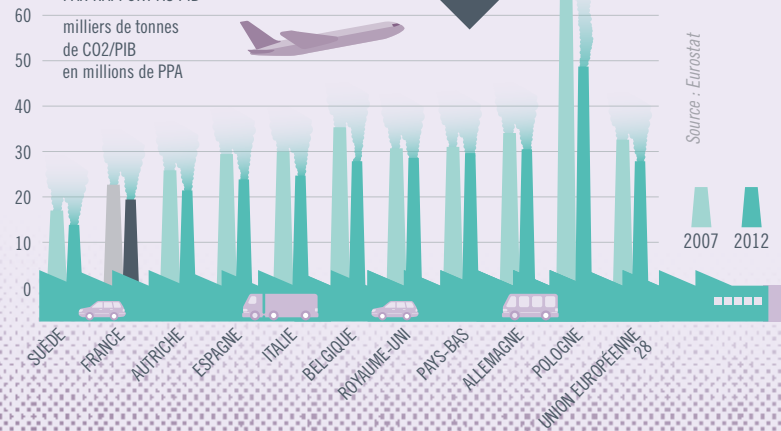


INTENSITÉ CARBONE

DEPUIS 1990
EN FRANCE
-31%

EMISSIONS DE CO2 PAR RAPPORT AU PIB

milliers de tonnes de CO2/PIB en millions de PPA

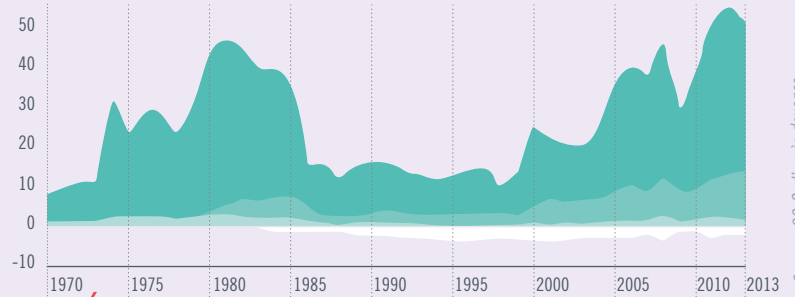


FACTURE ÉNERGÉTIQUE PAR TYPE D'ÉNERGIE

EN Md€ 2013

La facture de l'électricité, exportatrice, comptée en négatif, se lit sur la courbe du bas

- Pétrole
- Gaz
- Charbon
- Électricité



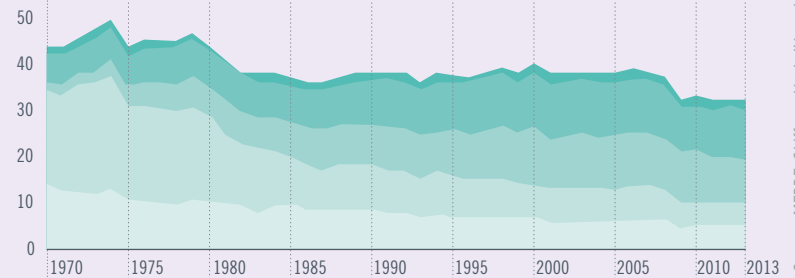
Source : SoeS, d'après douanes

CONSOMMATION D'ÉNERGIE DANS L'INDUSTRIE (Y COMPRIS SIDÉRURGIE)

EN Mtep

- EnRt*
- Électricité
- Gaz
- Pétrole
- Charbon

* Énergies renouvelables thermiques

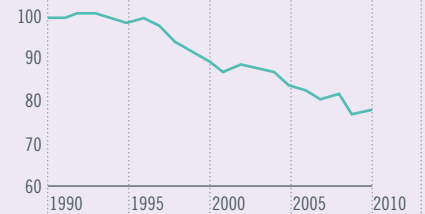
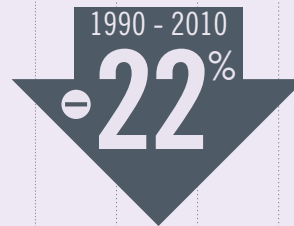


Source : MEDDE, Chiffres-clés de l'énergie 2014

INTENSITÉ ÉNERGÉTIQUE DE L'INDUSTRIE

Indice base 100 en 1990

— intensité énergétique finale



1973

1^{er} CHOC PÉTROLIER

1979

2^e CHOC PÉTROLIER

1991

GUERRE DU GOLFE

2008

CRISE ÉCONOMIQUE
ET FINANCIÈRE

Source : ADEME, d'après CEREN/CIPIE/INSEE - 2012

20% CONTRIBUTION
DE L'INDUSTRIE
AU PIB DE LA FRANCE
EN 2013

(source : Banque mondiale)

5%

PART DU COÛT
DE L'ÉLECTRICITÉ
DANS LE CHIFFRE D'AFFAIRES
DES ÉLECTRO-INTENSIFS

(source DGCS, avril 2013)

CE QU'IL FAUT RETENIR

La CRE poursuit l'objectif d'une

**PLACE DE MARCHÉ UNIQUE
EN FRANCE** à l'horizon 2018 afin

D'AMÉLIORER LE FONCTIONNEMENT
DU MARCHÉ DU GAZ.

Une étape intermédiaire de fusion des PEG GRTgaz Sud et TIGF
a été franchie le 1^{er} avril 2015.

La compétitivité des prix de l'énergie est citée, dans le préambule des directives européennes, comme l'un des objectifs premiers de la création d'un marché intérieur concurrentiel pour l'électricité et le gaz. Elle figure parmi les objectifs que le code de l'énergie assigne à la politique énergétique. L'action du régulateur y contribue. La CRE travaille ainsi à développer la concurrence sur le territoire et à doter la France des outils et des infrastructures qui lui permettront d'atteindre un niveau d'intégration européenne qui bénéficiera à l'ensemble des consommateurs, notamment industriels.

1 L'importance de l'énergie pour la compétitivité des entreprises

Les entreprises compétitives sont celles qui sont capables de faire face de manière efficace et profitable à la concurrence internationale. Cette capacité dépend de différents facteurs, à la fois qualitatifs (qualité de la recherche et développement, compétence de la main d'œuvre, qualité des infrastructures, aménagement du territoire et efficacité des pouvoirs publics) et quantitatifs (coûts de production, dont coût du travail, coût de l'énergie, fiscalité, investissements, etc.).

Les secteurs gros consommateurs d'énergie sont souvent ceux où la compétitivité-coût, c'est-à-dire la maîtrise de coûts de production à un niveau inférieur à ceux des entreprises concurrentes, est déterminante.

* Cf glossaire

1.1. L'ÉNERGIE, UN FACTEUR DE PRODUCTION CAPITAL POUR LES ENTREPRISES GRANDES CONSOMMATRICES D'ÉNERGIE

La compétitivité industrielle est largement déterminée par la productivité des sites ou par les coûts du travail. Mais l'accès à l'énergie et son coût sont aussi des facteurs déterminants de performance économique pour l'industrie, troisième secteur consommateur d'énergie finale après les transports et le logement, et pour nombre de petites et moyennes entreprises (PME). Pour les industries grandes consommatrices d'énergie, les achats d'énergie représentent plus de 3 % de la valeur de la production⁽³⁾ et plus de 10 % de la valeur ajoutée⁽⁴⁾. Plus largement, l'Union européenne est la principale région exportatrice de biens intensifs en énergie, qui ont représenté en 2011 près d'un tiers de la valeur totale de ses exportations⁽⁵⁾. Pour les industries électro-intensives⁽⁶⁾, dont la consommation d'électricité est supérieure à 2,5 kWh par euro de valeur ajoutée, les dépenses d'électricité rapportées à leur chiffre d'affaires sont près de 5 fois plus importantes que pour la moyenne de l'industrie⁽⁷⁾.

La forte baisse des prix du gaz en Amérique du Nord, qui a découlé de l'exploitation des hydrocarbures non conventionnels, a modifié l'équilibre des forces et fragilisé l'industrie chimique européenne.

1. Directive 2009/72/CE, cons. 5

2. Directive 2009/73/CE, cons. 22

3. Source : IGCE définies par le Conseil européen dans la directive 2003/96/CE sur le cadre communautaire de taxation des produits énergétiques et de l'électricité (Conseil européen, 2003)

Les industries IGCE sont celles pour lesquelles les dépenses énergétiques représentent plus de 3 % de la valeur de production

4. Source : thèse Mathieu Bordighoni, d'après Djemaa, 2009; Martin, 2007

5. Source : Commission européenne, Energy prices and costs in Europe, p. 192

6. Aux termes de la loi n° 2005-

1720 de finances rectificative

pour 2005. Selon ce seuil,

retenu dans diverses études

européennes, 523 entreprises

industrielles, soit 3 % de

l'ensemble des entreprises

industrielles, sont électro-

intensives en France en 2010

7. Source : DGCIIS, les

entreprises électro-intensives

sont stratégiques pour

l'économie, avril 2013

L'ACCÈS À L'ÉNERGIE
ET SON COÛT SONT DES
FACTEURS DÉTERMINANTS
DE PERFORMANCE
ÉCONOMIQUE POUR
L'INDUSTRIE, TROISIÈME
SECTEUR CONSOMMATEUR
D'ÉNERGIE FINALE APRÈS LES
TRANSPORTS
ET LE LOGEMENT.

© iStock_sdlgzps



DES MARCHÉS DU GAZ
OUVERTS ET QUI FONCTIONNENT
(...) SONT ESSENTIELS POUR
LA COMPÉTITIVITÉ DE
L'ÉCONOMIE (...) ⁽²⁾. ”



Des prix de l'énergie en moyenne plutôt favorables, mais qui cachent d'importantes disparités

Comparer les prix de l'électricité pour les consommateurs finals est un exercice délicat, dans la mesure où les structures de tarification sont propres à chaque pays, variant notamment selon les catégories de consommateurs et les niveaux de taxes.

Les données Eurostat⁽⁸⁾ offrent toutefois des évaluations pour l'ensemble des États membres à partir d'une méthodologie commune. Si l'on prend la catégorie des industriels de la bande Ic, c'est-à-dire consommant entre 500 MWh et 2 GWh par an, on constate que, au cours du 1^{er} semestre 2014, en Europe, les prix moyens de l'électricité facturés aux industriels peuvent varier très substantiellement, de 71 €/MWh pour la Suède à 183 €/MWh pour Chypre. Les prix considérés sont hors taxes récupérables et hors TVA. Sur cette base, il apparaît que, à 96,4 €/MWh⁽⁹⁾, les consommateurs industriels français consommant moins de 2 GWh par an⁽⁹⁾ ont bénéficié de prix relativement bas par rapport à la moyenne européenne, à comparer à 128,9 €/MWh au Royaume-Uni, 158,6 €/MWh en Allemagne et 172 €/MWh en Italie.

En ce qui concerne les plus grands consommateurs, ceux-ci peuvent bénéficier, dans certains

31,4€/mwh
UN PRIX DU GAZ
POUR LES
INDUSTRIELS
FRANÇAIS TRÈS
PROCHE DE
LA MOYENNE
EUROPÉENNE
(32,7€/mwh)

Source : Eurostat



LE DÉVELOPPEMENT DES INTERCONNEXIONS
TRANSFRONTALIÈRES VISE À GARANTIR
L'OFFRE DE TOUTES LES SOURCES
D'ÉNERGIE AUX PRIX LES PLUS BAS
POSSIBLES POUR LES CONSOMMATEURS
ET POUR LES ENTREPRISES DE LA
COMMUNAUTÉ⁽¹⁾. ”

8. Quartely reports on European electricity and gas markets, Commission européenne

9. Clients industriels appartenant au groupe Ic, dont la consommation annuelle est comprise entre 500 MWh et 2000MWh



LA CRE EST FAVORABLE AU DÉVELOPPEMENT DES APPELS D'OFFRES, QUI CONTRIBUERONT À RÉALISER LES OBJECTIFS DE DÉVELOPPEMENT DES ÉNERGIES RENOUVELABLES DANS DE MEILLEURES CONDITIONS DE COÛT ET D'EFFICACITÉ. ”

États membres, de dispositifs spécifiques (exonérations de taxes, interruptibilité, compensation du CO₂, etc.) ayant pour effet de baisser sensiblement leur facture d'électricité, réduisant très significativement l'écart de prix avec la France, jusqu'à l'inverser dans certains cas.

Pour mieux comprendre ce phénomène, la CRE a comparé les factures d'électricité d'industriels électro-intensifs dans le cadre d'une étude publiée en juin 2013 sur la compétitivité des entreprises intensives en énergie⁽¹⁰⁾. Il en ressort que lorsque les prix de marché sont supérieurs à l'ARENH^{*}, ce qui était le cas en 2012 et 2013, le prix payé par un industriel allemand bénéficiant des différentes exonérations auxquelles il peut prétendre, s'établit au-dessus du prix qu'il payerait en France. En revanche, dans un contexte de prix de marché inférieurs à l'ARENH, comme c'est le cas depuis décembre 2014, le prix payé par un tel industriel serait plus élevé en France qu'en Allemagne

< cf. graphique Évolution des prix à terme de l'électricité par rapport au prix de l'ARENH et du charbon, p. 36 >.

En ce qui concerne le gaz, le prix moyen facturé aux consommateurs industriels⁽¹¹⁾ était, selon Eurostat⁽¹²⁾, de 31,4 €/MWh au premier semestre 2014 en France, soit un niveau très proche de la moyenne européenne (32,7 €/MWh). Plus généralement, les prix hors taxes facturés aux industriels en Europe (bande I4) sont relativement uniformes et s'échelonnent de 26,6 €/MWh en Roumanie à 43,2 €/MWh pour la Grèce. Les industriels des pays d'Europe centrale paient leur gaz moins cher que la moyenne européenne, tout comme ceux situés au Royaume-Uni, qui bénéficient d'un prix plus bas (29,1 €/MWh), grâce aux ressources de la Mer du Nord et à un

niveau de concurrence élevé. En revanche, les prix proposés aux industriels en Allemagne sont 8% supérieurs à la moyenne européenne et 13% supérieurs à ceux pratiqués en France.

Des atouts propres à la France

Les atouts de la France découlent de caractéristiques propres au pays. Elle dispose ainsi de capacités d'approvisionnement relativement confortables : son parc nucléaire et hydroélectrique a été un atout important pour la sécurité d'approvisionnement*. Outre ces choix politiques structurants et ce développement historique qui lui permettent de disposer d'infrastructures importantes et performantes, la France bénéficie d'une position géographique privilégiée, qui lui offre une excellente intégration dans le système européen. Ces conditions sont favorables au développement de la concurrence. Elles ont permis aux consommateurs de gaz de profiter du différentiel important entre les prix de gros européens (orientés à la baisse) et les prix indexés sur le pétrole, caractéristiques des contrats historiques de long terme, qui ont fortement augmenté ces dernières années en raison des niveaux très élevés des cours pétroliers.

La forte augmentation des prix de gros du gaz dans la zone Sud à partir de l'hiver 2013-2014 et jusqu'en septembre 2014 est toutefois venue ternir ce tableau. À la suite de l'arrêt des centrales nucléaires au Japon, les flux de GNL ont été majoritairement réorientés vers les pays d'Asie, prêts à payer un prix plus élevé que les pays européens pour couvrir leurs besoins en énergie. Cette situation s'est traduite par une baisse des importations de GNL en Europe, notamment dans le sud de la France, et par une sollicitation croissante de la liaison entre la zone Nord et la zone Sud en France. Un différentiel de prix du gaz s'est alors creusé entre les deux places de marché (PEG* Nord et PEG Sud) et a résulté en une hausse des coûts d'approvisionnement en gaz des industriels de la zone Sud. Cette situation a confirmé la nécessité de créer une zone de marché unique à l'échelle du pays, qui constituera la meilleure garantie de protection des consommateurs contre les chocs extérieurs.

Les défis à venir

Deux chantiers sont actuellement conduits en France et pourraient entraîner une augmentation significative des prix de l'énergie : le renforcement

10. Analyse de la compétitivité des entreprises intensives en énergie : comparaison France-Allemagne, CRE, juin 2013

11. Clients industriels appartenant au groupe I4 dont la consommation est comprise entre 27 780 MWh et 277 800 MWh

12. Cf. note 8

13. British Thermal Unit (abrégé en Btu) : unité calorifique couramment utilisée dans le monde anglo-saxon, définie par la quantité d'énergie nécessaire pour élever la température d'une livre anglaise d'eau d'un degré Fahrenheit à la pression normale d'une atmosphère. 1 MMBtu vaut approximativement 0,293 MWh

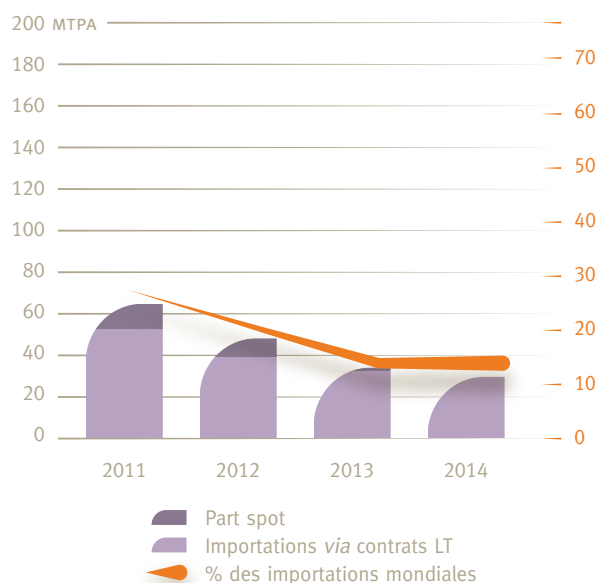
LE MARCHÉ FRANÇAIS DU GAZ EST EXPOSÉ AUX BOULEVERSEMENTS SUR LES MARCHÉS MONDIAUX DU GNL

Pour compenser l'arrêt de ses centrales nucléaires après la catastrophe de Fukushima de mars 2011, le Japon a fortement augmenté ses importations de GNL. Celles-ci ont représenté plus d'un tiers des volumes mondiaux, soit 112,6 milliards de mètres cubes (Gm³) en 2013. Dans une situation de crise

énergétique, les pays d'Asie ont acheté du GNL à court terme et à un prix plus élevé que d'autres importateurs. Entre 2011 et 2013, les prix spot en Asie ont oscillé autour de 16\$/MMBtu en moyenne, avec un pic à 20\$/MMBtu⁽⁴³⁾ en février 2013, contre 10-12\$/MMBtu en Europe. Cela a provoqué des tensions sur les

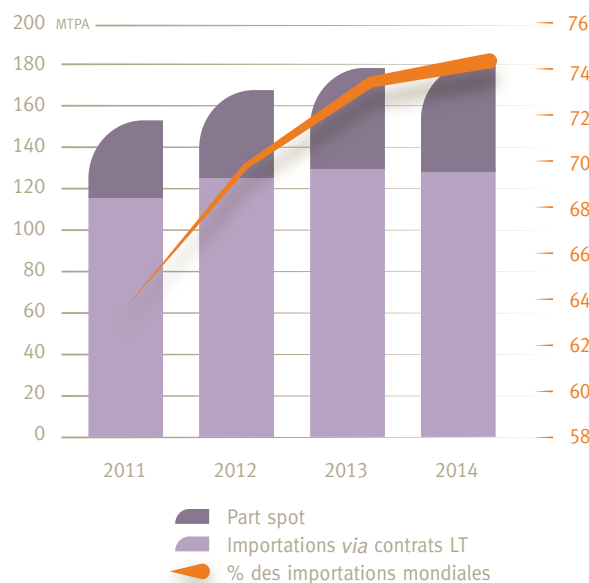
marchés et une réorientation des flux d'Europe vers l'Asie. En 2013, 95 % des cargaisons réacheminées dans le monde provenaient d'Europe, dont la majorité d'Espagne (2,7 Gm³), de Belgique (1,4 Gm³) et de France (0,4 Gm³). Alors qu'en 4 ans les pays d'Asie ont multiplié par 3 le nombre de transactions sur les marchés de court terme, les achats des pays européens ont été divisés par 8 en 3 ans sur ces marchés, passant de 15,8 Gm³ en 2011 à 1,96 Gm³ en 2013.

Entre 2011 et 2013, les importations de GNL diminuent en Europe ...



Source : GIIGNL 2014

... au profit des pays d'Asie, qui représentent une part croissante des importations mondiales



Source : GIIGNL 2014

Sur le marché français, cette situation s'est traduite par une baisse des entrées de GNL de 33 % en France entre 2012 et 2014, et par une sollicitation croissante de la liaison entre les zones Nord et Sud pour pouvoir acheminer le gaz faisant défaut en zone Sud et en Espagne.

En situation de congestion physique, avec un taux moyen d'utilisation de 94 % en 2014 (contre 89 % en 2012), l'interface PEG Nord/PEG Sud a été utilisée à son niveau maximal pendant 164 jours, 60 % de plus qu'en 2012. Un différentiel de prix

de 3,52€/MWh en moyenne est apparu entre les deux zones en 2014, contre 2,9€/MWh en 2013, soit un écart deux fois plus élevé qu'en 2012.

Ce différentiel de prix, qui a atteint un maximum de 14,75€/MWh le 16 décembre 2013, s'est entièrement résorbé durant les mois de novembre et décembre 2014, grâce à l'arrivée de GNL aux terminaux méthaniers français et espagnols. L'Europe est en effet redevenue une zone attractive pour les achats de GNL à la suite de la baisse de la demande au Japon, et en

particulier une baisse des prix pratiqués pour les cargaisons « spot » livrées en Asie à la fin de l'année 2014. Les injections de GNL dans les réseaux ont atteint jusqu'à 32 millions de m³/jour en novembre, soit le plus haut niveau journalier depuis mars 2012.

Le différentiel de prix PEG Nord/PEG Sud s'est même inversé le 20 novembre 2014, pour la première fois depuis le 13 septembre 2011, avec un prix journalier du PEG Nord légèrement supérieur à celui du PEG Sud.



LA TRANSITION ÉNERGÉTIQUE OFFRE UNE OPPORTUNITÉ DE DÉVELOPPER DE NOUVEAUX SAVOIR-FAIRE DANS DES SECTEURS D'AVENIR COMME LES FILIÈRES DE PRODUCTION D'ÉNERGIES RENOUVELABLES OU LES SMART GRIDS.”

de la sûreté du parc nucléaire d'EDF et les investissements liés à son vieillissement, et la transition énergétique.

À la suite de l'accident de Fukushima, l'Autorité de sûreté nucléaire a prescrit un renforcement des exigences de sûreté, s'agissant de la conduite de situations accidentelles exceptionnelles, qui engendrent un investissement de l'ordre de 10 milliards d'euros (2010)⁽¹⁴⁾. Cet investissement fait partie du programme dit de « grand carénage » du parc de production nucléaire qu'EDF conduit actuellement dans l'optique d'une prolongation éventuelle de sa durée d'exploitation.

La transition énergétique doit engager les consommateurs sur la voie de la sobriété énergétique et accentuer l'effort d'amélioration continue de l'efficacité énergétique de l'industrie manufacturière observé en France depuis les années 1980, permettant de compenser les probables augmentations des prix unitaires par une réduction des volumes consommés et donc une maîtrise de la facture finale et une plus grande indépendance énergétique. Elle repose notamment sur l'essor des énergies renouvelables* et le développement des réseaux intelligents. Elle contribue au développement de nouvelles filières industrielles, qu'il s'agisse des activités de fabrication, d'installation ou de maintenance.

Ce développement est financé par la contribution au service public de l'électricité (CSPE)* acquittée par l'ensemble des consommateurs d'électricité et, pour ce qui concerne le développement du biogaz injecté dans les réseaux, par une contribution acquittée par les fournisseurs* de gaz naturel à proportion de leur livraison à des clients finals. Dans un rapport publié en octobre 2014⁽¹⁵⁾, la CRE a réalisé des projections d'évolution de la CSPE. Il en résulte que les charges de service public dues au développement des EnR devraient passer de 2,9 milliards d'euros en 2013 à 7,5 milliards d'euros en 2025. La CRE est favorable au développement des appels d'offres, qui contribueront à réaliser les objectifs de développement des énergies renouvelables dans de meilleures conditions de coût et d'efficacité.

La réussite de ces grands chantiers requiert des pouvoirs publics qu'ils en répercutent l'impact sur les tarifs et la fiscalité de l'énergie, dans le respect des règles européennes relatives à la concurrence

et au marché intérieur de l'énergie, tout en étant attentifs à la compétitivité des industriels électro-intensifs exposés à la concurrence internationale, et à la protection des consommateurs en situation de précarité énergétique.

1.2. L'ÉNERGIE, UN SECTEUR INDUSTRIEL MAJEUR POUR LA FRANCE

L'industrie française de l'énergie compte plusieurs acteurs d'envergure mondiale à différents niveaux des chaînes de valeur. Depuis la réindustrialisation de la seconde moitié du XX^e siècle, ces sociétés ont façonné le système énergétique français tel qu'il existe aujourd'hui. Elles ont accompagné l'ouverture des marchés et développé des installations performantes et cohérentes à l'échelle nationale. Elles disposent également de relais de croissance sur le plan international. Elles exportent leur expertise et sont en mesure de peser dans le dialogue avec les pays producteurs.

Plus largement, l'industrie de l'énergie contribue au dynamisme économique de la France. En 2011, la contribution du secteur à la valeur ajoutée nationale s'élevait à 1,7%⁽¹⁶⁾. Selon la Direction générale des entreprises, la filière nucléaire représente 220 000 salariés en 2013, pour un chiffre d'affaires de 46 milliards d'euros en 2013. De surcroît, avec plus de 1,8 milliard d'euros d'investissements en R&D en 2012, le nucléaire est la quatrième filière la plus innovante en France.

Aujourd'hui, la transition énergétique offre une opportunité de développer de nouveaux savoir-faire dans des secteurs d'avenir comme les filières de production d'énergies renouvelables ou les smart grids. En France, les capacités installées éoliennes et photovoltaïques représentaient 14,7 GW⁽¹⁷⁾ au 31 décembre 2014, soit un taux de raccordement moyen en hausse de 14,5 % par rapport à 2013. Selon la Direction générale des entreprises, la filière des énergies renouvelables, qui regroupe l'ensemble des entreprises travaillant dans les secteurs des biocarburants, du biogaz, du bois énergie et des biocombustibles solides, de l'éolien (terrestre et maritime), des énergies renouvelables marines, de l'hydroélectricité, de la géothermie, du solaire (photovoltaïque, thermodynamique), du solaire thermique et des pompes à chaleur, réalise un chiffre d'affaires d'environ 20 milliards d'euros et représente 100 000 emplois directs.

14. Source : Analyse des coûts de production et de commercialisation d'EDF, CRE, octobre 2014, p. 30

15. Source : CSPE : mécanisme, historique, prospective, CRE, octobre 2014, p. 13

16. Source : MEDDE, Chiffres clés de l'énergie en 2013, édition de février 2014

17. Source : MEDDE, tableau de bord éolien et photovoltaïque, T4 2014

LA CRE A TENU COMPTE
DU CONTEXTE ÉCONOMIQUE
ET DE L'EXPOSITION
À LA CONCURRENCE
INTERNATIONALE DE LA
PLUPART DES ENTREPRISES
EXERÇANT UNE ACTIVITÉ
INDUSTRIELLE SENSIBLE
AU PRIX DE L'ÉLECTRICITÉ
POUR CONTRIBUER
À AMÉLIORER LEUR
COMPÉTITIVITÉ.

© iStock - Gilles Paire



2 Que fait la CRE pour la compétitivité ?

La CRE travaille à l'établissement d'un cadre favorable au fonctionnement du marché concurrentiel, qui concourt à la compétitivité et à la performance économique du pays. En 2014, elle a continué à promouvoir des conditions d'approvisionnement en électricité et en gaz qui permettent aux clients industriels de ne pas être défavorisés par rapport à leurs concurrents étrangers, dans le respect des exigences de non-discrimination, de rationalité économique et de vérité des prix.

La CRE examine et approuve les investissements dédiés au développement des infrastructures. Elle pousse au développement des interconnexions transfrontalières qui permettent au pays de bénéficier des complémentarités des systèmes d'approvisionnement de ses voisins européens. Afin de s'adapter à l'évolution du contexte économique, la CRE tient compte des situations des différents secteurs industriels et des consommateurs dans ses décisions.

2.1. LA PROMOTION DE LA CONCURRENCE ET L'OUVERTURE DES MARCHÉS AU BÉNÉFICE DES GRANDS CONSOUMMATEURS D'ÉNERGIE

L'ouverture à la concurrence des secteurs de l'électricité et du gaz a pour objectif d'introduire une pression concurrentielle qui pousse les fournisseurs à améliorer leur efficacité économique et leurs offres commerciales. Les principaux bénéfices attendus sont une amélioration de la productivité et une rationalisation des décisions d'investissements, afin que ceux-ci soient au plus proche des besoins des consommateurs.

La CRE joue un rôle direct dans la mise en place des conditions du développement effectif de la concurrence, tout en veillant aux conditions de la pérennité à long terme du système, à travers notamment la planification des investissements dans les réseaux de transport et la mise en place du marché de capacité.

Ainsi, la contribution de la CRE à l'amélioration de la compétitivité porte sur deux grands volets. Elle construit un cadre favorable à l'émergence de concurrents crédibles face aux opérateurs historiques, en leur permettant notamment d'acquérir des parts de marché significatives. Elle incite les opérateurs d'infrastructures à être efficaces en

L'INTENSIFICATION DE LA CONCURRENCE EN FRANCE

L'Observatoire des marchés de détail du 4^e trimestre 2014 publié par la CRE montre que l'ouverture des marchés du gaz et de l'électricité en France s'est poursuivie en 2014 et qu'elle est particulièrement visible dans le secteur industriel.

En électricité, le fournisseur historique reste prédominant, avec 40% des consommations du secteur industriel couvertes par les tarifs réglementés de vente. Cependant, les offres de marché sont fournies à parts égales par l'opérateur historique et les fournisseurs alternatifs, qui accroissent leurs parts de marché progressivement.

En gaz, la concurrence entre fournisseurs sur le segment des gros industriels est vive depuis plusieurs années. Au 31 décembre 2014, 64% de la consommation est couverte par les fournisseurs alternatifs, contre 36% pour les fournisseurs historiques. L'ouverture du marché et la bonne disponibilité des interconnexions a permis aux grands consommateurs de bénéficier de prix en baisse dès 2009, lorsque les prix sur les marchés de gros européens ont fortement chuté par rapport aux prix en vigueur dans les contrats d'importation de long terme.

Le différentiel entre les prix TTF néerlandais et le prix des contrats long terme en Europe a déjà atteint jusqu'à 8€/MWh⁽¹⁸⁾.

La concurrence est moins intense sur le segment des TPE/PME, pour lesquelles 20% de la consommation est couverte par les tarifs réglementés de vente au 31 décembre 2014. La disparition de ces tarifs est une opportunité pour ces consommateurs qui devront désormais souscrire à des offres de marché. La CRE accompagne les entreprises concernées en les informant des évolutions à venir.

termes de coûts, de maintenance et de développement des ouvrages à travers les tarifs d'utilisation des réseaux, l'approbation des investissements et la régulation incitative.

Les prix de l'énergie répondent cependant à des mécanismes complexes qui échappent au contrôle du régulateur. En effet, des facteurs extérieurs entrent en jeu, comme la fiscalité, l'évolution du prix du pétrole, l'évolution du marché du GNL, le durcissement des règles de sûreté nucléaire ou des choix opérés par les autres États membres.

2.2. LE BON DÉVELOPPEMENT DES MARCHÉS DE GROS, POUR RÉALISER DES ARBITRAGES SUR LES PLACES DE MARCHÉ ADJACENTES GRÂCE AUX INTERCONNEXIONS

Les travaux des autorités de régulation ont été déterminants dans l'élaboration de l'architecture actuelle des marchés européens de l'électricité et du gaz. L'action menée en France, en coordination avec les autres États membres, a abouti à l'émergence d'indices de prix à dimension régionale fixés sur des bourses de l'énergie. Trois grands bénéfices sont attendus de ces marchés de gros : la mobilisation des sources d'approvisionnement les plus efficaces en généralisant le principe de

préséance économique (*merit order*), la création de mécanismes de gestion et de partage des risques et l'amélioration de la transparence en donnant un signal aux acteurs de marché sur l'état de tension entre offre et demande et en révélant les anticipations à moyen terme des acteurs.

Ainsi, dans le couplage des marchés* de l'électricité comme dans le modèle « hub à hub » qui conçoit le marché européen du gaz comme la combinaison de marchés nationaux interconnectés, le principe est le même. Il s'agit de rendre les flux d'énergie entre États membres les plus fluides possibles et d'optimiser l'utilisation des interconnexions afin de permettre une convergence des prix en Europe. Les gains en matière de liquidité doivent être suffisants pour réduire le pouvoir de marché des acteurs dominants.

En facilitant l'entrée de nouveaux fournisseurs et en permettant d'établir des prix de marché de référence, le développement des marchés de gros bénéficie à la concurrence sur les marchés de détail et accompagne l'extinction des tarifs réglementés des entreprises. La croissance des marchés de gros a ainsi permis d'intégrer dans le calcul des tarifs réglementés de vente du gaz une part croissante d'indexation sur les marchés. Les grands consommateurs sont même en mesure de s'approvisionner directement sur les marchés de gros ou d'accéder à des prix conformes à leurs

18. Source : http://www.developpement-durable.gouv.fr/IMG/pdf/29_-_Les_prix_du_gaz_-_Def.pdf

ÉVOLUTION DES ÉCHANGES SUR LES MARCHÉS DE GROS FRANÇAIS

Le développement de marchés de gros* liquides et la formation de prix de marché fiables aux différentes échéances de temps permettent aux acteurs de réaliser des arbitrages pour s'approvisionner au meilleur prix.

En gaz, depuis 2007, on assiste à une croissance de l'activité sur les marchés français, les volumes négociés de court et long terme ayant été multipliés par plus de 17 entre 2007 et 2013. En France, des disparités existent cependant sur les différents marchés.

En 2014, les volumes échangés sur le PEG Nord restent quatre fois supérieurs à ceux échangés sur le PEG Sud.

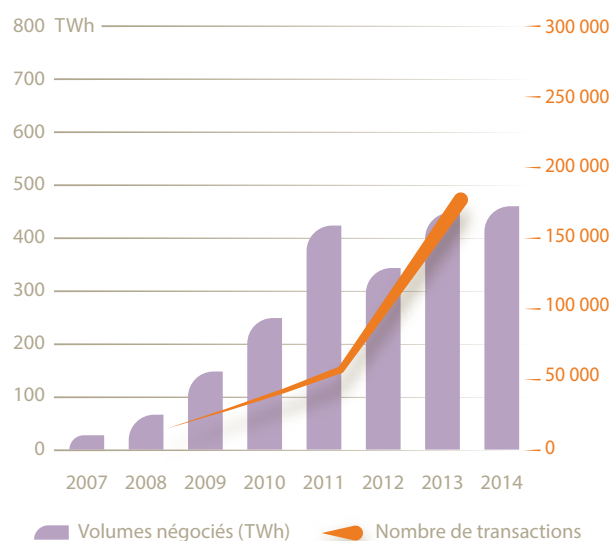
En électricité, les volumes échangés ont diminué de 24% entre 2009 et 2013, passant de 750 TWh à 572 TWh. Le mécanisme ARENH, introduit au 1^{er} juillet 2011, permet aux fournisseurs alternatifs et aux opérateurs de réseaux de bénéficier directement d'un approvisionnement auprès de l'opérateur historique à un tarif régulé, ce qui, dans un contexte de prix de marché supérieurs au prix de l'ARENH, a freiné le développement des échanges sur le marché de gros. En revanche, une forte augmentation a été constatée en 2014 avec 960 TWh échangés, du fait de la baisse des prix de marché et des arbitrages opérés par les différents acteurs.

En effet, les commandes ARENH se sont établies à 15,8 TWh pour le premier semestre 2015 contre 34,5 TWh pour le deuxième semestre 2014.

La liquidité du marché français reste cependant faible comparativement à l'Allemagne, où plus de 1330 TWh ont été échangés sur la seule bourse EEX.

Marché de gros du gaz

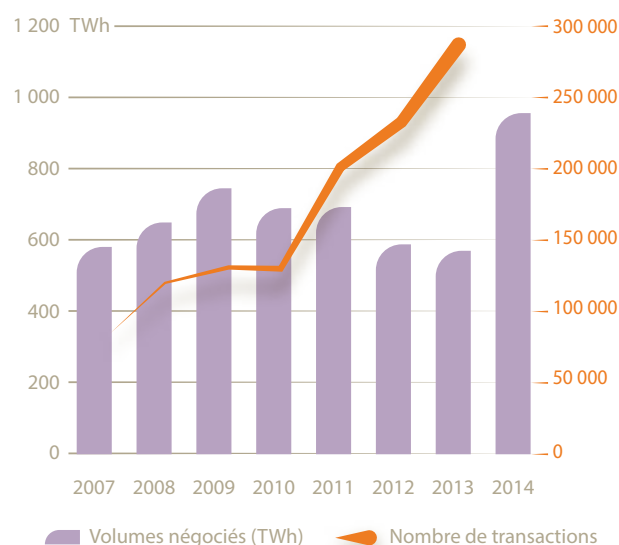
Évolution des volumes échangés et nombre de transactions



Source : CRE - Observatoires des marchés de gros de 2007 à 2014

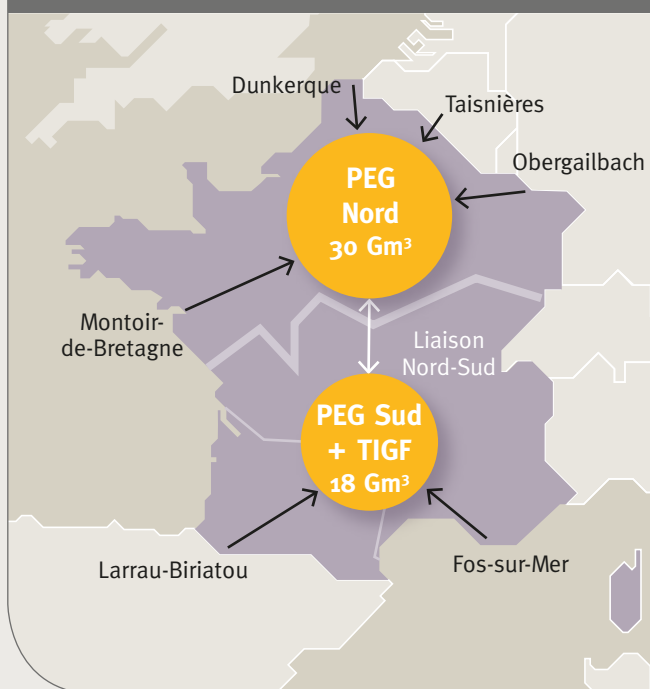
Marché de gros de l'électricité

Évolution des volumes échangés et nombre de transactions



Source : CRE - Observatoires des marchés de gros de 2007 à 2014

Deux places de marché Nord et Sud en 2015



La CRE poursuit l'objectif d'une place de marché unique en France à l'horizon 2018 afin d'améliorer le fonctionnement du marché du gaz. Une étape intermédiaire de fusion des PEG GRTgaz Sud et TIGF a été franchie le 1^{er} avril 2015.

besoins. Dans le cas du gaz, grâce aux interconnexions transfrontalières, les acteurs de marché peuvent combiner des interventions sur les PEG français et réaliser des opérations de couverture sur des marchés plus liquides et profonds, comme le TTF néerlandais.

La surveillance des marchés de gros et de détail opérée par la CRE lui permet de s'assurer que le prix de l'énergie se forme de façon transparente et répond à une logique concurrentielle compte tenu de l'environnement économique et énergétique général. Elle veille notamment à la cohérence des prix avec l'offre et la demande, et en particulier à la cohérence des offres faites par les acteurs de marché avec leurs contraintes économiques et techniques. Cette mission s'inscrit, depuis le 28 décembre 2011, dans le cadre du Règlement pour l'intégrité et la transparence des marchés de l'énergie (règlement (UE) n°1227/2011 du 25 octobre 2011), dit REMIT¹⁹, qui interdit les abus de marché sur les marchés de gros de l'énergie.

2.3. PERMETTRE AUX GRANDS CONSOMMATEURS DE MIEUX FAIRE FACE À CERTAINS ALÉAS DES MARCHÉS

Lorsque le jeu du marché produit des effets indésirables, comme dans le cas du déséquilibre

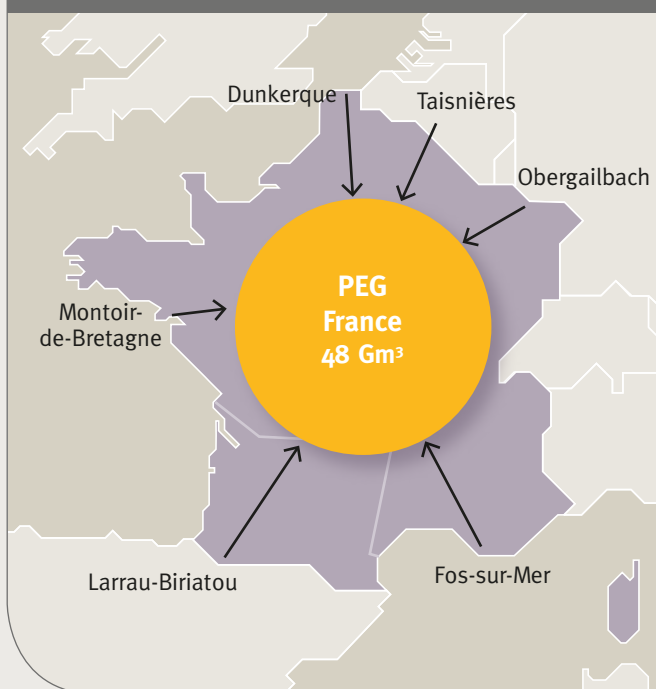
Nord/Sud qui s'est formé dans le marché du gaz en 2013-2014, la CRE recherche les solutions les plus efficaces, en concertation avec les différentes parties prenantes. Dans cet exemple, elle a décidé, en mai 2014, de procéder à la création d'une zone de marché unique en France à l'horizon 2018. Ceci mettra un terme aux écarts de prix entre le nord et le sud du pays et protégera les consommateurs du sud des aléas propres à leur zone de marché dont les approvisionnements sont insuffisamment diversifiés. Le mécanisme prévu implique une solidarité entre les consommateurs les plus favorisés et ceux les plus vulnérables, *via* la mutualisation des coûts engagés dans les tarifs d'utilisation des réseaux.

Un statut particulier pour les entreprises électro et gazo-intensives

Dès 2005, le législateur et le Gouvernement ont pris des mesures destinées à permettre aux entreprises électro-intensives de se regrouper pour conclure des contrats d'approvisionnement d'électricité de long terme afin de profiter au mieux de la mise en concurrence des fournisseurs et limiter les risques d'augmentation des prix⁽²⁰⁾. Cette possibilité a notamment débouché sur le contrat Exeltium.

À cette fin, la CRE travaille à des mécanismes permettant aux consommateurs industriels de

19. Directive 2009/72/CE du 13 juillet 2009 concernant des règles communes pour le marché intérieur de l'électricité et directive 2009/73/CE du 13 juillet 2009 concernant des règles communes pour le marché intérieur du gaz naturel, cons. 1
20. Loi n°2005-1719 du 30 décembre 2005 et décret n°2006-506 du 3 mai 2006
21. Article L. 321-19 du code de l'énergie et arrêté du 27 mars 2014
22. Décret n°2013-972
23. Articles L. 461-1 et L. 461-2 du code de l'énergie

Objectif : une place de marché «France» unique en 2018

bénéficier des tarifs les plus justes. Ils peuvent par exemple valoriser la flexibilité qu'ils apportent au système en modulant leur consommation.

Dans le cadre de contrats d'interruptibilité⁽²¹⁾ conclus avec RTE, les consommateurs électro-intensifs peuvent être rémunérés pour leur capacité à interrompre de manière instantanée et sans préavis leur consommation, en cas de menace grave et imminente sur la sécurité du réseau.

De plus, depuis le 1^{er} juillet 2014, les consommateurs raccordés au réseau public de transport peuvent offrir à titre expérimental des services systèmes rémunérés, c'est-à-dire un réglage automatique de la fréquence et de la tension. Ainsi, ces sites pourront vendre les possibilités de modulation de la fréquence et/ou de la tension aux producteurs obligés, à un prix libre au moyen de transactions de gré à gré.

En outre, les dispositions issues de la loi du 15 avril 2013 (loi Brottes) offrent aux consommateurs la possibilité de valoriser leurs effacements* directement sur les marchés de l'électricité. Ils peuvent le faire directement ou par l'intermédiaire d'opérateurs avec lesquels ils ont conclu un accord par lequel ils renoncent temporairement à tout ou partie de leur consommation.

Enfin, et de manière exceptionnelle, la CRE a décidé dans sa délibération du 7 mai 2014 de faire bénéficier certains sites industriels gros consommateurs d'électricité des excédents de revenus collectés par RTE par le biais d'un abattement de 50% sur leurs factures d'acheminement d'électricité pour la période du 1^{er} août 2014 au 31 juillet 2015.

La CRE a ainsi tenu compte du contexte économique et de l'exposition à la concurrence internationale de la plupart des entreprises exerçant une activité industrielle sensible au prix de l'électricité pour contribuer à améliorer leur compétitivité et maintenir leur localisation en France.

Une telle mesure ne peut toutefois être mise en œuvre durablement qu'avec une base législative modifiée. En ce qui concerne le gaz, le statut accordé aux entreprises gazo-intensives par la loi du 16 juillet 2013 relève de cette même logique. Les entreprises utilisant le gaz comme matière première et dont le ratio entre le volume de gaz consommé et la valeur ajoutée dépasse 4 kWh/€⁽²²⁾ bénéficient de conditions particulières d'approvisionnement et d'accès aux réseaux de transport et de distribution de gaz naturel⁽²³⁾. En octobre 2013, les conditions de marché s'avérant particulièrement défavorables aux entreprises gazo-intensives dans le sud du territoire, la CRE a instauré des mesures transitoires d'accès aux



LE MARCHÉ INTÉRIEUR A POUR FINALITÉ D'OFFRIR UNE RÉELLE LIBERTÉ DE CHOIX À TOUS LES CONSOMMATEURS DE L'UNION EUROPÉENNE, QU'IL S'AGISSE DE PARTICULIERS OU D'ENTREPRISES, DE CRÉER DE NOUVELLES PERSPECTIVES D'ACTIVITÉS ÉCONOMIQUES ET D'INTENSIFIER LES ÉCHANGES TRANSFRONTALIERS, DE MANIÈRE À RÉALISER DES PROGRÈS EN MATIÈRE D'EFFICACITÉ, DE COMPÉTITIVITÉ DES PRIX ET DE NIVEAU DE SERVICE ET À FAVORISER LA SÉCURITÉ D'APPROVISIONNEMENT AINSI QUE LE DÉVELOPPEMENT DURABLE.⁽¹⁹⁾



LA CRE TRAVAILLE À DOTER LA FRANCE DES OUTILS ET DES INFRASTRUCTURES QUI LUI PERMETTRONT D'ATTEINDRE UN NIVEAU D'INTÉGRATION EUROPÉENNE QUI BÉNÉFICIERA À L'ENSEMBLE DES CONSOMMATEURS, NOTAMMENT INDUSTRIELS.

© iStock-EdStock

tielle a par exemple conduit à une diminution de près de 30% du prix moyen proposé par les candidats lauréats entre les appels d'offres de 2011 et de 2013. De plus, les cahiers des charges prévoient l'introduction d'un critère permettant d'évaluer le caractère innovant des projets présentés aux appels d'offres s'agissant des installations de grande puissance.

capacités de liaison entre les zones Nord et Sud de GRTgaz pour réduire le coût du gaz pour les consommateurs du sud de la France. Ainsi, pour l'année 2014-2015, la CRE a dédié aux gazoducs situés en zones Sud et TIGF 40 GWh/j de capacité ferme et 23 GWh/j de capacité interruptible à un prix régulé, ce qui implique que plus de la moitié des besoins de ces entreprises seront couverts jusqu'en 2018 au tarif de la capacité Nord-Sud fixé par le régulateur.

2.4. PRÉPARER LA COMPÉTITIVITÉ DE DEMAIN EN CONTRIBUANT À DÉVELOPPER UN CADRE FAVORABLE À L'INNOVATION

La transition énergétique implique des réorientations significatives en matière de sources d'énergie et d'efficacité énergétique. La CRE accompagne ces évolutions et contribue à la réflexion sur l'intégration des énergies renouvelables dans le système électrique français et sur les réseaux intelligents.

En matière d'énergies renouvelables, il s'agit de valoriser au mieux les productions solaire et éolienne en permettant à ces filières d'arriver à maturité technico-économique. Les appels d'offres solaires lancés depuis 2011 s'inscrivent dans cette logique. Cette procédure concurren-

Les réseaux intelligents sont une filière innovante clé, au croisement des compétences et des technologies de plusieurs filières (production d'énergie, stockage de l'électricité, télécommunications, etc.). La France dispose d'un avantage compétitif en matière de compteurs communicants, c'est pourquoi la CRE, dans sa délibération du 7 juillet 2011 portant communication sur les résultats de l'expérimentation d'ERDF relative au dispositif de comptage évolué* Linky, a appelé à une généralisation rapide de ce projet, favorable à l'industrie française.

La CRE contribue à mettre en place les conditions d'émergence d'un tissu industriel innovant en apportant également une sécurité économique aux acteurs *via* les tarifs d'utilisation des réseaux. Le TURPE couvre les investissements de R&D destinés à soutenir les travaux de modernisation des réseaux des opérateurs. La question se pose toutefois de la répartition des responsabilités des parties prenantes et de l'identification des missions qui doivent être assignées aux opérateurs de réseau, et ainsi de définir ce qui doit relever des activités régulées. Développer autant que possible des collaborations à l'échelle européenne permet de progresser collectivement par un partage d'expériences afin de mieux gérer l'incertitude autour du développement des filières innovantes < cf. Dossier Compteurs évolués, smart grids : la CRE prépare l'avenir des réseaux, p. 74 >.



« En contenant le prix de l'énergie et en garantissant sa qualité et sa disponibilité, les réseaux électriques intelligents contribuent directement à la compétitivité de nos entreprises. »

3 questions à...

DIDIER HERVÉ DIRECTEUR DE L'ACTIVITÉ ECOBUSINESS
DE SCHNEIDER ELECTRIC FRANCE

Quels sont les enjeux auxquels sont confrontées les entreprises françaises fortement consommatrices d'énergie ?

En matière d'énergie, il y a trois facteurs qui influencent directement la compétitivité des entreprises françaises : le coût, la qualité et la disponibilité. Pour les électro-intensifs, qui en France consomment environ 20 % de l'électricité produite, son prix est fondamental : il représente une grande part de leurs coûts de production. La fiabilité de cette énergie et des réseaux de distribution est tout aussi importante, car elle permet de garantir la qualité des procédés et le rendement des équipements utilisés. Une électricité polluée par des harmoniques peut par exemple affecter le rendement des moteurs et augmenter ainsi la facture. De nombreux procédés nécessitent une alimentation en continu, et toute rupture peut mettre à mal la production. La garantie de fourniture permet donc aux industriels de minimiser leurs investissements dans des moyens d'alimentation de secours. Cependant, il n'y a pas que la consommation liée aux procédés de fabrication qui doit être maîtrisée : celle des bâtiments eux-mêmes est également essentielle. Les entreprises ont donc tout intérêt à mettre en œuvre des politiques d'efficacité énergétique

portant à la fois sur leurs procédés industriels et sur leurs bâtiments, afin de maîtriser leurs dépenses globales.

Quels atouts apportent les réseaux intelligents aux entreprises françaises ?

En France, l'accès à une électricité de qualité, de manière fiable et au meilleur coût, est un premier atout pour les entreprises, notamment face à la volatilité du prix des énergies fossiles. Les réseaux électriques intelligents (REI) en sont désormais un nouveau moteur, car ils permettent notamment d'optimiser les consommations au fil de la journée. Grâce aux REI, les électro-intensifs ont la possibilité de participer à un programme d'effacement via un agrégateur, au profit du réseau électrique. De la même manière, un bâtiment « smart grid ready » va pouvoir moduler à la hausse ou à la baisse sa consommation d'énergie en fonction de la disponibilité de cette dernière, et donc de son coût. Cela constitue un avantage important en matière économique, mais également pour l'empreinte carbone des entreprises. Ces nouveaux usages ouvrent des perspectives très intéressantes en termes d'innovations, mais également de modèles économiques. Celui de l'effacement est aujourd'hui parfaitement viable. En ce qui concerne les petits industriels, les technologies sont matures, mais tout reste à

construire : pédagogie, cadre réglementaire et modèle économique.

Selon vous, comment la régulation peut-elle contribuer à faire des smart grids un outil de compétitivité durable ?

En contenant le prix de l'énergie et en garantissant sa qualité et sa disponibilité, les REI contribuent directement à la compétitivité de nos entreprises. La régulation doit maintenir les équilibres et accompagner la transition d'un modèle centralisé, où la production d'électricité s'adapte à la demande, vers un modèle plus diffus, comportant une part d'énergies renouvelables proche de 40 %, où la consommation devra s'adapter à la production. Les REI représentent le volet technologique de cette évolution. Associés aux systèmes de gestion intelligente de l'énergie, ils vont permettre de consommer mieux et moins. De plus, ils constituent une réelle opportunité pour le développement des énergies renouvelables. Une évolution législative est donc nécessaire pour définir des modalités économiques équitables pour la participation des flexibilités relatives à l'anticipation et au report de consommation, mais également pour veiller à écarter les effets d'aubaine qui desserviraient très rapidement l'ensemble des acteurs. ▀

Annexes

Rapports thématiques
publiés en 2014

Principales délibérations
de la CRE

Principales décisions du Comité
de règlement des différends
et des sanctions (CoRDIS)

Glossaire

Sigles

Table des matières

Rapports thématiques publiés en 2014



RESPECT DES CODES DE BONNE CONDUITE ET INDÉPENDANCE DES GESTIONNAIRES DE RÉSEAUX D'ÉLECTRICITÉ ET DE GAZ NATUREL (2013-2014)

Paru en janvier 2015

Pourquoi ce rapport ?

Les gestionnaires de réseaux de distribution et de transport d'électricité et de gaz naturel sont des opérateurs régulés qui assurent des missions de service public au bénéfice des utilisateurs des réseaux et des consommateurs qu'ils desservent. Le droit européen et le droit français leur imposent, en conséquence, des obligations d'indépendance vis-à-vis de leur maison mère et de non-discrimination selon le fournisseur choisi ou l'utilisateur qui souhaite accéder au réseau. La CRE rend compte dans ce rapport de son évaluation du respect des codes de bonne conduite mis en œuvre par chaque gestionnaire de réseaux pour satisfaire à ces obligations.

Conclusions

Dans son rapport 2013-2014 sur le respect des codes de bonne conduite et sur l'indépendance des gestionnaires de réseaux, la CRE met en garde des gestionnaires de réseaux, notamment ERDF, et dans une moindre mesure GRDF, contre la confusion qui persiste entre

leurs missions de service public de distribution d'électricité et de gaz naturel et l'activité de fourniture d'énergie de leurs maisons mères. Dans un contexte de fin progressive des tarifs réglementés de vente d'électricité et de gaz pour les professionnels, la CRE considère que cette situation est contraire au code de l'énergie et entrave l'ouverture à la concurrence.

La CRE pointe les identités visuelles, les sigles et les logos de certains gestionnaires de réseaux de distribution (GRD) trop proches de ceux de leur groupe. Elle juge que cette similitude nuit à l'information déjà très faible des consommateurs. Selon le baromètre Énergie-Info publié en novembre 2014 par le médiateur de l'énergie, les missions du distributeur et du fournisseur d'énergie sont encore confondues. Par exemple, 33 % des Français attribuent à EDF la relève des compteurs.

En conséquence, la CRE demande aux GRD de faire évoluer les éléments de leur marque entraînant cette confusion et de se différencier clairement de leur maison mère. Des décisions fortes et rapides doivent être prises par les GRD pour mettre fin à ces situations. En l'absence de changement, le Comité de règlement des différends et des sanctions (CoRDIS) de la CRE pourrait être saisi.



FONCTIONNEMENT DES MARCHÉS DE GROS DE L'ÉLECTRICITÉ, DU CO₂ ET DU GAZ NATUREL (2013-2014)²

Paru en novembre 2014

Pourquoi ce rapport ?

Dans le cadre de sa mission de surveillance des marchés de gros de l'énergie, la CRE s'assure que les prix sur ces marchés sont cohérents avec les fondamentaux techniques et économiques. Elle rend compte dans un rapport annuel de ses investigations menées sur des comportements d'acteurs ou à l'occasion d'événements de marché.

Conclusions

Les prix de l'électricité sur le marché de gros ont continué à baisser pour deux raisons essentielles : le développement des énergies renouvelables et le faible niveau des cours du charbon. Le prix de marché à court terme ou prix spot s'est établi en moyenne à 43,2 €/MWh en 2013 et à 34,6 €/MWh au 1^{er} semestre 2014, dans un contexte de températures particulièrement douces. Le prix à terme a, quant à lui, évolué à un niveau proche du prix de l'ARENH, c'est-à-dire de 42 €/MWh.

Le prix spot du quota européen du CO₂ a baissé de 2012 à 2013, passant en moyenne de 7,34 €/MWh à 4,46 €/MWh, en raison du surplus de quotas en circulation et du prolongement du ralentissement de la production industrielle. La Commission européenne a proposé des mesures pour endiguer cette accumulation. Les principales mesures sont le « backloading » c'est-à-dire le report de la mise aux enchères de 900 M de quotas d'émission et la réserve de stabilité consistant à mettre en réserve ou au contraire à introduire des quotas d'émission sur le marché en fonction du nombre de quotas en circulation. Sous l'effet de ces annonces, les prix spot sont remontés à 5,57 €/t au premier semestre 2014.

Le marché français du gaz a été marqué par des tensions particulièrement importantes dans les régions du Sud avec la diminution des arrivées de gaz naturel liquéfié (GNL) et la hausse des exportations vers l'Espagne. Les écarts de prix entre les places de marché du nord (PEG Nord) et du sud (PEG Sud) de la France ont atteint en décembre 2013 un niveau record de 16,8 €/MWh. Les prix spot du gaz au PEG Nord se sont situés à un niveau moyen de 27,6 €/MWh. Le PEG Nord a connu plusieurs pics de prix à la sortie d'un hiver 2012/2013 relativement froid, ce qui a conduit à de très faibles niveaux de stockage partout en Europe. Au premier semestre 2014, les prix spot ont fortement baissé dans le contexte d'un hiver doux, tandis que les prix à terme ont été soutenus par les tensions en Ukraine.

La mise en œuvre de REMIT, le règlement européen sur l'intégrité et la transparence du marché de l'énergie, s'est poursuivie avec le vote par les États membres des actes d'exécution de la Commission européenne. L'Agence de coopération des régulateurs européens de l'énergie (ACER) et les régulateurs nationaux ont par ailleurs signé un protocole d'accord concernant la surveillance des marchés. La mise en œuvre opérationnelle de REMIT a débuté le 7 octobre 2014 en France, avec l'ouverture par la CRE du processus d'enregistrement des acteurs de marché au niveau national. Les acteurs devront ensuite transmettre leurs données à l'ACER neuf mois et quinze mois après l'entrée en vigueur des actes d'exécution.



TARIFS RÉGLEMENTÉS DE VENTE D'ÉLECTRICITÉ : ANALYSE DES COÛTS DE PRODUCTION ET DE COMMERCIALISATION D'EDF / TARIFICATION PAR EMPILEMENT DES COÛTS

Paru en octobre 2014

Pourquoi ce rapport ?

Le rapport sur les tarifs d'électricité et les coûts de production d'EDF que publie la CRE met à jour l'analyse des coûts de 2013.

Cette analyse s'inscrit dans le cadre juridique en vigueur stipulant que les tarifs réglementés doivent couvrir les coûts d'EDF. Par ailleurs, le Gouvernement propose d'anticiper dès 2014 la transition vers la méthode tarifaire par empilement prévue par la loi NOME.

À ce titre, la CRE examine dans ce rapport les effets de la mise en œuvre de cette nouvelle tarification en termes de méthodologie et d'évolution tarifaire pour les clients résidentiels, professionnels et entreprises.

Conclusions

Les coûts comptables se composent des coûts de production et de commercialisation d'EDF auxquels s'ajoutent les coûts d'acheminement couverts par le TURPE.

S'agissant du volet production, la stratégie industrielle d'EDF pour les trois années à venir ne s'est pas substantiellement modifiée. L'activité nucléaire demeure le facteur d'évolution structurant des coûts de l'entreprise. Même s'il est anticipé que les dépenses d'investissement devraient encore fortement progresser, de près de 13 % d'ici à 2016, du fait du déploiement progressif du grand carénage, la CRE note qu'EDF a mis

en œuvre des actions de maîtrise des coûts et de lissage de sa charge industrielle et financière. EDF a par ailleurs substantiellement revu la répartition des coûts entre charges d'exploitation et investissement, allégeant les premières, qui ne progressent plus que de 1,7 % par an, au détriment des secondes.

EDF a exposé des coûts commerciaux qui ont connu et devraient encore connaître à l'avenir des variations significatives notamment sous l'effet d'évolutions réglementaires ; ces écarts conduisent la CRE à limiter la hausse de ce poste à 2,6 % par an, tendance correspondant à celle observée au cours des cinq dernières années. L'activité commerciale revêt désormais une sensibilité particulière dans le contexte de la suppression des tarifs réglementés des clients professionnels prévue pour fin 2015, justifiant la réalisation d'un audit spécifique. Celui-ci portera tant sur le montant que sur la bonne allocation de ces coûts entre les activités tarifaires d'EDF et ses activités sur le marché libre.

Après analyse et retraitement des coûts déclarés par EDF sur la période considérée, la CRE estime qu'une augmentation du coût comptable devrait être modérée pour 2014, de +0,6 %, pour repartir ensuite à la hausse, d'un peu plus de 5 % par an.

Si l'on restait dans un système de couverture des coûts comptables, il aurait été nécessaire d'appliquer une augmentation du tarif de 6,7 % pour les résidentiels.

••• Le projet de décret sur lequel la CRE publie son avis prévoit la mise en œuvre par anticipation de la méthode de tarification par empilement prévue par le code de l'énergie.

Il ne s'agit plus dans cette approche de couvrir les coûts comptables d'EDF, mais d'être représentatif des coûts que supporte un fournisseur alternatif pour construire ses offres de marché, compte tenu des sources d'approvisionnement dont il dispose. Elle traduit la volonté du législateur de rendre concurrentiels les tarifs réglementés.

L'empilement prend en compte les éléments suivants :

- le coût d'approvisionnement en énergie, qui se décompose en :
 - un coût d'approvisionnement de la part relevant de l'accès régulé à l'électricité nucléaire historique ;
 - un coût d'approvisionnement du complément de fourniture, relevant des achats sur les marchés de gros de l'électricité ;
- le coût d'acheminement ;
- le coût de commercialisation, qui inclut une rémunération normale.

La CRE propose une méthodologie d'évaluation de cet empilement, dont l'application a pour effet de limiter fortement les hausses tarifaires. Cette situation inédite résulte essentiellement d'une baisse récente et progressive des prix de marché, désormais proches de 42 €/MWh.

Ces hausses ne tiennent pas compte d'une insuffisance de 1,136 Md€ de couverture des coûts par les tarifs pour les années 2012 et 2013 qui devra faire l'objet d'un rattrapage.



CONTRIBUTION AU SERVICE PUBLIC DE L'ÉLECTRICITÉ (CSPE) : MÉCANISME, HISTORIQUE ET PROSPECTIVE

Paru en octobre 2014

Pourquoi ce rapport ?

La contribution au service public de l'électricité (CSPE) a connu des évolutions notables depuis sa création en janvier 2003, s'agissant aussi bien du périmètre des charges qu'elle vise à compenser que des enjeux financiers associés, suscitant aujourd'hui des interrogations quant à son encadrement et à sa gouvernance. Dans ce contexte, la CRE a jugé utile de publier un rapport présentant une analyse rétrospective détaillée de la CSPE, ainsi qu'un scénario prospectif d'évolution à horizon 2025. Les constats issus des analyses menées ainsi que de son retour d'expérience la conduisent à formuler plusieurs recommandations d'évolution du dispositif.

Conclusions

Les charges de service public financées par la CSPE représentent entre 2002 et 2013 un montant cumulé de l'ordre de 30 milliards d'euros courants. Sur la base des hypothèses du rapport de la CRE, elles devraient continuer à croître régulièrement dans les années à venir pour atteindre un montant cumulé de près de 100 milliards d'euros pour la période 2014 à 2025 : 60 % de ce montant est dû au parc de production d'électricité à partir d'énergie de source renouvelable actuellement en service.

Le parc photovoltaïque installé fin 2013 devrait générer à lui seul 25 milliards d'euros de surcoûts au cours de cette même période.

Les charges liées à la construction de nouvelles installations résultent en grande partie de la mise en service des parcs éoliens en mer lauréats des deux derniers appels d'offres, qui devraient représenter 10 milliards d'euros de charges cumulées jusqu'en 2025.

••• La construction de nouveaux moyens de production dans les zones non interconnectées (DOM, Corse, etc.) devrait quant à elle conduire à un montant total de charges de 6,8 milliards d'euros.

La CSPE actuelle s'élève à 16,5 €/MWh et représente 13 % de la facture moyenne d'un client résidentiel consommant 8 500 kWh/an, alors qu'elle aurait dû être de 22,5 €/MWh pour couvrir l'ensemble des charges.

Son augmentation annuelle est en effet plafonnée à 3 €/MWh.

Pour l'année 2015, le taux nécessaire pour couvrir les charges prévisionnelles devrait être de l'ordre de 26 €/MWh. Ce montant intègre désormais les intérêts de la dette que supporte EDF.

Sur la base des hypothèses du rapport de la CRE, la CSPE devrait atteindre un montant de l'ordre de 30 €/MWh en 2025.



RÉGULATION INCITATIVE DE LA QUALITÉ DE SERVICE DES GESTIONNAIRES DE RÉSEAUX DE GAZ NATUREL ET D'ERDF (2013)

Paru en juillet 2014

Pourquoi ce rapport ?

La CRE assure un suivi de la performance des opérateurs en termes de qualité du service rendu aux utilisateurs des réseaux. Elle procède à l'analyse d'indicateurs chiffrés élaborés en 2008. Les plus importants pour le bon fonctionnement du marché font l'objet d'une incitation financière, bonus ou malus, qui dépend de l'atteinte d'objectifs fixés par la CRE. L'objectif est double : d'une part, s'assurer que les utilisateurs bénéficient d'un bon niveau de qualité en contrepartie des tarifs d'accès aux réseaux et, d'autre part, inciter les opérateurs à élever leur qualité de service tout en répondant aux objectifs de productivité prévus par les décisions tarifaires de la CRE.

Conclusions

Le 5^e rapport sur la régulation incitative de la qualité de service des gestionnaires de réseaux de transport et de distribution de gaz naturel et de distribution d'électricité de la CRE dresse le bilan des performances des opérateurs du 1^{er} janvier au 31 décembre 2013.

Dans l'ensemble, la CRE constate que les performances des opérateurs vis-à-vis de la qualité du service rendu aux utilisateurs sont conformes aux objectifs fixés. Les résultats ont significativement progressé depuis la mise en place par la CRE en 2008-2009 d'une régulation incitative dans les tarifs d'accès aux réseaux des opérateurs, démontrant ainsi l'efficacité du mécanisme.

••• **À ce titre, la CRE observe des améliorations notables concernant :**

- le délai de traitement, par GRDF et les ELD de gaz naturel, des réclamations de clients finals et de fournisseurs ;
- le respect, par GRDF, des délais convenus de réalisation des raccordements, principalement pour les raccordements dont le débit est inférieur ou égal à 6-10 m³/h ;
- la qualité des mesures provisoires des quantités de gaz livrées aux points d'interconnexion avec le réseau de distribution, sur le périmètre de GRTgaz ;
- la disponibilité des portails expéditeur (Tetra) et public (Datagas) de TIGF.

En revanche, la CRE note que la qualité de service se dégrade dans certains domaines ou que des améliorations doivent encore être apportées dans d'autres, concernant :

- les délais de réalisation de prestations par GRDF, comme les mises en service et les mises hors service, pour lesquelles des marges de progression subsistent ;
- la qualité des données de consommation mises à disposition par GRTgaz et TIGF en cours de journée, nécessaires à l'équilibrage du réseau, qui doit encore progresser afin d'atteindre les objectifs fixés par la CRE à l'échéance de l'entrée en vigueur du code de réseaux européen sur l'équilibrage en octobre 2015 ;

- les délais d'envoi des propositions de raccordement par ERDF, qui ont légèrement augmenté en 2013 par rapport à 2012. Afin d'encourager ERDF à améliorer sa performance, une incitation financière a été introduite dans le cadre du dernier tarif d'utilisation des réseaux publics d'électricité (TURPE 4) sur le taux de respect de la date convenue de mise en exploitation des ouvrages en complément de celle, déjà existante, concernant le respect des délais d'envoi des propositions technique et financière ;
- le versement de pénalités pour rendez-vous planifiés non respectés par ERDF, dont le signalement au gestionnaire de réseau dépend du fournisseur. Ainsi, à l'instar du domaine gazier depuis juillet 2013, l'automatisation du versement de la pénalité débutera à partir de 2015 (TURPE 4) pour pallier l'écart trop important entre le nombre de pénalités demandées et le nombre théorique de pénalités dont pourraient bénéficier les utilisateurs.



AUDIT DES COÛTS D'APPROVISIONNEMENT ET HORS APPROVISIONNEMENT DE GDF SUEZ DANS LES TARIFS RÉGLEMENTÉS DE VENTE DE GAZ NATUREL

Paru en mai 2014

Pourquoi ce rapport ?

La CRE a engagé un audit le 7 février 2014 avec l'objectif d'analyser :

- l'évolution des conditions d'approvisionnement, comprenant en particulier une analyse de l'état des renégociations de ses contrats, des gains d'optimisation et d'arbitrage réalisés par GDF SUEZ, des enjeux liés à la volatilité des marchés de gros du gaz et son effet éventuel sur le mouvement des tarifs réglementés de vente de gaz ;
- les facteurs d'évolution de ses coûts hors approvisionnement, comprenant notamment les coûts d'infrastructure et de stockage ainsi que les coûts commerciaux.

Conclusions

La CRE conclut que les coûts de GDF SUEZ ont été correctement couverts par les recettes issues des ventes aux clients aux tarifs réglementés en 2013. Elle recommande toutefois une révision de la formule sur les coûts d'approvisionnement et une évolution de ces tarifs au 1^{er} juillet 2014.

Sur les coûts liés à la fourniture de gaz, la CRE relève que les conditions d'approvisionnement de GDF SUEZ ont été marquées, depuis 2013, par des renégociations de ses contrats de long terme importés en France ou susceptibles de l'être. La CRE conclut qu'une révision de la formule estimant les coûts d'approvisionnement dans les tarifs réglementés au 1^{er} juillet 2014 apparaît nécessaire afin de refléter au mieux ces évolutions. Dans ces conditions, la part d'indexation du marché à prendre en compte dans la formule pourrait être portée de 45,8% à un niveau proche de 60%. Dans la mesure où les prix de marché, sur la base des niveaux les plus récents observés, sont inférieurs au coût moyen d'approvisionnement actuellement estimé par la formule tarifaire, une telle révision permettrait de répercuter les gains éventuels au consommateur final sur le tarif réglementé, c'est-à-dire sur sa facture hors taxe. Elle pourrait se traduire toutefois par une variabilité en fonction de la saison plus forte de ces tarifs.



ANALYSE DES COÛTS ET DE LA RENTABILITÉ DES ÉNERGIES RENOUVELABLES EN FRANCE MÉTROPOLITAINE

Paru en avril 2014

Pourquoi ce rapport ?

L'analyse de la CRE examine la rentabilité de ces installations de production d'électricité à partir d'énergie renouvelable afin de :

- s'assurer que le soutien public, financé par les consommateurs finals d'électricité sur la part CSPE de leur facture, 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 ;
- vérifier que les tarifs d'obligation d'achat sont adaptés aux réalités économiques, technologiques et industrielles des filières.

Conclusions

Ce rapport dresse un bilan des filières de l'éolien terrestre, du solaire photovoltaïque, de la biomasse et de la cogénération.

Sur le fondement de son analyse, la CRE a formulé un certain nombre de recommandations visant à améliorer le fonctionnement des dispositifs de soutien aux énergies renouvelables :

Pour l'éolien terrestre

- 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.

Pour le photovoltaïque

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

Pour la biomasse

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.

Principales délibérations de la CRE

28 mai 2014

Communication sur la contribution au service public de l'électricité

Par une décision du 28 mai 2014, le Conseil d'État a annulé l'arrêté du 17 novembre 2008 fixant les conditions d'achat de l'électricité produite par les installations utilisant l'énergie mécanique du vent, au motif que cet arrêté instituait une aide d'État qui aurait dû être notifiée à la Commission européenne.

La CRE a indiqué aux termes de sa délibération portant communication du 28 mai 2014 avoir été saisie de 40 000 demandes de remboursement de tout ou partie de la CSPE, fondées notamment sur l'illégalité du tarif éolien.

Elle a rappelé que, selon une jurisprudence constante, l'annulation d'une aide d'État n'entraîne pas l'annulation de l'impôt qui la finance lorsqu'il n'existe pas de lien d'affectation contraignant entre l'impôt et l'aide, c'est-à-dire lorsque le produit de la taxe n'influence pas directement le montant de l'aide.

En l'espèce, le montant de la contribution au service public de l'électricité ou CSPE n'influence pas directement celui de l'aide qui a été annulée par le Conseil d'État.

En effet, les charges liées à l'existence de l'arrêté tarifaire éolien de 2008 représentent

une part limitée des charges globales couvertes par la CSPE.

En outre, à aucun moment de la période considérée, la contribution unitaire n'a permis de collecter les sommes nécessaires à la couverture intégrale des charges. La déduction des charges liées à l'arrêté éolien de 2008 du montant total des charges à couvrir par la CSPE n'entraînerait donc pas de diminution de la contribution unitaire.

Par conséquent, la CRE a estimé que l'annulation du tarif d'achat éolien de 2008 ne donne pas droit à un remboursement de la CSPE.

12 juin 2014

Approbation des Règles services système

En application de l'article L. 321-11 du code de l'énergie, RTE a soumis pour approbation à la CRE, les 7 mai et 10 juin 2014, une proposition d'évolution des modalités de participation aux services système et des règles de détermination de la rémunération (ci-après les « Règles services système »).

Les services système sont constitués du réglage automatique de la fréquence et du réglage automatique de la tension. Ces réglages ont pour but d'assurer le maintien

••• de la fréquence, de la tension et de façon plus globale la stabilité du réseau électrique. Les Règles services système précisent les conditions techniques, juridiques et financières de l'acquisition par RTE auprès des fournisseurs des participations aux services système des différentes installations aptes.

Par délibération du 28 novembre 2013, la CRE avait approuvé les modalités de participation aux services système et les règles de détermination de la rémunération soumises le 28 octobre 2013 par RTE. Ce dernier a poursuivi la concertation avec les acteurs dans le cadre du groupe de travail ouvert en janvier 2013, ainsi que dans le cadre d'une consultation mise en œuvre du 19 mars au 10 avril 2014, permettant aux acteurs de formuler leurs remarques sur le projet d'évolution des Règles services système.

S'agissant du réglage de la fréquence, les principales évolutions apportées par les Règles services système sont notamment la modification des clauses de pénalité et la participation expérimentale aux réglages primaire et secondaire de la fréquence des sites de soutirage directement ou indirectement raccordés au réseau public de transport.

Certaines des évolutions apportées par les Règles services système ont nécessité plusieurs modifications de la section 2 des règles relatives à la programmation, au mécanisme d'ajustement et au dispositif de responsable d'équilibre (les « Règles RE/MA »), notamment pour permettre à des sites de soutirage de participer, dès le 1^{er} juillet 2014, au réglage de la fréquence. Par sa délibération du 19 juin 2014 portant décision sur les Règles relatives à la programmation, au mécanisme d'ajustement et au dispositif de responsable d'équilibre, la CRE a adopté lesdites modifications aux Règles RE/MA.

S'agissant du réglage de la tension, RTE a proposé des améliorations en matière de

transparence sur les points identifiés par la CRE dans sa délibération du 28 novembre 2013.

Enfin, les Règles services système sont venues préciser comment les modalités de contrôle des performances s'appliquent au niveau de chaque installation de production ou au niveau de chaque entité de réserve, pour le réglage de la fréquence et de la tension, sans imposer au niveau de chaque groupe de production d'exigences de performances au-delà des obligations réglementaires.

Aux termes de sa délibération du 12 juin 2014, la CRE a donc approuvé les évolutions apportées par les Règles services système.

L'annexe de la délibération de la CRE du 12 juin 2014 rappelle les évolutions restant à mettre en œuvre par RTE.

12 juin 2014

Recommandations sur le développement des réseaux électriques intelligents en basse tension

Au titre de ses missions, la CRE veille au bon fonctionnement et au développement des réseaux d'électricité au bénéfice des consommateurs finals et en cohérence avec les objectifs de la politique énergétique, notamment en ce qui concerne la réduction des émissions de gaz à effet de serre, la maîtrise de la demande en énergie et la production d'énergie renouvelable. La CRE est donc amenée à accompagner l'évolution des réseaux électriques vers des réseaux intelligents (ou « smart grids »).

À l'issue d'une consultation publique sur le développement des réseaux intelligents, organisée par la CRE du 4 novembre au 8 décembre 2013, à laquelle s'ajoute l'ensemble des travaux menés par la CRE sur les smart grids depuis quatre ans, des évolutions sont apparues nécessaires pour faciliter le

déploiement à grande échelle des réseaux électriques intelligents, au bénéfice des consommateurs finals.

La CRE a publié 41 recommandations pour accompagner le développement des smart grids du stade expérimental au stade opérationnel. Ces premières recommandations visent à :

- favoriser le développement de nouveaux services pour les utilisateurs des réseaux publics de distribution en basse tension ;
- accroître la performance des réseaux publics de distribution d'électricité en basse tension ;
- contribuer à la performance globale du système électrique.

En conséquence, la CRE a demandé, pour le 1^{er} novembre 2014 :

- au gestionnaire de réseau de transport (RTE) de présenter une feuille de route pour la mise en œuvre des 5 recommandations qui le concernent ;
- aux gestionnaires de réseaux de distribution d'électricité desservant plus de 100 000 clients de présenter une feuille de route pour la mise en œuvre des 16 recommandations qui les visent, notamment en ce qui concerne les modalités de mise à disposition du public des données collectées sur le réseau, ou encore la définition des règles relatives aux prescriptions techniques de conception et de fonctionnement applicables à une installation de stockage d'électricité ;
- et au gestionnaire des réseaux insulaires Électricité de France – Systèmes énergétiques insulaires (EDF SEI) de présenter une feuille de route pour la mise en œuvre des 14 recommandations qui le concernent et qui portent notamment sur la définition des critères de sûreté et la mise à jour de leur

documentation technique de référence, ainsi que sur les seuils de pénétration des EnR.

3 juillet 2014

Décision de certification de la société TIGF

En application de l'article L. 111-4 du code de l'énergie, TIGF a adressé à la CRE un courrier, en date du 30 juillet 2013, l'informant du transfert des titres de la société, jusqu'alors détenue par Total Gaz Électricité Holding France S.A.S., au profit de TIGF Investissements S.A.S., indirectement détenue par Snam S.p.A. (gestionnaire d'infrastructures italien), Pacific Mezz Luxembourg S.A.R.L. (société de droit luxembourgeois gérée par GIC Special Investments Private Limited, société de droit singapourien) et Société C31 S.A.S. détenue en totalité par EDF SA.

Conformément à l'article L. 111-5 du même code, TIGF a transmis à la CRE, le 8 novembre 2013, un dossier de demande de nouvelle certification selon le modèle de « séparation patrimoniale » (modèle dit « OU - ownership unbundling ») qui implique une séparation complète entre les activités de production ou de fourniture d'énergie et les activités de transport de gaz naturel, le gestionnaire de réseau de transport (GRT) n'appartenant plus à un groupe intégré.

La CRE a d'abord rappelé que la procédure de certification vise à s'assurer du respect par les GRT des règles d'organisation et d'indépendance vis-à-vis des sociétés exerçant une activité de production ou de fournitures définies par le code de l'énergie et la directive 2009/73/CE du 13 juillet 2009. Cette séparation entre, d'une part, les activités de gestion des réseaux de transport et, d'autre part, les activités de production ou de fourniture a pour principale finalité d'éviter tout risque de discrimination entre utilisateurs de ces réseaux.

••• Consulté pour avis par la CRE, le ministre de l'Écologie, du Développement durable et de l'Énergie a estimé, dans un courrier du 21 mars 2014, qu'en regard aux éléments qui lui ont été transmis par TIGF et la société Pacific Mezz Luxembourg, « le contrôle de TIGF par cet investisseur issu d'un pays tiers [le fonds souverain de Singapour] ne porte pas atteinte à la sécurité d'approvisionnement de la France ou de l'Union européenne ».

Au vu de ces éléments, et en application des articles 3 et 6 du décret n° 2011-1478 du 9 novembre 2011, la CRE a notifié à la Commission européenne sa délibération du 27 mars 2014 portant projet de décision de certification de la société TIGF. La Commission européenne a accusé réception de ce projet le 4 avril 2014 et rendu un avis sur la compatibilité dudit projet avec les dispositions de la directive 2009/73/CE le 4 juin 2014.

Dans la présente délibération, la CRE a tenu le plus grand compte de l'avis de la Commission européenne et considéré que la situation de TIGF était conforme aux règles d'organisation prévues à l'article L. 111-8 du code de l'énergie, transposant l'article 9 de la directive 2009/73/CE, sous réserve du respect de conditions tenant notamment au respect des procédures de protection des informations concernant TIGF S.A. et TIGF Investissements à l'égard de Société C31, de l'efficacité des mesures de confidentialité mises en place pour empêcher que Société C31 ait accès à des informations relatives à l'activité du GRT, ainsi que du suivi de l'évolution du portefeuille de participations du groupe GIC.

Le CRE a donc certifié que la société respectait les obligations découlant des articles précités.

17 juillet 2014

Avis sur le projet d'arrêté modifiant l'arrêté du 26 juillet 2013 relatif aux tarifs réglementés de vente de l'électricité

En application des dispositions de l'article L. 337-4 du code de l'énergie, la CRE a été saisie, pour avis, le 8 juillet 2014, puis le 16 juillet 2014 d'un projet d'arrêté modifiant l'arrêté du 26 juillet 2013 relatif aux tarifs réglementés de vente d'électricité (TRVE).

L'article 1 du projet d'arrêté prévoit que, à « l'article 6 de l'arrêté du 26 juillet 2013 susvisé, les mots : "Les barèmes du Tarif bleu, tels qu'annexés, sont augmentés de 5 % en moyenne à compter du 1er août 2014. Ce niveau sera ajusté en fonction de l'évolution effective des coûts sur la période tarifaire concernée". Par conséquent, l'évolution des tarifs réglementés de vente bleus prévue initialement au 1^{er} août 2014 est annulée.

La CRE a tout d'abord rappelé qu'elle avait été concomitamment saisie, pour avis, le 16 juillet 2014 d'un décret relatif aux TRVE prévoyant une réforme de la construction tarifaire.

Elle a également rappelé qu'afin de respecter le principe d'un réexamen annuel des tarifs réglementés de vente, prévu par le décret n°2009-975 du 12 août 2009, les tarifs devraient faire l'objet d'une révision par arrêté d'ici à la fin de l'année 2014 au plus tard. Conformément aux dispositions législatives et réglementaires en vigueur, ces tarifs devront respecter le principe de couverture des coûts.

Dans ce contexte, la CRE a pris acte du projet d'arrêté modifiant l'arrêté du 26 juillet 2013.

17 juillet 2014

Décision sur le cadre de régulation incitative du système de comptage évolué d'ERDF dans le domaine de tension BT \leq 36 kVA

La directive 2009/72/CE du 13 juillet 2009 fixe les principes devant favoriser le développement de compteurs communicants par les gestionnaires de réseaux de distribution d'électricité, en soulignant la nécessité de fournir aux consommateurs finals des informations sur leur consommation d'énergie en temps réel et de permettre l'émission de factures fondées sur la consommation réelle d'énergie, afin d'encourager l'efficacité énergétique. Ces objectifs ont été déclinés à l'article 18 de la loi n°2009-967 du 3 août 2009 relative à la mise en œuvre du Grenelle de l'environnement.

Les dispositions de la directive ont été transposées à l'article L. 341-4 du code de l'énergie précisant que les gestionnaires de réseaux de distribution mettent en œuvre des dispositifs permettant aux fournisseurs de « proposer à leurs clients des prix différents suivant les périodes de l'année ou de la journée et incitant les utilisateurs de réseaux à limiter leur consommation pendant les périodes où la consommation de l'ensemble des consommateurs est la plus élevée ».

La mise en place du projet de système de comptage évolué du gestionnaire de réseaux de distribution d'électricité ERDF dans le domaine de tension BT \leq 36 kVA, baptisé Linky, a pour objectif le déploiement de 35 millions de compteurs communicants à compter du quatrième trimestre de l'année 2015 et jusqu'à la fin de l'année 2021. Ce projet vise notamment à faciliter le télérelevé et les interventions à distance, et permettra la transmission d'informations précises et enrichies en vue d'aider les consommateurs à maîtriser leurs dépenses d'énergie.

Conformément aux articles L. 341-3 et L. 341-4 du code de l'énergie, la délibération du 17 juillet 2014 définit le cadre de régulation spécifique du système de comptage évolué d'ERDF et les modalités d'évolution des tarifs prévue par la délibération du 12 décembre 2013 portant décision relative aux tarifs d'utilisation d'un réseau public d'électricité dans le domaine de tension HTA ou BT.

Eu égard à l'ampleur de ce projet et à la nécessité de se prémunir contre toute dérive des coûts et des délais prévisionnels, la CRE a retenu un cadre de régulation spécifique afin d'inciter ERDF à respecter le calendrier de déploiement, à maîtriser les coûts d'investissement, ainsi qu'à garantir le niveau de performance attendu du système de comptage évolué Linky. La CRE a considéré par conséquent qu'ERDF devait être responsabilisé et incité à la bonne réussite du projet en attribuant une prime incitative de 300 points de base sur les actifs mis en service entre le 1^{er} janvier 2015 et le 31 décembre 2021, dans la limite de la durée de vie de ces actifs.

Les suivis périodiques des coûts d'investissement, du respect du calendrier prévisionnel de déploiement du projet et de la performance du système en termes de qualité du service rendu fixés par la délibération du 17 juillet 2014 permettront de constater d'éventuelles dérives encadrées par un dispositif incitatif contraignant (pénalités). Toute dérive de la performance globale viendra diminuer la prime et, au-delà d'un certain niveau de contre-performance, conduira à une rémunération du projet inférieure au taux de rémunération de base, dans la limite d'un plancher. Néanmoins, la rémunération globale du projet ne pourra pas être inférieure au coût moyen pondéré du capital (CMPC) diminué de 200 points de base.

17 juillet 2014

Décision sur le cadre de régulation incitative du système de comptage évolué de GRDF

Les directives 2009/73/CE du 13 juillet 2009 et 2012/27/UE du 25 octobre 2012 fixent les principes devant guider la mise en place de systèmes de comptage évolué par les gestionnaires de réseaux de distribution de gaz naturel, en soulignant la nécessité de fournir aux consommateurs finals des informations sur leur consommation d'énergie de façon suffisamment régulière et de permettre l'émission de factures fondées sur la consommation réelle d'énergie, afin qu'ils soient davantage incités à la maîtrise de leur consommation. Ces objectifs ont été repris par l'article 18 de la loi n°2009-967 du 3 août 2009 dite « Grenelle I ».

En outre, l'article L. 453-7 du code de l'énergie précise que les gestionnaires de réseaux de distribution de gaz naturel « *mettent en place des dispositifs de comptage interopérables qui favorisent la participation active des consommateurs. Les projets de mise en œuvre de tels dispositifs de comptage font l'objet d'une approbation préalable par les ministres chargés respectivement de l'Énergie et de la Consommation, sur proposition de la Commission de régulation de l'énergie fondée sur une évaluation économique et technique des coûts et bénéfiques pour le marché et pour les consommateurs du déploiement des différents dispositifs.* »

Au regard des dispositions précitées, le projet de système de comptage évolué du gestionnaire de réseaux de distribution de gaz naturel GRDF, baptisé Gazpar, a pour objet de remplacer l'ensemble des compteurs installés chez tous les consommateurs résidentiels et petits professionnels desservis par GRDF en permettant notamment la relève à distance et la transmission des index réels de consommation aux fournisseurs sur un pas de temps mensuel ou lors d'événements contractuels tels que la

mise en service, le changement de fournisseur ou les évolutions tarifaires.

Ainsi, conformément aux articles L. 452-2 et L. 452-3 du code de l'énergie qui encadrent les compétences tarifaires de la CRE, la délibération du 17 juillet 2014 définit le cadre de régulation incitative spécifique du système de comptage évolué de GRDF et les modalités de prise en compte des coûts et gains prévisionnels du projet dans le tarif ATRD4 de GRDF à compter du 1^{er} juillet 2015.

Compte tenu de l'ampleur du projet et de la nécessité de se prémunir contre toute dérive des coûts et des délais prévisionnels, la CRE a mis en œuvre un cadre de régulation spécifique en considérant que GRDF doit être responsabilisé et incité à la bonne réussite du projet en termes de performances et de respect des coûts et des délais et qu'il devra, à ce titre, assumer les conséquences financières d'éventuelles dérives. Ainsi, une prime incitative de 200 points de base sera attribuée aux actifs de comptage du projet (compteurs, modules radio et concentrateurs) mis en service entre le début et la fin théorique de déploiement industriel. Cette prime sera attribuée sur une durée de vingt ans dans la limite de la durée de vie de ces actifs.

Cette prime incitative est un élément incitant l'opérateur à respecter les objectifs du projet dans toutes ses dimensions (calendrier, coûts, performance). GRDF bénéficiera de l'intégralité de la prime incitative s'il atteint les objectifs de délais, de coûts et de performance du système. En revanche, toute dérive de la performance globale de l'opérateur viendra, au travers de pénalités, diminuer cette prime incitative et, au-delà de certains seuils de contre-performance, réduire la rémunération des actifs de comptage en-deçà du coût moyen pondéré du capital (CMPC) retenu dans les tarifs de distribution de gaz naturel. Néanmoins, la rémunération globale du projet ne pourra pas être inférieure au CMPC diminué de 100 points de base.

En conséquence et après avis du Conseil supérieur de l'énergie, cette délibération modifie et complète la partie « Tarif » de la délibération de la CRE du 28 février 2012 portant décision sur le tarif ATRD₄ de GRDF.

28 août 2014

Décision finale sur la demande de dérogation de la société ElecLink Ltd en application de l'article 17 du règlement (CE) n°714/2009 du 13 juillet 2009 concernant une interconnexion entre la France et la Grande-Bretagne

L'article 17 du règlement (CE) n°714/2009 du 13 juillet 2009 sur les conditions d'accès au réseau pour les échanges transfrontaliers d'électricité fixe les critères selon lesquels une nouvelle interconnexion peut, sur demande, bénéficier pendant une durée limitée d'une dérogation à tout ou partie de la réglementation en vigueur, notamment en termes d'accès des tiers, d'utilisation des recettes résultant de l'attribution des capacités de la ligne et de séparation patrimoniale.

Aux termes de cet article, la décision relative à la dérogation doit être prise au cas par cas par les autorités de régulation des États membres concernés. La délibération de la CRE du 29 mars 2012 portant communication sur l'application de l'article 17 du règlement (CE) n°714/2009 est venue préciser la procédure d'octroi de dérogation, en particulier certains éléments devant figurer dans le dossier de demande de dérogation et la façon dont la CRE appréciera les critères d'octroi.

Conformément à ces dispositions, la société ElecLink Limited (« ElecLink ») a déposé, les 11 et 18 septembre 2013, une demande de dérogation respectivement auprès de la CRE et de la Gas and Electricity Markets Authority (« l'Autorité britannique »), concernant la construction et l'exploitation d'une nouvelle interconnexion électrique entre la France et la Grande-Bretagne.

Par une délibération du 6 mars 2014, la CRE a adopté l'Avis conjoint rédigé par les deux autorités de régulation nationales, ainsi que les annexes afférentes. Les régulateurs ont décidé d'octroyer une exemption partielle, sous réserve du respect de certaines conditions.

En application du paragraphe 7 de l'article 17 du règlement n°714/2009, la CRE et l'Autorité britannique ont notifié leurs décisions, accompagnées de l'Avis conjoint et de ses annexes, à la Commission européenne le 20 mars 2014. La délibération du 28 août 2014 a pour objet d'adopter l'Avis conjoint tel qu'il a été modifié, conformément à la décision de la Commission européenne du 28 juillet 2014.

Dans sa version finale, la décision des régulateurs français et britannique prévoit donc qu'ElecLink est partiellement exempté des dispositions de l'article 16, paragraphe 6, du règlement (CE) n°714/2009, sous réserve de la mise en place d'un dispositif imposant le partage d'une partie des recettes avec les utilisateurs des réseaux d'électricité et les gestionnaires de réseau de transport national d'électricité (GRT), afin d'éviter une rentabilité excessive pour les investisseurs, tout en permettant une exploitation économiquement efficace et un accès équitable de l'interconnexion à l'ensemble des acteurs.

La décision de dérogation prévoit également qu'ElecLink bénéficie d'une exemption partielle à l'article 9 de la directive n°2009/72/CE du 13 juillet 2009. Ainsi, si au moins une des autorités de régulation nationales concernées (la CRE ou le régulateur britannique) considère qu'ElecLink ne satisfait pas aux exigences du modèle OU (*ownership unbundling*), alors il pourra faire l'objet d'une décision de certification selon un modèle « OU amendé » défini dans la décision.

Enfin, la décision finale accorde à ElecLink une exemption partielle aux dispositions de

••• l'article 32 de la directive n°2009/72/CE, lui permettant l'allocation de capacités pluriannuelles par le biais d'une procédure d'open season, sous réserve notamment du respect des règles suivantes :

- aucun produit n'est alloué pour une durée supérieure à 20 ans et aucun contrat n'est valable au-delà de la vingtième année suivant la date de début de l'exploitation commerciale ;
- tous les produits alloués par cette procédure pour la même période de livraison ont le même niveau de fermeté ;
- les conditions d'éligibilité permettent à des acteurs de marché modestes d'être candidats au moins pour des produits de plus faible volume et/ou durée ;
- à tout instant, aucune entité ne peut détenir plus de 40 % de la capacité totale de l'interconnexion dans chaque sens de transit et, si une entité détient plus de 40 % de parts d'un marché géographique pertinent, elle ne peut détenir, à tout instant, plus de 20 % de la capacité totale de l'interconnexion dans le sens de l'importation vers ce marché ;
- les capacités allouées au moyen de produits pluriannuels ne dépassent pas 80 % de la capacité totale de l'interconnexion et ce à tout instant.

Conformément à la décision conjointe, ElecLink n'est exempté d'aucune autre disposition des législations nationales et européennes, présentes et futures, applicables. À ce titre, et conformément aux paragraphes 6 et 10 de l'article 37 de la directive n°2009/72/CE, les régulateurs approuveront et pourront demander la modification des règles d'allocation des capacités, qu'il s'agisse des règles relatives à la procédure d'open season ou des règles d'allocation des capacités non exemptées. De surcroît, les règles relatives à l'allocation des capacités non exemptées

respecteront les dispositions pertinentes, actuelles et futures, des législations nationales et européennes.

24 septembre 2014

Avis sur le projet de décret modifiant le décret n°2009-975 du 12 août 2009 relatif aux tarifs réglementés de vente de l'électricité

La CRE a été saisie, pour avis, le 16 juillet 2014, puis le 11 septembre 2014 d'un projet de décret modifiant le décret n°2009-975 du 12 août 2009 relatif aux tarifs réglementés de vente de l'électricité (TRVE).

En application de l'article L. 337-6 du code de l'énergie, le projet de décret avait pour objet de mettre en œuvre l'établissement des tarifs réglementés de vente d'électricité par empilement des coûts, en définissant les règles qui seraient applicables à compter du prochain mouvement tarifaire.

La CRE a relevé que ni les textes ni la jurisprudence n'indiquaient le lien à établir entre les dispositions de l'article L. 337-5 du code de l'énergie, selon lesquelles les tarifs sont définis en fonction des coûts des opérateurs historiques, et celles de l'article L. 337-6 du même code qui définissent une nouvelle méthode d'établissement des tarifs réglementés par empilement des coûts. Toutefois, à la lumière de l'objet des dispositions du code de l'énergie et des exigences du droit de la concurrence, la CRE en a déduit que les tarifs réglementés de vente par empilement devaient être construits de façon à articuler leur contestabilité par les fournisseurs alternatifs avec la prise en compte des coûts de l'opérateur historique.

En outre, la CRE a constaté que le projet de décret ne prévoyait pas de rattraper les écarts entre les coûts et les recettes constatés au titre des périodes antérieures à l'entrée en vigueur

du nouveau dispositif. Or, conformément aux dispositions de l'article L. 337-5 du code de l'énergie et de la jurisprudence afférente du Conseil d'État, la CRE a rappelé que les dispositions du projet de décret ne sauraient avoir pour effet d'écarter l'obligation de rattraper ces écarts. La CRE a également noté que les dispositions du projet de décret ne mentionnaient pas les coûts commerciaux parmi les composantes de la construction tarifaire susceptibles de donner lieu à un rattrapage *a posteriori* des écarts dans le cadre du nouveau tarif. Elle a néanmoins estimé que la conformité de ce dispositif dépendrait de la méthode de calcul des coûts commerciaux retenue et des liens qu'elle établirait avec les coûts effectifs des opérateurs. En revanche, la répercussion sous un mois des variations d'ARENH et de TURPE, ainsi que des excédents ou déficits liés au mois de décalage, telle que prévue par le projet de décret, devrait permettre d'assurer la contestabilité des tarifs réglementés à toute période de l'année.

Enfin, la CRE a rappelé que la méthodologie d'évaluation des briques de l'empilement tarifaire devrait être précisée dans les arrêtés tarifaires à venir. Il en va ainsi de la méthodologie d'évaluation de la part énergie de l'empilement tarifaire, qui intègre l'ARENH, le complément d'approvisionnement au marché et la garantie de capacité. S'agissant du calcul du complément d'approvisionnement au marché, la CRE a développé dans son rapport 2014 un modèle mathématique spécifique et choisi une stratégie d'approvisionnement et des hypothèses de prix de marché de référence auxquels les ministres pourraient le cas échéant se référer. La CRE a également rappelé que l'arrêté devrait préciser la méthodologie de détermination des coûts commerciaux de référence dans les tarifs réglementés, de même que la méthodologie de détermination de la rémunération normale de l'activité de commercialisation. En dernier lieu, la CRE a constaté que, aux termes des dispositions du projet de décret, les coûts d'acheminement

seraient pris en compte selon la même méthodologie que celle appliquée pour les tarifs réglementés passés.

Sous réserve de ces recommandations, la CRE a émis un avis favorable sur le projet de décret.

30 octobre 2014

Avis sur le projet d'arrêté relatif aux tarifs réglementés de vente de l'électricité

En application des dispositions de l'article L. 337-4 du code de l'énergie, la CRE a été saisie, pour avis, par la ministre de l'Écologie, du Développement durable et de l'Énergie, d'un projet d'arrêté relatif aux tarifs réglementés de vente d'électricité (TRVE). Le projet d'arrêté prévoyait une évolution des tarifs réglementés de vente hors taxes de l'électricité applicables par Électricité de France (EDF) et les entreprises locales de distribution (ELD) conformément aux barèmes figurant en annexe de l'arrêté.

La CRE a rappelé le contexte juridique relatif aux TRVE, en indiquant que les dispositions de l'article L. 337-6 du code de l'Énergie, issues de la loi n°2010-1488 du 7 décembre 2010 portant nouvelle organisation du marché de l'électricité, prévoyaient la mise en place d'une tarification par empilement afin d'assurer la contestabilité des tarifs par les fournisseurs alternatifs. En outre, il résultait des dispositions du décret n°2009-975 du 12 août 2009, modifié par le décret n°2014-1250 du 28 octobre 2014, que la construction tarifaire devait concilier la construction des tarifs par empilement, qui visait à assurer leur contestabilité, avec la prise en compte des coûts de l'opérateur historique.

Au sein du projet d'arrêté qui lui a été soumis, la CRE a estimé que la méthodologie d'évaluation des composants d'empilement s'inspirait des recommandations concernant la part d'approvisionnement qu'elle avait formulées dans son rapport publié en octobre

••• 2014 sur les tarifs réglementés de vente d'électricité. En revanche, la CRE a indiqué qu'elle procéderait à des analyses complémentaires afin d'établir la méthode d'évaluation la plus pertinente pour déterminer les coûts de commercialisation d'un fournisseur d'électricité au moins aussi efficace qu'EDF.

S'agissant du niveau des tarifs, la CRE a considéré que l'évolution envisagée hors rattrapage tarifaire des tarifs bleus résidentiels (+1,6%), des tarifs bleus professionnels (-0,7%), ainsi que des tarifs jaunes (+1,6%), permettait d'atteindre la contestabilité tarifaire en moyenne. Compte tenu de l'accélération de la mise en œuvre de la tarification par empilement annoncée au mois de juin 2014, la CRE ne disposait cependant ni des données nécessaires ni du modèle lui permettant de déterminer l'évolution tarifaire à effectuer pour les tarifs verts.

Dans ce contexte, la CRE a émis un avis favorable sur les évolutions proposées hors rattrapage pour les tarifs bleus et jaunes, mais ne s'est pas prononcée sur le mouvement envisagé pour les tarifs verts.

Enfin, la CRE a relevé que la hausse complémentaire envisagée dans le cadre du rattrapage tarifaire au titre des années 2012 et 2013 ne permettait de réaliser qu'un rattrapage très partiel en ce qui concernait les tarifs bleus résidentiels (0,9%). La hausse complémentaire envisagée sur les tarifs jaunes au titre du rattrapage tarifaire (0,9%) permettait quant à elle de réaliser environ la moitié du rattrapage. La CRE a constaté que le projet d'arrêt n'incluait pas de rattrapage tarifaire pour les tarifs verts. Elle a rappelé à ce titre la nécessité de couvrir la totalité du rattrapage des tarifs jaunes et verts avant le 31 décembre 2015, compte tenu de la disparition ultérieure de ces tarifs.

27 novembre 2014

Communication sur la fin des tarifs réglementés de vente pour les consommateurs d'électricité dont la puissance souscrite est supérieure à 36 kVA et pour les consommateurs non domestiques de gaz naturel dont la consommation annuelle de gaz naturel est supérieure à 30 000 kWh

En application des dispositions de l'article 14 de la loi n°2010-1488 du 7 décembre 2010, codifiées à l'article L. 337-9 du code de l'énergie, les consommateurs d'électricité dont la puissance souscrite est supérieure à 36 kVA (tarifs vert et jaune), et dont le site de consommation est situé en métropole continentale, ne bénéficieront plus des tarifs réglementés de vente à compter du 1^{er} janvier 2016.

De la même manière, l'article 25 de la loi n°2014-344 du 17 mars 2014 a introduit à l'article L. 445-4 du code de l'énergie des dispositions prévoyant l'extinction progressive des tarifs réglementés de vente de gaz naturel (TRVG) pour les consommateurs non domestiques dont la consommation annuelle excède 30 000 kWh de gaz naturel. Cette suppression doit se faire en trois étapes, dont une est encore à venir :

- le 19 juin 2014 pour les consommateurs raccordés au réseau de transport de gaz naturel ;
- le 31 décembre 2014 au plus tard pour les consommateurs non domestiques dont la consommation annuelle est supérieure à 200 000 kWh ;
- le 31 décembre 2015 au plus tard pour les consommateurs non domestiques dont la consommation annuelle est supérieure à 30 000 kWh et pour les immeubles à usage principal d'habitation consommant plus de 150 000 kWh par an.

••• En sus des précédents travaux et des recommandations d'ores et déjà fixées par la CRE, notamment en ce qui concerne les modalités d'envoi des courriers d'information par les fournisseurs historiques, la délibération du 27 novembre 2014 a eu pour objet de faire le bilan des premiers travaux de concertation et d'émettre des recommandations complémentaires sur le processus de sortie des tarifs réglementés de vente.

S'agissant des consommateurs bénéficiant de tarifs non conformes aux caractéristiques techniques de leurs sites, selon le décret du 12 août 2009, la CRE a établi ses recommandations en fonction de trois situations :

- Pour les clients avec une puissance souscrite supérieure à 36kVA, la CRE estime qu'il revient au gestionnaire de réseaux de s'assurer de la conformité des dispositifs de comptage et des branchements des consommateurs avec le cadre réglementaire, et ainsi de prendre à sa charge les frais des éventuelles mises en conformité *via* le tarif d'acheminement.
- Pour les clients avec une puissance souscrite inférieure ou égale à 36 kVA, la CRE recommande, d'une part, aux fournisseurs historiques de mettre fin, avant le 31 décembre 2017, aux contrats des clients en tarif « vert » dont les sites sont raccordés en basse tension en métropole continentale et, d'autre part, à EDF d'inclure les clients bénéficiant d'un tarif réglementé de vente « jaune » dans son dispositif de transmission d'informations aux fournisseurs alternatifs.
- Pour les « hébergeurs-décomptants », la CRE rappelle que les GRD devront permettre aux clients-décomptants avec une puissance souscrite inférieure ou égale à 36 kVA de continuer à bénéficier non seulement de tarifs réglementés de vente, mais également d'un contrat unique dans le cadre d'une offre de marché.

Par ailleurs, la CRE a rappelé que, en application de l'article L. 331-3 du code de l'énergie, les fournisseurs historiques sont en droit de demander une indemnité dans le cas où un consommateur serait sorti des tarifs réglementés de vente d'électricité moins de 12 mois après avoir procédé à une modification de la puissance souscrite. Elle recommande toutefois que cette indemnité ne couvre pas la part fixe du TURPE incluse dans la prime fixe du barème des tarifs réglementés de vente, dans la mesure où le fournisseur historique ne supporte pas de préjudice à ce titre.

Enfin, en vue d'éviter le développement des cas de clients dits « orphelins », c'est-à-dire ne parvenant pas à souscrire une offre de fourniture d'électricité ou de gaz naturel auprès d'un fournisseur, la CRE estime nécessaire d'inclure dans le code de l'énergie, à l'occasion du débat parlementaire sur le projet de loi relatif à la transition énergétique pour la croissance verte, des dispositions permettant, d'une part, d'étendre le bénéfice du fournisseur de dernier recours de gaz naturel à l'ensemble des clients non domestiques et, d'autre part, de créer le dispositif pour l'électricité.

17 décembre 2014

Avis sur le projet d'arrêté fixant le montant de la prime versée aux opérateurs d'effacement

En application des dispositions de l'article 14 du décret n°2014-764 du 3 juillet 2014 relatif aux effacements de consommation d'électricité, et à l'issue d'une consultation menée auprès des acteurs du 29 juillet au 5 septembre 2014, la ministre de l'Écologie, du Développement durable et de l'Énergie a transmis pour avis à la CRE, par un courrier du 15 décembre 2014, un projet d'arrêté fixant le montant de la prime versée aux opérateurs d'effacement.

Le projet d'arrêté transmis à la CRE prévoyait une prime uniquement pour les effacements réalisés sur des sites de consommation ayant une puissance souscrite inférieure ou égale à 36 kVA. Celle-ci était de 30 €/MWh pendant les heures pleines (7 heures – 23 heures) et de 4 €/MWh pendant les heures creuses (23 heures – 7 heures).

La CRE a rappelé que, aux termes de l'article 12 du décret n°2014-764 du 3 juillet 2014, la prise en compte de l'effet report était une étape constitutive de la définition de la prime. Dans le cadre de son analyse de juillet 2013, la CRE avait identifié une sensibilité très forte des résultats obtenus au taux d'effet report associé à l'effacement. Si le niveau de l'effet report ne faisait pas consensus entre l'ensemble des acteurs, la CRE a toutefois constaté que plusieurs études montraient qu'il ne pouvait être considéré comme nul et qu'il pourrait même, au contraire, être conséquent. Ainsi, et même si des incertitudes subsistaient sur le niveau exact de l'effet report – en particulier pour l'effacement diffus –, la CRE a estimé qu'il n'est pas justifié de retenir un effet report nul, lequel conduisait au demeurant au montant de prime le plus élevé.

La CRE a donc considéré que, en l'état actuel des connaissances, la définition d'un niveau normatif de report était une option pertinente afin de fixer un niveau de prime qui fût en adéquation avec les avantages réels de l'effacement pour la collectivité. La CRE a d'ailleurs rappelé qu'elle a demandé à RTE d'établir un retour d'expérience avant la fin du 1^{er} semestre 2015 s'agissant de l'effet report.

La CRE a par ailleurs estimé que la distinction entre heures pleines et heures creuses, telle que prévue par le projet d'arrêté, venait compléter l'incitation que constituait le prix de marché à effacer aux heures de plus grande tension sur le système du point de vue de l'équilibre offre-demande.

Conformément aux dispositions de l'article 11 du décret n°2014-764 du 3 juillet 2014 et de l'article L.123-1 du code de l'énergie, la CRE a également rappelé que la prime ne pouvait conduire à ce que la rémunération des capitaux immobilisés par les opérateurs d'effacement excède une rémunération normale des capitaux. La nécessité d'une subvention supplémentaire n'ayant pu être établie, à ce stade de l'analyse, pour les sites ayant une puissance souscrite supérieure à 36 kVA, le projet d'arrêté ne prévoyait pas de prime. La CRE a partagé ce constat, n'ayant pu obtenir des opérateurs d'effacement, au jour de sa délibération portant avis, des données suffisamment précises sur leurs structures de coûts.

Concernant les sites de consommation souscrivant une puissance inférieure ou égale à 36 kVA, la CRE a considéré que les éléments qui lui ont été transmis, par l'administration, à sa demande, pour justifier que le montant de prime envisagé ne conduisait pas à une rémunération excessive des capitaux investis, étaient insuffisants. ●●●

••• En outre, la CRE a regretté que la possibilité offerte par le décret n°2014-764 du 3 juillet 2014 d'introduire une dégressivité de la prime en fonction du volume d'effacement réalisé n'ait pas été reprise dans le projet d'arrêté qui lui a été soumis. Elle a considéré en effet que la dégressivité de la prime en fonction du volume d'effacement réalisé permettrait d'éviter des effets d'aubaine, particulièrement dans l'hypothèse d'une surestimation de son niveau.

Enfin, la CRE a attiré l'attention du Gouvernement sur le fait que le maintien de la prime telle que proposée risquerait de conduire à une augmentation importante du niveau de la CSPE si la capacité d'effacement venait à augmenter significativement.

La CRE a insisté sur la nécessité d'une révision annuelle de la prime.

En conséquence, la CRE a rendu un avis défavorable sur le projet d'arrêté qui lui a été soumis.

17 décembre 2014

Approbation des règles pour la valorisation des effacements de consommation sur les marchés de l'énergie

En application des dispositions de l'article L. 271-1 du code de l'énergie et du décret n°2014-764 du 3 juillet 2014 relatif aux effacements de consommation d'électricité, RTE a soumis à l'approbation de la CRE, le 13 décembre 2014, des règles pour la valorisation des effacements de consommation sur les marchés de l'énergie, corrigées d'une erreur matérielle signalée par un courrier du 17 décembre 2014. Ces règles visent notamment à assurer la continuité du dispositif de valorisation des effacements au-delà du terme de l'expérimentation approuvée par la CRE dans une délibération du 28 novembre 2013.

À l'issue du processus de concertation et de consultation mené auprès des acteurs par RTE et la CRE, RTE a reçu un courrier de la ministre de l'Écologie, du Développement durable et de l'Énergie, daté du 1^{er} décembre 2014, indiquant son souhait de voir les prochaines règles intégrer certains « points techniques » relatifs notamment à la gestion des périmètres d'effacement ou au versement.

Les nouvelles règles, telles que soumises par RTE à l'approbation de la CRE, prévoient notamment la mise en place d'un modèle optionnel et dérogatoire permettant la gestion administrative directe des périmètres d'effacement par RTE, en lieu et place des GRD, pour les sites d'une puissance souscrite inférieure à 36 kVA.

La CRE s'est déclarée défavorable à la mise en place de ce modèle optionnel proposé par RTE, rappelant notamment qu'il est nécessaire que les GRD puissent avoir connaissance des sites susceptibles d'être effacés, afin de pouvoir identifier les situations où les effacements feraient porter un risque sur la sûreté du réseau local.

S'agissant du modèle de versement de l'opérateur d'effacement vers le fournisseur du site effacé, RTE a proposé d'étendre le nombre de sites éligibles au modèle dit « à courbe corrigée » à l'ensemble des sites raccordés au réseau public de transport.

La CRE a estimé que l'élargissement du nombre de sites éligibles au modèle à courbe de charge corrigée correspondait aux demandes formulées par les acteurs lors de la concertation et était conforme aux dispositions du décret n°2014-764 du 3 juillet 2014.

●●● S'agissant du montant de ce versement, RTE a proposé d'affiner le barème de versement appliqué aux sites profilés en distinguant les sites disposant d'une option tarifaire de type base des autres sites. Pour les sites disposant d'une option tarifaire de type base, RTE a proposé un prix de versement uniforme fondé sur le coût d'approvisionnement en énergie. Pour les autres sites disposant d'autres options tarifaires, RTE a proposé un barème différencié entre heures pleines et heures creuses.

La CRE a considéré que l'approche retenue à ce stade par RTE apparaissait comme représentant correctement la part énergie du prix de fourniture d'une grande majorité des sites dont la consommation est en tout ou partie effacée et, en conséquence, apparaissait conforme aux dispositions du décret n°2014-764 du 3 juillet 2014.

Enfin, s'agissant du traitement des effets de bord liés à la réalisation des effacements, et en particulier de l'effet report, les nouvelles règles, soumises par RTE à l'approbation de la CRE, prévoient une méthodologie de prise en compte de l'effet report fondée sur une symétrie de traitement avec l'effacement, une forme et un taux de report étant établis pour les effacements industriels et pour les effacements diffus. RTE a considéré que les effets de bord ne pouvaient pas, à ce stade, être pris en compte dans les règles lors des étapes de certification, de correction des périmètres et du calcul du montant du versement, ni l'intensité du report ni sa forme ne faisant consensus parmi l'ensemble des acteurs.

La CRE s'est déclarée favorable à la proposition de RTE sur ce point.

La CRE a approuvé les règles telles que proposées par RTE, à l'exception de l'article 7 relatif au régime dérogatoire de gestion des périmètres d'effacement, notant en outre que parmi les éléments qui devront faire l'objet d'un traitement prioritaire, les effets de bord présentent un enjeu particulièrement fort et que la prochaine révision des règles, au plus tard le 31 octobre 2015, devra intégrer des éléments plus précis sur ce sujet.

Le 13 décembre 2014, RTE a soumis à l'approbation de la CRE des règles relatives à la programmation, au mécanisme d'ajustement et au dispositif de responsable d'équilibre. Les règles soumises à l'approbation de la CRE apportaient des modifications aux chapitres A et C de la section 2 des règles relatives au dispositif de responsable d'équilibre, en lien avec la mise en place du dispositif NEBEF précédemment évoqué.

Le 17 décembre 2014, la CRE a approuvé les règles relatives à la programmation, au mécanisme d'ajustement et au dispositif de responsable d'équilibre telles que proposées par RTE.

Principales décisions du Comité de règlement des différends et des sanctions (CoRDIS)

6 février 2014 Cour d'appel de Paris ENEL Trade

ENEL Trade/RTE Révision des conditions générales de l'accord de participation liant les deux parties

Depuis le 1^{er} juillet 2011, en application des dispositions de la loi n°2010-1488 du 7 décembre 2010 et du décret n°2011-466 du 28 avril 2011 fixant les modalités d'accès régulé à l'énergie nucléaire historique, les fournisseurs peuvent demander l'exercice du droit à l'accès régulé à l'électricité nucléaire historique (ARENH) en achetant de l'électricité à la société EDF, à un prix régulé et pour des volumes déterminés par la CRE. La société RTE avait transmis pour approbation à la CRE, au mois de mai 2011, un projet de révision de la section 2 des Règles relatives au dispositif de responsable d'équilibre, au mécanisme d'ajustement et à la programmation (Règles), afin d'intégrer dans ces Règles les dispositions relatives au mécanisme ARENH. Cette révision des Règles avait été approuvée par la CRE par une délibération du 16 juin 2011. Le 14 juin 2011, la CRE avait notifié à la société ENEL France, fournisseur rattaché au périmètre d'équilibre de la société ENEL Trade, responsable d'équilibre (RE) de la société ENEL France, le volume d'ARENH cédé par la société EDF, conformément au décret du 28 avril 2011, à partir du 1^{er} juillet 2011. À compter du 17 juin 2011, l'injection dans le périmètre d'équilibre d'ENEL Trade du volume ARENH

correspondant avait été mentionnée dans l'application Dat@RTE.

La société ENEL Trade avait saisi le CoRDIS le 21 mai 2012 d'une demande de règlement du différend l'opposant à la société RTE. Elle estimait en effet que, n'ayant reçu notification de la révision des Règles que le 28 juillet 2011, elle ignorait jusqu'à cette date « qu'une nouvelle modalité de rattachement à son périmètre d'équilibre de l'électricité injectée avait été mise en place, ce qui l'a conduite à sous-estimer les quantités d'électricité dont elle disposait » et à acheter des quantités d'électricité sur le marché spot, entre le 1^{er} juillet et le 26 juillet 2011, qui se sont avérées inutiles, lui causant un préjudice net important.

Le CoRDIS a tout d'abord observé que le décret n°2011-466 du 28 avril 2011 ayant été publié au *Journal officiel* de la République française le 29 avril 2011, il en résultait que, dès cette date, les règles de rattachement de l'ARENH aux périmètres d'équilibre étaient opposables aux responsables d'équilibre, notamment à la société ENEL Trade, et s'imposaient aux cocontractants en application de l'article B.6.1.1 de la section 2 des Règles de l'Accord de participation précité. Le comité a ajouté que la nouvelle rédaction des Règles ne faisait que transposer, sans rien y ajouter, les dispositions du décret du 28 avril 2011.

Le CoRDIS a précisé que la notification prévue par les Règles avait pour objet, non de recueillir le consentement du cocontractant de RTE, mais seulement de permettre soit la mise en conformité de l'Accord de participation avec les nouvelles Règles, ce qu'a d'ailleurs demandé la société ENEL Trade par lettre du 4 août 2011, soit la résiliation de cet accord, et de faire courir un délai pour l'un ou l'autre de ces effets.

L'ensemble des demandes de la société ENEL Trade a été rejeté par une décision du comité du 1^{er} octobre 2012.

Le 9 novembre 2012 la société ENEL Trade a formé un recours contre la décision du CoRDIS devant la cour d'appel de Paris.

La société ENEL Trade a soulevé l'absence de publication au *Journal officiel* de la délibération de la CRE portant approbation de la révision des Règles pour demander à la cour de poser deux questions préjudicielles au Conseil d'État. La société ENEL Trade a ajouté que la révision des Règles lui était inopposable jusqu'au 28 juillet 2011 au motif que la délibération de la CRE n'avait pas été publiée. La cour d'appel de Paris a considéré irrecevables les moyens et demandes d'ENEL Trade relatifs à l'absence de publication de la délibération de la CRE du 16 juin 2011 et les questions préjudicielles au Conseil d'État.

Elle a relevé que les moyens et les demandes étaient nouveaux. Ils ont été déposés postérieurement au délai prévu par le décret n°2000-894 du 11 septembre 2000 relatif aux procédures applicables devant la CRE alors que la procédure de révision des Règles et la délibération de la CRE constituaient des éléments du débat dès l'origine de la procédure devant le CoRDIS.

La cour d'appel a ensuite écarté l'ensemble des autres moyens soulevés par la société ENEL Trade. En conséquence, la cour d'appel de Paris a rejeté le recours de la société ENEL Trade contre la décision du CoRDIS du 1^{er} octobre 2012.

24 juin 2014 **Cour de cassation, pourvoi n°13-17843** **ERDF / TSE, TOMCA**

La société TSE a, pour le compte de la société TOMCA qui souhaitait réaliser une centrale photovoltaïque intégrée au bâti d'une puissance installée de 598,29 kWc sur le territoire de la commune de Jarville-la-Malgrange en Meurthe-et-Moselle, déposé le 30 juillet 2010 une demande de raccordement et une demande de contrat d'achat auprès de la société Électricité Réseau Distribution France (ERDF), gestionnaire du réseau public de distribution d'électricité sur le territoire de cette commune.

En novembre 2010, la société ERDF a adressé à la société TSE une convention de raccordement au réseau public de distribution, que celle-ci lui a retournée signée le 3 décembre 2010, accompagnée d'un chèque d'acompte.

Le 3 janvier 2011, la société ERDF a fait savoir à la société TSE que, son acceptation de la proposition technique et financière (PTF) ne lui étant pas parvenue avant le 2 décembre 2010, son projet d'installation relevait des dispositions du décret n°2010-1510 du 9 décembre 2010 suspendant l'obligation d'achat d'électricité produite par certaines installations utilisant l'énergie radiative du soleil et lui a renvoyé, le 9 février 2011, le chèque d'acompte et les pièces de son dossier, en l'invitant à présenter une nouvelle demande lorsque les nouvelles dispositions d'obligation d'achat seraient connues.

Estimant avoir conclu une convention de raccordement et non une PTF, la société TSE a saisi le CoRDIS d'une demande de règlement de différend.

Par décision du 5 décembre 2011, le CoRDIS a déclaré la demande de la société TSE irrecevable, a reçu la société TOMCA en son intervention volontaire et, considérant que les dispositions de l'article 3 du décret du 9 décembre 2010 n'étaient pas opposables à cette société, a décidé que la convention de raccordement signée et notifiée à la société ERDF par la société TSE pour le compte de la société TOMCA devait être exécutée.

La société ERDF a formé un recours devant la cour d'appel de Paris à l'encontre de la décision du CoRDIS.

Par arrêt du 18 avril 2013, la cour d'appel de Paris a rejeté le recours de la société ERDF.

La société ERDF a formé un pourvoi en cassation.

La Cour de cassation, dans un arrêt du 24 juin 2014, publié au *Bulletin*, a considéré que le décret n°2010-1510 du 9 décembre 2010, qui a suspendu l'obligation d'achat de l'électricité produite par certaines installations utilisant l'énergie radiative du soleil pendant une durée de trois mois à compter du 10 décembre 2010, date de son entrée en vigueur, tout en prévoyant qu'il ne s'applique pas aux installations dont le producteur a notifié au gestionnaire de réseau, avant le 2 décembre 2010, son acceptation d'une proposition technique et financière de raccordement au réseau, ne peut être opposé par le gestionnaire de réseau au producteur qui a régulièrement accepté une convention de raccordement avant l'entrée en vigueur du décret, que dès lors la cour d'appel a décidé à bon droit que la société ERDF devait exécuter la convention ainsi conclue.

19 septembre 2014 POWEO DIRECT ENERGIE c/ GRDF

Par une décision du 19 septembre 2014, le CoRDIS a enjoint à GRDF de transmettre à POWEO DIRECT ENERGIE un nouveau contrat d'acheminement sur le réseau de distribution de gaz naturel (CAD), dans un délai de six mois, afin de ne plus imposer aux fournisseurs des stipulations visant à la rendre redevable, en son nom et pour son compte, du paiement du tarif d'utilisation des réseaux (ATRD) et de toute autre somme non couverte par ce tarif.

En application de l'article L. 121-92 du code de la consommation, pour pouvoir proposer à ses clients un contrat unique, englobant la fourniture et la distribution de gaz naturel, un fournisseur doit avoir au préalable conclu avec le gestionnaire

du réseau de distribution un CAD qui détermine les obligations réciproques du fournisseur et du gestionnaire du réseau. Ainsi, dans le cadre du contrat unique, le fournisseur facture au client la part fourniture qu'il conserve et la part acheminement qu'il doit reverser au gestionnaire de réseaux de distribution.

Toutefois, les clauses du CAD, querellées devant le CoRDIS, font obligation aux fournisseurs de supporter la totalité de la charge des impayés (fourniture et acheminement) étant donné que le CAD stipule que la mission d'acheminement du gaz naturel s'effectue pour le compte du fournisseur et non pour le compte du client final.

Le CoRDIS a estimé que, au regard tant des dispositions de l'article L. 121-92 du code de la consommation que des dispositions du décret n°2004-251 du 19 mars 2004 relatif aux obligations de service public dans le secteur du gaz et du décret n°2005-123 du 14 février 2005 relatif à la contribution tarifaire sur les prestations de transport et de distribution d'électricité et de gaz naturel, dans le cadre du contrat unique, la mission d'acheminement dévolue au gestionnaire de réseaux de distribution par les dispositions du code de l'énergie s'effectue pour le compte du client final et non pour le compte de son fournisseur.

Ce principe étant posé, le CoRDIS a estimé que le gestionnaire de réseaux de distribution ne pouvait imposer aux fournisseurs des stipulations dans le CAD visant à la rendre redevable en son nom et pour son compte du paiement du tarif ATRD et de toute autre somme non couverte par ce tarif. Le CoRDIS en a également déduit que, pour reverser au gestionnaire de réseau les sommes dues au titre de l'utilisation du réseau, le fournisseur devait les avoir préalablement recouvrées auprès du client final, sauf dans le cas où il ne se serait pas comporté en créancier diligent.

En dernier lieu, dans cette décision, le CoRDIS a estimé que sa compétence s'étend à l'ensemble de la période couverte par le différend dont elle se trouve saisie, peu importe la date de son émergence

entre les parties ou la date de saisine du comité. Par conséquent, le CoRDiS a enjoint à GRDF de proposer aux fournisseurs, dans un délai de six mois, un CAD remettant la situation contractuelle dans l'état où elle aurait dû être si ce dernier avait été *ab initio* conforme à la réglementation en vigueur.

29 octobre 2014 MSE L'Epivent

Le différend a été l'occasion pour le Comité de règlement des différends et des sanctions de rappeler l'étendue de l'obligation de transparence incombant aux gestionnaires de réseaux de distribution.

La société MSE L'Epivent a saisi le comité du différend qui l'oppose, d'une part, à la Société d'intérêt collectif agricole d'électricité (ci-après « SICAÉ ») de la Somme et du Cambrasis et, d'autre part, à la société Électricité Réseau Distribution France (ci-après « ERDF »), sur les conditions de raccordement au réseau public de distribution d'électricité d'une installation de production éolienne de 12 MW, située sur le territoire de la commune de Bernes.

Au cours de la procédure de demande de raccordement, la société MSE L'Epivent avait demandé à la SICAÉ de soumettre sa demande de raccordement à une étude de la société ERDF pour un raccordement au poste source de « Roisel », situé sur la zone de desserte de la société ERDF, mitoyen du poste source de « Castor », situé sur la zone de desserte de la SICAÉ.

Le comité a rappelé que, conformément aux dispositions du décret n°2008-386 du 23 avril 2008, l'obligation de transparence du gestionnaire de réseaux couvre non seulement le choix de la solution de raccordement, la consistance du raccordement et les délais de raccordement, mais encore le coût de l'opération de raccordement, étant précisé que l'obligation de transparence porte logiquement non seulement sur l'indication de ces différentes informations, mais également sur leur justification.

S'agissant du coût détaillé de la solution de raccordement, l'obligation de transparence est renforcée dès que le processus d'établissement de la proposition technique et financière est engagé et que, dès lors, sont précisés non seulement les coûts de la solution de raccordement proposée, mais également ceux de la solution technique de référence.

Le comité a ensuite estimé que la SICAÉ, gestionnaire du réseau public de distribution de la zone de desserte dans laquelle se situe l'installation de production, restait l'interlocuteur de la société MSE L'Epivent et devait non seulement veiller à ce que la société ERDF réponde aux questions qui lui sont posées, mais elle doit aussi communiquer à ce gestionnaire de réseaux, sous réserve de confidentialité, tous les éléments lui permettant de réaliser son étude de raccordement.

Le comité considère que, en l'espèce, la SICAÉ a manqué à son obligation de transparence dans le traitement de la demande de raccordement de l'installation de production de la société MSE L'Epivent en ne communiquant pas à la société ERDF les éléments techniques lui permettant de réaliser son étude de raccordement, afin de déterminer si la solution de raccordement au poste source de « Roisel » était plus avantageuse que la solution de raccordement au poste source de « Castor » de la SICAÉ.

S'agissant du coût du raccordement, le comité ajoute que les postes sources de « Castor » et de « Roisel » étant mitoyens, pour que la société ERDF puisse formuler une offre de raccordement sur le poste de « Roisel », la SICAÉ lui transmettra des éléments nécessaires tels que les travaux induits par la demande de raccordement de la société MSE L'Epivent sur les installations appartenant à la SICAÉ et les caractéristiques de la solution de raccordement correspondante.

30 octobre 2014 Cour d'appel de Paris Hauteville 3

Le CoRDIS a, le 8 juillet 2013, rendu une décision relative aux conditions de raccordement de trois installations de production éolienne au réseau public de distribution d'électricité opposant la société Ferme éolienne de Hauteville 3 à la société ERDF.

Le CoRDIS a rappelé que, « *saisie d'une demande de raccordement au réseau public de distribution, la société ERDF est soumise, lors de l'établissement de la proposition technique et financière, à une obligation de traitement transparent et non discriminatoire et que, à ce titre, il lui revient de fournir au demandeur tous les éléments lui permettant d'apprécier le bien-fondé des solutions qu'elle préconise* ». Il a décidé que la société ERDF avait manqué à son obligation de transparence dans le traitement des demandes de raccordement des installations de production de la société Ferme éolienne de Hauteville 3.

La société ERDF a formé un recours contre cette décision devant la cour d'appel de Paris. Elle soutenait notamment que le CoRDIS a, en lui « *imposant de répondre à toutes les demandes d'informations, quelle que soit leur nature, formulées par un candidat au raccordement* », mis à sa « *charge une obligation générale ou systématique qui revêt un caractère excessif* » et méconnu les dispositions du décret n°2008-386 du 23 avril 2008, relatif aux prescriptions techniques générales de conception et de fonctionnement pour le raccordement d'installations de production aux réseaux publics d'électricité.

La cour rappelle que les obligations « *mises à la charge du gestionnaire du réseau, en ce qui concerne le contenu et la méthode gouvernant l'étude de raccordement, qui ne trouvent leur sens et leur justification qu'en raison de l'obligation légale de traitement transparent, objectif et non discriminatoire des demandes d'accès au réseau* » sont particulièrement détaillées et précises. Le gestionnaire « *est tenu, dans le cadre du*

traitement de la demande de raccordement d'un utilisateur du réseau, de justifier et de détailler les conditions de raccordement qu'il retient en ce qui concerne le choix de la solution de raccordement, la consistance du raccordement et ses délais de réalisation, ainsi que le coût de l'opération ».

La cour d'appel de Paris décide que la décision du CoRDIS « *ne revient pas à imposer à ERDF une obligation systématique de répondre à toutes les demandes d'informations, quelle que soit leur nature et y compris celles qui seraient surabondantes ou incongrues, qui sont formulées par le candidat au raccordement* ».

S'agissant de la justification des délais prévisionnels de mise en œuvre des solutions de raccordement, la cour d'appel de Paris confirme la décision du CoRDIS.

En effet, la cour indique qu'ERDF « *ne peut se borner à se référer, en ce qui concerne la prétendue "ventilation" du délai de mise en œuvre des solutions de raccordement, aux "différents types de travaux nécessaires", figurant* » dans les propositions techniques et financières.

En l'espèce, la société ERDF n'a pas justifié de manière claire et précise les délais spécifiés dans les propositions techniques et financières. Le CoRDIS a donc à bon droit décidé qu'elle devait justifier lesdits délais prévisionnels.

Glossaire

3^e paquet énergie

Publié en août 2009, le 3^e paquet énergie vise la mise en place de conditions de concurrence homogènes dans les États membres de l'Union en vue de l'achèvement du marché intérieur de l'énergie. Il se compose de deux directives relatives aux marchés de l'électricité et du gaz (2009/72/CE et 2009/73/CE), de deux règlements concernant les conditions d'accès au réseau pour les échanges transfrontaliers d'électricité (règlement (CE) n°714/2009) d'une part, et les conditions d'accès aux réseaux de gaz naturel (règlement (CE) n°715/2009) d'autre part, ainsi que du règlement (CE) n°713-2009 créant l'Agence de coopération des régulateurs de l'énergie (ACER).

3x20

Voir Paquet énergie climat.

Agence de coopération des régulateurs de l'énergie (ACER)

L'Agence de coopération des régulateurs de l'énergie (Agency for the Cooperation of Energy Regulators, ACER) est un organisme communautaire doté de la personnalité juridique, institué par le règlement (CE) n°713/2009 et mis en place en 2010. L'ACER est opérationnelle depuis le 3 mars 2011. Son siège se situe à Ljubljana en Slovénie. L'objectif de

l'ACER est d'aider les autorités de régulation nationales à exercer et coordonner leurs tâches réglementaires au niveau communautaire et, si nécessaire, à compléter leurs actions. Elle joue un rôle clé dans l'intégration des marchés de l'électricité et du gaz naturel.

Ses compétences consistent à :

- élaborer et soumettre à la Commission européenne des orientations-cadres non contraignantes ;
- participer à l'élaboration de codes de réseaux européens de l'électricité et du gaz naturel conformes aux orientations-cadres ;
- prendre des décisions individuelles contraignantes sur les modalités et les conditions d'accès et de sécurité opérationnelle des infrastructures transfrontalières lorsque les autorités de régulation nationales ne parviennent pas à trouver un accord ou demandent conjointement l'intervention de l'ACER ;
- prendre une décision sur des dérogations, si l'infrastructure concernée se situe sur le territoire de plus d'un État membre, lorsque les autorités de régulation nationales ne parviennent pas à trouver un accord ou demandent conjointement l'intervention de l'ACER ;
- émettre des avis à l'intention de l'ENTSOG (Réseau européen des gestionnaires de réseaux

de transport de gaz) et l'ENTSO-E (Réseau européen des gestionnaires de réseaux de transport pour l'électricité), notamment sur les codes de réseaux, et sur le projet de plan de développement du réseau dans l'ensemble de la Communauté;

- surveiller l'exécution des tâches des ENTSO ;
- surveiller la coopération régionale des ENTSO ;
- conseiller les institutions européennes sur les questions relatives aux marchés intérieurs de l'électricité et du gaz naturel ;
- surveiller, en coopération avec la Commission européenne, les États membres et les autorités de régulation nationales, les marchés intérieurs de l'électricité et du gaz naturel, notamment les prix de détail de l'électricité et du gaz naturel, l'accès au réseau, y compris l'accès à l'électricité produite à partir de sources d'énergie renouvelable, et le respect des droits des consommateurs.

ARENH

Depuis le 1^{er} juillet 2011, les fournisseurs ont l'exercice du droit à l'accès régulé à l'électricité nucléaire historique (ARENH) en achetant de l'électricité à EDF à un prix régulé et pour des volumes déterminés par le régulateur. Le coût de production de l'électricité nucléaire étant inférieur au prix de l'électricité sur le marché de gros auquel ont accès les fournisseurs privés, ce dispositif prévu par la loi portant nouvelle organisation du marché de l'électricité (« NOME ») du 7 décembre 2010 doit permettre aux consommateurs de continuer à bénéficier de la compétitivité du parc nucléaire français quel que soit leur fournisseur d'électricité, en créant les conditions d'une vraie concurrence en aval et sur tous les segments de clientèle, particuliers et professionnels.

La loi prévoit que la CRE propose les prix, calcule les droits et contrôle l'accès régulé à l'électricité nucléaire historique.

Les principaux paramètres de l'accès régulé à l'électricité nucléaire historique sont :

- le plafond total annuel d'électricité nucléaire historique cédée par EDF aux fournisseurs privés. Il a été fixé à 100 térawattheures, ce qui représente environ 1/4 de la production d'électricité annuelle du parc nucléaire historique ;
- le volume d'électricité demandé par chaque fournisseur privé bénéficiant de l'ARENH au cours d'une période de livraison donnée, et qui dépend de la consommation de ses clients. La loi dispose que ce volume doit refléter la part de la production nucléaire dans la consommation finale d'électricité ce qui représente en moyenne, pour 2011, 85 % de la consommation d'électricité des clients ;
- le prix de l'ARENH. Celui-ci doit refléter les conditions économiques de la production d'électricité par les centrales nucléaires d'EDF. Il est calculé par addition des coûts de production de l'électricité nucléaire historique d'EDF.

En l'absence du décret en Conseil d'État prévu par la loi NOME précisant la méthode d'identification et de comptabilisation de ces coûts, la CRE a dû établir la méthode qu'elle estime pertinente pour refléter les conditions économiques de production de l'électricité nucléaire historique. Cette méthode a conduit, selon les critères retenus, à un prix de l'ARENH compris entre 36 €/MWh et 39 €/MWh. Le Gouvernement a justifié le prix de 42 €/MWh proposé dans son arrêté du 17 mai 2011 par une prise en compte anticipée d'investissements indispensables à la mise en sécurité des centrales nucléaires.

Depuis le 8 décembre 2013, la CRE doit transmettre aux ministres chargés de l'économie et de l'énergie les propositions de prix de l'ARENH. Pour ce faire, elle attend encore la publication du décret qui en fixera précisément les modalités de calcul.

La nouvelle méthode a déjà été examinée par le Conseil supérieur de l'énergie, la CRE, l'Autorité de la concurrence et le Conseil d'État. Le projet de décret a été transmis début juillet 2014 à la Commission européenne qui poursuit actuellement son examen du texte.

Autorité administrative indépendante (AAI)

Une autorité administrative indépendante (AAI) est une institution de l'État, chargée, en son nom, d'assurer la régulation de secteurs considérés comme essentiels et pour lesquels le Gouvernement veut éviter d'intervenir trop directement. Les AAI présentent trois caractéristiques.

Ce sont :

- des autorités, elles disposent d'un certain nombre de pouvoirs (recommandation, décision, réglementation, sanction) ;
- des autorités administratives, elles agissent au nom de l'État et certaines compétences dévolues à l'administration leur sont déléguées (ex: le pouvoir réglementaire) ;
- des autorités indépendantes, à la fois des secteurs contrôlés, mais aussi des pouvoirs publics.

Les AAI sont placées en dehors des structures administratives traditionnelles et ne sont pas soumises au pouvoir hiérarchique. Les pouvoirs publics ne peuvent pas leur adresser d'ordres, de consignes ou même de simples conseils. Leurs membres ne sont pas révocables.

Certification

La procédure de certification vise à s'assurer du respect par les gestionnaires de réseaux de transport (GRT) de règles d'organisation et d'indépendance vis-à-vis des sociétés exerçant une activité de production ou de fourniture au sein de l'entreprise verticalement intégrée à laquelle ils appartiennent. La séparation effective des activités de gestion des réseaux de transport et des activités de production ou

de fourniture a pour principales finalités d'éviter tout risque de discrimination entre utilisateurs de ces réseaux et de rendre les décisions d'investissement indépendantes des seuls intérêts des groupes intégrés. L'appréciation de l'indépendance du gestionnaire de réseau de transport porte sur trois thématiques principales, correspondant à l'application des règles d'organisation énoncées aux articles L. 111-11 et L. 111-13 à L. 111-39 du code de l'énergie. En premier lieu, l'organisation interne et les règles de gouvernance du GRT doivent être conformes aux règles visant à garantir l'indépendance fonctionnelle et organique du GRT.

En deuxième lieu, le GRT doit fournir des garanties suffisantes en matière d'autonomie de fonctionnement. Enfin, le GRT doit s'assurer de la mise en place d'un responsable de la conformité, en charge du contrôle du respect des obligations d'indépendance et du respect du code de bonne conduite.

Codes de réseaux européens

Élaborés par les associations européennes de gestionnaires de réseaux de transport pour l'électricité et le gaz (ENTSO), les codes de réseaux européens sont des règles communes portant sur différentes questions transfrontalières énumérées dans les règlements communautaires. Ils peuvent devenir juridiquement contraignants par la voie de la comitologie si l'Agence de coopération des régulateurs de l'énergie (ACER) fait une recommandation allant dans ce sens à la Commission européenne.

Comptage évolué

Le comptage évolué est destiné à permettre, au minimum, la mise à disposition des consommateurs, chaque mois et non plus chaque semestre, des informations exactes sur leurs consommations d'électricité ou de gaz, avec pour objectifs l'amélioration de la qualité de la facturation et une meilleure maîtrise de la consommation d'énergie par les clients. Un système de comptage évolué stocke des données (index, courbes de charge), enregistre des informations (interruption de fourniture, dépassement de puissance), peut être éventuellement paramétré, interrogé et actionné à distance (fonctionnement bidirectionnel). Le comptage évolué implique la mise en place de compteurs communicants capables de stocker les informations résultant des mesures et l'établissement de systèmes de transmission de données permettant la circulation rapide et fiable des informations contenues dans les compteurs entre les utilisateurs, les gestionnaires de réseaux et les fournisseurs.

Conseil des régulateurs européens de l'énergie (CEER)

Le Conseil des régulateurs européens de l'énergie (Council of European Energy Regulators) est une association créée en 2000 à l'initiative des régulateurs nationaux de l'énergie des États membres de l'Union européenne et de l'Espace économique européen. Les structures du CEER comprennent une assemblée générale, seule décisionnaire, un conseil de direction (board), des groupes de travail (working groups) spécialisés dans différents domaines – électricité, gaz, consommateurs, stratégie internationale, etc. – et un secrétariat installé à Bruxelles. Un programme de travail est publié chaque année. Conformément aux statuts de l'association, les décisions sont prises par consensus et, à défaut, par vote à la majorité qualifiée.

Contribution au service public de l'électricité (CSPE)

Instituée par la loi n°2003-8 du 3 janvier 2003, la contribution au service public de l'électricité (CSPE) vise à :

- compenser les charges de service public de l'électricité, qui sont supportées par les fournisseurs historiques, EDF pour l'essentiel, Électricité de Mayotte et les entreprises locales de distribution (ELD) ;
- compenser une partie des charges liées au tarif réglementé transitoire d'ajustement du marché (TaRTAM), une fois que la compensation des charges de service public de l'électricité a été effectuée (en pratique, la CSPE ne compense plus les charges liées au TaRTAM depuis 2009) ;
- financer le budget du médiateur national de l'énergie.

Les charges de service public d'électricité couvrent :

- les surcoûts résultant des politiques de soutien à la cogénération et aux énergies renouvelables et les surcoûts résultant des contrats « appel modulable » ;
- les surcoûts de production dans les zones non interconnectées au réseau électrique métropolitain continental, dus à la péréquation tarifaire nationale (Corse, départements d'outre-mer, Mayotte, Saint-Pierre-et-Miquelon et les îles bretonnes de Molène, d'Ouessant et de Sein). Les tarifs dans ces zones sont les mêmes qu'en métropole continentale alors que les moyens de production y sont plus coûteux ;
- les pertes de recettes et les coûts que les fournisseurs supportent en raison de la mise en œuvre de la tarification spéciale produit de première nécessité (TPN) et de leur participation au dispositif institué en faveur des personnes en situation de précarité ;
- les frais de gestion de la Caisse des dépôts et consignations.

Couplage des marchés (enchères explicites, enchères implicites)

Le couplage de plusieurs marchés signifie le traitement commun de leurs courbes d'offre et de demande selon leur pertinence économique, c'est-à-dire l'appariement des ordres d'achat les plus hauts avec les ordres de vente les plus bas, indépendamment du marché où ils ont été placés, mais en tenant compte des capacités d'interconnexion journalières.

En d'autres termes, dans les limites de la capacité d'interconnexion rendue disponible, la contrepartie d'une transaction sur une bourse d'échange d'électricité peut provenir d'une bourse étrangère sans que les participants aient l'obligation d'acheter explicitement la capacité correspondante à la frontière concernée. C'est une forme d'enchère implicite, par opposition aux enchères explicites auxquelles les acteurs réalisant des échanges transfrontaliers d'énergie doivent acheter la capacité d'interconnexion correspondante.

Couplage des marchés fondé sur les flux (flow-based)

Méthode de calcul de capacités d'échanges transfrontaliers fondée sur les flux.

Elle permet 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 où le différentiel de prix est le plus important). Les offres sont en effet acceptées en considérant leur impact sur les lignes en plus de leur prix et de leur volume.

Effacement de consommation

L'effacement de consommation correspond à la capacité d'un consommateur à adapter son niveau de consommation (en renonçant à certaines consommations ou en les décalant dans le temps) en fonction des signaux extérieurs qu'il reçoit. Ces signaux peuvent être automatiques (pilotage à distance des appareils de consommation) ou économiques (modulation du prix incitant le consommateur à modifier son comportement). Chez les consommateurs industriels comme chez les particuliers, les effacements de consommation introduisent de la flexibilité dans la demande en électricité, permettant d'adapter le niveau de consommation en fonction des besoins du système ou des niveaux de prix.

Énergie renouvelable

Les sources d'énergie renouvelable sont les énergies éolienne, solaire, géothermique, aérothermique, hydrothermique, marine et hydraulique, ainsi que l'énergie issue de la biomasse, du gaz de décharge, du gaz de stations d'épuration d'eaux usées et du biogaz.

Entreprise locale de distribution (ELD)

Entreprise ou régie qui assure la distribution et/ou la fourniture d'électricité ou de gaz sur un territoire déterminé, non desservi par ERDF ou GRDF.

Foisonnement

La réduction des fluctuations temporelles de l'intermittence et de la variabilité de la production d'énergie par la multiplication de sources éloignées est appelée « effet de foisonnement ». En effet, les fluctuations aléatoires de la production des sources d'énergie « fatales à caractère aléatoire » (c'est-à-dire celles dont la production ne peut être contrôlée et qui dépendent des

éléments naturels, comme les fermes éoliennes ou les installations photovoltaïques) sont statistiquement réduites lorsque ces productions sont injectées sur un même réseau électrique maillé. Plus les sources d'énergie sont nombreuses et différentes, plus la puissance moyenne dégagée est lissée.

Flow-based

Voir Couplage des marchés fondé sur les flux.

Fournisseur

Personne morale, titulaire d'une autorisation, en gaz, ou s'étant déclarée auprès des pouvoirs publics, en électricité, qui alimente au moins un consommateur final en électricité ou en gaz, soit à partir d'une énergie qu'il a produite lui-même, soit à partir d'une énergie qu'il a achetée.

Fournisseur alternatif

Sont considérés comme alternatifs les fournisseurs qui ne sont pas des fournisseurs historiques.

Fournisseur historique

Pour l'électricité, les fournisseurs historiques sont EDF, les entreprises locales de distribution (ELD), ainsi que leurs filiales ; pour le gaz, GDF SUEZ, TEGAZ, les ELD, ainsi que leurs filiales. Un fournisseur historique n'est pas considéré comme un fournisseur alternatif en dehors de sa zone de desserte historique.

Gestionnaire de réseau de transport (GRT) ou de distribution (GRD)

Société responsable de la conception, de la construction, de l'exploitation, de l'entretien et du développement d'un réseau de transport ou de distribution d'électricité ou de gaz naturel, assurant l'exécution des contrats relatifs à l'accès des tiers à ces réseaux.

Initiative régionale

Les initiatives régionales ont été mises en place en 2006 par la Commission européenne et le Groupe des régulateurs européens dans le domaine de l'électricité et du gaz (ERGEG) pour passer progressivement des marchés nationaux à l'échelle européenne, afin de faciliter l'intégration des marchés régionaux de l'électricité et du gaz par le biais d'actions concrètes. La CRE participe activement aux initiatives régionales de quatre des sept régions électriques et deux des trois régions gazières.

Loi NOME

La loi n°2010-1488 du 7 décembre 2010 portant organisation du marché de l'électricité, dite loi NOME, a pour objectif de permettre une ouverture effective du marché, dans la mesure où EDF, opérateur historique du marché, se trouve en situation de quasi-monopole sur le secteur de la production d'électricité en France. En effet, comme l'a estimé la Commission européenne à la suite d'une procédure d'enquête au titre des aides d'État, l'existence des tarifs réglementés combinée à l'insuffisance de l'accès des concurrents d'EDF à des sources d'électricité aussi compétitives que le parc nucléaire historique constitue un obstacle au développement d'une concurrence effective. La loi NOME, issue des travaux de la commission Champsaur, doit ainsi :

- assurer aux fournisseurs alternatifs un droit d'accès régulé à l'électricité nucléaire historique, dit ARENH (voir ARENH), de manière transitoire et limitée en volume à des conditions équivalentes à celles dont bénéficie le fournisseur historique EDF ;
- permettre la préservation du parc nucléaire historique d'EDF (assurer le financement du parc existant en permettant à EDF de sécuriser ses engagements à long terme pour le démantèlement et la gestion des déchets et également réaliser les investissements

nécessaires à l'allongement de la durée d'exploitation des réacteurs de son parc historique) ;

- maintenir des prix compétitifs en France pour les consommateurs finals.

La loi NOME prévoit, entre autres, le maintien des tarifs réglementés de vente pour les petits consommateurs (tarifs bleus) et la suppression des tarifs réglementés pour les gros consommateurs au 31 décembre 2015 (tarifs verts et jaunes).

Marché day ahead

Marché sur lequel s'effectuent des transactions d'échange et d'achat/vente portant sur des quantités d'électricité ou des volumes de gaz livrables le lendemain.

Marché de gros

Le marché de gros désigne le marché où l'électricité et le gaz sont négociés (achetés et vendus) avant d'être livrés sur le réseau à destination des clients finals (particuliers ou entreprises).

Marché de détail

Le marché de détail de l'électricité et du gaz naturel se divise en deux segments de clientèle :

- les clients résidentiels, qui sont les sites de consommation des clients particuliers ;
- les clients non résidentiels, qui regroupent tous les autres clients (professionnels, grands sites industriels, administrations, etc.).

Marché spot

Marché de court terme, incluant les opérations pour livraison à courte échéance.

Mécanisme d'ajustement

RTE dispose de réserves de puissance et d'énergie mobilisables lorsque l'équilibre entre la production et la consommation d'électricité est à risque (perte d'un groupe de production ou d'un élément du réseau, mauvaise estimation du niveau de consommation...) : les services système (réserves primaire et secondaire) et le mécanisme d'ajustement (réserve tertiaire). Les réserves primaire et secondaire sont activées automatiquement en quelques secondes après la rupture de l'équilibre. L'activation de la réserve tertiaire se fait manuellement en sollicitant les producteurs et les consommateurs connectés au réseau pour qu'ils activent des offres d'ajustement de leur production ou de leur consommation, à la hausse ou à la baisse, afin de maintenir l'équilibre entre production et consommation. Tout acteur qui dépose une offre sur le mécanisme d'ajustement a le libre choix du prix d'activation de l'offre (exception faite de la mise en place d'un plafond pour les offres déposées par les consommateurs sous contrat avec RTE). Lorsque RTE active une offre d'ajustement à la hausse, c'est-à-dire une offre qui permet de résoudre les déséquilibres du type « production inférieure à la consommation », RTE rémunère l'acteur qui a proposé cette offre.

A contrario, lorsque RTE active une offre d'ajustement à la baisse, RTE perçoit de l'acteur le prix de l'offre. Les charges et produits liés à l'activation des offres d'ajustement sont gérés par RTE au sein du compte Ajustements-Écarts, un compte de gestion qui a vocation à être équilibré : les coûts des déséquilibres sont imputés aux acteurs qui en sont à l'origine lors du processus de calcul et de règlement des écarts.

Médiateur national de l'énergie

Autorité administrative indépendante chargée de recommander des solutions aux litiges relatifs à l'exécution des contrats de fourniture d'électricité ou de gaz naturel et de participer à l'information des consommateurs sur leurs droits. Tous les consommateurs particuliers, ainsi que les consommateurs petits professionnels ayant souscrit une puissance électrique égale ou inférieure à 36 kVA ou consommant moins de 30 000 kWh de gaz naturel par an peuvent faire appel au médiateur.

Le champ de compétences du médiateur est encadré par la loi du 7 décembre 2006 relative au secteur de l'énergie.

Mise sous cocon

Mise en arrêt prolongé d'une centrale de production d'électricité, qui continue toutefois d'être entretenue en vue d'une éventuelle remise en service ultérieure.

Mix énergétique

Ou bouquet énergétique. Répartition, généralement exprimée en pourcentages, des énergies primaires dans la consommation d'un pays.

Obligation d'achat

Dispositif législatif et réglementaire obligeant EDF et les entreprises locales de distribution (ELD) à acheter l'électricité produite par certaines filières de production (éolien, photovoltaïque, biomasse...) à des conditions tarifaires et techniques imposées.

Offre de marché

Les prix des offres de marché sont fixés librement par les fournisseurs dans le cadre d'un contrat.

Orientation-cadre

Élaborées par l'Agence de coopération des régulateurs de l'énergie (ACER), ces orientations non contraignantes fixent des principes clairs et objectifs auxquels les codes de réseaux européens élaborés par les Réseaux européens des gestionnaires de réseaux de transport pour l'électricité (ENTSO-E) et pour le gaz (ENTSOG) doivent se conformer.

Paquet énergie-climat

Publié en juin 2009, cet ensemble de 3 directives (2009/28/CE, 2009/29/CE et 2009/31/CE) et une décision (n°406/2009/CE) vise à la réduction des émissions de gaz à effet de serre (GES) de l'Union et au renforcement de sa sécurité énergétique et de sa compétitivité grâce au développement des sources d'énergie renouvelable. Il est communément associé à l'objectif dit des « 3x20 d'ici 2020 » : l'accroissement du recours aux énergies renouvelables à 20 % de la consommation d'énergie primaire de l'Union, la réduction de ses émissions de gaz à effet de serre de 20 % par rapport aux niveaux de 1990 et l'accroissement de son efficacité énergétique de 20 % d'ici 2020.

Point d'échange de gaz (PEG)

Points virtuels du réseau de transport de gaz français où ont lieu les échanges sur le marché de gros du gaz naturel. S'y opèrent les échanges entre fournisseurs de gaz et l'approvisionnement en gaz des gestionnaires de réseaux de transport de gaz pour l'équilibrage de bilans journaliers. Depuis le 1^{er} avril 2015, il n'existe plus que 2 PEG en France : le PEG Nord et le PEG Sud.

Programmation pluriannuelle des investissements (PPI)

Dans la loi française, le ministre chargé de l'énergie fixe dans la PPI les objectifs en matière de répartition des capacités de production électrique par source d'énergie primaire et, le cas échéant, par technique de production et par zone géographique. La PPI s'inscrit dans la ligne du Grenelle de l'environnement et de l'adoption du Paquet européen énergie-climat de décembre 2008. Elle décline les objectifs de la politique énergétique (sécurité d'approvisionnement, protection de l'environnement et compétitivité) en termes de développement du parc de production électrique à l'horizon 2020. Elle contribue à la mise en œuvre de la France vers un plan d'équipement en énergies non carbonées qu'il s'agisse des énergies renouvelables ou du nucléaire.

Projets d'intérêt commun

Projets de développement d'infrastructures de transport d'électricité et de gaz dont la liste est établie par la Commission européenne après une procédure de sélection. Ces projets pourront notamment bénéficier de procédures d'autorisation facilitées et, si nécessaire, d'incitations particulières et seront éligibles à une aide au financement.

Règlement sur l'intégrité et la transparence du marché de gros de l'énergie (REMIT)

Le 28 décembre 2011 est entré en vigueur le règlement européen n°1227/2011, dit REMIT (Regulation on Energy Markets Integrity and Transparency). Celui-ci interdit les abus sur les marchés de gros de l'électricité et du gaz, à savoir :

- les opérations d'initiés consistant à utiliser une information privilégiée (c'est-à-dire une information non publique dont la publication aurait vraisemblablement un impact sur le prix de l'énergie concernée) pour intervenir sur les marchés à son profit. Les informations privilégiées doivent obligatoirement être publiées ;
- les manipulations de marché consistant à donner un signal trompeur sur le prix ou l'équilibre de l'offre et de la demande sur les marchés de l'énergie.

Cette approche est inspirée de la régulation financière, adaptée aux marchés de l'énergie. La notion d'information privilégiée fait notamment référence aux informations relatives aux installations physiques de production, de transport, de stockage et aux terminaux méthaniers. Elle est liée aux obligations de transparence prévues par le 3^e paquet énergie.

Réseaux européens des gestionnaires de réseaux de transport (ENTSO)

Il existe les ENTSO (European Network of Transmission System Operators) pour l'électricité (ENTSO-E) et pour le gaz (ENTSO-G). Les gestionnaires de réseaux de transport coopèrent au niveau de l'Union européenne *via* les ENTSO pour promouvoir la réalisation et le fonctionnement du marché intérieur du gaz naturel et de l'électricité et des échanges transfrontaliers et pour assurer une gestion optimale, une exploitation coordonnée et une évolution technique solide du réseau de transport de gaz naturel et d'électricité. Dans ce cadre, les ENTSO élaborent les codes de réseaux européens, sur la base des orientations-cadres établies par l'Agence de coopération des régulateurs de l'énergie (ACER) et en étroite concertation avec cette dernière.

Réseau de transport et de distribution d'électricité

Réseau conçu pour le transit de l'énergie électrique entre les lieux de production et les lieux de consommation. Il est composé de lignes électriques qui assurent les liaisons à des niveaux de tension donnés et de postes composés de transformateurs de tension, d'organes de connexion et de coupure, d'appareils de mesures, de contrôle-commande et de moyens de compensation de l'énergie réactive. On distingue trois hiérarchies de réseaux :

- le réseau de grand transport et d'interconnexion qui achemine, en 400 kV ou 225 kV, de grandes quantités d'énergie sur de longues distances avec un faible niveau de perte ;
- les réseaux régionaux de répartition qui répartissent l'énergie au niveau des régions qui alimentent les réseaux de distribution publique, ainsi que les gros clients industriels en 225 kV, 90 kV et 63 kV ;
- les réseaux de distribution à 20 kV et 400 kV qui desservent les consommateurs finals en moyenne tension (PME et PMI) ou en basse tension (clientèle domestique, tertiaire, petite industrie).

Réseau de transport principal, régional et de distribution de gaz

- Le réseau de transport principal est un ensemble de canalisations à haute pression et de grand diamètre, qui relie entre eux les points d'interconnexion avec les réseaux voisins, les stockages souterrains et les terminaux méthaniers, et auquel sont raccordés les réseaux de transport régionaux, les réseaux de distribution et les plus importants consommateurs industriels ;

- le réseau de transport régional est une partie du réseau de transport qui assure l'acheminement du gaz naturel vers les réseaux de distribution et vers les consommateurs finals de consommation importante, raccordés à celle-ci ;

- le réseau de distribution est un ensemble de canalisations à moyenne et basse pression, qui assure l'acheminement du gaz vers les consommateurs finals et éventuellement vers d'autres réseaux de distribution. Il est constitué principalement de canalisations de distribution, de branchements, de conduites montantes, d'organes de détente et de comptage, de robinets et d'accessoires.

Réseaux électriques intelligents

Les réseaux électriques intelligents sont aussi appelés smart grids. Ce sont les réseaux électriques publics auxquels sont ajoutées des fonctionnalités issues des nouvelles technologies de l'information et de la communication (NTIC). Le but est d'assurer l'équilibre entre l'offre et la demande d'électricité à tout instant et de fournir un approvisionnement sûr, durable et compétitif aux consommateurs. Rendre les réseaux intelligents consiste à améliorer l'intégration des systèmes énergétiques et la participation des utilisateurs de réseaux. Ces réseaux doivent être profondément reconfigurés pour intégrer la production décentralisée de sources renouvelables à grande échelle et pour favoriser une offre adaptée à la demande en mettant à la disposition du consommateur final des outils et services lui permettant de connaître sa consommation personnelle, et donc d'agir sur elle.

Sécurité d’approvisionnement

Capacité des systèmes électrique et gazier à satisfaire de façon continue la demande prévisible du marché.

Smart grids

Voir Réseaux électriques intelligents.

Tarif réglementé de vente

Les tarifs réglementés sont fixés par les pouvoirs publics. En électricité, les principales catégories de tarifs réglementés dépendent de la puissance souscrite et de la tension de raccordement. Avec l’entrée en vigueur de la loi n°2010-1488 du 7 décembre 2010 portant nouvelle organisation du marché de l’électricité (loi NOME), les tarifs jaunes et verts seront supprimés à compter du 1^{er} janvier 2016.

En gaz, les tarifs réglementés sont de deux types :

- les tarifs en distribution publique pour les clients résidentiels et professionnels raccordés au réseau de distribution consommant moins de 4 GWh par an ;
- les tarifs à souscription, pour les clients professionnels raccordés au réseau de transport du gaz et ceux raccordés au réseau de distribution consommant plus de 4 GWh par an. Ces tarifs ne sont plus disponibles : seuls les clients en bénéficiant aujourd’hui peuvent conserver leur contrat.

Tarifs d’utilisation des réseaux de transport et de distribution d’électricité (TURPE)

Pour acheminer de l’énergie à ses clients, un fournisseur paie à un gestionnaire de réseau de transport et de distribution l’utilisation de son réseau, puis en répercute le coût à ses clients. Ils s’appliquent à l’identique à tous les clients. La CRE fixe ces tarifs. Ils sont calculés de manière transparente et non discriminatoire, afin de couvrir l’ensemble des coûts supportés par les gestionnaires des réseaux dans la mesure où ces coûts correspondent à ceux d’un gestionnaire de réseau efficace.

Ten-Year Network Development Plan (TYNDP)

Plan décennal européen de développement du réseau de transport d’électricité publié par ENTSO-E dans le respect de la démarche de planification des investissements prioritaires dans les infrastructures de transport d’électricité prévue par le 3^e paquet. Ce plan doit être publié tous les deux ans et n’est pas engageant.

Sigles

ACER	Agency for the Cooperation of Energy Regulators (Agence de coopération des régulateurs de l'énergie)	ENTSO-E	European Network of Transmission System Operators for electricity (Réseau européen des gestionnaires de réseaux de transport pour l'électricité)
ADEME	Agence de l'environnement et de la maîtrise de l'énergie	ENTSO-G	European Network of Transmission System Operators for gas (Réseau européen des gestionnaires de réseaux de transport pour le gaz)
AMF	Autorité des marchés financiers	EPR	Evolutionary Power Reactor
AMM	Automated Meter Management (gestion automatisée des compteurs)	ETP	Équivalent temps plein
ANODE	Association nationale des opérateurs détaillants en énergie	ETPT	Équivalent temps plein travaillé
ARENH	Accès régulé à l'électricité nucléaire historique	EUA	European Union Allowance (quota d'émission de CO ₂ européen)
ATRD	Accès des tiers au réseau de distribution de gaz	GRD	Gestionnaire de réseau de distribution
ATRT	Accès des tiers au réseau de transport de gaz	GRT	Gestionnaire de réseau de transport
BT	Basse tension	GTC	Groupe de travail Consommateurs
CACM	Capacity Allocation and Congestion Management (orientation-cadre sur l'allocation des capacités d'interconnexion et la gestion des congestions)	GTE	Groupe de travail Électricité
CAM	Capacity Allocation Mechanisms (code de réseau sur les règles d'attribution des capacités de transport de gaz naturel)	GTG	Groupe de travail Gaz
CASC	Capacity Allocation Service Company (plate-forme d'enchères)	HTA	Haute tension A
CE	Commission européenne	HTB	Haute tension B
CEER	Council of European Energy Regulators (Conseil des régulateurs européens de l'énergie)	ITO	Independent Transmission Operator (modèle de séparation patrimoniale « Gestionnaire de réseaux de transport indépendant »)
CMP	Congestion Management Procedures	NBP	National Balancing Point (point d'échange de gaz au Royaume-Uni)
CNIL	Commission nationale de l'informatique et des libertés	NOME	Nouvelle organisation du marché de l'électricité
CoRDIs	Comité de règlement des différends et des sanctions	NSCOGI	North Seas Countries' Offshore Grid Initiative
CRE	Commission de régulation de l'énergie	PEG	Point d'échange de gaz
CSPE	Contribution au service public de l'électricité	PPE	Programmation pluriannuelle de l'énergie
CTA	Contribution tarifaire d'acheminement	PPI	Programmation pluriannuelle des investissements
DG COMP	Direction générale de la concurrence (Commission européenne)	REMIT	Regulation on Energy Markets Integrity and Transparency (règlement concernant l'intégrité et la transparence du marché de gros de l'énergie)
DG ENER	Direction générale de l'énergie (Commission européenne)	SI	Système d'information
DGEC	Direction générale de l'énergie et du climat	TPN	Tarif de première nécessité
ELD	Entreprise locale de distribution	TSS	Tarif spécial de solidarité
ENTSO	European Network of Transmission System Operators (Réseau européen des gestionnaires de réseaux de transport)	TTF	Title Transfer Facility (point d'échange de gaz aux Pays-Bas)
		TURPE	Tarif d'utilisation des réseaux publics d'électricité
		TYNDP	Ten-Year Network Development Plan

Table des matières

Message du collège	2
--------------------------	---

La Commission de régulation de l'énergie 6

1. L'organisation de la CRE..... 6

1.1. LE COLLÈGE DE LA COMMISSION.....	6
---------------------------------------	---

1.2. LE COMITÉ DE RÈGLEMENT DES DIFFÉRENDS ET DES SANCTIONS (CORDIS).....	7
---	---

2. Les missions de la CRE..... 8

2.1. LA RÉGULATION DES RÉSEAUX D'ÉLECTRICITÉ ET DE GAZ NATUREL.....	8
---	---

2.2. LA RÉGULATION DES MARCHÉS DE L'ÉLECTRICITÉ ET DU GAZ NATUREL.....	10
--	----

3. La CRE et les autres acteurs institutionnels..... 14

3.1. LA CRE ET LE PARLEMENT	14
-----------------------------------	----

3.2. LA CRE ET LES COLLECTIVITÉS TERRITORIALES.....	14
---	----

3.3. LA CRE ET LES AUTRES AUTORITÉS ADMINISTRATIVES INDÉPENDANTES	15
---	----

3.4. LA CRE ET LES INSTANCES EUROPÉENNES DE RÉGULATION	16
--	----

4. La CRE, la concertation et la transparence 17

4.1. DES CONSULTATIONS PUBLIQUES POUR RECUEILLIR L'AVIS DES ACTEURS	17
---	----

4.2. UN PRINCIPE DE TRANSPARENCE FORMALISÉ DANS LE RÈGLEMENT INTÉRIEUR.....	17
---	----

5. Les ressources humaines et les moyens budgétaires..... 18

<i>3 questions à Éric Brousseau, directeur scientifique de la chaire « gouvernance et régulation » de l'université Paris-Dauphine et du Club des régulateurs.....</i>	<i>21</i>
---	-----------

La CRE, un acteur de l'Europe de l'énergie 22

1. Les enjeux de compétitivité, de sécurité énergétique et de durabilité appellent une réponse européenne coordonnée 24

1.1. LA COMPÉTITIVITÉ ET LA SÉCURITÉ ÉNERGÉTIQUE AU PREMIER PLAN DES PRÉOCCUPATIONS EUROPÉENNES.....	24
--	----

1.2. UNE EXIGENCE DE COORDINATION RENFORCÉE PAR LES ENJEUX DE DURABILITÉ.....	25
---	----

2. Les régulateurs jouent un rôle primordial pour faire fonctionner l'Europe de l'énergie..... 26

2.1. LES RÉGULATEURS SONT MOTEURS DANS LA CONSTRUCTION DU MARCHÉ INTÉRIEUR DE L'ÉNERGIE	26
---	----

2.2. LES RÈGLES COMMUNES DE FONCTIONNEMENT DU MARCHÉ INTÉRIEUR DE L'ÉNERGIE SONT PRÉPARÉES SOUS LE CONTRÔLE DES RÉGULATEURS	27
---	----

2.3. LES RÉGULATEURS VEILLENT À CE QUE LES « MODÈLES CIBLES » ANTICIPENT LES ÉVOLUTIONS DES MARCHÉS DE L'ÉNERGIE.....	28
---	----

2.4. LES RÉGULATEURS S'ASSURENT DE LA COHÉRENCE DES PLANS DE DÉVELOPPEMENT DES INFRASTRUCTURES AUX NIVEAUX NATIONAL ET EUROPÉEN.....	29
--	----

3. Le système énergétique français s'insère de façon toujours plus étroite dans le marché européen..... 30

3.1. L'ÉVOLUTION DES RÈGLES D'ACCÈS AUX INTERCONNEXIONS FRANÇAISES S'ACCOMPAGNE DE RÉALISATIONS IMPORTANTES	30
---	----

3.2. LE DÉVELOPPEMENT DES INFRASTRUCTURES FRANÇAISES SE POURSUIT	32
--	----

4. La surveillance des marchés de gros relève d'une compétence partagée avec l'Agence européenne des régulateurs	33
4.1. L'ACER ET LES RÉGULATEURS NATIONAUX DE L'ÉNERGIE DISPOSENT DE RESPONSABILITÉS DISTINCTES.....	33
4.2. LA DÉFINITION DES MODALITÉS PRATIQUES DE MISE EN ŒUVRE DU CADRE DE SURVEILLANCE EUROPÉEN A UN IMPACT DIRECT SUR LE CADRE DE SURVEILLANCE DU MARCHÉ DE GROS FRANÇAIS	34
4.3. UNE NÉCESSAIRE IMPLICATION DES RÉGULATEURS NATIONAUX DANS LES PRÉCISIONS POUR PRÉCISER LES INTERACTIONS AVEC LA RÉGLEMENTATION FINANCIÈRE AU NIVEAU EUROPÉEN.....	35
<i>3 questions à Dominique Ristori, directeur général en charge de l'énergie à la Commission européenne</i>	37

La CRE accompagne l'ouverture du marché de détail par des actions ciblées..... 38

1. La CRE concourt à la mise en place d'un marché plus ouvert, favorable au consommateur	40
1.1. DES ACTIONS POUR ACCOMPAGNER LA FIN DES TARIFS RÉGLEMENTÉS DE VENTE POUR LES GROS CONSOMMATEURS.....	40
1.2. UN TRAVAIL COORDONNÉ AVEC L'AUTORITÉ DE LA CONCURRENCE POUR L'ACCÈS À CERTAINES DONNÉES DES FICHIERS DE CLIENTS AUX TARIFS RÉGLEMENTÉS DE GDF SUEZ ET D'EDF.....	42
1.3. LES FOURNISSEURS ALTERNATIFS POURRONT TECHNIQUEMENT PROPOSER DES TARIFS À EFFACEMENT.....	45
1.4. DES ÉVOLUTIONS DES MODALITÉS D'ACCÈS À L'ARENH POUR AMÉLIORER LA SITUATION DES FOURNISSEURS ALTERNATIFS.....	46
2. Les tarifs réglementés de vente ont évolué pour mieux prendre en compte les prix de marché	47
2.1. LA TARIFICATION PAR EMPILEMENT, UNE NOUVELLE MÉTHODOLOGIE DE CALCUL DES TARIFS DE L'ÉLECTRICITÉ.....	47
2.2. UNE TRANSPARENCE ACCRUE DU PROCESSUS DE FIXATION DES TARIFS RÉGLEMENTÉS DE VENTE DE GAZ.....	48
<i>2 questions à Bruno Lasserre, président de l'Autorité de la concurrence</i>	53

L'action de la CRE dans les zones insulaires 54

1. Les particularités des zones non interconnectées	56
1.1. LE SYSTÈME ÉLECTRIQUE DES ZNI	56
1.2. LA PÉRÉQUATION TARIFAIRE ET LA SOLIDARITÉ NATIONALE	60
1.3. LA GOUVERNANCE DE LA POLITIQUE DE L'ÉNERGIE DANS LES ZNI.....	65
2. Le rôle de la CRE dans la mise en œuvre de la politique de l'énergie des ZNI	66
2.1. CE QUI RELÈVE DE SES MISSIONS ET CE QUI N'EN RELÈVE PAS	66
2.2. LA CRE TRAVAILLE DE FAÇON TRANSPARENTE ET CONCERTÉE AVEC LES PARTIES PRENANTES	67

3. Les ZNI sont des territoires d'innovation	69
3.1. DES MODÈLES D'EXPÉRIMENTATION	69
3.2. LA GOUVERNANCE DE L'ÉNERGIE ÉVOLUE	71
<i>3 questions à Didier Robert, président du conseil régional de La Réunion</i>	73

La CRE prépare l'avenir des réseaux 74

1. Déploiement de Linky et Gazpar : la CRE contrôle la performance des gestionnaires de réseaux	76
1.1. LE RÉGULATEUR IMPLIQUÉ TRÈS EN AMONT DU DÉPLOIEMENT	76
1.2. DEUX CADRES DE RÉGULATION, DES PRINCIPES SIMILAIRES	77
1.3. QUELQUES SPÉCIFICITÉS DE LA RÉGULATION DE CHAQUE PROJET	78
2. Le régulateur prépare un cadre favorable au développement des smart grids	81
2.1. LA CRE, UN ACTEUR INDÉPENDANT QUI ORGANISE LA CONCERTATION	81
2.2. LES RECOMMANDATIONS DE LA CRE POUR ACCÉLÉRER LE DÉPLOIEMENT DES RÉSEAUX INTELLIGENTS EN BASSE TENSION	83
2.3. DES ACTIONS INSCRITES DANS LE CADRE EUROPÉEN	84
<i>3 questions à Sandra Lagumina, directrice générale de GRDF</i>	87

La CRE et la compétitivité 88

1. L'importance de l'énergie pour la compétitivité des entreprises	90
1.1. L'ÉNERGIE, UN FACTEUR DE PRODUCTION CAPITAL POUR LES ENTREPRISES GRANDES CONSOMMATRICES D'ÉNERGIE	90
1.2. L'ÉNERGIE, UN SECTEUR INDUSTRIEL MAJEUR POUR LA FRANCE	94
2. Que fait la CRE pour la compétitivité ?	95
2.1. LA PROMOTION DE LA CONCURRENCE ET L'OUVERTURE DES MARCHÉS AU BÉNÉFICE DES GRANDS CONSOMMATEURS D'ÉNERGIE	95
2.2. LE BON DÉVELOPPEMENT DES MARCHÉS DE GROS, POUR RÉALISER DES ARBITRAGES SUR LES PLACES DE MARCHÉ ADJACENTES GRÂCE AUX INTERCONNEXIONS	96
2.3. PERMETTRE AUX GRANDS CONSOMMATEURS DE MIEUX FAIRE FACE À CERTAINS ALÉAS DES MARCHÉS	98
2.4. PRÉPARER LA COMPÉTITIVITÉ DE DEMAIN EN CONTRIBUANT À DÉVELOPPER UN CADRE FAVORABLE À L'INNOVATION	100
<i>3 questions à Didier Hervé, directeur de l'activité Ecobusiness de Schneider Electric France</i>	101

Annexes 102



15, rue Pasquier - 75379 Paris cedex 08 - France
Tél. : 33 (0)1 44 50 41 00 - Fax : 33 (0)1 44 50 41 11
www.cre.fr

Conception graphique et réalisation : IDÉ EDITION
Imprimé sur papier issu de forêts durablement gérées. Achevé d'imprimer : Juin 2015

Conditions générales d'utilisation

Toute reproduction ou représentation intégrale ou partielle, par quelque procédé que ce soit, des pages publiées dans le présent ouvrage, faite sans l'autorisation de l'éditeur ou du Centre français d'exploitation du droit de copie (3, rue Hautefeuille – 75006 Paris), est illicite et constitue une contrefaçon. Seules sont autorisées, d'une part, les reproductions strictement réservées à l'usage privé du copiste et non destinées à une utilisation collective, et, d'autre part, les analyses et courtes citations justifiées par le caractère scientifique ou d'information de l'oeuvre dans laquelle elles sont incorporées (loi du 1er juillet 1992 - art. L122-4 et L122-5 et Code pénal art. 425).

ISSN 2269-9031



COMMISSION
DE RÉGULATION
DE L'ÉNERGIE

15, rue Pasquier - 75379 Paris cedex 08 - France
Tél. : 33 (0)1 44 50 41 00 - Fax : 33 (0)1 44 50 41 11
www.cre.fr