

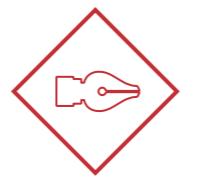


COMMISSION
DE RÉGULATION
DE L'ÉNERGIE

RAPPORT D'ACTIVITÉ 2015

Document
de référence





CRE Rapport d'activité 2015
Document de référence

SOMMAIRE

MESSAGE DU COLLÈGE	6	LA CRE CONTRIBUE À L'ÉLABORATION DU CADRE DE RÉGULATION EUROPÉEN	80
LA COMMISSION DE RÉGULATION DE L'ÉNERGIE	9	1. La CRE a activement participé à l'élaboration des codes de réseau en 2015.....80	
L'ORGANISATION ET LES MISSIONS DE LA CRE	10	2. Les autres travaux de la CRE pour contribuer aux règles communes de fonctionnement du marché intérieur de l'énergie85	
1. L'organisation de la CRE	10	3. La participation de la CRE à la consultation de la Commission européenne sur le « market design »87	
2. Les missions de la CRE.....	11		
3. La CRE et les autres acteurs institutionnels	18		
4. La CRE, la concertation et la transparence.....	20		
5. Les ressources humaines et les moyens budgétaires	21		
LA CRE, UN ACTEUR AU COEUR DE L'EUROPE	23		
1. La CRE au sein de l'ACER et du CEER	23		
2. La coopération avec les autres régulateurs.....	26		
LA CRE ET LES MARCHÉS	29	LA CRE ET LE DÉVELOPPEMENT DES ÉNERGIES RENOUVELABLES	89
DANS LE CADRE DE SA MISSION DE SURVEILLANCE, LA CRE DRESSE L'ÉTAT DES LIEUX DU MARCHÉ DE GROS	30	UN NOUVEAU CADRE POUR LE SOUTIEN AUX ÉNERGIES RENOUVELABLES A ÉTÉ DÉFINI AU NIVEAU EUROPÉEN	90
1. Le marché de gros de l'énergie a été marqué par la baisse significative des prix....30		1. Les principales conditions imposées pour le mécanisme de soutien aux énergies renouvelables.....90	
2. Le règlement européen, REMIT, est un outil juridique de surveillance des marchés au niveau européen.....38		2. Les conditions imposées pour les exonérations relatives au financement du soutien aux énergies renouvelables prévues pour les électro-intensifs90	
3. Le mécanisme de capacité a été défini pour soutenir la sécurité d'approvisionnement au niveau national.....40			
LE MARCHÉ DE DÉTAIL EST EN PLEINE ÉVOLUTION EN 2015	44	LA FRANCE A ENGAGÉ UNE RÉFORME PROFONDE DES MÉCANISMES DE SOUTIEN AUX ÉNERGIES RENOUVELABLES EN 2015	91
1. La mise en application de la loi NOME prévoit un nouveau cadre juridique pour les tarifs réglementés	44	1. Un nouveau mécanisme de soutien pour les énergies renouvelables : le complément de rémunération.....91	
2. L'information des consommateurs sur le marché de détail est encore très insuffisante.....45		2. La procédure d'appels d'offres que la CRE met en œuvre devrait être généralisée pour les installations de moyenne et grande puissance94	
3. La fin des tarifs réglementés de vente pour les professionnels marque une étape décisive de l'ouverture à la concurrence.....48		3. Les évolutions de la politique menée pour le développement des énergies renouvelables exercent une pression accrue sur les ressources de la CRE97	
LA CRE ET LES RÉSEAUX	57	LES ÉVOLUTIONS DU FINANCEMENT DES CHARGES DE SERVICE PUBLIC	98
LES TRAVAUX DE LA CRE POUR UN ACCÈS NON DISCRIMINATOIRE AUX RÉSEAUX	58	1. La croissance continue des charges de service public de l'électricité98	
1. Les travaux de la CRE définissent un cadre stable pour les tarifs de réseaux..... 58		2. Le niveau de la contribution au service public de l'électricité, prévu pour 2016 avant l'intervention de la réforme.....99	
2. Les travaux de la CRE pour assurer l'indépendance des gestionnaires de réseaux.....63		3. La réforme du financement des charges de service public de l'énergie100	
3. La CRE veille au caractère transparent et non discriminatoire des procédures et des barèmes de raccordement et des contrats d'accès aux réseaux.....65		4. Les conséquences de la réforme pour la CRE102	
4. L'accès au stockage : vers une régulation des revenus des opérateurs de stockage français	67		
LA CRE PRÉPARE L'AVENIR DES RÉSEAUX	69	FOCUS SUR LES ZONES NON INTERCONNECTÉES	104
1. La CRE approuve les investissements dans les réseaux de transport.....69		1. Le suivi des contrats en application de la méthodologie d'examen des coûts d'investissement et d'exploitation dans les ZNI.....106	
2. Les réseaux d'électricité et de gaz se modernisent.....75		2. La CRE a défini une méthodologie d'analyse des investissements pour maîtriser la demande d'électricité107	
3. Les modalités de l'accès aux données restent à définir.....78		3. La CRE est désormais en charge de proposer aux ministres de l'Énergie et de l'Économie les tarifs réglementés de vente de l'électricité dans les ZNI pour l'ensemble des consommateurs.....108	
		4. Le développement des énergies renouvelables109	
		5. L'évolution de la gouvernance dans les ZNI avec les PPE113	
		ANNEXES	115

MESSAGE DU COLLEGE

Vingt ans après la première directive libéralisant le marché du gaz et de l'électricité et après 15 ans de fonctionnement de la CRE, que peut-on dire aujourd'hui du marché de l'énergie ? Si c'est une banalité de dire que le secteur a connu de nombreux mouvements et de fortes turbulences, il est moins courant de rappeler que la situation de prix bas dans laquelle nous nous trouvons aujourd'hui n'est pas exceptionnelle. C'était celle que nous connaissions à la fin des années 90 et au début des années 2000. Le prix de l'électricité sur le marché de gros était même légèrement inférieur à ce qu'il est aujourd'hui. Le prix du pétrole était alors aux environs de 20 dollars le baril.

En d'autres termes, le contexte actuel qui crée une forte inquiétude dans l'ensemble des entreprises du secteur de l'électricité et du gaz n'est pas une situation inconnue. Ce qui est nouveau, ce sont les facteurs qui contribuent à cette baisse des prix. En 2000, le seul facteur qui déterminait le prix de gros était le prix du pétrole qui entraînait celui du gaz et, curieusement, avait une influence sur celui du charbon. Les deux composantes du coût marginal en Europe étant essentiellement le charbon et le gaz, les prix étaient bas. Ce facteur joue encore aujourd'hui et le développement considérable des gaz de schiste aux États-Unis a libéré de grandes quantités de charbon sur le marché mondial, disponibles à des prix très peu élevés.

Les nouveautés cependant sont la crise économique qui frappe l'Europe, l'augmentation de près de 40 % de la capacité installée en Europe entre 2000 et 2013 avec notamment l'arrivée massive des renouvelables et le développement des centrales à cycle combiné au gaz sur le marché européen, alors que dans le même temps la consommation n'augmentait que de 7,5 %. Cette situation, apparemment, n'avait guère été anticipée, malgré les objectifs fixés par la directive 2001/77/CE du 27 septembre 2001, qui visait une part de 22 % d'électricité produite à partir d'énergies renouvelables dès 2010, puis du paquet Energie-Climat dit « 3 fois 20 » issu des directives du 23 avril 2009 (directives 2009/28/CE, 2009/29/CE et 2009/31/CE).

En ce qui concerne la France, deux éléments supplémentaires ont modifié la situation du début des années 2000.

À la suite de la catastrophe de Fukushima, l'Autorité de sûreté nucléaire (ASN) a renforcé ses demandes en matière de sûreté. Ces exigences s'ajoutant aux nécessaires investissements de maintenance des centrales nucléaires, dont les plus jeunes ont 20 ans, les besoins en investissements à venir sont considérables.

Par ailleurs la concurrence, qui s'était développée très lentement en France, tout au moins dans l'électricité, connaît, depuis quelques mois, une réelle accélération avec la fin des tarifs réglementés pour les secteurs industriels et professionnels. La perte de près de 30 % de cette clientèle par EDF a été vécue comme une surprise par beaucoup. Or, la concurrence est désormais une réalité sur laquelle on ne reviendra pas. Déjà fortement développée sur le marché du gaz naturel ouvert à 44 %, son rythme devrait s'accélérer d'une manière similaire sur le marché de l'électricité, ce qui est une situation vraiment nouvelle pour notre pays. Les questions qui se posent aujourd'hui sont les mêmes qu'à la fin des années 90, au moment de l'ouverture des marchés, à savoir comment investir dans un contexte de prix bas et comment répondre à une réelle concurrence.

Dans ce contexte, la construction du marché européen intégré au regard de la fluidité des échanges aux frontières, en grande partie réalisée par rapport aux objectifs fixés il y a 10 ans, se poursuit avec l'harmonisation des règles de fonctionnement des codes de réseau, l'enjeu est de continuer à construire l'Europe de l'énergie tout en faisant un bilan de ce qui a déjà été réalisé. Or, un des problèmes que nous rencontrons désormais consiste en une espèce de course en avant fixant de nouveaux objectifs, dont certains aspects n'apparaissent pas toujours pertinents sur un plan économique. On peut penser par exemple au projet de fixer le niveau d'interconnexion de chaque État membre à 15 % de sa capacité de production installée d'ici à 2030. En 2002, les instances européennes avaient porté à 10 % cet objectif qui semblait réaliste au regard des modes de production « traditionnels » d'électricité de l'époque. Avec le fort développement des énergies renouvelables, le contexte a changé et l'objectif de 15 % ne prend pas en compte le productible plus faible des filières de production d'électricité à partir d'énergie renouvelable. Répondre à cet objectif entraînerait des investissements considérables. De même, il serait légitime de s'interroger sur les conséquences de l'arrivée, attendue par tous les experts, du gaz naturel liquéfié américain en Europe à partir de 2017 sur l'attractivité des différents terminaux méthaniers. L'Europe de l'énergie aura plus de force et de légitimité si elle sait prendre le temps de mesurer ce qui a déjà été accompli afin de définir sans a priori ses nouveaux objectifs.

L'un des autres défis auxquels le régulateur et l'Union européenne seront confrontés dans les années à venir sera de parvenir à concilier, d'une part, une certaine centralisation découlant de l'intégration du marché – notamment le renforcement de l'Agence de coopération européenne des régulateurs – et, d'autre part, le développement des productions et initiatives décentralisées. La Commission européenne anticipe d'ailleurs partiellement dans ses projets de « market design » un tel changement de paradigme. Aujourd'hui, les entités locales veulent en effet jouer un rôle dans la transition énergétique. Avec l'arrivée des renouvelables et l'irruption des réseaux intelligents et de la connectivité, il y a des équilibres nouveaux à trouver, tout en veillant à la protection des données personnelles. Si le prix très bas des matières premières sur le marché de gros n'est pas une nouveauté en soi, tout le reste l'est. Entre le monde du « cuivre » que nous connaissons et le monde de la fibre de demain, nous allons changer de rythme. Cette transformation qui commence, ira probablement plus vite que les précédentes.

DATE CLÉ

08/12/2015 : LA CRE PROPOSE
LE MONTANT DES TARIFS RÉGLEMENTÉS
DE VENTE D'ÉLECTRICITÉ
AU GOUVERNEMENT

CHIFFRES CLÉS

236 DÉLIBÉRATION
85 SÉANCES DE COMMISSION

MOTS CLÉS

RÉGULATION
OUVERTURE À LA CONCURRENCE
CONCERTATION

L'organisation et les missions de la CRE 10

La CRE, un acteur au cœur de l'Europe 23



LA COMMISSION DE RÉGULATION DE L'ÉNERGIE

La CRE concourt au bon fonctionnement des marchés de l'électricité et du gaz naturel au bénéfice des consommateurs finals dans le cadre de la construction d'un marché européen et en cohérence avec les objectifs de la politique énergétique.

L'ORGANISATION ET LES MISSIONS DE LA CRE

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, codifiée 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.

1.1. Le collège de la CRE

Le code de l'énergie prévoit que le collège de la CRE, qui respecte la parité entre hommes et femmes, est composé de six membres. Les membres autres que le président comprennent :

- 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 le Président 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 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. Le collège est renouvelé par tiers 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 : non-respect des règles d'incompatibilité, manquement grave ou empêchement. 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

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

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 CoRDiS

Le CoRDiS, créé par la loi n°2006-1537 du 7 décembre 2006, est composé de quatre membres : deux conseillers d'État désignés par le vice-président du Conseil d'Etat 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 certains 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 au Comité de règlement des différends et des sanctions de la Commission de régulation de l'énergie a permis de conforter le pouvoir de sanction au CoRDiS. Dans le prolongement de ce décret, le CoRDiS a, par une décision du 11 mars 2015, adopté un nouveau règlement intérieur précisant les règles de procédure applicables devant lui. Si la procédure de règlement des différends fait l'objet de plusieurs améliorations tendant à renforcer le respect du contraire, les principales modifications concernent la procédure de sanction.

2. LES MISSIONS DE LA CRE

“

En 2015, pour effectuer ses diverses missions, le collège de la CRE a rendu 236 délibérations et s'est réuni 85 fois en séance formelle.

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, fournisseurs) 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 figure à l'article R. 134-1 du code de l'énergie. En 2015, pour effectuer ses diverses missions, le collège de la CRE a rendu 236 délibérations et s'est réuni 85 fois en séance formelle (une séance correspond à une journée).

2.1. La régulation des réseaux de gaz et d'électricité

Depuis la loi du 10 février 2000, les missions dévolues à la CRE n'ont jamais cessé de se développer. La loi n° 2010-1488 du 7 décembre 2010 portant organisation

du marché de l'électricité, dite loi NOME, 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 et la loi n° 2015-992 du 17 août 2015 relative à la transition énergétique pour la croissance verte dite LTECV 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 assurer cette exigence et à veiller 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 pour le marché du gaz naturel et 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 aux dits 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.

S'agissant de 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

La CRE veille au bon fonctionnement et au développement des réseaux et infrastructures d'électricité et de gaz naturel liquéfié. Ainsi, elle 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 la transposition 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. 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 aux gestionnaires de réseaux de transport la modification de son plan décennal d'investissement. 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 CRE est aussi la garante de l'indépendance des gestionnaires de réseaux, elle approuve les règles comptables de séparation des activités entre production, transport et distribution d'électricité, et les autres activités des opérateurs intégrés d'électricité et entre transport, distribution, stockage de gaz naturel et exploitation d'installation de gaz naturel liquéfié et les autres activités des opérateurs intégrés de gaz naturel. Elle exerce une fonction de veille et de surveillance pouvant conduire à l'exercice de ses pouvoirs d'enquête et de sanction.

De plus, 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 gaz⁽²⁾.

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.115).

Enfin, 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. Dans le cadre de l'évaluation de l'indépendance des gestionnaires de réseaux, le 23 juin 2015, la CRE a publié une délibération portant communication sur les réponses apportées par ERDF, GRDF et leurs maisons mères aux demandes relatives à leur mise en conformité avec les dispositions de l'article L.111-64 du code de l'énergie (cf. page 63).

(2) Article L. 111-7 du code de l'énergie

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 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 n° 2010-1249 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 CoRDIS de la

CRE a le pouvoir de sanctionner les manquements et infractions à ce règlement. Le 7 janvier 2015 a marqué un tournant opérationnel avec l'entrée en vigueur du règlement d'exécution concernant la collecte des données transactionnelles sur les marchés de gros du gaz et de l'électricité. Ce règlement fixe comme dates clés les 7 octobre 2015 et 7 avril 2016 pour le début de la collecte par l'ACER, en fonction de la nature des contrats échangés, la collecte ayant concrètement démarré depuis le 7 octobre pour les données transactionnelles stan-

dard. La CRE établit dans le cadre de cette mission un rapport annuel sur le fonctionnement des marchés de gros, dont la 8^e édition a été publiée en décembre 2015 (cf. annexes p.120).

Concourir au bon fonctionnement des marchés de détail

La CRE concourt au bon fonctionnement des marchés de détail. Elle 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 techniques⁽³⁾. 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

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

de cette mission un rapport annuel sur la surveillance des marchés de détail, dont la 4^e édition a été publiée en décembre 2015 (cf. annexes p.119).

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 8 décembre 2015, ceux-ci étaient arrêtés par les ministres chargés de l'Économie et de l'Énergie, après avis de la CRE. En 2016, la CRE sera chargée pour la première fois de proposer aux ministres chargés de l'Économie et de l'Énergie, les 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.

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, valorisant des déchets ménagers par exemple ou utilisant des énergies renouvelables. 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. Le ministre chargé de l'Énergie élaboré le cahier des charges d'un tel appel d'offres et le soumet pour avis à la CRE. La CRE procède au dépouillement et à l'instruction des offres. Le ministre désigne le ou les candidats retenus après avoir recueilli l'avis de la CRE si le choix qu'il envisage diffère du classement établi par la CRE.

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. 121-9 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. Elle propose également le montant de la contribution au tarif social de solidarité (CTSS) ainsi que le montant de la contribution applicable par kilowattheure (articles L 121-9 et L 121-38 du code de l'énergie). Enfin, la CRE propose aux ministres chargés de l'Économie et de l'Énergie le montant des reversements effectués au profit des opérateurs supportant des charges de service public.

La CRE a également donné son avis, dans une délibération du 9 décembre 2015, sur deux projets de décrets relatifs à la mise en œuvre du dispositif de complément de rémunération prévu à l'article L. 314-18 du code de l'énergie, et modifiant le régime de l'obligation d'achat en application de la loi n° 2015-992 du 17 août 2015 relative à la transition énergétique pour la croissance verte (cf. page 16).

La gestion du dispositif de l'ARENH

La CRE propose au ministre chargé de l'Énergie les conditions dans lesquelles s'effectue la vente de l'Accès Régulé à l'Électricité Nucléaire Historique (ARENH). En application de la loi NOME, cette vente est ouverte 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 (plafond fixé par les ministres de l'Énergie et de l'Économie après avis de la CRE, dans la limite du plafond

de 100TWh fixé par la loi), 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. Pour le moment, le Gouvernement n'a pas encore publié le décret fixant la méthodologie du calcul du prix de l'ARENH.

Informier l'ensemble des consommateurs

Pour assurer sa mission d'information des consommateurs, la CRE a créé, avec le Médiateur national de l'énergie, le site Internet Énergie-Info, un service d'information partagé qui répond aux questions que se posent les consommateurs. 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 Énergie-Info du Médiateur national de l'énergie auquel contribue la CRE 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.

Dès 2014, 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 a également été diffusée 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. Enfin, un site internet, www.tarifsreglementes-cre.fr, a été mis en ligne en juin.

En 2015, la CRE a souhaité renforcer l'information des consommateurs en écrivant directement aux plus de 10 000 consommateurs concernés par la fin des tarifs réglementés de vente de gaz et en menant une campagne téléphonique auprès des syndics de copropriétés bénéficiant du dispositif de continuité de fourniture assuré par GRDF, afin de les sensibiliser aux risques de coupure. Enfin la CRE a organisé une table ronde en septembre 2015 afin d'identifier les retours d'expérience des acteurs concernés (cf. page 49).

2.3. Les nouvelles missions de la CRE issues de la loi n° 2015-992 du 17 août 2015 relative à la transition énergétique pour la croissance verte

La régulation des revenus autorisés des opérateurs de stockages souterrains de gaz naturel

Une nouvelle mission relative à la régulation des revenus autorisés des opérateurs de stockages souterrains de gaz naturel pourrait être prochainement confiée à la CRE par le Gouvernement.

“

En 2015, la CRE a souhaité renforcer l'information des consommateurs en écrivant directement aux plus de 10 000 consommateurs concernés par la fin des tarifs réglementés de vente de gaz et en menant une campagne téléphonique auprès des syndics de copropriétés.

En effet, en mars et en avril 2015, la Direction générale de l'énergie et du climat (DGEC) a mené une consultation publique dans laquelle elle a proposé une régulation par la CRE des stockages souterrains de gaz naturel et présenté pour cela deux mécanismes possibles.

En parallèle, l'article 167 de la LTECV introduit la possibilité pour le Gouvernement de modifier par voie d'ordonnance les dispositions du code de l'énergie relatives à l'accès des tiers aux stockages souterrains de gaz naturel, ainsi que celles relatives aux missions de la CRE, dans le but « *de renforcer la sécurité de l'approvisionnement gazier et, si nécessaire pour l'atteinte de cet objectif, de réguler les tarifs des capacités de stockage souterrain de gaz naturel* ».

La CRE, dans sa réponse à la consultation publique de la DGEC publiée le 16 avril 2015, a répondu favorablement à la mise en œuvre d'une régulation des stockages de gaz. Elle a considéré que si une régulation des tarifs d'accès aux stockages ou des revenus autorisés des opérateurs était mise en place, il serait naturel que cette mission lui soit confiée. En outre, elle a rappelé que les textes devront laisser de la souplesse au régulateur, dans la définition des paramètres de régulation, pour assurer la mise en œuvre d'une régulation incitative efficace. Néanmoins, elle a précisé qu'elle ne serait pas en mesure d'assurer cette nouvelle mission de façon satisfaisante sans ressources supplémentaires.



LES 13 NOUVELLES MISSIONS DE LA CRE ISSUES DE LA LTECV

La loi n°2015-992 du 17 août 2015 relative à la transition énergétique pour la croissance verte comporte, dans 17 articles distincts, 29 références à la CRE, qu'elle investit expressément de 13 nouvelles missions au total :

- évaluation technico-économique d'un dispositif d'affichage en temps réel des données de consommation (article 28) ;
- avis sur les conditions d'achat des énergies renouvelables spécifiques à un DROM (article 104) ;
- avis sur les arrêtés relatifs au complément de rémunération (article 104) ;
- méthode de calcul du coût prévisionnel des Schémas Régionaux de Raccordement au Réseau des Énergies Renouvelables (article 148) ;
- réception et contrôle de la légalité des notifications de suspension du mécanisme d'ajustement par RTE (article 150) ;
- évaluation technique et économique des mesures liées à la conversion au gaz H des infrastructures alimentées par du gaz B (article 164) ;
- calcul des coûts d'exploitation à prendre en compte pour la péréquation tarifaire des gestionnaires de réseaux d'électricité ayant plus de 100 000 clients (article 165) ;
- possibilité de réguler le stockage de gaz (article 167) ;
- élaboration d'un rapport public sur les effacements et proposition le cas échéant de modifications des règles relatives au versement et avis sur les projets de décret correspondant (article 168) ;
- approbation des conventions relatives au service de flexibilité locale (article 199) ;
- approbation des règles particulières liées aux conditions d'accès et à l'utilisation des réseaux expérimentaux smart grids (article 200) ;
- avis sur les dispositions spécifiques prises par les régions Guadeloupe et Martinique dans le cadre de leurs habilitations respectives (article 205) ;

- avis sur l'arrêté relatif aux conditions d'agrément des consommateurs finals dont la consommation peut être interrompue, les modalités techniques générales de l'interruption et les conditions dans lesquelles les gestionnaires de réseaux de transport compensent les consommateurs finals agréés (article 158).

En parallèle à ces missions supplémentaires, la CRE peut désormais faire contrôler, aux frais des entreprises et dans une mesure proportionnée à l'objectif poursuivi et à la taille de l'entreprise concernée, les informations qu'elle recueille dans le cadre de ses missions (article 169).

Ces nouvelles missions seront source d'une forte croissance des activités de la CRE. Or ses effectifs n'ayant pas augmenté en 2016, ils seront manifestement insuffisants pour faire face à l'extension de l'ensemble de ses missions.

3. LA CRE ET LES AUTRES ACTEURS INSTITUTIONNELS

3.1. La CRE et le Parlement

L'indépendance à l'égard du Gouvernement est l'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 les directives européennes. Néanmoins, 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 ».

“

Le président et les services de la CRE ont été auditionnés

8 fois par l'Assemblée nationale et le Sénat au cours de l'année 2015.

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. Les agents de la CRE se rendent également disponibles pour informer les administrateurs du Parlement sur le fonctionnement des marchés de l'énergie et du gaz naturel lorsqu'ils les sollicitent.

Le président et les services de la CRE ont ainsi été auditionnés huit fois par l'Assemblée nationale et le Sénat au cours de l'année 2015. 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 celle menée par le Sénat sur les autorités administratives indépendantes ;
- 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'élaboration de la loi n° 2015-992 du 17 août 2015 relative à la transition énergétique pour la croissance verte, mais aussi dans le cadre de la réforme du dispositif de CSPE dans la loi n° 2015-1786 du 29 décembre 2015 de finances rectificative pour 2015 (cf. page 101).
- débattre sur les crédits qui doivent être alloués à la CRE et de la réforme de la fiscalité énergétique : le président de la CRE et le directeur général ont été auditionnés, dans le cadre de l'élaboration de la loi n° 2015-1786 du 29 décembre 2015 de finances pour 2016, par les Commissions des affaires économiques des deux chambres, ainsi que par la Commission des finances de l'Assemblée nationale.

3.2. La CRE et les collectivités territoriales

En matière d'énergie, les collectivités territoriales assurent cinq grandes fonctions : elles développent la production à partir d'énergies renouvelables, distribuent – c'est leur mission historique – et consomment l'énergie, elles aménagent leurs territoires et elles 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.

En mars 2016, un commissaire et deux agents de la CRE sont allés en Guyane pour auditer les installations de production d'EDF SEI, et partager avec les acteurs locaux les enjeux énergétiques du territoire.

Enfin, la CRE convie 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 à l'interview publiée dans sa lettre d'information, *Décryptages*.

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, en particulier avec l'Autorité de la concurrence et l'Autorité des marchés financiers (AMF).

L'article L. 134-16 du code de l'énergie prévoit 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 concurrence dont il a connaissance dans les secteurs de l'électricité ou du gaz naturel* ». Il peut également la saisir pour avis.

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

La CRE et l'Autorité de la concurrence sont en outre souvent saisies pour avis des mêmes projets de décrets. Leurs missions sont complémentaires et les articulations entre elles sont nombreuses. Comme le rappelle l'exposé des motifs du projet de la loi NOME, la CRE a notamment pour mission la surveillance de la cohérence des prix proposés par les acteurs du marché de l'électricité avec leurs contraintes économiques tandis que le contrôle des pratiques anticoncurrentielles relève de l'Autorité de la concurrence en vertu des articles L. 420-1 et suivants du code de commerce. « *Les fonctions de régulation du marché de l'électricité et d'autorité en charge de la concurrence sont nettement distinctes. La première vise à garantir qu'un marché anciennement soumis à un monopole public s'ouvre à la concurrence dans des conditions équitables et dans le respect d'objectifs d'intérêt général spécifiques au marché et fixés par la loi (sécurité nationale, garanties de service public, objectifs industriels stratégiques, par exemple). La seconde fonction vise à garantir que la compétition économique entre les acteurs du marché s'exerce librement et loyalement, c'est-à-dire que les pratiques de ces acteurs ne conduisent pas à fausser le jeu normal de la concurrence.* »⁽⁴⁾

(4) Rapport fait au nom de la commission de la production et des échanges sur le projet de loi (n° 1253) relative à la modernisation et au développement du service public de l'électricité, par M. Christian Bataille, député, p. 273

La CRE travaille régulièrement avec l'AMF dans le cadre de ses missions relatives à la surveillance des marchés. En effet, l'Article 1 du règlement REMIT relatif à l'intégrité et à la transparence du marché de gros de l'énergie prévoit que les autorités de régulation nationales et les autorités financières compétentes des États membres « coopèrent pour garantir une approche coordonnée ». La coopération entre la CRE et l'AMF, ainsi que le principe de saisine mutuelle sont également mentionnés dans l'article L. 134-17 du code de l'énergie, dans l'article L. 621-21 du code monétaire et financier, ainsi que dans la loi de Régulation bancaire et financière, qui propose une régulation du marché du CO₂ cohérente et complémentaire reposant sur la coopération entre les deux régulateurs sectoriels. Afin de mettre en œuvre cette coopération, la CRE et l'AMF se rencontrent régulièrement pour partager leurs informations, et plus globalement leur expertise respective concernant la surveillance des quotas d'émission de CO₂, de l'électricité, du gaz naturel. Les principes et modalités de cette coopération sont définis plus précisément dans le protocole d'accord signé par les deux autorités le 10 décembre 2010.

Par ailleurs, le développement des smart grids est par définition un sujet transverse qui amène la CRE à renforcer sa collaboration avec les autres régulateurs travaillant sur ce sujet. Ainsi, avec la Commission nationale informatique et libertés (CNIL) et l'Agence nationale de sécurité des systèmes d'information (ANSSI), la CRE réfléchit à la protection des nombreuses données personnelles issues du déploiement des technologies de l'information et de la communication sur les réseaux d'énergie et à la cybersécurité des réseaux intelligents.

La CRE rencontre également régulièrement l'Autorité de régulation des communications électroniques et des postes (ARCEP) sur le sujet du haut débit par le biais du groupe de travail pour la mise en œuvre de la fibre optique sur les poteaux des réseaux électriques et téléphoniques. La CRE a également été auditionnée par l'ARCEP dans le cadre du cycle de travaux que celle-ci a entamé sur le sujet de l'internet des objets.

Enfin, en 2015, les services de la CRE et de l'Autorité de régulation des activités ferroviaires et routières (ARAFTER) ont eu des échanges sur le comptage ferroviaire pour que ce système réponde aux besoins que feront naître l'ouverture du marché ferroviaire et la création de nouveaux gestionnaires de réseaux ferrés.

4. LA CRE, LA CONCERTATION ET LA TRANSPARENCE

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 2015, les acteurs ont ainsi été consultés sur des sujets aussi variés que le dispositif d'accès régulé à l'électricité nucléaire historique (ARENH), le projet de cahier des charges de l'appel d'offres bois énergie et méthanisation ou la fixation du prochain tarif d'utilisation des réseaux publics de distribution de gaz naturel de GRDF.

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

15
consultations publiques

72
acteurs auditionnés par le collège

83
réunions de concertation

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.

Cette année, la CRE a ainsi lancé 15 consultations publiques. Au total, 72 acteurs ont été auditionnés par le collège en 2015 dont certains à plusieurs reprises, en fonction des thématiques. Ces consultations peuvent aussi prendre la forme d'ateliers ou de tables rondes rassemblant les acteurs du secteur.

En 2015, la CRE a organisé 83 réunions de concertation dont 41 en électricité, 41 en gaz naturel et une mixte sur la fin des tarifs réglementés de vente. La CRE a également participé à de nombreuses réunions de concertation, notamment organisées par la DGEC comme par exemple lors de la préparation des textes d'application de la Programmation pluriannuelle de l'énergie prévue par la LTECV.

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.

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.120 et 121). Elle y contribue par ailleurs à travers le service Énergie-Info.

En outre, La CRE veille à assurer la transparence de ses propres travaux pour assurer 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 dans l'ensemble de ses outils de communication.

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 lancement de nombreux 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. Enfin la LTECV a également ajouté 13 missions supplémentaires. Or les effectifs et le budget de fonctionnement du régulateur français de l'énergie ont régressé au cours de la même période. Ils sont en outre systématiquement amputés en cours d'année par des mesures de gel budgétaire.

— Évolution du plafond d'emploi de la CRE

Équivalent temps plein	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016
Commissaires	3	3	5	5	5	6	6	6
Agents	128	128	126	126	125	124	121	121
Total	131	131	131	131	130	130	127	127

Les 121 ETPT de la CRE disposent de l'intégralité des compétences de tarification des réseaux et des infrastructures d'électricité (TURPE) et de gaz (ATRD, ATRT, ATT), que la CRE partageait antérieurement avec les ministères chargés de l'Énergie et de l'Économie et des Finances. La CRE détermine désormais elle-même ces tarifs, pour lesquels elle n'avait jusqu'alors qu'un pouvoir de proposition. Pour autant les effectifs correspondants n'ont pas été transférés du département ministériel vers l'autorité administrative indépendante. Il faut rappeler ici que ces tarifs représentent une charge de 20 milliards d'euros par an pour les consommateurs.

Une comparaison des ressources humaines des autorités européennes de régulation de l'énergie en 2015 place la CRE très largement derrière les autres grands pays européens (878 collaborateurs au Royaume-Uni, 298 en Allemagne, 172 en Italie).

Dans la plupart de ces pays, les effectifs des régulateurs ont augmenté au cours des dernières années, reflétant à la fois l'accroissement de leurs missions et la nécessité d'une approche plus fine de la régulation des tarifs et des investissements des opérateurs de réseaux en situation de monopole.

Le manque d'effectifs de la CRE affecte en outre ses missions relatives aux appels d'offres en matière d'énergies renouvelables et à la publication de ses rapports, notamment concernant la surveillance des marchés de détail :

- La CRE n'est plus en mesure de tenir les délais prévus par les textes et par les cahiers des charges s'agissant des appels d'offres en matière d'énergies renouvelables, alors même qu'il est prévu un fort développement de cette activité. Ainsi, le cahier des charges du dernier appel d'offres relatif aux installations photovoltaïques dans les ZNI a-t-il été élaboré avec plus de 6 mois de retard et l'instruction de la première période de l'appel d'offres photovoltaïques 100-250 kW a-t-elle été effectuée avec plus de 3 mois de retard.
- La CRE ne parvient pas à publier ses rapports sur la surveillance des marchés de détail et sur les codes de bonne conduite et d'indépendance à une fréquence annuelle. Depuis l'entrée en vigueur de la loi NOME en décembre 2010, la CRE n'a publié que 3 rapports sur la surveillance des marchés de détail (en janvier 2013, janvier 2014, novembre 2015). Or, l'exercice de ces missions est essentiel, dans un contexte marqué notamment par la fin des tarifs réglementés de vente pour les professionnels, qui justifie une vigilance accrue à l'égard des pratiques des opérateurs et un travail de pédagogie à l'égard des consommateurs concernés (en particulier, en l'absence d'une démarche de communication du gouvernement sur ce sujet).

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.

Au 31 décembre 2015, la CRE comptait 124 agents (hors commissaires), dont 54 femmes et 70 hommes.

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 2015, pour 46 postes ouverts au recrutement, la CRE a reçu plus de 2 000 candidatures, 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 36 ans. En 2015, 61 % des agents ont suivi au moins une action de formation continue pour un budget alloué de 121 000 euros.

LA CRE, UN ACTEUR AU CŒUR DE L'EUROPE

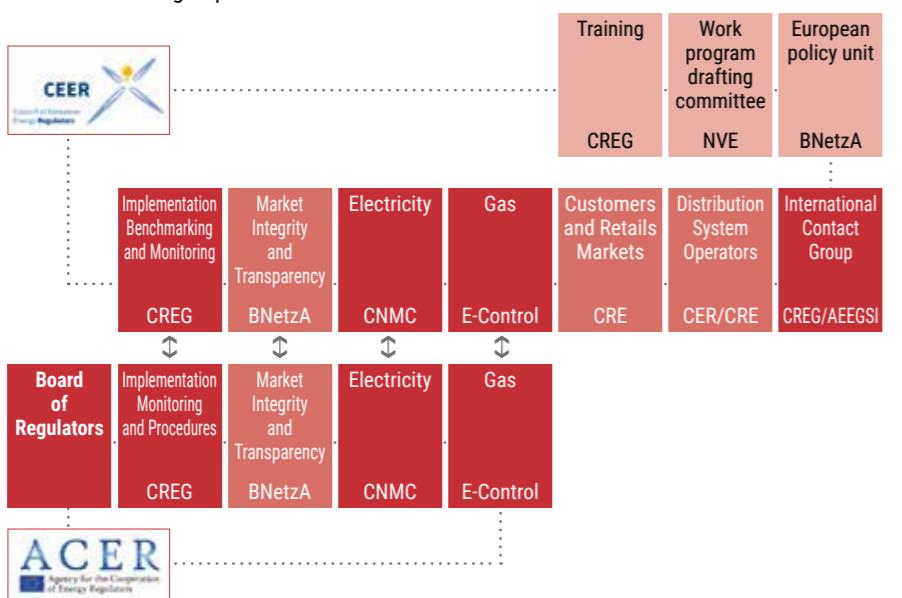
1. LA CRE AU SEIN DE L'ACER ET DU CEER

1.1. La CRE et les instances de coopération des régulateurs européens

La CRE participe activement à la construction d'un marché unique de l'énergie au sein des instances européennes de régulation que sont le Conseil des régulateurs européens de l'énergie (CEER) et l'Agence de coopération des régulateurs de l'énergie (ACER). Elle estime sa contribution aux travaux des instances de coopération des régulateurs européens à plus de 15 ETP. En 2015, elle a notamment participé aux 10 réunions du Conseil des régulateurs de l'ACER, qui est chargé de donner des indications au directeur de l'Agence sur l'exécution de ses tâches, et aux 10 assemblées générales du CEER.

La CRE est représentée dans tous les groupes de travail du CEER et de l'ACER au sein desquels elle travaille à l'élaboration des règles de fonctionnement du marché intérieur. En outre, elle a assuré en 2015 la (co/vice-)présidence de trois groupes de travail du CEER :

- **Distribution Systems Working Group (DS WG)**, chargé de travailler sur l'évolution des systèmes de distribution et la régulation des gestionnaires de réseaux de distribution d'électricité et de gaz. Hélène Gassin, commissaire à la CRE, en est la co-présidente.
- **Market Integrity and Transparency Working Group (MIT WG)**, qui aborde les questions de transparence et de surveillance, ainsi que les liens entre la législation relative aux marchés de gros et la législation pertinente sur les marchés financiers. Fadhel Lakhouda, directeur à la CRE, en est le vice-président.
- **Customers and Retail Markets Working Group (CRM WG)**, qui travaille sur les droits des consommateurs, le comptage intelligent, le design et la surveillance des marchés de détail. Il promeut la concurrence dans l'intérêt des consommateurs. Patricia de Suzzoni, conseillère du président de la CRE, en est la présidente.

Schéma des groupes de travail du CEER et de l'ACER**FOCUS SUR LES INSTANCES EUROPÉENNES DE RÉGULATION**

Le Conseil des régulateurs européens de l'énergie (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. Le CEER accueille par ailleurs, en qualité d'observateurs, les régulateurs suisses, de l'ancienne République Yougoslave de Macédoine, du Monténégro et du Kosovo. Le CEER 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 réseaux intelligents, la durabilité et l'information des consommateurs. Il émet ainsi des recommandations non contraignantes dans les domaines de la distribution, du fonctionnement des marchés de détail et de la protection des consommateurs, de l'énergie durable ainsi que du stockage de gaz et du gaz naturel liquifié. Le CEER est également la voix des régulateurs nationaux auprès des institutions européennes et sur la scène internationale. La CRE est membre du CEER depuis sa création en mars 2000.

L'Agence de coopération de régulateurs de l'énergie (ACER) est une agence européenne dotée de la personnalité juridique et basée à Ljubljana. Instituée par le 3^e paquet énergie, elle est opérationnelle depuis le 3 mars 2011. Sa mission 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'énergie. Elle est, entre autres, responsable de la surveillance du respect des codes de réseau européens par les gestionnaires de réseaux de transport pour l'électricité et le gaz. Elle dispose de pouvoirs de décision individuelle sur les sujets transfrontaliers tels que les conditions d'accès et de sécurité ou les exemptions, ainsi que d'une compétence de surveillance des marchés de gros de l'énergie, en coordination avec les régulateurs nationaux. Elle contribue également au développement coordonné des infrastructures énergétiques de l'Union.

1.2. La participation des services de la CRE aux autres groupes de concertation européens

La CRE participe également aux forums créés par la Commission européenne pour faciliter la concertation au niveau communautaire entre les acteurs de marchés sur les aspects touchant à la régulation du marché intérieur de l'énergie. Ces forums réunissent la Commission européenne, les autorités nationales de régulation, les États membres et les parties intéressées, afin de discuter de questions tant générales que techniques. Ils sont au nombre de quatre :

- Le forum de Florence : créé en 1998, il est dédié aux aspects de la régulation touchant au marché de l'électricité. Il se réunit deux fois par an.
- Le forum de Madrid : créé en 1999, il est dédié aux questions ayant trait au fonctionnement du marché du gaz naturel. Il se réunit deux fois par an.
- Le forum de Londres : créé en 2008, il traite des aspects réglementaires touchant aux marchés de détail et à la protection des consommateurs européens d'électricité et de gaz naturel. Il se réunit une fois par an.
- Le forum de Copenhague : il traite des aspects réglementaires et financiers liés au développement et renforcement des infrastructures énergétiques. Il s'est réuni pour la première fois en novembre 2015.

En outre, les régulateurs et la Commission européenne ont lancé en 2006 les initiatives régionales en électricité et en gaz afin de faciliter l'intégration des marchés régionaux de l'électricité et du gaz par l'intermédiaire d'actions concrètes. La CRE concourt activement aux initiatives régionales de quatre des sept régions électriques et de deux des trois régions gazières en coopération étroite avec ses homologues et l'ACER.

Enfin, la CRE est amenée à participer aux conférences, ateliers de travail et formations organisés par différents organismes européens, notamment l'École de régulation de Florence (*Florence School of Regulation*).

Au total, les agents de la CRE ont effectué, en 2015, 303 missions de courte durée pour participer aux travaux des régulateurs européens.

1.3. La contribution de la CRE au débat européen

Le 15 juillet 2015, la Commission européenne a engagé une réflexion en profondeur sur l'organisation du marché de l'énergie, dans le cadre de la stratégie de l'Union de l'énergie lancée en février. Cette initiative vise à prendre en compte les évolutions récentes, en particulier celles qui ont affecté le marché de l'électricité. Pour ce faire, la Commission a lancé une consultation publique, qui porte notamment sur les aspects liés à la gouvernance afin de recueillir le point de vue des acteurs sur l'adéquation du cadre de régulation existant et sur l'utilité d'un renforcement des compétences de l'ACER. Les régulateurs européens, via l'ACER et le CEER, y ont apporté une réponse commune dans laquelle ils soulignent le bilan positif des cinq premières années de coopération des régulateurs nationaux au sein de l'ACER. En effet, des résultats importants ont été atteints, tels que la publication d'avis et de recommandations sur les codes de réseau, la mise en œuvre progressive de la législation relative à la surveillance des marchés de gros (REMIT) ou encore les travaux sur les projets d'intérêt commun. Les régulateurs y soulignent la nécessité de poursuivre la mise en œuvre du 3^e paquet énergie et des codes de réseau, ainsi que d'appliquer le règlement REMIT.

Ils y formulent également des propositions spécifiques qui visent à améliorer le fonctionnement du marché de gros, à permettre une meilleure intégration régionale, à favoriser une plus grande participation des acteurs et à renforcer la gouvernance existante. À cet égard, les régulateurs ont rappelé que la vision « Bridge 2025 » de l'ACER et du CEER, publiée en septembre 2014, contenait déjà plusieurs recommandations allant dans le sens d'un renforcement de l'Agence, dans la mesure où les politiques énergétiques deviennent plus matures et qu'un tel renforcement s'inscrirait dans la logique d'une intégration européenne plus poussée des politiques énergétiques nationales. La CRE s'associe pleinement à cette réponse et l'a complétée par une réponse séparée, dans laquelle elle a fait part de son expérience sur les points particuliers que sont les effacements, le développement des interconnexions et le niveau d'harmonisation des marchés de l'équilibrage.

2. LA COOPÉRATION AVEC LES AUTRES RÉGULATEURS

2.1. Les rencontres bilatérales avec les autres régulateurs

Une coopération poussée est nécessaire entre les régulateurs européens. Des réunions bilatérales peuvent ainsi permettre de progresser sur les sujets communs, tels que l'approbation des règles d'accès aux interconnexions, les décisions d'octroi de dérogations ou encore les décisions d'allocation des coûts des infrastructures trans-frontalières. En 2015, des rencontres à haut niveau ont eu lieu entre la CRE et ses homologues espagnol, la CNMC (*Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia*) ; allemand, la BNetzA (*Bundesnetzagentur*) ; letton, la PUC (*Public Utilities Commission*) ; belge, la CREG (Commission de Régulation de l'Électricité et du Gaz) ; anglais, l'Ofgem (*Office of Gas and Electricity Markets*).

Par ailleurs, l'établissement d'échanges à haut niveau permet de renforcer certains liens bilatéraux et la compréhension mutuelle avec nos homologues les plus proches géographiquement. La coopération transfrontalière s'est ainsi poursuivie en 2015 afin de débattre des évolutions récentes et des défis futurs de la régulation de l'énergie.

En dehors de l'Union européenne, la CRE répond également aux demandes ponctuelles d'information ou d'intervention de ses homologues internationaux sur des sujets techniques précis. Les services de la CRE ont ainsi accueilli une quinzaine de délégations étrangères en 2015, en provenance du Japon, d'Arabie Saoudite, de Chine, d'Ukraine, de Roumanie, de Singapour, du Brésil, de Nouvelle-Zélande ou encore du Mexique. Elle participe ainsi à la promotion des principes français et européens de régulation sur la scène internationale.

2.2. La participation de la CRE aux autres cadres de coopération multilatérale des régulateurs

La CRE est également membre de l'association des régulateurs méditerranéens (MEDREG), qui regroupe des membres de la quasi-totalité des pays du pourtour méditerranéen, afin d'échanger sur leurs expériences et bonnes pratiques en matière de régulation de l'énergie. Elle en préside le groupe de travail dédié aux questions relatives à l'électricité.

En 2015, la CRE a participé à la 6^e édition du Forum mondial sur la régulation de l'énergie (WFER6), rendez-vous triannuel qui s'est tenu du 25 au 28 mai à Istanbul.

15
délégations
étrangères
accueillies
en 2015

Il a permis aux 120 intervenants et aux quelques 700 participants d'échanger sur les enjeux futurs de la régulation autour des thèmes « concilier les intérêts des parties prenantes », « bénéficier du changement », « régulation et développement durable » et « régulation dans les pays émergents ». Parmi les conférenciers, Dominique Jamme, directeur des réseaux de la CRE, et Patricia de Suzzoni, conseillère du président, sont intervenus respectivement au nom du groupe de travail électricité de l'Association des régulateurs méditerranéens et du groupe de travail consommateurs et marchés de détail du Conseil des régulateurs européens de l'énergie.

La contribution aux analyses de l'AIE

La CRE est également intervenue lors du 5^e atelier de travail de l'Agence Internationale de l'Énergie (AIE) du comité d'experts sur la sécurité de l'approvisionnement en électricité (*IEA Electricity Security Advisory Panel, ESAP*) qui s'est tenu le 15 janvier 2015 sur le thème de l'adéquation des ressources au niveau régional (*Regional resource adequacy*). Cet atelier visait à discuter des développements en matière de régulation et à présenter les améliorations nécessaires pour sécuriser les investissements dans les infrastructures électriques. La CRE y a présenté son expérience quant à l'intégration des marchés d'équilibrage. Elle a également assisté au 6^e atelier de travail de ce comité, sur le thème de l'intégration des nouvelles technologies (*Integrating New Technologies While Maintaining Resource Adequacy*).

Enfin, la CRE a contribué à la revue en profondeur (*In-depth review*) périodique de la politique énergétique de la France que l'AIE a engagée en 2015 et a reçu, à ce titre, l'équipe en charge de cette étude afin d'être auditionnée.

2.3. Le réseau des régulateurs économiques de l'OCDE

La participation aux travaux du Réseau des régulateurs économiques

La CRE participe depuis sa création aux travaux du Réseau des régulateurs économiques (*Network of Economic Regulators, NER*) de l'Organisation de Coopération et de Développement Économiques (OCDE), dont la première réunion formelle s'est tenue en novembre 2013. Ce forum rassemble 70 régulateurs des pays de l'OCDE et des pays partenaires opérant notamment dans les secteurs de l'énergie, des télécommunications, des transports et de l'eau. Il fournit un cadre d'échange sur les questions liées à leur gouvernance et à leurs pratiques de régulation. En 2015, ses travaux ont principalement porté sur les conditions de l'indépendance des autorités de régulation, sur l'usage de l'économie comportementale dans la régulation, sur leur rôle à l'égard des investissements dans les infrastructures et sur un projet d'évaluation de la performance par les pairs, celui du régulateur multisectoriel letton (PUC). La CRE a participé au comité d'évaluation, aux côtés du régulateur allemand, la BNetzA (*Bundesnetzagentur*) et de la Confédération internationale des régulateurs de l'énergie (ICER). Le directeur général de la CRE, Jean-Yves Ollier, a été élu vice-président du bureau du NER pour l'année 2016 et président pour 2017.

DATE CLÉ

01/01/2016 : FIN DES TARIFS RÉGLEMENTÉS POUR LES CONSOMMATEURS NON DOMESTIQUES DE GAZ ET D'ÉLECTRICITÉ

CHIFFRES CLÉS

443 TWH D'ÉLECTRICITÉ ET 450 TWH DE GAZ CONSOMMÉS EN 2015

MOTS CLÉS

MARCHÉS DE GROS
MARCHÉS DE DÉTAIL
CONSOMMATION
SURVEILLANCE



Dans le cadre de sa mission de surveillance, la CRE dresse l'état des lieux du marché de gros 30

Le marché de détail est en pleine évolution en 2015 44



LA CRE ET LES MARCHÉS

Dans le contexte de la fin progressive des tarifs réglementés pour les gros consommateurs d'énergie, l'ouverture des marchés s'est accélérée en 2015. Les offres sont plus attractives et permettent de réelles économies sur la facture des consommateurs résidentiels comme professionnels. Le contexte économique avec la baisse des prix de marché explique aussi ces conditions plus favorables à la concurrence. De plus, le nouveau cadre juridique des tarifs réglementés de vente assure aux fournisseurs alternatifs la faculté de proposer des offres compétitives avec les tarifs. Dans le cadre de ses missions de surveillance des marchés, la CRE participe activement au développement de la concurrence.

DANS LE CADRE DE SA MISSION DE SURVEILLANCE, LA CRE DRESSE L'ÉTAT DES LIEUX DU MARCHÉ DE GROS

Depuis 2006⁽¹⁾, la CRE a la mission de surveiller les marchés de gros français de l'électricité et du gaz naturel et depuis 2010⁽²⁾, celle de surveiller le marché du CO₂, en coopération avec les autorités compétentes, et, en particulier, avec l'Autorité des marchés financiers. Elle a ainsi publié en décembre 2015 son rapport annuel sur le fonctionnement des marchés de gros français de l'électricité, du CO₂ et du gaz naturel, qui rend compte de ces activités et présente l'évolution de ces marchés pour l'année 2014 et le 1^{er} semestre 2015⁽³⁾, ainsi que l'Observatoire des marchés de l'électricité et du gaz établi trimestriellement⁽⁴⁾. Cette mission de surveillance s'inscrit désormais dans le cadre du règlement européen dit REMIT, entré en vigueur en 2011 et relatif à la transparence et l'intégrité des marchés de l'énergie. Le cas échéant, elle se concrétise par l'exercice de pouvoirs d'enquête et de sanction en cas de détection d'abus de marché.

1. LE MARCHÉ DE GROS DE L'ÉNERGIE A ÉTÉ MARQUÉ PAR LA BAISSE SIGNIFICATIVE DES PRIX

En 2014, l'effet conjugué de la baisse généralisée des prix des matières premières et d'un climat particulièrement clément a engendré un équilibre offre-demande très détenu et une nette diminution des événements inhabituels de marché. En particulier, aucun pic de prix, épisodes sur lesquels la CRE mène des analyses approfondies de façon systématique, n'a été constaté. Le prix du quota de CO₂ a quant à lui connu une légère hausse, qui reflète la volonté de l'Union européenne d'introduire des réformes structurelles permettant de résorber le surplus de quotas en circulation.

1.1. Les éléments notables de l'année 2015

Une année marquée par la forte baisse des prix des matières premières

Depuis le 2^e semestre 2014, les prix des matières premières ont enregistré une baisse généralisée. La baisse des cours du pétrole est particulièrement marquée, puisqu'après avoir dépassé les 80 € le baril durant l'été 2014, les cours ont atteint fin 2015 leur niveau le plus bas depuis l'été 2009 (35 €/b), soit une baisse de 61 % depuis le début de l'année 2013. La baisse du prix du charbon a quant à elle été régulière, pour atteindre 52 % depuis la même date. Outre les considérations de ralentissement global, ces baisses sont liées, du côté de l'offre, à la production de pétrole de schiste américain⁽⁵⁾, ainsi qu'aux décisions prises par les pays de l'OPEP⁽⁶⁾ pour le pétrole.

(1) Selon la loi n° 2006-1537 du 7 décembre 2006

(2) Selon la loi n° 2010-1249 du 22 octobre 2010 de régulation bancaire et financière

(3) www.cre.fr/marches/marche-de-gros/rapports-de-surveillance

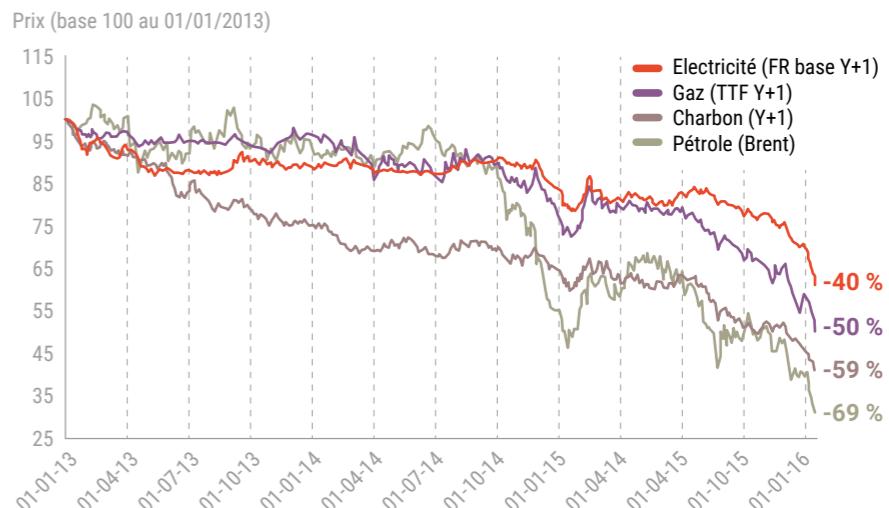
(4) www.cre.fr/marches/observatoire-et-indicateurs-des-marches

(5) D'après l'AIE, seuls quatre pays (États-Unis, Chine, Canada et Argentine) produisent aujourd'hui des volumes commercialisables de gaz de schiste et de pétrole de schiste. Les États-Unis produisent l'essentiel de ces volumes, qui représentaient en 2014 environ 48 % du total de sa production. La production de pétrole de schiste est passée de 2,19 Mb/j en 2012 à 4,19 Mb/j en 2014

(6) Décision du 27 novembre 2014 de l'OPEP de ne pas réduire ses quotas fixés à 30 millions de barils jour et de ne pas intervenir contre ses membres dépassant leurs quotas (estimé entre 0,5 et 1 million de barils jour)

Le développement du gaz de schiste américain a eu pour effet une baisse de la demande de charbon, l'ayant en partie substitué pour la production d'électricité. La baisse de la demande et le recul des prix des combustibles se reflètent globalement dans l'évolution baissière des prix de l'électricité et du gaz (Graphique 1).

Graphique 1 : Évolution des prix des énergies



Sources : Électricité : Produit Y+1 EEX base ; Gaz : Heren TTF Y+1 ; Charbon : EEX CIF ARA Y+1

Une demande fortement affectée par les conditions climatiques

Les températures au cours de l'année 2014 ont été en moyenne de 1,26°C au-dessus de la normale saisonnière en France. Elles ont notamment été très douces en hiver comme en été ; les besoins en chauffages et en climatisation ont de ce fait été réduits.

“

Le contexte climatique a eu des effets sur la demande de gaz et d'électricité en France et en Europe.

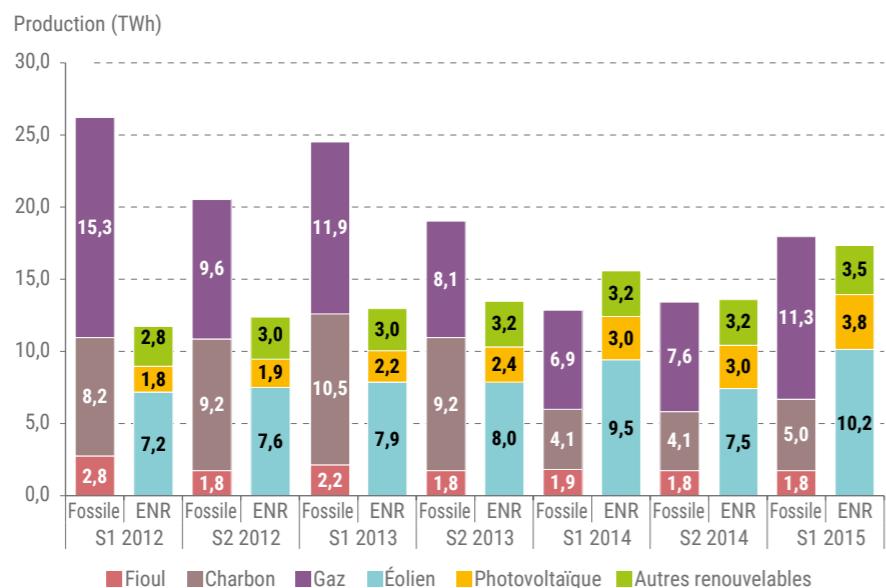
Ce contexte climatique a eu des effets sur la demande de gaz et d'électricité en France et en Europe, avec des conséquences perceptibles sur les marchés de gros. La consommation d'électricité en France avait reculé de 6 % en 2014 (435 TWh), pour atteindre son niveau le plus bas depuis 2002. En 2015, elle représente 443 TWh⁽⁷⁾ (+2 %). La consommation de gaz a quant à elle reculé de 16 % en 2014 pour s'établir à 416 TWh, soit le niveau le plus bas depuis 1997.

(7) Consommation brute nette des pertes et du pompage hydraulique

1.2. Le bilan du système électrique montre un équilibre sans tension entre l'offre et la demande

Les marchés de gros de l'électricité en France ont été marqués par un équilibre entre l'offre et la demande sans tension en 2014. La consommation s'est établie à 435 TWh, en recul de 6 % par rapport à 2013. Du côté de l'offre, la disponibilité du parc nucléaire a été élevée, avec une moyenne de 80 %, ce qui a contribué à accroître les exportations. Le solde exportateur s'est ainsi établi à 67,3 TWh, en hausse de 38 % par rapport à 2013. La production hydraulique s'est également située à un niveau satisfaisant et celle des autres filières d'énergie renouvelable a fortement augmenté, dépassant pour la première fois en 2014 le niveau de la production thermique fossile (Graphique 2).

Graphique 2 : Comparaison des productions semestrielles des filières thermiques fossiles et des filières renouvelables (hors hydraulique)

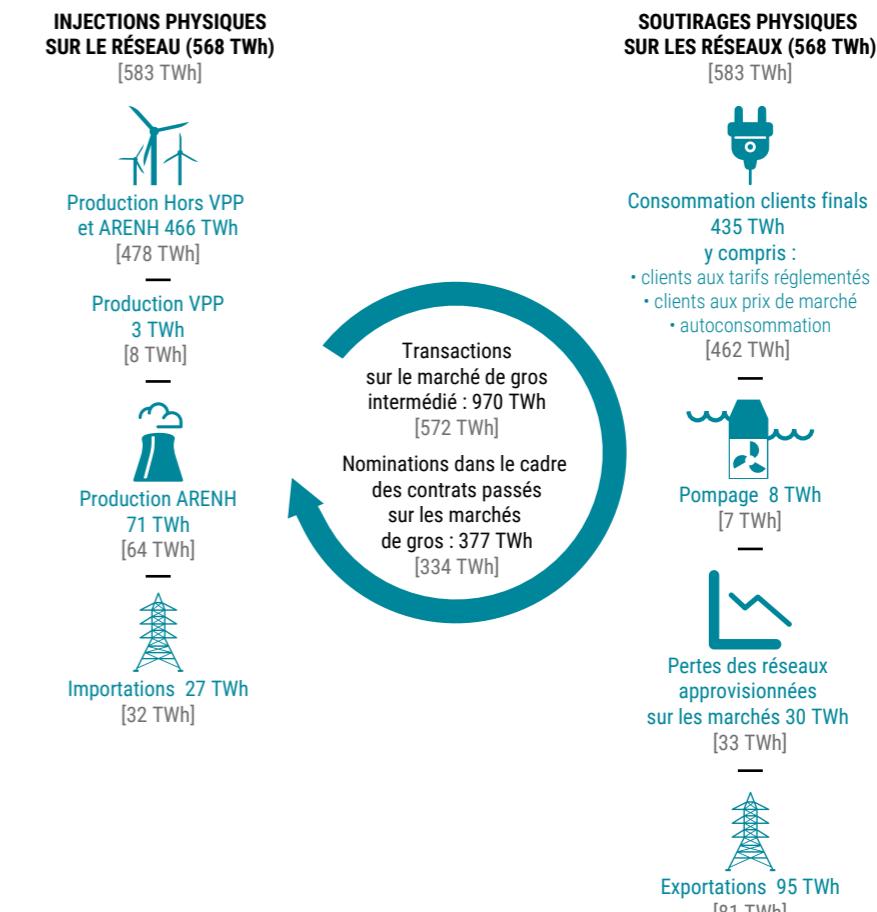


Source : RTE - Analyse : CRE

Par ailleurs, le niveau des prix de l'énergie a amélioré la rentabilité des centrales à gaz, favorisant leur retour à la production en période de pointe au cours de l'hiver 2014-2015. Ainsi, le taux de production de la filière gaz a quasiment atteint 50 % au 1^{er} trimestre 2015, alors qu'en 2014 il n'avait jamais dépassé 35 %.

Dans ces conditions, l'ensemble des éléments fondamentaux du système électrique français ont pu satisfaire la consommation tout au long de l'année avec une marge confortable. Le recours aux importations n'est intervenu que dans une logique d'optimisation (Graphique 3).

Graphique 3 : Bilan des injections et soutirages d'électricité sur l'année 2014 [2013]



Sources : EPEX SPOT, Courtiers, RTE

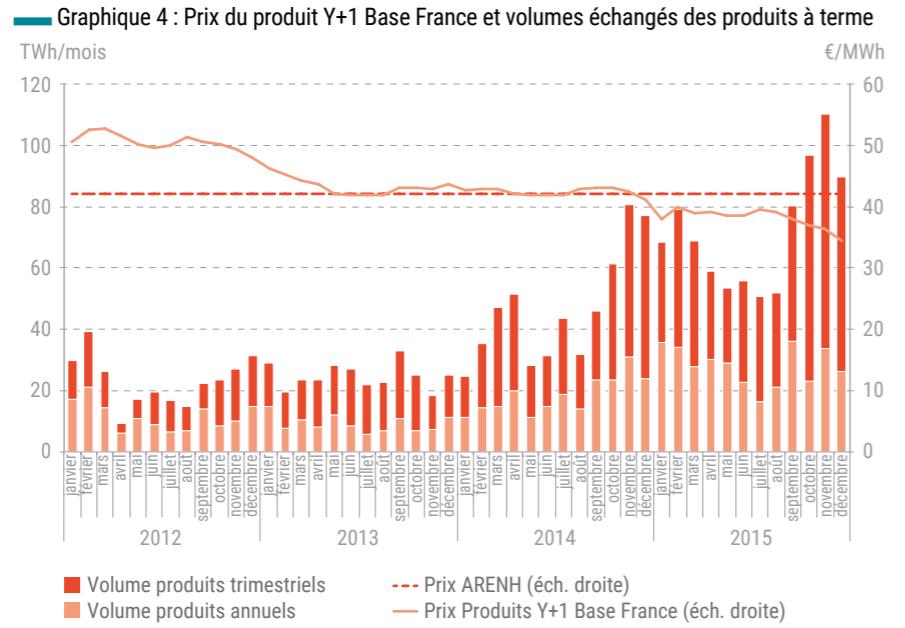
Dans ce contexte, les prix spot 2014 ont baissé de 20 % pour remonter ensuite en 2015 du fait d'un hiver plus rigoureux (Tableau 1). Aucun pic de prix positif n'a été observé sur le marché spot, ni non plus de cas de prix négatifs.

Tableau 1 : Prix moyen day-ahead et intraday

Année	Prix day-ahead moyen	Prix intraday moyen
2013	43,2 €/MWh	44,3 €/MWh
2014	34,6 €/MWh	35,0 €/MWh
2015	38,5 €/MWh	38,8 €/MWh

Source : EPEX SPOT

Sur les marchés à terme, les prix de l'électricité ont aussi connu une tendance baissière à partir de décembre 2014 et en 2015, après une stabilisation des prix calendaires autour de 42 €/MWh, correspondant au niveau de l'ARENH sur laquelle la CRE a rendu publics des éléments d'analyse dans son rapport de surveillance 2013-2014. Cette baisse est notamment liée à celle des prix du charbon et du gaz. Les prix à terme se situaient ainsi à la fin du mois de décembre 2015 à des niveaux proches de 34 €/MWh et ce pour les échéances à un, deux et trois ans.



Ce contexte a contribué à la nette diminution des souscriptions de volumes ARENH et à la croissance des volumes échangés sur les marchés de gros. Les volumes exercés dans le cadre de l'ARENH se sont ainsi respectivement établis à 12,6 TWh et 3,8 TWh pour les 1^{er} et 2^d semestres 2015, contre 34,5 TWh au 2^d semestre 2014. Les volumes ARENH qui n'ont pu être vendus se sont alors reportés sur le marché de l'électricité (Graphique 4).

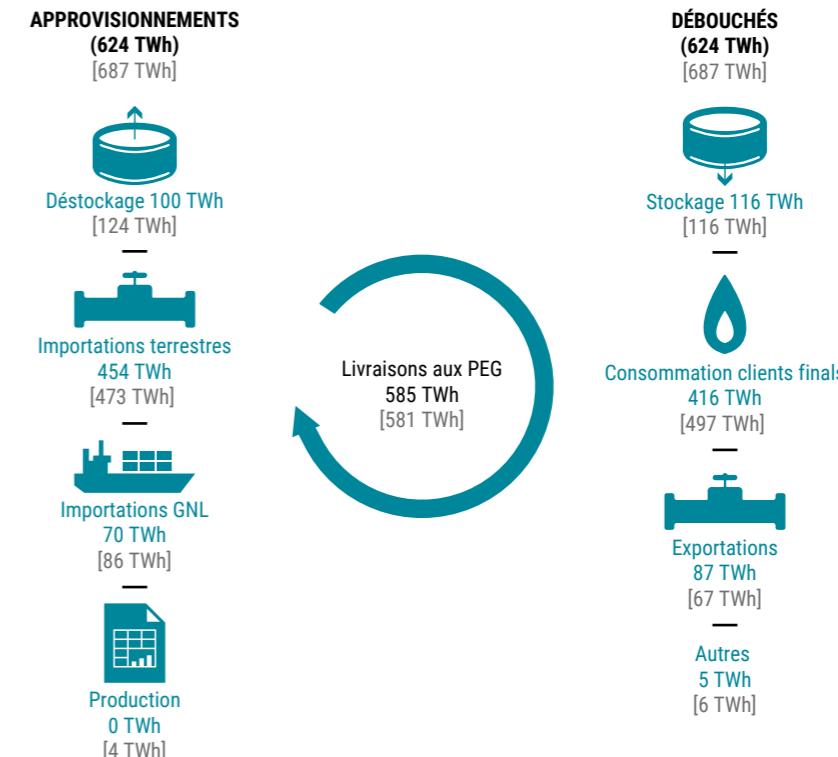
Les volumes échangés sur l'ensemble des marchés de gros ont progressé de 70 % en 2014, la progression étant marquée sur les derniers mois de 2014 et le 1^{er} semestre 2015. Visible sur tous les segments des marchés de l'électricité, cette progression des volumes échangés est en partie liée au report des volumes ARENH et témoigne du développement de la liquidité de ces marchés.

1.3. Le bilan du système gazier : forte baisse de la consommation

En 2014, les marchés de gros du gaz en France ont été marqués, tout comme ceux de l'électricité, par une baisse de la consommation liée au contexte climatique, ainsi que par la baisse généralisée des prix des matières premières. En effet, l'année 2014 avait été marquée par une baisse de 16 % de la consommation de gaz en France. Par ailleurs, la faiblesse des prix de l'électricité a provoqué une baisse de la consommation des centrales électriques fonctionnant au gaz.

La faiblesse de la consommation a entraîné une légère diminution des importations, que ce soit terrestres ou maritimes, et a permis une relance des exportations. Celles-ci sont marquées par la reprise des volumes échangés entre la France et l'Italie à l'interconnexion d'Oltingue (elle relie la zone Nord du réseau de GRTgaz au réseau suisse opéré par FluxSwiss), qui ont doublé par rapport à 2013 pour revenir au niveau de 2012. Les exportations vers l'Espagne ont quant à elles augmenté de 18,7 % en 2014. Cependant, en 2015 on a pu observer une reprise de la consommation de gaz avec environ 450 TWh consommés, soit une hausse de 8 % par rapport à 2014.

Graphique 5 : Bilan des injections et soutirages de gaz sur l'année 2014 [2013]



Le gaz naturel liquéfié (GNL) a connu une disponibilité accrue au niveau international et les stocks européens se sont maintenus à des niveaux élevés. Ces conditions ont permis de rapprocher les prix des différentes zones (Europe, Asie, Amérique du Sud) et, au niveau européen, d'assurer une bonne convergence des prix entre les différentes places de marché.

En effet, les prix spots en France ont baissé, notamment au cours du premier semestre 2014, puis fluctué dans une fourchette de 20 à 25 €/MWh. Des évolutions similaires ont été constatées sur les prix à terme. Les craintes liées au conflit en Ukraine ont maintenu les prix d'hiver à des niveaux relativement élevés et incité au remplissage des stockages, ce qui a accentué la saisonnalité des prix.

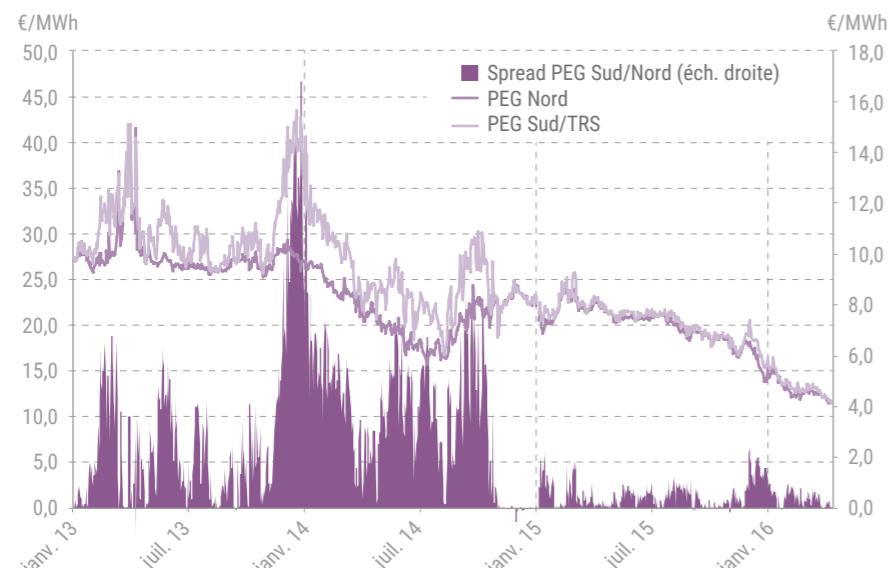
Tableau 2 : Prix spots moyen PEG Nord et TRS day-ahead

Année	Prix day-ahead moyen PEG Nord	Prix day-ahead moyen TRS
2013	27,6 €/MWh	30,5 €/MWh
2014	21,4 €/MWh	25,0 €/MWh
2015	20,0 €/MWh	20,5 €/MWh

Source : Powernext

Les bons niveaux de stocks, ainsi que le retour des approvisionnements en GNL, ont permis de décongestionner la liaison Nord-Sud à partir d'octobre 2014. Ainsi, l'écart de prix entre les zones Nord et Sud, qui avait dépassé les 10 €/MWh à plusieurs reprises à la fin de 2013 et en 2014, s'est nettement rétracté depuis octobre 2014 et ne dépasse désormais que rarement les 2 €/MWh en 2015 (Graphique 6).

Graphique 6 : Évolution du spread PEG Sud / Nord



Source : Powernext EOD - Analyse : CRE

S'agissant du négoce, la fusion entre les zones PEG Sud et TIGF a pris effet le 1^{er} avril 2015, sous la forme d'un seul point d'échange, la *Trading Region South* (TRS). Les expéditeurs n'ont plus à souscrire de capacité à l'interconnexion entre ces deux zones. La gestion des flux physiques entre les réseaux et le calcul des déséquilibres des expéditeurs et de leur répartition sur les deux zones sont délégués respectivement à GRTgaz et à TIGF. La création de la TRS améliore le fonctionnement du marché du gaz au sud de la France et favorise son développement. Elle constitue un pas décisif vers la création de la place de marché unique à l'horizon 2018.

Les livraisons aux PEG continuent de progresser. Les volumes échangés sur les marchés intermédiaires continuent également de croître, même si le rythme de cette croissance est en baisse par rapport aux années précédentes, passant de 31 % en 2013 à 3 % en 2014. La hausse observée est liée uniquement aux produits à terme, qui amènent le volume des échanges sur les marchés de gros du gaz à un niveau supérieur à celui de la consommation, pour la première fois depuis l'ouverture des marchés.

1.4. Une hausse des prix des quotas d'émission dans un contexte de réforme du marché européen

Le marché européen des quotas d'émission de CO₂ est caractérisé par un surplus de quotas en circulation, que différentes mesures structurelles engagées par les instances européennes visent à réduire.

Parmi celles-ci, la mesure de mise en réserve (ou « backloading »), prévoit le report de la mise aux enchères de respectivement 400 Mt, 300 Mt et 200 Mt de quotas en 2014,

2015 et 2016. Si, à l'origine, ces quotas devaient être réintroduits sur le marché d'ici 2020, les négociations finales (« trilogue ») entre États membres, Parlement européen, et Commission européenne se sont conclues le 18 septembre 2015 par la décision de les intégrer dans la réserve de stabilité de marché (« *market stability reserve* »).

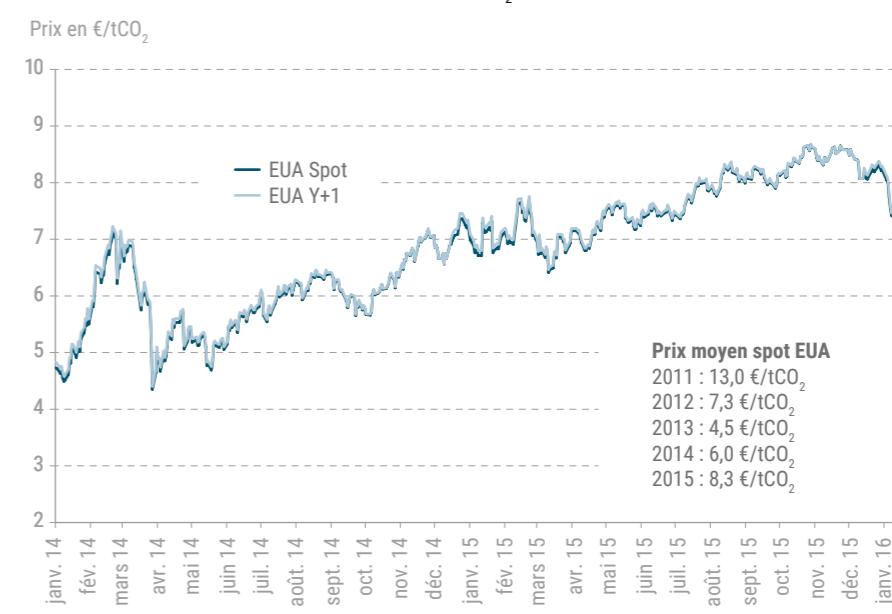
Au cours de l'année 2015, les discussions autour de la mise en place anticipée de la réserve de stabilité ont fait osciller le prix du quota entre 7 et 8 €/tCO₂.

La création de la réserve de stabilité de marché, deuxième mesure importante proposée par la Commission européenne, vise à répondre à plus long terme à la situation de surplus de quotas et à renforcer la résilience du système d'échange des quotas d'émissions européen (SEQE) en cas de forte variation de la demande de quotas. Ceux-ci seront progressivement retirés du marché pour être stockés dans la réserve de stabilité en cas d'excédent de quotas et remis en circulation dans le cas contraire, selon des seuils et des quantités prédéfinis. En 2015, il a été décidé d'une entrée en vigueur anticipée du dispositif au 1^{er} janvier 2019 au lieu du 1^{er} janvier 2021.

Dans ce contexte des discussions relatives au *backloading*, le prix du quota de CO₂ (EUA spot) a sensiblement augmenté en 2014. Au cours de l'année 2015, les discussions autour de la mise en place anticipée de la réserve de stabilité ont fait osciller le prix du quota entre 7 et 8 €/tCO₂. En janvier 2016, il est repassé en dessous de la barre des 8 €/tCO₂, entraîné par la baisse des autres marchés (produits calendaires d'électricité en Allemagne, chute du prix du pétrole et des marchés actions) et par les prévisions de températures très douces (Graphique 7).

Ces niveaux restent toutefois insuffisants au regard de l'objectif initial du système d'échanges de quotas d'émission (SEQE) pour donner un réel signal de prix incitatif encourageant les investissements dans des technologies sobres en émissions de gaz à effet de serre.

Graphique 7 : Évolution du prix du quota de CO₂



Source : ECX - Analyse : CRE

2. LE RÈGLEMENT EUROPÉEN, REMIT, EST UN OUTIL JURIDIQUE DE SURVEILLANCE DES MARCHÉS AU NIVEAU EUROPÉEN

2.1. Sa mise en œuvre

Les activités de surveillance des marchés de gros menées par la CRE au plan national s'inscrivent dans le cadre européen du règlement européen dit REMIT⁽⁸⁾ (*Regulation on wholesale energy market integrity and transparency*), relatif à l'intégrité et la transparence des marchés de gros européens de l'énergie. En vigueur depuis décembre 2011, REMIT interdit les manipulations de marché et les opérations d'initiés. Il confère à l'ACER la surveillance de l'ensemble des marchés de l'Union européenne, en coopération avec les régulateurs nationaux. Ces derniers sont en charge de la conduite des enquêtes en cas de suspicion d'infraction.

Fortement impliquée dans tous les travaux relatifs à ce règlement, la CRE participe activement à la phase actuelle de déploiement opérationnel de REMIT. Le 7 janvier 2015 marque en effet un tournant opérationnel avec l'entrée en vigueur du règlement d'exécution concernant la collecte des données transactionnelles sur les marchés de gros du gaz et de l'électricité. Ce règlement fixe comme dates clés les 7 octobre 2015 et 7 avril 2016 pour le début de la collecte par l'ACER, en fonction de la nature des contrats échangés. La collecte par l'ACER a concrètement démarré le 7 octobre pour les données transactionnelles standard (Graphique 8). La politique de sécurité de l'information de la CRE a été certifiée par l'ACER, condition préalable au partage des données.

Graphique 8 : Planning d'entrée en vigueur et de mise en œuvre de REMIT



Source : CRE

(8) Consulter le règlement (UE) N°1227/2011 du 25 octobre 2011

La CRE participe activement aux différents groupes de travail de l'ACER et du CEER sur l'intégrité et la transparence des marchés, ainsi qu'au groupe de coordination qui a été constitué en 2015 par l'ACER pour la mise en œuvre opérationnelle de REMIT.

Ces travaux permettent de traiter des questions relatives :

- à la mise en œuvre opérationnelle de REMIT et, notamment, les aspects informatiques et de sécurité des systèmes de transmission et d'échange des données ;
- aux outils et méthodes de surveillance ainsi qu'à la coordination des enquêtes en cas de détection d'abus de marché.

2.2. L'enregistrement des acteurs

Avant de transmettre leurs données transactionnelles, les acteurs de marché doivent au préalable s'enregistrer auprès de l'ACER par l'intermédiaire de leur régulateur national, en transmettant notamment les informations sur la structure de leur groupe, l'actionnariat et les liens éventuels entre ses filiales. Comme le dispose le règlement REMIT, cet enregistrement est indispensable pour effectuer des transactions sur les marchés de gros du gaz et de l'électricité. Il permet à l'ACER d'établir un registre européen des acteurs de marché, mis à jour de façon régulière et dont une partie des informations est rendue publique.

“

Au 15 janvier 2016, plus de 140 acteurs de marché s'étaient enregistrés auprès de la CRE afin d'effectuer des transactions sur les marchés de gros du gaz et de l'électricité dans le cadre de REMIT.

La CRE a ouvert le système d'enregistrement national qui utilise le système d'enregistrement « CEREMP » (*Centralised European Register for Market Participants*) développé par l'ACER, le 7 octobre 2014. Au 7 avril 2016, tous les acteurs de marché concernés, tels que les négociants, fournisseurs, entreprises locales de distribution ou les producteurs d'énergie renouvelable, devraient s'être enregistrés auprès de la CRE. Pour les accompagner, celle-ci a organisé plusieurs réunions d'information.

L'ensemble des documents est disponible sur son site internet⁽⁹⁾, sur lequel une page dédiée à REMIT permet notamment d'accéder à la plateforme d'enregistrement. Au 15 janvier 2016, plus de 140 acteurs de marché s'étaient enregistrés auprès de la CRE.

2.3. La surveillance nationale

Au niveau national, la loi du 15 avril 2013⁽¹⁰⁾ a modifié le code de l'énergie pour conférer à la CRE la mission de garantir le respect de REMIT, et, en son sein, au CoRDiS la compétence de sanctionner les manquements à REMIT⁽¹¹⁾. Le cadre procédural spécifique au CoRDiS a par ailleurs été précisé par le décret n° 2015-206 du 24 février 2015. Le dispositif juridique est donc désormais complet et pleinement opérationnel pour permettre à la CRE de mener à bien ses activités de surveillance, d'enquête et de sanctions.

La détection d'un événement de marché inhabituel ou suspect peut être réalisée par :

- le département de surveillance des marchés de gros de la CRE ;
- les personnes organisant des transactions à titre professionnel, qui doivent avertir sans délai l'autorité nationale de régulation si elles suspectent un manquement aux articles 3 et 5 de REMIT. Pour ce faire, une plateforme de notification a été mise en place par l'ACER⁽¹²⁾ ;

(9) Voir les pages concernées : <http://www.cre.fr/marches/remit>

(10) Loi n° 2013-312 du 15 avril 2013 visant à préparer la transition vers un système énergétique sobre et portant diverses dispositions sur la tarification de l'eau et sur les éoliennes

(11) Voir les articles L. 131-2 et L. 134-25 du code de l'énergie

(12) Voir la plateforme de déclaration de suspicion

- l'ACER, qui peut demander à la CRE de mener une enquête. Elle peut également, dans le cas où elle considère qu'un manquement potentiel à REMIT a un impact transfrontalier, établir et coordonner un groupe d'enquêtes constitué des autorités de régulation nationales concernées, ainsi que des représentants des régulateurs financiers ou de toute autre autorité pertinente dans le cas d'une suspicion d'abus de marché ou de non publication d'une information privilégiée ;
- tout autre acteur qui suspecterait une infraction à REMIT.

Dès lors qu'elle détecte un événement inhabituel ou est informée, la CRE mène une analyse approfondie visant à établir s'il existe un soupçon d'infraction à REMIT ou si l'événement observé est de nature à porter gravement atteinte au fonctionnement des marchés de l'énergie. Dans ce contexte, au cours de l'année 2014 et du premier semestre 2015, la CRE a effectué 30 demandes d'informations auprès des acteurs de marché. Deux enquêtes formelles sont par ailleurs en cours, une concernant l'électricité et une concernant le gaz.

3. LE MÉCANISME DE CAPACITÉ A ÉTÉ DÉFINI POUR SOUTENIR LA SÉCURITÉ D'APPROVISIONNEMENT AU NIVEAU NATIONAL

L'année 2015 a permis à la CRE de compléter le cadre réglementaire du mécanisme de capacité en vue de son démarrage effectif. La loi NOME a introduit un dispositif de contribution des fournisseurs à la sécurité d'approvisionnement en électricité⁽¹³⁾. Ces dispositions ont été modifiées par la loi du 15 avril 2013 visant à préparer la transition vers un système énergétique sobre et portant diverses dispositions sur la tarification de l'eau et sur les éoliennes.

Un décret⁽¹⁴⁾ fixe les conditions de mise en œuvre de ce dispositif et fait reposer sur les fournisseurs l'obligation de prouver leur capacité à alimenter leurs clients en électricité. Les exploitants d'unités de production d'électricité et les opérateurs d'effacement doivent, quant à eux, faire certifier leurs capacités. Ces garanties de capacité peuvent être échangées entre ces différents acteurs.

Ce décret prévoit un corpus de textes réglementaires dont les procédures d'approbation sont différentes, afin de déterminer l'architecture du mécanisme de capacité. La majeure partie des modalités de mise en œuvre du dispositif sont regroupées au sein des « règles du mécanisme de capacité » ayant fait l'objet d'une approbation par le ministre chargé de l'Énergie, sur proposition du gestionnaire du réseau public de transport d'électricité (RTE), après avis de la CRE. Ces règles comprennent les dispositions qui déterminent :

- les années de livraison et les périodes de pointe PP1 et PP2 ;
- le mode de calcul de la puissance de référence et l'obligation des fournisseurs, la puissance unitaire de la garantie de capacité et son recouvrement ;
- les méthodes de certification de capacité et les conditions de leur contrôle et les modalités d'adaptation prévue par l'article L. 321-16 du code de l'énergie pour la certification des capacités prévues dont la participation à la sécurité d'approvisionnement est réduite, le rééquilibrage des exploitants de capacités et le règlement financier relatif à ce rééquilibrage.

(13) Aujourd'hui codifié aux articles L. 335-1 et suivants du code de l'énergie

(14) Décret n° 2012-1405 du 14 décembre 2012 relatif à la contribution des fournisseurs à la sécurité d'approvisionnement en électricité et portant création d'un mécanisme d'obligation de capacité dans le secteur de l'électricité aujourd'hui codifié (articles R 335-4 à R 335-53 du code de l'énergie), pris en application de l'article L 335-6 du code de l'énergie

À la suite d'un processus de concertation mené par RTE, un projet de règles a été soumis à la CRE le 6 mai 2014. Après avoir auditionné les acteurs, la CRE a rendu un avis favorable⁽¹⁵⁾ à ce projet, qui a été arrêté par le ministre chargé de l'Énergie le 22 janvier 2015⁽¹⁶⁾. Ces règles ont été complétées par un corpus de textes complémentaires, que la CRE a, selon les cas, proposés, définis ou sur lesquels elle a rendu un avis.

“
*L'année 2015 a permis
à la CRE de compléter le cadre
réglementaire du mécanisme
de capacité en vue de son
démarrage effectif.*

Afin de recueillir les contributions des acteurs sur l'ensemble de ces modalités complémentaires, la CRE a interrogé les acteurs à deux reprises, via un questionnaire préliminaire qui leur a été communiqué le 31 juillet 2013, puis, le 4 juillet 2014 par une consultation publique sur les modalités du mécanisme de capacité relevant des compétences de la CRE.

La CRE a dans l'ensemble approuvé des propositions de RTE, parfois sous réserve d'amendements⁽¹⁷⁾. Il s'agissait principalement d'établir une cohérence avec les modalités techniques prévues par les règles, d'objectiver les montants de frais exposés par les gestionnaires de réseaux et de s'assurer que les modalités de gestion des différents registres permettaient bien la transparence nécessaire au bon fonctionnement du mécanisme de capacité.

Par ailleurs, la CRE a fait deux propositions⁽¹⁸⁾ portant sur le volume de certificats de capacité associés aux produits ARENH et Exeltium. Afin de respecter la cohérence du produit capacité et du produit énergie, elle a associé, dans chacun des cas, des volumes

(15) Délibération de la CRE du 28 mai 2014 portant avis sur le projet de règles du mécanisme d'obligation de capacité prévu par le Décret no 2012-1405 du 14 décembre 2012 relatif à la contribution des fournisseurs à la sécurité d'approvisionnement en électricité et portant création d'un mécanisme d'obligation de capacité dans le secteur de l'électricité

(16) Arrêté du 22 janvier 2015 définissant les règles du mécanisme de capacité et pris en application de l'article 2 du décret n° 2012-1405 du 14 décembre 2012 relatif à la contribution des fournisseurs à la sécurité d'approvisionnement en électricité et portant création d'un mécanisme d'obligation de capacité dans le secteur de l'électricité

(17) La liste des délibérations de la CRE portant approbation est la suivante :

- Délibération de la CRE du 12 mars 2015 portant approbation du format des prévisions et du calendrier de publication mentionnés à l'article 18-I du Décret no 2012-1405 du 14 décembre 2012 relatif à la contribution des fournisseurs à la sécurité d'approvisionnement en électricité et portant création d'un mécanisme d'obligation de capacité dans le secteur de l'électricité

- Délibération de la CRE du 12 mars 2015 portant approbation de la méthode de calcul du prix unitaire du règlement financier relatif au rééquilibrage en capacité des fournisseurs dans le cadre du mécanisme de capacité

- Délibération de la CRE du 12 mars 2015 portant approbation de la méthode de calcul de la consommation constatée, pour les sous-catégories des petits consommateurs et des grands consommateurs au sens du décret du 28 avril 2011, dans le cadre du mécanisme de capacité

- Délibération de la CRE du 12 mars 2015 portant approbation sur les modalités de recouvrement et du niveau des frais exposés par les gestionnaires de réseaux de transport et de distribution d'électricité pour le calcul et les transmissions de données liés à la puissance de référence dans le cadre du mécanisme de capacité et délibération de la CRE du 12 mars 2015 portant approbation des modalités de recouvrement et du niveau des frais exposés par les gestionnaires de réseaux de transport et de distribution d'électricité pour la certification et le contrôle des capacités dans le cadre du mécanisme de capacité

- Délibération de la CRE du 25 mars 2015 portant approbation des modalités de gestion du registre des garanties de capacité défini par le Décret n°2012-1405 du 14 décembre 2012 relatif à la contribution des fournisseurs à la sécurité d'approvisionnement en électricité et portant création d'un mécanisme d'obligation de capacité dans le secteur de l'électricité

- Délibération de la CRE du 25 mars 2015 portant approbation de la convention RTE-GRD relative à la certification des capacités dans le cadre du mécanisme de capacité

(18) La liste des délibérations de la CRE portant proposition est la suivante :

- Délibération de la CRE du 6 mai 2015 portant proposition concernant les modalités liées à l'ARENH en application du décret no 2012-1405 du 14 décembre 2012

- Délibération de la CRE du 13 mai 2015 portant proposition d'arrêté relatif à la méthode de calcul du montant des garanties de capacité attachées aux contrat d'approvisionnement d'électricité dont bénéficient les actionnaires des sociétés de capitaux agréées qui ont pour activité l'acquisition de contrats d'approvisionnement à long terme d'électricité

- Par ailleurs, l'article L 335-5 du code de l'énergie dispose que « la méthode de calcul du montant de ces garanties de capacité, les conditions et le calendrier de cession sont définis par arrêté du ministre chargé de l'Énergie sur proposition de la Commission de régulation de l'énergie ». Cette proposition, en lien avec la construction du tarif de cession, est en cours d'élaboration et n'a donc pas été publiée en 2015

de certificats de capacité dépendant du profil de livraison en énergie. D'autre part, concernant l'ARENH, la CRE a veillé à ce que le calendrier de cession soit compatible avec le dispositif, tout en assurant un équilibre entre EDF et les fournisseurs alternatifs.

Enfin, la CRE a pris au cours de l'année 2015 différentes décisions⁽¹⁹⁾ complétant les modalités techniques du mécanisme relatives à la consommation constatée des pertes et aux modalités de collecte des informations, définissant les outils de surveillance, et fixant les paramètres clés du futur marché des certificats. Le prix administré a ainsi été fixé à son maximum autorisé par les règles. Quant au prix de référence, clé de voûte du bon fonctionnement du mécanisme de capacité et des échanges de certificats, il a été défini comme la moyenne arithmétique simple des prix révélés par les enchères réalisées sur les plates-formes d'échanges organisés ayant eu lieu avant le début d'une année de livraison donnée.

À la suite de la publication des différents textes du corpus réglementaire, la certification des capacités pour les premières années de livraison du mécanisme de capacité a pu commencer au 1^{er} avril 2015. À ce jour, plus de 93 GW de capacité ont pu être certifiés pour 2017, première année de livraison du mécanisme.

3.1. La Commission européenne a ouvert une enquête approfondie pour évaluer si le mécanisme de capacité est conforme aux règles de l'Union européenne en matière d'aides d'État

En 2015, la Commission européenne s'est intéressée de manière approfondie aux mécanismes de capacité à la suite de leur mise en place dans plusieurs États membres, afin de déterminer si ceux-ci sont compatibles avec les lignes directrices relatives aux aides d'État.

En conséquence, elle a lancé une enquête sectorielle sur les mécanismes de capacité le 29 avril 2015⁽²⁰⁾ afin de « déterminer si ceux-ci garantissent un approvisionnement en électricité suffisant sans, pour autant, fausser la concurrence ou les échanges au sein du marché unique de l'UE ». L'objectif de la Commission européenne est de publier ses conclusions définitives vers la mi-2016.

93 GW
de capacité ont pu être certifiés pour 2017, première année de livraison du mécanisme de capacité

En parallèle, la Commission européenne a officiellement ouvert le 13 novembre 2015 une enquête approfondie sur le mécanisme de capacité français pour évaluer s'il est conforme aux règles de l'UE en matière d'aides d'État⁽²¹⁾. Elle estime en effet que le mécanisme français pourrait constituer une aide d'État et, pour cette raison, qu'il devrait être analysé au regard des règles de l'Union européenne

en la matière : « La Commission craint que le mécanisme de capacité envisagé par la France puisse, sous sa forme actuelle, favoriser certaines entreprises par rapport à leurs concurrents et empêcher l'arrivée de nouveaux acteurs sur le marché. En outre, elle examinera si les objectifs du mécanisme ne pourraient pas être atteints par des mesures moins coûteuses et entraînant moins de distorsions. La Commission étudiera également si le mécanisme envisagé est réellement approprié pour encourager les investissements dans de nouvelles capacités. »

Le Gouvernement disposait d'un délai d'un mois pour présenter ses observations. Il est à noter que l'article 108, paragraphe 3, du traité de fonctionnement de l'Union européenne prévoit un effet suspensif pour toute aide d'État non compatible avec les règles européennes.

Le 5 février 2016, la Commission européenne a invité les parties intéressées à présenter des observations sur le mécanisme de capacité français en application de l'article 108, paragraphe 2, du traité sur le fonctionnement de l'Union européenne.

(19) La liste des décisions de la CRE est la suivante :

- Délibération de la CRE du 12 mars 2015 portant décision relative aux modalités de calcul de la consommation constatée pour les pertes dans le cadre du mécanisme de capacité
- Délibération de la CRE du 25 mars 2015 portant décision sur les modalités de collecte d'informations par la CRE concernant les transactions de garanties de capacités ou de leurs produits dérivés
- Délibération de la CRE du 6 mai 2015 portant décision sur la règle de calcul du prix de référence marché prévu par les règles du mécanisme de capacité
- Délibération de la CRE du 6 mai 2015 portant décision sur la règle de calcul du prix administré prévu par les règles du mécanisme de capacité
- Les articles R 335-12 et R 335-33 du code de l'énergie prévoient par ailleurs que la CRE fixe les modalités de redistribution aux utilisateurs du réseau public de transport des éventuels soldes des fonds introduits par le mécanisme de capacité. Ces modalités seront mises en places dans le cadre de la définition du projet TURPE, c'est pourquoi elles n'ont pas été précisées en 2015

(20) Décision de la Commission européenne du 29 avril 2015 ouvrant une enquête sur des mécanismes de capacités dans le secteur de l'électricité : http://ec.europa.eu/competition/sectors/energy/decision_on_sector_inquiry_fr.pdf

(21) http://ec.europa.eu/competition/state_aid/cases/261326/261326_1711140_20_2.pdf

LE MARCHÉ DE DÉTAIL EST EN PLEINE ÉVOLUTION EN 2015

Malgré un niveau d'information des consommateurs qui reste trop faible, l'année 2015 est marquée par une évolution significative du marché de détail. La progression de la concurrence est due en partie à la fin des tarifs réglementés pour une catégorie de clients professionnels. Le nouveau cadre juridique, élaboré en application de la loi du 7 décembre 2010 portant nouvelle organisation du marché de l'électricité (loi NOME), est également un des facteurs de cette progression donnant ainsi à l'ensemble des opérateurs une visibilité suffisante pour faire des offres attractives aux consommateurs.

1. LA MISE EN APPLICATION DE LA LOI NOME PRÉVOIT UN NOUVEAU CADRE JURIDIQUE POUR LES TARIFS RÉGLEMENTÉS

La loi NOME vise à permettre le développement d'un marché de détail concurrentiel notamment dans ses dispositions portant sur :

- la création de l'accès régulé à l'électricité nucléaire historique (ARENH) ;
- la construction des tarifs réglementés de vente afin de garantir leur contestabilité pour les fournisseurs alternatifs.

En application des dispositions des articles L. 337-4 et L. 337-7 du code de l'énergie, la CRE a pour mission de proposer, depuis le 8 décembre 2015, aux ministres de l'Énergie et de l'Économie les tarifs réglementés de vente de l'électricité. Ces tarifs sont maintenus, en métropole continentale, pour les seuls consommateurs résidentiels et professionnels souscrivant une puissance inférieure ou égale à 36 kVA.

“

Depuis le 8 décembre 2015, la CRE a pour mission de proposer les tarifs réglementés de vente d'électricité au gouvernement.

En application de l'article L. 337-6 du code de l'énergie, « les tarifs réglementés de vente d'électricité sont établis par addition du prix d'accès régulé à l'électricité nucléaire historique, du coût du complément d'approvisionnement au prix de marché, de la garantie de capacité, des coûts d'acheminement de l'électricité et des coûts de commercialisation ainsi que d'une rémunération normale de l'activité de fourniture ».

Depuis le 1^{er} novembre 2014, les tarifs réglementés de vente sont contestables en moyenne, c'est-à-dire fixés dans des conditions qui permettent désormais aux opérateurs concurrents d'EDF de proposer, sur ce marché, des offres à prix égaux ou inférieurs aux tarifs réglementés.

Les articles R. 337-16 et suivants du code de l'énergie mettent en œuvre la tarification par empilement en niveau et en structure des tarifs réglementés de vente. Calculer les tarifs réglementés par empilement en structure permettra de rendre contestables l'ensemble des tarifs, en évitant les subventions croisées entre consommateurs d'une option tarifaire.



2. L'INFORMATION DES CONSOMMATEURS SUR LE MARCHÉ DE DÉTAIL EST ENCORE TRÈS INSUFFISANTE

2.1. Le manque d'information des consommateurs est un frein à la concurrence

Selon la 9^e édition du baromètre annuel sur l'ouverture des marchés de l'énergie réalisé par le Médiateur national de l'énergie en 2015, 60 % des consommateurs savent qu'ils ont la possibilité de changer de fournisseur de gaz naturel et 52 % des consommateurs pour l'électricité. Néanmoins, les Français ne sont toujours que 57 % à se sentir bien informés sur l'ouverture du marché à la concurrence, un résultat qui reste stable. Seul un ménage sur cinq a cherché à obtenir des informations à ce sujet. Par ailleurs, une personne sur trois déclare connaître la démarche pour changer de fournisseur d'énergie. Ces derniers chiffres révèlent le manque d'intérêt que portent les consommateurs français au marché de l'énergie. L'opération d'achat groupé « Gaz Moins Cher Ensemble » réalisée par l'UFC-Que Choisir, qui a fait l'objet d'une campagne de médiation, a sans doute contribué à cette amélioration.

L'organisation des marchés de l'électricité et du gaz naturel est encore aujourd'hui confuse pour les ménages français. La répartition des rôles des différents acteurs est toujours assez peu appréhendée par le grand public. Dans l'esprit collectif, l'image du fournisseur historique de gaz GDF SUEZ (devenu ENGIE) est toujours associée à celle du fournisseur historique d'électricité EDF. Alors que ce sont deux sociétés différentes et concurrentes, leur séparation n'est connue que par 28 % des consommateurs.

Les consommateurs restent globalement mal informés sur l'ouverture à la concurrence des marchés de l'énergie. Dans son rapport public annuel publié en février 2015, après avoir constaté le faible niveau d'information des consommateurs domestiques, la Cour des comptes recommandait de « recentrer et dynamiser l'information publique vers les particuliers sur l'ouverture à la concurrence ».

2.2. Le niveau de la concurrence est plus faible sur le marché de l'électricité que sur celui du gaz

À la fin de 2015, le marché des clients résidentiels d'électricité demeure largement dominé par les tarifs réglementés de vente, qui représentent toujours 88 % des sites et 91 % de la consommation. Au 31 décembre 2015, sur le segment résidentiel, 3 689 000 sites sur un total de 31,7 millions sont en offre de marché en électricité, dont la quasi-totalité chez un fournisseur alternatif. Le nombre de sites en offre de marché a augmenté en moyenne de 54 500 sites par mois au cours de l'année 2015, soit +21,5 % sur l'année. Les fournisseurs alternatifs ont gagné en portefeuille 654 000 sites sur l'année 2015, soit la quasi-totalité des nouveaux sites, alors que le nombre de sites chez les fournisseurs historiques reste stable. Parmi les fournisseurs alternatifs, Direct Energie et ENGIE sont les deux principaux acteurs sur le segment résidentiel, avec des parts de marché de respectivement 27 % et 70 %. Les parts de marchés des 11 autres fournisseurs⁽²²⁾ nationaux⁽²³⁾ actifs⁽²⁴⁾ proposant des offres sur ce segment restent marginales.

3 689 000
sites sur
31,7 millions
sont en offre
de marché
en électricité

4 360 000
sites sur
10,6 millions
sont en offre
de marché
en gaz

(22) Inscrits sur le moteur de recherche des fournisseurs par code postal en ligne sur le site www.énergie-info.fr

(23) Les fournisseurs nationaux sont ceux qui desservent plus de 90 % des communes raccordées de France métropolitaine continentale

(24) Un fournisseur est dit actif sur un segment donné s'il remplit au moins l'une des conditions suivantes :

- il a au moins un site en contrat unique
- il est responsable d'équilibre d'au moins un site en CARD/CART
- il est responsable d'équilibre et a livré une partie de la consommation d'un site au cours de l'année précédente

Sur le marché du gaz naturel, malgré une nette amélioration de l'ouverture à la concurrence au cours de l'année 2015, les tarifs réglementés sont toujours prépondérants sur le marché résidentiel au 31 décembre 2015 avec 59 % des sites et de la consommation (respectivement -8,5 points et -9,2 points par rapport à 2014). Le nombre de sites fournis en offre de marché progresse significativement en 2015. En 2015 comme en 2014, les nouveaux clients résidentiels ont souscrit, pour les deux tiers, un contrat en offre de marché auprès des fournisseurs historiques, au premier rang desquels ENGIE.

Au 31 décembre 2015, sur le segment résidentiel, 4 360 000 sites, sur un total de 10,6 millions, sont en offre de marché, dont 2 097 000 chez un fournisseur alternatif et 2 264 000 chez un fournisseur historique. Le nombre de sites en offre de marché a augmenté en moyenne de 75 800 sites par mois au cours de l'année 2015, soit +26,3 % sur l'année. Bien que neuf fournisseurs nationaux et actifs proposent des offres, seulement deux, ENGIE et EDF, détiennent les trois quarts des parts de marché sur le segment résidentiel. ENGIE enregistre une forte croissance ces trois dernières années, au contraire d'EDF, qui perd des sites, mais reste le deuxième acteur le plus important après le fournisseur historique. Direct Energie, ENI et Lampiris sont

“

Direct Energie, ENI et Lampiris sont des acteurs qui prennent peu à peu leur place sur le marché résidentiel en offre de marché et en détiennent ensemble un quart.

des acteurs qui prennent peu à peu leur place sur le marché résidentiel en offre de marché et en détiennent ensemble un quart.

Le taux de rotation⁽²⁵⁾ (ou taux de switch) est un indicateur de l'intensité concurrentielle sur le marché. Le taux de switch annuel sur le segment résidentiel est de 4,3 % en électricité et de 9,4 % en gaz.

Il est important de noter que, pour les deux énergies, les fournisseurs historiques réalisent une très large majorité des mises en service (création de nouveaux sites ou emménagement d'un nouveau client sur un site existant), alors que les fournisseurs alternatifs sont plus actifs sur les changements de fournisseur.

2.3. Les consommateurs domestiques peuvent bénéficier d'offres de fourniture plus compétitives que les tarifs réglementés de vente, sur les deux énergies

Au cours des deux dernières années, les offres de marché proposées par les fournisseurs alternatifs se sont significativement enrichies et diversifiées. Elles restent généralement moins chères que les tarifs réglementés de vente, avec des gains possibles de l'ordre de 5 % sur la facture d'électricité et de 5 % à 7 % sur la facture de gaz. Elles proposent en majorité des prix fixes pour une durée de un à trois ans, assurant ainsi aux consommateurs de la visibilité sur les factures. Ces offres ne sont par ailleurs pas contraignantes en termes d'engagement. Le client, qui aurait souscrit une offre de marché sur trois ans, peut quitter l'offre à tout moment, y compris pour revenir aux tarifs réglementés de vente. Le principe de réversibilité entre tarif public et offre de marché est prévu par le code de l'énergie.

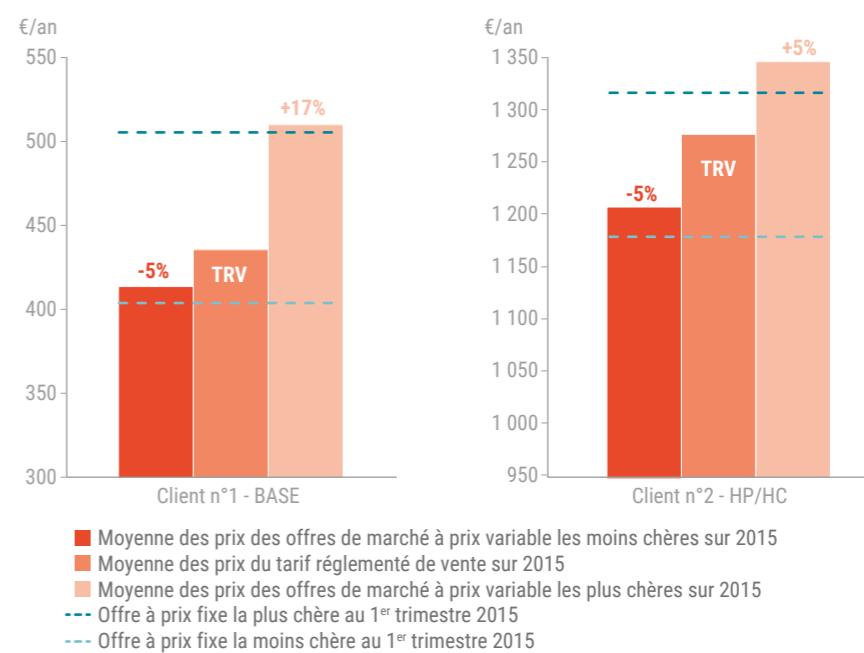
Le Graphique 9 (p. 47) compare la facture moyenne au tarif réglementé de vente d'électricité d'EDF sur l'année 2015 à celle de l'offre de marché à prix variable la moins chère et à celle de l'offre de marché à prix variable proposées aux deux

(25) C'est le ratio de la somme du nombre de changements de fournisseur et de mises en service des fournisseurs alternatifs sur le nombre total de clients dans chaque segment de clientèle

types de clients considérés. La moyenne annuelle est calculée à partir des données de factures relevées à chaque fin de trimestre. À titre indicatif, le niveau de l'offre de marché à prix fixe la moins chère et le niveau de l'offre de marché à prix fixe la plus chère, pris égaux à la valeur à date du 1^{er} trimestre 2015, sont également affichés.

Ainsi, il a été possible pour le client type « base » dont le contrat porte sur une puissance souscrite de 6 kVA pour une consommation annuelle de 2 400 kWh choisissant des offres à prix variable de réaliser une économie de l'ordre de 5 % par rapport au tarif réglementé de vente. Un client ayant souscrit dans son contrat une option « Heures Pleines/Heures Creuses » pour une puissance de 9 kVA et une consommation annuelle de 8 500 kWh a pu, lui, réaliser une économie d'environ 5 % par rapport au tarif réglementé. Il est aussi possible, pour ces deux clients types, de réaliser des économies en choisissant l'offre de marché à prix fixe la plus compétitive.

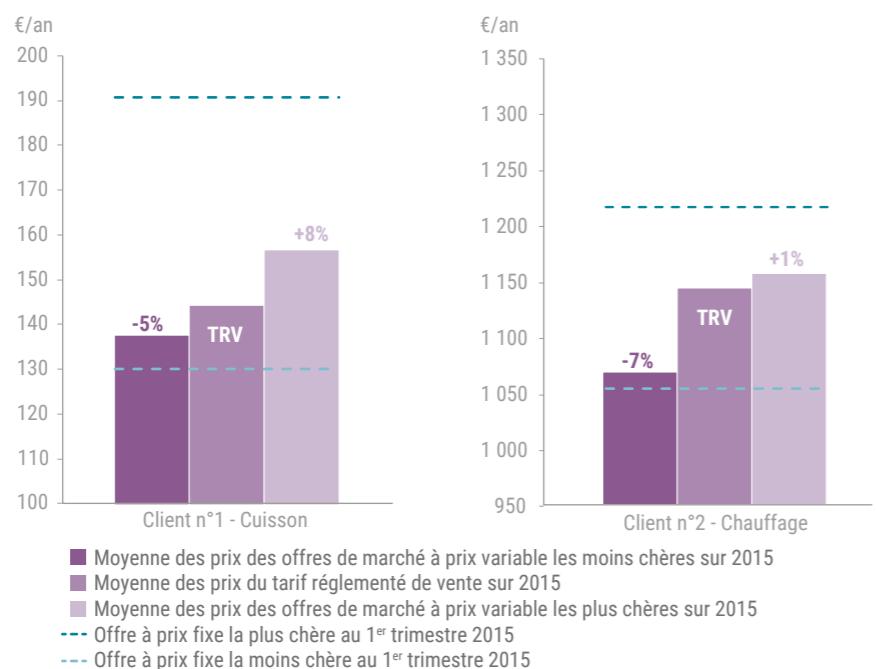
Graphique 9 : Comparaison des offres de détail d'électricité à prix variable les plus chères avec le tarif réglementé pour les deux types de clients considérés



Source : energie-info.fr - Analyse : CRE

Concernant le gaz naturel, le Graphique 10 (p. 48) compare la facture moyenne au tarif réglementé de vente d'ENGIE sur l'année 2015 à celle de l'offre de marché à prix variable la moins chère et à celle de l'offre de marché à prix variable la plus chère proposées à deux types de clients : le premier utilisant le gaz pour la cuisson, le second pour le chauffage. La moyenne annuelle est calculée à partir des données de factures relevées à chaque fin de trimestre. À titre indicatif, le niveau de l'offre de marché à prix fixe la moins chère et l'offre de marché à prix fixe la plus chère, pris égal à la valeur à date du 1^{er} trimestre 2015, est également affiché.

Graphique 10 : Comparaison des offres de détail de gaz naturel à prix variable plus- et moins-disantes avec le tarif réglementé pour les deux types de clients considérés



Ainsi, il a été possible pour le client n°1 (usage cuisson) choisissant des offres à prix variable de réaliser des économies de l'ordre de 5 % par rapport au tarif réglementé de vente, et de l'ordre de 7 % pour le client n°2 (usage chauffage).

Des économies plus importantes peuvent être réalisées pour les deux types de consommation en optant pour l'offre de marché à prix fixe la plus compétitive.

3. LA FIN DES TARIFS RÉGLEMENTÉS DE VENTE POUR LES PROFESSIONNELS MARQUE UNE ÉTAPE DÉCISIVE DE L'OUVERTURE À LA CONCURRENCE

La loi NOME et la loi n° 2014-344 du 17 mars 2014 relative à la consommation ont mis fin aux tarifs réglementés pour une partie des sites professionnels. Étaient concernés 468 000 sites alimentés en électricité et 170 000 sites utilisant le gaz. Cette disparition des tarifs réglementés s'est opérée en trois grandes étapes :

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

Les consommateurs concernés devaient souscrire un contrat en offre de marché auprès du fournisseur de leur choix avant ces dates. Les consommateurs qui ne l'avaient pas fait ont basculé automatiquement sur une offre par défaut, dite « offre transitoire », pour une durée maximale de six mois.

3.1. La CRE s'est beaucoup investie dans l'accompagnement de la suppression des tarifs réglementés de vente

La CRE a dégagé d'importants moyens, en 2014 et 2015, pour répondre aux enjeux concurrentiels de la fin des tarifs réglementés.

Le renforcement de l'information des consommateurs

La CRE a mis en place, dès janvier 2014, un groupe de travail consacré à la préparation de la fin des tarifs réglementés, composé des services du Médiateur national de l'énergie, de fournisseurs, de gestionnaires de réseaux, d'associations de consommateurs, de syndicats d'énergie et de représentants de la DGEC et de la DGCCRF. Il a notamment élaboré des guides et fiches pratiques destinés à l'information des consommateurs, disponibles sur le site internet de la CRE (www.cre.fr) et sur le site professionnel d'Énergie-Info (www.energie-info.fr/Pro). La CRE a également réalisé une vidéo pédagogique ainsi qu'un site internet spécifiquement dédié à la fin des tarifs réglementés de vente (www.tarifsreglementes-cre.fr).

En 2014 et 2015, la CRE a participé à de multiples réunions rassemblant entreprises et acheteurs publics. Elle est intervenue dans de nombreux colloques d'information sur l'ensemble du territoire afin de sensibiliser les acteurs sur la fin des tarifs réglementés et les informer sur les démarches à réaliser. La CRE est ainsi intervenue dans 33 réunions rassemblant près de 1 200 entreprises ou acheteurs publics. Elle a renforcé son action d'information auprès des interlocuteurs professionnels en nouant des contacts avec les fédérations professionnelles de l'artisanat et des PME, les syndics de copropriété et les collectivités publiques et en participant, avec les fournisseurs d'électricité, à l'élaboration d'une plaquette d'information à destination des entreprises adhérentes aux fédérations professionnelles.

La CRE a écrit en mai 2015 à près de 10 300 consommateurs toujours en offre transitoire, afin de les inciter à souscrire un contrat en offre de marché avant l'échéance du 30 juin 2015. Elle a également mené une campagne téléphonique, en septembre 2015, auprès des syndics de copropriété bénéficiant du dispositif de continuité de fourniture assuré par GRDF afin de les sensibiliser sur les risques de coupure à l'échéance de celui-ci (voir ci-après).

Enfin, la CRE a organisé une table ronde en septembre 2015 rassemblant les représentants des consommateurs, à l'occasion de laquelle elle a pu recueillir leur retour d'expérience et identifier leurs priorités en termes de fonctionnement des marchés de détail.

Le partage des fichiers clients des opérateurs historiques avec les autres fournisseurs

Dans le cadre d'un contentieux porté par Direct Energie, l'Autorité de la concurrence a enjoint à ENGIE de mettre à la disposition des fournisseurs alternatifs certaines données de son fichier des clients résidentiels et non résidentiels aux tarifs réglementés, dans sa décision portant mesures conservatoires du 9 septembre 2014, partiellement réformée par l'arrêté de la cour d'appel de Paris du 31 octobre 2014, s'appuyant notamment sur les éléments d'analyse fournis par la CRE.

Transposant ces mesures au cas de l'électricité, la CRE a demandé à EDF de mettre en place un accès gratuit pour ses concurrents aux données de contact et de consommation de son fichier relatif aux clients non résidentiels concernés par la fin des tarifs

10 300
courriers
ont été adressés
par la CRE aux
consommateurs
toujours en offre
transitoire afin
de les inciter
à souscrire un
contrat en offre
de marché avant
l'échéance
du 30 juin 2015

réglementés d'électricité. La CRE a également demandé aux entreprises locales de distribution de mettre à la disposition de leurs concurrents les données de leurs clients concernés par la suppression des tarifs réglementés.

Par ailleurs, la CRE a demandé aux fournisseurs historiques de lui transmettre, ainsi qu'à l'ensemble des fournisseurs alternatifs, le fichier des clients ayant basculé en offre transitoire au 1^{er} janvier 2016.

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

La CRE a veillé à ce qu'aucun obstacle technique concernant les systèmes d'information des gestionnaires de réseaux de distribution ne vienne perturber la sortie des tarifs réglementés. Pour ce faire, la CRE a intégré cette question dans les groupes de concertation placés sous son égide (groupes de travail « procédures et relations fournisseurs-GRD » et « système d'information ») dès 2014. Les conclusions des travaux des groupes de travail ont donné lieu à une délibération de la CRE le 27 novembre 2014.

Devant l'ampleur du nombre de changements de contrat d'électricité attendue à la fin 2015, la CRE a demandé à ERDF de mener une étude de robustesse de son système d'information, permettant d'évaluer la capacité du GRD à traiter l'ensemble de ces sites dans des délais restreints. Le retour d'expérience fait par ERDF montre que le basculement de nombreux sites en offre de marché et en offre transitoire au 1^{er} janvier 2016 s'est déroulé sans encombre.

Constatant la persistance d'un nombre significatif de clients en offre transitoire à l'approche du 30 juin 2015, la CRE a pris des dispositions en urgence permettant de décaler de trois mois la suspension de fourniture initialement prévue à la date de fin de l'offre transitoire⁽²⁶⁾.

Les sites sont ainsi restés alimentés par les gestionnaires de réseaux à un prix majoré de 20 % par rapport au tarif réglementé d'août 2014.

Au regard des volumétries de clients concernés par l'échéance de suppression des tarifs au 1^{er} janvier 2016, en gaz mais surtout en électricité, la CRE avait à cette occasion indiqué qu'un dispositif temporaire tel que celui mis en œuvre au 30 juin 2015 ne saurait être reproduit pour cette échéance. Elle invitait « le gouvernement [...] à prendre toute mesure susceptible d'éviter qu'une telle situation ne se reproduise aux prochaines échéances, en particulier par la mise en place de mesures concernant la situation des consommateurs inactifs, ou les consommateurs actifs qui ne parviennent pas à se voir proposer une offre de marché. Le gouvernement pourrait notamment examiner la faisabilité de la mise en place d'un dispositif de fournisseur de dernier recours ou de fournisseur par défaut, dans des conditions compatibles avec le droit européen – notamment s'agissant de la mise en concurrence entre les fournisseurs – et avec des dispositions incitant les consommateurs inactifs à rechercher une offre de marché ». De ce fait, la CRE a contribué aux travaux des pouvoirs publics relatifs à la création d'un dispositif de fournisseur par défaut pour gérer l'échéance du 1^{er} juillet 2016.

(26) Délibération de la CRE du 28 mai 2015 portant décision sur les missions des gestionnaires de réseaux de distribution de gaz naturel relatives à la sortie des offres transitoires prévues par les dispositions de l'article 25 de la loi n°2014-344 du 17 mars 2014 relative à la consommation

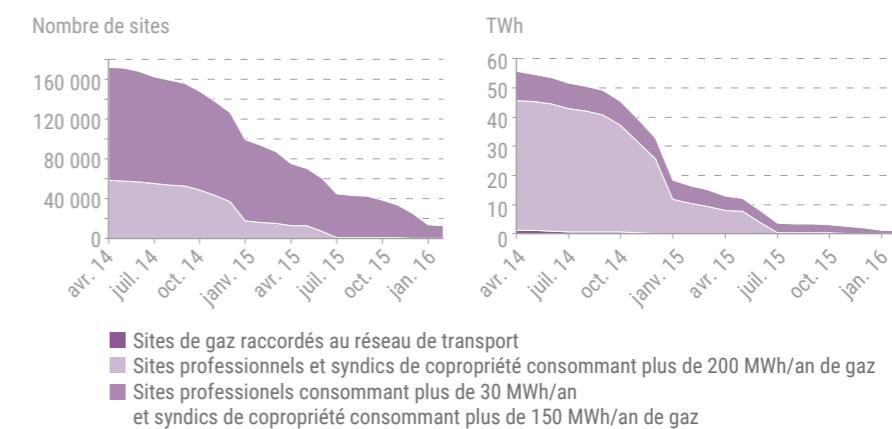
“

Constatant la persistance d'un nombre significatif de clients en offre transitoire à l'approche du 30 juin 2015, la CRE a pris des dispositions en urgence permettant de décaler de trois mois la suspension de fourniture initialement prévue à la date de fin de l'offre transitoire.

3.2. Le bilan des différentes étapes de suppression des tarifs réglementés montre que la concurrence était déjà établie sur les sites gros consommateurs d'énergie

La première étape de suppression des tarifs réglementés de vente de gaz naturel a concerné un nombre limité de sites, la concurrence étant déjà bien établie pour les clients non résidentiels raccordés au réseau de transport. Au mois d'avril 2014, seuls 6 % des sites, représentant seulement 0,4 % des volumes, étaient encore aux tarifs réglementés. Ainsi, 30 sites ont basculé en offre transitoire en juin 2014 et à l'échéance de celle-ci, tous les consommateurs avaient souscrit un contrat avec un fournisseur de leur choix.

Graphique 11 : Évolution du nombre de sites (à gauche) et de la consommation (à droite) des sites concernés par les différentes échéances de suppression des tarifs réglementés de vente de gaz



Source : ENGIE, ELD – Analyse CRE

Depuis le 1^{er} janvier 2015, les sites non domestiques dont la consommation annuelle excède 200 MWh ne sont plus éligibles aux tarifs réglementés de vente de gaz naturel. Les sites concernés par cette deuxième échéance étaient notamment des établissements scolaires, des bâtiments hospitaliers, maisons de retraite, supermarchés, bureaux, sites industriels, bâtiments administratifs ou grandes copropriétés. Au mois d'avril 2014, 57 000 sites aux tarifs réglementés chez ENGIE, représentant une consommation annuelle de 43 TWh, étaient concernés par cette échéance.

Au 1^{er} janvier 2015, 17 000 sites ont basculé automatiquement dans l'offre transitoire d'ENGIE pour une durée de 6 mois (prix majoré entre 1 et 3 % par rapport aux tarifs réglementés). Au 1^{er} juillet 2015, 3 250 sites ont basculé pour une période de 3 mois maximum chez GRDF dans le cadre du dispositif temporaire mis en place par la CRE pour éviter une interruption d'alimentation en gaz naturel.

La dernière étape de suppression des tarifs réglementés de vente, au 1^{er} janvier 2016, a été la plus importante en nombre de clients concernés. Cette échéance portait en effet à la fois sur les consommateurs non domestiques de gaz consommant plus de 30 MWh/an (restaurants, bureaux, ateliers, supermarchés de petite surface ou de copropriété de taille moyenne) et sur les clients d'électricité ayant une puissance souscrite supérieure à 36 kVA (moyens et grands centres commerciaux, tours de bureau, industries, grands hôtels, collectivités locales, etc.). À la fin du mois d'avril 2014,

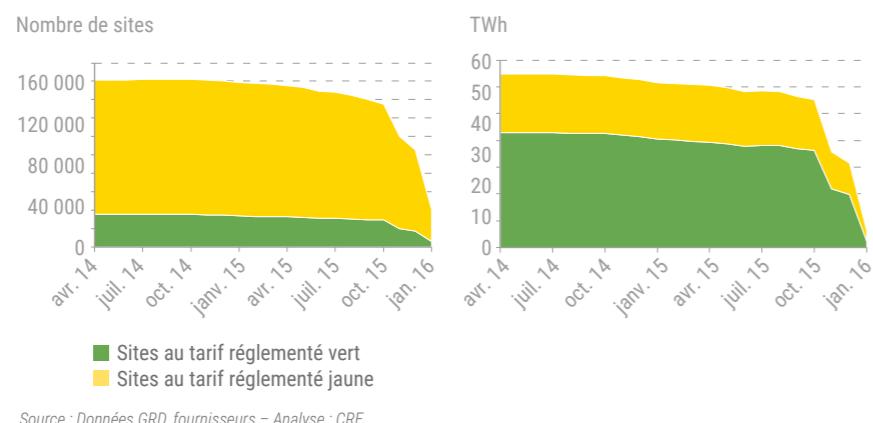
111 000 sites étaient concernés par cette dernière échéance de suppression des tarifs réglementés en gaz chez ENGIE et 437 000 sites chez EDF en électricité.

La suppression des tarifs réglementés de gaz au 1^{er} janvier 2015 a été une première expérience qui a permis de sensibiliser les consommateurs concernés par la dernière étape fixée au 1^{er} janvier 2016, ce qui a limité le nombre de clients en offre transitoire.

Au 1^{er} janvier 2016, 17 000 sites ont basculé en offre transitoire en gaz naturel, soit autant qu'au 1^{er} janvier 2015, alors que deux fois plus de sites étaient concernés par cette dernière étape.

Au 1^{er} janvier 2016, 17 000 sites ont basculé en offre transitoire en gaz naturel, soit autant qu'au 1^{er} janvier 2015, alors que deux fois plus de sites étaient concernés par cette dernière étape. En électricité 100 000 sites sont passés en offre transitoire, soit près d'un quart des sites aux tarifs réglementés au mois d'avril 2014.

Graphique 12 : Évolution du nombre de sites (à gauche) et de la consommation (à droite) des sites aux tarifs réglementés de vente d'électricité et en offre transitoire, concernés par la suppression de ces tarifs au 1^{er} janvier 2016



Source : Données GRD, fournisseurs – Analyse : CRE

Le passage en offre de marché des sites a été plus tardif en électricité qu'en gaz. Il n'a réellement débuté qu'en décembre 2014, avec une diminution moyenne de 6,3 % du nombre de sites concernés entre décembre 2014 et juin 2015. Ce rythme s'est ensuite fortement accéléré au 1^{er} novembre (-24 %) et au 1^{er} décembre 2015 (-12 %). Au 31 décembre 2015, il restait encore 250 000 sites aux tarifs réglementés de vente, dont 17 % de sites au tarif vert et 83 % des sites au tarif jaune.

3.3. Le marché est plus dynamique sur le segment des entreprises, notamment pour les plus gros consommateurs d'énergies

En électricité, sur le segment non résidentiel, seuls les petits professionnels, soustrayant une puissance inférieure ou égale à 36 kVA sont encore éligibles aux tarifs réglementés de vente. En effet, depuis le 1^{er} janvier 2016, l'ensemble des sites de puissance souscrite supérieure à 36 kVA sont passés en offre de marché chez un fournisseur de leur choix, ou automatiquement en offre transitoire chez leur fournisseur historique.

Au 31 décembre 2015, 976 000 sites non résidentiels sur un total de 4,9 millions étaient en offre de marché en électricité (+ 39,8 % par rapport à fin 2014), 60 % d'entre eux sont alimentés par un fournisseur alternatif.

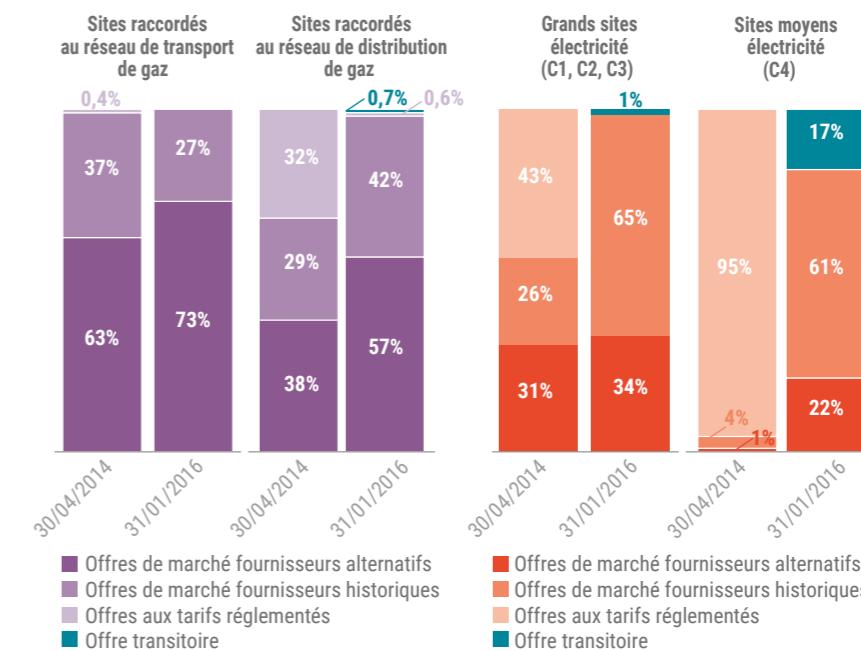
La concurrence s'est moins développée sur les sites ayant quitté les tarifs réglementés de vente d'électricité : environ 86 % d'entre eux ont souscrit une offre de marché ou une offre transitoire chez un fournisseur historique. La part de marché de ces derniers a ainsi augmenté de 4 points entre la fin de 2014 et la fin de 2015.

Au 31 décembre 2015, 25 fournisseurs nationaux et actifs proposent des offres aux clients non résidentiels d'électricité. Un nombre en hausse par rapport à 2014, soit 3 fournisseurs de

plus. Les parts de marché de ces fournisseurs sur le segment non résidentiel sont différentes en nombre de sites et en volume. EDF détient toujours 76 % du marché en nombre de sites sur le segment des grands et moyens sites non résidentiels, qui ne bénéficient plus des tarifs réglementés de vente. Les fournisseurs alternatifs livrent un peu moins que la moitié de la consommation, soit 43 %.

Sur le segment des petits sites non résidentiels, la présence des fournisseurs historiques est moins marquée et représente environ 30 % en nombre de sites et en volume, le reste du marché étant partagé entre Direct Energie et ENGIE.

Graphique 13 : Évolution de la répartition de la consommation annualisée des sites non résidentiels concernés par la suppression des tarifs, par type d'offre en électricité et en gaz naturel



Source : CRE

LE RAPPORT DE SURVEILLANCE DES MARCHÉS ACER-CEER

L'ACER a également pour mission la surveillance des marchés de détail et de gros. Elle rédige dans ce cadre un rapport annuel de surveillance des marchés en coopération étroite avec le Conseil des régulateurs européens de l'énergie (CEER), la Commission européenne et les autorités de régulation nationales. Ces rapports annuels, présentant les résultats de la surveillance des marchés co-signés ACER-CEER, visent à proposer des pistes d'amélioration du fonctionnement des marchés de l'énergie au bénéfice des consommateurs européens. Dans cette perspective, l'ACER et le CEER produisent conjointement des rapports présentant une évaluation des progrès accomplis dans la mise en œuvre du 3^e paquet énergie, en se concentrant sur les obstacles qui subsistent encore dans le but d'achever le marché intérieur de l'énergie.

La 4^e édition du rapport de surveillance des marchés publiée le 30 novembre 2015 comporte une partie consacrée aux marchés de détail, qui dresse un état des lieux de la situation en 2014 et son évolution par rapport aux années précédentes. À cet effet, il présente une série d'indicateurs permettant, entre autres, de suivre l'évolution des prix par composante sur les marchés de détail, la concentration des marchés, les sorties et entrées de nouveaux acteurs, ou encore le comportement des consommateurs.

Le rapport montre, par exemple, que le prix moyen de la facture énergétique des ménages de l'Union européenne a augmenté en 2014, aussi bien pour les consommateurs d'électricité que de gaz naturel (+2,6 % et +2,1 % respectivement en électricité et en gaz). L'ACER note par ailleurs que dans la plupart des pays de l'UE, les composantes non soumises à la concurrence (taxes et réseaux) sont en augmentation constante et constituent un poids important dans la facture des consommateurs, puisqu'elles représentent en moyenne 55 % de cette facture. En revanche, les prix pour les clients industriels ont diminué de 0,2 % en électricité et de 6 % en gaz.

D'après les résultats présentés dans ce rapport, l'ACER conclut que les marchés restent encore fortement concentrés dans de nombreux pays, que les prix de détail demeurent élevés malgré la baisse des prix de gros et que l'implication des consommateurs reste faible. Malgré une tendance plutôt haussière du taux de changement de fournisseur, la majorité des consommateurs d'électricité et de gaz ne participent pas activement au marché en faisant jouer la concurrence entre les offres et les différents fournisseurs disponibles. Le comportement des consommateurs joue un rôle important dans le développement des marchés et de la concurrence. Les consommateurs sont davantage actifs dans les pays où il existe un nombre important de fournisseurs proposant un large choix d'offres. La démultiplication des offres pourrait néanmoins compliquer la comparaison des offres par les consommateurs et réduire le niveau de transparence. Bien qu'un faible taux de changement de fournisseur ne soit pas nécessairement le reflet d'un manque de concurrence, cela peut néanmoins indiquer l'existence de barrières à l'entrée sur les marchés de détail. Les raisons sont, selon l'ACER, bien connues : gain trop faible sur la facture au vu de la complexité ressentie de la démarche, manque de confiance dans le nouveau fournisseur, attachement à son fournisseur actuel, processus de changement de fournisseur perçu comme complexe par les consommateurs. L'ACER constate par ailleurs que les consommateurs sont moins actifs dans les pays où subsistent des tarifs réglementés de vente. Enfin, dans la mesure où l'entrée de nouveaux fournisseurs sur les marchés permet le développement de la concurrence et la création de nouvelles offres, l'Agence considère que l'élimination des obstacles à l'entrée devrait être une priorité.

DATES CLÉS

01/04/2015 : FUSION DES PLACES DE MARCHÉ GRIGAZ SUD ET TIGF

21/05/2015 : DÉMARRAGE DU COUPLAGE DE MARCHÉS FONDÉ SUR LES FLUX

CHIFFRES CLÉS

35 MILLIONS DE COMPTEURS LINKY ET 11 MILLIONS DE COMPTEURS GAZPAR SERONT DÉPLOYÉS

MOTS CLÉS

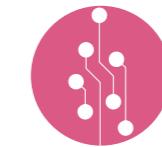
**INTERCONNEXIONS
CODES DE RÉSEAU
SMART GRID**



Les travaux de la CRE pour un accès non discriminatoire aux réseaux 58

La CRE prépare l'avenir des réseaux 69

La CRE contribue à l'élaboration du cadre de régulation européen 80



LA CRE ET LES RÉSEAUX

La CRE veille à garantir l'accès non discriminatoire aux réseaux et infrastructures d'électricité et de gaz naturel, ainsi qu'à leur bon fonctionnement et développement.

Par ailleurs, elle s'assure de l'indépendance des gestionnaires de réseaux par rapport à leur maison mère. Au niveau européen, la construction du marché de l'énergie progresse grâce au bon fonctionnement des interconnexions entre les réseaux nationaux qui optimise la fluidité de la circulation du gaz et de l'électricité d'un bout à l'autre de l'Europe. La CRE prend une part active à l'élaboration de ces règles qui favorisent l'intégration du marché français au marché européen.

LES TRAVAUX DE LA CRE POUR UN ACCÈS NON DISCRIMINATOIRE AUX RÉSEAUX

La CRE a travaillé en 2015 à l'élaboration des tarifs des réseaux de transport et de distribution d'électricité et de gaz naturel qui doivent être adoptés en 2016 et 2017.

- les tarifs d'utilisation des réseaux publics d'électricité (TURPE) HTA/BT des distributeurs d'électricité (ERDF et les entreprises locales de distribution) et TURPE HTB du transporteur d'électricité RTE concernent environ 36 millions de clients en France et représentent un peu moins de 14 milliards d'euros de chiffre d'affaires annuel pour les distributeurs et environ 4,5 milliards d'euros de chiffre d'affaires annuel pour le transporteur ;
- le tarif d'accès des tiers aux réseaux de distribution (ATRD) du distributeur de gaz naturel GRDF concerne environ 11 millions de clients en France et représente un peu plus de 3,2 milliards d'euros de chiffre d'affaires annuel pour le distributeur ;
- les tarifs d'accès des tiers aux réseaux de transport de gaz (ATRT) des transporteurs de gaz naturel GRTgaz et TIGF concernent environ 900 clients industriels en France et représentent environ 1,6 milliards et 200 millions d'euros de chiffres d'affaires annuel respectivement pour les transporteurs ;
- les tarifs pour l'accès des tiers aux terminaux méthaniers (ATTM) des opérateurs de terminaux méthaniers régulés d'Elengy et de Fosmax LNG représentent environ 300 millions d'euros de chiffre d'affaires cumulés.

Par ailleurs, la CRE a contribué à la mise en œuvre d'une nouvelle régulation des tarifs de stockage. Concernant l'indépendance des gestionnaires de réseaux, bien que son manque de ressources ne lui permette pas de publier chaque année son rapport sur le respect des codes de bonne conduite et l'indépendance des gestionnaires de réseaux d'électricité et de gaz naturel, elle a été saisie au cours de l'année 2015, dans le cadre du suivi de la certification des gestionnaires de réseaux de transport, de quarante-sept contrats. Elle a fermement critiqué la similitude des noms des gestionnaires de réseaux de distribution avec ceux de leur maison mère qu'elle considère comme source de confusion entre la mission de service public d'acheminement et l'activité de fourniture ouverte à la concurrence.

1. LES TRAVAUX DE LA CRE DÉFINISSENT UN CADRE STABLE POUR LES TARIFS DE RÉSEAUX

Porteurs de signaux économiques pour les acteurs de marché et permettant d'encourager les opérateurs à améliorer leur efficacité, tant du point de vue de la maîtrise de leurs coûts que de la qualité du service rendu, les tarifs d'utilisation des réseaux sont essentiels au bon fonctionnement des marchés. En 2015, outre l'élaboration de tarifs, la CRE a travaillé à l'amélioration du cadre de régulation afin de donner une bonne visibilité aux évolutions à venir des niveaux tarifaires.

1.1. L'élaboration du prochain tarif d'utilisation des réseaux de distribution de gaz naturel de GRDF, dit « tarif ATRD5 »

Dès février 2015, la CRE a engagé les travaux d'élaboration du tarif ATRD5 de GRDF, qui doit entrer en vigueur le 1^{er} juillet 2016. S'appuyant sur le bilan positif des exercices

précédents, souligné notamment dans les réponses à la consultation publique qu'elle a menée du 18 novembre au 18 décembre 2015, la CRE a reconduit le cadre général de régulation du tarif ATRD4 tout en le faisant évoluer dans les domaines de la régulation incitative des dépenses d'investissement, de la qualité de service, de l'augmentation du nombre de consommateurs raccordés et des dépenses de recherche et développement.

La délibération de la CRE du 10 mars 2016⁽¹⁾ fixe le cadre tarifaire pour quatre ans. Cette décision s'appuie sur des analyses approfondies des charges prévisionnelles présentées par GRDF ainsi que sur plusieurs études portant sur les cadres de régulation incitative et les niveaux des tarifs de distribution de gaz naturel appliqués ailleurs en Europe. La CRE a également réévalué le coût moyen pondéré du capital (CMPC) sur la base d'une étude concernant les infrastructures d'électricité et de gaz naturel qu'elle a menée. Toutes ces études sont publiées sur le site internet de la CRE.

Concernant les coûts, la CRE a tenu compte des demandes de GRDF relatives à la sécurité, aux charges de personnel, aux investissements, ainsi qu'aux projets à forts enjeux, comme Gazpar (comptage évoluté), le projet « Transformation » (i.e. réorganisation des activités partagées avec ERDF) ou le projet « Tulipe » (i.e. conversion et adaptation du gaz B en gaz H dans le nord de la France).

Conformément à l'article L.452-3 du code de l'énergie, la CRE a pris en compte les orientations de politique énergétique transmises par la ministre de l'Énergie, du Développement durable et de l'Énergie, par lettre du 10 février 2016.

Au 1^{er} juillet 2016, le tarif de GRDF augmentera de 2,76 % en euros courants, soit une augmentation de 0,6 %, hors taxe du tarif réglementé de vente (TRV) de gaz pour un client domestique moyen consommant le gaz pour un usage chauffage (tarif B1 sur la zone Paris). De 2017 à 2019, la CRE retient une évolution annuelle de la grille tarifaire correspondant à l'inflation moins 0,8 %, ce qui représente un effort de productivité additionnel (par rapport à celui proposé par GRDF) de 0,4 % par an en moyenne sur les charges nettes d'exploitation.

Au cours de l'année 2016, la CRE lancera les travaux d'élaboration des prochains tarifs ATRD5 des entreprises locales de distribution (ELD) de gaz naturel. Le cadre de régulation de ces nouveaux tarifs de distribution devrait être proche de celui défini pour GRDF.

1.2. La préparation des prochains tarifs d'utilisation des réseaux publics d'électricité, dits « TURPE 5 »

En 2015, la CRE a engagé des travaux sur la structure des futurs tarifs TURPE 5, dont l'entrée en vigueur est prévue à l'été 2017, en remplacement des tarifs actuels entrés en vigueur en 2013 et 2014, avec un enjeu majeur : accompagner les évolutions du système électrique, dont le développement des énergies renouvelables, la plus grande flexibilité de la demande ou l'émergence des réseaux intelligents, smart grids, et de l'autoconsommation.

Portant à la fois sur le court terme (optimisation de l'exploitation) et sur le long terme (optimisation des investissements), ces travaux préparatoires visent à permettre

⁽¹⁾ Délibération de la CRE du 10 mars 2016 portant décision sur le tarif péréqué d'utilisation des réseaux publics de distribution de gaz naturel de GRDF

un fonctionnement efficace des réseaux en incitant les utilisateurs à adopter des comportements qui minimisent les coûts d'investissement et d'exploitation.

Dans une consultation publique portant spécifiquement sur la structure tarifaire lancée durant l'été 2015, la CRE a invité les acteurs de marché à s'exprimer sur la pertinence de nouvelles options tarifaires, comme une option à quatre plages temporelles pour les petits consommateurs résidentiels et tertiaires, et des tarifs à pointe mobile pour l'ensemble des domaines de tension. Cette consultation publique a également porté sur les modalités de financement des coûts d'équilibrage et sur le report d'une partie des coûts de réseaux vers les producteurs.

Face à la complexité des sujets à traiter, au besoin de visibilité manifesté lors de la consultation publique et aux délais potentiels d'adaptation des systèmes d'information, la CRE a adopté le 18 février 2016 une délibération visant à fixer des orientations sur la structure du TURPE 5, notamment au regard de l'objectif de maîtriser les pointes de consommation⁽²⁾. La CRE a ainsi décidé d'introduire :

- une option tarifaire à pointe mobile dans le domaine de tension HTA, qui doit renforcer l'incitation à la maîtrise de la pointe en modulant les signaux donnés par le tarif de réseau sur certaines périodes déterminées la veille pour le lendemain ;
- une option tarifaire à 4 plages temporelles pour le domaine basse tension inférieure ou égale à 36 kVA, qui permettra de refléter la différence de coûts d'utilisation du réseau entre l'été et l'hiver ;
- un dispositif transitoire de pointe mobile en HTA pour la période allant du 1^{er} janvier 2017 à la date d'entrée en vigueur du TURPE 5, afin de maintenir une cohérence des signaux tarifaires sur l'ensemble de l'année 2017.

En 2016, la CRE prévoit de lancer deux consultations publiques qui porteront successivement sur la structure tarifaire, sur les cadres de régulation envisagés pour RTE et ERDF, puis sur la version finale de la grille tarifaire, le niveau des tarifs ainsi que les revenus autorisés de RTE et d'ERDF.

1.3. L'évolution du cadre de régulation

Conformément au code de l'énergie (articles L.341-3 et L.452-3), les tarifs d'utilisation des réseaux de transport et de distribution de gaz naturel (ATRT5 et ATRD4) et d'électricité (TURPE 4), définissent un cadre qui incite les gestionnaires de réseaux à améliorer leur efficacité en termes de maîtrise des charges d'exploitation et de qualité du service rendu aux utilisateurs.

Si les cadres de régulation actuellement en vigueur répondent aux objectifs de visibilité, d'efficacité et de simplicité, des améliorations sont possibles, notamment en termes d'incitation à la maîtrise des coûts d'investissement. C'est pourquoi, en 2015, la CRE a lancé une étude externe pour comparer les cadres de régulation incitative des opérateurs de réseaux d'électricité et de gaz naturel en vigueur en Allemagne, en Espagne, en Irlande et au Royaume-Uni. Les évolutions recommandées dans cette étude publiée sur le site internet de la CRE, concernent principalement des mécanismes qui portent sur les coûts des investissements des opérateurs ainsi que sur les coûts liés au développement de solutions smart grids. Elle préconise également

(2) Délibération de la CRE du 18 février 2016 portant décision de modification du tarif d'utilisation des réseaux publics d'électricité (TURPE) pour définir un dispositif transitoire de pointe mobile pour le domaine de tension HTA et portant orientations sur la structure des prochains TURPE

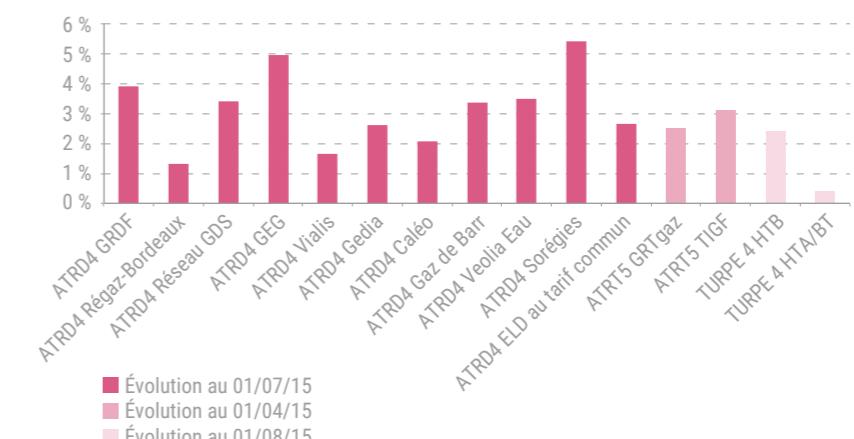
de renforcer les incitations à l'amélioration de la qualité de service⁽³⁾. Les résultats de cette étude ont alimenté les travaux sur le nouveau tarif de GRDF et seront pris en compte dans les réflexions portant sur les prochains tarifs d'utilisation des réseaux (ATRD6 et TURPE 5 notamment).

En ce qui concerne le cadre de régulation appliqué au tarif de GRDF (ATRD5), la CRE a choisi de faire évoluer le mécanisme d'incitation à la maîtrise des coûts d'investissement vers un système de double incitation portant sur les coûts unitaires de certains investissements dans les réseaux (investissements relatifs au raccordement de nouveaux consommateurs et au déplacement et à l'adaptation des ouvrages) et sur des investissements « hors réseaux » (immobilier, véhicules, systèmes d'information...), dont la particularité est que la délimitation entre coûts d'investissement et coûts de fonctionnement peut être floue. La CRE prévoit donc, pour les investissements hors réseaux, de mettre en place des incitations de même nature pour les charges de capital et les charges d'exploitation. En ce qui concerne la qualité de service, les évolutions retenues dans le tarif ATRD5 visent à clarifier, en le simplifiant, le mécanisme d'attribution des incitations financières. Une régulation incitative des dépenses de recherche et développement (R&D) est également introduite afin d'assurer à GRDF les moyens de mener à bien ses projets tout en augmentant la visibilité de ses capacités d'innovation.

1.4. Les évolutions tarifaires annuelles en 2015

Les tarifs d'utilisation des réseaux de transport et de distribution d'électricité et de gaz naturel établis par la CRE évoluent chaque année en fonction de règles prédéfinies. Ils sont révisés au 1^{er} avril pour le transport de gaz, au 1^{er} juillet pour la distribution de gaz, au 1^{er} août pour les tarifs de réseau de l'électricité. Ces évolutions prennent en compte l'inflation constatée, le facteur d'évolution propre à chaque infrastructure, ainsi que l'apurement du compte de régularisation des charges et des produits (CRCP).

Graphique 1 : Évolutions tarifaires annuelles en 2015



Source : CRE

(3) <http://www.cre.fr/documents/consultations-publiques/prochain-tarif-d-utilisation-des-reseaux-publics-de-distribution-de-gaz-naturel-de-grdf-dit-atrd5>



LE COMPTE DE RÉGULARISATION DES CHARGES ET DES PRODUITS (CRCP)

Compte tenu de la durée d'application des tarifs, fixée à environ quatre ans, la CRE fonde ses délibérations tarifaires sur des hypothèses d'évolution à court et moyen termes des charges et des produits. Toutefois, certaines catégories de charges et de produits sont difficilement prévisibles ou maîtrisables par les opérateurs, notamment à cause de la variabilité des conditions climatiques et peuvent donc représenter un risque financier pour les gestionnaires de réseaux ou, au contraire, augmenter leur rentabilité. Ainsi, chaque année, le CRCP permet de mesurer et de compenser les écarts de coût ou de revenu constatés sur des postes prédéfinis.

Le 1^{er} août 2015, les tarifs d'utilisation des réseaux publics d'électricité ont augmenté de 2,4 % dans le domaine de tension HTB et de 0,4 % dans les domaines de tension HTA et BT (délibérations du 11 juin 2015 et du 28 mai 2015). Notons que la CRE a décidé de faire évoluer la composante annuelle de comptage du TURPE 4 HTA/BT afin de faciliter l'utilisation des nouvelles fonctionnalités offertes par les compteurs évolués dans le contexte de la fin des tarifs réglementés de vente pour les utilisateurs dont la puissance souscrite est supérieure à 36 kVA qui est intervenue le 1^{er} janvier 2016. Le montant de la composante de comptage ne dépend donc plus ni des caractéristiques techniques des dispositifs de comptage, ni du mode de reconstitution des flux utilisé.

Par ailleurs, après consultation des acteurs, la CRE a décidé (délibération du 11 juin 2015) de prolonger jusqu'au 31 décembre 2015 l'abattement de 50 % sur la facture d'acheminement d'électricité pour certains sites industriels gros consommateurs d'électricité qui avait été accordé à titre exceptionnel pour la période du 1^{er} août 2014 au 31 juillet 2015 (délibération du 7 mai 2014⁽⁴⁾). Cette mesure avait été prise en raison 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.

Concernant le gaz, le 1^{er} avril 2015, les tarifs d'utilisation du réseau de transport de gaz (tarifs ATRT5) ont augmenté de 2,5 % pour GRTgaz et de 3,1 % pour TIGF (délibération CRE du 19 mars 2015). Les augmentations décidées pour les tarifs d'utilisation des réseaux publics de distribution au 1^{er} juillet 2015 ont été comprises entre 1,3 % et 5,41 % (voir Tableau 1, p. 63), en application des délibérations de la CRE du 1^{er} avril 2015 pour GRDF et du 6 mai 2015 pour l'ensemble des entreprises locales de distribution (ELD).

(4) Délibération de la Commission de régulation de l'énergie du 7 mai 2014 portant décision sur l'évolution au 1^{er} août 2014 des tarifs d'utilisation d'un réseau public d'électricité dans le domaine de tension HTB

Tableau 1: Évolution des tarifs d'utilisation du réseau de transport de gaz

Gestionnaires de réseaux de distribution	Pourcentage d'évolution tarifaire au 01/07/15
GRDF	+ 3,93 %
Régaz-Bordeaux	+ 1,30 %
Réseau GDS	+ 3,40 %
GEG	+ 4,95 %
Vialis	+ 1,64 %
Gedia	+ 2,62 %
Caléo	+ 2,05 %
Gaz de Barr	+ 3,35 %
Veolia Eau	+ 3,51 %
Sorégies	+ 5,41 %
ELD au tarif commun	+ 2,67 %

Source : CRE

2. LES TRAVAUX DE LA CRE POUR ASSURER L'INDÉPENDANCE DES GESTIONNAIRES DE RÉSEAUX

La CRE s'assure de l'indépendance des gestionnaires de réseaux vis-à-vis des sociétés exerçant une activité de fourniture ou de production de gaz ou d'électricité au sein de l'entreprise verticalement intégrée (EVI) à laquelle ils appartiennent. Cette vérification porte en particulier sur l'organisation interne des opérateurs et sur leurs règles de gouvernance ainsi que sur leur autonomie de fonctionnement.

2.1. Les travaux de la CRE pour mettre fin à la confusion entre la marque d'un gestionnaire de réseau et celle d'un fournisseur appartenant au même groupe

L'indépendance des gestionnaires de réseaux est une exigence fondamentale, qui porte en particulier sur l'image des sociétés. L'article L111-64 du code de l'énergie prévoit en effet qu'aucune confusion ne doit exister entre la marque utilisée par un gestionnaire de réseau et celle utilisée par un fournisseur appartenant au même groupe. Cette obligation vise à éviter que le public n'associe ou ne confonde ces deux catégories d'acteurs qui rendent des services différents indépendamment l'un de l'autre.

Ainsi, dans ses rapports successifs sur le respect des codes de bonne conduite et l'indépendance des gestionnaires de réseaux d'électricité et de gaz naturel (RCBCI) depuis 2007, la CRE a demandé à ERDF et à GRDF d'éliminer les facteurs de confusion avec leurs maisons mères.

La CRE a formulé des demandes précises à ces deux opérateurs dans la dernière édition de son RCBCI publiée en janvier 2015 afin d'éliminer les confusions avec les maisons mères. Ainsi, elle a imposé à ERDF et GRDF de changer des éléments constitutifs de leur marque (identité visuelle et/ou sigle et/ou prononciation...), et de présenter chacune avant le 1^{er} juin 2015 les mesures qu'elles entendaient mettre en œuvre ainsi qu'un « plan des actions à mettre en œuvre pour supprimer les risques d'association par le grand public entre les deux sociétés et ainsi supprimer toute confusion possible ».

La CRE avait exigé d'ERDF des changements majeurs relatifs à son identité visuelle. Au cours d'une audition le 3 juin 2015 devant le collège, ERDF a présenté un projet d'évolution de sa marque ainsi qu'un plan d'action. Par une délibération du 23 juin 2015⁽⁵⁾, la CRE a considéré que ce projet d'évolution de la marque d'ERDF, en l'absence de modification de celle d'EDF, ne permettait pas d'écartier tout risque de confusion prohibée par les dispositions législatives. ERDF a annoncé le 31 mai 2016 le changement de son nom en Enedis.

Concernant GRDF, GDF SUEZ a annoncé le 24 avril 2015 le changement de son nom en ENGIE. La CRE a alors considéré, dans sa délibération du 23 juin 2015, que ce changement résout la question de la confusion entre GRDF et sa maison-mère, fournisseur historique de gaz naturel. Toutefois, ENGIE a annoncé depuis lors qu'il utiliserait la marque « Tarif Réglementé Gaz – GDF SUEZ » sur les factures de ses clients aux tarifs réglementés. Ce choix qui constitue un changement important des éléments pris en compte par la CRE, est tel qu'il nécessite de réexaminer les situations respectives d'ENGIE et de GRDF au regard de l'article L.111-64 du code de l'énergie.

2.2. Le respect des codes de bonne conduite et l'indépendance des gestionnaires de réseaux

Dans sa 9^e édition, le rapport sur le respect des codes de bonne conduite et sur l'indépendance des gestionnaires de réseaux, publiée en janvier 2015, porte sur la période 2013-2014. Il présente une analyse des situations individuelles des huit gestionnaires de réseaux de distribution desservant plus de 100 000 clients : ERDF, Électricité de Strasbourg, URM, SRD et Gérédis-deux-Sèvres pour l'électricité, GRDF, Régaz-Bordeaux et Réseau GDS pour le gaz ; et des trois gestionnaires de réseaux de transport : RTE pour l'électricité, GRTgaz et TIGF pour le gaz.

Malgré des améliorations notables, la CRE constate que l'indépendance de certains gestionnaires de réseaux de distribution est encore insuffisante, notamment en raison de leur organisation ou de la confusion de leur marque avec celles des fournisseurs appartenant au même groupe. Quant aux trois gestionnaires de réseaux de transport, le rapport note que, en 2013 et 2014, ils ont tenu leurs principaux engagements en matière de transparence, d'objectivité, de non-discrimination et de protection des informations commercialement sensibles (ICS).

2.3. La certification en 2015

La séparation effective des activités de gestion des réseaux de transport des activités de fourniture ou de production vise à éviter tout risque de discrimination entre les utilisateurs de ces réseaux et à garantir que les décisions d'investissement du gestionnaire de réseau ne dépendent pas des seuls intérêts des entreprises de fourniture et de production. La procédure de certification vise à vérifier que les gestionnaires de réseaux de transport se conforment à l'ensemble des obligations du modèle *Indépendant Transmission Operator*, (modèle ITO), c'est-à-dire des obligations

(5) Délibération de la CRE du 23 juin 2015 portant communication sur les réponses apportées par ERDF, GRDF et leurs maisons mères aux demandes relatives à leur mise en conformité avec les dispositions de l'article L.111-64 du code de l'énergie

d'indépendance et d'autonomie vis-à-vis de leur maison mère. Ainsi, le 26 janvier 2012, la CRE a certifié RTE, GRTgaz et TIGF en tant que gestionnaires de réseaux de transport indépendants.

Bien que la certification soit valable sans limitation de durée, les gestionnaires de réseaux sont tenus de notifier à la CRE tout élément susceptible de justifier un nouvel examen de leur certification. Ainsi, la CRE a été amenée à réexaminer la situation de TIGF, à la suite des changements intervenus dans son actionnariat avec l'acquisition de 10 % de son capital par la société Prédica. La CRE a approuvé la conformité de la situation de TIGF au modèle ITO dans une délibération datée du 3 février 2016.

S'agissant de RTE, l'année 2015 a été marquée par le changement du président du directoire. Conformément aux dispositions du code de l'énergie, la CRE doit vérifier l'indépendance des candidats vis-à-vis de la maison mère. Ainsi le conseil de surveillance de RTE a soumis à la CRE le dossier de candidature de M. Brottes à la fonction de président en remplacement de M. Maillard. La CRE a vérifié :

- l'absence d'activité ou de responsabilité professionnelles antérieures du candidat au sein des sociétés composant l'EVI EDF autres que RTE ou au sein d'entreprises dont l'essentiel des relations contractuelles s'effectuerait avec celles-ci ;
- l'absence de détention d'intérêts dans les sociétés composant l'EVI EDF autres que RTE ;
- les conditions de rémunération envisagées. La CRE a également vérifié que les propositions de reconduction ou de nomination des membres de la minorité du conseil de surveillance et de nomination des membres du directoire de RTE⁽⁶⁾ étaient conformes aux exigences du code de l'énergie.

16
contrats conclus entre RTE et l'EVI EDF ou entre RTE et les filiales de l'EVI ont été examinés

31
contrats conclus entre GRT gaz et l'EVI ENGIE ou certaines de ses filiales ont été soumis à l'approbation de la CRE

La CRE a également procédé à l'examen des contrats entre les opérateurs de réseau et leurs sociétés mères. Au cours de l'année 2015, seize contrats conclus entre RTE et l'EVI EDF ou entre RTE et les filiales de l'EVI ont été examinés. Quinze de ces contrats ont fait l'objet d'une décision favorable de la CRE. La demande d'approbation d'un contrat conclu entre RTE et EDF pour la fourniture et l'acheminement d'énergie électrique a été rejetée : la CRE a considéré que les modalités d'organisation de l'appel d'offres qui a conduit à sa signature n'avaient pas permis un libre exercice de la concurrence. Concernant GRTgaz, sur les trente et un contrats conclus avec l'EVI ENGIE ou certaines de ses filiales soumis à l'approbation de la CRE en 2015, trente ont fait l'objet d'un avis favorable et le dernier est en cours d'instruction. Par ailleurs, six contrats dont la CRE avait été saisie en 2014 ont été approuvés au cours de l'année 2015.

3. LA CRE VEILLE AU CARACTÈRE TRANSPARENT ET NON DISCRIMINATOIRE DES PROCÉDURES ET DES BARÈMES DE RACCORDEMENT ET DES CONTRATS D'ACCÈS AUX RÉSEAUX

Le raccordement physique aux réseaux publics d'électricité ne peut donner lieu à des injections ou soutirages d'énergie sans la conclusion d'un contrat d'accès avec le gestionnaire de réseau. La CRE encadre les règles de traitement des demandes afin que les gestionnaires de réseaux proposent aux utilisateurs la solution la plus

(6) Délibération de la CRE du 24 septembre 2015 portant décision relative à la proposition de nomination de membres du Directoire de RTE

avantageuse ; elle approuve les barèmes qui doivent représenter de façon transparente les coûts mis à la charge de l'utilisateur.

3.1. La CRE a approuvé la 4^e version du barème de raccordement d'ERDF

Par délibération du 8 juillet 2015, la CRE a approuvé le nouveau barème de facturation des opérations de raccordement des utilisateurs au réseau public de distribution d'électricité soumis par ERDF le 30 juin 2015. La délibération a été accompagnée d'une note d'analyse sur la construction de ce nouveau barème de raccordement, qui est entré en vigueur le 8 octobre 2015.

ERDF a réévalué son barème de facturation des opérations de raccordement pour intégrer la modification de l'évaluation des travaux de tranchées et de la mise en œuvre du décret « DT-DICT » du 5 octobre 2011 relatif à l'exécution de travaux à proximité des réseaux. En moyenne, les augmentations proposées par ERDF atteignent :

- 13 % pour les branchements de consommateurs de puissance ≤ 36 kVA ;
- 12 % pour les branchements de producteurs de puissance ≤ 36 kVA ;
- 21,9 % pour les branchements de puissance > 36 kVA et pour les extensions.

ERDF a suivi les recommandations formulées par la CRE dans la délibération du 28 juin 2011 en introduisant des formules de coûts simplifiées en ce qui concerne les infrastructures de recharge de véhicules électriques (IRVE), améliorant ainsi la clarté de la facturation de ces opérations de raccordement.

3.2. La CRE a lancé un groupe de travail sur la facturation des opérations de raccordement avec l'Association des Distributeurs d'Électricité en France (ADEeF)

En 2015, l'ADEeF et la CRE ont constitué un groupe de travail afin de faciliter l'élaboration des dossiers d'approbation des barèmes de raccordement par les gestionnaires de réseaux de distribution d'électricité, puis leur traitement par la CRE, afin d'en optimiser autant que possible les délais d'approbation. Le groupe a particulièrement travaillé sur la publication des barèmes, les éléments de coût nécessaires à leur justification, les éléments contenus dans le bilan des opérations de raccordement et les schémas régionaux de raccordement aux énergies renouvelables.

Les conclusions de ce groupe de travail permettront par ailleurs à la CRE de travailler sur une évolution de l'arrêté du 28 août 2007 fixant les principes de calcul de la contribution aux coûts de raccordement.

3.3. La CRE a approuvé pour la première fois le modèle de convention de raccordement au réseau public de transport d'électricité pour les installations de production existantes

Conformément à l'article L.342-4 du code de l'énergie, RTE a soumis à l'approbation de la CRE, le 27 avril 2015, un modèle de convention de raccordement au réseau public de transport d'électricité pour les installations de production existantes. Ce modèle de convention définit les conditions requises pour les installations de production déjà raccordées au réseau public de transport, à l'exception des unités de production n'alimentant que des charges internes dont la puissance totale est inférieure ou égale à 10 MW dans des installations de consommation. Il définit en particulier les engage-

ments de performances attendus de la part des installations de production. Il a été approuvé par la CRE par une délibération du 11 juin 2015.

3.4. La CRE a approuvé les contrats d'accès au réseau de transport d'électricité

En application des dispositions de l'article 14 du cahier des charges type de concession du réseau public de transport d'électricité, la CRE a approuvé un nouveau modèle de contrat d'accès au réseau de transport pour les sites « consommateurs », dit CART-C (délibération du 7 octobre 2015).

Ce nouveau modèle améliore de façon notable les engagements de RTE portant sur le nombre de coupures, la durée cumulée des coupures longues et les creux de tension. Il définit également un cadre d'indemnisation complémentaire pour les sites raccordés indirectement qui auraient subi un préjudice causé par RTE. Enfin, le seuil à partir duquel le client peut prétendre à indemnisation à la suite d'interruptions programmées du réseau a été abaissé. Ce nouveau modèle sera proposé à tous les clients de RTE concernés dans un délai d'un an.

4. L'ACCÈS AU STOCKAGE : VERS UNE RÉGULATION DES REVENUS DES OPÉRATEURS DE STOCKAGE FRANÇAIS

4.1. Contexte

Les stockages souterrains de gaz naturel sont une composante essentielle de la sécurité d'approvisionnement de la France. Afin d'assurer la continuité d'alimentation en cas de pointe de froid ou de rupture d'approvisionnement, le code de l'énergie impose ainsi des obligations individuelles de stockage aux fournisseurs desservant des clients raccordés au réseau de distribution.

Ce système d'obligations n'a toutefois pas empêché les souscriptions de capacités de stockage de diminuer au cours des dernières années, ce qui s'explique notamment par la faiblesse des écarts de prix entre les périodes d'hiver et les périodes d'été sur les marchés de gros français et européens. Inférieurs au coût de stockage, ces écarts de prix affectent négativement l'intérêt économique du stockage pour les fournisseurs. En 2014, face à l'érosion des souscriptions, le Gouvernement a renforcé les obligations pesant sur les fournisseurs, qui représentent aujourd'hui environ deux tiers des capacités commercialisables. La question du cadre de régulation des stockages s'est alors posée avec davantage d'acuité

dans la mesure où, en vertu de l'accès négocié qui a cours en France, les opérateurs fixent librement les tarifs qu'ils appliquent.

En 2014, face à l'érosion des souscriptions de stockage, le Gouvernement a renforcé les obligations pesant sur les fournisseurs, qui représentent aujourd'hui environ deux tiers des capacités commercialisables.

4.2. La consultation publique de la DGEC

Travaillant à une refonte du système d'accès des tiers aux stockages, la Direction générale de l'énergie et du climat (DGEC) a mené une consultation publique sur l'application d'un régime d'accès régulé aux stockages en mars et avril 2015. Elle a proposé deux orientations : la première consiste à maintenir des obligations pour les fournisseurs tout en introduisant une régulation des tarifs. La seconde consiste

à commercialiser des capacités aux enchères afin de mieux rapprocher les tarifs de la valeur de marché du stockage, tout en garantissant aux opérateurs la récupération de leur revenu régulé. Les écarts entre recettes de commercialisation et revenu régulé seraient compensés par l'introduction d'un terme tarifaire dédié dans les tarifs d'utilisation des réseaux de transport de gaz.

La CRE a répondu à cette consultation publique le 16 avril 2015, après avoir consulté les acteurs de marché et auditionné les opérateurs de stockage. Elle s'est prononcée en faveur d'une régulation des revenus des opérateurs de stockage, considérant que le système d'obligations, qui apporte à Storengy et TIGF la certitude de vendre une partie importante de leurs capacités de stockage, doit être accompagné d'une régulation pour davantage de transparence et de justice tarifaires.

La CRE a également exprimé sa préférence pour le mécanisme comportant la commercialisation des capacités de stockage aux enchères, considérant qu'un mécanisme de marché permettrait d'assurer la sécurité d'approvisionnement du territoire dès lors que les prix de réserve des enchères seraient correctement fixés.

4.3. Le projet d'ordonnance modifiant les modalités d'accès aux stockages

Suivant l'article 167 de la Loi relative à la transition énergétique pour la croissance verte, la ministre de l'Énergie, du Développement durable et de l'Énergie et le ministre de l'Économie, de l'Industrie et du Numérique ont saisi la CRE le 8 février 2016 pour qu'elle rende un avis sur le projet d'ordonnance relatif à l'accès des tiers aux stockages souterrains de gaz naturel. Ce projet prévoit la mise en œuvre du second mécanisme proposé par la DGEC dans sa consultation publique, c'est-à-dire la commercialisation des capacités de stockage aux enchères.

La CRE a rendu son avis le 10 mars 2016, se prononçant favorablement au principe de la réforme qui comporte deux volets⁽⁷⁾ : la régulation du revenu des opérateurs de stockages et la commercialisation des capacités aux enchères. La CRE a toutefois estimé que les modalités prévues ne permettaient pas une mise en œuvre efficace. Elle considère notamment que :

- l'ordonnance doit se contenter de mentionner les principes généraux de fixation du revenu autorisé des opérateurs de stockage et laisser à la CRE la compétence d'en fixer la méthode de calcul ;
- la fixation des prix de réserve des enchères doit être incluse dans les modalités de commercialisation des capacités proposées par les opérateurs et approuvées par la CRE.

(7) Délibération de la CRE du 10 mars 2016 portant avis sur le projet d'ordonnance modifiant les modalités d'accès des tiers aux stockages souterrains de gaz

LA CRE PRÉPARE L'AVENIR DES RÉSEAUX

La CRE a la responsabilité d'approuver les investissements proposés par les gestionnaires de réseaux. Cette tâche se décline aux niveaux français et européen puisque l'évolution des infrastructures doit être abordée dans la perspective de la création d'un marché unique pour l'électricité et le gaz. La CRE, en coopération avec les autres autorités de régulation, promeut une utilisation efficace des infrastructures en place tout en veillant à ce que les investissements qui permettront à la France et à l'UE de relever les défis énergétiques qui se présentent à elles soient identifiés et réalisés dans les meilleures conditions.

Ainsi, la CRE doit approuver les programmes d'investissement des gestionnaires de réseaux de transport, après avoir vérifié qu'ils couvrent effectivement les besoins, et s'assure de leur cohérence avec les plans de développement réalisés au niveau européen. À plus court terme, la CRE concourt à l'adaptation et à la modernisation des réseaux en lien avec les évolutions en cours en termes de maîtrise de la consommation, de nouveaux usages, de développement des énergies renouvelables et d'innovation technologiques.

1. LA CRE APPROUVE LES INVESTISSEMENTS DANS LES RÉSEAUX DE TRANSPORT

“
Chaque année, les gestionnaires de réseaux soumettent à la CRE un programme d'investissements ainsi qu'un plan décennal de développement des réseaux.

Les gestionnaires de réseaux de transport d'électricité et de gaz exploitent et entretiennent les réseaux publics de transport d'électricité et de gaz ; ils sont responsables de leur développement afin de répondre aux besoins de la collectivité et aux enjeux de politique énergétique. Chaque année, ils soumettent à la CRE un programme d'investissements ainsi qu'un plan décennal de développement des réseaux. La CRE doit notamment en vérifier la cohérence avec les plans de développement réalisés au niveau européen par les associations des gestionnaires européens de réseaux de transport électrique et gazier (ENTSOE et ENTSOG).

1.1. Les plans à 10 ans et l'approbation des plans annuels d'investissements

Les enjeux du plan à dix ans pour le secteur électrique

Dans le schéma décennal publié en 2015, RTE insiste sur le rôle déterminant du réseau de transport d'électricité dans « la profonde mutation énergétique en cours ». RTE a ainsi envisagé plusieurs scénarios de consommation et de production. Les scénarios de production varient en fonction des hypothèses retenues pour le développement des énergies renouvelables, le recul de la production nucléaire et le parc thermique à flamme.

Selon RTE, les défis que soulève la transition énergétique sont de quatre ordres :

- le développement des capacités d'échange aux frontières ;
- le renforcement du réseau 400 kV pour assurer les secours entre territoires ;
- l'accueil de la production, et principalement des renouvelables ;
- la sécurisation de l'alimentation électrique en période de pointe.

RTE a ainsi identifié un certain nombre de territoires qui présentent des fragilités structurelles notamment en termes d'équilibre entre la production et la consommation.

Dans son plan à dix ans, RTE propose une liste de projets permettant de répondre aux besoins de sécurisation du réseau, liste déclinée selon plusieurs scénarios de transition énergétique. RTE a également répertorié les projets d'interconnexions qui devront être réalisés pour faire face aux nouveaux flux observés sur le réseau de grand transport et aux frontières.

Après consultation des utilisateurs du réseau public de transport, la CRE a émis des recommandations afin de préciser les conditions dans lesquelles les besoins de développement du réseau identifiés par RTE pourraient se matérialiser (délibération du 9 juillet 2015). La CRE a notamment demandé à RTE de mieux expliquer comment le déclenchement des investissements est évalué, en particulier, en ce qui concerne les interconnexions, et de préciser sa démarche de planification. Elle a également appelé à un meilleur chiffrage des besoins.

Les enjeux du plan à dix ans pour le secteur gazier

Les opérateurs d'infrastructures de transport de gaz, GRTgaz et TIGF, sont soumis aux mêmes obligations que RTE. Dans son plan décennal 2015, GRTgaz a considéré trois scénarios d'évolution de la consommation sur son réseau et s'est aligné sur le bilan prévisionnel de RTE pour évaluer la demande de gaz pour la production d'électricité. Ces scénarios visent à refléter les incertitudes qui pèsent sur la consommation future de gaz (production d'électricité à partir de gaz, consommation industrielle, nouveaux usages du gaz) ; ils intègrent tous une orientation à la baisse de la consommation, ce qui influence fortement les perspectives de renforcement des infrastructures. Pour sa part, TIGF n'a présenté qu'un seul scénario qui affiche également une baisse de la consommation.

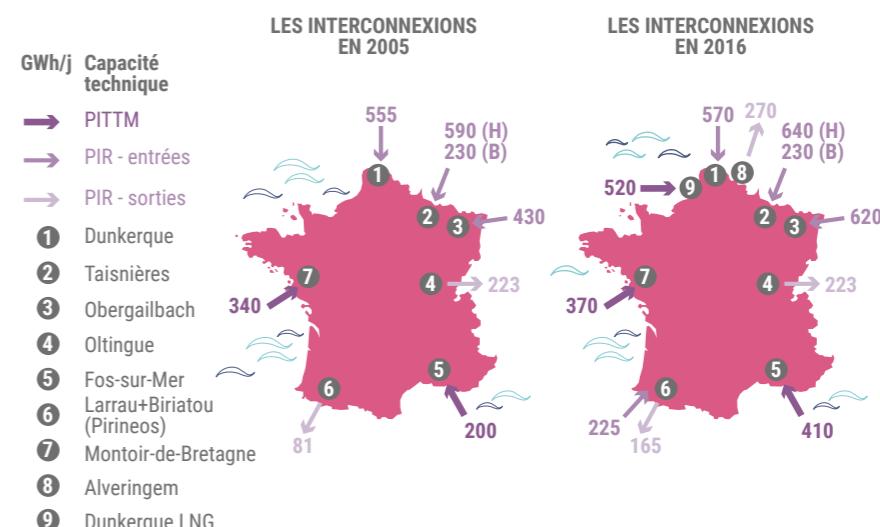
Concernant les approvisionnements, les plans décennaux de GRTgaz et TIGF envisagent un développement important de la production de biométhane, ce qui s'inscrit dans la dynamique engagée par la LTECV. Une telle évolution pourrait réduire la sollicitation du réseau de transport, mais également susciter des investissements permettant les flux rebours⁽⁸⁾, des réseaux de distribution vers le réseau de transport.

Les enjeux des plans décennaux portent également sur l'évolution du design du marché français et, plus largement, du marché européen. Ces dernières années, de nombreux investissements ont été réalisés pour permettre l'émergence d'un marché liquide en France qui soit bien intégré au sein du marché européen. Les gestionnaires de réseaux de transport de gaz ont ainsi privilégié l'élimination des congestions internes, ce qui a permis à la France de ne plus compter aujourd'hui que deux zones de marché, et le développement des capacités aux interconnexions. Depuis 2005, les interconnexions ont augmenté de 27 % en entrée et de 116 % en sortie, ce qui les porte au total à 2 285 GWh/j en entrée et à 658 GWh/j en sortie. Ces développements ont notamment concerné les interconnexions franco-espagnoles, avec 225 GWh/j de capacités d'entrée créées. Les capacités d'émission des terminaux méthaniers français ont également fortement progressé, passant de 540 GWh/j en 2005 à 1 300 GWh/j en 2016⁽⁹⁾, soit une hausse de 141 %.

(8) Il s'agit de réduire l'injection des installations de production de biométhane lorsque le volume de production dépasse le volume de consommation, même s'il est prévu que le niveau de consommation minimum observé dans une zone définit la capacité maximale d'injection de l'installation de production

(9) Ce total inclut les capacités du terminal de Dunkerque mis en service en 2016

Carte 1: Focus sur les interconnexions en gaz en 2005 et en 2016



Source : CRE

À l'issue de son examen des schémas décennaux de GRTgaz et de TIGF, et après avoir consulté les acteurs de marché, la CRE a considéré (délibération du 17 décembre 2015) qu'ils tiennent bien compte des besoins actuels et, à plus long terme, du marché et qu'ils sont cohérents avec le plan européen de développement des réseaux préparé par ENTSOG. Ils présentent notamment les investissements nécessaires à la création de la place de marché unique, confirmant l'objectif de mise en service de ces infrastructures à fin 2018. La CRE a en outre rappelé l'importance des procédures d'appel au marché, dites « d'open season », qui consistent à dimensionner les nouveaux projets en fonction des besoins exprimés par les utilisateurs dans le cadre d'engagements à long terme, et permettent ainsi d'en sécuriser le financement et de réduire les risques de coûts échoués.

LES PROGRAMMES D'INVESTISSEMENTS DES GESTIONNAIRES DE RÉSEAUX DE TRANSPORT POUR L'ANNÉE 2016 APPROUVÉS PAR LA CRE

POUR L'ÉLECTRICITÉ :

Le budget proposé à l'automne 2015 par RTE s'élève à 1 549 M€ pour l'année 2016. Les dépenses d'investissements relatives au développement du réseau de grand transport et des interconnexions s'établissent à 267 M€. Ces dépenses sont fortement concentrées avec 75 % des dépenses se répartissant sur trois projets : le projet Savoie-Piémont, le projet de reconstruction de l'axe Lonny Vesle Seuil, le projet d'optimisation et de fiabilisation du réseau 400 kV au nord de Coulange.

Compte tenu du caractère récent des réseaux de grand transport, les dépenses de renouvellement sont faibles au regard des investissements totaux prévus en 2016 (46,9 M€).

Les dépenses d'investissements relatives au développement des réseaux régionaux s'élèvent à 600 M€ en 2016. Ces dépenses relèvent en grande majorité (64 %) de projets de sécurisation de l'alimentation électrique. On compte notamment trois projets de coût total supérieur à cent millions d'euros. Les dépenses de raccordements représentent 20 % des investissements sur

les réseaux régionaux. Le reste des dépenses concerne principalement la sûreté du système électrique et la qualité d'alimentation (6 % des investissements) et l'accueil et le déclassement de production (10 % des investissements).

Les dépenses de renouvellement des réseaux régionaux en 2016 s'élèvent à 385 M€. Elles concernent principalement le renouvellement d'environ 600 km de lignes aériennes, environ 30 km de liaisons souterraines et une vingtaine de postes.

Les dépenses de système d'information s'élèvent à 135 M€ en 2016, tandis que les dépenses de logistique s'élèvent à 114 M€ pour 2016.

POUR LE GAZ :

Les dépenses prévisionnelles en transport de gaz pour l'année 2016 s'élèvent à 667 M€ pour GRTgaz, stables par rapport aux dépenses approuvées de 2015, et à 110 M€ pour TIGF, en forte baisse par rapport à leur niveau de 2015, à 132 M€.

Ces programmes sont essentiellement marqués par la fin des travaux de deux importants projets lancés en 2011. D'une part, le raccordement du terminal de Dunkerque et l'Arc de Dierrey, décidés à la suite de la décision finale d'investissements de Dunkerque LNG. Le terminal est prévu pour entrer en service courant 2016.

D'autre part, l'artère de l'Adour, projet décidé à la suite de l'open season organisée en 2010, qui a conduit à la création de 60 GWh/j de capacités fermes en entrée à l'interconnexion franco-espagnole de Biriatou. Sur ce dernier, la CRE a décidé la mise en œuvre d'un audit des coûts du projet.

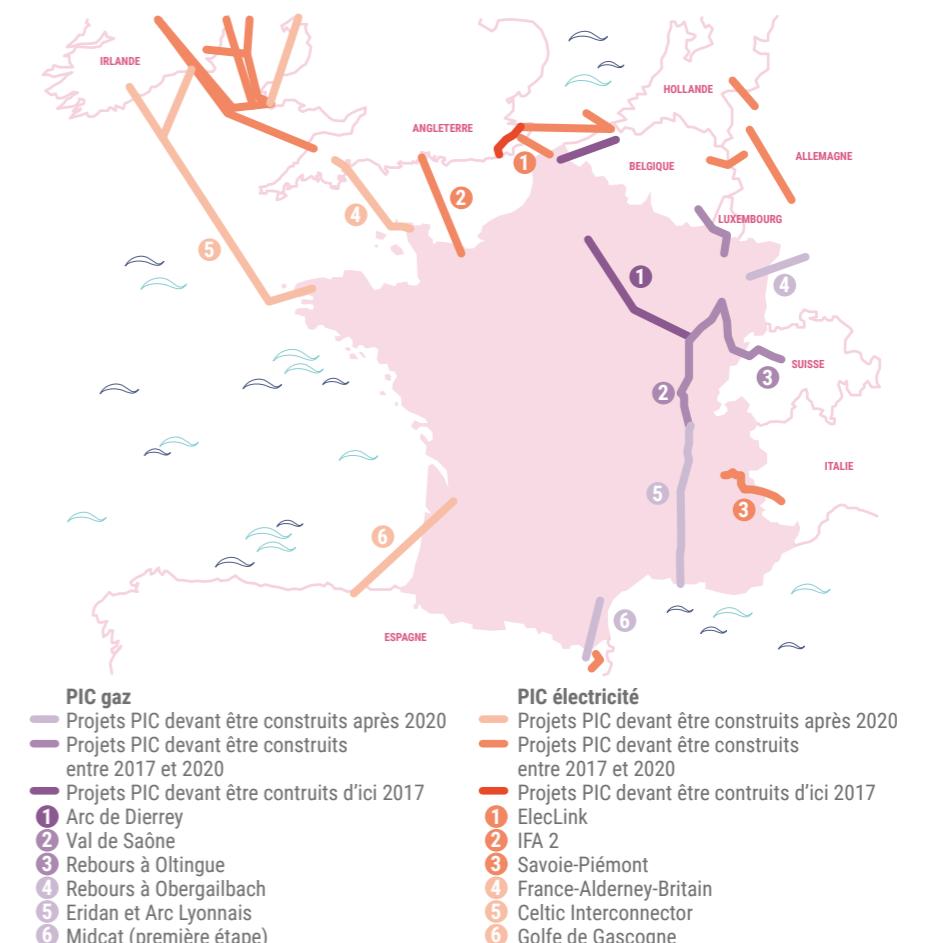
Les autres dépenses d'investissements portent principalement sur la sécurité et le renouvellement des installations. Durant ces dernières années, le renforcement de la réglementation a conduit les opérateurs à multiplier les inspections.

1.2. Les grands projets d'interconnexion et d'investissements

Le « Paquet Infrastructures »

L'Union européenne a adopté le « Paquet Infrastructures » (règlement (UE) 347/2013 du 17 avril 2013) afin de soutenir les investissements dans les réseaux nécessaires à la réalisation de corridors énergétiques transfrontaliers jugés prioritaires. Son application repose sur une meilleure coordination des décisions d'investissement nationales en sélectionnant des Projets d'Intérêt Commun (PIC) pour leur contribution aux objectifs de l'Union européenne en matière d'intégration des marchés, de sécurité d'approvisionnement et de développement durable. La désignation des PIC repose largement sur les Plans de développement à dix ans des réseaux européens élaborés par ENTSOE et ENTSOG qui doivent notamment donner une évaluation chiffrée des coûts et des bénéfices des projets. Les PIC peuvent faire l'objet de procédures administratives accélérées, d'accords de répartition transfrontalière des coûts, ou encore de subventions européennes issues du Mécanisme pour l'Interconnexion en Europe (MIE).

Carte 2 : Les grands projets d'interconnexion en gaz et en électricité



Source : CRE

La CRE est fortement impliquée dans les travaux liés à la mise en œuvre du « Paquet Infrastructures », à la fois en gaz et en électricité. Elle participe aux groupes régionaux chargés de sélectionner les PIC, apporte des contributions dans les processus d'élaboration des plans de développements à 10 ans d'ENTSOG et d'ENTSOE et participe à la rédaction des recommandations de l'ACER.

Les grands projets d'interconnexion en gaz actuellement en cours de réalisation

Oltigne : La CRE a validé (délibération du 17 décembre 2015) le projet de GRTgaz de création de capacités d'entrée physiques depuis la Suisse à l'interconnexion d'Oltigne. Cet investissement d'environ 15 M€ promettra de créer 100 à 200 GWh/j de capacités (interrutables) d'ici 2018. L'interconnexion d'Oltigne, dont la capacité en sortie est de 223 GWh/j, relie la zone Nord du réseau de GRTgaz au réseau italien de Snam Rete Gas via la Suisse.

Artère de l'Adour : Les procédures d'appel au marché de 2009 et 2010 avaient fait progresser les capacités d'interconnexion entre la France et l'Espagne à 165 GWh/j dans les deux sens au 1^{er} avril 2013. En décembre 2015, les capacités d'interconnexion entre les deux pays ont été à nouveau rehaussées pour atteindre 225 GWh/j, avec la mise en service par TIGF de l'Artère de l'Adour, pour un coût total d'environ 160 M€,

contre 126 M€ estimés initialement. Les flux physiques à l'interconnexion ont toujours été orientés de la France vers l'Espagne et, en 2015, l'utilisation de l'interconnexion s'élevait en moyenne à 86 GWh/j.

Dunkerque LNG – interconnexion d'Hondschoote-Alveringem : Le terminal méthanier de Dunkerque LNG entrera commercialement en service au second semestre 2016. Sa capacité annuelle d'émission sera de 13 Gm³. Le raccordement du terminal aux réseaux de transport européens a été achevé en novembre 2015. La capacité maximale d'émission vers le réseau français sera de 520 GWh/j. La nouvelle canalisation *Artère des Flandres* permettra d'émettre au total 270 GWh/j de gaz non odorisé vers la Belgique provenant directement soit du terminal de Dunkerque LNG, soit du PEG Nord.

Val de Saône et Gascogne-Midi : La CRE a décidé de créer une place de marché unique en France. Pour cela, les contraintes physiques existant à la liaison nord-sud devaient être levées. Deux projets ont ainsi été lancés : Val de Saône, qui consiste à doubler l'artère de Bourgogne, et le projet Gascogne-Midi, renforcement du réseau de TIGF. Ces investissements qui fluidifieront les mouvements de gaz entre le nord et le sud du pays contribueront donc à améliorer les conditions d'utilisation des interconnexions avec l'Espagne.

Les grands projets d'interconnexion en électricité en cours de réalisation

ElecLink : Par décision du 28 août 2014, la CRE et son homologue britannique, l'Ofgem, ont octroyé une dérogation à l'entreprise ElecLink pour la construction et l'exploitation d'une nouvelle interconnexion de 1 000 MW entre la France et la Grande-Bretagne via le tunnel sous la Manche, dont l'entrée en service est prévue au début de 2019. Cette possibilité, ouverte par la législation européenne, constitue une première en France, toutes les autres interconnexions françaises étant exploitées par RTE dans un cadre régulé.

Conformément à la décision de dérogation, ElecLink a organisé une consultation publique portant sur les règles d'accès à l'interconnexion entre le 22 octobre et le 23 novembre 2015. Ces règles seront soumises à l'approbation de la CRE et de l'Ofgem au cours de l'année 2016.

Projet Savoie-Piémont : Le projet Savoie-Piémont consiste à réaliser une nouvelle interconnexion à courant continu d'une capacité de 1 200 MW entre la France et l'Italie. Cette ligne, dont le budget initial d'investissement pour RTE est de 465 M€, doit entrer en service en 2019, sur une frontière très sollicitée. Compte tenu de l'utilité du projet, la CRE a décidé (délibération du 26 mars 2015) de pousser RTE à une gestion efficace du projet en définissant des incitations financières pour une durée de dix ans à compter de sa mise en service.

France-Espagne : L'année 2015 a été marquée par la mise en service d'une nouvelle ligne d'interconnexion entre la France et l'Espagne. Cette ligne en courant continu entièrement souterraine de 64,5 km relie les communes de Baixas, près de Perpignan en France, et de Santa Llogaia près de Figueres en Espagne. Le projet a représenté un investissement de 700 M€, pris en charge à parts égales entre RTE et le gestionnaire de réseau espagnol Red Eléctrica de España (REE). Il a également bénéficié, en tant que projet prioritaire d'intérêt européen, d'une subvention de l'Union européenne d'un montant de 225 M€.

Près de sept ans après le lancement du projet, la ligne Baixas - Santa Llogaia, inaugurée le 20 février 2015 est opérationnelle depuis le 5 octobre 2015. Toutefois, le doublement de sa capacité d'interconnexion entre les deux pays, de 1 400 MW maximum à 2 800 MW, n'a pu être atteint en raison de contraintes côté espagnol (retard dans la réalisation d'un ouvrage et non-conformité d'un renforcement du réseau), ce que la CRE a regretté à l'occasion de son avis sur les règles de répartition des capacités sur la frontière France-Espagne (délibération du 26 novembre 2015).

Depuis, RTE et REE ont renforcé leur coordination opérationnelle, ce qui a augmenté significativement le volume de capacités allouées au marché, sans toutefois atteindre le niveau espéré. Dans sa délibération, la CRE a demandé à RTE et REE, de mettre en œuvre un calcul de capacité cordonnée et opéré en J-2, pour maximiser les volumes alloués. La CRE reste attentive aux initiatives envisagées en Espagne destinées à lever les contraintes qui subsistent sur l'utilisation de cette interconnexion.

2. LES RÉSEAUX D'ÉLECTRICITÉ ET DE GAZ SE MODERNISENT

Le déploiement à grande échelle des compteurs évolués Linky et Gazpar et l'émergence des solutions smart grids, dont les démonstrateurs se multiplient, pourraient modifier profondément le paysage énergétique français. Afin d'accompagner la modernisation des réseaux en cours, la CRE a engagé la préparation d'un cadre de régulation favorable à leur développement. Elle a mené des travaux pour élaborer les nouvelles prestations de transmission de données permises par les compteurs évolués.

2.1. Des données de consommation beaucoup plus fines mises à disposition grâce au déploiement de Linky et de Gazpar

Conformément au nouveau calendrier réglementaire proposé par la CRE (délibération du 16 juillet 2014), ERDF a commencé à déployer en décembre 2015 des compteurs évolués Linky sur les réseaux qui lui sont concédés. Ce projet de comptage évolué dans le domaine de tension BT ≤ 36 kVA consiste à déployer 35 millions de compteurs d'ici la fin de l'année 2021, ce qui correspondrait à un taux d'équipement de 90 %. L'article R.341-8 du code de l'énergie précise que le taux d'équipement doit être d'au moins 80 % au 31 décembre 2020 et que l'ensemble des consommateurs devront être équipés d'ici 2024. En gaz, au début 2016, GRDF a lancé un pilote de déploiement de ses compteurs évolués Gazpar, portant sur un nombre réduit mais représentatif de 150 000 compteurs, qui précédera le déploiement industriel qui aura lieu entre début 2017 et fin 2022.

Les compteurs évolués en électricité et en gaz fourniront des données de consommation beaucoup plus fines et détaillées que dans le passé. Les clients disposeront d'une facturation sur index réel, qui correspondra exactement à leur consommation. Les compteurs relèvent en effet un index quotidien afin de facturer sur index réel toute modification contractuelle et de transmettre mensuellement au fournisseur un index pour éventuelle facturation périodique. Les clients pourront ainsi mieux maîtriser leur consommation et avoir accès à des offres de fourniture plus diversifiées. De plus, les données historiques de consommation et de courbe de charge seront transmises gratuitement aux consommateurs comme à leur fournisseur.

35
millions de
compteurs Linky
seront déployés
d'ici fin 2021

11
millions de
compteurs
Gazpar
seront déployés
entre 2017 et 2022

Le compteur Linky permettra également de réaliser à distance, rapidement et à moindre coût des prestations qui impliquaient jusqu'alors un ou plusieurs déplacements. Ce sera le cas, par exemple, pour les mises en service ou les augmentations de puissance souscrite.

En gaz, le compteur Gazpar ne permettra pas de réaliser des opérations à distance. Son déploiement n'entraînera donc pas de baisse de coûts pour les prestations existantes.

Pour définir les nouvelles prestations de transmission de données, la CRE s'est appuyée sur les groupes de concertation en électricité (GTE) et en gaz (GTG). Une consultation publique a été lancée en novembre 2015 concernant :

- les principes de tarification applicables aux nouvelles prestations ;
- les changements de définition et de tarif des prestations réalisées à titre exclusif par les gestionnaires de réseaux de distribution d'électricité.

La CRE a défini l'évolution de ces prestations en électricité dans sa délibération du 3 mars 2016.

2.2. Les travaux de la CRE sur les smart grids

La CRE mène des réflexions prospectives sur la modernisation des réseaux. Les forums que la CRE organise tous les deux mois ont porté, en 2015, sur les nouveaux usages et les nouvelles ressources pour le gaz naturel (le biométhane, le gaz naturel véhicules, l'hydrogène), sur les enjeux de la flexibilité de la demande et sur les enseignements du développement des smart grids au Japon. Chacun de ces thèmes a donné lieu à un dossier publié sur le site Internet www.smartgrids-cre.fr.

Par ailleurs, la CRE continue son tour de France pour rencontrer des acteurs territoriaux des smart grids sur les projets locaux. La CRE a ainsi organisé à Nantes la table ronde « Énergies et territoires en Pays de la Loire » le 15 juin 2015.

Des discussions avec les autres porteurs de projets (gestionnaires de réseaux, producteurs, équipementiers, etc.) ont également lieu régulièrement. Elles font le point sur les retours d'expérience des démonstrateurs et sur les questions juridiques et économiques qui demandent une réponse des pouvoirs publics pour accélérer le déploiement de ces technologies. Les projets Réflexe et ENR Pool, notamment, 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 2015.

La CRE mène ses travaux sur les nouvelles formes d'accès et d'utilisation des réseaux d'énergies et, plus particulièrement, sur les modalités de raccordements aux réseaux de distribution. Le développement des réseaux intelligents montre que les approches multi-énergies permettront d'accroître les synergies entre réseaux de gaz naturel, d'électricité et de chaleur et, ainsi, d'optimiser à une échelle locale les systèmes énergétiques. L'évolution des usages aura de fortes conséquences sur la régulation des réseaux. La consommation de la production à l'échelle d'un éco-quartier ou d'un bâtiment à énergie positive, ou le raccordement d'infrastructures de recharge de véhicules électriques ou hybrides, devront être également pris en compte.

La CRE a publié, le 12 juin 2014, 41 recommandations pour le développement des réseaux électriques intelligents. RTE et les gestionnaires de réseaux de distribution d'électricité desservant plus de 100 000 clients ont présenté à la CRE, en décembre 2014 et janvier 2015, les feuilles de route de mise en œuvre des recommandations les concernant.

Dans la délibération du 25 février 2015, la CRE a complété ses recommandations sur les sujets portant sur l'autoproduction et la mise à disposition des données. Elle a par ailleurs demandé un bilan précis des démonstrateurs. Elle a élargi ses travaux aux réseaux de gaz naturel dont les gestionnaires doivent lui fournir leur feuille de route.

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 quatre des dix actions du plan :

- action n°1 : fédérer et organiser la filière française à travers l'association Think Smartgrids ;
- action n°5 : réaliser l'évaluation socio-économique d'un déploiement généralisé des réseaux électriques intelligents ;
- action n°6 : organiser le déploiement à grande échelle des réseaux électriques intelligents en France ;
- action n°8 : renforcer l'efficacité de l'action française en matière de normalisation sur les réseaux électriques intelligents.

Dans le cadre de l'action 5, un premier rapport a été publié le 3 juillet 2015 dans lequel ont été analysés les coûts et bénéfices des smart grids pour le réseau public de transport. Cependant à ce stade de l'étude, ces éléments ne sont pas pris en compte sur les réseaux de distribution. Les ministres en charge de l'Économie et de l'Énergie ont demandé à RTE et à l'ADEME d'approfondir ces sujets. Ces travaux, auxquels la CRE participe en tant qu'observateur, ont été lancés au cours du dernier trimestre 2015, en présence de l'ensemble des acteurs du système électrique.

“

L'article 199 de la LTECV prévoit que la CRE devra approuver des conventions signées entre les collectivités territoriales et le gestionnaire de réseau de distribution, portant sur l'expérimentation de services de flexibilité locale.

Par ailleurs, pour enrichir sa réflexion, la CRE a publié une étude réalisée par un consultant externe sur la valeur de la flexibilité de la production ou de la consommation pour la gestion et le dimensionnement des réseaux de distribution d'électricité. Cette étude estime la valeur économique que pourraient avoir l'effacement de consommation, l'écrêtage de production et le stockage d'énergie sur le dimensionnement et l'exploitation des réseaux de distribution d'électricité. Elle cherche donc à définir les situations dans lesquelles ces technologies pourraient constituer une alternative économiquement intéressante à un renforcement du réseau public.

Ses conclusions aideront la CRE à exercer ses nouvelles missions définies dans l'article 199 de la LTECV. En effet, cette disposition prévoit que la CRE devra approuver des conventions, signées entre les collectivités territoriales et le gestionnaire de réseaux publics de distribution, portant sur l'expérimentation de services de flexibilité locale.

Au niveau européen, dans le cadre du CEER, la CRE contribue au projet EvolvDSO, visant à définir le futur rôle des gestionnaires de réseaux publics de distribution d'électricité en Europe, avec cinq d'entre eux. Elle siège également dans le groupe chargé de définir les principes de confidentialité et de sécurité des données de l'énergie.

3. LES MODALITÉS DE L'ACCÈS AUX DONNÉES RESTENT À DÉFINIR

La LTECV a permis d'encadrer l'utilisation des données de l'énergie, dont les volumes seront démultipliés avec le déploiement du comptage évolué. Ainsi, l'article 28 de cette loi a introduit à l'article L. 337-3-1 du code de l'énergie, une disposition précisant que les données de consommation seront mises à disposition des consommateurs en euros, au moyen d'afficheurs déportés en temps réel. Dans un premier temps, ce dispositif sera réservé aux personnes en situation de précarité énergétique. Il reviendra à la CRE de procéder à une évaluation technico-économique avant de le généraliser éventuellement à tous les consommateurs domestiques.

De même, l'article 179 de la LTECV a complété les articles L.111-72, L.111-73 et L.111-77 du code de l'énergie, de manière analogue à ce que la CRE recommandait dans sa délibération du 12 juin 2014 concernant la mise à disposition des données par les gestionnaires de réseaux publics (recommandation n° 7), en précisant les catégories de données de l'énergie accessibles aux personnes publiques et les grands principes de leur diffusion. La CRE a participé aux travaux d'élaboration du décret d'application de cet article.

Enfin, la CRE a intensifié ses réflexions sur les questions liées à la cybersécurité et à la protection de la vie privée. Ce sujet a été évoqué notamment lors de sa consultation publique sur les principes de tarification des prestations annexes relatives aux systèmes de comptage évolués de novembre 2015.



FOCUS SUR LE « POWER TO GAS »

Dans sa délibération du 22 juillet 2015 relative au bilan d'exécution du programme d'investissements de GRTgaz, la CRE a approuvé le projet pilote de « Power to Gas », Jupiter 1000, pour un montant de 10,1 M€ d'investissements. La CRE considère que ce projet, au même titre que les projets de production de biogaz, s'inscrit dans le cadre de la LTECV et participe au développement de nouveaux usages pour le gaz naturel, et à long terme pour les réseaux de gaz.

Le principe du projet repose sur la conversion ou le stockage d'électricité sous forme d'hydrogène (par un procédé d'électrolyse) ou de méthane (par captage et injection de CO₂), qui serait par la suite injecté dans le réseau de gaz. Ce projet a pour objectif de développer un business model rentable économiquement en optimisant l'usage des réseaux existants. Cette technologie permettrait, à terme, de récupérer une partie de l'excédent de production électrique des actifs renouvelables, non stockable en l'état en période de pointe, pour l'utiliser de manière plus coordonnée avec les besoins d'énergie. Le projet prévoit la construction d'une plateforme pilote de production d'hydrogène à Fos-sur-Mer, sur laquelle coexisteront les deux technologies utilisées à ce jour dans les activités d'électrolyse (électrolyse alcaline et électrolyse PEM). Un site industriel est associé au projet pour capter les émissions de CO₂ et créer du méthane (par procédé de méthanation). Les installations pilotes seront mises en service en 2018 et exploitées pendant trois ans.

Le financement de ce projet repose en partie sur un partenariat avec plusieurs acteurs et sur l'obtention de subventions européennes et régionales ainsi que de la part de l'ADEME. TIGF participe également au projet avec GRTgaz qui a été invité à intervenir en septembre 2015 lors du forum organisé par la CRE sur l'hydrogène, afin de présenter ses réflexions sur le power to gas et notamment son projet Jupiter 1000.

LA CRE CONTRIBUE À L'ÉLABORATION DU CADRE DE RÉGULATION EUROPÉEN

La contribution à la création d'un marché européen de l'énergie fait partie des principales missions de la CRE. Avec les autres autorités de régulation, elle doit mettre en œuvre les règles issues des règlements européens, mais également participer à leur élaboration au sein de l'ACER et travailler à une évolution coordonnée des règles d'accès aux interconnexions avec les pays voisins. La CRE accorde une grande importance au dialogue avec les autres régulateurs afin de proposer au marché les règles les plus efficaces. Elle encourage toutes les initiatives visant à faire progresser le cadre de régulation, notamment en participant aux mises en œuvre anticipées des codes de réseau.

1. LA CRE A ACTIVEMENT PARTICIPÉ À L'ÉLABORATION DES CODES DE RÉSEAU EN 2015

Le 3^e paquet énergie⁽¹⁰⁾ impose l'élaboration de règles communes de fonctionnement du marché dans des délais précis. Appelées codes de réseau européens, ces règles détaillées, destinées à fluidifier les échanges d'énergie précisent les conditions d'accès et de gestion des réseaux de transport d'énergie européens en vue de la création d'un marché unique pour le gaz et pour l'électricité.

Leur élaboration est un véritable défi, car il s'agit d'établir des règles opérationnelles communes qui incluent les caractéristiques techniques des systèmes énergétiques de chaque pays. Ce processus nécessite l'implication d'une grande variété de parties prenantes, tels 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 leur territoire.

1.1. L'élaboration et la mise en œuvre des codes de réseau en gaz

Les codes mis en œuvre de manière anticipée

Le code de réseau sur l'allocation des capacités gazières (CAM) est le premier code de réseau européen à avoir été adopté. Il est contraignant depuis le 1^{er} novembre 2015. Il a pour objectif de faciliter les échanges de gaz par la création de règles d'allocation standardisées entre zones de marché. Les capacités aux interconnexions sont allouées aux enchères selon des modalités uniformes en Europe. Dans ce but, une plateforme commune de réservation de capacités, nommée PRISMA, a été lancée en janvier 2013. Elle regroupe aujourd'hui la quasi-totalité des transporteurs européens.

(10) Faisant suite à des directives adoptées en 1996-1998 puis en 2003, le 3^e paquet énergie contribue à renforcer la libéralisation du marché intérieur de l'énergie, notamment via des mesures visant à renforcer la régulation de ce marché, à améliorer la coordination des divers intervenants et à promouvoir la coopération internationale

Le 2^e code de réseau sur l'équilibrage (règlement n°312/2014 du 26 mars 2014), mis en œuvre le 1^{er} octobre 2015, définit un système d'équilibrage commun aux gestionnaires de réseaux de transport européens et qui incite les utilisateurs des réseaux à équilibrer au mieux leurs injections et leurs sorties de gaz afin de minimiser les écarts nécessitant une intervention des opérateurs de transport. La CRE avait anticipé dès 2011 (délibération du 1^{er} décembre 2011) la convergence des régimes d'équilibrage en France vers le modèle cible européen. Sur cette base, à l'issue de travaux menés en Concertation Gaz, GRTgaz et TIGF ont transmis à la CRE, leurs propositions d'évolution des règles d'équilibrage.

La CRE a approuvé les évolutions par plusieurs délibérations⁽¹¹⁾, de juin 2011 à septembre 2015 pour une application complète du code dès octobre 2015. Ces évolutions portent notamment sur :

- le contenu et la fréquence des informations mises à disposition des expéditeurs par les gestionnaires de réseau de transport ;
- les modalités de règlement des déséquilibres des expéditeurs ;
- les modalités d'intervention des gestionnaires de réseaux de transport sur le marché pour couvrir leur besoin d'équilibrage, en multipliant les créneaux d'achat-vente, y compris le week-end ;
- la fourniture par les gestionnaires de réseaux de transport d'un service de flexibilité basé sur leur stock en conduite ;
- le recours, pour leur équilibrage, à de l'achat-vente de produits dits « localisés »⁽¹²⁾.

Au vu notamment du développement du marché de gros du gaz à court terme et de la qualité des informations fournies par les gestionnaires de réseau de transport aux expéditeurs, la CRE a décidé de ne pas mettre en œuvre les mesures provisoires permises par le code de réseau.

Un 3^e code de réseau, portant sur l'interopérabilité et les échanges de données, a été adopté en novembre 2014. Il vise à faciliter la coopération commerciale et opérationnelle entre les gestionnaires de réseaux de transport adjacents en s'assurant, notamment, de la compatibilité d'un certain nombre de paramètres techniques entre opérateurs adjacents au niveau des interconnexions. Son application sera contrainte à compter du 1^{er} mai 2016.

Le futur code de réseau

Le prochain code de réseau européen concernant le gaz porte sur l'harmonisation des structures tarifaires sur les réseaux de transport. La CRE a participé activement à son élaboration en codirigeant le groupe thématique de l'ACER qui a préparé l'orientation-cadre⁽¹³⁾, puis les avis des régulateurs sur les projets de code. Ce texte vise à éliminer les barrières tarifaires aux mouvements de gaz transfrontaliers et, notamment, à s'assurer qu'il n'y a pas de discrimination entre les différents types d'expéditeurs. ENTSOG a soumis son projet final de code de réseau le 31 juillet 2015. La Commission prévoit une adoption en comitologie avant la fin de l'année 2016. L'adoption de ce code s'accompagnera de modifications du code sur les allocations

(11) Délibérations des 21 juin et 20 septembre 2012, du 5 février 2013, du 4 avril 2014, des 15 janvier et 10 septembre 2015

(12) Produits donnant lieu à une livraison physique de gaz à un ou plusieurs points d'une zone d'équilibrage à un moment précis de la journée gazière en cours

(13) Base au développement de codes de réseau à l'échelle de l'UE, concernant l'ensemble des acteurs de marché. Ces bases sont préparées par l'ACER dans des orientations-cadres

de capacité, notamment afin d'intégrer, de nouvelles dispositions relatives à la création de capacités d'interconnexion supplémentaires (« capacités incrémentales »).

1.2. L'élaboration et la mise en œuvre des codes de réseau en électricité

L'évolution des règles d'équilibrage : le code « balancing »

Pour assurer l'équilibre entre la production et la consommation d'électricité, les gestionnaires de réseaux disposent de réserves d'équilibrage, c'est-à-dire de capacités qu'ils peuvent solliciter pour moduler la production ou la consommation d'un acteur. Afin de rendre la gestion de l'équilibrage plus sûre et économiquement plus efficace, le projet de code de réseau sur l'équilibrage vise à intégrer ces mécanismes à l'échelle européenne en permettant aux gestionnaires de réseau de transport de recourir à des réserves d'équilibrage (ou d'ajustement) fournies par un acteur depuis un pays voisin.

Fortement impliquée dans les débats européens, la CRE co-pilote avec ENTSOE un groupe de concertation des acteurs européens dont le rôle est de décliner concrètement les mesures prévues par le projet de règlement (définition de produits d'ajustement harmonisés, des zones d'échange régionales entre gestionnaires de réseaux, modalités de pénalisation des acteurs qui sont en déséquilibre). Au niveau national, la CRE organise régulièrement des ateliers d'information et d'échanges avec les acteurs français. RTE proposera à la CRE une feuille de route pour la mise en œuvre du projet de règlement européen relatif à l'équilibrage. Ces sujets feront l'objet d'une consultation publique menée par la CRE au deuxième trimestre 2016.

“

La CRE organise régulièrement des ateliers d'information et d'échanges avec les acteurs français sur l'élaboration et la mise en œuvre des codes de réseau.

Entré en vigueur le 14 août 2015, le code de réseau sur l'allocation des capacités et gestion des congestions (CACM) définit le modèle cible européen pour le calcul et l'allocation des capacités d'interconnexion aux échéances journalière et infra journalière⁽¹⁴⁾. Il précise les règles de gouvernance ainsi que les rôles et les responsabilités des gestionnaires de réseau et des bourses et définit le processus d'approbation des régulateurs pour les différentes méthodologies qui leur seront soumises dans le cadre de la mise en œuvre des règles. Dès décembre 2015, la CRE a désigné EPEX Spot et Nord Pool comme opérateurs du marché de l'électricité (NEMO pour « nominated electricity market operator »). Les autorités de régulation devront approuver un ensemble de règles communes de manière coordonnée sur la base de propositions d'ENTSOE et des NEMO.

Un 2^e code de réseau porte sur les mécanismes de marché. Les lignes directrices sur l'allocation des capacités aux échéances de long terme (FCA pour « forward capacity allocation ») ont été adoptées le 30 octobre 2015. Ce code vise à allouer les produits annuels et mensuels de manière harmonisée sur une plateforme unique à l'échelle européenne. L'entrée en vigueur du texte devrait avoir lieu en juillet 2016. Anticipant la mise en œuvre formelle du code, les régulateurs ont demandé aux gestionnaires de réseaux de leur proposer des règles communes dès 2015. Les gestionnaires de réseaux de transport de 22 États membres ont ainsi soumis des règles harmonisées appelées HAR (*Harmonised Allocation Rules*), règles que la CRE a approuvées le

(14) Livraison de l'électricité au-delà des frontières nationales le jour même de l'achat

15 octobre 2015⁽¹⁵⁾. Ces règles ont été appliquées dès les enchères de long terme pour les produits de 2016 pour les pays concernés, via une même plateforme (JAO, *Joint Allocation Office*). Elles constituent le socle des futures règles harmonisées qui seront mises en œuvre dans l'ensemble des pays membres de l'Union européenne.

Enfin, la CRE a contribué à l'élaboration de plusieurs codes visant à établir des règles communes pour le raccordement des divers types d'installations. En 2015, trois codes ont ainsi été adoptés, ils concernent :

- les installations de production : ce code, communément appelé « RfG », acronyme anglais de « Requirements for Generators », et a été adopté le 26 juin 2015 (voir encadré p. 84) ;
- les installations de consommation et les réseaux de distribution : ce code est communément appelé « DCC », acronyme anglais de « Demand Connection Code », et a été adopté le 26 octobre 2015. Une concertation relative à la mise en œuvre de ce code a été lancée par les gestionnaires de réseaux en décembre 2015 ;
- les liaisons à courant continu haute tension : ce code est communément appelé « HVDC », acronyme anglais de « High Voltage Direct Current », et a été adopté le 11 septembre 2015.

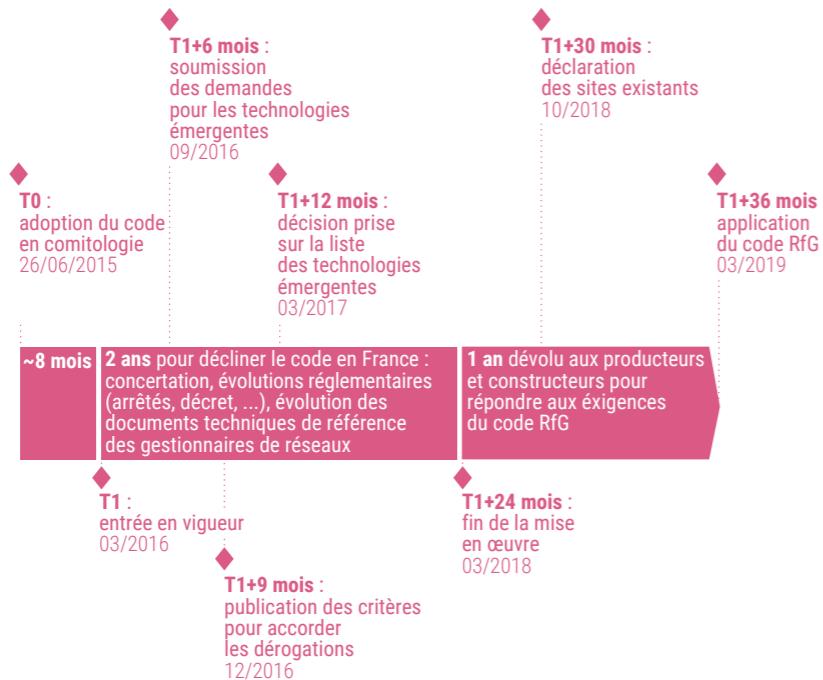
Chaque code de réseau technique prévoit un délai de mise en œuvre de trois ans avant son entrée en application contraignante, délai qui démarre à la date d'entrée en vigueur. L'application de ces nouvelles dispositions nécessitera d'adapter la réglementation et la législation françaises.

(15) Délibération de la CRE du 15 octobre 2015 portant approbation des règles d'allocation des capacités long terme par enchères explicites

FOCUS SUR LES TRAVAUX DE LA CRE POUR LA MISE EN ŒUVRE DU CODE DE RÉSEAU RELATIF AU RACCORDEMENT DES INSTALLATIONS DE PRODUCTION (RfG)

Une instance de concertation réunissant des producteurs, équipementiers et gestionnaires de réseaux a été mise en place par la DGEC au début de l'été 2015. Son objectif est de préparer et d'organiser la concertation en France de manière à soumettre aux autorités compétentes, pour approbation, des propositions pour la mise en œuvre du code RfG.

Les travaux ont commencé en 2015 et un calendrier de travail pour la mise en œuvre de ce code a été proposé par l'instance de concertation de manière à respecter les jalons imposés par le code.



La CRE s'est notamment vue attribuer de nouvelles compétences qui lui imposent de publier des critères pour accorder des dérogations au code dans les neuf mois après l'entrée en vigueur et d'établir dans les douze mois une liste de technologies émergentes qui seront alors exemptées des exigences du code. Ainsi, elle lancera une consultation publique sur ces deux sujets au cours de l'année 2016.

Le code instaure aussi des principes de gouvernance qui ont amené la CRE à proposer des amendements au code de l'énergie. En effet, le code de réseau donne une compétence de principe au régulateur pour approuver les propositions qui seront faites par les gestionnaires de réseaux sur les prescriptions techniques. Or, l'article L.342-5 du code de l'énergie donne aujourd'hui une compétence au ministre pour fixer les prescriptions techniques relatives au raccordement des utilisateurs. Dans le cadre de l'ordonnance prévue par l'article 172 de la LTECV, la CRE a proposé à la DGEC un amendement à l'article L.342-5 qui permettra de donner une compétence aux deux autorités. La répartition de ces compétences, qui dépend du type d'exigences à approuver, devrait être précisée dans un décret en Conseil d'État.

La contribution de la CRE à l'élaboration des lignes directrices relatives à l'exploitation du système électrique

La ligne directrice sur l'exploitation du système électrique ou « System Operation Guideline » a vocation à définir des normes européennes pour l'exploitation sûre, coordonnée et efficace du système électrique, notamment dans la perspective d'un fort développement des énergies renouvelables raccordées aux réseaux. Initialement composée de trois textes⁽¹⁶⁾ dont l'adoption en comitologie avait échoué en 2013, une nouvelle version a été proposée fin 2015 par ENTSOE à la demande de la Commission européenne. En décembre 2015, ces lignes directrices sont entrées dans le processus de comitologie auquel participent la CRE et la DGEC et devraient être votées par les États membres d'ici la fin du premier semestre 2016.

2. LES AUTRES TRAVAUX DE LA CRE POUR CONTRIBUER AUX RÈGLES COMMUNES DE FONCTIONNEMENT DU MARCHÉ INTÉRIEUR DE L'ÉNERGIE

En parallèle des travaux sur les codes de réseau, la CRE participe activement à l'élaboration de règles communes au niveau européen. Elle travaille soit directement avec les autres régulateurs, soit dans le cadre des travaux du CEER.

2.1. Les travaux de la CRE concernant le marché du gaz

La mise en œuvre de la zone unique Trading Region South (TRS) dans le sud de la France

Depuis 2003, la CRE a initié la simplification progressive de l'architecture du marché français qui a permis de passer de 7 à 3 zones d'équilibrage et de 5 à 2 places de marché dont la fusion des places de marché GRTgaz Sud et TIGF le 1^{er} avril 2015 est la dernière étape à ce jour. Cette fusion a donné naissance à une zone unique appelée « Trading Region South » (TRS) permettant aux acteurs de bénéficier d'un seul prix du gaz au sud de la France, et d'accéder à la liquidité cumulée des deux places de marché antérieures. La prochaine étape de ce processus sera, en novembre 2018,

“ Une place de marché unique pour la France, composée de deux zones d'équilibrage correspondant aux périmètres de GRTgaz et de TIGF sera créée en 2018.

la création d'une place de marché unique pour la France, composée de deux zones d'équilibrage correspondant aux périmètres de GRTgaz et de TIGF.

Les travaux de la CRE avec le CEER sur la sécurité d'approvisionnement en gaz et sur la contribution du GNL à la sécurité d'approvisionnement de l'Europe

La publication en novembre 2014 d'une étude sur la capacité des systèmes gaziers européens à résister à une coupure d'approvisionnement en gaz a conduit la Commission européenne à engager un processus de révision du règlement 994/2010 sur la sécurité d'approvisionnement en Europe. Une consultation publique a été lancée au premier trimestre 2015 pour recueillir l'avis des acteurs européens sur la révision de ce règlement. Le groupe de travail du CEER sur la sécurité d'approvisionnement en

(16) La partie « Operational Security » ou « OS » qui fixe les règles pour la sûreté d'exploitation du système électrique européen ; la partie « Operational Planning and Scheduling » ou « OPS » qui fixe les règles nécessaires pour préparer l'exploitation du système électrique européen depuis un horizon annuel jusqu'au temps réel, en tenant compte des prévisions de production d'électricité et de la prévision des indisponibilités ayant un impact transfrontalier, et la partie « Load Frequency Control and Reserves » ou « LFCR » qui fixe les exigences techniques pour le contrôle de la fréquence et les niveaux de réserves, ainsi que les exigences techniques des fournisseurs de réserves requis par les gestionnaires de réseaux de transport pour gérer l'équilibre du système

gaz a proposé une réponse à la consultation publique lancée par la Commission. La CRE a activement participé à la rédaction de cette réponse, ainsi qu'à l'élaboration d'un document de réflexion sur la sécurité d'approvisionnement en gaz en Europe. La CRE, qui copréside le groupe de travail du CEER sur le GNL, a également coordonné la rédaction d'un document sur le rôle du GNL pour renforcer la sécurité d'approvisionnement en Europe. Elle a par ailleurs été impliquée à l'été 2015 dans la réponse à la consultation publique de la Commission européenne sur une stratégie en matière de GNL et de stockage en Europe.

2.2. Les travaux de la CRE concernant le marché de l'électricité

Le démarrage du couplage de marché fondé sur les flux

Le couplage de marchés fondé sur les flux (« flow-based market coupling ») a démarré officiellement le 21 mai 2015 dans la région Centre-Ouest de l'Europe, qui couvre la France, l'Allemagne, l'Autriche, la Belgique, le Luxembourg et les Pays-Bas après approbation de l'ensemble des régulateurs de la région dont la CRE (délibération du 26 mars 2015⁽¹⁷⁾).



Le couplage des marchés fondé sur les flux peut contribuer significativement à la diminution des coûts de production, estimée à environ 100 M€ par an à l'échelle de la région Centre-Ouest de l'Europe.

Le couplage de marché fondé sur les flux constitue le modèle cible pour le calcul et l'allocation des capacités aux interconnexions des réseaux nationaux d'électricité de la région considérée. Avec cette méthode, les capacités physiques de transport d'électricité sont automatiquement affectées aux échanges commerciaux sur la frontière où ils ont la plus grande utilité. Cette évolution du couplage des marchés peut contribuer significativement à la diminution des coûts de production, estimée à environ 100 M€ par an à l'échelle de la région. Grâce à une meilleure coordination entre les gestionnaires de réseaux concernés, elle permet également une gestion plus sûre du système électrique.

Les évolutions concernant l'échéance infra journalière à la frontière entre la France et la Belgique

Avec le soutien des acteurs de marché, les régulateurs français et belge (CREG) souhaitent améliorer l'allocation de la capacité à l'échéance infra journalière à leur frontière commune, avant même la mise en service de la plateforme européenne, attendue pour mi 2017. L'objectif est de déployer sur cette frontière, de manière anticipée, les mécanismes d'allocation définis par le règlement sur l'allocation de capacité et la gestion des congestions.

Ainsi, à la fin de l'année 2015, les gestionnaires de réseau RTE et Elia ont proposé à la CRE et à la CREG des évolutions des règles d'allocation infra journalière. Les deux régulateurs ont alors lancé une consultation publique commune en décembre 2015 afin d'obtenir l'avis des acteurs de marché avant de délibérer le 17 février 2016.

Les travaux européens du CEER sur la qualité d'alimentation

Dans le cadre des travaux européens du CEER, la CRE a participé à l'élaboration et à la publication début 2015 de la mise à jour du 5^e rapport d'analyse comparative entre plusieurs pays européens relatif à la qualité de l'électricité qui porte, notamment, sur la continuité de l'alimentation électrique.

(17) Délibération de la CRE du 26 mars 2015 portant approbation du couplage de marché fondé sur les flux et de la méthode de calcul des capacités associée

La prochaine édition de ce rapport, qui sera publiée avant la fin du premier semestre 2016, intégrera un chapitre sur la qualité de l'alimentation en gaz.

3. LA PARTICIPATION DE LA CRE À LA CONSULTATION DE LA COMMISSION EUROPÉENNE SUR LE « MARKET DESIGN »

La Commission européenne a lancé, le 15 juillet 2015, une consultation publique sur l'architecture du marché européen de l'électricité. L'ensemble des régulateurs nationaux, dont la CRE, ont élaboré une réponse conjointe du CEER et de l'ACER que la CRE a souhaité compléter par sa propre réponse sur les points suivants :

- la coopération entre régulateurs et l'ACER : la CRE a tenu à souligner l'importance considérable des régulateurs nationaux dans les résultats obtenus depuis l'adoption du 3^e paquet énergie. L'ACER s'appuie largement sur les compétences et les ressources des régulateurs nationaux pour préparer et mettre en œuvre les codes de réseau. Ainsi, la coopération efficace entre les régulateurs et l'ACER, effective depuis la création de l'agence, est un facteur clef pour que l'ACER mène à bien ses missions. Dans un contexte où les compétences de l'ACER pourraient être renforcées, cette coopération devra être maintenue, voire renforcée ;
- le renforcement des effacements : la CRE a souhaité rappeler que, depuis plusieurs années, elle a fait évoluer les différents mécanismes de marché français afin de permettre une participation des consommateurs, pour leur propre compte ou par le biais d'agrégateurs, sur un pied d'égalité avec les ressources provenant de la production. Au vu de cette expérience au plan national, la CRE considère que le développement de la flexibilité de la demande au niveau européen doit s'inscrire dans des mécanismes de marché ;
- le développement des interconnexions : la CRE partage l'analyse de la Commission européenne selon laquelle un réseau électrique européen suffisamment interconnecté est indispensable à la construction du marché intérieur. Au cours des dernières années, des projets visant à augmenter significativement les capacités d'interconnexion électrique de la France ont été lancés. Dans cette perspective, la CRE note qu'un objectif uniforme de 10 % de capacité d'interconnexion en 2020 traduit de manière concrète le choix politique en faveur du développement des interconnexions. Toutefois, la CRE a souhaité attirer l'attention de la Commission européenne sur le mode de calcul de ce ratio ainsi que sur la nécessité que le développement des interconnexions soit fondé sur des analyses coûts/bénéfices solides, afin qu'il réponde effectivement aux besoins des consommateurs qui en supportent les coûts.

DATE CLÉ

10/06/2015 : NOUVELLE MÉTHODE
D'ANALYSE DES INVESTISSEMENTS
POUR MAÎTRISER LA DEMANDE
D'ÉLECTRICITÉ DANS LES ZNI

CHIFFRE CLÉ

7,0 MD€ : MONTANT DES CHARGES
DE SERVICE PUBLIC DE L'ÉLECTRICITÉ
POUR 2016

MOTS CLÉS

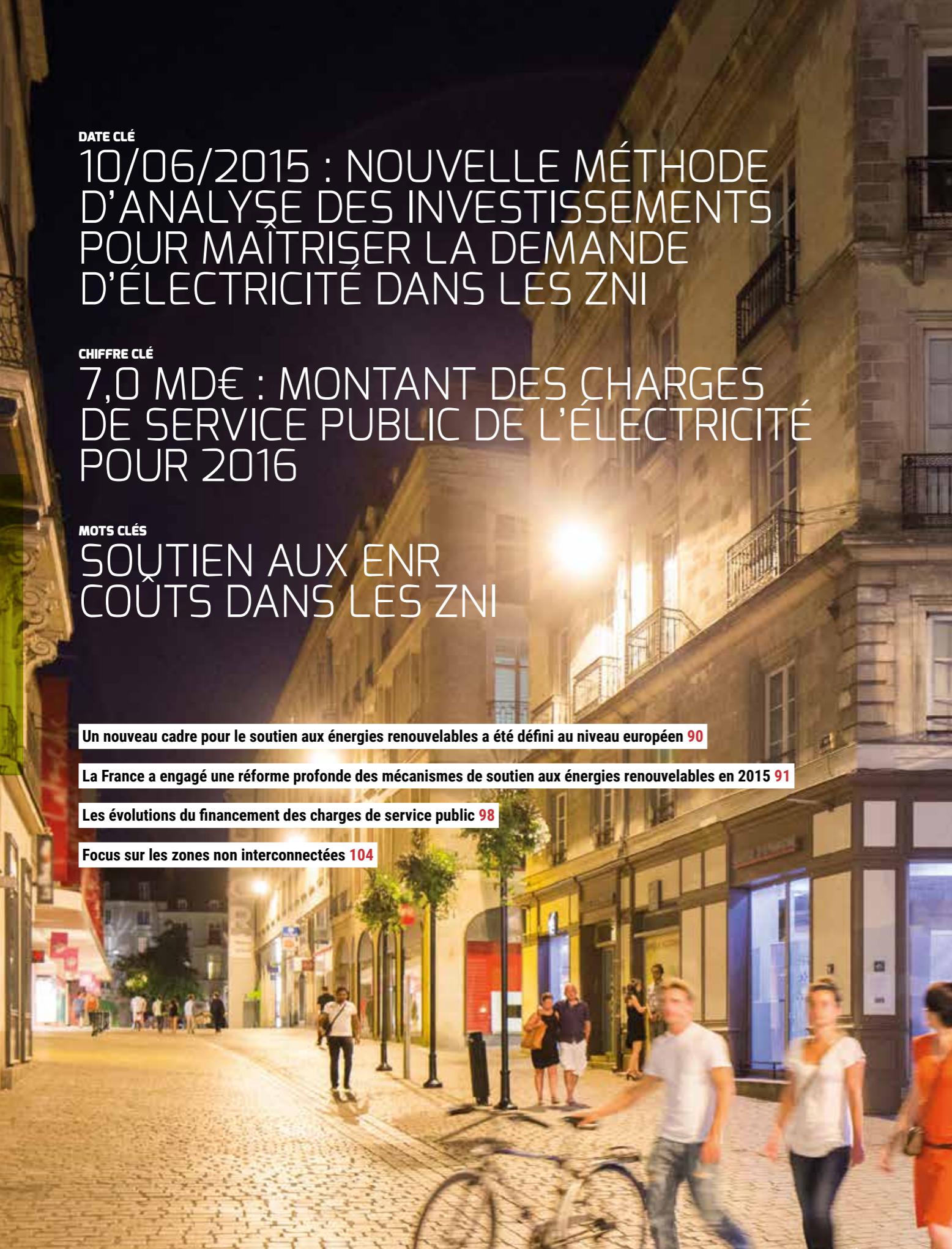
SOUTIEN AUX ENR
COÛTS DANS LES ZNI

Un nouveau cadre pour le soutien aux énergies renouvelables a été défini au niveau européen [90](#)

La France a engagé une réforme profonde des mécanismes de soutien aux énergies renouvelables en 2015 [91](#)

Les évolutions du financement des charges de service public [98](#)

Focus sur les zones non interconnectées [104](#)



LA CRE ET LE DÉVELOPPEMENT DES ÉNERGIES RENOUVELABLES

La politique menée pour le développement des énergies renouvelables connaît d'importants changements.

Les mécanismes de soutien sont en cours de révision ainsi que leur financement dans le cadre de l'évolution de la grille d'analyse des instances européennes concernant les aides d'État. Dans les zones non interconnectées (ZNI), les mécanismes de soutien doivent être adaptés pour prendre en compte la diversité des territoires et des systèmes électriques. Dans ce contexte, la CRE prend une part active à la mise en œuvre de ces réformes. Cependant, les nouvelles missions qui lui sont ainsi confiées pèsent fortement sur sa charge de travail et nécessiteront de renforcer ses moyens de fonctionnement.

UN NOUVEAU CADRE POUR LE SOUTIEN AUX ÉNERGIES RENOUVELABLES A ÉTÉ DÉFINI AU NIVEAU EUROPÉEN

La Commission européenne a adopté, le 28 juin 2014, de nouvelles lignes directrices sur les aides d'État dans les domaines de l'énergie et de la protection de l'environnement, entrées en vigueur le 1^{er} juillet 2014. Ces lignes directrices, applicables pour la période 2014-2020, permettent d'évaluer la compatibilité des mesures d'aides aux énergies renouvelables et de leur financement avec le fonctionnement du marché intérieur.

1. LES PRINCIPALES CONDITIONS IMPOSÉES POUR LE MÉCANISME DE SOUTIEN AUX ÉNERGIES RENOUVELABLES

Les lignes directrices prévoient qu'*« afin d'encourager l'intégration dans le marché de l'électricité produite à partir de sources renouvelables, il importe que les bénéficiaires vendent leur électricité directement sur le marché et qu'ils soient soumis aux obligations du marché »*. Pour les respecter, les régimes d'aides nationaux doivent remplir les conditions cumulatives suivantes :

- les aides doivent prendre la forme d'une prime qui s'ajoute au prix du marché auquel les producteurs vendent leur électricité ;
- les bénéficiaires sont soumis à des responsabilités standard en matière d'équilibrage des réseaux, sauf s'il n'existe pas de marchés d'équilibrage infrajournalistes concurrentiels ;
- des mesures doivent être prises pour que les producteurs ne soient pas incités à produire de l'électricité à des prix négatifs.

Le seuil en deçà duquel ces conditions ne s'appliquent pas, est fixé à 500 kW pour l'ensemble des filières, à l'exception de la filière éolienne, pour laquelle il est porté à 3 MW ou 3 aérogénérateurs.

Par ailleurs, il est prévu qu'à compter du 1^{er} janvier 2017 les nouveaux dispositifs de soutien en faveur de l'énergie produite à partir de sources renouvelables octroient les aides « *à l'issue d'une procédure de mise en concurrence fondée sur des critères clairs, transparents et non discriminatoires* ». Cette mesure touche en particulier les installations d'une puissance supérieure à 1 MW.

2. LES CONDITIONS IMPOSÉES POUR LES EXONÉRATIONS RELATIVES AU FINANCEMENT DU SOUTIEN AUX ÉNERGIES RENOUVELABLES PRÉVUES POUR LES ÉLECTRO-INTENSIFS

Les lignes directrices encadrent également les dispositions permettant aux électro-intensifs d'être exonérés d'une partie des coûts de financement du soutien aux énergies renouvelables.

Un tel dispositif sera considéré comme proportionné par la Commission européenne sous deux réserves :

- d'être fondé sur des critères objectifs, transparents et non-discriminatoires ;
- de s'appliquer aux secteurs d'activité définis par la Commission européenne, en raison de l'importance de la consommation d'électricité de ces entreprises et de leur exposition aux échanges internationaux.

Il faut par ailleurs que les entreprises éligibles supportent au moins 15 % du surcoût dont elles seraient redevables en l'absence d'exonération. La contribution peut également être plafonnée à 4 % de leur valeur ajoutée brute, voire à 0,5 % de leur valeur ajoutée brute pour celles dont l'électro-intensité dépasse 20 %.

Ces critères devront être appliqués au plus tard le 1^{er} janvier 2019 par les États membres souhaitant mettre en œuvre ce type d'exonérations. Cependant, les aides accordées avant cette date pourront être déclarées comme compatibles si elles s'inscrivent dans un plan d'adaptation soumis à l'approbation de la Commission européenne d'ici le 1^{er} juillet 2016. Ce plan devra garantir la convergence progressive des mécanismes nationaux avec ces critères. Les secteurs non éligibles s'étant vu octroyer des aides avant l'entrée en application des lignes directrices pourront continuer à percevoir une compensation s'ils supportent au moins 20 % du surcoût dont ils devraient être redevables.

LA FRANCE A ENGAGÉ UNE RÉFORME PROFONDE DES MÉCANISMES DE SOUTIEN AUX ÉNERGIES RENOUVELABLES EN 2015

À la suite de l'entrée en vigueur des lignes directrices, l'année 2015 a été marquée par la réforme des mécanismes en vigueur en France, à laquelle la CRE a été associée. Ainsi cette réforme introduit un nouveau dispositif : le complément de rémunération. Elle détermine également une procédure d'attribution des aides accordées dans un contexte d'intensification du rythme des appels d'offres.

1. UN NOUVEAU MÉCANISME DE SOUTIEN POUR LES ÉNERGIES RENOUVELABLES : LE COMPLÉMENT DE RÉMUNÉRATION

Pour assurer la compatibilité de la politique française de développement des énergies renouvelables avec les critères fixés par la Commission européenne, une réforme des dispositifs de soutien a été engagée.

En effet, si le dispositif d'obligation d'achat prévu à l'article L. 314-1 du code de l'énergie peut être conservé pour les installations de puissance inférieure à 500 kW, il est en revanche incompatible avec les exigences européennes au-delà de ce seuil, sauf pour les zones non interconnectées (ZNI). L'obligation d'achat y est en effet maintenue en raison de la spécificité de ces territoires et de l'absence de marché de l'électricité.

1.1. Le complément de rémunération : une transition des producteurs renouvelables vers le marché

Le dispositif de complément de rémunération a été introduit aux articles L. 314-18 à L. 314-27 du code de l'énergie par la loi relative à la transition énergétique pour la croissance verte (LTECV). Ces dispositions prévoient que les producteurs d'électricité à partir d'énergie renouvelable commercialiseront leur énergie directement sur les marchés. Une prime viendra compenser l'écart entre la rémunération tirée de cette vente et un niveau de rémunération de référence fixé selon le type d'installations, dans le cadre d'un arrêté tarifaire ou résultant d'une procédure de mise en concurrence.

Cette prime consiste en une prime proportionnelle à l'électricité produite, de laquelle est déduite la valorisation des garanties de capacité et à laquelle est ajoutée une prime de gestion :

$$CR = Energie \times (T_e - M_0) - (Nb_{capa} \cdot prix_{réf,capa}) + Energie \times P_{gestion}$$

Prime à l'électricité Capacité Prime de gestion

La prime à l'électricité peut être qualifiée de prime variable, dans la mesure où son montant s'ajuste pour compenser la différence entre un niveau de tarif de référence T_e et un revenu marché de référence M_0 . Elle garantit ainsi aux producteurs un niveau de rémunération sur le long terme proche du tarif de référence tout en les exposant aux signaux des prix de marché de court terme.

Cette conception est conforme aux préconisations que la CRE avait formulées en avril 2014 dans sa réponse à la consultation publique organisée par le ministère chargé de l'Énergie sur l'évolution des mécanismes de soutien aux énergies renouvelables. Elle y rappelait notamment que ces dispositifs de soutien doivent permettre d'atteindre les objectifs de développement des énergies renouvelables tout en minimisant le coût pour la collectivité. En raison des structures de coût très capitalistiques des énergies renouvelables, le niveau de soutien public permettant de déclencher la décision d'investissement dépend significativement du coût du capital auquel peuvent se financer les développeurs de projet. Un dispositif de soutien offrant la garantie d'un revenu fixe sur la durée de vie de l'installation réduit le niveau de risque et améliore ces conditions de financement, diminuant d'autant le coût pour la collectivité.

La CRE a contribué aux groupes de travail mis en place par la DGEC au début de l'année 2015 pour définir le cadre général de ce nouveau dispositif, ainsi que sa déclinaison par filière. Saisie par la ministre chargée de l'Énergie, la CRE a rendu son avis sur le projet de décret relatif au complément de rémunération en décembre 2015⁽¹⁾, dans lequel elle a notamment souligné les points suivants :

- la principale vertu du mécanisme réside dans le fait qu'il organise la confrontation des producteurs d'énergies renouvelables aux marchés de l'électricité et de la capacité, étape indispensable à la préparation de l'échéance des mécanismes de soutien. La CRE attend en revanche un bénéfice modéré en termes de maîtrise du niveau des charges de service public ;

⁽¹⁾ Délibération de la CRE du 9 décembre 2015 portant avis sur le projet de décret relatif au complément de rémunération mentionné à l'article L. 314-18 du code de l'énergie

- pour la filière éolienne terrestre, mature et concurrentielle, l'organisation d'appels d'offres sous complément de rémunération est la voie la plus pertinente pour la développer au meilleur coût pour le consommateur ;
- la commercialisation de la production d'énergies renouvelables sur les marchés devrait s'accompagner d'un développement du rôle des agrégateurs. Le modèle économique de ces acteurs doit être fondé sur l'optimisation de la valorisation de leur portefeuille d'installations, rendue possible par la définition des paramètres du complément de rémunération, et ne saurait reposer uniquement sur l'existence d'une prime de gestion ;
- l'émission de garanties d'origine et leur valorisation devraient être autorisées pour les producteurs bénéficiant du complément de rémunération.

Une fois ce décret publié, les conditions du complément de rémunération devront être déclinées par filière dans des arrêtés tarifaires. La CRE a ainsi été saisie de 6 projets d'arrêtés tarifaires au cours du dernier trimestre de 2015 ayant pour objet d'introduire ce dispositif de soutien pour les filières suivantes :

- incinérateurs d'ordures ménagères ;
- géothermie ;
- installations valorisant du biogaz issu d'installations de stockage de déchets non dangereux (ISDND) ;
- installations valorisant du biogaz produit par une station d'épuration (STEP) ;
- petites installations hydroélectriques ;
- cogénérations au gaz naturel.

“

La CRE a été saisie de 6 projets d'arrêtés tarifaires au cours du dernier trimestre de 2015 ayant pour objet d'introduire le complément de rémunération.

La CRE a rendu son avis sur ces projets d'arrêtés au cours du premier trimestre 2016⁽²⁾. Son analyse a porté comme dans ses avis rendus en 2015 notamment sur les filières photovoltaïques et méthanisation, essentiellement sur le niveau de rentabilité permis par ces mécanismes de soutien, la conduisant plusieurs fois à émettre un avis défavorable ou à recommander l'adaptation des dispositions proposées.

1.2. La mise en application du complément de rémunération donnera lieu à des audits sur les coûts des installations

Les textes réglementaires qui introduisent le complément de rémunération confient à la CRE de nouvelles missions et notamment la réalisation d'un audit annuel des installations bénéficiant de contrats de complément de rémunération. Il s'agira de vérifier si le niveau du soutien apporté est correctement dimensionné au regard des évolutions techniques et économiques de ces filières. Le cas échéant, elle proposera de réviser les modalités d'application du complément de rémunération ou les arrêtés définissant le niveau du soutien à ces installations.

La CRE n'a pas attendu que cette mission soit plus précisément encadrée pour chercher à disposer d'éléments de coûts objectifs pour fonder ses avis. Ainsi, après la publication de son rapport d'avril 2014 sur les coûts des filières éolien terrestre, biomasse et photovoltaïque, la CRE a sollicité les producteurs de plusieurs autres filières pour qu'ils lui fournissent leurs données de coûts et les éléments justificatifs afférents. Les éléments très incomplets qui lui ont été ainsi transmis ne lui ont pas permis de fonder ses avis sur des éléments objectifs – tant en 2015 que début 2016 –

⁽²⁾ Délibérations des 10/02 ; 18/02 ; 3/03 et 10/03

et l'a contrainte à travailler à partir de données de coûts déclaratives transmises au ministère par les fédérations professionnelles.

Pour obtenir ces données à l'avenir, la CRE pourrait se voir contrainte d'utiliser tous les moyens juridiques qui sont à sa disposition, y compris les sanctions.

2. LA PROCÉDURE D'APPELS D'OFFRES QUE LA CRE MET EN ŒUVRE DEVRAIT ÊTRE GÉNÉRALISÉE POUR LES INSTALLATIONS DE MOYENNE ET GRANDE PUISSANCE

La CRE est favorable à la généralisation des appels d'offres pour toutes les filières où le niveau de concurrence est satisfaisant. Néanmoins, ses moyens doivent être revus en conséquence et la procédure d'appel d'offres simplifiée.

Les lignes directrices que la Commission européenne a définies sur les aides d'État prévoient le recours systématique à des procédures de mise en concurrence pour l'attribution d'un soutien aux installations de production à partir d'énergie renouvelable d'une puissance supérieure à 1 MW.

Une telle procédure permet de contrôler le rythme de développement des filières. Le volume total de nouvelles installations est en effet déterminé ex ante, en lien avec les objectifs fixés par les pouvoirs publics. La localisation des nouvelles installations peut également être définie par l'administration, permettant d'identifier en amont les conflits d'usage potentiels sur un territoire, les ressources disponibles et les synergies locales possibles.

La procédure d'appel d'offres permet également, sous réserve d'un niveau de concurrence suffisant, de limiter le coût du soutien aux énergies renouvelables pour la collectivité en aboutissant à une meilleure adéquation entre les coûts de production et les niveaux de soutien demandés par les candidats.

Afin de garantir une concurrence efficace, le niveau de soutien demandé doit être le critère discriminant dans le choix des lauréats. Dans le cas contraire, les candidats peuvent se livrer à des arbitrages entre les différents critères de notation et demander un niveau de soutien excessif au regard des risques effectivement supportés.

BILAN PAR FILIÈRE DES APPELS D'OFFRES EN 2015

	Appel d'offres + de 250 kWc	Appel d'offres entre 100 et 250 kWc 1 ^{re} période	Appel d'offres ZNI
Puissance cible (MW)	400	80	50
Fin de la période de candidature	01/06/2015	21/09/2015	20/10/2015
Dossiers reçus	598	672	222
Communication du classement par la CRE à la ministre	26/11/2015	24/02/2016	*
Dossiers classés sous la puissance-cible par la CRE	146	352	*

* la phase d'instruction de l'appel d'offres ZNI devrait se terminer durant le mois d'avril 2016.

Les services de la CRE ont instruit trois appels d'offres portant sur l'électricité produite à partir de l'énergie solaire et participé au processus d'élaboration du cahier des charges de l'appel d'offres relatif au développement de la filière biomasse.

APPEL D'OFFRES PORTANT SUR LES INSTALLATIONS PHOTOVOLTAÏQUES DE PUISSANCE SUPÉRIEURE À 250 KWC

Cet appel d'offres, lancé fin novembre 2014, visait à soutenir des installations solaires de grande taille en métropole continentale représentant une puissance totale de 400 MW, décomposée en 150 MW sur bâtiments, 50 MW sur ombraries de parking et 200 MW au sol.

Avant le 1^{er} juin 2015, les candidats ont déposé un total de 598 dossiers. Cependant 12 dossiers ayant été considérés incomplets. Les services de la CRE ont donc analysé 586 dossiers au regard de l'avis motivé des préfets de région d'implantation sur l'impact environnemental des projets ou sur la réhabilitation de terrains dégradés et de l'avis motivé de l'ADEME pour l'évaluation de la contribution des candidats à l'innovation dans le secteur du photovoltaïque. En outre, ils ont instruit la capacité technique et financière des candidats, vérifié le respect des dispositions du cahier des charges et noté chacun des projets selon des critères aussi divers que le prix, le bilan carbone, l'intégration à l'environnement, la contribution à l'innovation...

La CRE a transmis le 26 novembre 2015 à la ministre de l'Énergie, du Développement durable et de l'Énergie le classement des candidats ainsi qu'une fiche par dossier récapitulant les notes obtenues ou, le cas échéant, les critères ayant entraîné l'élimination du dossier.

La ministre a retenu des projets représentant une puissance plus importante que celle prévue dans le cahier des charges.

APPEL D'OFFRES PORTANT SUR LES INSTALLATIONS PHOTOVOLTAÏQUES DE PUISSANCE COMPRISSE ENTRE 100 ET 250 KWC

Cet appel d'offres, décomposé en trois périodes de candidature, vise à soutenir des installations sur bâtiments de taille moyenne. La surface de toiture couverte par l'installation est de l'ordre de 700 à 2 000 m². Lors de son lancement en mai 2015, la puissance appelée était de 40 MW par période. Le cahier des charges a été modifié le 19 septembre 2015, soit deux jours

avant la date limite de dépôt des dossiers pour la première période. Outre qu'il double la puissance appelée pour les trois périodes, il divise les 80 MW en deux familles de 40 MW pour les deuxième et troisième périodes : l'une étant spécifiquement dédiée aux bâtiments affectés à un usage agricole.

Deux critères départagent les candidats à cet appel d'offres : le prix pour deux tiers de la note et le bilan carbone lié à la fabrication des modules photovoltaïques pour le tiers restant. Toutefois, les dossiers peuvent également être éliminés sur des critères relatifs à la maîtrise foncière et aux autorisations d'urbanisme.

Pour la première période⁽³⁾ qui s'est clôturée le 21 septembre 2015, 673 dossiers ont été déposés sur la plateforme en ligne mise en place par la CRE depuis 2011. Elle calcule, sur la base du formulaire, les notes obtenues par les candidats et les classe par ordre décroissant. Les services de la CRE instruisent les dossiers en profondeur dans l'ordre du classement jusqu'à atteindre la puissance appelée pour la période.

La CRE a transmis le 24 février 2016 la liste des candidats au ministre chargé de l'Énergie pour qu'elle désigne les lauréats.

**APPEL D'OFFRES PORTANT SUR LES INSTALLATIONS DE PRODUCTION
D'ÉLECTRICITÉ À PARTIR DE L'ÉNERGIE SOLAIRE DE PUISSE SUPÉRIEURE
À 100 KWC ET SITUÉES DANS LES ZONES NON INTERCONNECTÉES (ZNI)**

Cet appel d'offres doit être instruit par la CRE avant avril 2016. Ses modalités visent à répondre aux problématiques spécifiques des systèmes électriques des ZNI (Cf. page 104).

RÉDACTION DU CAHIER DES CHARGES POUR LA FILIÈRE BIOMASSE

La ministre de l'Énergie, du Développement durable et de l'Énergie a saisi la CRE le 2 juillet 2015 de conditions générales pour la rédaction d'un cahier des charges pour la filière biomasse. Dans ces dernières, la puissance appelée est de 55 MW divisée en deux familles : un lot pour les installations de production d'électricité à partir de la combustion de matière végétale brute pour 50 MW et un lot pour les installations de production d'électricité à partir du biogaz produit par méthanisation pour 5 MW. Les spécificités de ces filières nécessitent la rédaction de prescriptions précises pour garantir la pertinence économique et environnementale du soutien à ces projets ainsi que leur acceptabilité. Elles doivent prendre en compte le plan d'approvisionnement et montrer qu'il n'existe pas de conflit d'usage de la ressource.

De plus, cet appel d'offres est le premier instaurant le complément de rémunération comme mécanisme de soutien. Les installations lauréates vendront l'électricité qu'elles produisent sur les marchés et bénéficieront d'une prime complétant leur rémunération pour atteindre le niveau du tarif proposé dans leur dossier de candidature à l'appel d'offres.

La CRE a rédigé un projet de cahier des charges et l'a transmis le 2 décembre 2015 à la ministre.

(3) La 2^e période a eu lieu du 22 septembre 2015 au 21 mars 2016 et la 3^e période a été fixée entre le 22 mars 2016 et le 21 juillet 2016

**3. LES ÉVOLUTIONS DE LA POLITIQUE MENÉE
POUR LE DÉVELOPPEMENT DES ÉNERGIES RENOUVELABLES EXERCENT
UNE PRESSION ACCRUE SUR LES RESSOURCES DE LA CRE**

L'intensification du recours aux appels d'offres annoncée par la ministre de l'Énergie, du Développement durable et de l'Énergie, et l'évolution importante du dispositif de soutien aux énergies renouvelables, se concrétisent par de nouvelles missions pour la CRE sans que ses moyens n'aient pourtant été réévalués.

Or le budget de la CRE devra assurer, outre le maintien de la plateforme informatique traitant les dossiers dans le cadre de l'appel d'offres portant sur des installations photovoltaïques de puissance comprise entre 100 et 250 kWc, le développement d'une nouvelle plateforme pour permettre la généralisation des candidatures en ligne.

La multiplication des appels d'offres exige, pour que la CRE soit en mesure de tenir les délais d'instruction qui lui sont imposés, une augmentation de ses moyens. Par ailleurs, dans son avis du 3 février 2016, portant sur le décret relatif à la procédure des appels d'offres, la CRE préconise une simplification de la procédure.

À cet effet, la CRE recommande pour l'élaboration des prochains cahiers des charges de :

- limiter les critères de notation ou d'élimination subjectifs, en faisant du niveau de soutien perçu par ces installations un critère prépondérant permettant un classement automatique des candidats ;
- prévoir que l'ensemble des critères puissent ne pas être examinés si l'instruction d'un ou de plusieurs critères combinés, simples à évaluer, permet d'exclure d'emblée de nombreuses offres ;
- si certains critères subjectifs étaient maintenus, tels que l'appréciation du degré d'innovation ou d'intégration environnementale, dont l'instruction est particulièrement complexe et sur lesquels la CRE ne dispose d'aucune compétence, en confier l'instruction à d'autres administrations, en encadrant la notation de celle-ci de telle sorte qu'elle ne donne lieu ni à interprétation ni à harmonisation ;
- limiter les documents nécessaires à la constitution d'un dossier de candidature aux seuls éléments permettant le classement des offres, en prévoyant si besoin des contrôles de certaines pièces par l'administration après la désignation des lauréats – le résultat de ce contrôle pouvant par exemple conditionner la mise en service de l'installation.

LES ÉVOLUTIONS DU FINANCEMENT DES CHARGES DE SERVICE PUBLIC

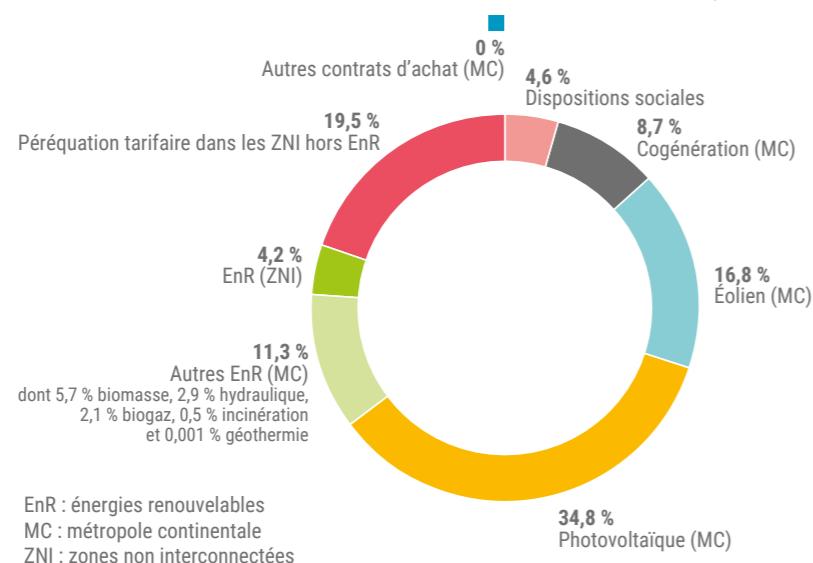
La loi n° 2015-1786 du 29 décembre 2015 de finances rectificative pour 2015 modifie en profondeur le système de financement des charges de services public de l'énergie. Cette réforme n'affecte que marginalement leurs périmètres mais modifie les missions et le calendrier de travail de la CRE.

1. LA CROISSANCE CONTINUE DES CHARGES DE SERVICE PUBLIC DE L'ÉLECTRICITÉ

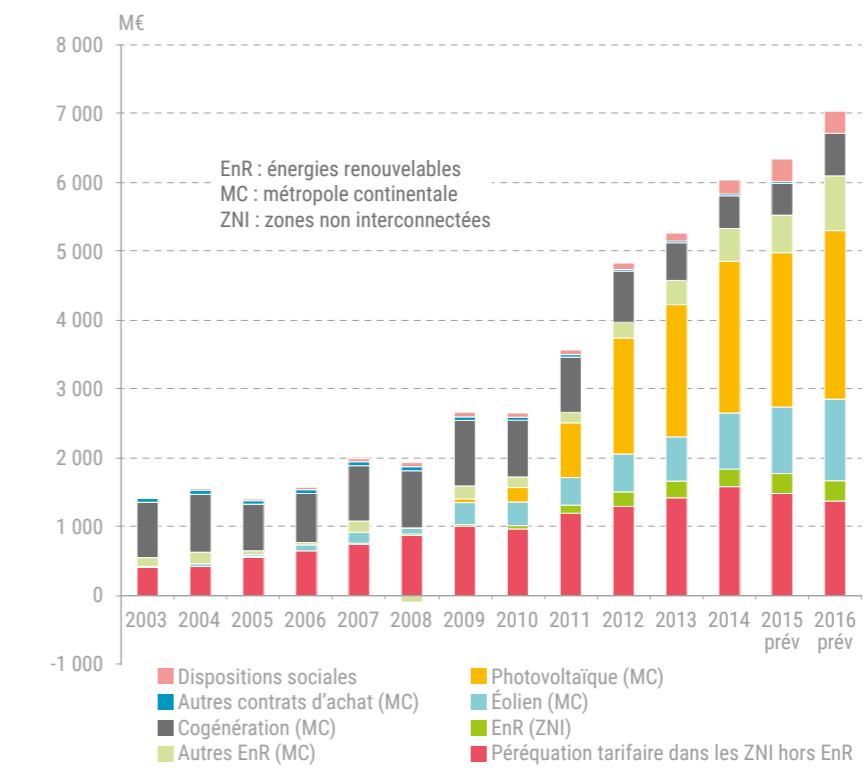
Les charges de service public liées à l'électricité continuent d'augmenter à un rythme soutenu. Le montant des charges prévisionnelles de service public de l'électricité est estimé à 7,0 Md€ au titre de l'année 2016 (Graphique 1). Ce montant est supérieur de 17 % au montant des charges constatées au titre de l'année 2014 (i.e. 6 Md€) et de 11 % au montant des charges prévisionnelles au titre de l'année 2015 estimées par la CRE en octobre 2014 (i.e. 6,3 Md€).

L'augmentation des charges entre 2014 et 2016 s'explique par le développement des filières photovoltaïque et éolienne qui représentent respectivement 35 % et 17 % des charges prévisionnelles au titre de 2016 (soit respectivement 2,7 Md€ et 1,2 Md€). La baisse des prix de marché de l'électricité - une baisse de 1 €/MWh en 2016 a un impact à la hausse sur le montant des charges liées à l'obligation d'achat de l'ordre de 50 M€ - et la rémunération de nouveaux moyens de production dans les ZNI contribuent également à cette augmentation.

Graphique 1 : Charges de service public prévisionnelles au titre de 2016 (total 7,0 Md€)



Graphique 2 : Évolution des charges de service public de l'électricité au titre d'une année

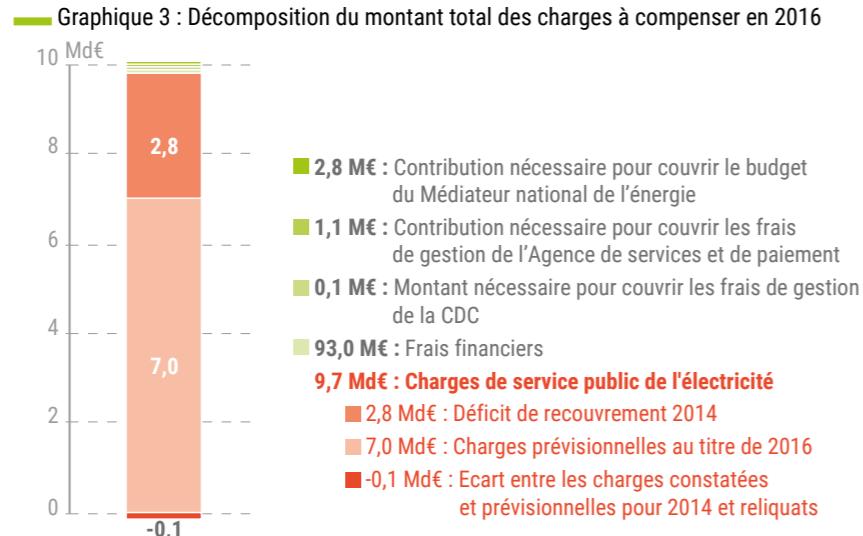


Le soutien aux énergies renouvelables représente 67,1 % des charges liées à l'électricité au titre de 2016 ; la péréquation tarifaire hors énergies renouvelables, 19,5 % ; le soutien à la cogénération, 8,8 % ; les dispositifs sociaux, 4,6 % (respectivement : 62,1 %, 26,2 %, 8,0 % et 3,7 % pour 2014).

Dans ce contexte de croissance progressive de ces charges dont la part prépondérante est liée aux énergies renouvelables, la CRE porte une attention particulière à un bon dimensionnement des mécanismes de soutien pour les différentes filières. En 2015 et début 2016, la CRE a alerté les pouvoirs publics sur le caractère excessif de la rentabilité induite par certains tarifs proposés.

2. LE NIVEAU DE LA CONTRIBUTION AU SERVICE PUBLIC DE L'ÉLECTRICITÉ, PRÉVU POUR 2016 AVANT L'INTERVENTION DE LA RÉFORME

La contribution au service public de l'électricité pour 2016 (« CSPE 2016 ») aurait dû permettre de financer les charges imputables aux missions de service public (charges prévisionnelles 2016, incluant les charges prévisionnelles au titre de l'année 2016 et la régularisation des charges 2014), les frais de gestion de la Caisse des dépôts et consignations (CDC), les frais financiers des opérateurs supportant les charges de service public de l'électricité, une partie du budget du Médiateur national de l'énergie et des frais de gestion de l'Agence des services et de paiement pour la mise en œuvre du chèque énergie. Le total des charges à financer en 2016 est ainsi évalué à 9,8 Md€ (Graphique 3).



La CSPE 2016 nécessaire pour les financer, évaluée par la CRE dans sa délibération du 15 octobre 2015 avant la réforme du financement des charges de service public de l'énergie, a été estimée à 27,05 €/MWh, dont 19,4 €/MWh pour couvrir les seules charges prévisionnelles au titre de 2016 (7,0 Md€). À défaut d'arrêté tarifaire la fixant, la contribution unitaire pour 2016 aurait été de 22,5 €/MWh, soit une augmentation de 3 €/MWh par rapport à la contribution en vigueur en 2015. Ce taux de CSPE aurait permis de couvrir les charges prévisionnelles au titre de 2016 et de commencer à résorber le défaut de compensation accumulé pendant les années antérieures.

Avec un taux de 27,05 €/MWh, la CSPE 2016 aurait représenté environ 19 % de la facture annuelle moyenne TTC d'un client résidentiel. Avec un taux de 22,5 €/MWh, elle aurait représenté 16 % de cette même facture.

Cependant, aucun de ces taux ne sera appliqué à la facture des consommateurs en 2016 puisque la réforme introduite par la loi n°2015-1786 du 29 décembre 2015 de finances rectificative pour 2015 modifie en profondeur le mécanisme de financement de charges de service public de l'énergie.

3. LA RÉFORME DU FINANCEMENT DES CHARGES DE SERVICE PUBLIC DE L'ÉNERGIE

3.1. Le fonctionnement avant la réforme

Les charges de service public de l'énergie concernent certes essentiellement l'électricité mais ne s'y limitent pas. Elles comprennent :

- en électricité : les surcoûts résultant des mécanismes de soutien aux énergies renouvelables et à la cogénération, les surcoûts liés à la péréquation tarifaire dans les zones non interconnectées et les surcoûts liés à l'application d'une tarification spéciale aux consommateurs en situation de précarité ;
- en gaz : les surcoûts liés à l'application d'une tarification spéciale aux clients en situation de précarité et les surcoûts résultant de l'obligation d'achat du biométhane injecté dans les réseaux de gaz naturel.

La compensation de ces charges, ainsi que le financement de certains autres éléments (notamment du budget du Médiateur national de l'énergie et des frais de

gestion de la CDC) était assurée par des contributions spécifiques acquittées par les consommateurs au prorata de leur consommation finale d'électricité et de gaz :

- en électricité : la CSPE, instaurée en 2003 dont le détail a été exposé aux parties 1 et 2 de ce chapitre ;
- en gaz : deux contributions sur la consommation finale de gaz naturel : la contribution au tarif spécial de solidarité (CTSS) instaurée en 2008 et la contribution biométhane, instaurée en 2011.

Par ailleurs, des dispositifs d'exonération partielle de CSPE s'appliquaient aux gros consommateurs d'électricité et aux auto-producteurs. La CSPE était collectée par les fournisseurs, qui reversaient les montants correspondants sur le compte spécifique tenu par la CDC, compte à partir duquel étaient versées les compensations dues aux opérateurs supportant des charges de service public de l'électricité.

La CTSS et la contribution biométhane étaient collectées par les fournisseurs du gaz naturel et reversées à la CDC, qui tenait deux comptes spécifiques, à partir desquels étaient versées les compensations dues aux opérateurs supportant des charges de service public en gaz sur chacun des deux volets.

3.2. Le fonctionnement après la réforme issue de la loi n°2015-1786 du 29 décembre 2015 de finances rectificative pour 2015

La réforme de la fiscalité énergétique porte notamment sur le financement des charges de service public de l'électricité et du gaz.

Budgétisation des charges de service public de l'énergie

Dans le cadre de cette réforme, les charges de service public de l'électricité et du gaz sont regroupées sous la dénomination de « charges de service public de l'énergie ». Elles sont intégrées au budget de l'Etat où elles sont réparties entre un compte d'affectation spécial (CAS) « Transition énergétique » et un programme budgétaire « Service public de l'énergie » selon la façon suivante :

- le CAS « Transition énergétique » regroupe les charges liées au soutien aux énergies renouvelables (en électricité et en gaz) en métropole continentale et dans les ZNI, les charges liées à l'effacement, ainsi que le remboursement aux opérateurs du déficit de compensation de leurs charges de service public de l'électricité accumulé au 31 décembre 2015 ;
- le programme budgétaire « Service public de l'énergie » regroupe les charges liées à la péréquation tarifaire dans les ZNI (hors soutien aux énergies renouvelables dans ces territoires au titre de l'obligation d'achat), au soutien à la cogénération et aux dispositifs sociaux en électricité et en gaz ainsi que les frais de gestion de la CDC.

“

La réforme de la fiscalité énergétique porte notamment sur le financement des charges de service public de l'électricité et du gaz.

Financement des charges

La CSPE, la CTSS et la contribution biométhane sont supprimées pour les consommations postérieures au 31 décembre 2015. Les dispositions antérieures à la réforme continuent toutefois de s'appliquer pour solder les recouvrements de ces contributions et les dispositifs d'exonération dont peuvent bénéficier les consommateurs au titre de 2015.

En 2016, les charges de service public de l'énergie sont compensées par la taxe intérieure sur la consommation finale d'électricité redéfinie (TICFE) et par une augmentation de la taxe intérieure sur la consommation de gaz naturel (TICGN).

Le taux de la TICFE, renommée « contribution au service public de l'électricité », est fixé à 22,5 €/MWh pour l'année 2016, ce qui correspond à celui de la CSPE pour 2016 en l'absence de réforme. Elle est étendue à l'ensemble des consommations d'électricité. Les électro-intensifs bénéficient toutefois de taux réduits, de 0,5 à 7,5 €/MWh, en fonction de leur électro-intensivité et de leur exposition au risque de fuite carbone⁽⁴⁾. Son produit, diminué de 2,043 Mds € reversés au budget général de l'État, est affecté au CAS « transition énergétique ».

La TICGN est fixée à 4,34 €/MWhPCS⁽⁵⁾ en 2016 et 2,16 % de son produit sont affectés au CAS.

Pour l'année 2017, la loi n°2015-1786 du 29 décembre 2015 de finances rectificative pour 2015 prévoit une stabilisation du taux de la TICFE et une augmentation de la TICGN, de la taxe intérieure sur les produits énergétiques (TICPE), qui frappe les produits pétroliers, et de la taxe intérieure sur la consommation de charbon (TICC). En outre, elle prévoit l'affectation de tout ou partie du produit de ces taxes sur des énergies carbonées au CAS « Transition énergétique » qui finance essentiellement les énergies renouvelables électriques.

Ces taxes sont recouvrées par les Douanes et reversées sur le CAS ou au budget général de l'État qui, en lien avec la CDC, assure les versements de compensation aux opérateurs supportant des charges.

4. LES CONSÉQUENCES DE LA RÉFORME POUR LA CRE

Avant la réforme, la CRE avait un double rôle dans le fonctionnement des dispositifs de charges de service public. D'une part, la CRE assurait le contrôle et l'évaluation des charges de service public de l'électricité et du gaz incitant à chaque opérateur. D'autre part, elle assumait la supervision des opérations de recouvrement de la CSPE, de la CTSS et de la contribution biométhane et du versement des compensations dues aux opérateurs supportant des charges, en lien avec la CDC.

“

L'exercice de contrôle et d'évaluation des charges par la CRE, qui commence au 31 mars, sera donc désormais concentré sur une période de 3 mois et demi au lieu de 6 mois et demi.

À partir de 2016, la CRE n'interviendra plus dans les opérations de recouvrement et de compensation des opérateurs, dès lors néanmoins que l'ensemble des opérations relatives aux consommations antérieures au 31 décembre 2015 auront été soldées. En revanche, le rôle de la CRE relativement à l'évaluation des charges de service public reste essentiellement inchangé. Néanmoins, le délai imparti à la CRE pour évaluer le montant des charges de service public est considérablement réduit.

Pour s'insérer dans le calendrier budgétaire, la proposition de la CRE sur le montant des charges doit désormais être publiée avant le 15 juillet, au lieu du 15 octobre. L'exercice de contrôle et d'évaluation des charges par la CRE, qui commence au 31 mars, sera donc désormais concentré sur une période de trois mois et demi

(4) Au sens des règles du marché européen des quotas d'émission de CO₂
(5) Unité pour le gaz PCS signifie « pouvoir calorifique supérieur du gaz »

au lieu de six mois et demi. Ce changement de calendrier accroît les charges pour la Commission. Pendant cette période, en effet, la CRE n'aura pas suffisamment de ressources pour mener à bien ses autres missions dans le même domaine telles que l'examen d'arrêtés tarifaires, l'instruction des appels d'offres, l'analyse des contrats de gré à gré dans les ZNI, ou les audits des coûts de filières prévus par les dispositions des textes réglementaires relatifs au complément de rémunération.

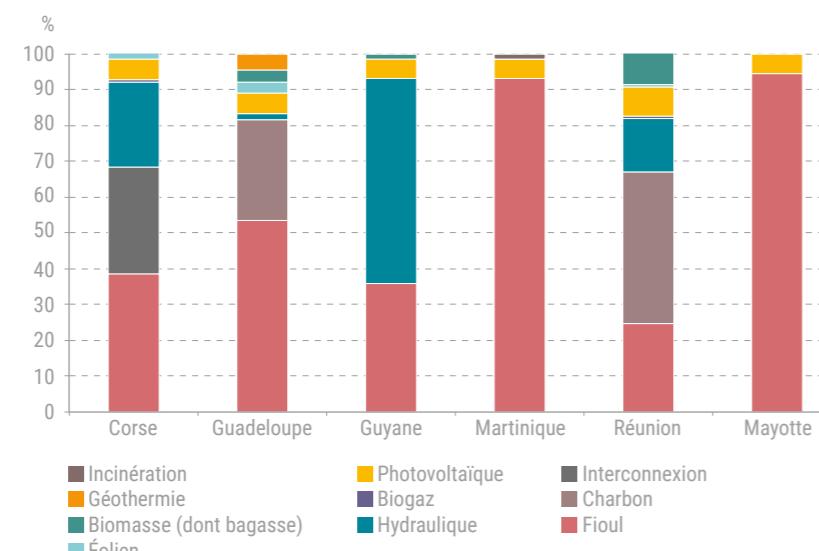
Plus généralement, si les missions relatives aux opérations de recouvrement des contributions qu'elle assumait étaient réaffectées aux Douanes, la CRE pourrait redéployer progressivement certaines de ses ressources. En effet, la multiplication des appels d'offres pour les installations de production d'électricité à partir d'énergies renouvelables exerce une pression accrue sur celles-ci (Cf. page 97). La réduction régulière des moyens alloués à la CRE et la contrainte forte que représente le respect du calendrier budgétaire vont diminuer la capacité de la CRE à respecter les délais qui lui sont fixés pour gérer les appels d'offres ou pour analyser des projets d'arrêté définissant un mécanisme de soutien.

FOCUS SUR LES ZONES NON INTERCONNECTÉES

La Corse, les départements et régions d'outre-mer (Guadeloupe, La Réunion et Mayotte), les collectivités territoriales (Martinique et Guyane), 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 connectées au réseau d'électricité continental (ou de façon très limitée dans le cas de la Corse).

Les zones non interconnectées (ZNI) présentent des spécificités techniques et économiques par rapport au territoire métropolitain. Leurs caractéristiques climatiques et géographiques (zones insulaires, volcaniques et montagneuses notamment) et les contraintes logistiques associées (faiblesse relative des infrastructures portuaires et routières), ainsi que la petite taille des systèmes électriques, justifient de recourir à des solutions technologiques adaptées, qui sont généralement différentes de celles développées en France métropolitaine. Les choix historiques sur ces territoires ont conduit à un mix énergétique plus carboné qu'en métropole (Graphique 4).

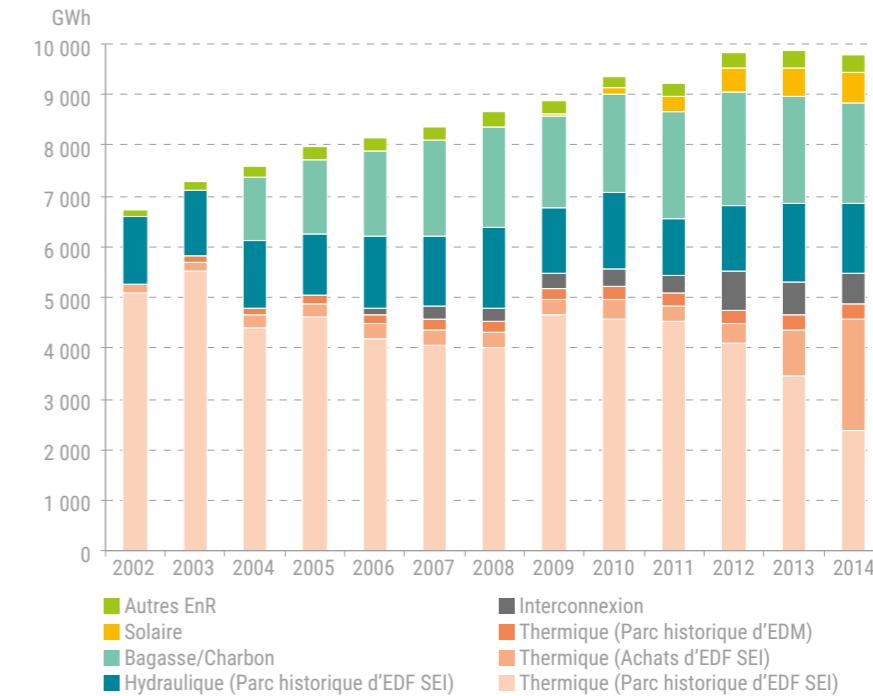
Graphique 4 : Le mix de production électrique dans les principales ZNI en 2014



Source : CRE

Cependant, les efforts consentis pour déployer les énergies renouvelables dans ces territoires tendent à réduire la dépendance de la production électrique aux énergies fossiles. L'électricité d'origine fossile (y compris la production à partir de charbon, mais hors interconnexions) représentait ainsi 67 % en 2014 de la production électrique dans les ZNI contre 78 % en 2002 (Graphique 5 p. 105).

Graphique 5 : Évolution du volume d'électricité produit par les différentes filières dans les ZNI entre 2002 et 2014



Source : CRE

Au-delà de la composition du mix énergétique, la petite taille de ces réseaux isolés limite le foisonnement et impose de dimensionner en conséquence le parc de production, de telle sorte que le coût de revient du mégawattheure produit y est très supérieur à celui obtenu en métropole. À noter que des écarts de coûts de production importants peuvent exister entre les différents territoires (Graphique 6 p. 106).



Dans les ZNI, les tarifs de vente de l'électricité pour les particuliers sont identiques à ceux de la métropole. C'est le principe de la péréquation tarifaire, un mécanisme de solidarité nationale. Les surcoûts structurels sont compensés par le produit des taxes sur l'énergie qui remplacent la CSPE, notamment par la TICFE payée par l'ensemble des consommateurs d'électricité nationaux.

Dans les ZNI, les tarifs de vente de l'électricité pour les particuliers sont identiques à ceux de la métropole. C'est le principe de la péréquation tarifaire, un mécanisme de solidarité nationale.

La péréquation tarifaire représente environ un quart des charges de service public de l'électricité, soit de l'ordre de 1,8 milliard d'euros par an. Après une dizaine d'années d'augmentation au rythme moyen de 15 % par an, on constate que le

montant des charges prévisionnelles liées à la péréquation pour 2015 et 2016 tend à baisser du fait de la diminution des prix des combustibles.

L'activité de production dans les ZNI est partagée entre les opérateurs historiques et des opérateurs tiers qui vendent l'électricité qu'ils produisent aux fournisseurs historiques dans le cadre de contrats d'achat au titre de l'obligation d'achat, de contrats signés à l'issue d'appels d'offres ou de contrats de gré à gré.

Graphique 6 : Coût de production moyen dans les ZNI entre 2008 et 2014



Source : CRE

Rôle de la CRE dans la mise en œuvre de la politique énergétique dans les ZNI

La CRE est en charge de nombreuses missions dans les ZNI : elle met en œuvre les appels d'offre EnR et contribue plus généralement aux réflexions sur les enjeux que représente leur déploiement dans ces territoires, calcule les charges de service public supportées par EDF SEI et par Électricité de Mayotte (EDM), évalue les projets de contrats de gré à gré et en assure le suivi. Elle est amenée à réaliser des audits sur les sites de production (la Réunion et Mayotte en 2014, Guyane en 2016) pour compléter ses contrôles. Elle est également chargée de l'évaluation des projets d'investissements permettant la maîtrise de la demande d'électricité et, pour ce faire, elle a développé une méthodologie d'analyse. À partir de 2016, elle est chargée de proposer les tarifs réglementés de vente dans ces territoires. Les paragraphes qui suivent reviennent sur certaines de ces missions.

1. LE SUIVI DES CONTRATS EN APPLICATION DE LA MÉTHODOLOGIE D'EXAMEN DES COÛTS D'INVESTISSEMENT ET D'EXPLOITATION DANS LES ZNI

Dans un souci de transparence et afin de répondre aux attentes des acteurs impliqués, la CRE a précisé dans sa délibération du 23 avril 2015 la méthodologie qu'elle emploie pour l'évaluation des coûts d'investissement et d'exploitation dans des moyens de production d'électricité situés dans les ZNI. La CRE analyse les demandes des producteurs quand ceux-ci sollicitent une révision de leur compensation. C'est notamment le cas quand un événement indépendant de la volonté du producteur entraîne une modification substantielle de l'équilibre du contrat.

À ce titre la CRE a été saisie plusieurs fois au cours de l'année 2015, lors :

- d'une demande de révision de la compensation versée à la centrale hybride Gol-B d'Albioma fonctionnant au charbon et à la bagasse⁽⁶⁾ pour tenir compte des surcoûts induits par la mise en conformité aux nouvelles normes d'émission de polluants (délibération du 23 avril) ;
- d'une demande de révision de la compensation versée aux centrales d'Albioma de Bois-Rouge et du Gol situées à la Réunion et à l'installation d'Albioma

(6) Résidu de la canne à sucre

Caraïbes située en Guadeloupe pour tenir compte des surcoûts induits par la mise en conformité aux nouvelles normes sur les sous-produits de combustion (délibération du 24 septembre complétée par plusieurs délibérations au premier trimestre 2016) ;

- d'une demande de révision de la compensation versée à l'installation géothermique de Bouillante en Guadeloupe. En intégrant les contraintes physiques de la ressource, la révision du cadre contractuel devrait permettre l'optimisation de la production (délibération du 6 janvier 2016).

2. LA CRE A DÉFINI UNE MÉTHODOLOGIE D'ANALYSE DES INVESTISSEMENTS POUR MAÎTRISER LA DEMANDE D'ÉLECTRICITÉ

Ces dernières années, l'augmentation démographique et l'amélioration du niveau de vie ont accru la croissance de la consommation dans les ZNI. Le déploiement d'actions de maîtrise de la demande en électricité (MDE) est devenu une priorité pour parvenir à maîtriser l'augmentation des charges de service public de l'électricité tant les coûts de production unitaire sont élevés.

Dans cette optique, l'article 60 de la loi n° 2012-1510 du 29 décembre 2012 de finances rectificative pour 2012, a étendu le périmètre des projets considérés comme relevant des charges de service public de l'électricité aux projets de MDE.

“

C'est à la CRE que revient la mission d'évaluer l'efficacité des projets d'infrastructure visant la maîtrise de la demande en électricité.

En réduisant la consommation, un projet de MDE devrait permettre de réduire la sollicitation des moyens marginaux dont les coûts de production sont particulièrement élevés, voire permettre d'éviter ou de redimensionner les investissements à venir. Cependant, un projet ne peut générer des économies pour la CSPE qu'à condition que la compensation versée au porteur de projet ne dépasse pas les surcoûts de production qu'il évite.

C'est à la CRE que revient la mission d'évaluer l'efficacité des projets d'infrastructure visant la MDE. La méthodologie d'analyse adoptée le 10 juin 2015⁽⁷⁾ prend en compte les contributions reçues à l'issue de deux consultations publiques. Des projets entrant dans le cadre de cette méthodologie sont actuellement à l'étude dans les ZNI. Certains projets innovants prévoient par exemple le déploiement d'un réseau de froid alimenté par le pompage d'eau froide à grande profondeur⁽⁸⁾.

Dans le but de s'assurer de l'efficacité de l'installation, la méthodologie prévoit le contrôle des coûts supportés par le porteur de projet et celui des kWh qu'il évite effectivement. Ce suivi devrait permettre de réévaluer régulièrement le montant de la compensation à verser à l'opérateur.

Jusqu'à présent, la compensation versée au porteur de projet était plafonnée à 80 % des surcoûts prévisionnels qu'il permet d'éviter afin d'assurer que le projet génère des économies pour la CSPE. Cependant, le décret n° 2016-158 du 18 février 2016 relatif à la compensation des charges de service public de l'énergie qui accompagne

(7) Délibération de la CRE du 10 juin 2015 portant communication relative à la méthodologie appliquée pour l'examen d'un projet d'infrastructure visant la maîtrise de la demande portant sur les consommations d'électricité dans les zones non interconnectées

(8) CENF, Climatisation à l'Eau Naturellement Froide, (en anglais Sea-water air conditioning, SWAC)

la réforme de la CSPE relève le plafond de compensation à 100 % des surcoûts prévisionnels évités. Cela revient à autoriser la compensation de projets dont l'impact en termes de diminution des coûts de production pourrait être nul, voire négatif, étant donné l'incertitude qui existe sur l'estimation des surcoûts évités. Pour ces raisons, la CRE s'est prononcée contre le relèvement du plafond de compensation dans son avis du 27 janvier 2016 portant sur le décret mentionné précédemment.

La méthodologie d'analyse des projets d'infrastructure visant la maîtrise de la demande d'électricité dans les ZNI devrait être complétée en 2016 par une méthodologie d'analyse et de valorisation des « petites actions de maîtrise de la demande » qui regroupent la distribution ou l'installation d'équipements énergétiquement performants auprès des particuliers et des entreprises. L'enjeu est de taille, car le taux d'équipement des ménages en appareils fortement consommateurs d'électricité est en rapide augmentation dans les ZNI. À titre d'exemple, EDF SEI dans son bilan prévisionnel estime que 68 % des ménages guyanais seront équipés d'une climatisation à l'horizon 2030, alors qu'ils n'étaient que 20 % en 2000. En ce qui concerne l'eau chaude sanitaire, le taux d'équipement devrait augmenter de 36 % en 2000 à 93 % en 2030. Au moment où les ménages s'équipent massivement, le déploiement par exemple de chauffe-eaux solaires ou de climatisations efficaces chez les particuliers paraît aujourd'hui tout aussi essentiel que le développement de grands projets de MDE pour maîtriser les surcoûts de production d'électricité dans les ZNI.

La méthodologie d'analyse des « petites actions de maîtrise de la demande » devra permettre d'éviter les effets d'aubaine et de rebond de consommation qui représentent un risque récurrent pour tout subventionnement d'actions de masse. Elle établit un contrôle accru de la CRE pour garantir que leur coût n'excède pas les économies qu'elles génèrent.

3. LA CRE EST DÉSORMAIS EN CHARGE DE PROPOSER AUX MINISTRES DE L'ÉNERGIE ET DE L'ÉCONOMIE LES TARIFS RÉGLEMENTÉS DE VENTE DE L'ÉLECTRICITÉ DANS LES ZNI POUR L'ENSEMBLE DES CONSOMMATEURS

Contrairement à la métropole continentale, les tarifs réglementés de vente (TRV) continuent d'être proposés à l'ensemble des consommateurs résidant dans les zones non interconnectées au réseau métropolitain continental, y compris aux consommateurs souscrivant des puissances supérieures à 36 kVA.

“

Le niveau de prix moyen de chacun des TRV dans les ZNI résultant de la péréquation tarifaire doit être cohérent avec l'empilement des composantes de coûts de l'électricité en métropole continentale.

À compter du 8 décembre 2015, conformément aux dispositions du code de l'énergie, la CRE est en charge d'élaborer ces tarifs dans les ZNI et « transmet aux ministres chargés de l'Économie et de l'Énergie ses propositions motivées de tarifs réglementés de vente d'électricité ».

En application de l'article L. 121-5 du code de l'énergie, les TRV proposés aux consommateurs dans les ZNI sont construits de manière à respecter le principe de péréquation tarifaire. Ce principe permet aux consommateurs de bénéficier des mêmes conditions financières d'accès à l'électricité dont le coût de production et d'acheminement est pourtant hétérogène d'un territoire à l'autre.

Le niveau de prix moyen de chacun des TRV dans les ZNI résultant de la péréquation tarifaire doit être cohérent avec l'empilement des composantes de coûts de l'électricité en métropole continentale.

L'article L. 337-6 prévoit en outre : « Sous réserve que le produit total des tarifs réglementés de vente d'électricité couvre globalement l'ensemble des coûts mentionnés précédemment, la structure et le niveau de ces tarifs hors taxes peuvent être fixés de façon à inciter les consommateurs à réduire leur consommation pendant les périodes où la consommation d'ensemble est la plus élevée ».

La structure des tarifs permet d'envoyer aux consommateurs des signaux économiques représentatifs du fonctionnement des parcs de production et des habitudes de consommation en électricité, sur des plages de temps spécifiques. Ces caractéristiques étant très variables d'une ZNI à l'autre, elles justifient la construction, en structure, de grilles tarifaires différentes pour chaque ZNI, qui respectent toutefois le principe de péréquation tarifaire en niveau moyen.

La CRE travaille ainsi à l'élaboration de tarifs réglementés de vente adaptés à chaque ZNI, afin d'améliorer la maîtrise des coûts pour les systèmes électriques de chacun des territoires.

En particulier, les tarifs sont construits de manière à renvoyer un signal prix aux consommateurs les incitant à réduire leur consommation durant les heures où les moyens de production appelés sont les plus coûteux.

4. LE DÉVELOPPEMENT DES ÉNERGIES RENOUVELABLES

Le développement des énergies renouvelables constitue un axe prioritaire de la politique énergétique dans les ZNI, au même titre que la maîtrise de la demande.

La dernière version de la programmation pluriannuelle des investissements⁽⁹⁾ (PPI), qui reprenait les objectifs du Grenelle de l'Environnement, fixait un objectif de 50 % d'énergies renouvelables dans la consommation d'énergie finale des ZNI à l'horizon 2020⁽¹⁰⁾.

Les programmations pluriannuelles de l'énergie (PPE) prévues par la LTECV et qui seront adoptées dans les mois à venir (la

PPE Corse a déjà été adoptée) devraient permettre de préciser les objectifs par filière dans chaque territoire. Les ZNI présentent en effet des caractéristiques géographiques et climatiques très variées qui conditionnent le potentiel de développement des différentes filières renouvelables. À titre d'exemple, le développement de la géothermie devrait être essentiellement porté par les îles volcaniques (Martinique, Guadeloupe et la Réunion), tandis que seule la Guyane disposera de ressources propres en biomasse importantes permettant le développement à grande échelle de cette filière. Un point d'attention doit être porté au rythme de développement des nouveaux moyens de production, et en particulier des énergies renouvelables afin qu'il soit en adéquation avec l'augmentation et l'évolution de la consommation et tienne compte de la durée de vie des moyens de production existants et, en particulier de ceux dont

(9) En date du 15 décembre 2009

(10) Sauf à Mayotte où cet objectif est ramené à 30 %

l'investissement n'est pas encore amorti, au risque d'affecter aux charges de service public des coûts échoués.

Pour soutenir le développement de la production d'électricité à partir d'énergies renouvelables, les pouvoirs publics français ont principalement recours à trois instruments économiques :

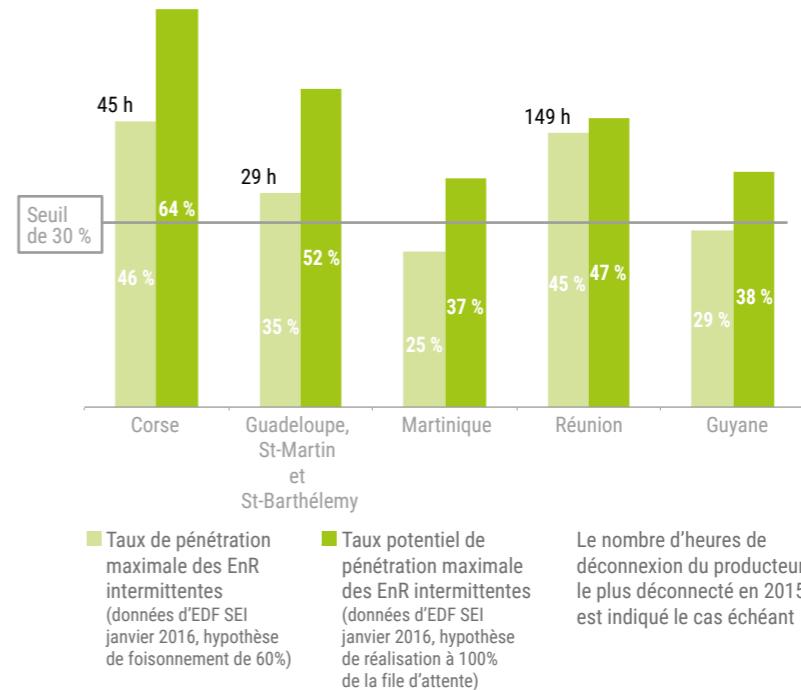
- l'obligation d'achat grâce à laquelle les producteurs d'énergie renouvelable bénéficient d'un tarif d'achat garanti sur une période de quinze à vingt ans. Il ne doit y être fait recours que pour des filières dont le niveau de coût est suffisamment connu et homogène d'un projet à l'autre, en prenant en compte le cas échéant les disparités entre territoires. Ainsi, la CRE n'est favorable à l'obligation d'achat dans les ZNI que pour les installations photovoltaïques de plus petites puissances, sous réserve toutefois d'une différenciation du tarif par territoire afin d'éviter que les installations développées dans les ZNI qui bénéficient des meilleures conditions d'ensoleillement ne dégagent des rentabilités excessives ;
- les appels d'offres, à l'issue desquels les porteurs de projet retenus bénéficient d'un contrat d'achat de leur production sur une durée définie et au prix proposé dans leur offre. Il doit y être fait recours à chaque fois que le niveau de concurrence est suffisant et peut permettre de faire diminuer le coût du financement du développement de la filière – ceci est notamment le cas pour les installations photovoltaïques de plus grande puissance ;
- les contrats de gré à gré qui permettent l'analyse au cas par cas des coûts de l'installation par la CRE et auxquels il doit être fait recours dans les autres cas.

EDF SEI et EDM, en tant que gestionnaires de réseaux, ont l'obligation de garantir la sûreté du système électrique. En conséquence, lorsque la puissance cumulée injectée par les moyens de production fatales à caractère aléatoire⁽¹¹⁾ atteint 30 % de la puissance totale injectée sur le réseau, le gestionnaire de réseau peut déconnecter la dernière ferme éolienne ou la dernière installation photovoltaïque raccordée au réseau⁽¹²⁾.

À ce jour, le seuil maximal de pénétration de 30 % des énergies fatales à caractère aléatoire a été atteint dans toutes les ZNI ou est en passe de l'être (Graphique 7 p. 111). Cela peut induire une moindre rentabilité pour les installations les plus récentes et est susceptible de freiner le développement du photovoltaïque et de l'éolien dans les ZNI.

(11) C'est-à-dire ceux dont la production imprévisible ne peut être pilotée, à l'image des fermes éoliennes ou photovoltaïques
(12) Arrêté ministériel du 23 avril 2008 modifié par l'arrêté du 15 février 2010, modifié par l'arrêté du 24 novembre 2010, modifié par l'arrêté du 23 décembre 2010 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 (article 22)

Graphique 7 : Taux de pénétration des énergies renouvelables intermittentes dans les systèmes électriques des ZNI



Source : EDF SEI - Analyse : CRE

L'arrêté du 15 février 2010 prévoit cependant que le taux maximal de pénétration des énergies intermittentes puisse être réévalué. En effet, le seuil à partir duquel le taux de pénétration des énergies intermittentes pose un réel problème de sûreté pour le système électrique dépend fortement des contraintes propres à ce système. Pour cette raison, la CRE avait demandé que des études soient menées pour définir le seuil de déconnexion optimal territoire par territoire. La loi de transition énergétique prévoit que ce seuil soit défini territoire par territoire dans chaque PPE. La PPE de Corse relève ainsi le seuil de déconnexion à 35 % à partir de 2018 et envisage la possibilité de porter ce seuil à 45 % en 2023.

Dans cette attente, il pourrait être envisagé de prendre en compte le risque de déconnexion et les déconnexions effectives dans les mécanismes de soutien concernant ces installations.

Des solutions de stockage qui faciliteraient l'intégration des énergies intermittentes sont par ailleurs à l'étude dans les ZNI. L'article 60 de la loi du 29 décembre 2012 susmentionnée a ainsi ouvert la voie à la compensation du coût des ouvrages de stockage d'électricité gérés par le gestionnaire du système électrique. La CRE travaille à la mise en place d'une méthodologie permettant la valorisation de ces installations.

De plus, la CRE a la charge d'instruire en 2015-2016 un appel d'offres dédié aux installations de production photovoltaïque couplées à un dispositif de stockage dans les ZNI. Cet appel d'offres, qui est le premier pleinement consacré à la filière solaire dans les ZNI, doit contribuer à son développement dans ces territoires et à sa meilleure insertion dans le système électrique. Il pose la question de la pertinence du stockage déconcentré.

En 2015, la CRE a eu la charge d'instruire le premier appel d'offres solaire spécifiquement dédié aux ZNI. Il concerne les installations de production d'électricité à partir du rayonnement solaire d'une puissance supérieure à 100 kWc. La puissance cible de 50 MW est répartie en deux lots (25 MW pour les installations sur bâtiments et 25 MW pour celles situées au sol et sur les ombrières de parking).

Pour s'affranchir de l'intermittence qui caractérise la production photovoltaïque et qui est particulièrement difficile à gérer dans un système électrique insulaire, le cahier des charges impose aux porteurs de projets de s'engager quotidiennement sur le profil de production de leur installation pour le lendemain. De plus, les porteurs de projet s'engagent à lisser la production de leur installation sous peine de pénalité.

Pour cela, le cahier des charges impose à toutes les installations d'être dotées :

- d'équipements permettant la mesure et la transmission des informations relatives aux conditions météorologiques et aux données de production ;
- d'un dispositif de stockage leur permettant d'ajuster leur production.

Dans les ZNI, la pointe de consommation du soir peut nécessiter le démarrage de turbines à combustion dont le coût de production est très élevé. Il est donc intéressant d'encourager de manière proportionnée les porteurs de projets qui disposeront d'un dispositif de stockage à l'employer pour produire de l'électricité durant ces plages horaires. Dans cette optique, le cahier des charges prévoit que les porteurs de projet puissent choisir de s'engager à fournir une puissance garantie lors de la pointe du soir en contrepartie d'un tarif d'achat majoré de 200 €/MWh si le projet est retenu. Dans ce cas, l'installation a l'obligation de fournir au moins 20 % de la puissance installée entre 19h et 21h, sous peine de pénalités.

Les 217 dossiers complets déposés totalisent 356 MWc de puissance :

- 110 MWc pour les installations sur bâtiments au prix moyen pondéré de 254 €/MWh ;
- 246 MWc pour les installations au sol et sur ombrières au prix moyen pondéré de 215 €/MWh.

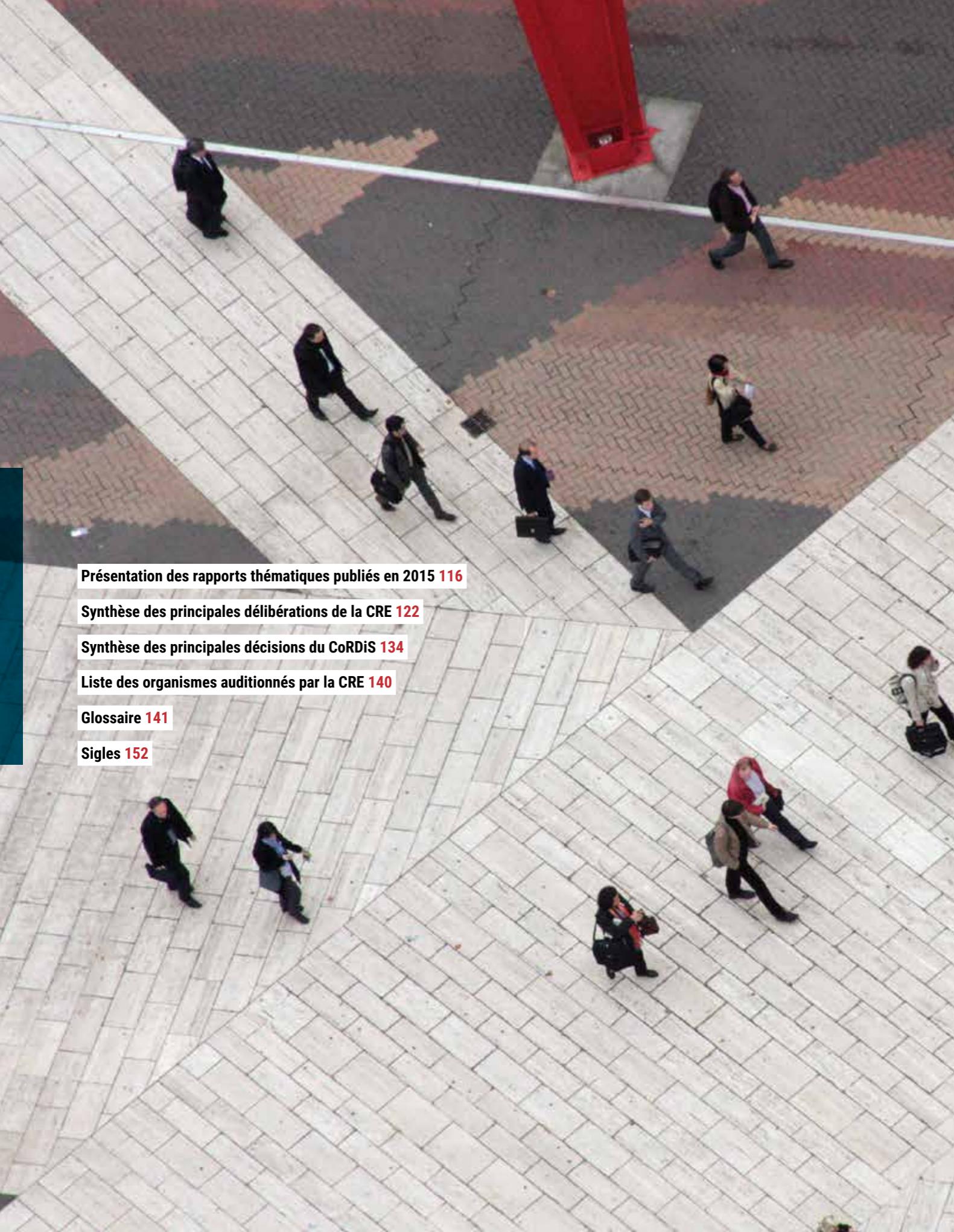
Le cahier des charges prévoit que la Corse, Mayotte, la Réunion, la Martinique, la Guadeloupe et la Guyane se verront allouer chacune un projet lauréat à minima pour chacune des deux familles. Les résultats de l'appel d'offres seront connus au second trimestre 2016. La CRE se base notamment sur un avis motivé donné par les préfets de région et les services déconcentrés de l'État s'agissant de l'impact environnemental des projets et sur les services de l'ADEME s'agissant de la contribution des candidats à l'innovation dans le secteur photovoltaïque.

5. L'ÉVOLUTION DE LA GOUVERNANCE DANS LES ZNI AVEC LES PPE

La loi de transition énergétique prévoit l'élaboration de PPE spécifiques à chacune des ZNI. Celles-ci sont rédigées sous l'égide du Président de la collectivité concernée et du représentant de l'État avant d'être fixées par décret.

Ce processus d'élaboration reflète une évolution vers une implication accrue des collectivités dans la politique énergétique applicable sur leur territoire. La loi de transition énergétique prévoit d'autres dispositions qui participent de cette dynamique avec notamment :

- l'association des Présidents de collectivité à la rédaction des cahiers des charges des appels d'offres ;
- la possibilité formelle pour ceux-ci de demander au ministre chargé de l'Énergie qu'un appel d'offres soit organisé ou de demander l'avis de la CRE sur l'adéquation des tarifs d'obligation d'achat aux coûts constatés à l'échelle locale s'ils constatent que le développement d'une filière est inférieur aux objectifs de la PPE.



Présentation des rapports thématiques publiés en 2015 [116](#)

Synthèse des principales délibérations de la CRE [122](#)

Synthèse des principales décisions du CoRDiS [134](#)

Liste des organismes auditionnés par la CRE [140](#)

Glossaire [141](#)

Sigles [152](#)



ANNEXES

PRÉSENTATION DES RAPPORTS THÉMATIQUES PUBLIÉS EN 2015

AUDIT SUR LES TARIFS RÉGLEMENTÉS DE VENTE DE GAZ NATUREL D'ENGIE

(Publication 27 mai 2015)

Pourquoi ce rapport ?

La CRE a engagé un audit le 6 février 2015 dans l'objectif d'analyser :

- l'évolution des contrats d'approvisionnement de long terme d'ENGIE comprenant notamment une analyse des clauses d'indexation, des flexibilités et de l'état de renégociations de ces contrats, des gains d'optimisation et d'arbitrage réalisés par ENGIE ;
- les facteurs d'évolution des coûts hors approvisionnement, comprenant notamment les coûts des infrastructures et les coûts commerciaux ;
- les principes d'affectation des coûts de l'activité de fourniture entre les clients aux tarifs réglementés et les clients en offre de marché afin de s'assurer de la correcte affectation des coûts au périmètre des tarifs réglementés.

Conclusions

La CRE constate que les coûts d'ENGIE ont été couverts par les recettes issues des ventes aux clients aux tarifs réglementés en 2014. Elle recommande une révision de la formule sur les coûts d'approvisionnement. Elle considère que la part indexée marché peut être fixée à un niveau compris entre 70 % et 80 % afin de refléter les effets des renégociations en cours entre ENGIE et ses fournisseurs de gaz à la date de l'audit en cours. Cette révision susceptible d'avoir un effet à la baisse sur les coûts moyens d'approvisionnement d'ENGIE permettra de répercuter des gains au profit du consommateur final. Toutefois, la CRE considère qu'une telle modification est également de nature à accroître la volatilité et la saisonnalité des tarifs.

La CRE recommande par ailleurs de faire évoluer les modalités d'affectation des coûts commerciaux d'ENGIE entre clients aux tarifs réglementés et clients en offre de marché compte tenu de l'évolution significative de la structure de son portefeuille de clients.

RAPPORT SUR LES TARIFS RÉGLEMENTÉS DE VENTE DE GAZ DES FOURNISSEURS HISTORIQUES (AUTRES QU'ENGIE)

(Publication 9 juin 2015)

Pourquoi ce rapport ?

Les travaux menés par la CRE ont pour objectif de vérifier l'adéquation entre les coûts pris en compte dans les tarifs réglementés et ceux réellement supportés par les fournisseurs afin de s'assurer que leurs coûts, incluant une marge commerciale raisonnable au titre de l'activité de fourniture de gaz naturel, sont couverts par les recettes issues des ventes aux tarifs réglementés et d'éclairer ses prochains avis sur l'évolution des tarifs réglementés des 22 fournisseurs historiques (autres qu'ENGIE).

Conclusions

En l'absence de comptabilité dissociée disponible pour un grand nombre de fournisseurs, la CRE n'était en mesure de se prononcer sur la couverture des coûts au titre de l'exercice 2014 que pour 4 fournisseurs. Pour ces 4 fournisseurs, la CRE n'a pas identifié d'écart significatif entre les coûts estimés dans les tarifs et ceux réellement supportés en 2014.

La CRE a examiné l'évolution prévisible des conditions d'approvisionnement des fournisseurs de gaz afin de s'assurer de l'adéquation de la formule estimant les coûts d'approvisionnement aux conditions d'approvisionnement de ces fournisseurs et d'envisager, le cas échéant, une révision de la formule au 1^{er} juillet 2015.

Il ressort de ces travaux, sur la base des informations disponibles au début du mois de mai 2015, qu'une évolution des conditions d'approvisionnement est à prendre en compte au 1^{er} juillet 2015 pour 15 fournisseurs.

RAPPORT SUR LES TARIFS RÉGLEMENTÉS DE VENTE D'ÉLECTRICITÉ

(Publication 15 juillet 2015)

Pourquoi ce rapport ?

Il évalue :

- le niveau des tarifs réglementés de vente pour l'année 2015, calculé « par empilement », selon la méthode en vigueur depuis le 1^{er} novembre 2014, qui consiste à établir les tarifs réglementés de vente en fonction de composantes représentatives des coûts d'un fournisseur alternatif ;
- le déficit de couverture des coûts d'EDF par les tarifs réglementés de vente au titre de l'année 2014, pour la période allant du 1^{er} janvier au 1^{er} novembre 2014, date à laquelle les tarifs réglementés ont cessé d'être établis en fonction des coûts comptables d'EDF ;
- le rattrapage partiel de ce déficit de couverture opéré au cours de la période allant du 1^{er} novembre 2014 au 1^{er} juillet 2015 ;
- le niveau de l'évolution tarifaire à opérer au 1^{er} août 2015, qui est la somme du niveau résultant de la tarification par empilement et des retards en masse restant à rattraper au titre des périodes 2012, 2013 et 2014.

La tarification par empilement est entrée en vigueur le 1^{er} novembre 2014 en application du décret du 28 octobre 2014. Cette méthode consiste à établir les tarifs par addition des composantes suivantes :

- le coût d'acheminement lié aux tarifs d'utilisation des réseaux de transport et de distribution d'électricité ;
- le coût d'approvisionnement en énergie, au titre de l'accès régulé à l'électricité nucléaire historique (ARENH) et des achats sur les marchés de gros de l'électricité (y compris la capacité) ;
- le coût de commercialisation.

Conclusions

Sur le fondement de l'évaluation de l'ensemble de ces coûts, l'évolution des tarifs réglementés d'électricité avant rattrapage serait une baisse de 0,9 % pour les bleus résidentiels et de 1,6 % pour les bleus non résidentiels. Pour les consommateurs

d'électricité assujettis aux tarifs jaunes, la baisse serait de 2,1 % ; pour ceux qui sont aux tarifs verts, l'augmentation serait de 0,6 %.

Par ailleurs, la CRE a déterminé l'impact de l'ensemble des rattrapages sur les évolutions qu'il faut appliquer aux tarifs réglementés de vente actuels compte tenu du niveau des coûts en 2015 et des rattrapages déjà effectués. Concernant les tarifs bleus auxquels sont assujettis les résidentiels et petits professionnels, les calculs ont été réalisés avec des hypothèses de rattrapage sur un an et sur deux ans. Ainsi, l'évolution tarifaire serait de l'ordre de 8 % sur un an et elle serait de 3,5 % sur deux ans. Les tarifs réglementés de vente jaunes et verts étant supprimés à compter du 1^{er} janvier 2016, leurs évolutions sont calculées en tenant compte de l'obligation de réaliser intégralement les rattrapages sur la période allant du 1^{er} août 2015 au 31 décembre 2015. Elles seraient de 2,5 % pour les tarifs jaunes et de 10,9 % pour les tarifs verts.

RAPPORT SUR LA MISSION DE LA CRE À MAYOTTE ET À LA RÉUNION

(Publication 30 juillet 2015)

Pourquoi ce rapport ?

La péréquation tarifaire permet aux consommateurs des zones non interconnectées (ZNI) de bénéficier des tarifs réglementés de vente applicables en métropole continentale. Cependant, les coûts de production de l'électricité dans ces zones sont en moyenne, pour l'année 2013, presque cinq fois supérieurs à la part énergie de ces tarifs – représentative des coûts de production comptables d'EDF – occasionnant pour les opérateurs historiques, EDF Systèmes énergétiques insulaires (EDF SEI) et Électricité de Mayotte (EDM), des surcoûts qui font l'objet d'une compensation par la contribution au service public de l'électricité (CSPE) payée par l'ensemble des consommateurs d'électricité. Au regard des enjeux financiers passés et futurs associés au développement de la production d'électricité dans ces territoires, la CRE a décidé d'engager un audit sur l'ensemble des zones non interconnectées qu'elle a démarré par Mayotte et la Réunion.

Conclusions

À l'issue des différents entretiens que sa délégation a eus sur place avec l'ensemble des acteurs, la CRE a pu constater que les actions de maîtrise de la demande d'énergie sont de véritables enjeux pour limiter les charges de service public. Par ailleurs, elle a noté que le développement des énergies renouvelables est fortement contraint par les problèmes techniques qu'elles engendrent sur les réseaux en raison de leur caractère aléatoire.

RAPPORT SUR LES MARCHÉS DE DÉTAIL DE L'ÉLECTRICITÉ ET DU GAZ

(Publication 1^{er} décembre 2015)

Pourquoi ce rapport ?

Dans le cadre de la mission qui lui est confiée par l'article L.131-1 du code de l'énergie, la CRE concourt au bon fonctionnement des marchés de l'électricité et du gaz naturel au bénéfice du consommateur final. Dans ce cadre, dès 2004, elle a ainsi élaboré une série d'indicateurs destinés à mesurer le développement de la concurrence pour donner de la transparence et de la lisibilité aux acteurs. C'est pourquoi la CRE publie à échéances régulières l'observatoire des marchés de détail et un rapport sur leur fonctionnement.

Conclusions

La CRE constate que les sites résidentiels restent en grande majorité aux tarifs réglementés. Un tiers a soumis une offre de marché pour le gaz et seulement 10 % pour l'électricité, alors qu'il existe des offres de marché moins chères que les tarifs réglementés. Elles peuvent aller jusqu'à -10 % pour le gaz et -6 % pour l'électricité.

La CRE note à ce titre que le contexte économique a évolué : il est devenu plus favorable au développement de la concurrence. Plusieurs facteurs expliquent cette évolution, en particulier la baisse des prix de marché, mais aussi le nouveau cadre juridique des tarifs qui aujourd'hui couvrent les coûts des fournisseurs. Une meilleure visibilité est donnée ainsi aux fournisseurs alternatifs leur permettant de définir des offres plus diversifiées et plus attractives.

Face aux échéances fixées par la loi de 2010 portant sur la nouvelle organisation du marché de l'électricité et par la loi Consommation de 2014 qui mettent fin aux tarifs réglementés pour les sites professionnels – ayant une puissance souscrite supérieure à 36 kVA en électricité ou consommant plus de 30 MWh/an en gaz – la CRE a investi d'importants moyens. Ses efforts ont porté sur l'égalité de l'accès à l'information entre les fournisseurs historiques et leurs concurrents, plus particulièrement sur certaines données relatives aux clients aux tarifs réglementés. Cependant, malgré une première étape réussie pour les plus gros consommateurs de gaz, le retour d'expérience de la deuxième échéance (au 1^{er} janvier 2015) montre que des difficultés importantes subsistent pour réussir le passage en offre de marché de ces clients. En effet, il a fallu décaler de trois mois les coupures de gaz prévues à la date de fin de l'offre transitoire.

Pour accompagner l'évolution du marché liée à la fin des tarifs réglementés pour les professionnels, la CRE a indiqué qu'elle renforcera sa surveillance sur les pratiques commerciales et sur les pratiques de prix. Pour le bon fonctionnement des marchés, la CRE formule des recommandations pour éviter des éléments de confusions qui bénéficient aux fournisseurs historiques. Ainsi, elle invite les administrations à ne plus utiliser les termes « facture EDF » ou « facture GDF » quand elles demandent des justificatifs de domicile et de les remplacer par les termes « facture d'électricité » ou « facture de gaz ». Elle demande aux fournisseurs historiques de ne pas joindre des documents de prospection commerciale aux envois liés aux tarifs réglementés et de cesser d'envoyer des documents communs concernant une offre de fourniture d'une énergie au tarif réglementé et l'autre en offre de marché.

La CRE continuera également d'œuvrer à la suppression des barrières à l'entrée des fournisseurs alternatifs sur les territoires des ELD sur lesquels les tarifs réglementés restent ultra-majoritaires.

RAPPORT SUR LE FONCTIONNEMENT DES MARCHÉS DE GROS FRANÇAIS DE L'ÉLECTRICITÉ, DU CO₂ ET DU GAZ NATUREL
(Publication 3 décembre 2015)

Pourquoi ce rapport ?

Dans le cadre de sa mission de surveillance des marchés de gros, la CRE s'assure notamment que les prix sur ces marchés sont cohérents avec les fondamentaux techniques et économiques. Elle rend compte dans son rapport annuel de ses travaux et analyses menés sur des comportements d'acteurs en lien avec le respect du règlement REMIT ou à l'occasion d'événement de marché. Dans ce rapport, elle présente l'évolution des marchés de gros en 2014 et au premier semestre 2015.

Conclusions

Sur le plan national, l'activité de surveillance des marchés de gros de l'électricité et du gaz de la CRE est encadrée par le règlement européen REMIT relatif à l'intégrité et à la transparence des marchés de gros de l'énergie. Le 7 janvier 2015 a marqué un tournant opérationnel pour REMIT avec l'entrée en vigueur du règlement d'exécution concernant la collecte des données de transactions sur les marchés de gros. La collecte a débuté le 7 octobre 2015 pour les données standard (contrats physiques ou financiers). Les autres données seront collectées à partir du 7 avril 2016 (contrats non standards, données fondamentales individuelles).

La CRE peut mener des enquêtes en cas de suspicion d'abus de marché et sanctionner les manquements éventuels.

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

L'évolution du prix du quota de CO₂, à la hausse, marque une exception par rapport à la tendance baissière des matières premières. Ce prix se situe actuellement à près de 8 €/tCO₂. Même si ce niveau reste bas, il s'inscrit en hausse du fait des réformes structurelles (backloading et réserve de stabilité) adoptées afin de résorber le surplus de quotas en circulation.

Sur les marchés de gros de l'électricité, les prix spot ont baissé de 20 % pour se situer à 34,6 €/MWh en moyenne au cours de 2014. Les prix à terme sont passés en dessous du niveau de 42 €/MWh à partir de la fin de 2014. Ils étaient à la fin du mois de septembre 2015 à des niveaux proches de 38 €/MWh, et ce pour les échéances à un, deux et trois ans. Aujourd'hui, ils sont proches de 36 €/MWh.

La baisse de souscription d'ARENH, amorcée en 2014, s'est accentuée en 2015. Le volume total d'ARENH livré au 1^{er} semestre 2015 s'élevait à 12,3 TWh contre 34,5 TWh sur le 2^d semestre 2014. Il est descendu à 3,8 TWh au 2^d semestre 2015. Pour la première fois depuis le démarrage du dispositif, aucun volume d'ARENH ne sera livré aux fournisseurs alternatifs sur le 1^{er} semestre 2016, dans la mesure où ils n'en ont pas demandé.

Sur les marchés de gros du gaz, la bonne disponibilité du gaz naturel liquéfié (GNL) a permis de rapprocher les prix des différentes zones (Europe, Asie, Amérique du Sud) et, au niveau européen, d'assurer une bonne convergence des prix entre différentes places de marché. Les bons niveaux de stocks, ainsi que le retour des approvisionnements en GNL, ont permis de décongestionner la liaison Nord-Sud à partir d'octobre 2014. L'écart de prix entre les zones Nord et Sud, qui avait dépassé les 10 €/MWh à plusieurs reprises à la fin de 2013 et en 2014, s'est nettement réduit depuis octobre 2014 et ne dépasse désormais plus les 2 €/MWh.

RAPPORT DE SUIVI SUR LA RÉGULATION INCITATIVE DE LA QUALITÉ DE SERVICE DES GESTIONNAIRES DE RÉSEAUX

(Publication 9 février 2016)

Pourquoi ce rapport ?

La publication de ce rapport entre dans l'exercice de la mission générale de la CRE portant sur le bon fonctionnement des marchés de l'électricité et du gaz. La CRE suit ainsi précisément le niveau de qualité des services que les gestionnaires de réseaux apportent aux utilisateurs qu'ils desservent. Ces prestations, qui sont du ressort de leur mission de service public, doivent répondre aux besoins des consommateurs.

Ainsi la qualité des services couvre plusieurs domaines, en particulier les interventions auprès des clients finals raccordés aux réseaux de distribution telles que les mises en service, les résiliations, la relève des compteurs, la facturation, le traitement des réclamations et les délais de raccordement des sites de consommation, mais aussi la qualité des informations de consommation en transport de gaz.

Le rapport dresse le bilan de la régulation incitative de la qualité de service d'ERDF, de GRDF, des entreprises locales de distribution, ainsi que de GRTgaz et TIGF pour la période allant du 1^{er} janvier 2014 au 31 décembre 2014.

Conclusions

La CRE constate que la performance des gestionnaires de réseaux est globalement bonne, voire s'améliore dans certains cas. Elle note cependant que des progrès restent à faire, en particulier, sur les délais de réalisation des mises en service en gaz comme en électricité, les délais de réalisation des raccordements en électricité et sur la qualité des mesures de consommation à l'interface entre les réseaux de transport et de distribution de gaz. Par ailleurs, la CRE n'a pas constaté de discrimination entre acteurs lors de la réalisation des principales prestations fondamentales pour le bon fonctionnement du marché.

SYNTHESE DES PRINCIPALES DÉLIBÉRATION DE LA CRE

TARIFS RÉGLEMENTÉS DE VENTE

28 mai 2015

Décision sur les missions des gestionnaires de réseaux de distribution de gaz naturel relatives à la sortie des offres transitoires prévues par les dispositions de l'article 25 de la loi n°2014-344 du 17 mars 2014 relative à la consommation

En application des dispositions de l'article L. 445-4 du code de l'énergie, les tarifs réglementés de vente de gaz naturel ont été supprimés au 31 décembre 2014 pour les consommateurs dont le niveau de consommation était supérieur à 200 000 kWh/an. En application de l'article 25 de la loi n° 2014-344 du 17 mars 2014 relative à la consommation, les consommateurs concernés par la suppression des tarifs réglementés de vente n'ayant pas souscrit de contrat avec un fournisseur de leur choix ont automatiquement basculé, au 1^{er} janvier 2015, dans le dispositif d'offre transitoire pour une durée de six mois. En mai 2015, plus de 10 000 de ces consommateurs restaient approvisionnés dans le cadre de ce dispositif. Le 20 mai 2015, la CRE a adressé à ces derniers un courrier pour les alerter qu'à défaut d'avoir choisi un fournisseur à l'échéance de l'offre transitoire, leur fourniture de gaz naturel ne pouvait plus être assurée.

En application de l'article L. 131-1 du code de l'énergie, la CRE a pour mission de veiller au bon fonctionnement des marchés au bénéfice des consommateurs finals. C'est pourquoi elle a estimé nécessaire de clarifier la situation des clients susceptibles de faire l'objet d'une coupure.

Dans cette démarche, GRDF a adressé à la CRE une proposition permettant de maintenir pendant une période de 3 mois l'alimentation des sites concernés à un prix incitant les clients à souscrire une offre de marché. À l'issue de cette période, l'interruption de la livraison aux clients qui n'avaient pas souscrit d'offre de marché était programmée, à l'exception des copropriétés et des acheteurs publics, s'ils justifiaient avoir engagé avant cette date des procédures (marchés publics ou procédures propres aux copropriétés) pour obtenir une offre de marché.

La CRE a par ailleurs auditionné le 28 mai 2015 les pouvoirs publics et les acteurs de marché afin de recueillir leur avis sur le dispositif proposé par GRDF. Sur la base de leurs remarques, la CRE a formulé les observations suivantes :

- le dispositif répond dans ses principes aux enjeux liés à la fin des offres transitoires et aux objectifs de la libéralisation des marchés du gaz et de protection des consommateurs finals, en ce qu'il tient notamment compte des contraintes spécifiques des acheteurs publics et des copropriétés et fait supporter le coût du dispositif aux consommateurs concernés ;
- le niveau de l'indemnisation est trop bas pour inciter les consommateurs à souscrire une offre de marché ;
- les entreprises locales de distribution sont tenues, à la demande de la CRE, de mettre en œuvre les mêmes dispositions que GRDF et de transmettre aux fournisseurs qui en feront la demande, la liste des consommateurs concernés et leurs coordonnées ;

- les consommateurs ont une méconnaissance globale des échéances de la fin des tarifs réglementés de vente de gaz naturel et d'électricité et de leurs conséquences. La CRE a précisé que la proposition de GRDF ne peut s'envisager que pour un nombre limité de consommateurs et ne saurait s'appliquer aux futures échéances de suppression des tarifs réglementés de vente. La CRE a relevé que la situation pouvait s'avérer préoccupante, en particulier pour les acheteurs publics confrontés à des situations d'appels d'offres infructueux ;
- le gouvernement est invité à mettre en œuvre une large campagne d'information auprès des consommateurs et à prendre toute mesure susceptible d'éviter qu'une telle situation ne se reproduise aux prochaines échéances, en particulier la mise en place de mesures concernant la situation des consommateurs inactifs ou les consommateurs actifs qui ne parviennent à se voir proposer des offres de marché.

Au regard de l'ensemble de ces éléments, la CRE a demandé aux gestionnaires de réseaux de mettre en œuvre les dispositions suivantes :

- le maintien de l'alimentation des consommateurs non domestiques en offre transitoire qui n'auront pas souscrit de contrat avec un fournisseur au 1^{er} juillet 2015, jusqu'au 30 septembre 2015 au plus tard ;
- la mise en place de dispositions spécifiques pour les acheteurs publics et les copropriétés qui pourront, sous réserve d'apporter les justificatifs nécessaires, continuer à être alimentés par le GRD au-delà du 30 septembre 2015 ;
- le versement au GRD d'une indemnisation pour le gaz consommé pendant cette période ;
- la mise en place d'une procédure d'achat de gaz nécessaire pour alimenter les consommateurs concernés ;
- la couverture à 80 % par le CRCP des coûts d'achats de gaz nets des recettes perçues pour alimenter ces consommateurs, supportés par GRDF, conformément aux dispositions de la décision tarifaire du 28 février 2012 ;
- la transmission par les GRD aux fournisseurs qui en feront la demande de la liste des consommateurs alimentés par le GRD, avec leurs coordonnées. Cette liste sera mise à jour à une fréquence hebdomadaire.

28 juillet 2015

Avis sur le projet d'arrêté relatif aux tarifs réglementés de vente de l'électricité

La CRE a été saisie, pour avis, par les ministres chargés de l'Énergie et de l'Économie d'un projet d'arrêté relatif aux tarifs réglementés de vente d'électricité.

Le projet d'arrêté prévoyait une évolution des tarifs réglementés de vente hors taxes de l'électricité applicable par EDF et les entreprises locales de distribution (ELD) conformément aux barèmes figurant en annexe de l'arrêté.

Ces évolutions s'accompagnent d'évolutions différenciées par option tarifaire pour chacune des couleurs. La structure des barèmes, au sein de chaque option, reste quant à elle identique à celle des tarifs actuellement en vigueur.

L'avis de la CRE a pour objet d'examiner le projet d'arrêté au regard d'une part de la méthodologie de construction des tarifs par empilement des coûts mise en œuvre depuis octobre 2014, d'autre part des rattrapages liés au fait que les tarifs antérieurs à ce changement de méthode ont insuffisamment couvert les coûts.

S'agissant des tarifs bleus des particuliers et des petites entreprises, la CRE donne un avis favorable et relève que le projet d'arrêté tient compte des rattrapages tarifaires à effectuer, en les étalant sur les trois prochaines années.

S'agissant des tarifs jaunes et verts portant sur des puissances de plus de 36kVA, la CRE donne un avis défavorable. En effet, la CRE a rappelé tant dans sa délibération du 30 octobre 2014 portant avis sur le projet d'arrêté relatif aux tarifs réglementés de vente de l'électricité que dans son Rapport 2015 sur les tarifs de vente d'électricité, l'obligation d'effectuer l'intégralité du rattrapage d'ici le 31 décembre 2015, comme l'a souligné le Conseil d'État. La CRE estime que les hausses envisagées au 1^{er} août 2015 sont très insuffisantes pour réaliser l'intégralité des rattrapages d'ici le 1^{er} janvier 2016, date à laquelle ces tarifs ont été supprimés.

La CRE regrette que les évolutions tarifaires envisagées au 1^{er} août 2015 ne donnent pas aux consommateurs jaunes et verts un signal les incitant à choisir une offre de marché avant le 31 décembre 2015. À cet effet, elle souligne que la conjoncture actuelle sur les marchés permettrait à une très large majorité de consommateurs de bénéficier de prix de l'électricité significativement inférieurs aux tarifs réglementés. Par ailleurs, les clients souscrivant une puissance supérieure à 36kVA et qui n'ont pas choisi une offre de marché au 31 décembre 2015 sont réputés avoir accepté une offre transitoire d'une durée maximale de 6 mois à l'issue de laquelle la fourniture d'électricité ne sera plus assurée. Au regard des difficultés rencontrées lors de la première échéance de suppression des tarifs réglementés de vente de gaz naturel, la CRE recommande au gouvernement de veiller à ce que le niveau de cette offre transitoire soit fixé à un prix suffisamment dissuasif pour inciter les clients concernés à souscrire une offre de marché au plus tard le 1^{er} juillet 2016.

Enfin, la CRE renouvelle ses recommandations invitant le gouvernement à mettre en œuvre une large campagne d'information auprès des consommateurs et à prendre les mesures nécessaires pour encourager les consommateurs concernés à rechercher une offre de marché.

3 décembre 2015

**Avis sur le projet de décret modifiant le décret n°2009-975 du 12 août 2009
relatif aux tarifs réglementés de vente d'électricité**

La CRE a été saisie pour avis, le 30 octobre 2015, d'un projet de décret modifiant le décret n°2009-975 du 12 août 2009 relatif aux tarifs réglementés de vente de l'électricité. Celui-ci avait été modifié une première fois par le décret n° 2014-1250 du 28 octobre 2014 définissant une nouvelle méthode de calcul des tarifs réglementés, dite « par empilement », destinée à garantir la contestabilité des tarifs réglementés de vente par les fournisseurs alternatifs.

Le projet de décret, transmis à la CRE, précise plusieurs aspects de cette réforme tarifaire, en prévoyant des dispositions applicables à la structure des tarifs réglementés, à la création de nouveaux tarifs, à la suppression des tarifs réglementés en métropole continentale pour les puissances supérieures à 36 kVA au 1^{er} janvier 2016, et à l'évolution des tarifs dans les zones non interconnectées au réseau métropolitain continental.

La CRE note que le projet de décret qui lui est soumis pour avis permet d'élaborer :

- en métropole continentale, une structure tarifaire fondée, comme c'est le cas pour l'établissement du niveau moyen, sur l'empilement des coûts, dans l'optique d'atteindre la contestabilité de l'ensemble des tarifs réglementés de vente d'électricité par les fournisseurs alternatifs ;
- en zones non interconnectées au réseau métropolitain continental (ZNI) une structure tarifaire fondée sur l'équilibre offre-demande propre à chaque territoire, orientant ainsi les consommations des clients vers les heures où les systèmes électriques sont les moins tendus. Les tarifs ainsi élaborés permettent aux consommateurs de participer à la maîtrise des coûts de l'énergie dans les ZNI, réduisant ainsi leur facture énergétique.

La CRE émet un avis favorable sur le projet de décret, sous réserve :

- de la suppression du IV de l'article 1^{er} du projet de décret permettant aux ministres en charge de l'Économie et de l'Énergie, par voie d'arrêté, de définir les types de clients pour lesquels la CRE doit proposer une ou plusieurs options tarifaires. La CRE considère en effet que l'exercice, en pleine indépendance, de la compétence de proposer les tarifs réglementés de vente d'électricité aux ministres, implique qu'elle soit également compétente pour proposer le cas échéant des nouvelles options tarifaires. À titre subsidiaire, si cette disposition devait être maintenue, le décret devrait prévoir que cet arrêté soit pris après avis de la CRE.
- de la suppression des dispositions du V de l'article 1^{er} du projet de décret qui prévoit par voie d'arrêté que les ministres chargés de l'Économie et de l'Énergie peuvent limiter le montant de la part fixe dans les grilles tarifaires en métropole continentale. La CRE estime que ce plafonnement serait de nature à créer une incertitude sur la couverture effective des coûts, dommageable pour les fournisseurs, notamment les nouveaux entrants proposant des offres indexées sur les tarifs réglementés et ayant une surface financière réduite. À titre subsidiaire, si cette disposition devait être maintenue, le décret devrait prévoir que cet arrêté soit pris après avis de la CRE. Le pourcentage maximal fixé par l'arrêté prévu par le projet de décret devrait être dimensionné de telle sorte qu'il n'affecte pas substantiellement le fonctionnement du marché de détail et l'exercice de la concurrence.
- de la modification du VI de l'article 1^{er} du projet de décret permettant aux ministres chargés de l'Énergie et de l'Économie de communiquer à la CRE des orientations qu'ils souhaitent voir mises en œuvre dans le cadre du mouvement tarifaire. Afin d'éviter toute ambiguïté sur la conformité de ces dispositions au droit européen et sur l'indépendance du régulateur dans son rôle de proposition tarifaire, la CRE propose de modifier le VI de l'article 1^{er} du projet de décret en ces termes : « la Commission de régulation de l'énergie prend en compte les orientations de politique énergétique indiquées par les ministres chargés de l'Énergie et de l'Économie. »

INTERCONNEXIONS

26 novembre 2015

Avis sur les règles de répartition des capacités sur la frontière France – Espagne à la suite de la mise en service d'une nouvelle interconnexion France – Espagne

En application des dispositions du point 2.6 des orientations annexées au règlement CE n° 714/2009 du 13 juillet 2009 sur les conditions d'accès au réseau pour les échanges transfrontaliers d'électricité, RTE a saisi la CRE, le 30 octobre 2015, d'une proposition de règles de répartition des capacités sur la frontière France-Espagne, version 3.0.

Cette proposition concerne la nouvelle ligne d'interconnexion Baixas-Santa Llogaia entre la France et l'Espagne, opérationnelle depuis le 5 octobre 2015.

La mise en service de cette interconnexion, qui a été déclarée projet prioritaire européen, marque l'aboutissement d'un projet lancé en 2008 dont l'objectif était de doubler la capacité d'interconnexion pour la porter à 2800 MW dans le sens France vers Espagne, comme dans le sens Espagne vers France.

La CRE a émis un avis favorable sur les règles de répartition des capacités sur la frontière France-Espagne version 3.0 proposées par RTE.

La CRE a indiqué être favorable aux modifications des règles de répartition des capacités entre les différentes échéances temporelles proposées par RTE sur la frontière France-Espagne, dans la mesure où ces modifications ont pour objet d'adapter les règles, à la marge, pour tenir compte de la mise en service de la ligne Baixas-Santa Llogaia ainsi que de la délibération de la CRE du 15 octobre 2015 approuvant les règles d'allocation des capacités long terme par enchères explicites (règles HAR).

La CRE a cependant constaté que les règles de répartition de la capacité entre les différentes échéances temporelles étaient significativement différentes d'une frontière à l'autre.

La CRE a également indiqué que certains travaux européens, telles que la mise en œuvre du règlement (UE) 2015/1222 de la Commission du 24 juillet 2015 établissant une ligne directrice relative à l'allocation de la capacité et à la gestion de la congestion, l'adoption dans les prochaines mois par la Commission du code de réseau relatif à l'allocation des produits de long terme ou l'encore l'extension du couplage de marché auront pour conséquence une plus grande harmonisation des modalités de calcul ou d'allocation des capacités. Ces évolutions pourront nécessiter une révision et une harmonisation des règles de partage de la capacité.

S'agissant des capacités allouées à l'échéance annuelle pour 2016 par RTE, la CRE a souligné la nécessité d'une étroite collaboration entre les opérateurs concernés tout au long de la réalisation des projets d'interconnexion.

Par ailleurs, la CRE s'est félicitée de la mise en œuvre en 2014, d'une part, du couplage de marché journalier avec l'Espagne qui permet d'optimiser les flux et, d'autre part, des échanges d'offres d'ajustement de réserves tertiaires entre RTE et son homologue espagnol qui auront vocation à évoluer à horizon 2018 pour remplir les exigences du projet de règlement européen relatif à l'équilibrage.

Toutefois, la CRE remarque qu'en raison de contraintes sur le réseau espagnol, les capacités offertes au marché de 2 800 MW initialement prévues sont limitées à 2 000 MW pour 2016. La CRE souligne que cette situation réduit les bénéfices attendus de cette interconnexion pour les acteurs de marché et les consommateurs. Les acteurs de marché disposeront d'une capacité d'échange moins importante que prévue pour optimiser le coût de production à la maille de la région. Les consommateurs financeront à travers le TURPE la totalité de l'investissement, alors que les recettes liées à l'interconnexion, qui viennent en déduction du TURPE, seront significativement réduites.

Pour éviter qu'une telle situation se renouvelle, la CRE souligne la nécessité d'une étroite collaboration entre les opérateurs concernés tout au long de la réalisation des projets d'interconnexion.

La CRE a assorti son avis de 3 demandes à RTE :

- tout d'abord, de réaliser et de présenter, en groupe de concertation, avant le 31 juillet 2016, un bilan des règles de répartition de la capacité actuellement en vigueur aux différentes interconnexions françaises, afin d'envisager, avec ses homologues et en concertation avec les acteurs de marché, les évolutions qui pourraient être proposées à la CRE ;
- ensuite, de s'assurer que, dans le cadre des études menées en amont de la mise en œuvre de toute nouvelle interconnexion, les investissements nécessaires pour lever les contraintes des réseaux internes de part et d'autre de l'interconnexion soient pris en compte de manière exhaustive ;
- enfin, de se rapprocher du gestionnaire de réseau espagnol REE afin qu'il lui remette, ainsi qu'au régulateur espagnol (CNMC), une proposition de mise en œuvre d'un calcul de capacité coordonné et opéré en J-2.

APPELS D'OFFRES

3 novembre 2015

Avis sur le projet d'ordonnance portant diverses mesures d'adaptation dans le secteur des réseaux de gaz

La CRE a été saisie le 21 septembre 2015 par le ministère de l'Énergie, du Développement durable et de l'Énergie, d'une demande d'avis sur un projet d'ordonnance portant diverses mesures d'adaptation dans le secteur des réseaux de gaz.

Le projet d'ordonnance avait pour objet d'une part, de permettre à l'autorité administrative de recourir à une procédure d'appel d'offres pour les installations injectant du biométhane dans les réseaux de gaz lorsque les objectifs d'injection s'écartent de la trajectoire prévue dans la programmation pluriannuelle de l'énergie et d'autre part, de rappeler que les tarifs d'utilisation des réseaux de gaz naturel ou d'installations de gaz naturel liquéfié prennent en compte les coûts résultant de l'exécution des contrats signés entre l'Etat et les gestionnaires de réseaux ou d'installations, qui fixent les objectifs et les modalités permettant d'assurer la mise en œuvre des missions de service public leur incomtant.

La CRE s'est prononcée favorablement sur les dispositions permettant le recours à des appels d'offres pour la filière biométhane sous réserve qu'elle soit saisie pour avis

du décret en Conseil d'État prévu par le projet d'ordonnance pour définir les modalités de mise en œuvre de ces appels d'offres et de compléter la liste des critères servant à l'élaboration du cahier des charges en vue d'y ajouter un critère relatif à la disponibilité des ressources et aux conflits d'usage.

La CRE a ainsi considéré que ces appels d'offres pour la filière biométhane doivent intégrer une dimension territoriale afin de prendre en compte la disponibilité locale des ressources et de prévenir les conflits d'usage.

La CRE a aussi indiqué qu'elle considère, plus généralement, que les appels d'offres constituent un moyen adapté au développement du biométhane, sous réserve d'un niveau de concurrence suffisant entre les acteurs de cette filière.

Le nombre de projets dont la CRE a connaissance peut toutefois laisser supposer que le niveau de concurrence reste à ce jour limité, du moins pour certains lots ou certains territoires. En conséquence, la CRE recommande à l'autorité administrative :

- de vérifier que les conditions de concurrence sont réunies avant de lancer un appel d'offres et, en conséquence, d'adapter la capacité d'injection de biométhane recherchée dans chaque lot ou sur chaque territoire. Si ces conditions ne sont pas réunies, le tarif d'achat peut être maintenu, mais il convient de le rendre auto-adjustable afin qu'il puisse s'adapter à une baisse des coûts de la filière, permettant ainsi d'éviter des effets d'aubaine ;
- en tout état de cause, de ne pas faire coexister appels d'offres et tarifs d'achat pour une même gamme d'installations, faute de quoi ces tarifs constitueront de facto le prix minimum que les candidats proposeront.

Enfin, la CRE s'est prononcée en faveur de l'organisation d'appels d'offres pluriannuels qui permettent d'accroître la visibilité des acteurs.

En revanche, la CRE n'est pas favorable à la modification de l'article L. 452-1 du code de l'énergie. Le projet d'ordonnance prévoyait en effet de compléter le premier alinéa de cet article, en ajoutant que les tarifs d'utilisation des réseaux de gaz naturel ou d'installation de gaz naturel liquéfié devaient également tenir compte des coûts liés à l'exécution « des contrats mentionnés au premier alinéa du I de l'article L. 121-46 du code de l'énergie », dans la mesure où ces coûts correspondent à ceux d'un gestionnaire de réseau ou d'installations efficace.

Ainsi, la CRE a estimé que la précision apportée par l'article 2 du projet d'ordonnance était inutile dans la mesure où les coûts résultant de l'exécution des contrats visés à l'article L. 121-46 du code de l'énergie entraient déjà dans le périmètre des coûts couverts par les tarifs.

En outre, la CRE a rappelé que les articles L. 452-2 et L. 452-3 du code de l'énergie lui confèrent une compétence exclusive pour fixer les méthodologies d'établissement des tarifs d'utilisation des réseaux de transport et de distribution de gaz naturel et des installations de gaz naturel liquéfié, et disposent que la CRE délibère également sur les évolutions tarifaires.

Par conséquent, la CRE a proposé de supprimer l'article 2 du projet d'ordonnance.

10 juin 2015

Communication relative à la méthodologie appliquée pour l'examen d'un projet d'infrastructure visant la maîtrise de la demande portant sur les consommations d'électricité dans les zones non interconnectées

En application du V quater de l'article 4 du décret n°2004-90 du 28 janvier 2004, la CRE évalue le coût normal et complet (CNC) d'un projet d'action de MDE en appliquant, par défaut, un taux de rémunération nominal avant impôt du capital immobilisé de 11 %.

Cette délibération expose la méthodologie que la CRE applique à l'analyse des projets d'infrastructures visant la maîtrise de la demande portant sur les consommations d'électricité dans les ZNI, ainsi que les éléments à fournir dans le dossier de saisine de la CRE.

Elle a en outre pour objectifs :

- d'évaluer les surcoûts évités par le projet de MDE, sur sa durée de vie, à partir d'un parc de référence représentatif du parc électrique ;
- de mettre en place des mesures de suivi et de contrôle des kWh effectivement évités par le projet ;
- de maîtriser l'évolution des charges de CSPE en mettant en œuvre une compensation du porteur de projet sur la base des kWh effectivement évités chaque année ;
- de sélectionner les projets les plus performants au regard des économies de CSPE.

Cette méthodologie a été établie en tenant compte des contributions des acteurs reçues à l'occasion de deux consultations publiques, lancées par la CRE les 24 septembre 2014 et 15 janvier 2015.

Elle s'applique aux projets d'infrastructure visant la MDE dans les ZNI qui remplissent cumulativement les deux conditions suivantes :

- contribuer à réduire la consommation d'électricité dans les ZNI ;
- développer une infrastructure nécessitant une dépense d'investissement d'au moins un million d'euros.

Cette délibération établit des lignes directrices opposables aux opérateurs concernés. La CRE appliquera cette méthodologie chaque fois qu'elle examinera une opération, sous réserve qu'aucune circonstance particulière à cette opération ou aucune considération d'intérêt général ne justifient qu'il y soit dérogé. Cette méthodologie est susceptible d'être mise à jour, au fur et à mesure de la pratique décisionnelle de la CRE.

Les « petites » actions de MDE, qui ne sont pas concernées par cette délibération feront l'objet d'une délibération ultérieure portant communication.

Par ailleurs, la CRE publiera, entre le 15 décembre et le 15 janvier de chaque année, pour chaque ZNI, les coûts marginaux de production à horizon de l'année de référence cible sur des journées type de l'année sur les postes tarifaires heures pleines et heures creuses.

RACCORDEMENT*8 juillet 2015***Approbation du barème d'ERDF pour la facturation des opérations de raccordement des utilisateurs aux réseaux publics de distribution d'électricité qui lui sont concédés**

En application de l'article 2 de l'arrêté du 28 août 2007 modifié, fixant les principes de calcul de la contribution mentionnée aux articles 4 et 18 de la loi n° 2000-18 du 10 février 2000 relative à la modernisation du service public de l'électricité (aujourd'hui les articles L. 342-6 à L. 342-8 du code de l'énergie), le gestionnaire de réseaux publics de distribution d'électricité, ERDF a soumis, le 30 juin 2015, à l'approbation de la CRE un nouveau barème de facturation des opérations de raccordement des utilisateurs aux réseaux publics de distribution d'électricité qui lui sont concédés.

Par cette délibération, la CRE approuve le barème d'ERDF pour la facturation des opérations de raccordement, à l'exception de la prise en compte de la composante « réglementation particulière » dans le périmètre de facturation des opérations de raccordement > à 36 kVA et des opérations d'extensions en HTA .

En application des dispositions de l'article 9 de l'arrêté du 28 août 2007 modifié, ce barème entrera en vigueur trois mois après son approbation par la CRE, soit le 8 octobre 2015.

Le projet de barème soumis par ERDF à la CRE fait apparaître des augmentations importantes des coûts d'opérations de raccordement. Ces évolutions résultent de nouvelles méthodes de calcul et de nouvelles obligations réglementaires.

En effet, la mise à jour des prix prévue par le projet de barème a entraîné une augmentation des coûts des prestations et matériel facturés au titre des opérations de raccordement.

À la suite des remarques des acteurs sur l'augmentation importante des coûts, la CRE a prévu de mettre en place un groupe de travail auquel sera associé l'ensemble des gestionnaires de réseaux de distribution d'électricité, sur la méthode de construction et les éléments justificatifs accompagnant les projets de barème de raccordement qui lui sont notifiés.

S'agissant de l'affectation des coûts relatifs au décret « DT-DICT », la CRE considère que l'exclusion d'une partie des coûts « DT-DICT » à couvrir par le barème est justifiée par leur exclusion du périmètre de facturation défini par les articles L. 342-1 et L. 342-11 du code de l'énergie et par le décret n°2007-1280 du 28 août 2007, relatif à la consistance des ouvrages de branchement et d'extension des raccordements aux réseaux publics d'électricité.

La CRE considère que les évolutions apportées à la méthode de calcul des travaux de tranchées permettent d'améliorer la représentativité des coûts des opérations de raccordement réalisées par l'opérateur.

La CRE considère que l'introduction d'un chapitre dédié aux infrastructures de recharge de véhicules électriques (IRVE) améliore la transparence de la facturation de ces opérations de raccordement.

La CRE demande à ERDF d'une part, la publication de forfait pour les coûts relatifs aux nouvelles contraintes légales, réglementaires ou locales déjà identifiées par ERDF . Elle lui demande également de supprimer, dans son projet de barème de raccordement tous les paragraphes lui permettant de rajouter des coûts sur devis aux formules de coûts simplifiés en cas de contraintes légales ou réglementaires nouvelles ou locales particulières.

AUTRES*25 février 2015***Communication sur le développement des réseaux intelligents**

À la suite de la délibération du 12 juin 2014 portant recommandation sur le développement des réseaux électriques intelligents en basse tension ainsi qu'aux feuilles de route, transmises par le gestionnaire de réseau de transport et les gestionnaires de réseaux de distribution d'électricité desservant plus de 100 000 clients, portant sur la mise en œuvre de ces recommandations, la CRE a défini les modalités de suivi de ces feuilles de route : la CRE a demandé à RTE et aux gestionnaires de réseau de distribution d'électricité desservant plus de 100 000 clients de lui transmettre, pour le 1^{er} novembre de chaque année, un addenda présentant l'avancement des actions prévues, les éventuelles évolutions de calendrier et les difficultés rencontrées. La CRE rendra public ces agendas.

La CRE a demandé des actions complémentaires.

La CRE a accueilli favorablement les propositions présentées par ERDF le 11 décembre 2014 relative au développement au cours du premier semestre 2015 d'un projet de plate-forme de publication dynamique de données. Elle est également favorable à la proposition d'ERDF portant sur des expérimentations de fourniture de données. Son objectif est d'évaluer leur intérêt et de prévenir, en collaboration avec la CNIL, les risques de reconstitution de données confidentielles à caractère personnel. ERDF a aussi proposé de réaliser une analyse des impacts de la mise en place d'un dispositif de soutien à l'autoproduction sur les solutions de raccordement qu'il propose aux clients.

La CRE a considéré par ailleurs que des études menées par les entreprises locales de distribution (ELD) desservant plus de 100 000 clients sont de nature à alimenter les réflexions de l'ensemble des acteurs. Elle a encouragé ainsi les ELD à analyser les conditions de déploiement des technologies *Smart grids* à plus grande échelle sur leurs territoires et à partager leurs résultats.

La CRE a accueilli favorablement la perspective de la contribution de RTE au sujet de la réalisation d'une analyse coûts-bénéfices globale, dans le prolongement des travaux du plan industriel « Réseaux électriques intelligents ». Elle a appelé par ailleurs l'ensemble des acteurs impliqués dans le développement des *Smart grids* en France à contribuer aux études menées dans ce cadre en transmettant aux gestionnaires de réseaux concernés leurs hypothèses permettant de mener une analyse coûts-bénéfices.

La CRE a demandé aux gestionnaires de réseaux insulaires Électricité de France – Systèmes Énergétiques Insulaires (EDF SEI) et Électricité de Mayotte (EDM) de réaliser

pour le 1^{er} novembre 2015 une analyse coûts-bénéfices globale d'un déploiement de technologies *Smart grids* dans leurs différents territoires en particulier sur le déploiement des véhicules électriques et des systèmes de stockage d'énergie.

Enfin, la CRE rappelle que le développement des réseaux intelligents s'étend également aux autres réseaux d'énergie. Elle demande à chaque gestionnaire de réseaux de distribution d'électricité et de gaz naturel desservant plus de 100 000 clients de préciser les optimisations du système énergétique local nécessaires pour apporter une meilleure coordination entre les différents réseaux et une mutualisation de certains équipements. Elle demande aussi d'identifier les impacts d'une interaction forte entre les différents réseaux sur la gestion globale des réseaux d'électricité et de gaz naturel. La CRE réfléchira avec les gestionnaires de réseaux de transport et de gaz naturel sur les enjeux et aux opportunités de développement de réseaux intelligents sur leurs territoires.

23 juin 2015

Communication sur les réponses apportées par ERDF, GRDF et leurs maisons mères aux demandes relatives à leur mise en conformité avec les dispositions de l'article L.111-64 du code de l'énergie

Ainsi, aux termes de l'article 26 (3) de la directive 2009/72/CE du 13 juillet 2009, les régulateurs nationaux doivent surveiller les activités des entreprises verticalement intégrées afin que le « gestionnaire de réseau de distribution ne puisse pas tirer profit de son intégration verticale pour fausser la concurrence. En particulier, les gestionnaires de réseaux de distribution appartenant à une entreprise verticalement intégrée s'abstiennent, dans leurs pratiques de communication et leur stratégie de marque, de toute confusion avec l'identité distincte de la branche « fourniture » de l'entreprise verticalement intégrée ».

La note interprétative de la Commission européenne du 22 janvier 2010 sur le régime de séparation (« unbundling ») indique que le droit des marques (au niveau communautaire) peut servir de référence pour déterminer s'il existe ou non une confusion dans un cas particulier.

Au début de l'année 2015, la CRE a mandaté l'institut CSA pour conduire une étude ayant pour objet de mesurer l'éventuelle confusion existante auprès du grand public entre les marques des gestionnaires de réseaux de distribution ERDF et GRDF et celles de leurs maisons-mères.

Cette étude a notamment mis en évidence une réelle confusion dans l'esprit d'une partie importante des clients résidentiels interrogés sur les missions assurées respectivement par ERDF et EDF mais également par GRDF et GDF SUEZ.

Dans ses rapports successifs sur le respect des codes de bonne conduite et l'indépendance des gestionnaires de réseaux d'électricité et de gaz naturel (RCBCI) depuis 2007, la CRE avait demandé respectivement à ERDF et GRDF de mettre fin aux facteurs de confusions qui perdurent avec leurs maisons mères respectives. Dans la dernière édition 2013-2014 de son rapport, la CRE avait demandé à ERDF et à GRDF de lui proposer, d'ici le 1^{er} juin 2015 au plus tard, les mesures qu'ils entendent mettre en œuvre pour éliminer la confusion liée à la marque, ainsi qu'un plan des actions

à mettre en œuvre pour supprimer les risques d'association par le grand public entre les deux sociétés et ainsi supprimer toute confusion possible.

La CRE a souligné dans sa délibération que l'association de consommateurs UFC-Que Choisir avait saisi en juin 2014 le Comité de règlement des différends et des sanctions (CoRDiS) en vue de faire sanctionner la trop grande similitude des marques ERDF et EDF et d'enjoindre ERDF à modifier le nom de sa marque.

S'agissant d'ERDF, la CRE a considéré que le plan de communication structuré que le gestionnaire de réseau lui a présenté vise à mieux faire connaître au grand public les missions du gestionnaire de réseau de distribution et présente des propositions d'évolution des éléments de la marque (portant sur la typographie, une partie des couleurs, la suppression de la turbine et l'introduction de la signature « l'électricité en réseau ») et va dans le sens de la réduction de la confusion. La CRE a cependant estimé que les facteurs de différenciation proposés par ERDF pourraient ne pas suffire à compenser les facteurs de confusion qui subsistent par ailleurs dans un contexte où la marque « EDF » possède un caractère distinctif exceptionnel.

En conséquence, la CRE a considéré que le projet présenté par ERDF d'évolution de sa marque, en l'absence de modification de celle d'EDF, ne permet pas d'écartier tout risque de confusion des marques d'ERDF et d'EDF, prohibée par les dispositions de l'article L. 111-64 du code de l'énergie.

S'agissant de la situation de GRDF et de sa maison mère, la CRE a noté que GRDF lui a présenté un plan de communication qui vise à mieux faire connaître au grand public les missions du distributeur.

La CRE a invité GRDF à approfondir, d'ici le mois d'octobre 2015, ce plan de communication afin d'expliquer les missions du gestionnaire de réseaux de distribution en les distinguant clairement des missions des fournisseurs.

La CRE a considéré que le changement du nom de GDF Suez en ENGIE est de nature à résoudre la question de la confusion entre GRDF et sa maison-mère.

26 novembre 2015

Rejet de la demande d'approbation du contrat entre RTE et EDF pour la fourniture et l'acheminement d'énergie électrique et services associés pour les sites RTE ayant une puissance souscrite supérieure ou égale à 36 KVA

En application des articles L.111-17 et L 111-18 du code de l'énergie, RTE a soumis pour approbation à la Commission de régulation de l'énergie (CRE), le 6 novembre 2015, un contrat conclu entre RTE et EDF pour la fourniture et l'acheminement d'énergie électrique et services associés pour les sites RTE ayant une puissance souscrite supérieure ou égale à 36 kVA (ci-après « le Contrat »).

La CRE a rejeté la demande d'approbation du Contrat entre RTE et EDF aux motifs que :

- le Contrat a été conclu à la suite d'une procédure d'appel d'offres au cours de laquelle RTE n'a procédé à aucun allotissement. La CRE a considéré que le regroupement au sein d'un même lot de besoins très hétérogènes a pu restreindre l'accès à ce marché pour certains fournisseurs ;

- les fournisseurs ont été consultés sur un besoin mal identifié par RTE, privant ainsi les fournisseurs concurrents de l'entreprise verticalement intégrée d'un plein et libre accès à l'appel d'offres organisé par RTE, ce qui est de nature à nuire à l'exercice d'une réelle concurrence ;
- le contrat inclut la réalisation par EDF, au profit de RTE, de prestations de services interdites au sens de l'alinéa 1 de l'article L.111-18 du code de l'énergie ;
- enfin, l'attribution du marché se fait non seulement au regard de l'offre de fourniture d'électricité mais aussi au regard de la capacité par le prestataire de fournir des prestations de services.

Au regard de l'ensemble de ces éléments, la CRE a demandé à RTE de conclure, au plus tard 6 mois après la publication de la présente délibération, et après avoir procédé à un nouvel appel d'offres, de nouveaux contrats pour la fourniture et l'acheminement de l'électricité nécessaires à l'alimentation de ses sites d'une puissance souscrite supérieure à 36 kVA.

SYNTHÈSE DES PRINCIPALES DÉCISIONS DU CORDIS

En 2015, le comité de règlement des différends et des sanctions de la Commission de régulation de l'énergie s'est paré de nouveaux textes réformant sa procédure : le décret n° 2015-206 du 24 février 2015 et la décision du 11 mars 2015 relative à son règlement intérieur.

Le décret n° 2015-206 du 24 février 2015 a, via le décret n° 2015-1823 du 30 décembre 2015 relatif à la codification de la partie réglementaire du code de l'énergie, été codifié aux articles R. 134-7 à R. 134-37 du code de l'énergie.

Il est, du fait de cette codification, abrogé.

CORDIS, NUCLÉOSUN (N°05-38-14), 15 AVRIL 2015

La société Nucléosun a saisi le CoRDIs du différend qui l'opposait à la société ERDF relatif aux conditions de raccordement de quatre installations photovoltaïques au réseau public de distribution d'électricité.

Pour réaliser ces projets, quatre demandes de raccordement ont été adressées à la société ERDF. Cette dernière n'a transmis qu'une seule et unique proposition technique et financière pour l'ensemble des projets.

Le CoRDIs a indiqué que la société ERDF ne peut procéder à une seule étude de raccordement, et donc ne transmettre qu'une seule proposition technique et financière pour plusieurs projets, si une telle demande n'a pas été formulée par la société.

Le comité a rappelé qu'il appartient à la société ERDF « soit de traiter individuellement les demandes, soit de proposer préalablement au producteur le regroupement de ses

demandedes de raccordement conformément à l'obligation que lui fait l'article L 322-8 du code de l'énergie de fournir aux utilisateurs du réseau les informations nécessaires à un accès efficace aux réseaux ».

CORDIS, NUCLÉOSUN (N°06-38-14), 15 AVRIL 2015

La société Nucléosun a saisi le CoRDIs du différend qui l'opposait à la société ERDF relatif aux conditions de raccordement de trois installations photovoltaïques au réseau public de distribution d'électricité.

La société Nucléosun a envoyé trois demandes distinctes de raccordement à la société ERDF. Cette dernière a adressé à la société Nucléosun trois propositions techniques et financières dont l'une au-delà du délai de trois mois.

Le CoRDIs a estimé que le fait que l'installation était raccordée ne rendait pas sans objet la demande relative à la méconnaissance par ERDF de sa propre procédure.

CORDIS, VALSOPHIA, 6 MAI 2015

La société Valsophia a développé un ensemble immobilier en prévoyant qu'une partie de l'énergie consommée serait produite sur place grâce à une ombrière de parking solaire et des toitures photovoltaïques équipées d'un dispositif de stockage de l'électricité.

La société Valsophia a adressé à la société ERDF une demande de raccordement pour ce projet en précisant vouloir disposer d'un seul point de raccordement pour l'alimentation de l'ensemble immobilier afin de répondre à la logique « énergie positive » se traduisant par l'autoproduction et l'autoconsommation d'une partie de l'énergie sur site. La société ERDF a refusé la solution technique demandée.

La société ERDF considérait que le fait de disposer d'un point de raccordement unique pour l'ensemble du site serait assimilable à une rétrocession illégale d'énergie.

Après avoir constaté qu'il n'existe aucun obstacle juridique au raccordement indirect d'une installation de consommation au réseau public de distribution et que ce raccordement n'avait pas pour objet de remettre en cause le principe de l'interdiction de rétrocession dès lors qu'il est assorti d'une prestation de comptage, le CoRDIs a précisé que le schéma de raccordement envisagé par la société Valsophia, « à savoir de disposer d'un seul point de raccordement pour l'alimentation de l'ensemble immobilier, ne peut [...] être mis en œuvre qu'en souscrivant la prestation annuelle de décompte. En effet, cette prestation annuelle de décompte est seule de nature à permettre aux consommateurs raccordés indirectement au réseau public de distribution de choisir librement leur fournisseur d'énergie en application des dispositions de l'article L. 331-1 du code de l'énergie ».

Par décision du 6 mai 2015, le CoRDIs a donc enjoint la société ERDF de communiquer à la société Valsophia une proposition technique et financière avec un seul point de raccordement pour l'ensemble du projet immobilier assortie d'une prestation de comptage en décompte.

CORDIS, BIO COGELYO NORMANDIE, 7 SEPTEMBRE 2015

La société Bio Cogelyo Normandie a saisi le CoRDIs d'un différend qui l'opposait à la société RTE relatif au calcul du coefficient de pertes retenu pour une installation indirectement raccordée.

Cette société a été désignée lauréate d'un appel d'offres « CRE 2 » de 2006 portant sur les installations de production d'électricité à partir de biomasse. La centrale biomasse de la société BCN, d'une puissance de 9 000 kW, est raccordée au réseau électrique privé d'un site industriel, lui-même raccordé au réseau public de transport d'électricité.

La société BCN s'est rapprochée des sociétés EDF, acheteur obligé, et RTE afin de mettre en place le dispositif contractuel permettant l'achat de l'énergie produite. Un différend relatif au bien-fondé d'un coefficient de pertes pour tenir compte des éventuelles pertes en ligne et de transformation est alors survenu.

La société BCN estimait notamment qu'il n'y avait pas lieu de corriger les données de comptage calculées à la sortie de l'installation pour déterminer les volumes d'électricité facturés au titre de l'obligation d'achat.

Dans sa décision du 7 septembre 2015, le CoRDIs a tout d'abord rappelé qu'il appartient bien au gestionnaire de réseau de procéder à la mesure de la production de l'installation de la société BCN. Le comité a ensuite indiqué qu'en application des termes du contrat d'achat, les éventuelles corrections à apporter à la mesure de la puissance ou de l'énergie électrique fournies à la société EDF sont nécessairement prévues dans le contrat de prestation annexe prévoyant un service en décompte dès lors que l'installation de production de la société BCN n'est pas raccordée directement à un réseau public d'électricité.

S'agissant de la localisation du point de livraison de l'installation de production, le comité a écarté la définition du point de livraison prévue par les termes du contrat d'achat et rappelé la jurisprudence de la Cour de cassation et de la cour d'appel de Paris s'agissant du raccordement indirect. Il en a conclu que le point de livraison est nécessairement défini dans la convention de raccordement et invité la société RTE à communiquer à la société BCN une telle convention dans un délai de deux mois.

Le comité a par ailleurs estimé que le point de livraison pourrait être fixé, « pour des motifs de rationalité économique et technique », en sortie de l'installation de production de la société BCN.

Le CoRDIs a décidé que la société RTE devait communiquer à la société BCN :

- une convention de raccordement pour l'installation de production indirectement raccordée au réseau public de transport, précisant notamment la localisation du point de livraison ;
- un avenant au contrat de prestations annexes intégrant, le cas échéant, les corrections à apporter à la puissance et l'énergie électrique fournies à la société EDF.

CORDIS, HYDRO DIESEL ÉLECTRICITÉ ET COURREGELEC, 18 NOVEMBRE 2015

Les sociétés Analyse Développement Réalisation Conseil (ci-après ADRC) et Courregelec ont saisi le comité de règlement des différends et des sanctions (CoRDIs) de la Commission de régulation de l'énergie de deux demandes de règlement de différend qui les opposent à la société Réseau de Transport d'Électricité (RTE) s'agissant de deux consultations pour la contractualisation des capacités activables sur le mécanisme d'ajustement en matière de réserves rapide et complémentaire pour les périodes du 1^{er} avril 2014 au 31 mars 2015 et du 1^{er} avril 2015 au 31 mars 2016.

La consultation portant sur la période du 1^{er} avril 2015 au 31 mars 2016 a également fait l'objet d'une demande de mesures conservatoires. Le comité a, par une décision en date du 26 janvier 2015, rejeté cette demande aux motifs que les sociétés ADRC et Courregelec ne justifiaient « pas que la procédure menée par RTE présente un caractère non concurrentiel, discriminatoire ou non transparent de nature à établir une atteinte grave et immédiate aux règles régissant l'accès au réseau susceptible d'entraîner la suspension de la consultation ».

Par décisions du 18 novembre 2015, le CoRDIs a rejeté les demandes des sociétés ADRC et Courregelec et a déclaré que ces deux appels d'offres avaient été effectués selon des procédures concurrentielles, non discriminatoires et transparentes.

Le comité a estimé que la société RTE n'avait pas méconnu son obligation de mettre en œuvre des procédures concurrentielles et non discriminatoires en intégrant au sein du même appel d'offres des capacités de production et des capacités d'effacement.

Le CoRDIs a rappelé que la société RTE n'est pas tenue de proposer un appel d'offres adapté pour chaque acteur du marché mais, en application de l'article L. 321-11 du code de l'énergie, doit veiller à la disponibilité et à la mise en œuvre des réserves nécessaires au fonctionnement du réseau.

Les sociétés estimaient également que l'appel d'offres était incohérent car la valeur « DO min » était supérieure à la valeur « DO max ».

La notion de « DO min » correspond à la durée minimale d'utilisation d'une offre. La société RTE exige qu'elle ne soit pas supérieure à 60 minutes, car ses besoins en termes d'activation des réserves rapides et complémentaires dépassent rarement ce laps de temps. Elle faisait valoir que des offres d'une durée supérieure engendreraient des coûts inutiles dans la mesure où elles resteraient activées même après la fin du besoin de la société RTE.

La notion de « DO max » correspond à la durée maximale d'utilisation d'une offre. La société RTE exige que cette durée maximale ne soit pas inférieure à 30 minutes. Cette contrainte est fixée pour assurer à la société RTE que l'offre peut être activée *a minima* pendant 30 minutes. La société RTE fait valoir que cette durée empêche les acteurs de proposer des offres dont la disponibilité serait trop courte (par exemple de quelques minutes seulement) et garantit un niveau de qualité minimale des offres proposées.

Le comité a estimé que les valeurs « DO min » et « DO max » avaient des objectifs distincts et qu'il n'y avait pas d'incohérence à ce que la valeur « DO min » soit supérieure à la valeur « DO max ».

**COUR D'APPEL DE PARIS, 10 SEPTEMBRE 2015,
ERDF / LES HAUTES SOURCES**

La société Les Hautes Sources avait saisi le CoRDiS d'un différend qui l'opposait à la société ERDF relatif aux conditions de raccordement d'une installation de production photovoltaïque au réseau public de distribution d'électricité.

L'article 7 du règlement intérieur du CoRDiS, adopté par décision du 20 février 2009, disposait que la saisine devait être accompagnée « *d'un extrait de moins de trois mois du registre du commerce et des sociétés* ».

La société ERDF soutenait que la saisine de la société Les Hautes Sources était irrecevable au motif que l'extrait de son immatriculation au registre du commerce et des sociétés datait de plus de trois mois, alors que le règlement intérieur du comité prévoit que la saisine doit comprendre un extrait datant de moins de trois mois.

Par décision du 14 mai 2014, le CoRDiS a estimé que la société Les Hautes Sources avait, au cours de la procédure, régularisé sa saisine en produisant des extraits datant de moins de trois mois et a donc déclaré la saisine recevable.

La société ERDF a formé un recours contre cette décision devant la cour d'appel de Paris. Cette dernière a rejeté ce recours aux motifs qu'aucune disposition législative ou réglementaire « *ne s'oppose à ce que la saisine initiale du CoRDiS soit ultérieurement complétée des pièces prescrites par le règlement intérieur* ». La cour a précisé que « *le défaut de production, lors de la saisine du CoRDiS, d'un extrait d'immatriculation datant de moins de trois mois n'affecte en rien « la capacité d'ester en justice » de l'auteur de cette saisine* » et que la jouissance, par les sociétés, de la personnalité morale est attachée à l'immatriculation au registre du commerce et des sociétés et non à la production d'un extrait d'immatriculation.

COUR D'APPEL DE PARIS, 21 OCTOBRE 2015, SRD / POITOU ENERGY

La société Poitou Energy a saisi le CoRDiS d'un différend qui l'opposait à la société SRD relatif à la composante annuelle de comptage acquittée par trente-cinq installations de production photovoltaïque.

Par une décision en date du 21 janvier 2015, le CoRDiS a enjoint la société SRD de transmettre à la société Poitou Energy, dans un délai de deux mois à compter de la notification de la décision, trente-cinq avenants correspondant aux trente-cinq contrats de raccordement, d'accès au réseau et d'exploitation pour ses installations de production photovoltaïque. Le comité a décidé que ces avenants seraient applicables avec effet rétroactif à la date d'entrée en vigueur de chacun des trente-cinq contrats.

La société SRD a, en parallèle d'un recours en annulation ou en réformation, déposé une requête de sursis à exécution auprès de la cour d'appel de Paris aux fins de suspendre l'obligation de modification des trente-cinq contrats, et ce jusqu'à l'examen du recours au fond.

La cour d'appel de Paris a rejeté la demande de sursis à exécution aux motifs que le demandeur n'a pas rapporté la preuve que la décision avait entraîné des

conséquences manifestement excessives ou qu'il était survenu postérieurement à la notification de la décision des faits nouveaux d'une exceptionnelle gravité.

COUR DE CASSATION, POURVOI N° 13-28790, PANACO / SICAE ELY

La société civile immobilière Panaco avait saisi le CoRDiS d'un différend qui l'opposait à la société coopérative d'intérêt collectif agricole d'électricité des départements d'Eure-et-Loir et des Yvelines (la SICAE ELY) sur les conditions de raccordement au réseau public de distribution d'électricité d'une maison individuelle.

Le CoRDiS ayant, par une décision du 2 juillet 2012, rejeté sa demande, la SCI Panaco a formé un recours devant la cour d'appel de Paris.

Par un arrêt du 28 novembre 2013, la cour d'appel de Paris a déclaré ce recours irrecevable aux motifs que l'acte déposé au greffe, qui était intitulé « *déclaration d'appel devant la cour d'appel de Paris* », « *mentionne que cette société, qui se qualifie d'appelante, déclare, par cet acte, "interjeter appel de la décision (...) à l'encontre de la SICAE ELY intimée en application des dispositions des articles 8 et suivants du décret n° 2000-894 du 11 septembre 2000 et de l'article 542 du code de procédure civile"* et *retient que, nonobstant le visa des dispositions des articles 8 et suivants du décret du 11 septembre 2000, le recours exercé par la SCI Panaco n'est pas celui prévu par la loi* ».

La Cour de cassation a cassé et annulé cet arrêt. Elle a considéré que, en dépit du caractère inappropriate de sa dénomination, « *l'acte formalisant le recours de la SCI Panaco visait expressément les articles 8 et suivants du décret n° 2000-894 du 11 septembre 2000 et tendait à l'annulation de la décision du Cordis* ».

**COUR DE CASSATION, POURVOI N° 24-20.421,
ERDF / PARC ÉOLIEN DE CRAMON**

Les sociétés Parc éolien de Crampon et Parc éolien de Puchot avaient saisi le CoRDiS d'un différend les opposant à la société ERDF relatif aux conditions de raccordement de deux installations de production éolienne au réseau public de distribution d'électricité.

Par une décision du 22 octobre 2012, le CoRDiS a estimé que la société ERDF avait manqué à son obligation de transparence dans le traitement des demandes de raccordement des installations de production de ces deux sociétés et lui a enjoint de leur adresser, dans un délai de quinze jours à compter de la notification de la décision, un avenant à la proposition technique et financière.

À la suite du rejet du recours formé devant la cour d'appel de Paris, la société ERDF s'est pourvue en cassation.

La Cour de cassation a indiqué que « *la société ERDF était tenue, au titre de son devoir de transparence, de fournir au producteur, demandeur de raccordement, les éléments lui permettant d'apprécier le bien-fondé des solutions qu'elle préconisait dans sa proposition technique et financière, non seulement sur le choix de la solution de*

raccordement, sa consistance, ses délais et son coût, mais encore sur leur justification ». La Cour a précisé qu'il s'agissait d'une obligation de moyens.

En l'espèce, la société ERDF avait manqué à son obligation en ne permettant pas aux sociétés d'évaluer, avant la signature de la proposition technique et financière, la solution alternative de raccordement retenue, distincte de la solution de raccordement de référence.

La Cour a rappelé que « la société ERDF, saisie d'une demande de raccordement concernant à la fois le réseau public de distribution et le réseau public de transport, devait étudier cette demande en lien avec la société RTE afin être en mesure d'établir la proposition technique et financière adéquate ». Tel n'était pas le cas en l'espèce.

Par conséquent, le pourvoi de la société ERDF a été rejeté.

LISTE DES ORGANISMES AUDITIONNÉS PAR LA CRE EN 2015

JANVIER 2015 :

RTE/EDF SEI

FÉVRIER 2015 :

GDF SUEZ/UNIDEN /DIRECT ENERGIE/EFET/DIRECT ENERGIE/NOVAWATT/ERDF/
EDF/EON/RTE/VOLTALIS/ACTILITY

MARS 2015 :

RTE/EDF

AVRIL 2015 :

DGEC/STORENGY/TIGF/ALPIQ/AFG/ARCELOR MITAL/ENI/UNIDEN/AXPO/GAZ DE
PARIS/GAZPROM/AFIEG/UPRIGAZ/TGP/EDF/GDF SUEZ/DIRECT ENERGIE/GNE/ES
ENERGIES/DALKIA/TEGAZ/LAMPIRIS/ANTARGAZ/SAVE/EON France/SOLVAY/RTE

MAI 2015 :

ENGIE/RTE/ERDF/GRDF/DGCCRF/GDF SUEZ/APCMA/UNARC ASSOCIATION/
UGAP/FNCCR/CCI/TOTAL/ENI/LAMPIRIS/PICOTY/ANTARGAZ/GAZ DE BORDEAUX/
ANOFE/AFIEG/EDF/GAZ DE PARIS/EON/SPEGNN

JUIN 2015 :

CSA/REGAZ BORDEAUX/ARTELYS/ADEQUATION/ERDF/GRDF/GRTGAZ/CONSEIL
D'ETAT/EDF/ASN/RTE

JUILLET 2015 :

ES/GDS/GRT GAZ/GRDF/RTE/EDF/ENGIE/ANODE/AFIEG/UNELEG/FNSICAE/
ANROC/QUE CHOISIR/AFOC/CNL/UNIDEN/DGEC/DGCCRF

SEPTEMBRE 2015 :

SCHWARTZ & CO/UGAP/CLEEE/ARC/FAMILLES RURALES/FNCCR/ARTELYS/EDF/
ERDF

OCTOBRE 2015 :

FRONTIER ECONOMICS/SCHWARTZ & CO/GRDF/EDF/RTE/ALPIQ/EQINOV/
EOLERES/SMART GRID ENERGY/ENGIE/ENERGY POOL/VOLTALIS/ACTILITY/DIRECT
ENERGIE/ERDF/VILLARD-BONNOT

NOVEMBRE 2015 :

RTE/ENGIE/EDF/CNR/ALPIQ/ENGIE/ENERGY POOL/RIO TINTO/UNIDEN/GRT GAZ/
TIGF/ERDF/

DÉCEMBRE 2015 :

DGEC/DGCCRF/EDF/ENGIE/ANODE/CNAFAL/CNL/GRTGAZ/TIGF/FEDERATIONS
ELD/ERDF/CLEEE/AFIEG/DIRECT ENERGIE/RTE/URM/EDF PEI/DGEC/RTE

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

ACCÈS DES TIERS AU RÉSEAU

Droit reconnu à chaque utilisateur (client éligible, distributeur, producteur) d'utilisation d'un réseau de transport ou de distribution contre le paiement d'un droit d'accès.

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-cadre non contraignantes ;
- participer à l'élaboration de codes de réseau européens de l'électricité et du gaz naturel conformes aux orientations-cadre ;
- 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 réseau, 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 renouvelables, et le respect des droits des consommateurs.

ARENH

Depuis le 1^{er} juillet 2011, les fournisseurs ont l'exercice du droit 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 cédé par EDF aux fournisseurs privés : il a été fixé à 100 térawattheures, ce qui représente environ ¼ 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 : il 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.

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) ;
- administratives : elles agissent au nom de l'État et certaines compétences dévolues à l'administration leur sont déléguées (ex : le pouvoir réglementaire) ;
- 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. En troisième lieu, 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 RÉSEAU EUROPÉENS

Élaborés par les associations européennes de gestionnaires de réseaux de transport pour l'électricité et le gaz (ENTSO), les codes de réseau 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 bi-directionnel). 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'ÉLECTRICITÉ (CEER)

Le Conseil des régulateurs européens de l'énergie (Council of European Energy Regulators, CEER) 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.

CONTRAT DE SERVICE PUBLIC ENTRE L'ÉTAT ET GDF SUEZ (ENGIE)

L'article 16 de la loi du 3 janvier 2003 relative aux marchés du gaz et de l'électricité et au service public de l'énergie et les décrets d'application de cette loi précisent les obligations de service public qui s'imposent aux opérateurs de transport, aux distributeurs et aux fournisseurs de gaz naturel. L'article 1 de la loi du 9 août 2004 relative au service public de l'électricité et du gaz et aux entreprises électriques et gazières prévoit leur formalisation dans un contrat de service public portant notamment sur les points suivants :

- les exigences de service public en matière de sécurité d'approvisionnement, de régularité et de qualité du service rendu aux consommateurs ;
- les moyens permettant d'assurer l'accès au service public ;
- l'évolution pluriannuelle des tarifs réglementés de vente du gaz ;
- la politique de recherche et développement des entreprises ;
- la politique de protection de l'environnement, incluant l'utilisation rationnelle des énergies et la lutte contre l'effet de serre.

L'actuel contrat de service public signé entre l'État et GDF SUEZ (ENGIE) porte sur la période 2010-2013. Il peut être prorogé pour une période de six mois à défaut de la signature d'un nouveau contrat.

Il a pour objet de constituer dans la durée la référence des engagements pris par GDF SUEZ SA (ENGIE), au titre des activités gérées directement ainsi que des activités relevant du gestionnaire de réseau de distribution (GRDF), du gestionnaire de réseau de transport (GRTgaz), de la filiale de stockage (Storengy) et de la filiale chargée de l'exploitation et du développement des terminaux méthaniers (Elengy), en vue d'assurer la pérennité des missions de service public que le législateur lui a confiées.

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 compensate 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 même 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.

DAY AHEAD

Voir Marché day ahead

DISTRIBUTEUR NON NATIONALISÉ (DNN)

Voir Entreprise locale de distribution

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'énergies renouvelables 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, appelée aussi distributeur non nationalisé, 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 appelé effet de foisonnement. En effet, les fluctuations aléatoires de la production des sources d'énergie « fatales à caractères 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

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.

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, (ENGIE), 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 limité 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.

MÉDIAUTEUR NATIONAL DE L'ÉNERGIE

Autorité administrative indépendante, le Médiateur national de l'énergie est chargé 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 AU TARIF RÉGLEMENTÉ DE VENTE

Les prix des offres d'électricité ou de gaz aux 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.

OFFRE DE MARCHÉ

Les prix des offres de marché sont fixés librement par les fournisseurs dans le cadre d'un contrat.

ORIENTATION-CADRE

Elaborées 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 (ENTSO-G) 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 renouvelables. 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)

Les échanges sur le marché de gros du gaz naturel ont lieu à des points virtuels du réseau de transport de gaz français appelés points d'échange de gaz (PEG). 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. Il existe un PEG dans chacune des zones d'équilibrage du réseau français : le PEG Nord et le PEG Sud situés sur le réseau de transport de GRTgaz et le PEG Sud-Ouest situé sur le réseau de transport de TIGF.

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 (ENTSOG). 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 réseau européens, sur la base des orientations-cadre 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 V 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 ajoutés 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.

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.

TÉLÉRELÈVE

Lecture à distance de la quantité d'énergie électrique injectée et soutirée sur le réseau, mesurée par les compteurs. Cette technique de relève, souvent associée à des compteurs enregistrant des courbes de charge et non pas uniquement des index, est essentiellement utilisée par les sites ayant de fortes consommations ou pour les sites producteurs.

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.

TERMINAL MÉTHANIER

Installation portuaire qui assure la réception, le stockage du gaz naturel liquéfié ainsi que l'expédition, vers le réseau de transport principal, après re-gazéification, du gaz naturel liquéfié.

SIGLES

ACER : Agency for the Cooperation of Energy Regulators
(Agence de coopération des régulateurs de l'énergie)

ADEME : Agence de l'environnement et de la maîtrise de l'énergie

AMF : Autorité des marchés financiers

AMM : Automated Meter Management (gestion automatisée des compteurs)

ANODE : Association nationale des opérateurs détaillants en énergie

ARENH : Accès régulé à l'électricité nucléaire historique

ATRD : Accès des tiers au réseau de distribution

BT : Basse tension

CACM : Capacity Allocation and Congestion Management (orientation-cadre sur l'allocation des capacités d'interconnexion et la gestion des congestions)

CAM : Capacity Allocation Mechanisms (code de réseau sur les règles d'attribution des capacités de transport de gaz naturel)

CASC : Capacity Allocation Service Company (plateforme d'enchères)

CDC : Caisse des dépôts et consignations

CE : Commission européenne

CEER : Council of European Energy Regulators (Conseil des régulateurs européens de l'énergie)

CMP : Congestion Management Procedures

CNIL : Commission nationale de l'informatique et des libertés

CoRDIs : Comité de règlement des différends et des sanctions

CRE : Commission de régulation de l'énergie

CSPE : Contribution au service public de l'électricité

CTA : Contribution tarifaire d'acheminement

DG COMP : Direction générale de la concurrence (Commission européenne)

DG ENER : Direction générale de l'énergie (Commission européenne)

DGEC : Direction générale de l'énergie et du climat

ELD : Entreprise locale de distribution

ENTSO : European Network of Transmission System Operators (Réseau européen des gestionnaires de réseaux de transport)

ENTSO-E : European Network of Transmission System Operators for electricity
(Réseau européen des gestionnaires de réseaux de transport pour l'électricité)

ENTSOG : European Network of Transmission System Operators for gas (Réseau européen des gestionnaires de réseaux de transport pour le gaz)

EPR : Evolutionary Power Reactor

ETP : Équivalent temps plein

ETPT : Équivalent temps plein travaillé

EUA : European Union Allowance (quota d'émission de CO₂ européen)

GRD : Gestionnaire de réseau de distribution

GRT : Gestionnaire de réseau de transport

GTC : Groupe de travail Consommateurs

GTE : Groupe de travail Électricité

GTG : Groupe de travail Gaz

HTA : Haute tension A

HTB : Haute tension B

ITO : Independent Transmission Operator (modèle de séparation patrimoniale « Gestionnaire de réseau de transport indépendant »)

LTECV : Loi n°2015-992 du 17 août 2015 relative à la transition énergétique pour une croissance Verte

NBP : National Balancing Point (point d'échange de gaz au Royaume-Uni)

NOME : Nouvelle organisation du marché de l'électricité

PEG : Point d'échange de gaz

PPE : Programmation pluriannuelle de l'énergie

PPI : Programmation pluriannuelle des investissements

REMIT : Regulation on Wholesale Energy Market Integrity and Transparency (règlement concernant l'intégrité et la transparence du marché de gros de l'énergie)

SI : Système d'information

TPN : Tarif de première nécessité

TSS : Tarif spécial de solidarité

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

ZNI : Zones non interconnectées

Toute reproduction, même partielle, et sous quelque forme que ce soit,
est interdite, sauf accord préalable écrit de la CRE.

Ce document est téléchargeable sur le site Internet de la CRE, www.cre.fr.

Conception graphique et réalisation :
Julie Lamy et Cédric Pabolleta

Crédits photos :
©EDF - Cornut Cyrus - Dias Jean-Lionel - Conty Bruno

Impression :
Imprimerie Grafik plus



Fin de rédaction des textes en avril 2016

Achevé d'imprimer en juin 2016

ISSN : 1771-3188



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



COMMISSION
DE RÉGULATION
DE L'ÉNERGIE



RAPPORT D'ACTIVITÉ 2015



15 ans
de régulation

3 minutes pour comprendre la CRE [4-7](#)

La CRE : 15 ans d'histoire [8-9](#)

Comment nos activités contribuent à la construction
du marché intérieur de l'énergie [10-11](#)

Concevoir des outils efficaces au service du marché de l'électricité [12-15](#)

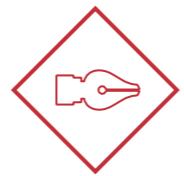
Faire du développement de la concurrence en France une réalité [16-19](#)

Fin des tarifs publics : répondre aux enjeux concurrentiels [20-23](#)

La confusion des marques : une entrave à la concurrence [24-27](#)

Énergies vertes : pour une transition énergétique soutenable [28-31](#)

Chiffres clés 2015 [32-37](#)



3 MINUTES POUR COMPRENDRE LA CRE

STATUT**Autorité administrative indépendante****PRINCIPES****Indépendance**

vis-à-vis de l'industrie de l'énergie et du gouvernement (actionnaire d'entreprises du secteur) pour la mise en œuvre de certaines missions définies par la loi

Transparence

des travaux et des procédures d'élaboration des décisions et avis

DES MISSIONS EN DÉVELOPPEMENT CONTINU DEPUIS 2010**Participer**

à la construction du marché intérieur européen de l'énergie

Veiller

au bon fonctionnement des marchés d'électricité et de gaz naturel, au bénéfice du consommateur final

Réguler les réseaux

de gaz et d'électricité, qui sont des monopoles : fixer leurs tarifs et veiller à ce qu'ils ne favorisent aucun utilisateur

Veiller à la bonne information

des consommateurs

Mettre en œuvre certains dispositifs

de soutien aux énergies renouvelables, en instruisant des appels d'offres

OBJECTIFS**Garantir l'indépendance**

des gestionnaires de réseaux

Établir des règles harmonisées

de fonctionnement des réseaux et des marchés pour que circule librement l'énergie entre les pays des États membres de l'Union européenne

Développer la concurrence

entre les fournisseurs d'énergie

Veiller à ce que les consommateurs

obtiennent le meilleur service et paient le juste prix

« Depuis sa création il y a 15 ans, le 24 mars 2000, la Commission de régulation de l'énergie (CRE) veille au bon fonctionnement des marchés de l'électricité et du gaz en France, au bénéfice des consommateurs finals et en cohérence avec les objectifs de la politique énergétique. »

**EFFECTIFS**

124

agents, dont 54 femmes et 70 hommes

**BUDGET**

18,6

millions d'euros en 2015

Les crédits nécessaires au fonctionnement de la CRE sont proposés par la commission au ministre chargé des Finances afin d'être inscrits dans la loi de finances. Les crédits alloués sont inscrits au budget général de l'État. La CRE est soumise au contrôle de la Cour des comptes.

**2 ORGANES INDEPENDANTS****Le collège**

Le collège
De gauche à droite : Catherine Edwige, Philippe de Ladouceur (président), Christine Chauvet, Jean-Pierre Sotura, Yann Padova, Hélène Gassin



15 consultations publiques

72 acteurs

de marché auditionnés par le collège

83 réunions

de concertation des groupes de travail de la CRE

8 auditions

du président et des services de la CRE devant le Parlement



236 délibérations



15 saisines du CoRDIs

20

milliards d'euros

Charges fixées par la CRE liées à la tarification des réseaux de transport et de distribution d'électricité et de gaz

EN EUROPE

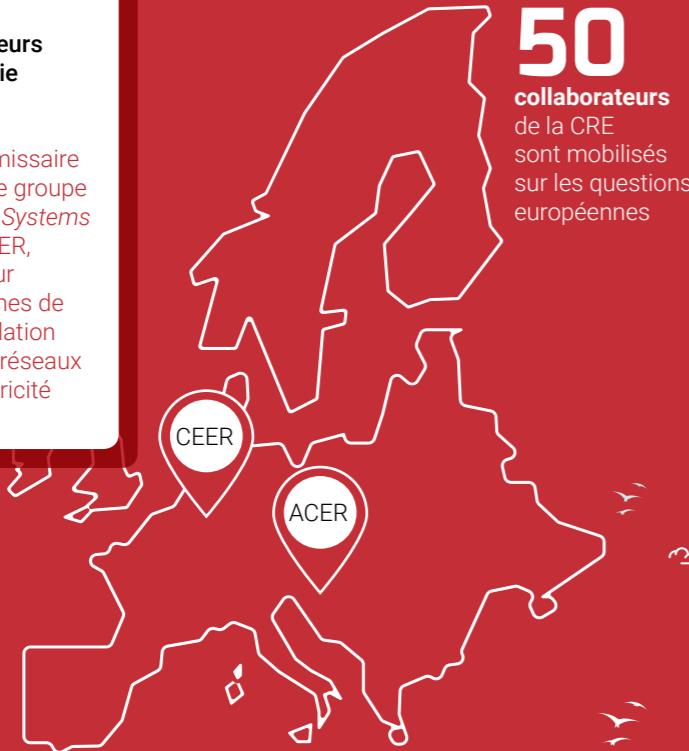
Afin de créer un véritable marché intérieur de l'énergie dans l'Union européenne, la CRE coopère étroitement avec ses homologues européens au sein de deux organismes :

- Agence de coopération des régulateurs de l'énergie (ACER)
- Conseil des régulateurs européens de l'énergie (CEER)

Hélène Gassin, commissaire à la CRE, co-préside le groupe de travail *Distribution Systems Working Group* du CEER, chargé de travailler sur l'évolution des systèmes de distribution et la régulation des gestionnaires de réseaux de distribution d'électricité et de gaz

**50**

collaborateurs de la CRE sont mobilisés sur les questions européennes

**DANS LE MONDE**

Les régulateurs de l'énergie des différents continents se rencontrent pour des échanges sur leurs enjeux et problèmes communs



Forum mondial des régulateurs de l'énergie (WFER)

Confédération internationale des régulateurs de l'énergie (ICER)

Réseau des régulateurs économiques de l'OCDE (NER)
Jean-Yves Ollier, directeur général de la CRE, est vice-président du bureau pour l'année 2016 et président pour 2017

École de régulation de Florence

L'ORGANISATION DE LA CRE

Président

Philippe de LADOUETTE

Directeur général

Jean-Yves OLLIER

Direction des réseaux

D. JAMME

Adjoints

D. BONNEFOI
F. GRAVOT

Direction du développement des marchés

C. LEININGER

Direction des affaires financières et de la surveillance des marchés de gros

F. LAKHOUA

Direction juridique

A. BONHOMME

Direction des relations internationales

P. RAILLON

Direction des ressources humaines

S. PATARIDZÉ

Direction des relations institutionnelles et de la communication

A. MONTEIL

Direction adjointe en charge des questions administratives

F. HAUGUEL

Département transport d'électricité

M.-H. BRIANT

Département infrastructures amont gaz

N. DELOGE

Département distribution

T. PILLOT

Département technique

D. LAFFAILLE

Département interconnexions et affaires européennes

B. ESNAUT

Département tarification et concurrence

E. MASSA

Département dispositifs de soutien aux énergies renouvelables et aux consommateurs

A. THIRION

Département surveillance des marchés de gros

M. MORIN

Département affaires européennes et marchés amont

C. HELICH-PRAQUIN

Département affaires financières

J. VINCEROT

Département groupes de concertation

E. RODRIGUEZ

Département marchés aval énergies renouvelables et contentieux

M. CACCIALI

Service financier

N. REDON

Service de l'informatique et de la gestion des risques

O. NONY

Service gestion de site

C. VIDÉ

LA CRE : 15 ANS D'HISTOIRE



DES COMPÉTENCES ET DES MISSIONS QUI SE RENFORCENT ET S'ÉLARGISSENT

2000

- propose les tarifs d'utilisation des réseaux
- donne son avis sur les tarifs réglementés d'électricité
- évalue les charges de service public, met en œuvre les appels d'offres énergies renouvelables
- règle les différends pour l'accès aux réseaux

2006

- surveille les marchés de gros de l'électricité et du gaz

2010

- met en œuvre l'ARENH et le mécanisme de capacité

2011

- fixe les tarifs d'utilisation des réseaux
- certifie les gestionnaires de réseaux de transport
- encadre le déploiement de Linky et Gazpar



mars 2000

création de la CRE, compétente en matière d'électricité

janvier 2003

la compétence de la CRE s'élargit au gaz naturel

décembre 2006

la CRE se dote d'un organe de sanction et de règlement de différends, le CoRDiS

2013

- veille à l'absence de manipulations des marchés de gros (REMIT)

2015

- 13 nouvelles missions issues de la loi de transition énergétique (régulation du stockage de gaz, expérimentations smart grids...)
- peut faire auditer les informations qu'elle recueille dans le cadre de ses missions aux frais des entreprises

2016

- propose le montant des tarifs réglementés de vente d'électricité (tarifs bleus)

UNION EUROPÉENNE

1996, 1998 ET 2003

1^{RES} DIRECTIVES ÉNERGIE

Libre choix du fournisseur pour les consommateurs / Liberté d'établissement pour les producteurs / Droit d'accès non discriminatoire, transparent et disponible au juste prix pour tous les utilisateurs des réseaux

2008

PAQUET ÉNERGIE-CLIMAT

Porter la part des énergies renouvelables dans le mix énergétique européen à 20 % / Réduire les émissions de CO₂ des pays de l'Union de 20 % / Accroître l'efficacité énergétique d'ici à 2020 de 20 %

2009

3^E PAQUET ÉNERGIE

Fixation des tarifs d'acheminement par les régulateurs / Création de l'Agence européenne de coopération des régulateurs de l'énergie (ACER) / Élaboration de codes de réseaux européens

DES OUTILS



février 2005 : lancement de l'observatoire des marchés de détail et de gros de la CRE



janvier 2007 : publication du 1^{er} numéro de Décryptages, lettre d'information pédagogique de la CRE



juin 2015 : création d'un site dédié à la fin des tarifs réglementés www.tarifsreglementes-cre.fr



mai 2007 : création du site Energie-Info publication de rapports thématiques sur les tarifs, l'indépendance des gestionnaires de réseaux, les marchés de détail et de gros, les interconnexions, les énergies renouvelables...

UNE OUVERTURE À LA CONCURRENCE PROGRESSIVE

31 décembre 2008

- en électricité, 1 million de clients résidentiels en offre de marché chez un fournisseur alternatif

31 décembre 2011

- en gaz, 1,5 million de clients résidentiels en offre de marché chez un fournisseur alternatif



UN MARCHÉ QUI SE STRUCTURE

2005

- filialisation des gestionnaires de réseaux de transport : naissance de RTE, GRTgaz et TIGF

2007

- premier couplage de marchés en électricité entre la France, la Belgique et les Pays-Bas

2008

- filialisation des gestionnaires de réseaux de distribution : naissance d'ERDF et GRDF

2011

- premier couplage de marchés en gaz entre les zones Nord et Sud de GRTgaz
- développement massif des appels d'offres énergies renouvelables

2012

- mise en œuvre de REMIT, règlement européen relatif à l'intégrité et à la transparence des marchés de gros de l'énergie

2013

- réforme des tarifs réglementés de gaz : évolutions mensuelles des coûts d'approvisionnement, audits systématiques

FRANCE

DÉCEMBRE 2010

LOI NOME

Création d'un accès et d'un tarif d'accès régulé à l'énergie nucléaire historique (ARENH) aux fournisseurs d'électricité / Suppression des tarifs réglementés pour les clients non résidentiels ayant une puissance souscrite supérieure à 36 kVA d'ici le 31 décembre 2015 / Renforcement des pouvoirs de surveillance de la CRE

MARS 2014

LOI CONSOMMATION

Suppression des tarifs réglementés de gaz naturel pour les clients non résidentiels consommant plus de 30 MWh par an d'ici le 31 décembre 2015

AOÛT 2015

LOI DE TRANSITION ÉNERGÉTIQUE

Réduire les émissions de gaz à effet de serre et la consommation énergétique finale / Porter la part des énergies renouvelables dans le mix énergétique français à 32 % d'ici à 2030 / Réduire la part du nucléaire dans la production d'électricité à 50 % d'ici 2025

COMMENT NOS ACTIVITÉS CONTRIBUENT À LA CONSTRUCTION DU MARCHÉ INTÉRIEUR DE L'ÉNERGIE

Marché européen de l'électricité 12

Pionnière dans le lancement du couplage de marchés et du flow-based aux frontières françaises, la CRE veille à soutenir des projets bénéfiques pour les consommateurs

Marchés de détail 16

La CRE s'est fortement mobilisée pour édifier un socle législatif et réglementaire qui favorise l'émergence de la concurrence

Fin des tarifs réglementés pour les professionnels 20

La CRE a investi d'importants moyens pour répondre aux enjeux concurrentiels de ce tournant-clé de l'ouverture des marchés

Indépendance des gestionnaires de réseaux 24

La CRE a pris les mesures nécessaires pour supprimer tout risque de confusion des marques entre la filiale de distribution d'électricité ERDF et sa maison-mère EDF

Développement des énergies renouvelables 28

La CRE est particulièrement attentive au bon dimensionnement des dispositifs de soutien et à leurs impacts sur la facture des consommateurs



CONCEVOIR DES OUTILS EFFICACES, AU SERVICE DU MARCHÉ DE L'ÉLECTRICITÉ

Construire le marché intérieur de l'énergie fait partie de l'ADN de la CRE. Depuis quinze ans, elle travaille à fluidifier les échanges d'électricité entre la France et ses pays voisins.

L'objectif ? Permettre aux États membres de bénéficier de la complémentarité des parcs de production nationaux, diversifier leurs approvisionnements et réduire les coûts globaux de production.

Se coordonner

L'Europe de l'énergie repose sur un principe d'interdépendance. Grâce aux interconnexions qui relient les réseaux de transports européens, le courant circule en permanence, à l'import comme à l'export, permettant une assistance mutuelle entre pays voisins. Le développement de ces échanges d'énergie permet aux États membres de bénéficier de la complémentarité des parcs énergétiques nationaux, diversifiant ainsi leurs approvisionnements et réduisant les coûts globaux de production à l'échelle européenne.

L'un des objectifs de la Commission européenne en matière d'énergie a été d'éliminer les obstacles réglementaires et techniques à l'intégration européenne des marchés en promouvant l'harmonisation des législations nationales tout en prenant en compte les caractéristiques techniques des systèmes énergétiques de chaque pays. Dans le cadre d'un processus de décision

“Les régulateurs ont un rôle central dans la réflexion autour de l'organisation des marchés. »



Interconnexions, couplage, flow-based : créer une zone d'échange unique

Le réseau de transport d'électricité français est relié aux réseaux de six autres pays : l'Allemagne, la Belgique, l'Espagne, la Grande-Bretagne, l'Italie et la Suisse. Ces interconnexions électriques sont le vecteur de transactions commerciales transfrontalières qui permettent aux acteurs du marché de gros de l'électricité de s'approvisionner dans le pays où le prix du marché est le plus bas pour une heure donnée. Par exemple, en cas de pic de consommation en France, il est plus pertinent d'importer d'Allemagne de l'électricité d'origine éolienne que d'allumer des centrales thermiques coûteuses et polluantes. Grâce aux interconnexions, la France a importé 31,4 TWh et a exporté 93,9 TWh en 2015.

Pour que les flux commerciaux circulent des pays où le prix de gros de l'électricité est le plus bas vers les pays où il est plus élevé, le couplage des marchés a été mis en place entre 17 pays européens. Il fait correspondre aux offres d'achat de tous ces pays les moyens de production les moins chers et tend à harmoniser les prix entre les zones couplées.

Cette mutualisation des moyens de production est par ailleurs dépendante des caractéristiques physiques du réseau. En France, les capacités de transport disponibles aux interconnexions sont de 13,5 GW à l'export et 9,8 GW à l'import.

C'est pourquoi, afin de tirer le meilleur parti de l'interdépendance entre les échanges sur plusieurs frontières, le flow-based a par ailleurs été mis en place depuis 2015 sur la région Centre-Ouest (France, Allemagne, Autriche et Benelux) et devra être étendu conformément aux dispositions prévues par les codes de réseau. Cette méthode de calcul de capacités d'échanges transfrontaliers fondée sur les flux permet de dédier 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.

BILAN DES ÉCHANGES CONTRACTUELS EN 2015

Export **93,9 TWh**
Import **31,4 TWh**

Export **13 500 MW**
Import **9 800 MW**

France / Belgique
Export **17,9 TWh**
Import **1,4 TWh**

France / Belgique*
Export **2 300 MW**
Import **1 600 MW**

France / Allemagne
Export **4,8 TWh**
Import **14,2 TWh**

France / Allemagne
Export **1 800 MW**
Import **2 400 MW**

France / Grande-Bretagne
Export **15,9 TWh**
Import **1,8 TWh**

France / Grande-Bretagne
Export **1 800 MW**
Import **1 800 MW**

France / Suisse
Export **25,9 TWh**
Import **12,0 TWh**

France / Suisse
Export **3 100 MW**
Import **1 200 MW**

France / Espagne
Export **9,3 TWh**
Import **2,0 TWh**

France / Espagne**
Export **2 000 MW**
Import **1 800 MW**

France / Italie
Export **20,1 TWh**
Import **0,4 TWh**

France / Italie
Export **2 500 MW**
Import **1 000 MW**

* Valeurs moyennes jusqu'à la mise en place du flow-based le 21 mai 2015

** Valeurs moyennes après la mise en service de la ligne Baixas-Santa Llogaia

Être moteur

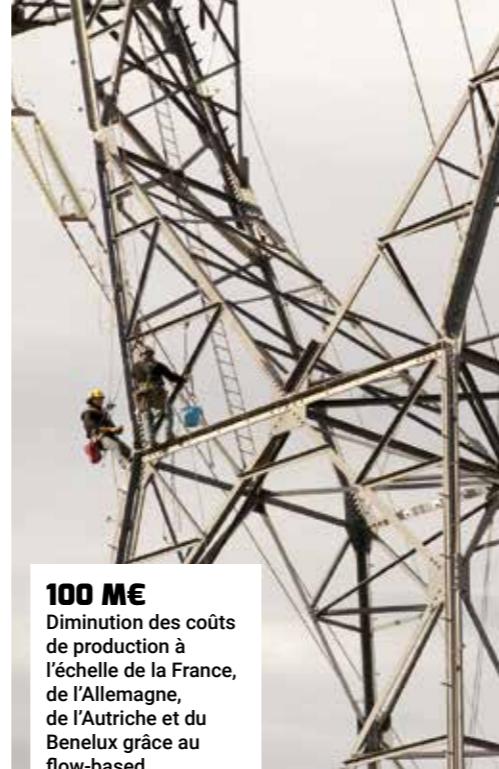
Le volontarisme et l'expérience dans la mise en œuvre du couplage de marchés, modèle-cible européen pour l'organisation des échanges transfrontaliers, ont permis à la France et plus généralement à la région Centre-Ouest de l'Europe, qui regroupe la France, l'Allemagne, l'Autriche et le Benelux, de faire figure de référence lors de la rédaction des codes de réseaux.

La CRE travaille en effet à la mise en place du couplage de marchés journaliers par les prix depuis de nombreuses années. Le premier couplage a eu lieu en 2007 entre la France, la Belgique et les Pays-Bas, rejoints en 2010 par l'Allemagne et le Luxembourg, suivie en 2014 par la Grande-Bretagne et l'Espagne, et enfin par l'Italie en 2015. Au total, les bourses de 17 pays européens sont aujourd'hui connectées. Pour y parvenir, la CRE a collaboré étroitement avec les gestionnaires de réseaux européens, les bourses de l'électricité et ses homologues réunis au sein de l'Agence de coopération des régulateurs de l'énergie (ACER). Pour la France, cela signifie que ses capacités d'interconnexion électriques sont allouées de manière efficace à cinq de ses six frontières : Allemagne, Belgique, Espagne, Grande-Bretagne et Italie.

La généralisation du couplage des marchés journaliers a permis d'exploiter plus efficacement les complémentarités entre parcs de production, notamment pour faire face aux demandes de pointes de consommation. Elle permet à la France de pleinement contribuer à la sécurité d'approvisionnement de ses voisins tout en bénéficiant des baisses de prix dues au développement des énergies renouvelables en Allemagne.

Afin d'améliorer encore l'efficacité des mécanismes transfrontaliers, la CRE a été moteur dans la mise en place en 2015 du couplage de marchés fondé sur les

flux dans la région Centre-Ouest. Cette méthode consiste à exploiter la souplesse permise par la gestion des réseaux de transport pour affecter en priorité les capacités d'interconnexion aux frontières où les besoins sont les plus importants. Elle a ainsi appliqué de manière anticipée le code de réseau sur l'allocation de la capacité et la gestion de la congestion aux interconnexions. On estime que cette évolution du couplage de marchés, véritable outil innovant et sophistiqué,



100 M€

Diminution des coûts de production à l'échelle de la France, de l'Allemagne, de l'Autriche et du Benelux grâce au flow-based.

devrait contribuer à la diminution des coûts de production d'environ 100 millions d'euros par an à l'échelle de la région Centre-Ouest.

Répondre aux besoins du marché

Le développement des infrastructures doit lui aussi s'apprécier dans une perspective européenne afin de s'assurer de l'adéquation entre les investissements envisagés et les besoins du marché. Les gestionnaires de réseaux de transport doivent donc se coordonner en ce qui concerne la planification des infrastructures en préparant des plans décennaux de développement européens des réseaux d'énergie, publiés tous les deux ans par ENTSO-E, organisation qui regroupe les gestionnaires de réseaux européens. Il s'agit d'évaluer les besoins de renforcement des réseaux selon différents scénarios d'évolution de la production et de la consommation en Europe, avec un point important : le développement des parcs de production éoliens et solaires, qui constituent un des piliers de la baisse des émissions de gaz à effet de serre.

La CRE s'assure que le renforcement des infrastructures françaises est effectué en cohérence avec les développements prévus dans le reste de l'Europe et que les infrastructures énergétiques sont développées de façon adaptée aux besoins. En particulier, elle considère que les décisions d'augmentation des capacités d'interconnexion doivent être justifiées par une analyse coûts-bénéfices robuste.

“

La CRE veille à soutenir des projets bénéfiques pour les consommateurs. »



PAROLE À... PIERRE BORNARD

Ancien vice-président du directoire et ancien directeur général délégué de RTE, ancien président du conseil d'administration d'ENTSOE

À la frontière France-Belgique, réputée extrêmement congestionnée, une capacité importante était finalement inutilisée. De cette époque est venue l'idée du couplage des marchés, qui permet des échanges automatisés d'électricité tant que la capacité de transport reste disponible et qu'il existe un différentiel de prix, selon le modèle déjà expérimenté en Scandinavie avec sa bourse de l'électricité.

En 2001, quand Powernext a été créé sous la houlette d'Euronext et de RTE, RTE a choisi d'inviter au capital, via une société commune, ses homologues belge et néerlandais, Elia et TenneT : la bourse « française » s'est d'emblée dotée d'une vocation européenne. Novembre 2006 marque la première étape du couplage des marchés, avec la réalisation du trilateral market coupling (TLC) entre la France, la Belgique et les Pays-Bas.

qui ne se concertent que peu ou pas du tout sur leurs choix, à l'opposé d'une vision globale du parc de production, utilisant certes au mieux les ressources locales, mais pensée dans un souci d'optimisation globale. Au-delà du gaspillage, cette absence de coordination fait peser un risque réel sur la sécurité d'approvisionnement. Mon espoir est que cette menace, inacceptable politiquement, soit un levier efficace pour une meilleure coordination.

En tant qu'ancien président du conseil d'administration d'ENTSOE, que pensez-vous de la coopération entre gestionnaires de réseaux de transport européens ?

Les transporteurs connaissent en profondeur la complexité des systèmes électriques qui sont immenses et fragiles.

“

Le marché intérieur de l'électricité est né du défaut d'exploitation de la complémentarité des parcs de production européens

Comment les idées du couplage des marchés puis du flow-based ont-elles émergé ?

L'idée d'un marché intérieur de l'électricité est née du défaut d'exploitation de la complémentarité des parcs de production européens et non, comme on l'entend trop souvent, d'un parti pris idéologique. À la fin des années 90, les mix des différents pays étaient très différents, optimisés séparément, source d'un gâchis estimé à plusieurs centaines de milliards de francs annuels. Un marché ouvert était le seul outil politiquement, culturellement et sans doute techniquement possible pour réaliser une optimisation à l'échelle du continent.

Lenjeu était donc de taille, et l'outillage nécessaire restait à créer. Pour un accès fluide aux interconnexions tout d'abord, les premières tentatives d'encheres explicites se sont vite révélées peu efficaces, notamment pour l'échéance journalière.

Le calcul des capacités a d'abord été basé sur une modélisation très frustre des réseaux de transport, une capacité bilatérale entre pays voisins, qui n'a pas grand sens physique, ce qui a pu donner lieu à beaucoup de controverses sur les méthodes de calcul. La méthode flow-based introduit une modélisation plus fine des infrastructures et on peut imaginer pour le futur des modélisations encore plus sophistiquées. In fine, cette méthode permet d'utiliser efficacement des infrastructures rares et coûteuses, pour plus de capacité d'échanges à infrastructure égale.

Quels sont les défis à venir pour les réseaux ? Comment la poursuite de l'intégration européenne peut-elle permettre d'y répondre ?

Le principal défi est l'absence de véritable politique énergétique européenne : le traité de Lisbonne donne la responsabilité des mix énergétiques aux seuls États membres,

Toute architecture de marché, une fois les ambitions politiques et les cadres régulatoires définis, doit s'appuyer sur cette expertise pour construire un système électrique efficace et aussi robuste que possible. Ils sont habitués depuis des décennies à coopérer car ils sont physiquement interdépendants. Plus le marché s'intègre, plus leur niveau de coopération à toutes les échelles de temps doit s'approfondir. Au sein d'ENTSOE, j'ai été frappé par la facilité de les faire coopérer sur des sujets délicats et complexes, capables d'intégrer des perspectives de long terme au service de la société. Les rares difficultés sérieuses sont limitées au cas où certains reçoivent des injonctions comminatoires de leurs gouvernements... La coopération entre gestionnaires de réseaux de transport d'électricité pourrait bien être un modèle pour bien d'autres institutions.

FAIRE DU DÉVELOPPEMENT DE LA CONCURRENCE EN FRANCE UNE RÉALITÉ

L'ouverture des marchés de détail de l'énergie a tardé à entrer dans les faits en France, notamment en ce qui concerne le marché de l'électricité. Dans un cadre juridique national désormais plus favorable à cette ouverture, la CRE contribue à la faire progresser. Elle surveille le fonctionnement des marchés de détail et veille à ce que les tarifs réglementés laissent un espace économique aux concurrents des fournisseurs historiques, et à ce que les conditions de sortie de ces tarifs pour les clients professionnels ne défavorisent pas les opérateurs alternatifs.

Marché de l'électricité : veiller à la mise en place d'un dispositif d'ouverture effective des marchés

Sous la pression d'une procédure d'aide d'État engagée par la Commission européenne concernant le régime des tarifs réglementés pour les entreprises, la France a adopté le 7 décembre 2010 la loi portant nouvelle organisation du marché de l'électricité (loi NOME). Cette loi prévoit la suppression des tarifs réglementés jaunes et verts au 1^{er} janvier 2016 et un dispositif destiné à permettre aux fournisseurs alternatifs de concurrencer les tarifs bleus sur le marché des clients résidentiels, avec d'une part l'accès régulé à l'électricité nucléaire historique (ARENH), d'autre part la construction de ces tarifs « par empilement ». La CRE est l'un des principaux acteurs de la mise en œuvre de ce dispositif.

L'ARENH permet aux fournisseurs alternatifs, qui ne disposent que de peu ou pas de capacités propres de

24 %
des sites
ont souscrit
un contrat en offre
de marché chez
un fournisseur
alternatif, parmi
les 370 000 sites
en offre de marché
en janvier 2016

production et ont donc recours massivement à l'achat d'électricité sur les marchés de gros, d'acheter jusqu'à 25 % de la production du parc nucléaire d'EDF. Le prix d'achat s'élève à 42 €/MWh depuis le 1^{er} janvier 2012. Alors que les prix de marché avoisinaient 60 €/MWh en 2011, les fournisseurs alternatifs ont ainsi pu diminuer significativement leurs coûts d'achat d'énergie. L'ARENH n'est plus souscrit dans la conjoncture actuelle, les prix de marché ayant fortement baissé (autour de 34 €/MWh fin 2015).

Autre point important : la tarification par empilement des coûts. Entrée en vigueur le 1^{er} novembre 2014, cette méthode de fixation des tarifs d'électricité reflète principalement non plus les coûts d'EDF, mais ceux supportés par un fournisseur alternatif pour approvisionner les clients de son portefeuille et construire ses offres de marché. Les tarifs réglementés sont donc désormais fixés d'une façon qui garantit qu'ils seront « contestables », c'est-à-dire qu'un opérateur concurrent



Marché du gaz : profiter de prix de marché bas

Le marché du gaz, avec 83 % des volumes consommés en offre de marché dont 50 % auprès des fournisseurs alternatifs, est plus ouvert que celui de l'électricité (avec respectivement 46 % et 22 %). La réforme du mode de fixation des tarifs réglementés, intervenue en mai 2013, puis la loi sur la consommation du 17 mars 2014 supprimant les tarifs réglementés pour une partie des professionnels, ont permis de conforter cette évolution.

La réforme tarifaire de 2013, mise en œuvre dans un contexte de prix de marché baissiers, a en effet stimulé la concurrence, en simplifiant la fixation des tarifs tout en donnant de la visibilité aux fournisseurs alternatifs. Les ajustements tarifaires étaient auparavant effectués trimestriellement par les ministres, et le refus d'augmenter les tarifs conformément au cadre réglementaire avait donné lieu à des annulations répétées par le Conseil d'État. La CRE valide désormais chaque mois les mouvements tarifaires liés aux coûts d'approvisionnement d'ENGIE au regard de la formule qui définit leur mode de calcul. La formule a progressivement évolué pour mieux refléter les contrats d'approvisionnement d'ENGIE qui étaient auparavant majoritairement indexés sur le prix des produits pétroliers. La formule comprend depuis juin 2015 une part de 77,4 % d'indices du gaz sur le marché de gros. La formule de calcul et les barèmes des tarifs sont fixés chaque année par les ministres chargés de l'Energie et de l'Économie après une analyse approfondie par la CRE.

Le régulateur veille aux conditions d'ouverture du marché, en lien avec l'Autorité de la concurrence. Celle-ci, saisie par la société Direct Energie, et après avis de la

CRE, a prononcé des mesures conservatoires à l'encontre d'ENGIE, d'une part le 9 septembre 2014 pour lui enjoindre de mettre certaines données concernant ses clients aux tarifs réglementés à la disposition de ses concurrents (y compris celles des clients résidentiels ne s'y étant pas opposés, compte tenu de sa démarche active de conversion des clients résidentiels vers

Il faut faire jouer la concurrence ! Encourager les consommateurs à souscrire des offres aux tarifs réglementés, c'est leur faire croire que ces tarifs protègent leur pouvoir d'achat, alors qu'il existe des offres de marché plus compétitives. »

ses propres offres de marché), d'autre part le 2 mai 2016 concernant ses pratiques de prix dans le cadre de certaines offres hors catalogue à destination des clients professionnels.

Enfin, comme en électricité, la fin des tarifs réglementés pour une partie des professionnels a permis un net regain de concurrence : les fournisseurs alternatifs ont vu leur portefeuille de clients augmenter de 15 %. Les offres d'achats groupés de gaz pour les particuliers se sont également multipliées ces deux dernières années, organisées par des associations de consommateurs ou plus récemment par des ONG. Des gains de l'ordre de 13 % par rapport au tarif réglementé ont pu être obtenus.

Quel avenir pour la concurrence ?

L'installation de compteurs intelligents est une carte maîtresse pour les fournisseurs qui pourront proposer des offres commerciales diversifiées. La CRE joue un rôle prépondérant depuis l'origine dans l'encadrement de ces dispositifs de comptage évolués qui, en donnant des informations plus précises et plus détaillées, permettront aux fournisseurs de proposer à leurs clients des offres pour réduire leur facture, adaptées à leur profil de consommation et à leurs usages. Seront installés 35 millions de compteurs d'électricité Linky d'ici 2021 et 11 millions de compteurs de gaz Gazpar d'ici 2022. Et 83 % des clients « haut de portefeuille » en électricité sont déjà équipés de compteurs évolués.

Par ailleurs, depuis le 8 décembre 2015, il appartient à la CRE de proposer aux ministres chargés de l'Économie et de l'Énergie le niveau des tarifs réglementés d'électricité pour les clients aux tarifs bleus. La CRE sera garante de la pérennité de leur contestabilité par les fournisseurs alternatifs. Elle poursuivra son travail de transparence et de pédagogie sur les tarifs.

Même si cette avancée donnera de la visibilité à la concurrence pour se développer, cela sera-t-il suffisant ? Les consommateurs particuliers seront-ils plus enclins à faire jouer la concurrence ? Comme le rappelle la CRE depuis de nombreuses années, EDF et ENGIE bénéficient auprès des clients résidentiels d'une image de marque très favorable, liée à leur situation de fournisseur historique, qui a d'autant plus de poids sur leur comportement que leur connaissance de l'ouverture du marché est limitée. Les résultats du baromètre Énergie-Info d'octobre 2015 indiquent que 60 % des consommateurs de gaz et 52 % des consommateurs d'électricité sont au courant de leur droit à changer de fournisseur, et que seuls 28 % des ménages savent qu'EDF et ENGIE sont deux entreprises différentes et concurrentes.

Le développement de la concurrence dépend certainement de l'avenir des tarifs réglementés pour les clients particuliers. S'agissant du gaz, le sujet est actuellement devant la Cour de justice de l'Union européenne dont l'avocat général a estimé en avril 2016 que les tarifs réglementés de vente de gaz constituent une entrave non justifiée à la réalisation d'un marché du gaz naturel concurrentiel. Ce contentieux pourrait avoir des répercussions sur les tarifs réglementés d'électricité, dont le dispositif devra en tout état de cause être réexaminé avant l'échéance de la loi NOME en 2025.



PAROLE À... FABIEN ROQUES

Professeur Associé à l'Université Paris Dauphine, Vice-Président Senior chez Compass Lexecon

L'objectif était de générer des gains d'efficacité, de stimuler l'innovation et de faire baisser les coûts pour les consommateurs européens.

De plus, les développements politiques de ces dix dernières années (crises russo-ukrainiennes, chocs et contrechocs pétroliers et gaziers) nous ont rappelé la vulnérabilité énergétique de l'Europe. Le marché intégré de l'énergie a pour vocation de contribuer à maintenir la sécurité d'approvisionnement.

Les consommateurs européens ont-ils bénéficié de l'ouverture des marchés de l'énergie ?

Il est trop tôt pour faire un bilan économique des gains pour les consommateurs. Tout d'abord parce que le processus reste largement inachevé, mais aussi parce que certains des

que le manque d'information, ou la perception d'une complexité importante. La différence de prix entre le tarif public et l'offre de marché n'est pas suffisamment significative, surtout si les tarifs sont maintenus artificiellement en dessous des coûts. Le maintien de tarifs réglementés n'aide pas au développement de la concurrence.

Comment inciter les consommateurs à faire jouer la concurrence ?

À la différence d'autres secteurs tels que les Télécoms, l'énergie n'a pas encore vu l'émergence d'une dynamique d'innovation de fourniture de services liés à la l'énergie qui stimulerait le développement de la concurrence, même si on voit les initiatives et les idées se multiplier. Je suis convaincu que la concurrence sur le marché de détail prendra un nouvel élan au travers du

L'énergie n'a pas encore vu l'émergence d'une dynamique d'innovation de fourniture de services qui stimulerait le développement de la concurrence

Comment s'imbriquent le marché intérieur de l'énergie, l'ouverture des marchés et la concurrence ?

La création d'un marché intérieur de l'énergie s'inscrit dans une double dynamique politique et économique : il s'agit à la fois de mettre en commun des ressources stratégiques, telles que l'énergie, et d'ouvrir à la concurrence un secteur jusque-là dominé par des monopoles publics.

À l'origine se trouvent les traités fondateurs de l'Europe : la Communauté européenne du charbon et de l'acier (CECA) de 1951, puis les traités de Rome de 1957 qui marquent le début de la construction d'une zone de libre-échange européenne, le « Marché commun ». À partir des années 1980, on a assisté sur les cinq continents à l'ouverture à la concurrence des industries de réseau telles que l'électricité et le gaz, en réponse aux critiques visant les monopoles intégrés.

Comment expliquez-vous la faible ouverture des marchés de détail de l'électricité pour les clients domestiques, alors que des gains financiers sont possibles ?

Les clients domestiques européens restent relativement peu nombreux à changer de fournisseur. Des barrières persistent, telles

développement des offres innovantes permises par les nouvelles technologies (production locale, effacement, stockage...) qui placeront le consommateur au cœur du système. Nous n'achèterons plus dans 20 ans de l'énergie, mais un ensemble de services énergétiques.

Un des grands enjeux actuels de gouvernance et de régulation est de mettre en place un cadre de marché qui accompagne cette transformation et stimulate l'innovation. Alors que le marché de gros et le marché de détail étaient jusqu'à présent largement indépendants, il faut maintenant s'atteler à assurer une cohérence des signaux-prix véhiculés aux différents consommateurs et utilisateurs de réseaux. Cela nécessite une réflexion de fond sur l'évolution à long terme du tarif d'utilisation des réseaux, mais aussi sur l'évolution de la fiscalité sur l'énergie.



Mesurer l'activité concurrentielle et détecter des dysfonctionnements de marché

La CRE a une mission d'observation et de surveillance des marchés de détail de l'électricité et du gaz naturel (art. L. 131-1 du code de l'énergie), qui porte sur les prix et sur les pratiques commerciales des opérateurs. Elle l'exerce en recueillant des données sur les offres (parts de marché des acteurs, données de coûts et de prix relatives à certaines offres ou certains segments de clientèle, promotion de nouvelles offres, communication commerciale...) auprès des acteurs (gestionnaires de réseaux, fournisseurs, consommateurs, acteurs du marché de gros...). La CRE veille notamment à ce que les fournisseurs historiques ne fassent pas une utilisation abusive des moyens liés à la fourniture des clients aux tarifs réglementés au bénéfice de leurs offres de marché, et à l'absence de subventions croisées entre les activités de vente aux tarifs réglementés et celles en offre de marché. Elle publie des observatoires trimestriels et des rapports périodiques sur le fonctionnement des marchés de détail.

FIN DES TARIFS PUBLICS : RÉPONDRE AUX ENJEUX CONCURRENTIELS

Une petite révolution s'est opérée dans le secteur de l'énergie. Depuis le 1^{er} janvier 2016, une partie des sites professionnels a l'obligation de souscrire un contrat en offre de marché auprès du fournisseur d'électricité ou de gaz de leur choix. Finis les tarifs réglementés !

La CRE a investi d'importants moyens pour répondre aux enjeux de ce tournant-clé de l'ouverture des marchés.

Grâce aux groupements d'achat, les entreprises ont économisé entre 5 et 10 % en électricité et entre 15 et 20 % en gaz par rapport aux tarifs réglementés. Ces groupements de commandes permettent de peser sur les prix et facilitent les démarches.



Un engagement de la France vis-à-vis de la Commission européenne

En 2007, la Commission européenne a ouvert une procédure d'enquête sur les tarifs réglementés d'électricité, applicables aux grandes et moyennes entreprises. La Commission soupçonnait que ces tarifs, proposés uniquement par les fournisseurs historiques (ENGIE, EDF et les entreprises locales de distribution) et fixés par le gouvernement, constituaient des subventions publiques déguisées pour les fournisseurs d'électricité, entraînant des distorsions de concurrence sur le marché libéralisé.

Pour mettre fin aux procédures d'infraction à son encontre, la France a adopté :

- l'article 14 de la loi sur la nouvelle organisation du marché de l'électricité le 7 décembre 2010, qui supprime les tarifs réglementés d'électricité pour les consommateurs ayant souscrit une puissance supérieure à 36 kVA ;
- l'article 25 de la loi Hamon relative à la consommation le 17 mars 2014, qui met fin aux tarifs réglementés de gaz pour les sites consommant plus de 30 MWh par an.

Établissements publics (hôpitaux, écoles, maison de retraite...), restaurants, bureaux, sites industriels, copropriétés immobilières, commerces de proximité... : ce sont au total près de 170 000 clients en gaz naturel et 468 000 en électricité qui étaient concernés.

Trois grandes étapes ont ponctué cette ouverture progressive à la concurrence :

- 19 juin 2014, pour les sites raccordés au réseau de transport de gaz ;
- 1^{er} janvier 2015, pour les sites et les immeubles à usage principal d'habitation consommant plus de 200 MWh par an de gaz ;
- 1^{er} janvier 2016, pour les sites consommant plus de 30 MWh de gaz par an, pour les immeubles à usage principal d'habitation consommant plus de 150 MWh de gaz par an, et enfin pour les sites en électricité ayant une puissance souscrite supérieure à 36 kVA.

Informier les consommateurs pour les aider à anticiper

La CRE a déploré à plusieurs reprises l'absence de communication des pouvoirs publics sur la suppression des tarifs réglementés. Beaucoup d'entreprises et d'acheteurs publics n'étaient tout simplement pas au courant. Le régulateur a donc mis en place un dispositif d'information et d'accompagnement :

- des réunions d'information rassemblant entreprises et acheteurs publics. Entre 2014 et 2015, la CRE a multiplié les réunions sur le territoire français, organisées en partenariat avec les Chambres de Commerces et d'Industries, ou avec les fédérations professionnelles de l'artisanat et des PME, et les collectivités publiques.
- une vidéo pédagogique et un site internet dédié, produits respectivement en octobre 2014 et juin 2015.
- un groupe de travail consacré à la préparation de la fin des tarifs réglementés. Institué en janvier 2014 et composé de la CRE, du Médiateur national de l'énergie, de fournisseurs, de gestionnaires de réseaux, d'associations de consommateurs, de syndicats d'énergie et de représentants de la DGEC et de la DGCCRF, ce groupe a notamment élaboré des guides et fiches pratiques.
- des courriers et appels téléphoniques aux retardataires. 10 300 consommateurs de gaz encore en offre transitoire en mai 2015 ont reçu un courrier de la CRE et 243 syndics de copropriété bénéficiant du dispositif de continuité de fourniture assuré par GRDF ont

Au 1^{er} janvier 2016, 100 000 sites en électricité et 17 000 sites en gaz ont bénéficié d'un dispositif transitoire leur évitant d'être coupés



 1 site dédié :
www.tarifsreglementes-cre.fr

fait l'objet d'une campagne téléphonique.

- une table ronde rassemblant les représentants des consommateurs. Organisée en septembre 2015, elle fut l'occasion pour la CRE de recueillir leur retour d'expérience et d'identifier leurs priorités en termes de fonctionnement des marchés de détail.

Accéder aux fichiers des clients, un enjeu compétitif

Les fournisseurs historiques, seuls détenteurs des fichiers clients en raison de leur ancienne situation de monopole, disposaient d'un solide avantage compétitif. Pour être en mesure de proposer des offres commerciales adaptées, les fournisseurs alternatifs devaient avoir accès aux données de consommation, aux caractéristiques techniques d'un site ou même aux données de contact.

La CRE a pris deux délibérations, le 22 mai 2014, demandant aux gestionnaires de réseaux de distribution ERDF et GRDF de donner un accès gratuit aux consommateurs (ou un tiers désigné) via une plate-forme électronique afin qu'ils récupèrent leurs informations de consommations (consommation annuelle de référence, profil, courbe de charge, puissance...) et les transmettent à des fournisseurs qu'ils contactent.

Nombre de sites concernés par la fin des tarifs réglementés (au 30 mai 2014)


468 000
sites en électricité


170 000
sites en gaz

En octobre 2014, la CRE a réalisé une vidéo pédagogique sur la fin des tarifs réglementés pour les professionnels. L'initiative a été saluée par les fournisseurs d'énergie qui ont pu voir et commenter la vidéo 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.



Dans cette même logique, après avoir été saisie par la CRE, et en parallèle par Direct Energie, l'Autorité de la concurrence a enjoint à ENGIE, dans sa décision du 9 septembre 2014, de mettre à la disposition des fournisseurs alternatifs des données de son fichier des clients résidentiels et non résidentiels aux tarifs réglementés. La CRE a transposé ces mesures au cas de l'électricité et adressé une demande similaire à EDF.

Eviter les engorgements

Les contraintes des systèmes d'information des gestionnaires de réseaux de distribution ne devaient pas freiner le processus de sortie des tarifs réglementés. La CRE a intégré très en amont cette question dans les groupes de concertation placés sous son égide.

Le traitement des demandes en masse de changement de fournisseurs représentait l'un des principaux défis à relever pour les gestionnaires de réseaux. Par exemple, ERDF, qui gère d'ordinaire 2 000 changements de fournisseur par mois, a réalisé près de 270 000 changements de fournisseur durant le dernier trimestre 2015. Les systèmes d'information dédiés ont été adaptés pour tenir la volumétrie attendue. Et le basculement en offre de marché s'est déroulé sans encombre.

Des dispositifs anti-coupures aux prix incitatifs

L'offre transitoire

La date butoir pour souscrire un contrat en offre de marché était initialement prévue pour les 1^{er} janvier 2015 et 2016. Afin d'éviter des coupures, la loi a prévu le

basculement automatique sur une offre transitoire, c'est-à-dire une offre de marché par défaut du fournisseur historique, valable 6 mois. Pendant cette période, les clients pouvaient changer d'offre et/ou de fournisseur sans frais ni préavis de résiliation.

La CRE a recommandé de fixer le prix des offres transitoires à un niveau incitant les consommateurs à rechercher une offre de marché. Au 1^{er} janvier 2015, le niveau de l'offre transitoire s'est établi entre 1 et 3 % au-dessus du niveau du tarif réglementé. Néanmoins, 17 000 sites en gaz (sur 57 000 en avril 2014) ont basculé en offre transitoire. Par conséquent, au 1^{er} janvier 2016, EDF et ENGIE ont appliqué une majoration moyenne de 5 % par rapport au niveau des tarifs réglementés. Seulement 100 000 sites en électricité et 17 000 sites en gaz (autant qu'au 1^{er} janvier 2015 alors que deux fois plus de sites étaient concernés) ont basculé en offre transitoire.

Le dispositif GRDF

Constatant la persistance d'un nombre significatif de clients en gaz en offre transitoire à l'approche du 30 juin 2015 (plus de 10 000 consommateurs), la CRE a pris des dispositions en urgence. Dans sa délibération du 28 mai 2015, la suspension de fourniture de gaz des sites concernés au 30 septembre 2015 a été reportée. Ils sont ainsi restés alimentés par GRDF, mais à un prix majoré de 20 %.

L'appel d'offres pour la désignation des fournisseurs

Les offres transitoires disparaissent définitivement au 30 juin 2016. Pour éviter des coupures, l'ordonnance du 10 février 2016 prévoit la désignation d'un fournisseur par défaut, sélectionné à l'issue d'une procédure de mise en concurrence, instruite par la CRE.

La CRE a rédigé le cahier des charges de l'appel d'offres de manière à inciter les clients restés inactifs à choisir un nouveau contrat. Elle a également veillé à ce que l'appel d'offres n'aboutisse pas au maintien de la majorité des sites dans le portefeuille des fournisseurs historiques. Le prix des offres proposées a été ainsi majoré de 30 % au plus par rapport aux prix habituels. L'appel d'offres permet également d'éviter toute sur-rémunération des fournisseurs désignés, puisque ces derniers devront reverser à l'État une partie de l'écart entre leurs coûts et le niveau des prix applicables.



10 300
courriers envoyés
aux consommateurs
de gaz encore en offre
transitoire en mai 2015



PAROLE À... PHILIPPE TESSIER

Directeur de projet Énergie & Environnement à l'Union des groupements d'achat public (UGAP)

étant normées, un cahier des charges d'achat de fourniture et d'acheminement ne saurait aller à l'encontre de ses règles de fonctionnement.

De plus, force est de constater qu'il existe un hiatus entre deux univers et deux temporalités : d'un côté, des appels d'offres publics dans lesquels l'offre, et donc le prix, reste d'ordinaire valide durant plusieurs semaines ; de l'autre, un marché de l'énergie sur lequel les prix varient en continu. L'idéal est donc d'attribuer le marché dans la même journée où l'on reçoit les offres et avant la fermeture du marché pour éviter le risque overnight. On voit dès lors les difficultés que pose ce temps d'analyse court pour la plupart des acheteurs publics !

Afin d'accompagner les personnes publiques confrontées à cette complexité et à des fournisseurs submergés par des

Combien d'offres d'achat groupé avez-vous lancées ? Quels en ont été les résultats ?

Les bénéficiaires du dispositif Gaz et Électricité de l'UGAP appartiennent aux trois sphères publiques : les collectivités territoriales, l'État et ses opérateurs et les établissements de santé. C'est à ce jour le dispositif d'achat groupé public le plus important.

Le dispositif Gaz a rassemblé en deux vagues 3 800 bénéficiaires pour un volume de 7,6 TWh sur 50 000 sites. Le dispositif Électricité a rassemblé 3 000 bénéficiaires pour 3,3 TWh sur 52 000 sites. À noter, les lots des sites électricité anciennement au « tarif bleu » ont rassemblé 40 000 sites, ce qui représente une volumétrie considérable !



Acheter de l'électricité et du gaz est à la fois complexe, contre-intuitif et plein de chausse-trappes pour les acheteurs publics



70 réunions d'information, rassemblant près de 2 300 entreprises et acheteurs publics, organisées entre 2014 et 2015, en partenariat avec les Chambres de commerce et d'industrie et les organismes professionnels

Pourquoi et comment l'UGAP s'est-elle organisée pour proposer des offres d'achat groupé aux clients devant sortir des tarifs réglementés de vente ?

L'électricité et le gaz sont des fournitures banales. Mais l'acte d'achat de ces biens ne l'est pas. Il est à la fois complexe, contre-intuitif et plein de chausse-trappes pour les acheteurs publics. D'ordinaire, quand une collectivité achète un bien, elle décrit dans le cahier des charges les qualités attendues du produit et les prestations du fournisseur. Or, dans le secteur des énergies de réseau, le fournisseur qui vend la molécule ou l'électron n'est pas garant de sa qualité puisqu'elle relève de la responsabilité du gestionnaire du réseau de distribution. De surcroît, ce dernier agit dans le cadre du monopole de distribution : ses procédures

appels d'offres lancés concomitamment pour respecter les échéances de la fin des tarifs réglementés de vente, l'UGAP a créé en 2013 un département Énergie et Environnement. Deux ingénieurs territoriaux, qui maîtrisent la pratique de la gestion de l'énergie dans les collectivités et ont participé à la création du premier groupement de commandes d'achat de gaz dès 2004, ont été recrutés (Nicolas Bisson, chef de projet, et moi-même).

Cette organisation a notamment permis à la centrale d'achat public d'adapter ses processus et la procédure d'achat afin d'attribuer les marchés en moins de deux heures.

Les acheteurs publics ont pu réaliser des gains de l'ordre de -20 % en gaz et de -15 % en électricité par rapport aux tarifs réglementés. L'ensemble des fournisseurs visant les clients publics a participé à ces consultations.

Quel regard portez-vous sur la libéralisation des marchés de l'énergie ?

Dans ce secteur, la chaîne de traitement de l'information du compteur à la facture est complexe. Elle fait appel à plusieurs opérateurs. Les consommateurs sont ainsi confrontés à des problèmes de facturation indépendants des procédures d'achat. L'enjeu de l'ouverture des marchés pour les consommateurs réside ainsi dans la qualité des systèmes d'information, que leurs sites soient situés ou non dans les territoires des entreprises locales de distribution.

LA CONFUSION DES MARQUES : UNE ENTRAVE À LA CONCURRENCE

C'est l'histoire d'un changement de nom. Celui d'ERDF, devenu récemment Enedis. Depuis la création du distributeur d'électricité en 2008, la CRE critiquait la similitude de ses nom et logo avec ceux de sa maison-mère EDF. Elle la considérait source de confusion entre la mission de service public d'acheminement d'électricité et l'activité de fourniture ouverte à la concurrence. Rérospective.

L'indépendance : un principe au service des consommateurs

La libéralisation des marchés de l'énergie a entraîné la séparation des activités de production, d'acheminement et de fourniture d'énergie au sein des entreprises dites «verticalement intégrées». C'est ainsi que naissent RTE en 2005 et ERDF en 2008, respectivement transporteur et distributeur d'électricité, et filiales à 100 % d'EDF. Les deux gestionnaires de réseaux qui assurent des missions de service public sont régulés par la CRE. Le régulateur s'assure, entre autres, qu'ils sont indépendants vis-à-vis de leur maison-mère, en matière de gouvernance, de fonctionnement et de moyens. Ce principe d'indépendance vise à les empêcher de fausser la concurrence, en privilégiant EDF au détriment d'un autre fournisseur.

Afin que cette indépendance soit clairement établie, l'article L.111-64 du code de l'énergie dispose qu'aucune confusion ne doit exister entre les identités sociales, les pratiques de communication et les stratégies de marque des gestionnaires de réseaux de distribution et celles utilisées par le fournisseur du même groupe. Respecter cette obligation, c'est contribuer à éviter que le grand public n'associe et ne confonde trop fréquem-

ment ces deux catégories d'acteurs, qui rendent des services différents, indépendamment l'un de l'autre.

Des efforts notables mais malgré tout jugés insuffisants

Et pour cause. Alors que les marchés de l'énergie sont totalement ouverts depuis 2007, une enquête menée en avril 2015 par l'institut CSA pour le compte de la CRE montre que les Français confondent clairement ERDF et EDF. 76 % des sondés pensent qu'EDF est chargé de la relève des compteurs et 43 % attribuent à ERDF un rôle d'exploitant des centrales nucléaires.

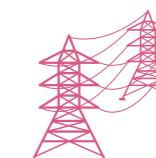
Cette confusion, la CRE l'a dénoncée depuis la création de la filiale de distribution dans ses rapports successifs sur l'indépendance des gestionnaires de réseaux. Au-delà des noms très proches, les logos utilisaient tous deux la même image de turbine, avec une couleur différente (bleue pour ERDF et orange pour EDF), et la même typographie. Malgré des efforts de communication et de pédagogie entrepris par ERDF pour développer sa notoriété, la CRE demande à plusieurs reprises à EDF puis à ERDF de supprimer les facteurs de confusion. Mais rien ne bouge. Tout du moins sur le plan de la confusion.



↑
Les gestionnaires de réseaux qui ne répondent pas aux demandes de la CRE sont en infraction avec le code de l'énergie. Ils s'exposent à une saisine du Comité de règlement des différends et des sanctions (CoRDIS) par le président de la CRE.

Une étape-clé dans l'ouverture des marchés se profile : au 1^{er} janvier 2016, les tarifs réglementés de vente d'électricité et de gaz naturel pour une partie des professionnels sont supprimés. Les consommateurs concernés doivent souscrire une offre de marché auprès du fournisseur de leur choix. Dans ce contexte, ERDF présente à la CRE une proposition d'évolution de son identité visuelle fin 2014, avec deux logos. Les logos envisagés, déposés à l'Institut national de la propriété industrielle, ne comportent plus les pales de la turbine utilisées par le logo d'EDF. Mais ils comprennent toujours le sigle ERDF, en lettres minuscules dans une nouvelle typographie et toujours en bleu.

Dans son rapport sur l'indépendance des gestionnaires de réseaux publié le 6 janvier 2015, la CRE juge que ces évolutions ne contribuent pas à supprimer toute confusion possible auprès des consommateurs. Elle enjoint alors à ERDF de lui adresser sous six mois des propositions de changement des éléments constitutifs de sa marque, sous peine de saisir le Comité de règlement des différends et des sanctions de la CRE (CoRDIS). Ce dernier peut notamment décider de sanctions pécuniaires à hauteur de 8 % du chiffre d'affaires. En outre, la CRE demande à ERDF et à EDF de lui



La France n'est pas une exception

L'absence de confusion des marques entre une filiale de distribution d'énergie et sa maison-mère est une obligation qui s'applique dans tous les États membres de l'Union européenne.

La directive 2009/72/CE du 13 juillet 2009 prévoit que les régulateurs nationaux doivent surveiller les activités des entreprises verticalement intégrées afin que « les gestionnaires de réseaux de distribution appartenant à une entreprise verticalement intégrée s'abstiennent, dans leurs pratiques de communication et leur stratégie de marque, de toute confusion avec l'identité distincte de la branche fourniture de l'entreprise verticalement intégrée ».

En Allemagne, en Grèce, aux Pays-Bas ou en Italie, un certain nombre d'entreprises verticalement intégrées européennes ont procédé à des évolutions majeures pour différencier leurs marques afin de mettre fin à toute confusion entre les identités sociales et les stratégies de marque des sociétés en charge respectivement de la fourniture et de la distribution.

transmettre, d'ici le 1^{er} juin 2015, un plan des actions à mettre en œuvre pour supprimer les risques d'association par le grand public entre les deux sociétés et ainsi supprimer toute confusion possible.

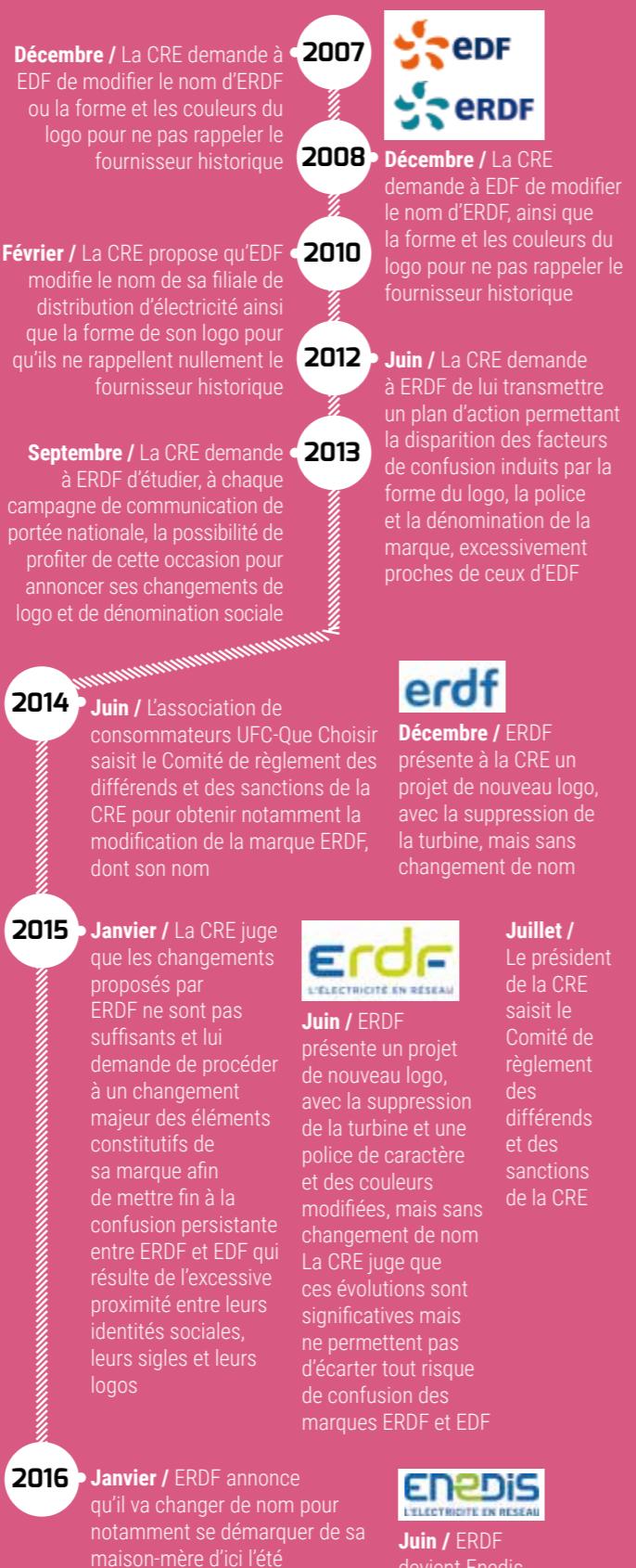
Au cours d'une audition le 3 juin 2015, ERDF présente un nouveau projet d'évolution de sa marque : la turbine a disparu, la police de caractère et les combinaisons de couleurs sont différentes de celles d'EDF et une signature « l'électricité en réseau » apparaît. Bien qu'il s'agisse d'évolutions significatives, la CRE estime une nouvelle fois cette proposition insuffisante. Des facteurs de confusion demeurent : proximité phonétique et conceptuelle, proximité de certaines couleurs, proximité de sigles et les dénominations sociales. Le projet présenté par ERDF, en l'absence de modification de la marque d'EDF, ne permet toujours pas d'évacuer tout risque de confusion.

ERDF déploie néanmoins son nouveau logo à l'été 2015 à travers toute la France, accompagné d'un plan de communication sur 18 mois. Et indique par voie de presse que la société ne changera pas de nom.

ERDF change de nom

Le président de la CRE saisit alors le CoRDiS en juillet 2015 au motif que le gestionnaire de réseau ERDF et sa maison-mère EDF auraient mis en œuvre des pratiques contraires au code de l'énergie compte tenu de leurs stratégies de marques respectives.

Cette saisine semble avoir eu le mérite de faire bouger les lignes. En janvier 2016, ERDF annonce qu'il va changer de nom d'ici l'été pour se démarquer de sa maison-mère. Il déclare dans un communiqué que cette nouvelle dénomination « permettra au gestionnaire de réseau de distribution d'électricité de gagner en visibilité et en clarification sur ses missions, comme le souhaite la CRE ». ERDF s'appelle désormais Enedis.



PAROLE À... CAROLINE MARTI

Enseignante au CELSA
Paris-Sorbonne, responsable du département Marque et chercheure au GRIPIC

être différenciants par rapport à ce qui est fait par les concurrents. Les signes décidés par les responsables de l'entreprise pour les marques ne sont pas choisis innocemment.

Quel est l'intérêt pour une entreprise de changer de nom ? Quels sont ses objectifs ?

Le branding est une activité engageante qui traduit une vocation, une histoire, un métier mais aussi une projection, car la marque est porteuse d'une promesse adressée aux consommateurs.

Le changement de nom est l'occasion de repenser la stratégie d'une organisation et de la faire partager, en interne comme en externe, en l'affirmant. Le changement de nom peut être considéré à la fois comme

La tentation est grande de garder des caractéristiques communes aux deux entités. Le cas des énergéticiens est en effet très spécifique, dans la mesure où l'indépendance est le fruit de choix politiques et réglementaires et qu'elle est à la fois une opportunité et une contrainte, celle de renoncer à une prérogative jusque-là acquise.

Le volontarisme de la dissociation est ce qui peut permettre une réelle indépendance des marques affichées. Il faut dans ce cas quitter l'expression d'une posture institutionnelle pour passer à une logique d'expression fondée sur la promesse spécifique faite aux publics, un recentrage sur l'offre. Que veut-on dire spécifiquement au public, comment symboliser son positionnement, son offre sur le marché, le service que l'on veut proposer durablement ? La signalétique

“Le volontarisme de la dissociation est ce qui peut permettre une réelle indépendance des marques affichées”

Quels sont les éléments qui identifient une entreprise ?

Une entreprise a besoin d'être identifiée par différents publics : les salariés, les actionnaires, les clients et dans certains cas les parties prenantes que sont les collectivités territoriales ou l'État.

Si les objectifs de messages adressés à ces différents publics sont variés, l'entreprise doit pouvoir tous les intégrer grâce à une instance de médiation, la marque, faite d'éléments figés et d'éléments évolutifs qui constituent la « signalétique de marque » :

- un nom qui recouvre des offres et des activités, qui renvoie à un mot ou des mots et à un son ou des sons ;
- des emblèmes (logos, slogans, jingle...) ;
- des choix stylistiques (typographie, couleur, etc.).

Les éléments qui identifient l'entreprise sont censés traduire symboliquement son positionnement sur ses marchés et donc

un outil de management et comme un outil marketing.

Il présente néanmoins un risque, celui de l'accueil qui sera fait par les publics, et qui peut être supposé mais jamais assuré. Abandonner son nom pour un autre peut être une immense opportunité, mais représente le risque d'une perte de notoriété et de confiance.

Comment deux entreprises qui ont une histoire commune et qui deviennent indépendantes font-elles pour ne plus être confondues ?

Cette question renvoie à d'autres questions : peut-on s'affranchir de ses origines pour exprimer une indépendance récente ? Peut-on s'affranchir de la notoriété de son activité d'origine pour ne compter que sur les forces de son offre nouvelle ?

de marque est une clé essentielle pour penser sa singularité.

L'indépendance peut être manifestée par le branding de façon soudaine avec un changement fort et général sur tous les supports de l'une des marques ou bien en faisant évoluer peu à peu la signalétique de la marque. Dans le premier cas, une identité propre de marque que les publics pourront identifier sera exprimée, et reconnaître, si les moyens pour faire connaître la marque sont suffisants. Dans le second cas, la marque bénéficiera de la notoriété de son entité d'origine, mais mettra plus de temps à être identifiée comme indépendante avec une offre singulière. Dans le premier cas, l'enjeu est de se faire connaître auprès des publics et d'obtenir leur confiance. Dans le second cas, il est de rester visible auprès des publics qui peuvent se perdre dans une offre floue avec un énonciateur aux missions confuses.

ÉNERGIES VERTES : POUR UNE TRANSITION ÉNERGÉTIQUE SOUTENABLE

Une transition énergétique soutenable implique de payer le juste prix de cette énergie verte. Elle requiert l'expertise économique d'un acteur impartial et indépendant des parties prenantes et du gouvernement. C'est pourquoi la CRE est particulièrement attentive au bon dimensionnement des dispositifs de soutien. Cette mission nécessite cependant de renforcer ses moyens de fonctionnement.

Concourir au bon développement des énergies renouvelables

Le développement des énergies renouvelables constitue un axe prioritaire de la politique énergétique. Pour favoriser leur essor, les pouvoirs publics ont, jusqu'à récemment, eu recours à deux dispositifs de soutien : l'obligation d'achat et les appels d'offres. Ils garantissent aux producteurs d'écouler leur production à un prix fixé et garanti pendant 15 à 20 ans. Dans le premier cas, les fournisseurs historiques sont obligés d'acheter la production d'électricité à un tarif prédéfini, supérieur au prix de marché, et fixé par arrêté ministériel, après avis de la CRE. Dans le second cas, les candidats aux appels d'offres proposent le tarif auquel ils souhaitent vendre leur production aux acheteurs obligés, ce prix étant un critère de sélection des offres. La CRE participe à l'élaboration du cahier des charges – hier en proposant la rédaction, aujourd'hui en rendant un avis sur le projet du ministre chargé de l'Énergie – instruit les appels d'offres et rend un avis sur le choix des lauréats qu'il appartient néanmoins au ministre de sélectionner.



19,3 %
part des énergies renouvelables dans la consommation électrique française entre le 1^{er} juillet 2014 et le 30 juin 2015



Le financement des charges de service public et, notamment, du soutien aux énergies renouvelables a été réformé début 2016. La CRE conserve son rôle de contrôle des charges constatées sur l'année passée et d'évaluation pour les années en cours et à venir. Pour 2016, elles s'élèvent à 7 milliards d'euros, dont 67,1 % sont dus au soutien aux énergies vertes. Dans un contexte de forte augmentation des charges liées au développement des énergies renouvelables, qui devraient augmenter de 70 % d'ici 2025 selon une étude prospective de la CRE d'octobre 2014 portant sur les énergies renouvelables électriques, la CRE est particulièrement attentive au bon dimensionnement des dispositifs de soutien.

La CRE formule ainsi des recommandations au gouvernement. Dans un rapport publié en avril 2014 sur les coûts et la rentabilité des énergies renouvelables en France métropolitaine, elle a notamment préconisé de recourir de préférence aux appels d'offres plutôt qu'aux tarifs d'achat pour l'ensemble des filières matures. Elle a également recommandé de réviser plus régulièrement le niveau de certains tarifs afin qu'ils reflètent

“La loi de transition énergétique du 18 août 2015 prévoit un objectif de 32 % de renouvelables dans le mix énergétique français à l'horizon 2030.”

l'évolution des coûts, en particulier pour l'éolien terrestre. À cet égard, depuis sa création, la CRE a formulé des recommandations plus spécifiques, filières par filières, sur 36 projets d'arrêtés tarifaires, et a rendu 20 avis défavorables motivés par la mise en évidence d'une rentabilité excessive induite par le tarif proposé.

Le rôle de la CRE s'avère donc primordial, d'une part, en s'assurant que le soutien public aux énergies renouvelables ne donne pas lieu à des rémunérations excessives ; d'autre part, en vérifiant que les tarifs d'obligation d'achat sont adaptés aux réalités technologiques et industrielles des filières de production. À l'avenir, dans le cadre de la récente réforme des mécanismes de soutien aux énergies renouvelables, la CRE renforcera son contrôle sur les coûts des installations en procédant de manière plus systématique à des audits et proposera les évolutions qui en découlent.



Développer efficacement les renouvelables dans les zones insulaires

Les choix historiques dans les zones non interconnectées (ZNI) au réseau électrique continental* ont conduit à un mix énergétique plus carboné qu'en métropole. Le développement des énergies renouvelables constitue désormais un axe prioritaire de la politique énergétique dans ces territoires, avec un objectif de 50 % d'énergies renouvelables dans la consommation d'énergie finale pour 2020 dans les DOM (30 % à Mayotte), alors que l'électricité d'origine fossile représentait 67 % en 2014.



Le développement de l'électricité verte peut être soutenu au moyen de trois dispositifs : les tarifs d'achat, les appels d'offres et les contrats de gré à gré. Ces derniers sont soumis à l'analyse de la CRE et permettent de définir un niveau de soutien adapté aux spécificités du projet et du territoire dans lequel il s'insère. La CRE y est favorable dès lors qu'il n'existe pas de tarif d'achat ou que le niveau de concurrence ne permet pas d'organiser un appel d'offres.

L'intégration des énergies variables représente un enjeu important dans les systèmes électriques de petite taille. La CRE a proposé plusieurs pistes en ce sens – notamment la définition territoire par territoire du seuil à partir duquel le gestionnaire du réseau est autorisé à déconnecter ces installations ou la prise en compte des heures de déconnexion dans la fixation des mécanismes de soutien – et travaille en parallèle à l'élaboration d'une méthodologie permettant la valorisation des installations de stockage.

* Corse, départements et régions d'outre-mer (Guadeloupe, Guyane, Martinique, La Réunion, Mayotte), certaines collectivités d'outre-mer (Saint-Pierre-et-Miquelon, Saint Barthélémy, Saint Martin), les îles bretonnes de Molène, Ouessant, Sein, l'archipel des Glénan et l'île anglo-normande de Chausey.

Accompagner les producteurs vers le marché

La Commission européenne a publié le 1^{er} juillet 2014 de nouvelles lignes directrices sur les aides d'État dans le domaine de l'énergie et de la protection de l'environnement. Elles préconisent que les installations de plus de 500 kW commercialisent directement leur énergie sur le marché en bénéficiant d'une prime complémentaire, et que le bénéfice de celle-ci soit accordé pour les installations de plus de 1 MW à l'issue d'un appel d'offres. Pour assurer la compatibilité des dispositifs de soutien français avec les critères européens, la loi de transition énergétique les a réformés en introduisant le complément de rémunération.

Les producteurs devront désormais commercialiser leur énergie sur le marché de gros de l'électricité. Une prime compensera l'écart entre la rémunération tirée de cette vente et un niveau de rémunération de référence établi selon le type d'installations. Ils deviendront ainsi des acteurs de marché à part entière.



La CRE a déjà rendu 6 avis sur les arrêtés tarifaires sous le nouveau régime d'aides aux producteurs d'énergie verte.

la consultation publique du ministère de l'Énergie en avril 2014, contribué aux groupes de travail mis en place par ce dernier début 2015, et rendu des avis sur les projets de décrets relatifs au complément de rémunération et sur les six premiers projets d'arrêtés tarifaires.

Dans son avis en demi-teinte du 9 décembre 2015, la CRE a formulé plusieurs recommandations pour accompagner au mieux le développement des filières renouvelables, tout en limitant au maximum leur impact sur les charges de service public. Parmi celles-ci, la CRE suggère que le dimensionnement de la prime de gestion doive refléter strictement les coûts induits par



CHARGES DE SERVICE PUBLIC

+ 400 % : augmentation des charges de service public en 15 ans

9,8 Mds € : montant des décisions de la CRE portant sur la CSPE

16 % : part de la CSPE dans la facture TTC d'un consommateur résidentiel en 2016



25
nombre d'appels d'offres instruits par la CRE entre 2004 et 2015, dont **1 492** dossiers reçus en 2015

la vente sur le marché. On notera également, concernant la filière de l'éolien terrestre, que les appels d'offres constituent la voie de développement à privilégier pour assurer l'efficacité économique du soutien public.

Appels d'offres : faire jouer la concurrence pour réduire le coût

Plus généralement, la CRE est favorable à un recours systématique aux appels d'offres pour les filières où le niveau de concurrence est satisfaisant. Comme elle l'a rappelé dans son avis du 3 février 2016 sur le projet de décret réformant la procédure des appels d'offres, ceux-ci permettent de contrôler le rythme de développement des filières et de révéler le niveau de soutien nécessaire à chaque installation. Elle a également préconisé de faire du niveau de soutien demandé par les candidats un critère de sélection prépondérant, afin de faire jouer à plein la concurrence et de réduire le coût du développement des renouvelables pour la collectivité. Enfin, la CRE a plaidé en faveur d'une simplification de la procédure d'appel d'offres et d'une augmentation de ses moyens afin d'être en mesure d'instruire les dossiers dans les délais, dans un contexte où le rythme des appels d'offres s'intensifie.



ÉNERGIES RENOUVELABLES

6,192 GW : parc photovoltaïque fin 2015 (contre 190 MW en 2009)

Objectifs 2023 de développement des énergies renouvelables

- ➔ solaire : entre 18 200 MW et 20 200 MW
- ➔ éolien terrestre : entre 21 800 MW et 25 000 MW



PAROLE À... JEROME DEFLESELLES

Responsable Europe des activités conseil et financement pour les projets d'énergies renouvelables à la Société Générale Corporate & Investment Banking, Membre du conseil d'administration de France Energie Eolienne (FEE)

Dans ce contexte de croissance soutenue, il est nécessaire d'adapter les mécanismes de soutien.

La loi relative à la transition énergétique pour la croissance verte, publiée à l'été 2015, a introduit un nouveau mécanisme de soutien aux énergies renouvelables, prévu pour entrer en vigueur le 1^{er} janvier 2016. Ce dispositif résulte des lignes directrices européennes du 28 Juin 2014, qui prévoient le versement d'un complément de rémunération aux producteurs.

Qu'est-ce que le complément de rémunération ?

Il s'agit d'une prime par mégawattheure, calculée ex-post, qui vient s'ajouter au revenu généré par la vente directe de la production sur le marché de gros de

Comment producteurs et acteurs financiers vont-ils devoir s'adapter ?

L'intégration des énergies renouvelables au marché de l'électricité implique pour les producteurs de s'adapter à de nouvelles contraintes. Par exemple, la responsabilité d'équilibre et la commercialisation de leur production sur le marché. Ces nouvelles responsabilités induiront des coûts et des risques auxquels ils n'ont pas été confrontés jusqu'à ce jour dans le cadre de l'obligation d'achat.

Pour les financeurs et pour les investisseurs, ce nouvel environnement réglementaire est, par nature, plus complexe. Il introduit des incertitudes



Dans ce contexte de croissance soutenue, il est nécessaire d'adapter les mécanismes de soutien

Pourquoi un nouveau dispositif d'aide au développement des énergies renouvelables a-t-il été instauré ?

La refonte des mécanismes de soutien aux énergies renouvelables vise à une meilleure intégration de la production renouvelable au marché et au système électrique.

Alors que la France a signé l'Accord de Paris le 22 avril dernier, les annonces de la ministre de l'Énergie concernant la programmation pluriannuelle de l'énergie (PPE) donnent une feuille de route volontariste pour les énergies renouvelables : 14,3 GW d'éolien terrestre en 2018, puis entre 21,8 et 23,3 GW d'ici 2023. Pour le solaire, l'objectif intermédiaire est de 10,2 GW porté ensuite à 20,2 GW. Quant à l'éolien maritime, la prévision est supérieure à 3 GW d'ici 2020.

l'électricité. Cette prime est proportionnelle à l'énergie produite. À partir de 2017, les États membres seront dans l'obligation d'organiser des appels d'offres pour l'attribution des compléments de rémunération (à l'exception des parcs éoliens dont la puissance est inférieure à 6 mégawatts).

Le complément de rémunération se substituera donc progressivement au dispositif d'obligation d'achat pour certaines filières renouvelables et pour les installations dépassant une certaine taille (puissance installée supérieure à 500 kW). Une période de cohabitation des deux mécanismes de soutien est prévue.

multiples : exposition au risque de marché, solvabilité des acheteurs... Une phase d'adaptation est incontournable.

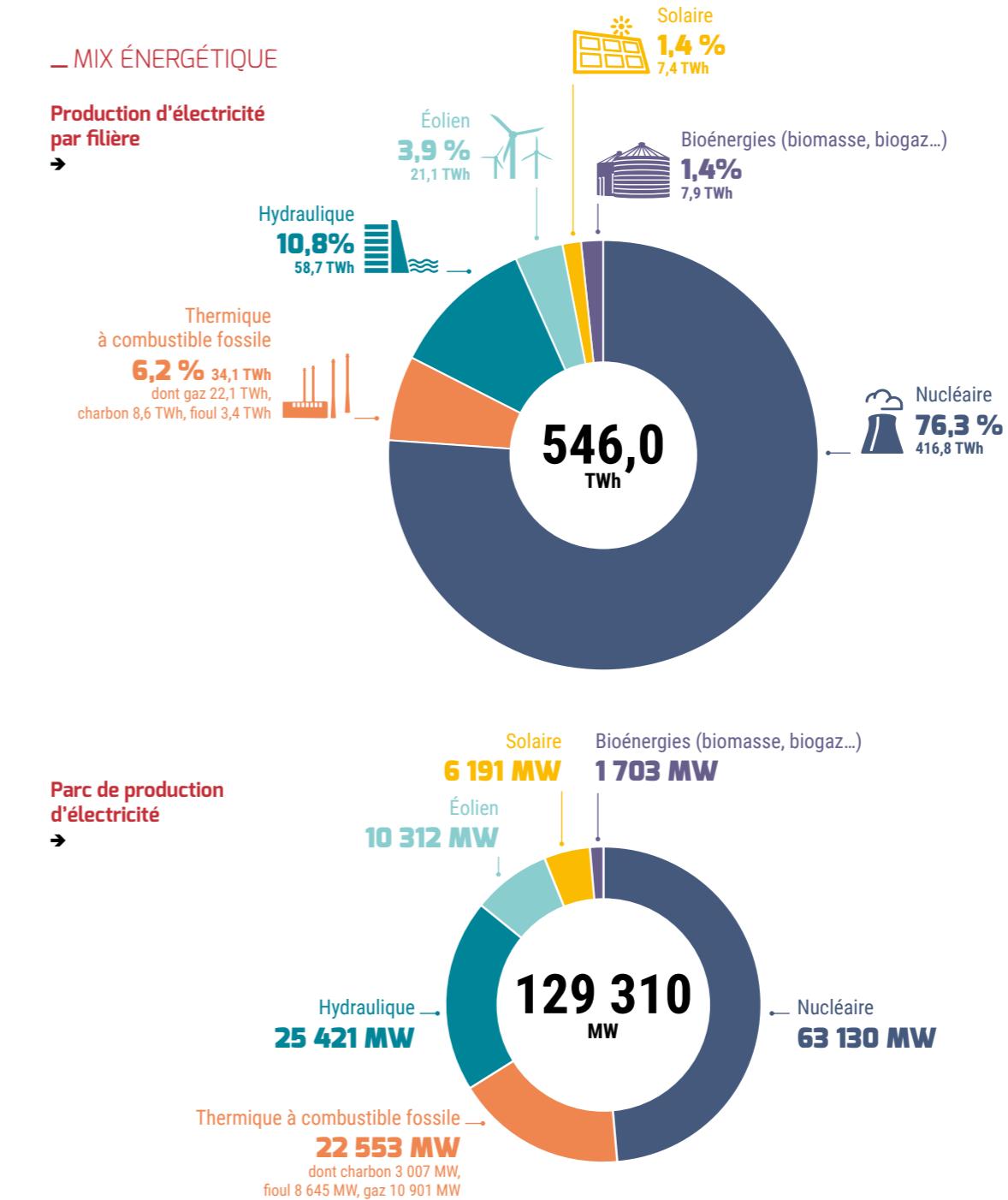
Notons néanmoins que les financeurs ayant un champ d'action dépassant la France sont déjà familiers de ce type de schémas réglementaires puisqu'ils sont opérants dans plusieurs autres pays européens (Allemagne, Grande-Bretagne par exemple).

Dans le cadre des discussions entre professionnels et instances publiques sur le projet de réforme des mécanismes de soutien, les banques ont veillé à proposer des options visant à réduire les incertitudes et donc les risques et ce de manière à s'assurer que les conditions de financement ne soient pas détériorées.

CHIFFRES CLÉS 2015



PANORAMA DE L'ÉNERGIE EN FRANCE

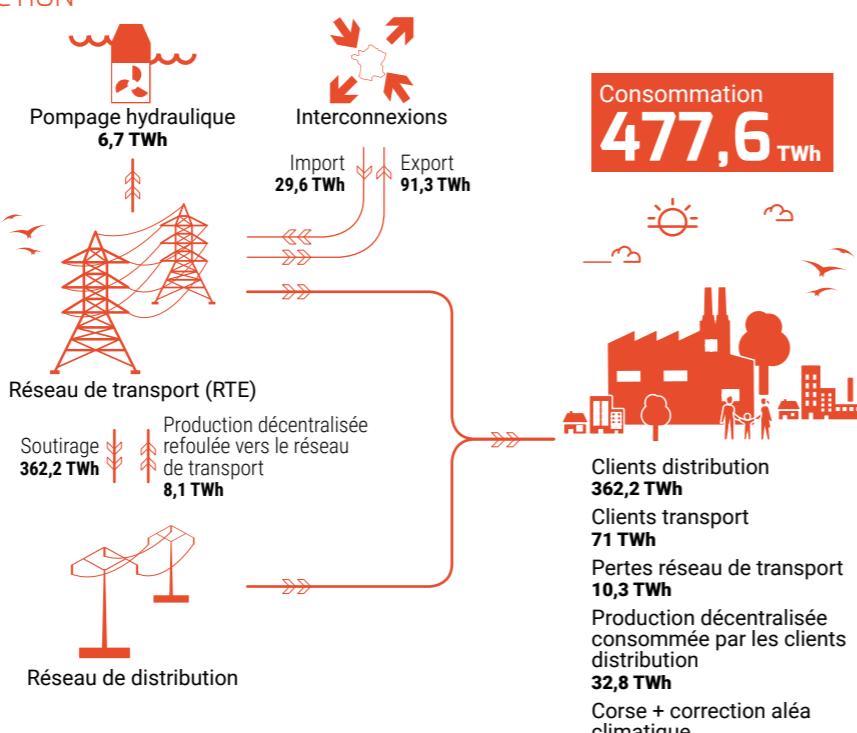


— ÉLECTRICITÉ : DE LA PRODUCTION À LA CONSOMMATION

Production
546,0 TWh

Production centralisée
505,1 TWh

Production décentralisée
40,9 TWh



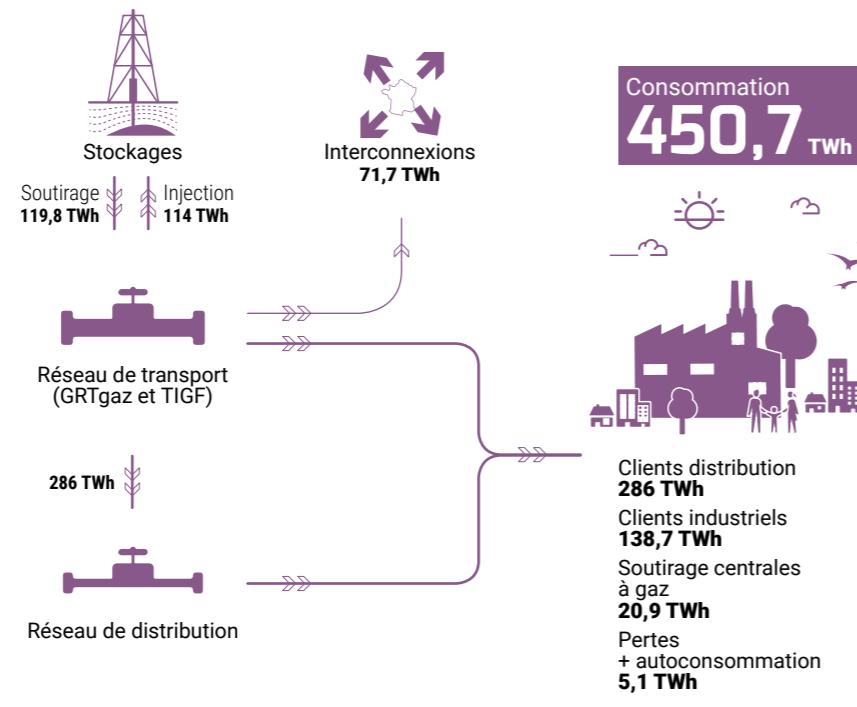
— GAZ : DE L'IMPORTATION À LA CONSOMMATION

Importations
516,4 TWh

Gazoducs
454,4 TWh

Terminaux GNL
61,9 TWh

Biométhane
82 GWh



Consommation
477,6 TWh

Clients distribution
362,2 TWh
Clients transport
71 TWh
Pertes réseau de transport
10,3 TWh
Production décentralisée consommée par les clients distribution
32,8 TWh
Corse + correction aléa climatique
1,3 TWh

LES CONSOMMATEURS RÉSIDENTIELS

NOMBRE DE SITES RÉSIDENTIELS + VOLUME DE CONSOMMATION

Électricité

31,8 millions de sites, 151 TWh (soit 34 % de la consommation totale en France)

Gaz

10,6 millions de sites, 122 TWh (soit 27 % de la consommation totale en France)

NOMBRE DE SITES RÉSIDENTIELS EN OFFRE DE MARCHÉ

Électricité

3 689 000 sites dont 3 680 000 sites chez un fournisseur alternatif (13,9 TWh vs 0,04 TWh fourni en offre de marché par les fournisseurs historiques)

Gaz

4 360 000 sites dont 2 097 000 sites chez un fournisseur alternatif (24,4 TWh vs 25,1 TWh fournis en offre de marché par les fournisseurs historiques)

OFFRE DE MARCHÉ LA MOINS CHÈRE PAR RAPPORT AU TARIF RÉGLEMENTÉ

Électricité

-5 %

économies par rapport au tarif réglementé de vente TTC pour une offre de marché indexée sur le tarif réglementé proposé à Paris (pour un client moyen au tarif base 6 kVA consommant 2,4 MWh par an et pour un client moyen au tarif heures pleines/heures creuses 9 kVA consommant 8,5 MWh par an)

Gaz

-5 % et -8 %

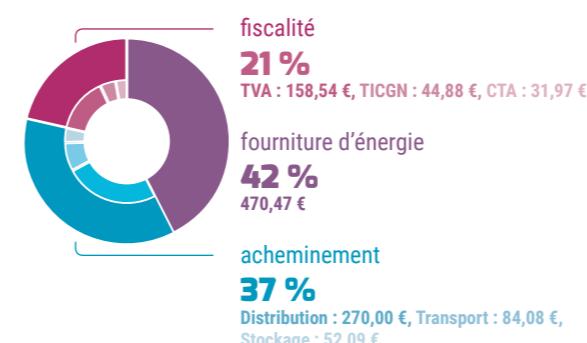
économies par rapport au tarif réglementé de vente TTC pour une offre de marché à prix variable proposée à Paris, d'une part à un client type consommant 750 kWh par an et utilisant le gaz pour cuisiner, et d'autre part à un client type se chauffant au gaz et consommant 17 MWh par an

— RÉPARTITION DE LA FACTURE

Gaz

1 112,03 € TTC/an

pour un client au tarif B1 (usage chauffage, client consommant 17 000 kWh)

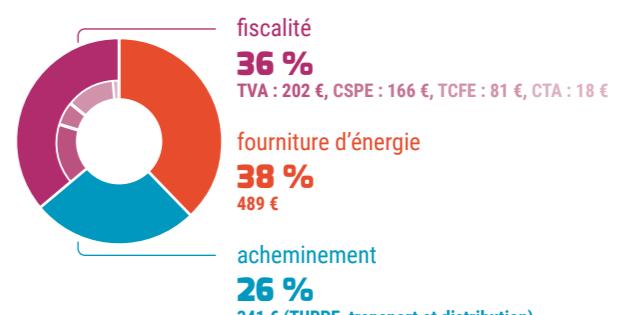


Acheminement : part du tarif réglementé de vente couvrant les coûts de transport, stockage et distribution. Les coûts de transport et de distribution sont déterminés par application des tarifs d'utilisation des réseaux d'électricité (TURPE) et de gaz (ATRD pour la distribution et ATTR pour le gaz) fixés par la CRE. / **Contribution biométhane** : elle permet de financer les charges de service public portant sur l'achat de biométhane injecté dans les réseaux de gaz naturel et son montant est fixé par arrêté après avis de la CRE. Cette contribution est incluse dans la composante fourniture. / **CSPE** : la Contribution aux Charges de Service Public de l'Électricité sert à financer les charges résultant des missions de service public que la loi impose aux fournisseurs, telles que les surcoûts de production d'électricité dans les zones non interconnectées, les politiques de soutien aux énergies renouvelables et le tarif social de l'électricité, dit tarif de première nécessité (TPN). Au 1^{er} janvier 2016, cette taxe a basculé vers la taxe intérieure sur la consommation finale d'électricité (TICFE). / **CTA** : la Contribution Tarifaire d'Acheminement permet de financer les droits spécifiques relatifs à l'assurance vieillesse des personnels relevant du régime des industries électriques et gazières. / **CTSS** : la Contribution au Tarif Spécial de Solidarité permet de financer le tarif social du gaz, dit tarif spécial de solidarité, et son montant est fixé par arrêté après avis de la CRE. Cette contribution est incluse dans la composante fourniture. / **Fourniture** : part du tarif réglementé de vente couvrant l'approvisionnement et les coûts de commercialisation. / **TCFE** : les Taxe sur la Consommation Finale d'Électricité sont définies par chaque commune et chaque département. Elles dépendent de la puissance souscrite et d'un coefficient multiplicateur fixé et voté avant le 1^{er} octobre de chaque année par les conseils municipaux et généraux pour l'année suivante. / **TICGN** : la Taxe Intérieure sur la Consommation de Gaz Naturel est perçue pour le compte des douanes. Depuis le 1^{er} avril 2014, la TICGN s'applique à l'ensemble des consommateurs de gaz naturel, notamment les clients résidentiels (certains usages industriels continueront toutefois à bénéficier de l'exonération). / **TVA** : la Taxe sur la Valeur Ajoutée s'applique à hauteur de : 5,5 % sur la part fixe (y compris la CTA) ; 20,0 % sur la part proportionnelle.

Électricité

1 297,00 € TTC/an

pour un client 9 kVA (client consommant 8 500 kWh, répartis en 54 % heures pleines et 46 % heures creuses)



LES RÉSEAUX

TRANSPORT ET DISTRIBUTION DE GAZ NATUREL

TERMINAUX MÉTHANIERS RÉGULÉS ET LEUR CAPACITÉ DE STOCKAGE

Montoir: capacité de regazéification de 10 milliards de m³ par an et capacité de stockage de GNL de 360 000 m³

Fos Tonkin: capacité de regazéification de 3 milliards de m³ par an et capacité de stockage de GNL de 80 000 m³

Fos Cavaou (Fosmax LNG): capacité de regazéification de 8,25 milliards de m³ par an et capacité de stockage de GNL de 330 000 m³

Dunkerque: capacité de regazéification de 13 milliards de m³ par an et capacité de stockage de GNL de 570 000 m³ (mise en service prévue courant 2016)

GESTIONNAIRES DE RÉSEAUX DE TRANSPORT (GRT)

GRtgaz

600 TWh acheminés

- 32 000 km de réseaux

- 768 clients industriels actifs (12 centrales à gaz)

TIGF

80 TWh acheminés

- 5 000 km de réseaux

- 120 clients industriels (aucune centrale à gaz)

GESTIONNAIRES DE RÉSEAUX DE DISTRIBUTION (GRD)

26 GRD

dont GRDF (sur 95 % du territoire)

286 TWh acheminés

- 205 000 km de réseaux

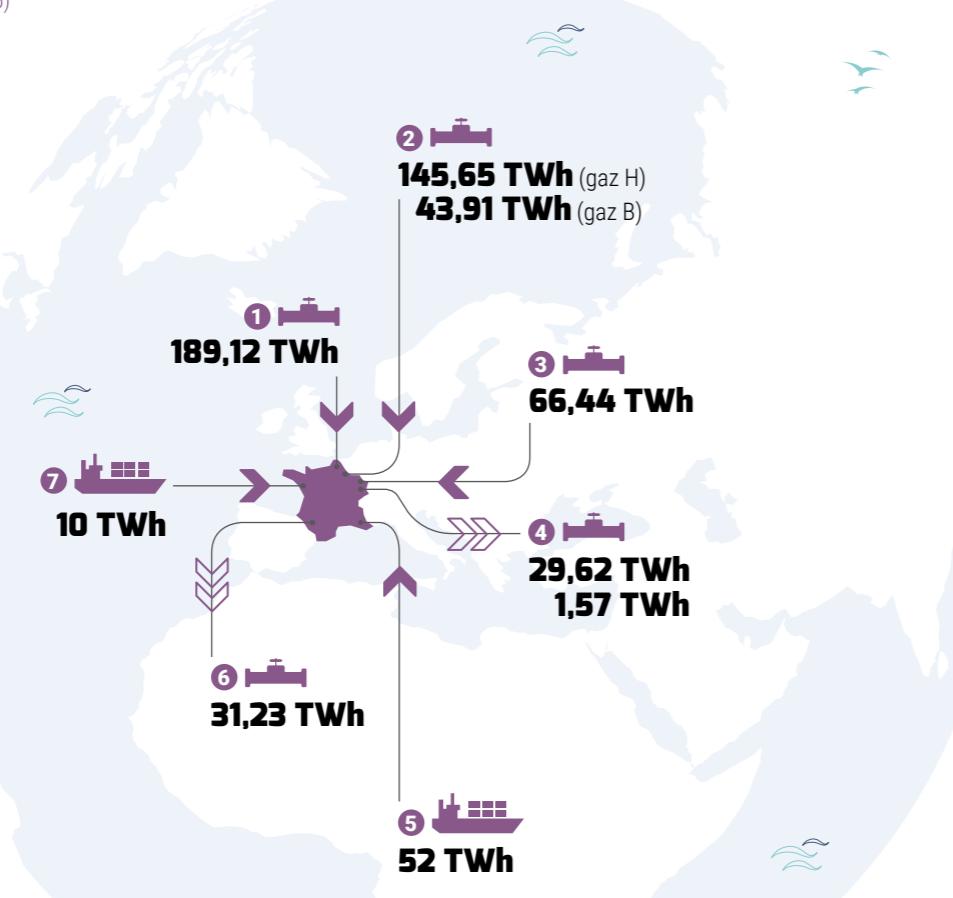
- 11,4 millions de clients

BILAN DES IMPORTS ET EXPORTS

Solde des échanges net

444,6 TWh

Capacités d'interconnexion
3 585 GWh/j en entrée
658 GWh/j en sortie



- ① Dunkerque
- ② Tasnières
- ③ Obergailbach
- ④ Oltingue & Jura
- ⑤ Fos-sur-Mer
- ⑥ Larrau + Biriatou
- ⑦ Montoir-de-Bretagne

TRANSPORT ET DISTRIBUTION D'ÉLECTRICITÉ

GESTIONNAIRES DE RÉSEAUX DE TRANSPORT (GRT)

RTE

513,3 TWh acheminés (hors énergie pompée par les STEP)

- 105 000 km de réseaux

- 258 clients industriels

GESTIONNAIRES DE RÉSEAUX DE DISTRIBUTION (GRD)

196 GRD

dont ERDF (sur 95 % du territoire)

403,1 TWh acheminés

- 1,4 million de km

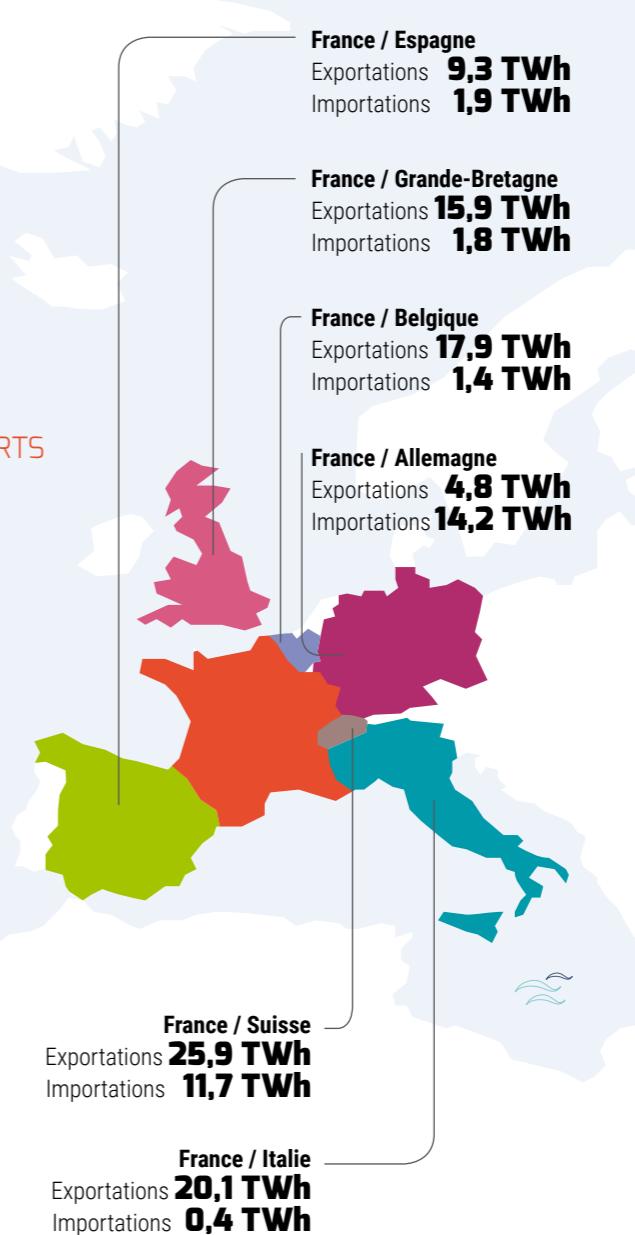
- 36,8 millions de clients

BILAN DES IMPORTS ET EXPORTS

Solde des échanges net

62,3 TWh

Capacités d'interconnexion
9,8 GW en entrée
13,5 GW en sortie



LES MARCHÉS DE GROS

VOLUMES ÉCHANGÉS SURVEILLÉS PAR LA CRE

Total électricité et gaz

1 790 TWh

soit 60,9 milliards d'euros

Électricité

1 400 TWh

soit 53 milliards d'euros

Gaz

390 TWh

soit 7,9 milliards d'euros

PRIX SPOT MOYENS

Électricité

38,48 €/MWh

Gaz

au PEG Nord
20,1 €/MWh

Le présent document a pour seule vocation d'informer le public des activités de la CRE. Seules les délibérations de la CRE font foi.
Toute reproduction, même partielle, et sous quelque forme que ce soit, est interdite, sauf accord préalable écrit de la CRE.
Ce document est téléchargeable sur le site Internet de la CRE, www.cre.fr.

Conception graphique et réalisation :
Julie Lamy et Cédric Pabolleta

Crédits photos : couverture, pp. 10, 17, 32 : © EDF - Cornut Cyrus ; p. 5 : Roudeix Sandrine ;
p. 14 : © Médiathèque RTE - Cargill Jérôme ; p. 20 : © EDF - Matheron Balay Eric ; p. 21, p. 29 : © EDF - Eranian Philippe ;
p. 25 : © ERDF Médiathèque - Dias Jean Lionel ; p. 28 : © EDF - Pirard Olivier ; p. 30 : © ERDF Médiathèque - Chevreau François

Illustrations pp. 15, 19, 23, 27, 31 :
Bedouel Fabien

Impression :
Imprimerie Grafik plus



Fin de rédaction des textes en juin 2016

Achevé d'imprimer en juin 2016

ISSN : 1771-3188



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