



COMMISSION
DE RÉGULATION
DE L'ÉNERGIE



Rapport d'activité 2010



COMMISSION
DE RÉGULATION
DE L'ÉNERGIE



Rapport d'activité
2010



Le message du collège

Dans un contexte de tension sur l'offre et la demande en énergie, la régulation est nécessaire pour protéger l'intérêt collectif et éviter la spéculation.

Ce rapport de la Commission de régulation de l'énergie (CRE) nouvelle formule est plus clair pour tous ceux qui s'intéressent au secteur de l'énergie.

L'énergie est au cœur de l'évolution de la vie en société. C'est pourquoi il est essentiel de donner au citoyen les moyens d'en saisir les enjeux.

L'année 2010 a été tout d'abord marquée par le vote de la loi sur la nouvelle organisation du marché de l'électricité (loi Nome) qui confère à la CRE de nouvelles missions et modifie sa gouvernance en instaurant un collège de cinq membres à temps plein.

L'année 2010 et ces récents mois ont aussi été marqués par des mouvements forts dans le secteur de l'énergie : hausse des prix des approvisionnements, développement des énergies renouvelables, jusqu'à la catastrophe de Fukushima et les interrogations qui en découlent sur la sûreté nucléaire.



De gauche à droite :

Frédéric Gonand,
Philippe de Ladoucette
(président),
Olivier Challan Belval,
Jean-Christophe Le Duigou
et Michel Thiollière.

© François Daburon

La demande mondiale en énergie progresse vigoureusement. Ce constat impose d'avoir recours à toutes les formes d'énergie et de diversifier le mix énergétique pour faire face aux besoins de nos économies. Le développement d'énergies nouvelles (éolien, photovoltaïque, biomasse, etc.) est donc souhaitable même s'il rencontre des difficultés de divers ordres, notamment de financement.

La sécurité d'approvisionnement reste un enjeu majeur pour la France et l'Europe. Les participants au Forum mondial de Montréal en septembre 2010 ont rappelé la nécessité de faire face à la demande en énergie et, dans le même temps, d'assurer à nos concitoyens le maximum de sécurité, de protection de notre environnement et des prix performants.

Dans ce contexte de tension sur l'offre et la demande en énergie, la régulation est nécessaire pour protéger l'intérêt collectif et éviter la spéculation. La régulation doit toujours promouvoir une approche économiquement rationnelle : à un prix doit correspondre une réalité physique. La CRE et l'Autorité des Marchés Financiers (AMF) ont ainsi mis en place une coopération unique en Europe pour surveiller les marchés de quotas de CO₂, dont les producteurs d'électricité et de gaz sont des acteurs importants.

La France concourt activement à la mise en œuvre du marché européen de l'énergie en défendant une approche raisonnée. Ainsi, dans le cadre du Conseil européen des régulateurs de l'énergie (CEER) et de la toute nouvelle Agence de coopération des régulateurs de l'énergie (ACER),

la CRE s'efforce de promouvoir l'harmonisation plutôt que l'uniformisation en matière d'organisations de marchés ou de structures de réseaux. L'élaboration des codes de réseau, qui harmonisent les règles de fonctionnement des marchés de l'électricité et du gaz, illustre cette démarche.

L'ouverture des marchés doit se faire au bénéfice du consommateur final. C'est dans cette perspective que la CRE a ouvert des chantiers importants, dont la mise en œuvre des compteurs communicants en gaz et en électricité pour améliorer sensiblement l'information du consommateur et lui donner toute liberté pour mieux consommer et mieux choisir son fournisseur ou bien encore favoriser une plus grande qualité du service de l'électricité partout sur le territoire. ●

“ La CRE s'efforce de promouvoir l'harmonisation plutôt que l'uniformisation en matière d'organisations de marchés ou de structures de réseaux. ”

Sommaire

➤ Le fonctionnement de la CRE et l'activité du CoRDiS	6
➤ Électricité et gaz : bilan du marché de détail	14
➤ Les réseaux électriques intelligents	18
➤ Le développement de la filière photovoltaïque en France	30
➤ Le prix du gaz : construction et évolution	40
➤ Le marché européen du carbone	50
➤ La sécurité d'approvisionnement	62
➤ Annexes	74

Le fonctionnement de la CRE et l'activité du CoRDiS

1. LES COMPÉTENCES ET L'ORGANISATION DE LA CRE

1.1. Présentation de la CRE

La Commission de régulation de l'énergie (CRE) est une autorité administrative indépendante qui régule le secteur de l'énergie en France. Elle a été créée en 2000, à l'occasion de l'ouverture à la concurrence des marchés de l'énergie.

La CRE a pour mission générale de « *concourir, au bénéfice des consommateurs finals, au bon fonctionnement des marchés de l'électricité et du gaz naturel* ». Elle dispose d'un statut garantissant l'indépendance de ses missions.

Elle participe à la mise en place de la nouvelle organisation du marché de l'énergie (loi Nome) en assumant des missions décisives pour renforcer la concurrence sur les marchés, favoriser l'insertion des énergies renouvelables dans les réseaux et encourager la maîtrise de la demande d'énergie par la mise en place des réseaux du futur ou Smart grids.

En accompagnant ces évolutions, la CRE s'inscrit comme un acteur-clé du monde de l'énergie et conforte sa légitimité en tant que régulateur du secteur de l'énergie.

La CRE est organisée par les lois du 10 février 2000, du 3 janvier 2003, du 9 août 2004 et du 7 décembre 2006, qui ont transposé les directives européennes de 1996, 1998 et 2003 relatives au marché intérieur de l'électricité et du gaz naturel.

Les membres du collège de la CRE définissent les grandes orientations, adoptent des avis et des décisions. Depuis l'adoption de la loi Nome le 7 décembre 2010, le collège de la CRE est composé de cinq membres à temps complet, nommés en raison de leurs compétences dans les domaines juridique, économique et technique. Leur mandat est irrévocable et ne peut pas être renouvelé.

277
séances de
commission
tenues en 2010.

Les moyens financiers de la CRE sont inscrits au budget de l'Etat. Le budget alloué à la CRE en 2010 est resté au niveau de celui de l'année 2009, soit 20 millions d'euros, dont 11,9 millions d'euros pour les crédits de personnels et 8,1 millions d'euros au titre des crédits de fonctionnement.

Ce budget est identique pour l'année 2011.

1.2. Les missions de la CRE

La CRE informe l'ensemble des consommateurs

La CRE veille à renforcer la confiance des consommateurs sur le fonctionnement des marchés en développant la concertation avec leurs représentants, et les outils de surveillance du marché de détail tels que l'observatoire des marchés. Elle élaboré et perfectionne des outils d'information avec le média-tueur national de l'énergie, tels que le site Internet Energie-Info (www.energie-info.fr) et le comparateur d'offres proposées par les fournisseurs.

La CRE veille au bon fonctionnement des marchés de détail

La CRE organise les travaux des instances de concertation réunissant l'ensemble des parties prenantes (représentants des consommateurs, fournisseurs, gestionnaires de réseaux, autorités concédantes et pouvoirs publics) et contrôle les expérimentations de systèmes de comptage évolués.

La CRE émet également des avis sur les tarifs réglementés de vente d'électricité et de gaz, en particulier sur les tarifs de vente en faveur des personnes en situation de précarité.

186
délibérations

rendues en 2010.

Depuis l'adoption de la loi Nome, la CRE est en charge de la fixation des tarifs de l'accès régulé à l'électricité nucléaire historique (ARENH) pour les opérateurs fournissant les consommateurs finals.

La CRE surveille les transactions effectuées sur les marchés de gros, organisés ou non, d'électricité et de gaz naturel, ainsi que les échanges aux frontières

L'action de la CRE vise à détecter, par l'analyse des prix et des décisions des acteurs, tout comportement paraissant anormal. Ainsi, en matière de marchés du CO₂, la CRE exerce, en coopération avec l'Autorité des marchés financiers (AMF), une surveillance des transactions réalisées par les acteurs du marché de l'électricité et du gaz. En rassurant les intervenants, l'action de la CRE favorise le développement des transactions et renforce la capacité du marché à donner des signaux de prix pertinents.

La CRE concourt 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 met en œuvre les appels d'offres lancés par le ministre chargé de l'énergie dans le cadre de la programmation pluriannuelle des investissements (PPI) de production d'électricité. Elle émet des avis sur les tarifs d'achat de l'électricité produite par cogénération ou à partir d'énergies renouvelables et gère le dispositif de compensation des fournisseurs supportant des charges de service public.

La CRE veille au bon fonctionnement et au développement des réseaux d'électricité et de gaz et garantit le droit d'accès aux réseaux publics d'électricité et aux réseaux et installations de gaz naturel

Jusqu'à présent, la CRE proposait aux ministres chargés de l'économie et de l'énergie les tarifs d'utilisation des réseaux de transport, de distribution d'électricité et de gaz, et des terminaux méthaniers. Avec la transposition du 3^e paquet énergie, la CRE fixera les méthodologies utilisées pour établir ces tarifs et délibérera sur leur évolution. Elle sera ainsi pleinement compétente en la matière.

La CRE règle, par l'intermédiaire du comité de règlement des différends et des sanctions (CoRDIs), les différends relatifs à l'accès et à l'utilisation des réseaux publics d'électricité et de gaz et des installations de gaz naturel (*cf. p.10*). Elle peut sanctionner, le cas échéant, les manquements aux obligations qui pèsent sur les gestionnaires, opérateurs, exploitants ou utilisateurs d'une infrastructure d'électricité ou de gaz.

La CRE encadre et contrôle l'indépendance des gestionnaires de réseaux. Elle approuve les programmes d'investissement des gestionnaires de réseaux de transport, aussi bien en électricité qu'en gaz naturel, et les principes de séparation juridique et comptable entre les activités de transport, de fourniture et de distribution, en veillant au respect des codes de bonne conduite et à l'indépendance de ces gestionnaires.

La CRE supervise l'organisation du mécanisme d'ajustement sur les réseaux d'électricité ainsi que le fonctionnement de l'équilibrage des réseaux de transport de gaz naturel, et approuve, en étroite collaboration avec les régulateurs de l'ensemble des États membres, des méthodes de calcul et d'allocation des capacités aux interconnexions.

8 consultations publiques

lancées en 2010.

La CRE prend également des décisions réglementaires en ce qui concerne les conditions techniques et financières de raccordement aux réseaux publics d'électricité et de gaz naturel, notamment en approuvant les procédures de traitement des demandes de raccordement au réseau public de transport d'électricité, des installations des utilisateurs et des réseaux publics de distribution.

La CRE contribue à la construction du marché européen de l'électricité et du gaz par l'amélioration et l'harmonisation des règles d'accès aux réseaux

En tant que membre du Groupe des régulateurs européens pour l'électricité et le gaz (ERGEG) et, depuis le 3 mars 2011, de l'Agence de coopération des régulateurs de l'énergie (ACER), la CRE participe activement aux travaux européens relatifs à l'intégration des marchés de l'énergie. Ces travaux vont s'intensifier avec le développement, prévu par le 3^e paquet énergie, des codes de réseau qui régiront les questions sur les échanges transfrontaliers et l'intégration des marchés.

La CRE est également impliquée dans les initiatives régionales Électricité et Gaz, visant une meilleure gestion des échanges transfrontaliers et l'émergence de marchés régionaux.

102 auditions

menées en 2010.

La CRE entretient un dialogue permanent avec les acteurs de l'énergie. Elle fait preuve de transparence en rendant systématiquement publiques ses décisions, et s'attache, chaque fois que cela est possible, à donner de la visibilité aux opérateurs, notamment en matière de tarification.

1.3. Les ressources humaines

Moyens humains

Le plafond d'emplois de la CRE est égal à 131 ETPT (équivalent temps plein travaillé) depuis 2008. Il s'avère notoirement insuffisant au regard des nouvelles missions attribuées dans la loi Nome et la mise en œuvre du 3^e paquet énergie réformant le marché intérieur de l'énergie.

Recrutement

La parité homme/femme est strictement respectée dans les services de la CRE.

La CRE est aujourd'hui reconnue dans le paysage institutionnel français pour la qualité de son expertise qui repose sur le recrutement de spécialistes de haut niveau. Depuis quelques années, des profils plus diversifiés sont recherchés : outre les ingénieurs (30 %), sont également recrutés des universitaires (34 %), des diplômés issus d'écoles de commerce (21 %) ou d'instituts d'études politiques (5 %). La CRE recrute aussi de jeunes diplômés sortant de l'école ou en début de carrière. En outre, six des douze stagiaires accueillis en 2010 ont été embauchés à l'issue de leur stage.

La CRE s'efforce également de proposer à ses collaborateurs des parcours individualisés au sein de ses services en favorisant la mobilité et la promotion interne.

Par ailleurs, des actions de « campus management » sont menées, de même que des échanges avec les réseaux d'anciens collaborateurs.

“En 11 ans, la CRE n'a cessé de voir ses missions croître. L'adoption de la loi Nome étend son champ de compétences et confirme son expertise.”

Formation

En matière de formation continue, la CRE mène une politique volontariste afin d'adapter chacun de ses collaborateurs aux évolutions de leur emploi et au développement de leur carrière au moment de leur sortie afin qu'ils puissent partir pour des postes à responsabilité.

Un budget de 101 260 euros a été consacré à la formation en 2010. 76 agents ont suivi une ou plusieurs formations, ce qui représente un total de 142 actions de formation menées.

Rémunération

La CRE s'efforce, dans la mesure des crédits dont elle dispose (11,9 millions d'euros de crédits de personnels), d'offrir des rémunérations en cohérence avec celles du secteur de l'énergie.

Il est proposé aux agents une rémunération fixe qui tient compte de la formation initiale, de l'expérience professionnelle et de la sensibilité du poste occupé, mais aussi une part variable attribuée en fonction de la performance, tel que cela se pratique dans les entreprises du secteur.

**35,6
ans**

Moyenne d'âge
(hors collège
et CoRDIs).

2. LE COMITÉ DE RÈGLEMENT DES DIFFÉRENDS ET DES SANCTIONS (CoRDIS)

Créé en 2007, le comité de règlement des différends et des sanctions (CoRDIS) exerce les compétences de la CRE en matière de règlement des différends relatifs à l'accès et à l'utilisation des réseaux publics d'électricité et de gaz naturel et en matière de sanctions. Il est distinct du collège de la CRE.

Le CoRDIS est compétent pour régler, dans leurs aspects techniques et financiers, les différends « *entre les gestionnaires et les utilisateurs des réseaux publics de transport ou de distribution d'électricité, entre les opérateurs et les utilisateurs des ouvrages de transport et de distribution de gaz naturel, entre les exploitants et les utilisateurs des installations de stockage de gaz naturel ou entre les exploitants et les utilisateurs des installations de*

gaz naturel liquéfié, ou entre les exploitants et les utilisateurs des installations de transport et de stockage géologique de dioxyde de carbone, lié à l'accès auxdits réseaux, ouvrages et installations ou à leur utilisation [...] ».

En matière de sanction, le CoRDIS exerce les attributions de la CRE. Il peut se saisir d'office ou être saisi par le ministre chargé de l'énergie ou de l'environnement, par une organisation professionnelle, par une association agréée d'utilisateurs ou toute autre personne concernée. Il peut également se prononcer au terme d'une enquête administrative menée par des agents de la CRE.

Le CoRDIS a été créé par l'article 5 de la loi du 7 décembre 2006 relative au secteur de l'énergie dont les dispositions figurent aujourd'hui aux articles 38 et 40 de la loi du 10 février 2000 consolidée.



De gauche à droite :

Roland Peylet,
Sylvie Mandel,
Pierre-François Racine
(président du CoRDIS)
et Dominique Guirimand.

© François Daburon

Le CoRDIS, 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'énergie, clé de l'ouverture à la concurrence.

Le CoRDIS est composé de deux conseillers d'État désignés par le vice-président du Conseil d'État (Pierre-François Racine et Roland Peylet) et de deux conseillers à la Cour de cassation désignés par le premier président de la Cour de cassation (Dominique Guirimand et Sylvie Mandel). Pierre-François Racine a été nommé président du CoRDIS par décret.

Au cours de l'année 2010, le CoRDIS a rendu onze décisions. Trois décisions méritent particulièrement d'être signalées.

2.1. Les fournisseurs ne devront plus supporter les impayés des consommateurs pour la part acheminement de leur facture d'électricité

Par une décision du 22 octobre 2010, le CoRDIS a été saisi par Direct Énergie d'une demande de modification du contrat GRD-F afin de ne plus supporter les impayés des consommateurs pour la part acheminement de leur facture d'électricité.

Pour pouvoir proposer à ses clients un contrat unique englobant, comme un contrat au tarif réglementé, la fourniture de l'électricité et l'accès au réseau de distribution d'électricité, un fournisseur doit avoir au préalable conclu avec le gestionnaire du réseau un contrat dénommé « contrat GRD-F », sorte de contrat-cadre qui détermine les obligations réciproques du fournisseur et du gestionnaire du réseau, mais également des clients, en matière d'accès au réseau. Dans le système du contrat unique, le fournisseur facture au client la part fourniture qu'il conserve et la part acheminement qu'il doit reverser au distributeur.

Toutefois, les clauses du contrat GRD-F actuellement en vigueur et conclu par chacun des fournisseurs avec ERDF font obligation aux fournisseurs de supporter la totalité de la charge des impayés, y compris pour la part acheminement revenant à ERDF.

Constatant une augmentation importante des impayés de ses clients, l'un des fournisseurs

d'électricité, Direct Énergie, a contesté devant le CoRDIS le droit pour ERDF de lui faire supporter la part des impayés correspondant à l'acheminement. Direct Énergie a également contesté d'autres clauses du contrat GRD-F.

S'appuyant sur une précédente décision (décision du 7 avril 2008, Direct Énergie, Gaz de France, Elettrabel France et Poweo c/ ERDF), le CoRDIS a estimé que les fournisseurs, lorsqu'ils réalisent des tâches ou supportent des coûts pour le compte du gestionnaire de réseau dans le cadre du contrat unique, doivent être placés dans une situation équivalente à celle du gestionnaire de réseau lorsque ce dernier est directement lié au consommateur par un contrat CARD (contrat d'accès au réseau de distribution).

Ce principe étant posé, le CoRDIS, sans accepter toutes les demandes de Direct Énergie, a décidé qu'aucune disposition de la législation en vigueur n'autorisait ERDF à faire supporter par le fournisseur la charge d'un risque d'impayés pour la part revenant au distributeur.

Le CoRDIS a donc conclu que, pour reverser au gestionnaire de réseau les sommes dues au titre de l'utilisation du réseau, le fournisseur devait les avoir préalablement récupérées auprès du client final, sauf dans le cas où il ne se serait pas comporté en créancier diligent. Il a invité ERDF à modifier le contrat GRD-F en ce sens. En définitive, le CoRDIS a donné un délai de deux mois à ERDF pour transmettre à Direct Énergie un nouveau contrat GRD-F conforme à sa décision.

2.2. Le rachat de l'électricité produite dans le cadre du régime légal de l'obligation d'achat n'est pas subordonné à un raccordement direct des installations de production au réseau public de transport

Le 12 juillet 2010, le CoRDiS a rendu une importante décision dans un litige opposant des producteurs éoliens à la société RTE quant au raccordement de leur installation de production au réseau public de transport d'électricité.

Ce projet, développé par la société SEPE Le Nouvion, se répartissait sur cinq sites de production. Sur ces sites étaient installés les parcs éoliens des sociétés Saint-Riquier 1 et Saint-Riquier 2, d'une puissance unitaire inférieure à 12 MW, afin de permettre la conclusion de contrats d'achat. La société RTE refusait le raccordement indirect de ces sociétés, notamment au motif que la convention de raccordement signée par la société SEPE Le Nouvion ne pouvait être exécutée, faute pour cette société d'avoir conservé la qualité de producteur, transférée aux deux sociétés Saint-Riquier 1 et Saint-Riquier 2.

Le CoRDiS a d'abord décidé qu'il n'était pas nécessaire d'être producteur pour pouvoir être raccordé au réseau de transport, puis il a répondu par l'affirmative à la question de savoir si une société gérant un réseau privé, dont l'objet est notamment d'injecter sa production d'électricité sur le réseau public de transport, doit être considérée comme un utilisateur de réseau public au sens de la directive du 26 juin 2003 et du décret du 27 juin 2003.

Il a estimé en conséquence que la société RTE ne pouvait opposer un refus d'accès à son réseau, sauf motif légitime.

Le CoRDiS a réaffirmé lors de ce différend le principe selon lequel le raccordement des producteurs est une des missions des gestionnaires de réseaux de transport, et qu'aucune disposition de la loi n° 2000-108 du 10 février 2000 « n'oblige à un raccordement direct des installations de production au réseau public de transport et ni cette même loi,

11 décisions

rendues en 2010.

ni aucun texte pris pour son application, ne subordonne le rachat de l'électricité produite dans le cadre du régime légal de l'obligation d'achat à un raccordement direct des installations de production au réseau public de transport. »

Le CoRDiS estime ensuite que le service public de l'électricité doit être assuré par les gestionnaires de réseaux, dans les meilleures conditions de prix, et ce afin de permettre aux producteurs l'exercice effectif de leur droit de bénéficier d'un contrat d'obligation d'achat.

Le CoRDiS a conclu en enjoignant RTE de transmettre une convention d'exploitation et un contrat d'accès au réseau public de transport pour la mise en service du raccordement du réseau privé constitué par les sociétés SEPE Le Nouvion, Saint-Riquier 1 et Saint-Riquier 2.

Le CoRDiS doit être saisi d'un différend portant sur l'accès aux réseaux et leur utilisation : il ne suffit pas qu'un différend oppose un utilisateur de réseau à son gestionnaire pour que le comité soit compétent.

2.3. Le gestionnaire de réseau public de distribution doit assumer les conséquences d'une application irrégulière des procédures de traitement des demandes de raccordement

La société JUWI souhaitait développer un projet de centrale photovoltaïque au sol situé sur le territoire de la commune de Saint-François en Guadeloupe. Dès 2008, cette société a donc adressé à la direction des Systèmes énergétiques insulaires (SEI) de la société EDF, gestionnaire du réseau local de distribution, des demandes d'études détaillées en vue du raccordement au réseau public de distribution d'électricité de six projets de centrale photovoltaïque au sol, ainsi qu'un récépissé de dépôt d'une déclaration préalable à des travaux ou aménagements non soumis à permis de construire.

La société EDF a enregistré cette demande fin décembre 2008, sans inscrire toutefois le projet en file d'attente au motif que n'était pas jointe copie de la demande d'autorisation d'exploiter. Finalement, après la signature de la proposition technique et financière par la société JUWI en 2009, la société EDF a demandé à la société JUWI en janvier 2010 la fourniture du document d'urbanisme pour les installations de production relatives à six projets photovoltaïques. Ce n'est qu'à cette date que le projet a été admis en file d'attente.

La société JUWI a donc saisi le CoRDIS aux fins, notamment, de faire constater qu'en exigeant un titre d'exploitation, et non pas un titre d'urbanisme pour l'entrée en file d'attente de son projet de raccordement, la société EDF a fait une application irrégulière de sa procédure de traitement des demandes de raccordement.

Le CoRDIS a d'abord décidé qu'un poste de livraison fait partie intégrante de l'installation de production et ne constitue pas un ouvrage de raccordement

**17
saisines
reçues en 2010.**

au sens de l'article 2 du décret du 28 août 2007 pris sur le fondement de l'article 23-1 de la loi du 10 février 2000 et qu'en l'espèce une autorisation d'urbanisme était bien requise.

Le CoRDIS a estimé qu'au regard de l'article 4.9 de la procédure de traitement des demandes de raccordement des installations de production d'électricité aux réseaux publics de distribution de la société ERDF, appliquée par la société EDF, le projet d'installation de production photovoltaïque de la société JUWI pouvait entrer en file d'attente dès lors qu'était produite une copie de la déclaration de travaux ou de la mention de notification de prescriptions, conformément à l'article R 421-9 du code de l'urbanisme dans sa rédaction issue du décret du 5 janvier 2007.

Le comité en a tiré la conséquence suivante : l'entrée en file d'attente du projet de la société JUWI a été retardée en raison d'une demande non justifiée de copie de récépissé de déclaration d'exploitation par la société EDF. Le projet de la société JUWI doit donc être regardé comme entré en file d'attente à la date de réception du récépissé de déclaration préalable relative au poste de livraison, soit le 18 décembre 2008. En outre, la société JUWI ne saurait assumer les conséquences, notamment financières, de ce retard.

Ainsi, le CoRDIS a décidé que les coûts résultant des travaux d'adaptation d'ouvrages en HTA (haute tension A), des travaux de renforcement du réseau HTB (haute tension B), des périodes d'effacement, et la durée des heures de déconnexion imposés au projet de Saint-François devront être à nouveau évalués par la société EDF en se fondant sur la date du 18 décembre 2008. ●

Électricité et gaz bilan du marché de détail

► Sites résidentiels

Sur le marché de l'électricité, le nombre de clients résidentiels en offre de marché a augmenté de 13 % (+ 186 000 sites) en 2010 contre 100 % (+ 700 500 sites) en 2009.

Sur le marché du gaz, le nombre de clients résidentiels en offre de marché a progressé de 11 % en 2010 (+ 125 000 sites), contre 33 % (+ 286 000 sites) en 2009.

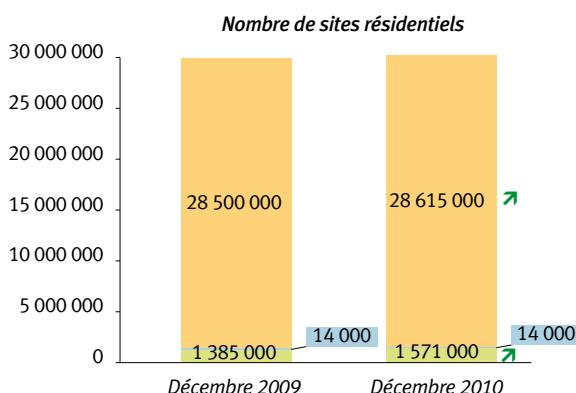
► Sites non résidentiels

Sur le marché de l'électricité, le nombre de sites non résidentiels en offre de marché a diminué de 3 % au cours de l'année 2010 (- 24 000 sites).

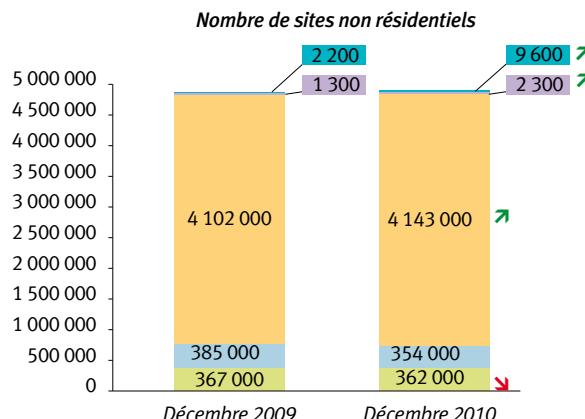
Sur le marché du gaz, le nombre de sites non résidentiels en offre de marché a augmenté de 11 % (+ 26 000 sites).



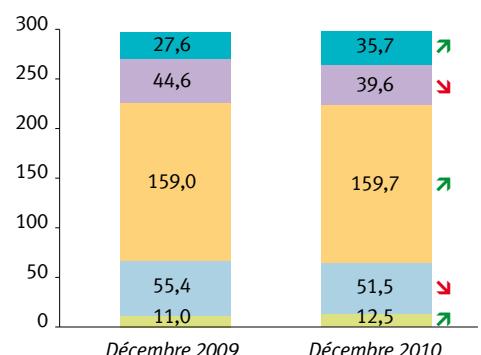
BILAN DU MARCHÉ DE DÉTAIL DE L'ÉLECTRICITÉ



Consommation des sites résidentiels (TWh)



Consommation des sites non résidentiels (TWh)



■ Sites aux tarifs réglementés

■ Sites en offre de marché alimentés par les fournisseurs historiques

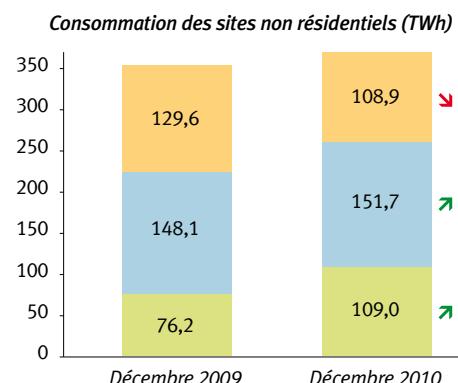
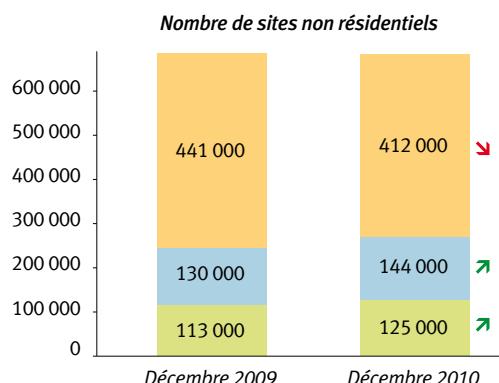
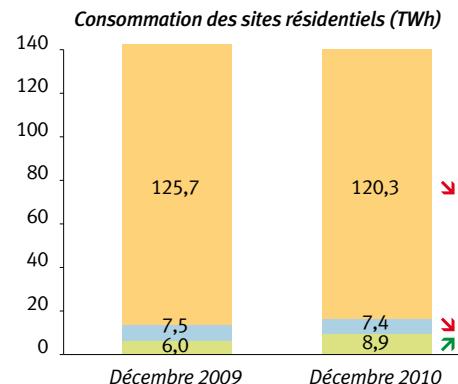
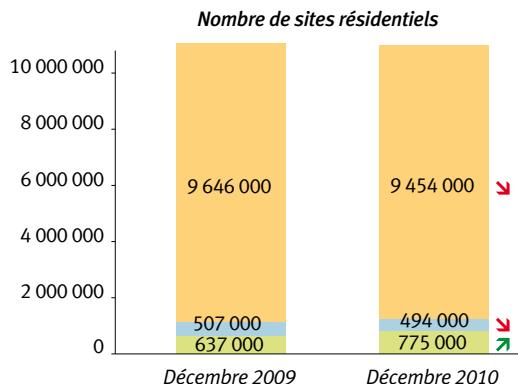
■ Sites en offre de marché alimentés par les fournisseurs alternatifs

■ Sites au TaRTAM alimentés par les fournisseurs historiques

■ Sites au TaRTAM alimentés par les fournisseurs alternatifs



BILAN DU MARCHÉ DE DÉTAIL DU GAZ



■ Sites aux tarifs réglementés

■ Sites en offre de marché alimentés par les fournisseurs historiques

■ Sites en offre de marché alimentés par les fournisseurs alternatifs

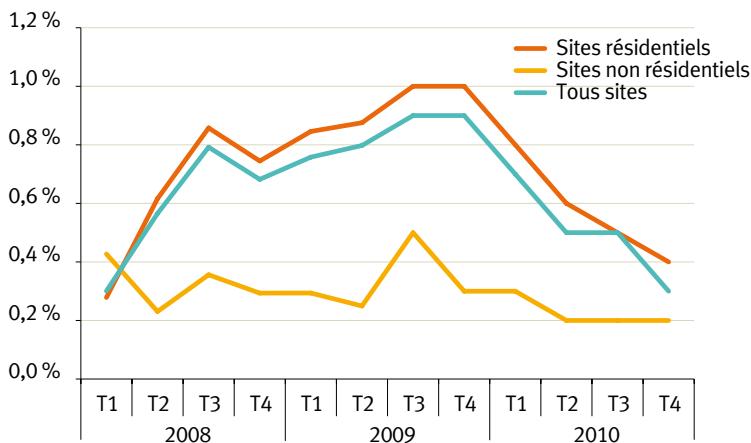
LEXIQUE

- **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.
- Depuis le 1^{er} juillet 2007, date de l'ouverture à la concurrence des marchés de l'électricité et du gaz naturel, les consommateurs français choisissent librement leur fournisseur d'énergie qui peuvent leur proposer deux types d'offres :
 - les **offres aux tarifs réglementés**, dont les prix sont fixés par les pouvoirs publics ;
 - les **offres de marché** dont les prix sont fixés librement par les fournisseurs dans le cadre d'un contrat.
- **Le TaRTAM (tarif réglementé transitoire d'ajustement du marché)** est un tarif spécifique destiné à tout consommateur final d'électricité. Mis en place le 1^{er} janvier 2007, il s'éteindra lors de la mise en place effective de l'accès régulé à l'électricité nucléaire historique (ARENH) prévu au 1^{er} juillet 2011. Le TaRTAM n'est plus accessible depuis le 30 juin 2010.
- **Le taux de changement de fournisseur** : un changement de fournisseur est l'action par laquelle un consommateur décide librement de changer de fournisseur. Le taux de changement de fournisseur se mesure comme le nombre de changements de fournisseur calculé sur une période donnée divisé par le nombre de sites de consommation à la fin de cette période. ●

Électricité et gaz bilan du marché de détail

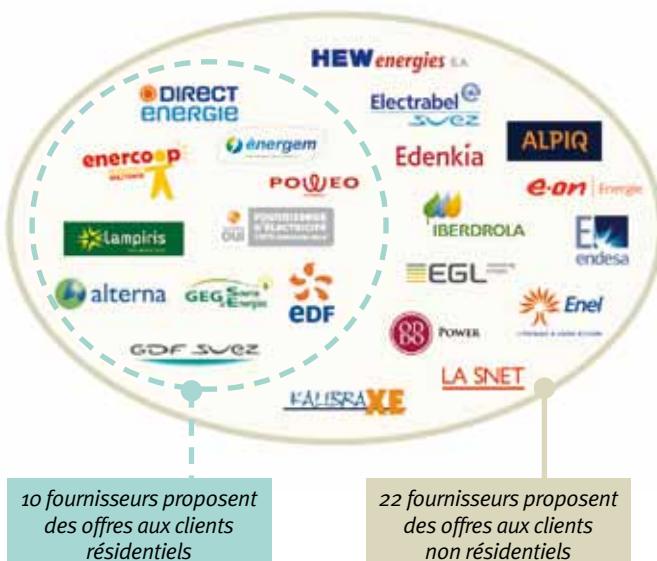


ACTIVITÉ DU MARCHÉ DE L'ÉLECTRICITÉ : TAUX DE CHANGEMENT DE FOURNISSEUR



FOURNISSEURS NATIONAUX D'ÉLECTRICITÉ

Parmi les 22 fournisseurs proposant des offres aux clients non résidentiels, 10 fournisseurs proposent aussi des offres aux clients résidentiels.



186 000

Nombre de sites résidentiels, soit 0,6 % des sites résidentiels, qui ont souscrit une offre de marché électricité en 2010.

1 585 000

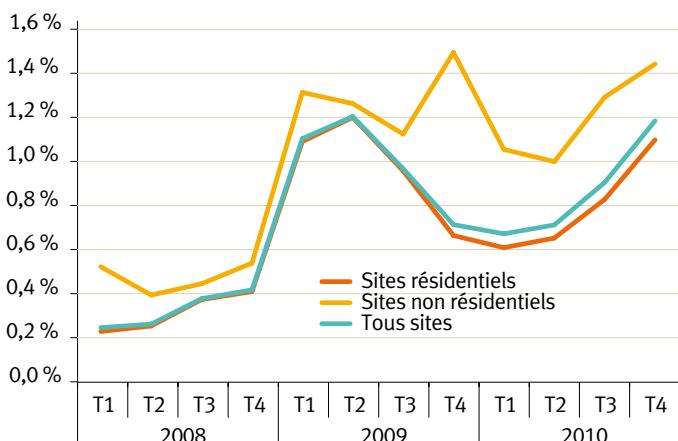
Nombre de sites résidentiels qui ont quitté les tarifs réglementés de vente d'électricité depuis l'ouverture des marchés* (sur 30 200 000 sites).

728 000

Nombre de sites non résidentiels qui ont quitté les tarifs réglementés de vente d'électricité depuis l'ouverture des marchés* (sur 4 871 000 sites).

* Sites qui ont quitté les tarifs réglementés de vente au 31-12-2010, depuis le 01-07-2010 = sites en offre de marché au 31-12-2010 + sites revenus aux tarifs réglementés de vente avant le 31-12-2010.

► ACTIVITÉ DU MARCHÉ DU GAZ :
TAUX DE CHANGEMENT DE FOURNISSEUR

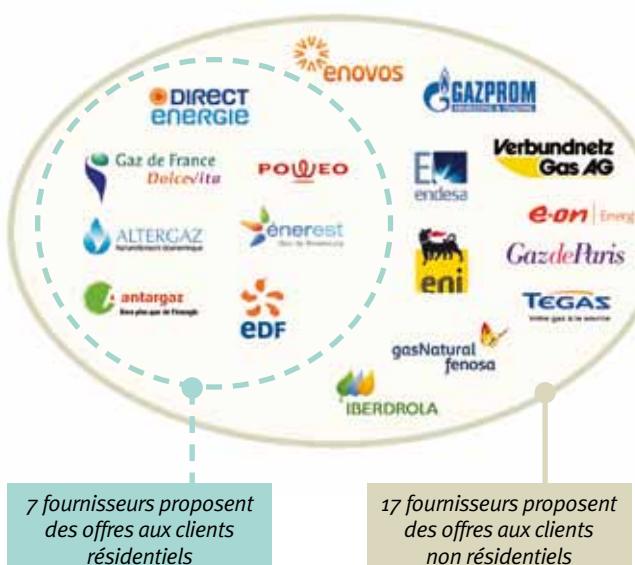


125 000

Nombre de sites résidentiels, soit 1,2 % des sites résidentiels, qui ont souscrit une offre de marché gaz en 2010.

► FOURNISSEURS NATIONAUX DE GAZ

Parmi les 17 fournisseurs proposant des offres aux clients non résidentiels, 7 fournisseurs proposent aussi des offres aux clients résidentiels.



1 269 000

Nombre de sites résidentiels qui ont quitté les tarifs réglementés de vente de gaz depuis l'ouverture des marchés* (sur 10 723 000 sites).

269 000

Nombre de sites non résidentiels qui ont quitté les tarifs réglementés de vente de gaz depuis l'ouverture des marchés* (sur 681 000 sites).

* Sites qui ont quitté les tarifs réglementés de vente au 31-12-2010, depuis le 01-07-2010 = sites en offre de marché au 31-12-2010 + sites revenus aux tarifs réglementés de vente avant le 31-12-2010.



27
janvier 2010

Premier colloque de la CRE,
co-organisé avec l'Université
Paris-Dauphine, consacré aux
réseaux électriques du futur.



*Table ronde sur l'avenir des réseaux électriques intelligents
au colloque de la CRE le 27 janvier 2010.*

De gauche à droite : François Moisan (ADEME, directeur exécutif de la stratégie, de la recherche et de l'international), Pierre-Franck Chevet, (DGEC, directeur général), Philippe Delorme (Schneider Electric, directeur général de la stratégie et de l'innovation), Dominique Maillard (RTE, président du directoire).

© François Daburon

Les réseaux électriques intelligents

LES MOTS-CLÉS

- **Comptage évolué**
- **Nouvelles technologies de l'information et de la communication (NTIC)**
- **Réseau électrique intelligent (Smart grid)**

La lutte contre le changement climatique se traduit par l'augmentation de la part des énergies renouvelables dans le mix énergétique de production.

Associée à la hausse continue de la consommation électrique, elle impose de moderniser les réseaux d'électricité en les rendant communicants.

Les réseaux communicants ou Smart grids, dont le comptage évolué constitue la première pierre, sont une réponse rationnelle, proportionnée et nécessaire aux défis qui attendent le secteur électrique. Les réseaux deviendront intelligents par leur modernisation progressive. Il s'agira probablement plus d'une évolution que d'une révolution qui se déroulera sur de nombreuses années. Il est donc important d'en envisager dès à présent les différentes modalités de réalisation. C'est pourquoi la CRE a lancé le 8 novembre 2010 le premier think tank institutionnel français dédié aux Smart grids, qui rassemble les acteurs de cette évolution.

Il convient cependant de distinguer aujourd'hui ce qui est du domaine de l'utopie et ce qui peut devenir réalité, ce qui est du domaine de la prospective et ce qui est de l'application à court terme.

1. LA MODERNISATION DU RÉSEAU ÉLECTRIQUE SUPPOSE DE LE RENDRE COMMUNICANT

1.1. La lutte contre le changement climatique a des effets majeurs sur le système électrique

Face au changement climatique, le protocole de Kyoto a fixé en 1997 des objectifs chiffrés pour réduire les gaz à effet de serre. Ainsi, les pays industrialisés se sont engagés à diminuer d'au moins 5 % leurs émissions sur la période 2008-2012 par rapport aux niveaux constatés en 1990.

En décembre 2008, l'Union européenne est allée plus loin en adoptant un ensemble de directives ambitieuses baptisé Paquet climat-énergie. L'objectif intitulé « 3x20 » prévoit d'ici 2020 :

- de diminuer de 20 % les émissions de gaz à effet de serre (30 % en cas d'accord international) ;
- d'améliorer de 20 % l'efficacité énergétique ;
- d'intégrer dans la consommation énergétique finale une part égale à 20 % d'énergies renouvelables.

La France a traduit ces objectifs dans la loi Grenelle 1, promulguée le 3 août 2009, qui prévoit de diviser par quatre les émissions de gaz à effet de serre à l'horizon 2050 (le facteur 4) et d'atteindre 23 % d'énergies renouvelables dans la couverture de nos besoins énergétiques.

Ces objectifs nationaux et européens conduisent à diminuer la pointe de consommation, à développer les énergies renouvelables et à améliorer l'efficacité énergétique.

1.2. Les Smart grids sont nécessaires à la modernisation des réseaux

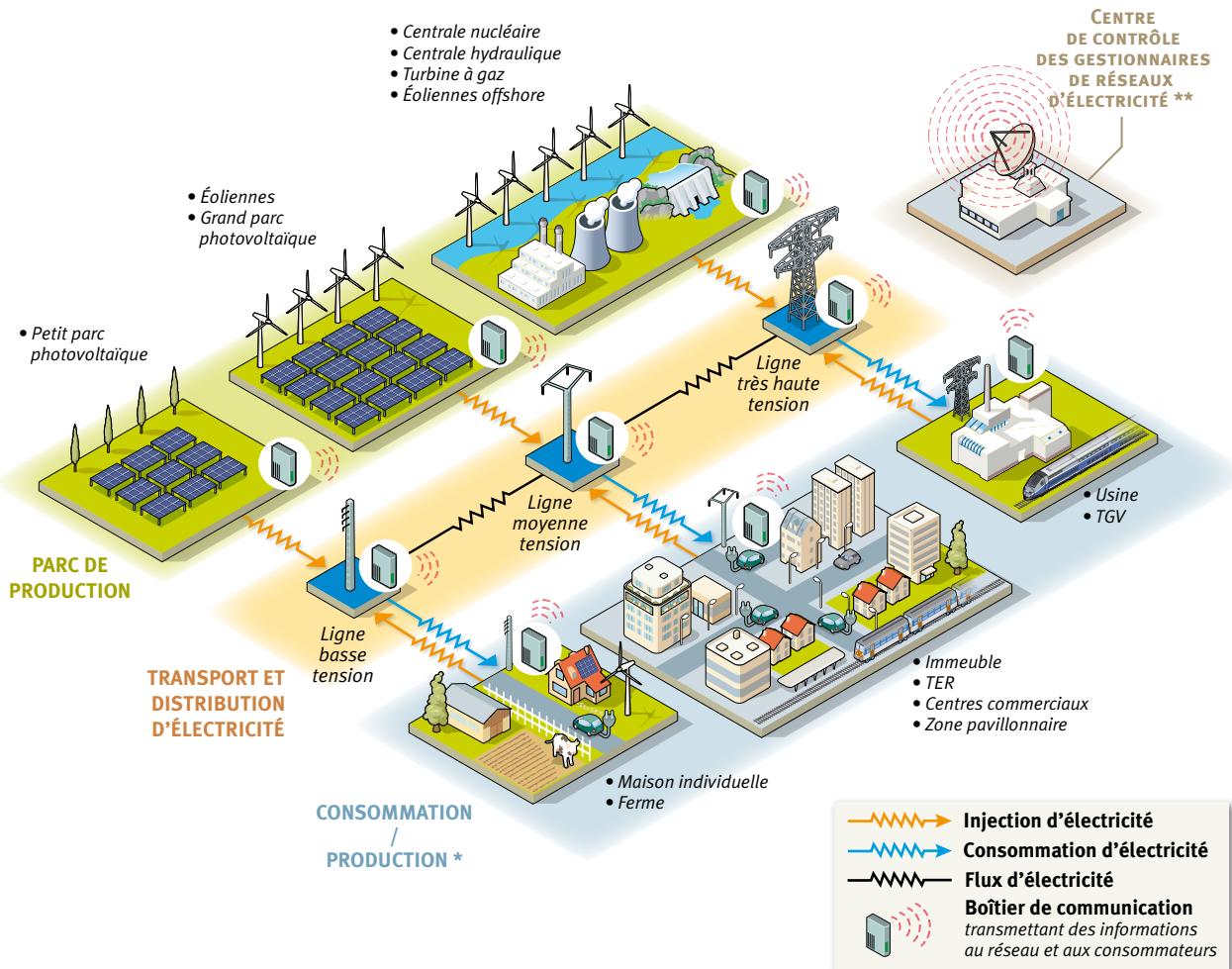
En raison de la hausse de la consommation électrique (*cf. graphique p. 22*) et du développement de nouveaux usages et appareils, tels que la pompe à chaleur et le véhicule électrique, le réseau est soumis à une forte tension. Or, la construction de nouvelles infrastructures renforçant le réseau existant pour faire face à ce surcroît de consommation est difficilement acceptable socialement et supportable financièrement. Si les infrastructures ne peuvent être massivement renforcées, l'équilibre entre l'offre et la demande d'électricité ne peut être obtenu que par l'optimisation des réseaux que permettront les Smart grids.

En outre, le système électrique doit intégrer une production accrue provenant de sources renouvelables. Certaines sont centralisées comme dans les grandes fermes éoliennes. D'autres sont décentralisées comme les panneaux photovoltaïques installés sur des toits d'habitation. Les premières sont principalement raccordées au réseau de transport, les secondes aux réseaux de distribution.

Le nombre de ces installations raccordées aux réseaux de distribution a augmenté de façon exponentielle depuis 2008. Ces sources individuelles sont difficilement prévisibles, fortement variables et non pilotables. De plus, les consommateurs ne soutiennent plus uniquement de l'électricité, mais ils en injectent également, ce qui nécessite d'avoir des flux bidirectionnels sur des réseaux conçus pour n'acheminer l'électricité que dans un seul sens. Le pilotage du réseau n'en est que plus complexe.

Le fonctionnement des réseaux électriques du futur

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). Leur 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.



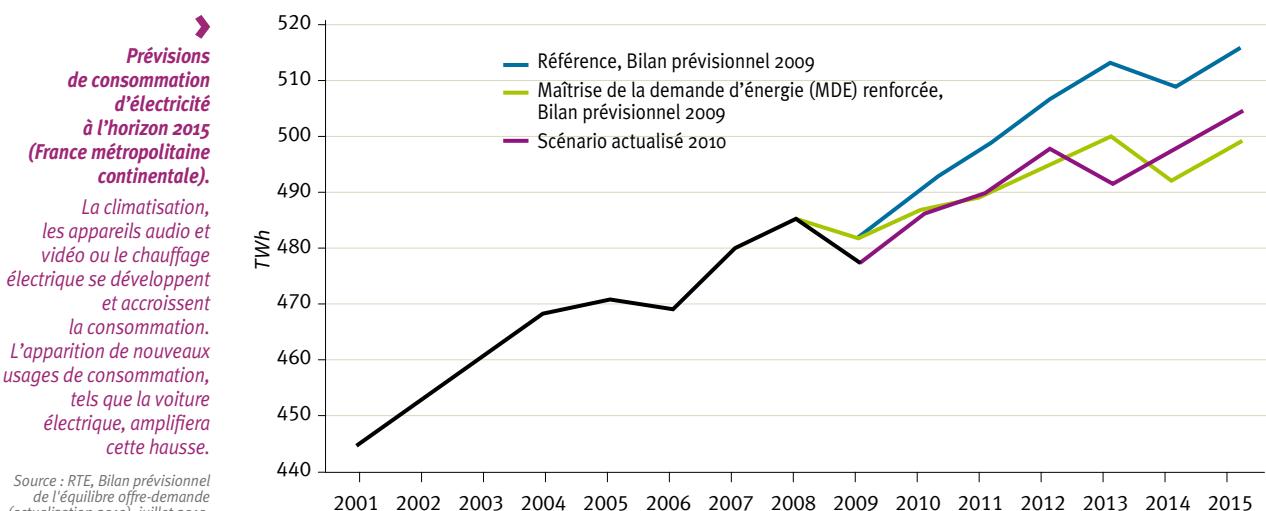
* Consommation/production

Les consommateurs deviennent potentiellement des acteurs de leur consommation et peuvent produire de l'électricité. L'électricité fournie par leur éolienne ou leur panneau photovoltaïque sera directement injectée sur le réseau ou dans le circuit énergétique de leur maison, immeuble ou usine. Elle servira, par exemple, à la recharge des batteries de leurs voitures électriques.

Grâce aux compteurs intelligents, les consommateurs et les gestionnaires de réseaux connaîtront précisément la consommation d'un site ou d'un foyer. Les fournisseurs d'énergie pourront donc proposer aux consommateurs de nouvelles offres adaptées à leur consommation effective, ainsi que de nouveaux services d'efficacité énergétique ou de maîtrise de la demande d'énergie.

** Centre de contrôle des gestionnaires de réseaux d'électricité

Informé en temps réel des besoins en énergie des consommateurs, il distribue alors la juste quantité d'électricité sur le réseau. Grâce aux nouvelles technologies de l'information, les gestionnaires de réseaux détectent et localisent facilement les pannes sur le réseau et effectuent les opérations de maintenance, relève et conduite à distance.



Enfin, le développement de la consommation et de la production d'électricité à partir de sources renouvelables se fait dans un contexte d'exigence croissante de qualité – qu'il s'agisse de la qualité d'alimentation relative à la forme de l'onde de tension et à la continuité de l'alimentation électrique, ou de la qualité de service relative à l'information et aux prestations fournies aux clients.

Ces évolutions imposent la modernisation des réseaux électriques. Elle passera par l'introduction de nouvelles technologies de l'information et de la communication (NTIC), qui se matérialiseront par exemple sous la forme de capteurs placés sur le réseau. C'est le cas du compteur électrique communicant sur le réseau de distribution qui constitue la première pierre des Smart grids. Non seulement les capteurs optimiseront l'utilisation des réseaux électriques grâce à une connaissance précise des charges, à la détection et résolution plus aisée des pannes, à l'échange de données entre les différents acteurs du système électrique, mais en plus ils amélioreront la qualité d'alimentation et de service de la distribution d'électricité.

► ILS ONT DIT

La maîtrise de la pointe électrique : le rapport Poignant-Sido

Au mois d'avril 2010, le sénateur Bruno Sido et le député Serge Poignant ont remis au ministre chargé de l'énergie le rapport de leur groupe de travail sur la maîtrise de la pointe électrique, dans lequel ils identifient un certain nombre de solutions techniques permettant de réduire la demande à la pointe par le biais d'effacements de consommations. Extrait du rapport.

« Le développement des offres tarifaires innovantes à l'avenir permettra de favoriser les effacements de consommation aux moments de tension du système électrique, mais la clé est la mise en place rapide du compteur communicant Linky qui permettra un comptage à la carte. Sans être un gestionnaire d'énergie, il permet (...) d'asservir un usage à un calendrier – qui peut être indépendant du calendrier tarifaire. Jusqu'à sept usages supplémentaires peuvent être asservis par l'installation de relais capables d'interpréter la sortie d'information appelée « TIC [télé-information client] » (...).

« L'innovation à l'aval du compteur joue un rôle crucial dans le développement des effacements de consommation, tant pour ce qui concerne les effacements déclenchés par un agrégateur que pour les modulations de consommation asservies à une grille tarifaire ». ●

1.3. La Commission européenne se mobilise pour promouvoir les réseaux électriques intelligents

La politique énergétique européenne met l'accent sur la modernisation des réseaux pour les rendre plus fiables et capables de répondre aux nouveaux enjeux énergétiques. Dans une communication du 17 novembre 2010 sur les priorités en matière d'infrastructures énergétiques pour 2020 et au-delà, la Commission européenne déclare qu' « il ne sera pas possible de réaliser les objectifs de l'Union européenne pour 2020 en matière d'efficacité énergétique et d'énergies renouvelables sans insuffler davantage d'innovation et d'intelligence dans les réseaux, tant au niveau du transport que de la distribution, en particulier grâce aux technologies de l'information et de la communication. Ces technologies seront

fondamentales pour populariser les services de gestion de la demande et d'autres services liés aux réseaux intelligents. Les réseaux électriques intelligents faciliteront la transparence et permettront aux consommateurs de commander leurs appareils domestiques de manière à économiser l'énergie, faciliter la production domestique et réduire les coûts. Ces technologies contribueront également à stimuler la compétitivité et l'avance technologique de l'industrie européenne à l'échelle planétaire, y compris pour les PME ».

En outre, le 1^{er} mars 2010 a été approuvée la mise en place d'un groupe de travail (Smart grids task force) pour une durée de 20 mois, dont l'objectif est d'élaborer des recommandations en matière de régulation afin de développer l'intelligence des réseaux électriques.

Masdar :
vue aérienne
de Central Plaza.

Des « ombrelles géantes » abritent les habitants et captent la chaleur. Elles apportent de l'ombre dans la journée, captent la chaleur puis se ferment pour la relâcher durant la nuit au cœur de l'écocité des Emirats Arabes Unis.

© 2011 Masdar City

► FOCUS

Masdar, un projet de Smart City

Abou Dhabi a pris la mesure des enjeux économiques et environnementaux du développement durable et des énergies renouvelables face à la diminution des ressources pétrolières mondiales. Depuis 2006, l'émirat met en œuvre un projet ambitieux : construire une ville durable, écologique et en théorie économe en énergie. Masdar, cette ville-modèle « sans émissions de CO₂ et sans déchets » sera la première cité au monde à n'avoir aucun impact négatif sur l'environnement tout en offrant un cadre de vie exemplaire à ses habitants.

Située en plein désert, d'une surface de 6 km², elle accueillera jusqu'à 50 000 habitants et 1 500 entreprises d'ici 2016. D'un montant de 15 milliards de dollars, le projet est majoritairement financé par les Emirats Arabes Unis.

L'énergie nécessaire au fonctionnement de la ville sera produite grâce aux énergies renouvelables : solaire photovoltaïque et thermique dans un pays à fort ensoleillement (centrale de 100 MW), mais aussi éolien, hydraulique, énergie marine, géothermie et hydrogène. Concernant l'approvisionnement en eau, il est prévu de limiter au maximum le recours au dessalement de l'eau de mer, très gourmand en énergie, et de privilégier le recyclage des eaux usées.

Les transports et les bâtiments seront propres et économies en énergie. La voiture y sera bannie, la marche à pied et le vélo privilégiés et un système de transport en commun non polluant mis en place. En outre, la ville a été construite selon une approche bioclimatique : compacte et carrée, en partie souterraine et protégée des vents chauds du désert par un mur d'enceinte, ses ruelles seront étroites, ombragées et des cours d'eau permettront de les rafraîchir.

Véritable lieu d'expérimentation pour les technologies de Smart grids avant leur déploiement à plus grande échelle, les étudiants, chercheurs et entreprises innovantes sont incités à s'y installer. ■



2. LA CRE JOUE UN RÔLE MOTEUR DANS LE DÉVELOPPEMENT DES RÉSEAUX INTELLIGENTS

2.1. Le compteur évolué constitue la première pierre des Smart grids

Le compteur évolué ou communicant permettra de mieux gérer et d'optimiser l'utilisation des réseaux en favorisant l'échange d'informations. Projet d'intérêt général, il présente de nombreux bénéfices pour tous.

Il améliorera la connaissance des réseaux et des points de congestion, ce qui facilitera l'orientation des investissements et la gestion des facteurs de stress tels que la variation importante du niveau de soutirage ou d'injection d'électricité provenant des nouveaux usages (voitures électriques, micro-production). Dans un contexte d'incitation au développement des énergies renouvelables, ce compteur permettra également de mieux prendre en compte la production décentralisée. La conduite et l'exploitation des réseaux se feront davantage à distance : les interventions sur les réseaux seront ainsi optimisées.

Le compteur communicant est une première étape vers des réseaux électriques intelligents qui se composeront de trois niveaux : un niveau physique pour acheminer l'électricité, une infrastructure de communication pour transmettre et contrôler les données et un troisième niveau rassemblant applications et services. L'innovation se concentrera en particulier sur ce dernier niveau.

Interface entre les réseaux publics de distribution et le réseau privé domestique, le compteur évolué ouvre un champ d'innovations majeur en aval du compteur. Grâce à lui, la mise en réseau, la coordination ainsi que l'automatisation du fonctionnement des équipements électriques de la maison se développeront, ouvrant ainsi la voie à la maison intelligente. Il constitue un préalable à la mise en place d'un nouveau marché de services énergétiques tels que l'effacement diffus pour développer la gestion par la demande.

2.2. La CRE est directement impliquée dans le développement du comptage évolué en France

La modernisation des compteurs électriques s'inscrit dans le cadre de l'ouverture des marchés de l'électricité à la concurrence et vise à améliorer leur fonctionnement. Dans ce contexte, la CRE joue un rôle prépondérant dans le développement d'un dispositif de comptage évolué en France.

La loi du 10 février 2000 prévoit que les gestionnaires de réseaux de transport et de distribution d'électricité mettent en œuvre des dispositifs permettant une tarification modulée en fonction de la période de l'année ou de la journée. Les dispositifs de comptage évolué sont donc une nécessité. Pour appliquer concrètement la loi du 10 février 2000, la CRE a accompagné ERDF en 2007 dans le lancement du projet de compteur communicant baptisé Linky qui porte sur 300 000 compteurs. Le décret du 31 août 2010 relatif aux dispositifs de comptage sur les réseaux publics d'électricité rappelle que

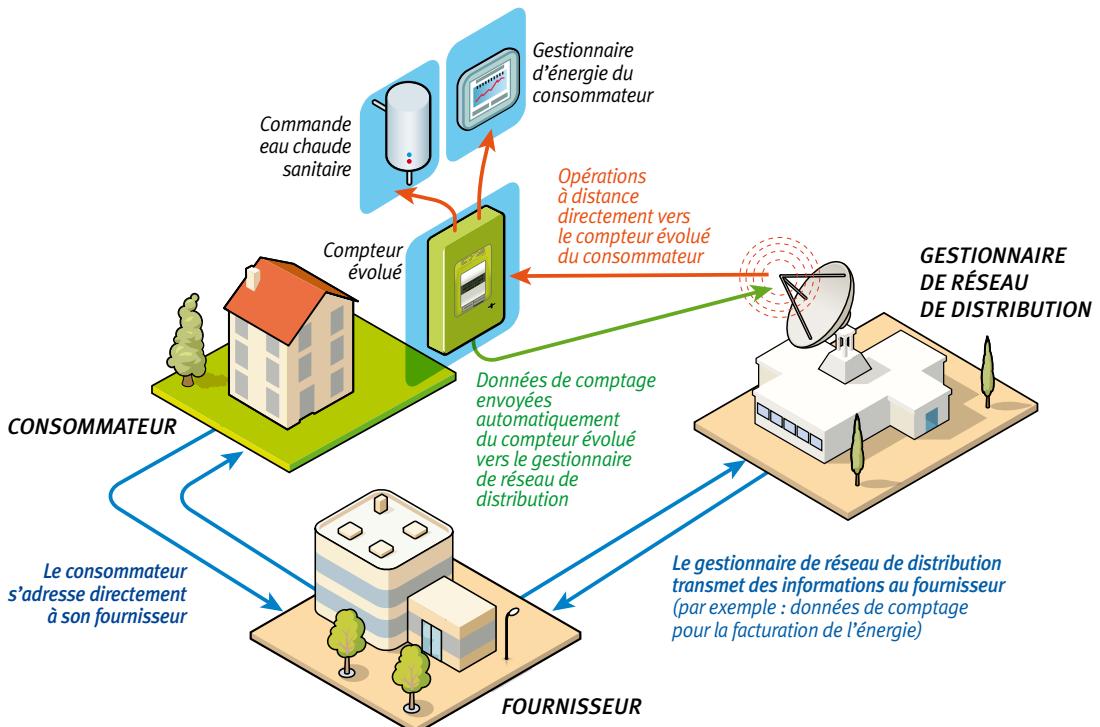
► LA RUBRIQUE CONSO

Les avantages du compteur évolué

Les consommateurs seront les bénéficiaires du compteur évolué ou communicant. Tout d'abord, ils seront mieux informés sur leur consommation d'électricité, ce qui leur permettra de mieux la maîtriser. Ils seront également facturés de manière plus régulière et plus fiable, sur la base de données réelles et non plus estimées, ce qui générera moins de réclamations et d'incompréhension liées à la facture. Le compteur évolué étant capable de stocker plusieurs index de consommation différents, les consommateurs auront à l'avenir la possibilité de choisir les offres de fourniture les mieux adaptées à leurs profils de consommation. Ils bénéficieront d'une tarification différenciée en fonction des heures et pourront davantage faire jouer la concurrence. Le compteur offrira des services téléopérés à distance (déconnexion, modification de la puissance souscrite...). Outre la réduction des délais de réalisation des prestations, la présence du client ne sera plus requise pour les opérations simples telles que la télérèle. Enfin, la qualité de l'alimentation électrique sera renforcée, avec une réduction des temps de coupure et l'optimisation du fonctionnement du système électrique, puisque les pannes seront localisées automatiquement et pourront ainsi être réparées plus rapidement. ●

Le fonctionnement du compteur électrique évolué

Le compteur électrique évolué constitue l'interface de communication entre le réseau électrique et l'installation du consommateur. Un concentrateur, installé dans un poste de distribution, collecte par courant porteur en ligne (CPL) toutes les informations en provenance des compteurs évolués, recueille les données des différents équipements électriques situés dans son environnement (transformateurs, disjoncteurs, etc.) et les communique au gestionnaire de réseau de distribution. Le système informatique du gestionnaire de réseau est accessible par les fournisseurs d'énergie qui reçoivent régulièrement les données de comptage de leurs clients pour la facturation de l'énergie. Ce schéma représente les relations entre le consommateur, le fournisseur et le gestionnaire de réseau.



c'est au regard du résultat de l'évaluation technico-économique menée par la CRE que seront précisées dans un arrêté les fonctionnalités et les spécifications de ces dispositifs.

Dans sa délibération du 11 février 2010, la CRE a rendu publics les critères sur lesquels portera l'évaluation. Parmi eux figurent les fonctionnalités et la performance du système de comptage, sa contribution à la maîtrise de la demande en énergie, ainsi que la qualité de l'information qu'il délivrera aux consommateurs.

Aujourd'hui, la CRE suit le projet Linky d'ERDF à plusieurs niveaux :

– un comité de contrôle interne assure l'évaluation

de l'expérimentation. Il vérifie aussi le respect des dispositions énoncées dans la communication de la CRE du 6 juin 2007, notamment sur les objectifs à atteindre par le déploiement d'un système de comptage évolué ;

- elle veille à ce que l'expérimentation se déroule en concertation avec l'ensemble des parties prenantes, dans le cadre du groupe de travail Consommateur (GTC) ;
- elle organise des réunions mensuelles bilatérales avec ERDF ;
- elle effectuera un bilan courant 2011. Un avis sera rendu public avant une éventuelle généralisation de l'implantation des compteurs Linky qui sera, in fine, décidée par le gouvernement.

2.3. Un programme de travail accompagne la réflexion et le développement des Smart grids

Le secteur électrique connaît une vague d'innovations de grande ampleur qui va modifier la façon de le piloter. La CRE considère que ces avancées techniques constituent une opportunité pour moderniser les réseaux. Elle s'est donné pour objectif de faire des Smart grids un sujet prospectif pour les années à venir.

La CRE a donc initié un programme de travail complet et ambitieux visant à créer des synergies entre les nombreux acteurs du domaine.

Pour inscrire la réflexion dans la durée, la CRE a mis en place un partenariat avec l'Université Paris-Dauphine. Le 27 janvier 2010, elle a organisé le premier colloque institutionnel et international sur les Smart grids. Il a permis à des industriels des

Le sénateur Ladislas Poniatowski a réalisé en décembre 2010 un rapport d'information sur le compteur électrique évolué au nom de la Commission de l'économie, du développement durable et de l'aménagement du territoire. Dans ce cadre, plusieurs acteurs ont été auditionnés, dont Michèle Bellon, présidente du directoire d'ERDF, qui s'est exprimée sur l'expérimentation du compteur Linky à la table ronde du mercredi 1^{er} décembre 2010. Extrait de son intervention.



L'expérimentation Linky porte sur 300 000 compteurs.

L'un des buts de l'expérimentation est de roder le système de déploiement des compteurs. La généralisation impliquera de poser 5 à 7 millions de compteurs chaque année, pendant 7 ans (...). L'expérimentation vise à tester toute la chaîne de communication : les compteurs évolués, mais aussi les concentrateurs et le système d'information (...). L'expérimentation nous permettra de bien caler nos hypothèses économiques de coût des matériels et de coût de la pose des compteurs. Un point important est de préparer l'adaptation des métiers du distributeur (...). Nous avons suivi une démarche extrêmement pédagogique, en organisant des réunions d'information dans les communes, et en adressant un courrier préalable à chaque client, pour l'informer de l'utilité du compteur. (...) Nous sommes satisfaits et rassurés. L'expérimentation se passe bien."

Intervention de Michèle Bellon, présidente du directoire d'ERDF, à la table ronde sur le compteur électrique évolué organisée au Sénat le 1^{er} décembre 2010.

► REPÈRES

Le comptage évolué en gaz

En accord avec les dispositions du 3^e paquet énergie, la CRE a réalisé une étude technico-économique afin d'analyser les effets du déploiement d'un système de comptage évolué sur le réseau de distribution de gaz naturel de GrDF.

L'objectif portait plus particulièrement sur les bénéfices attendus pour les consommateurs finals en termes de maîtrise de la demande d'énergie (MDE).

Les résultats ont montré que le projet est quasiment à l'équilibre économique sur l'ensemble de la chaîne gazière (consommateurs, gestionnaire de réseau, fournisseurs). Il devient rentable après la prise en compte des gains de MDE que pourraient réaliser les consommateurs.

Parmi les principaux bénéfices attendus de ce déploiement, l'étude a relevé :

- l'amélioration de la fiabilité et de la fréquence de la relève des consommations (relève à distance, passage d'un rythme de relève semestriel à mensuel, facturation sur la base de données réelles de consommation, ...);*

- la prise en compte immédiate de la consommation réelle lors de toute modification contractuelle (changement de fournisseur, mise en service, résiliation). Les consommateurs disposeront ainsi d'informations exactes sur leurs consommations de gaz ;*
- l'opportunité de développer de nouveaux services de MDE, ce qui permettra aux fournisseurs de gaz de mieux différencier leurs offres, ainsi que le renforcement de la concurrence.*

Une expérimentation, qui associe l'ensemble des parties prenantes, est actuellement menée jusqu'en juin 2011 par GrDF sur environ 20 000 clients répartis sur les communes de Saint-Omer (62), Étampes (91), Saint-Denis Laval/Pierre Bénite (69) et Auch (32). Elle testera de nouveaux services, destinés notamment à inciter les clients à maîtriser leur consommation de gaz.

GrDF envisage d'arrêter les spécifications techniques principales du système mi-2011. Celles-ci devront rester suffisamment flexibles pour permettre l'ajout de fonctionnalités jugées indispensables à la suite de l'expérimentation. ●



Philippe de Ladoucette, président de la CRE, et Jean-Marie Chevallier, professeur à l'Université Paris-Dauphine, lors de l'ouverture du colloque de la CRE consacré aux Smart grids le 27 janvier 2010.

À cette occasion, Jean-Marie Chevallier a rappelé qu'avec l'apparition des nouvelles technologies et la gestion des futurs réseaux intelligents, le régulateur se situe à un point névralgique puisqu'il est concerné par l'orientation qu'il donnera aux investissements.

© François Daburon

secteurs électriques et des télécommunications, des hommes politiques, des fournisseurs et des gestionnaires de réseaux de présenter leur conception des Smart grids.

Les riches contributions de ce colloque ont été rassemblées et approfondies dans un ouvrage de référence intitulé *L'électricité du futur : un défi mondial* (cf. encadré). Il met en perspective la transformation du système électrique et montre toute son ampleur et sa complexité.

La publication de cet ouvrage aux éditions Economica en novembre 2010 a été concomitante au lancement du site Internet www.smartgrids-cre.fr dont la vocation est de susciter et rassembler les réflexions des différents acteurs. Cette plateforme d'échanges, à la croisée d'intérêts divergents, invite à partager les savoirs et à mieux faire connaître les nombreuses expérimentations et projets menés dans le monde.

► EN LIBRAIRIE

L'électricité du futur : un défi mondial



La CRE et l'Université Paris-Dauphine ont publié, en novembre 2010, aux éditions Economica, un ouvrage consacré à l'évolution des réseaux électriques : L'électricité du futur : un défi mondial.

Pour la première fois en France, ce livre donne la parole aux acteurs de cette mutation. Son objectif est d'examiner les déterminants de cette évolution de grande ampleur à travers ses dimensions technique, économique et sociale, et de montrer comment l'émergence d'un système électrique évolué suppose la conciliation d'objectifs parfois contradictoires ainsi qu'une forte coordination des acteurs. ●

► EN VUE

Les forums de la CRE sur les réseaux électriques intelligents

Depuis octobre 2010, la CRE a initié des forums sur les réseaux électriques intelligents, rendez-vous d'information et de partage des connaissances entre acteurs des Smart grids, lieu de débat de nombreuses thématiques, telles que le véhicule électrique ou le bâtiment intelligent.

Le véhicule électrique (12 octobre 2010)

Les projets de véhicule électrique se sont développés grâce aux nouvelles technologies de batterie et en raison de l'impérieuse nécessité de décarboner le transport.

2011 sera vraisemblablement l'année de la commercialisation à un large public du véhicule électrique. Afin de présenter les problématiques qui sous-tendent le déploiement à grande échelle de ce type de véhicule, et notamment celle de la recharge, Jérôme Perrin (directeur des projets avancés CO₂ & environnement chez Renault), Gilles Jehan (directeur du développement à la direction transports et véhicules électriques chez EDF) et Gilles Bernard (directeur des activités nouvelles chez ERDF) ont été invités à s'exprimer.

Le bâtiment intelligent (7 décembre 2010)

Le terme de bâtiment intelligent recouvre à la fois la maison individuelle (Smart home) et les immeubles d'habitation ou de bureau (Smart building). Qu'il s'agisse du retour sur investissement, de la marge de manœuvre de l'individu en termes de pilotage des appareils ou encore de la différenciation des usages, les problématiques diffèrent selon le type de bâtiment. Pour débattre des préoccupations des consommateurs et du développement des technologies sont intervenus Emmanuel Rodriguez (commissaire à la CRE et représentant des consommateurs domestiques), Xavier de Froment (directeur France de Legrand) et Patrick Heinrich (directeur solutions de Siemens Technology Building). En conclusion, les technologies en matière de bâtiments intelligents existent et sont commercialisables. Les principales barrières à leur diffusion à grande échelle sont l'acceptabilité sociale, leur adéquation avec les besoins des consommateurs, leur mise en œuvre sur le terrain et leur financement. ●



Véritable cœur du think tank sur les Smart grids, le site Internet rassemble une communauté d'experts de tous horizons : des cabinets de conseil, des entreprises du secteur des télécommunications, des équipementiers, des constructeurs, des fournisseurs, des gestionnaires de réseaux, des enseignants-chercheurs, des acteurs institutionnels... Ensemble, ils constituent le creuset d'expertise dont ce projet complexe a besoin.

En collaboration avec ces spécialistes, des dossiers thématiques sont rédigés bimestriellement. Il s'agit de documents de cadrage visant à expliciter les aspects techniques et économiques du sujet traité et d'interviews de personnalités qualifiées qui présentent leurs points de vue. Il s'agit également de comptes rendus des forums sur les réseaux intelligents organisés à la CRE et à l'occasion desquels sont présents les acteurs du secteur électrique et du monde des télécommunications (*cf. encadré*). Les échanges permettent à ces deux secteurs de mieux se connaître et d'apprendre à travailler ensemble.

Le site comporte aussi une rubrique consommateurs, informative et pédagogique, les sensibilisant aux transformations qu'ils vont connaître. En effet, les consommateurs seront demain beaucoup plus actifs qu'aujourd'hui dans la gestion de leur consommation d'énergie. Ils pourront choisir entre des offres de fourniture plus diversifiées, injecter de l'énergie ou s'effacer en période de pointe. Pour que le consommateur puisse tenir ce rôle d'acteur et adhérer aux changements qui s'opèrent, il doit être pleinement informé. ●

“ La CRE doit offrir un cadre de régulation sécurisant. ”

QUESTIONS À...

CHRISTINE LE BIHAN-GRAF, directeur général de la CRE



En quoi les Smart grids modifient-ils la création de valeur dans le système électrique ?

La question du développement des Smart grids est le plus souvent traitée sous l'angle technique. Or les technologies qui vont permettre de rendre les réseaux intelligents, que ce soit en amont ou en aval du compteur, existent. L'enjeu aujourd'hui se situe davantage dans le déploiement à grande

échelle de ces technologies, il est donc essentiellement économique.

L'introduction de l'intelligence dans les réseaux électriques modifie la gestion du système et la façon de créer de la valeur sur la chaîne électrique. Les réseaux électriques sont aujourd'hui caractérisés par une gestion centralisée et unidirectionnelle de l'énergie allant de la production à la consommation. Demain, la gestion des réseaux intelligents sera répartie et bidirectionnelle grâce à l'intégration des nouvelles technologies de l'information et de la communication (NTIC). Il s'agit là d'une transformation en profondeur et sans précédent de notre système électrique qui crée des opportunités d'investissement importantes.

Quels sont les freins à l'élaboration des modèles économiques ?

L'élaboration des modèles économiques pourrait être entravée par la complexité de la nouvelle gestion du réseau et des nouvelles interactions avec les acteurs du système électrique, par le coût important des investissements à consentir aujourd'hui pour des retombées positives qui seront, pour beaucoup, différées dans le temps. Ainsi, l'EEGI (European Electricity Grid Initiative) évalue le montant de ces investissements pour la France à environ 15 milliards d'euros. Enfin, il y a des incertitudes liées au développement du marché, à l'organisation du secteur, aux technologies, à la réglementation et aux usages. Le succès des réseaux intelligents repose non seulement sur la capacité des réseaux à intégrer les technologies de l'information et de la communication, mais également sur l'appropriation des nouveaux usages et services par les consommateurs.

Quel rôle la régulation peut-elle jouer pour faciliter le développement des Smart grids ?

Les réseaux intelligents soulèvent de nouvelles questions de régulation. Le régulateur doit s'assurer que les décisions d'investissement des gestionnaires de réseaux sont optimales pour la collectivité. Il doit également offrir un cadre de régulation sécurisant tout en s'assurant de l'efficacité des dépenses. Une des missions principales du régulateur est d'inciter les gestionnaires de réseaux à offrir le service le plus performant au meilleur coût. Enfin, le régulateur a un rôle à jouer dans l'information du consommateur pour lever la résistance au changement. C'est le sens de la démarche entreprise dans le cadre de notre site Internet www.smartgrids-cre.fr. ●

F



1 100 MW

au 31-12-2012

5 400 MW

au 31-12-2020

Objectifs de la programmation pluriannuelle des investissements en termes de puissance totale installée pour les installations de production d'électricité à partir de l'énergie radiative du soleil (arrêté du 15 décembre 2009).

Ferme photovoltaïque de Sault : installateur contrôlant les raccordements avant la livraison du parc.

Le champ photovoltaïque se trouve dans la Ferme de Pierrefeu à Sault (84) et s'étend sur 5 hectares. Il s'agit d'un des plus grands parcs photovoltaïques de France.

© Lionel Roux - PWP, 2009



Réseau ERDF en région Rhône-Alpes.

Panneaux solaires sur le site de la centrale photovoltaïque de Vinon-sur-Verdon.

© Jean-Lionel Dias - PWP, 2009

Le développement de la filière photovoltaïque en France

La filière photovoltaïque contribue à l'objectif, fixé par la loi Grenelle 1, d'atteindre 23 % d'énergies renouvelables en France à l'horizon 2020. L'obligation d'achat de l'électricité photovoltaïque à des tarifs réglementés incitatifs a entraîné un développement rapide et incontrôlé de la filière.

LES MOTS-CLÉS

- **Contribution au service public de l'électricité (CSPE)**
- **File d'attente de raccordement**
- **Obligation d'achat**
- **Programmation pluriannuelle des investissements (PPI)**

Le chiffre de 5 400 MW de puissance installée fixé pour 2020 dans la programmation pluriannuelle des investissements (PPI) de production d'électricité aurait pu être atteint au plus tard en 2014. Conscient de l'impact du photovoltaïque sur la facture du consommateur, le gouvernement a mis en place, en décembre 2010, un moratoire de trois mois sur l'obligation d'achat. Son but est d'établir un mécanisme permettant de maîtriser le développement tout en favorisant l'essor d'une filière industrielle française.

► Puissance cumulée des projets photovoltaïques raccordés et en file d'attente, hors entreprises locales de distribution (au 31-12-2010) :

	Raccordés	En file d'attente
ERDF	808 MW	3 601 MW
EDF SEI	165 MW	547 MW
RTE	0 MW	2 250 MW
TOTAL	973 MW	6 398 MW

Données : ERDF, EDF SEI et RTE

1. DEPUIS 2006, LA CRE A RECOMMANDÉ UNE FORTE DIMINUTION DES TARIFS D'ACHAT PHOTOVOLTAÏQUES ET UNE RÉVISION DES DISPOSITIFS DE DÉFISCALISATION

Instaurée en mars 2002, l’obligation d’achat pour les installations photovoltaïques n’a cependant suscité un véritable développement de la filière qu’à partir de 2006. À cette date, la publication d’un nouvel arrêté propose des tarifs attractifs, aussi bien pour les installations au sol (30 c€/kWh) qu’en toitures (55 c€/kWh). Inchangés entre 2006 et 2010, ces tarifs se sont révélés exagérément incitatifs à partir de 2009 en raison de la baisse importante des coûts de production de la filière, ce qui a entraîné une

explosion des demandes de contrats d’achat au second semestre 2009.

Les tarifs d’achat ont été modifiés à deux reprises en 2010. Les arrêtés tarifaires ont suivi les recommandations de la CRE :

- le tarif doit intégrer la baisse importante du prix des équipements pour éviter une rentabilité trop élevée des projets ;
- les bâtiments à usage d’habitation doivent être distingués des autres constructions car ils présentent de plus fortes contraintes d’intégration ;
- une révision des conditions d’indexation annuelle en cours de contrat doit être effectuée de manière à mieux refléter la part des coûts d’investissement dans le coût de production.

► EXPERTISE

La mission de l’Inspection générale des finances : le rapport Charpin

Le 3 septembre 2010, l’Inspection générale des finances a rendu un rapport sur la filière photovoltaïque réalisé sous la direction de Jean-Michel Charpin. Ce rapport, rédigé entre avril et juillet 2010, fait un état des lieux de la filière photovoltaïque et de l’impact de son développement sur l’économie française. Les principales propositions sont :

La baisse immédiate des tarifs d’achat de l’électricité photovoltaïque à l’été 2010

- Conserver la grille tarifaire actuelle
- Baisser les tarifs de manière homogène sur toutes les catégories
- Baisse au-delà de -10 %
- Organiser le processus décisionnel pour une publication de l’arrêté début septembre 2010
- Améliorer le système d’information d’ERDF pour suivre « en temps réel » les flux de nouveaux projets et transmettre les informations aux administrations compétentes

Un système de régulation pérenne offrant une visibilité de la filière

- Préciser la stratégie et les objectifs de la politique photovoltaïque
- Définir une cible annuelle de 300 à 500 MW par an

- Identifier trois segments de marché pertinents et répartir la cible annuelle entre ces segments (particuliers 100 à 150 MW par an, grandes toitures 100 à 200 MW par an, fermes au sol 0 à 150 MW par an)

- Introduire de nouveaux outils de régulation pour maîtriser les quantités :
 - particuliers et grandes toitures : tarif avec dégressivité trimestrielle automatique en fonction des volumes ;
 - sol : appels d’offres.
- Améliorer la procédure d’instruction des demandes d’achat (déclaration d’intention, dépôt de garantie lors de la demande de raccordement, blocage du tarif lors de la proposition technique et financière de raccordement)

Politique industrielle/Recherche et développement

- Mettre en cohérence la stratégie de recherche et développement avec les opportunités identifiées (activités connexes au photovoltaïque et technologies émergentes)
- Maintenir les moyens sur la R&D
- Mobiliser les grands acteurs industriels susceptibles de s’impliquer dans le photovoltaïque et organiser la mise en réseau des acteurs à l’échelle nationale. ●

► LE POINT SUR...

Évolution des tarifs d'achat de l'électricité photovoltaïque depuis 2006 (en €/MWh hors TVA et hors indexation)

Juillet 2006

Type d'installation (critères techniques)	Tarif d'achat (€/MWh)	
	France continentale	Corse, DOM, Saint-Pierre et Miquelon, Mayotte
Intégration au bâti	550	550
Hors intégration au bâti	300	400

Janvier 2010

Évolutions : augmentation du tarif pour les installations au sol dans les régions les moins ensoleillées et nouvelle catégorie de l'intégration simplifiée au bâti.

Type d'installation (critères techniques)	Tarif d'achat (€/MWh)				
Installations sur toiture	Bâtiments à usage d'habitation	Bâtiments à usage d'enseignement et de santé		Autres bâtiments	
		De moins de 2 ans	De plus de 2 ans	De moins de 2 ans	De plus de 2 ans
Intégration complète	P ≤ 3 kW	580	314 ^(b)	580	314 ^(b)
	3 kW < P ≤ 250 kW	580	420	580	420
	P > 250 kW		420		
Intégration simplifiée	P ≤ 3 kW		314 ^(b)		
	P > 3 kW		420		
Surimposition	P ≤ 250 kW		314		
	P > 250 kW		314 à 377 ^(a)		
Installations au sol	P ≤ 250 kW		314		
	P > 250 kW		314 à 377 ^(a)		

(a) : en fonction du département d'implantation.

(b) : 420 €/MWh à compter du 1^{er} janvier 2011. Pour les installations intégrées au bâti de moins de 250 kW sur des bâtiments de moins de deux ans, les tarifs applicables sont ceux de l'intégration simplifiée.

Septembre 2010

Évolution : baisse de 12 % de tous les tarifs, sauf pour le tarif applicable aux installations intégrées au bâti de moins de 3 kW qui reste inchangé.

Type d'installation (critères techniques)	Tarif d'achat (€/MWh)			
Installations sur toiture	Bâtiments à usage d'habitation	Bâtiments à usage d'enseignement et de santé		Autres bâtiments
		De moins de 2 ans	De plus de 2 ans	
Intégration complète	P ≤ 3 kW	580	276 ^(b)	510
	3 kW < P ≤ 250 kW	510	370	510
	P > 250 kW		370	
Intégration simplifiée	P ≤ 3 kW		276 ^(b)	
	P > 3 kW		370	
Surimposition	P ≤ 250 kW		276	
	P > 250 kW		276 à 331 ^(a)	
Installations au sol	P ≤ 250 kW		276	
	P > 250 kW		276 à 331 ^(a)	

(a) : en fonction du département d'implantation.

(b) : 370 €/MWh à compter du 1^{er} janvier 2011. Pour les installations intégrées au bâti de moins de 250 kW sur des bâtiments de moins de deux ans, les tarifs applicables sont ceux de l'intégration simplifiée.

10 mars au 30 juin 2011 :

Évolutions : baisse de 10 à 22 % des tarifs en vigueur pour les installations intégrées au bâti de moins de 36 kW et pour celles respectant les critères d'intégration simplifiée de moins de 100 kW. Pour les autres installations, baisse de 57 à 76 %.

Type d'installation (critères techniques)	Tarif d'achat (€/MWh)		
Installations sur bâtiments	Bâtiments à usage d'habitation	Bâtiments à usage d'enseignement et de santé	Autres bâtiments
Intégration complète	P ≤ 3 kW	460	406
	3 kW < P ≤ 9 kW	460	406
	9 kW < P ≤ 36 kW	403	406
	36 kW < P	120	
Intégration simplifiée	P ≤ 36 kW		303,5
	36 kW < P ≤ 100 kW		288,3
	100 kW < P	120	
Surimposition		120	
Installations au sol		120	

1 – Les tarifs applicables à compter du 1^{er} juillet 2011 seront connus au plus tard le 21 juillet.

Arrêté du 12 janvier 2010

L'arrêté entré en vigueur en janvier 2010 a distingué les bâtiments à usage d'habitation, de santé et d'enseignement des autres constructions. Pour ces dernières, le tarif d'achat a été revu à la baisse, tout particulièrement pour les projets neufs sur lesquels s'étaient concentrés les effets d'aubaine. Par ailleurs, la dégressivité annuelle des tarifs a été fortement accentuée.

Cependant, les tarifs retenus sont restés à des niveaux bien supérieurs à ceux préconisés par la CRE. En conséquence, cette révision s'est révélée insuffisante pour neutraliser les effets d'aubaine. Ainsi, la puissance cumulée des installations ayant fait l'objet d'une demande de raccordement au cours du 2^e trimestre 2010, proche de 600 MW, est bien supérieure à l'objectif de la programmation pluriannuelle des investissements (raccordement de 500 MW par an).

Arrêté du 31 août 2010

Fin août 2010, la CRE a été saisie d'un nouveau projet d'arrêté visant à réduire de 12 % l'ensemble des tarifs d'achat, à l'exception de celui applicable aux installations photovoltaïques de moins de 3 kW intégrées au bâti. Elle a conclu que les tarifs envisagés induisaient une rémunération normale des investissements, mais a préconisé que la dégressivité annuelle de 10 % prévue à partir de 2012 intervienne dès 2011.

2. DEPUIS MARS 2011, LE NOUVEAU CADRE DE RÉGULATION APPLIQUÉ FIXE DES TARIFS QUI N'INDUISENT PAS DE RENTABILITÉS EXCESSIVES

2.1. Un moratoire sur les tarifs d'achat a été instauré le temps d'une concertation sur l'avenir de la filière photovoltaïque en France

Afin d'éviter des effets d'aubaine dus aux tarifs d'achat très avantageux pour le producteur d'électricité photovoltaïque, le gouvernement a décidé, le 2 décembre 2010, de suspendre pour une durée de trois mois l'obligation pour EDF et les distributeurs non nationalisés de conclure un contrat d'achat de l'électricité photovoltaïque aux conditions tarifaires en vigueur (décret du 9 décembre 2010). Ont été exclues du moratoire les centrales ayant une puissance crête inférieure à 3 kW ou celles pour lesquelles une proposition technique et financière a été signée et notifiée au gestionnaire de réseau avant le 2 décembre 2010. Ce moratoire a également conduit les ministères chargés de l'énergie à mener une concertation avec l'ensemble de la filière pour établir un nouveau cadre réglementaire pour la filière photovoltaïque française (*cf. encadré p.35*).

Le dispositif de soutien au photovoltaïque a vocation à rester temporaire.

Son objectif est de favoriser l'émergence d'une filière photovoltaïque rentable avant un retour progressif à une situation où la filière pourra produire de l'électricité aux prix du marché, sans le bénéfice d'une aide publique.

Jusqu'à sa suspension temporaire le 2 décembre 2010, le dispositif de soutien reposait sur des tarifs d'achat garantis sur 20 ans, compris entre 280 €/MWh pour les centrales au sol et 580 €/MWh pour les panneaux solaires sur les maisons (alors que les prix de marché sont de l'ordre de 55 €/MWh).



► POINT D'ÉTAPE

Le Rapport Charpin-Trink sur le développement de la filière photovoltaïque

Le 7 décembre 2010, une mission a été confiée à Jean-Michel Charpin (Inspection générale des finances) et Claude Trink (Conseil général de l'industrie, de l'énergie et des technologies) pour mener une concertation avec les acteurs de la filière photovoltaïque sur la mise en place d'un nouveau cadre de régulation. Cette demande a été formulée à la suite de l'entrée en vigueur du moratoire de trois mois sur les raccordements des installations photovoltaïques.

Le rapport de cette mission, publié le 11 février 2011, reprend les principales demandes de la filière :

- mettre en place un dispositif permettant d'assurer un rythme de développement au minimum de 800 à 1 000 MW par an en régime de croisière et ne plus considérer les objectifs de programmation pluriannuelle des investissements (PPI) comme un plafond ;*
- fixer les objectifs annuels non plus en puissance (MW) mais en charges annuelles de service public ;*
- maintenir un mécanisme d'obligation d'achat pour tous les projets situés sur toitures jusqu'à 250 kW ;*
- réservier le mécanisme d'appels d'offres pour les projets de centrales au sol ;*
- examiner les scénarios de gestion de la sortie de la période de suspension instaurée par le moratoire. ●*

2.2. Le moratoire a révisé la situation juridique d'opérateurs déjà entrés en file d'attente de raccordement

Le moratoire instauré par le décret du 9 décembre 2010 a également modifié la situation juridique d'opérateurs entrés en file d'attente mais non encore raccordés au réseau.

Un certain nombre d'entre eux ont saisi le CoRDiS (comité de règlement des différends et des sanctions de la CRE) pour tenter d'obtenir des propositions techniques et financières de raccordement de la part des gestionnaires de réseaux.

À ce jour, plus de 150 dossiers ont été déposés devant le CoRDiS sur ce sujet.

2.3. Les tarifs d'achat sont dégressifs par trimestre en fonction des volumes de demandes de raccordement

À la fin du moratoire et de la période de concertation, de nouveaux tarifs d'achat sont entrés en vigueur le 10 mars 2011 (arrêté du 4 mars 2011). L'arrêté prévoit une révision trimestrielle des tarifs. La baisse sera fonction du volume de demandes de raccordement déposées au cours du trimestre précédent. Elle sera nulle si la puissance crête cumulée des demandes est inférieure ou égale à 5 MW et atteindra au maximum 9,5 % si la puissance crête cumulée excède 65 MW. Le dispositif a été ajusté de manière à ce que la baisse tendancielle soit de 10 % par an si les volumes suivent la trajectoire-cible. Elle est fixée à 100 MW par an pour les installations résidentielles intégrées au bâti de puissance inférieure ou égale à 36 kW et pour les installations sur toiture de puissance inférieure ou égale à 100 kW.

Enfin, pour les projets supérieurs à 9 kW, les producteurs, lors de leur demande de raccordement, sont désormais tenus de fournir une offre de prêt ou une attestation de leur capacité à disposer de fonds propres à hauteur de 0,6 €/W pour l'ensemble de leur projet en file d'attente (incluant le projet objet de la demande).

2.4. Les appels d'offres sont privilégiés pour les installations de plus de 100 kW

Pour les installations entre 100 et 250 kW (équivalent à une surface de toiture comprise entre 1 000 m² et 2 500 m²), un système d'appel d'offres simplifié est envisagé : seuls des critères objectifs, comme le prix du kWh, seront pris en compte. Les installations sur les très grandes toitures et les centrales au sol seront sélectionnées à l'issue d'appels d'offres pluriannuels associant plusieurs critères (prix, environnement, innovation...). Les premiers appels d'offres sont prévus pour l'été 2011.

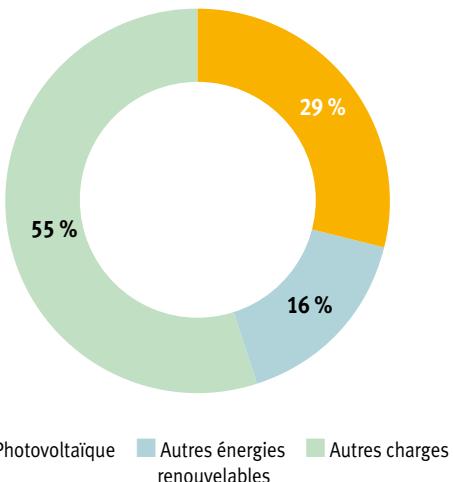
3. LA FILIÈRE PHOTOVOLTAÏQUE AURA UN IMPACT IMPORTANT SUR LES CHARGES DE SERVICE PUBLIC FINANCIÉES PAR LES CONSOMMATEURS

La loi impose aux fournisseurs historiques d'électricité (EDF, Électricité de Mayotte et les entreprises locales de distribution) de remplir des missions de service public. Ces missions entraînent des charges qui sont compensées par la contribution au service public de l'électricité (CSPE) payée par l'ensemble des consommateurs d'électricité. Le soutien du développement de la filière photovoltaïque fait partie de ces charges au travers des obligations d'achat et des appels d'offres. En 2011, 29 % des charges prévisionnelles sont dues au photovoltaïque, soit environ 1 milliard d'euros (*cf. graphique*).

La loi prévoit aussi que les coûts évités à EDF du fait de l'obligation d'achat « *sont calculés par référence aux prix de marché de l'électricité* ». À ce jour, le coût évité par les installations photovoltaïques est calculé par la CRE sur la base des moyennes mensuelles des prix horaires day-ahead (prix spot) sur la bourse de l'électricité EPEX. Ainsi, le coût évité sur un mois donné est égal à la moyenne des prix spot du mois multiplié par le volume d'électricité acheté par EDF. Une évolution de la méthode de calcul a été proposée par la CRE pour les prochains exercices. Elle se basera sur les prix spot horaires et sur un profil horaire de la production photovoltaïque. Cette modification permettra de prendre en compte les effets jour/nuit et hiver/été, qui sont caractéristiques de la production photovoltaïque.

Charges résultant du tarif fixé par l'arrêté du 4 mars 2011

Les charges de service public induites par les tarifs en vigueur depuis l'arrêté tarifaire du 4 mars 2011 dépendent fortement du scénario d'évolution des puissances installées. La CRE retient une hypothèse d'évolution de 100 MW par an, aussi bien pour les installations bénéficiant de la prime d'intégration au bâti sur des bâtiments d'habitation que pour les autres installations sur toitures de moins de 100 kW.



Composition des charges de service public prévisionnelles au titre de 2011.
Les charges de service public prévisionnelles au titre de 2011 représentent un total de 3,5 milliards d'euros.

Cette hypothèse est fondée sur une baisse des tarifs d'achat, hors indexation, d'environ 10 % chaque année, ce qui est cohérent avec la baisse attendue à court et moyen terme des coûts de production de l'électricité d'origine photovoltaïque. Pour un tel scénario, les charges de service public correspondant aux nouvelles installations visées par l'arrêté en vigueur seraient comprises entre 390 et 420 millions d'euros par an à l'horizon 2020.

Charges dues aux installations bénéficiant des précédents tarifs

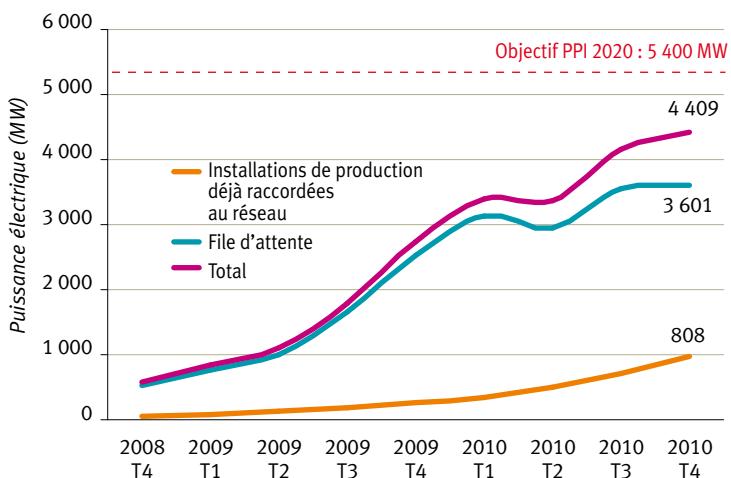
Les charges de service public liées aux installations bénéficiant de l'obligation d'achat au titre des précédents arrêtés tarifaires dépendent étroitement du taux de réalisation des projets qui n'ont pas encore été mis en service. En supposant que 50 à 65 % des projets en attente de raccordement en décembre 2010 (*cf. encadré p.37*) non suspendus par le décret du 9 décembre 2010 se réaliseront, ces charges seraient comprises entre 1,4 et 2 milliards d'euros par an à l'horizon 2020.

► FOCUS

Une file d'attente pour le raccordement des installations de production au réseau public d'électricité

Depuis 2005, le nombre d'installations de production, majoritairement photovoltaïque et éolien, raccordées aux réseaux publics d'électricité, a été multiplié par 30. Le rythme s'est fortement accéléré à partir de 2008.

Dans les zones insulaires, l'ordre des files d'attente est utilisé pour affecter aux installations de production en projet des heures de déconnexion pour respecter le seuil technique réglementaire de 30 % afin d'assurer la stabilité de ces systèmes insulaires.



Raccordement d'installations photovoltaïques en France continentale et métropolitaine sur le réseau de distribution, hors entreprises locales de distribution.

(Sources : ERDF et EDF SEI)

L'accumulation des demandes a entraîné l'épuisement des capacités d'accueil disponibles sur les réseaux. Dans l'attente des travaux de renforcement des réseaux électriques, les gestionnaires de réseaux ont dû gérer cette situation. Ils ont choisi d'établir un classement des projets selon l'ordre d'arrivée des demandes de raccordement. Des files d'attente se sont ainsi constituées. Les premiers projets entrés bénéficient de la capacité disponible, les suivants font l'objet de limitations d'injection d'électricité dans l'attente des renforcements nécessaires.

Outre la saturation des capacités d'injection, l'explosion de la filière photovoltaïque a généré des retards de traitement par les agences de raccordement des gestionnaires de réseaux de distribution.

L'existence des files d'attente ne conduit pas à réaliser des surinvestissements. Néanmoins, elles fragilisent les projets des demandeurs en imposant aux gestionnaires de réseaux des solutions de raccordement onéreuses et différentes.

Pour cette raison, la CRE a encadré le fonctionnement des files d'attente via ses délibérations du 11 juin 2009 relatives aux procédures de raccordement des gestionnaires de réseaux. En 2010, elle a approuvé une nouvelle procédure de RTE qui régule l'accès et le maintien en file d'attente de raccordement. Le principe est de faciliter l'accès à la capacité d'accueil disponible aux projets les plus avancés. Compte tenu de l'évolution de la file d'attente, la CRE examinera à nouveau cette procédure dans le courant de l'année 2011. S'il y a lieu, elle en demandera une révision. En 2010, les gestionnaires de réseaux de distribution ont également publié de nouvelles procédures de raccordement.

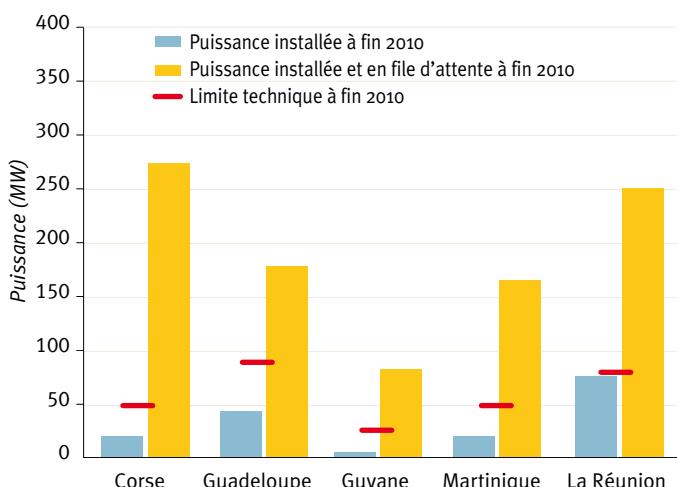
Fin décembre 2010, les puissances cumulées des projets photovoltaïques en attente de raccordement au réseau public¹ sont estimées à 2 057 MW sur le réseau géré par ERDF, 373 MW sur le réseau géré par EDF SEI et 714 MW sur le réseau de transport géré par RTE. La puissance des installations en attente de raccordement sur le réseau des entreprises locales de distribution est estimée à 10 % de celle en file d'attente ERDF. ●

¹ – Respectant les dispositions de l'article 3 du décret du 9 décembre 2010 suspendant l'obligation d'achat (acceptation de la proposition technique et financière avant le 2 décembre 2010).

Si l'on tient compte également des installations qui devraient se développer dans le cadre d'appels d'offres lancés par le ministre chargé de l'énergie, les charges de service public liées à l'ensemble de la filière photovoltaïque à l'horizon 2020 seront probablement supérieures à 2 milliards d'euros par an, soit environ 0,1 % du PIB.

4. LE DÉVELOPPEMENT DU PHOTOVOLTAÏQUE DANS LES ZONES INSULAIRES DOIT ÊTRE MAÎTRISÉ POUR ASSURER LA SÛRETÉ DU RÉSEAU

Les zones insulaires du territoire français bénéficient, pour la plupart, d'un large ensoleillement propice au photovoltaïque. De ce fait, le fort développement du photovoltaïque dans ces zones, énergie intermittente (absence de production la nuit et variations dues aux passages nuageux le jour), ne permet pas d'équilibrer correctement la production et la consommation d'électricité.



Comparaison des projets de moyens de production intermittents, en service et en file d'attente pour un raccordement, avec la limite technique d'acceptabilité des réseaux insulaires (au 31-12-2010).

La limite réglementaire d'acceptabilité technique des énergies intermittentes équivaut à un seuil de 30 % au-delà duquel il devient difficile d'équilibrer le réseau. À La Réunion, la situation est critique.

4.1. Le bon fonctionnement des réseaux électriques a rendu nécessaire l'abaissement du seuil de déconnexion des installations photovoltaïques

Dans les principales collectivités d'outre-mer et en Corse, la capacité de production en attente de raccordement au réseau excède la demande locale en électricité (avis de la CRE du 3 décembre 2009 et du 31 août 2010 sur les projets d'arrêté tarifaire, avis de la CRE du 14 janvier 2010 sur les projets d'arrêtés portant conditions techniques de raccordement). Le seuil de 30 %, limite réglementaire d'acceptabilité technique des énergies intermittentes relative à la stabilité des réseaux, sera à court terme dépassé. La situation est déjà critique à La Réunion. (*cf. graphique*).

La CRE a insisté à plusieurs reprises sur les risques liés au développement du photovoltaïque sur le bon fonctionnement des systèmes électriques insulaires. Publié le 5 mars 2011, l'arrêté du 24 novembre 2010, sur lequel la CRE a rendu un avis favorable, modifie les critères de déconnexion au réseau, en abaissant le seuil de puissance au-delà duquel l'installation peut être déconnectée de 100 kVA à 3 kVA. Le seuil de 100 kVA était inopérant dans la mesure où les projets de plus grande taille pouvaient se développer sous la forme de plusieurs lots de moins de 100 kVA.

4.2. Une révision de la fiscalité permettrait de mettre fin à l'effet d'aubaine

Dans les départements et collectivités d'outre-mer, l'offre est en passe de ne pouvoir être totalement exploitée. C'est pourquoi la CRE, dans son avis du 31 août 2010, s'est interrogée sur l'opportunité de maintenir dans ces zones la coexistence de l'obligation d'achat et de dispositifs avantageux de défiscalisation des investissements productifs.

C'est ainsi que la loi de finances pour 2011 a prévu la fin de la défiscalisation pour les projets photovoltaïques dans les départements d'outre-mer déposés après le 29 septembre 2010. Le dispositif a cependant été prolongé pour les installations d'une puissance inférieure à 20 kW jusqu'au 30 juin 2011. Les données chiffrées révélées par le ministre du budget devant le Sénat mettent en lumière l'effet d'aubaine dont bénéficient les entreprises du secteur : si les projets déposés représentaient 526 millions d'euros d'investissement entre le 1^{er} janvier et le 24 septembre 2010, date à laquelle la perspective d'un arrêt de la défiscalisation s'est ébruitée, les demandes ont atteint 692 millions d'euros entre le 25 et le 29 septembre 2010.

Alors qu'en 2006 l'énergie renouvelable ne représentait que 9,5 % des demandes d'agrément, sa part est désormais de 32 %, au détriment des autres secteurs économiques (hôtellerie, transports, industrie). L'avenir de la défiscalisation des projets photovoltaïques sera décidé à la lumière des conclusions d'une commission d'évaluation qui doit rendre ses travaux d'ici le 30 juin 2011. ●

QUESTIONS À...

ESTHER PIVET, directrice du développement des marchés de la CRE



Quel sera le rôle de la CRE dans le nouveau cadre de régulation tarifaire du photovoltaïque ?

L'arrêté tarifaire du 4 mars 2011 prévoit une révision trimestrielle des tarifs d'achat. L'arrêté confie à la CRE le calcul des coefficients de dégressivité des tarifs en fonction des volumes. Ainsi, à la fin de chaque trimestre, les quelque 150 gestionnaires de réseaux auront 15 jours pour communiquer à

la CRE un bilan des demandes complètes de raccordement qu'elles auront enregistrées au cours du trimestre. Nous devrions mettre en place une automatisation de la transmission de ces données via le site Internet de la CRE, afin d'en permettre un traitement simple et rapide.

Et dans l'organisation des appels d'offres ?

L'exposé des motifs de l'arrêté du 4 mars indique que le mécanisme de soutien privilégié pour les installations de grande taille sera l'appel d'offres. Pour les plus grands projets (puissance supérieure à

250 kW), la procédure devrait rester inchangée. La CRE rédigera le projet de cahier des charges conformément aux conditions de l'appel d'offres transmises par le ministre chargé de l'énergie, puis conduira la procédure d'appel d'offres.

Pour les projets de taille intermédiaire (100 à 250 kW), il est question de mettre en place des appels dits automatiques, avec une sélection des offres sur le seul critère du prix. La CRE travaille au déploiement d'une plateforme technique nécessaire à un enregistrement simple et rapide des offres, et à leur classement. Ce nouveau type d'appel d'offres nécessitera la mise en place d'un cadre réglementaire spécifique.

La CRE s'est dite prête à modifier le calcul des charges dues au photovoltaïque, qu'en est-il ?

À partir du prochain exercice d'évaluation des charges dues au photovoltaïque, qui portera sur l'année 2010, la CRE procédera au calcul des coûts évités par cette filière à partir des prix de marché de gros horaires et non plus d'un prix moyen mensuel. Cette méthode augmente le coût évité, mais la baisse des charges résultante reste assez faible en raison du coût d'achat élevé du photovoltaïque. Leur montant pourrait dépasser 2 milliards d'euros à l'horizon 2020, auquel s'ajoutent les autres charges de service public (autres énergies renouvelables, cogénération, péréquation tarifaire dans les zones insulaires, dispositifs sociaux). ●

F

9,5 %

Part du volume
des contrats à long terme
de gaz importé en France
indexée sur les prix
des marchés de gros de gaz,
intégrée dans la formule
servant au calcul
du tarif réglementé
de vente de GDF SUEZ.

Station de compression de Nozay.

Gros plan d'une canalisation gaz calorifugée.

© GRTgaz, Franck Dunouau, 2010

Gaz naturel



Le prix du gaz : construction et évolution

Plus de la moitié (56 %) du gaz consommé en France est fourni dans le cadre d'une offre de marché.

Cette ouverture certaine à la concurrence concerne toutefois essentiellement les clients professionnels, la majorité des clients résidentiels ayant gardé un contrat aux tarifs réglementés de vente auprès d'un fournisseur historique (GDF SUEZ ou entreprise locale de distribution).

Ces tarifs couvrent les coûts supportés par les fournisseurs : coûts d'approvisionnement, coûts de transport, de distribution et de stockage du gaz, et coûts commerciaux.

Les coûts d'approvisionnement de GDF SUEZ à couvrir par les tarifs réglementés sont estimés par une formule basée sur ses contrats d'approvisionnement à long terme de gaz importé. Ces contrats sont en majeure partie indexés sur les prix des produits pétroliers et, pour une faible part, sur les prix de marché de gros du gaz.

C'est pourquoi les évolutions des tarifs réglementés de vente ne sont pas immédiatement corrélées avec celles des prix de marché de gros.

LES MOTS-CLÉS

- **Contrat de service public**
- **Gaz non conventionnel**
- **Marché de gros du gaz**
- **Tarif en distribution publique**
- **Tarif réglementé de vente**

1. LE PRIX DE VENTE DE GAZ AU CLIENT : DE QUOI PARLE-T-ON ?

1.1. Différents types d'offres sont disponibles sur le marché

Depuis le 1^{er} juillet 2007, l'ouverture du marché de détail du gaz naturel est totale. Tout consommateur peut souscrire une offre à prix de marché auprès du fournisseur de son choix. Il conserve cependant, dans certains cas, la possibilité de souscrire une offre au tarif réglementé de vente auprès du fournisseur historique de sa zone de desserte (GDF SUEZ dans la plupart des cas, TEGAZ ou l'une des 22 entreprises locales de distribution dans certaines communes). La loi du 7 décembre 2010 prévoit qu'un client résidentiel a toujours la possibilité de souscrire une offre au tarif réglementé ou une offre de marché. En revanche, si tous les clients professionnels peuvent conserver leur contrat au tarif réglementé sans limitation de durée, seuls ceux consommant moins de 30 GWh par an peuvent

bénéficier des tarifs réglementés pour un site nouvellement raccordé ou pour un site qui avait opté pour une offre de marché.

Aujourd'hui, il existe deux types de tarifs réglementés :

- les tarifs en distribution publique pour les clients résidentiels et professionnels raccordés au réseau public de distribution dont la consommation de gaz n'excède pas 4 GWh par an ;
- les tarifs à souscription, applicables aux clients professionnels consommant plus de 4 GWh par an, raccordés au réseau public de distribution ou au réseau public de transport. Les tarifs à souscription sont en extinction : aucun consommateur ne peut souscrire de nouveau contrat à ces tarifs.

Sur 10,7 millions de foyers abonnés au gaz, 88 % ont une offre au tarif réglementé. Parmi eux, environ 6,1 millions se chauffent au gaz.



“ L'objectif de la CRE est d'établir un cadre transparent et efficace au service du consommateur. ”

1.2. Les tarifs réglementés de vente doivent couvrir une somme de coûts : l'exemple du tarif en distribution publique de GDF SUEZ

Le décret du 18 décembre 2009 prévoit que les tarifs réglementés de vente doivent couvrir les coûts hors approvisionnement et les coûts d'approvisionnement supportés par les fournisseurs. Il détermine également les modalités de fixation de ces tarifs (cf. encadré).

Les coûts hors approvisionnement

Les coûts hors approvisionnement sont composés des coûts d'utilisation des infrastructures (réseaux de transport, réseaux de distribution de gaz naturel, terminaux méthaniers, stockage) ainsi que des coûts de commercialisation du fournisseur.

Leur mise à jour, spécifique à chaque tarif, est intégrée au moins une fois par an dans les tarifs réglementés de vente, lors de leur fixation par arrêté. Les coûts d'utilisation des réseaux et des terminaux méthaniers résultent de l'application des tarifs d'utilisation des infrastructures de gaz arrêtés par les ministres chargés de l'économie et de l'énergie sur proposition de la CRE.

Les tarifs réglementés de vente entrés en vigueur au 1^{er} avril 2010 ont pris en compte une augmentation des coûts hors approvisionnement de 0,243 €/kWh, qui correspond à une hausse moyenne des tarifs réglementés de 5,9 %.

► CE QUE DIT LA RÉGLEMENTATION

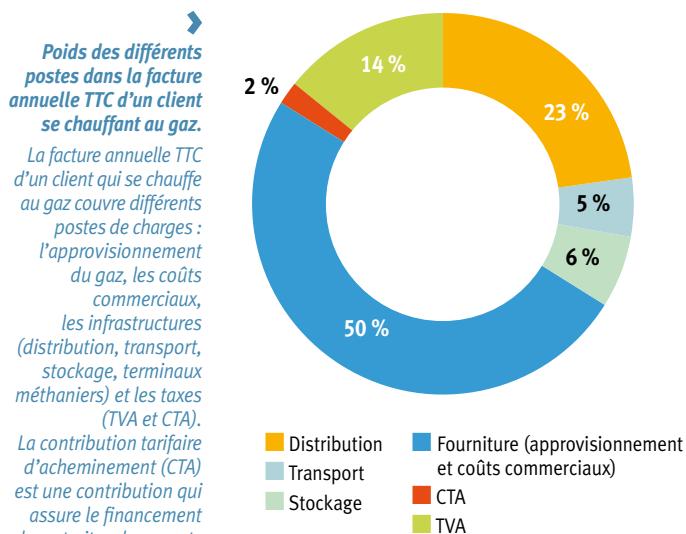
Un nouveau cadre de fixation des tarifs réglementés de vente de gaz

Le décret du 18 décembre 2009 définit le nouveau cadre pour la fixation des tarifs réglementés de vente de gaz. Pour chaque fournisseur, un arrêté pris par les ministres de l'économie et de l'énergie, après avis de la CRE, fixe ses tarifs de vente et la formule permettant de calculer l'évolution de ses coûts d'approvisionnement. Les tarifs du fournisseur suivent alors l'évolution de la formule, après avis de la CRE, jusqu'à l'entrée en vigueur de l'arrêté suivant. Pour GDF SUEZ, cet arrêté a été signé le 9 décembre 2010, après un avis favorable de la CRE du 2 décembre 2010.

Le décret s'applique à chacun des fournisseurs historiques dès lors que l'arrêté le concernant est publié. En plus de GDF SUEZ, la CRE a été saisie en 2010 des projets d'arrêtés concernant 14 entreprises locales de distribution. Tous ont recueilli un avis favorable. Le cadre précédemment en vigueur pour ces entreprises (arrêté du 21 décembre 2007), dont les dispositions devaient arriver à échéance au 31 décembre 2010, a été prolongé d'un an. Il permet aux entreprises qui n'avaient pas pu faire un bilan de leurs coûts pour entrer dans le nouveau cadre de disposer d'un délai supplémentaire.

Pour la plupart des entreprises locales de distribution entrées dans le cadre du décret, la formule adoptée permet d'intégrer dans leurs tarifs leur coût d'approvisionnement réel. Auparavant, ce dernier était calculé comme la moyenne du coût d'approvisionnement constaté sur les mois passés.

Le cadre réglementaire actuel permet ainsi de renforcer la transparence des évolutions tarifaires et de s'assurer que les tarifs de chaque fournisseur couvrent ses coûts. ●



Les coûts d'approvisionnement

L'approvisionnement de GDF SUEZ est très diversifié : contrats à long terme, achats sur les marchés de gros à court terme, ressources propres. Cette diversité, inscrite dans le contrat de service public signé entre l'État et GDF SUEZ, contribue à la sécurité d'approvisionnement de GDF SUEZ et à sa capacité à servir ses clients. Conformément au contrat de service public, les coûts d'approvisionnement de GDF SUEZ sont estimés par une formule mathématique fondée sur les seuls contrats à long terme de gaz importé en France passés entre GDF SUEZ et ses fournisseurs. La formule tarifaire qui était en vigueur sur les années 2008, 2009 et 2010 a été établie par GDF SUEZ en juillet 2008. Les déterminants de cette formule étaient fondés sur les cours du pétrole, du fioul lourd, du fioul domestique, ainsi que sur le taux de change euro/dollar.

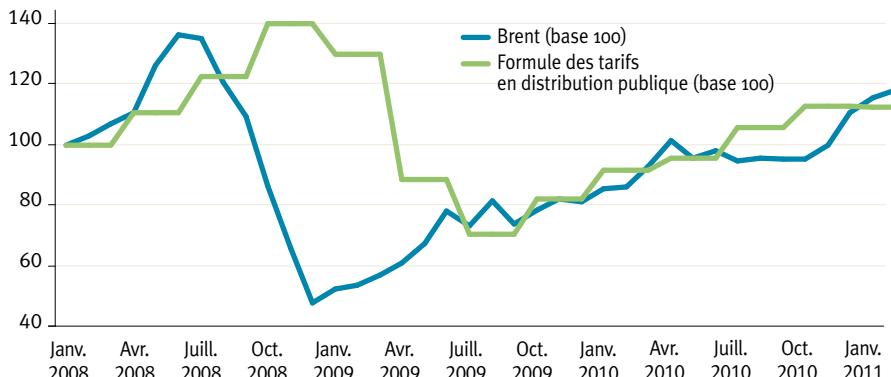
La formule utilisée pour calculer le coût d'approvisionnement à couvrir par les tarifs en distribution publique prend en compte la moyenne des indices sur les six mois passés, avec un décalage d'un mois, et s'applique pendant trois mois (formule dite en 6.1.3). C'est ce qui explique le décalage entre l'évolution des prix du pétrole et de la formule, et donc des tarifs réglementés (*cf. graphique p.45*).



L'entrée en service du terminal méthanier de Fos-Cavaou le 1^{er} avril 2010 a dynamisé les marchés et renforcé l'approvisionnement en gaz du sud de la France.

Sur cette photo : le navire Al Ghashamiya, premier navire de type Q-Flex à accoster dans un terminal du sud de la France, d'une capacité de 216 000 m³.

© Frédéric Aubert, 2010



Évolution comparée du cours du Brent et de la formule GDF SUEZ depuis le 1^{er} janvier 2008 utilisée pour les tarifs en distribution publique (en base 100).

Le décalage entre l'évolution des prix du pétrole et les tarifs réglementés est dû à la formule estimant les coûts d'approvisionnement en gaz : la formule dite en 6.1.3 prend en compte la moyenne des indices sur les six mois passés, avec un décalage d'un mois, et s'applique pendant trois mois.

La construction de la formule tarifaire conduit mécaniquement à des écarts avec les coûts réellement supportés par GDF SUEZ.

Ceux-ci sont de deux types :

- des écarts liés aux effets d'approximation de la formule (« effet d'approximation ») ;
- des écarts liés à l'approvisionnement réel de GDF SUEZ qui ne se fait pas uniquement par le biais des contrats à long terme (« effet de périmètre »).

La CRE procède à des audits à intervalles réguliers afin de s'assurer que la formule tarifaire estime correctement les coûts d'approvisionnement.

Ainsi, dans sa délibération de 31 août 2010, la CRE a considéré que la formule tarifaire en vigueur avait fourni, sur les années 2008, 2009 et sur le premier trimestre 2010, une approximation correcte des coûts d'approvisionnement de GDF SUEZ. Cependant, les renégociations par GDF SUEZ avec certains de ses fournisseurs durant la période auditee ont conduit la CRE à recommander la révision de la formule d'un point de vue prospectif, pour prendre en compte les nouvelles indexations de certains contrats à long terme sur les prix de marché de gros du gaz. La formule tarifaire a ainsi été révisée par l'arrêté du 9 décembre 2010 (*cf. encadré*).

Plus récemment, la CRE a recommandé, dans sa délibération du 30 mars 2011, de modifier le périmètre des approvisionnements pris en compte dans la formule, ce qui nécessite de modifier le contrat de service public.

À RETENIR

Une nouvelle formule estimant les coûts d'approvisionnement en gaz de GDF SUEZ

La nouvelle formule permettant d'estimer les coûts d'approvisionnement en gaz de GDF SUEZ pour fixer les tarifs en distribution publique a été adoptée par arrêté ministériel du 9 décembre 2010. Saisie par le gouvernement sur ce projet d'arrêté, la CRE a rendu un avis favorable sur la nouvelle formule (délibération du 2 décembre 2010). La révision de celle-ci est intervenue dans un contexte où les prix du gaz sur les marchés de gros avaient fortement baissé depuis 2009.

La nouvelle formule prend en compte les renégociations des contrats à long terme de gaz importé intervenues en 2009 et 2010 entre GDF SUEZ et ses fournisseurs. Celles-ci ont introduit une indexation de certains contrats sur les prix des marchés de gros gaziers, ce qui porte la part du volume de ces contrats indexés sur les prix de marché à 9,5 %.

Conformément au contrat de service public signé entre l'État et GDF SUEZ, la nouvelle formule tarifaire fournit une approximation correcte des coûts d'approvisionnement des contrats à long terme de gaz importé en France de GDF SUEZ. Toutefois, la volatilité des prix des marchés de gros du gaz est plus élevée que celle des produits pétroliers. L'intégration des prix de marché dans la formule pourrait donc occasionner des fluctuations plus importantes à la baisse comme à la hausse. La CRE vérifiera la pertinence de la formule à intervalles réguliers en 2011. ●

2. LE MARCHÉ DE GROS DU GAZ EST EN MUTATION

2.1. Le prix du gaz sur les marchés s'est déconnecté des prix des contrats indexés sur le pétrole

Déconnexion entre les prix des contrats à long terme et les prix de marché (base 100).

Le graphique représente l'écart entre les prix pétroliers six mois auparavant (sur lesquels les contrats à long terme sont indexés) et les prix du gaz sur les marchés de gros.

L'écart s'est creusé durablement à partir de 2009 avant de se réduire depuis le printemps 2010.

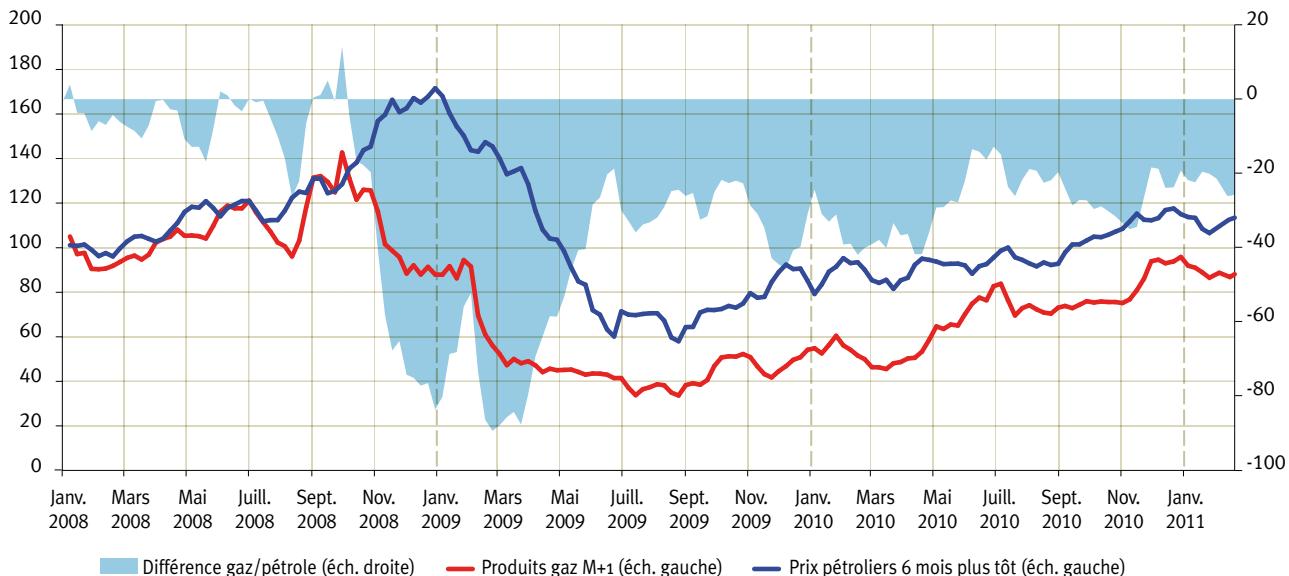


L'introduction du prix de marché (9,5 %) dans le calcul de la formule du tarif réglementé s'explique par la déconnexion qui s'est opérée entre le prix du gaz sur les marchés de gros et le prix du gaz des contrats à long terme. Cette déconnexion a conduit les fournisseurs à renégocier les conditions de prix des contrats à long terme.

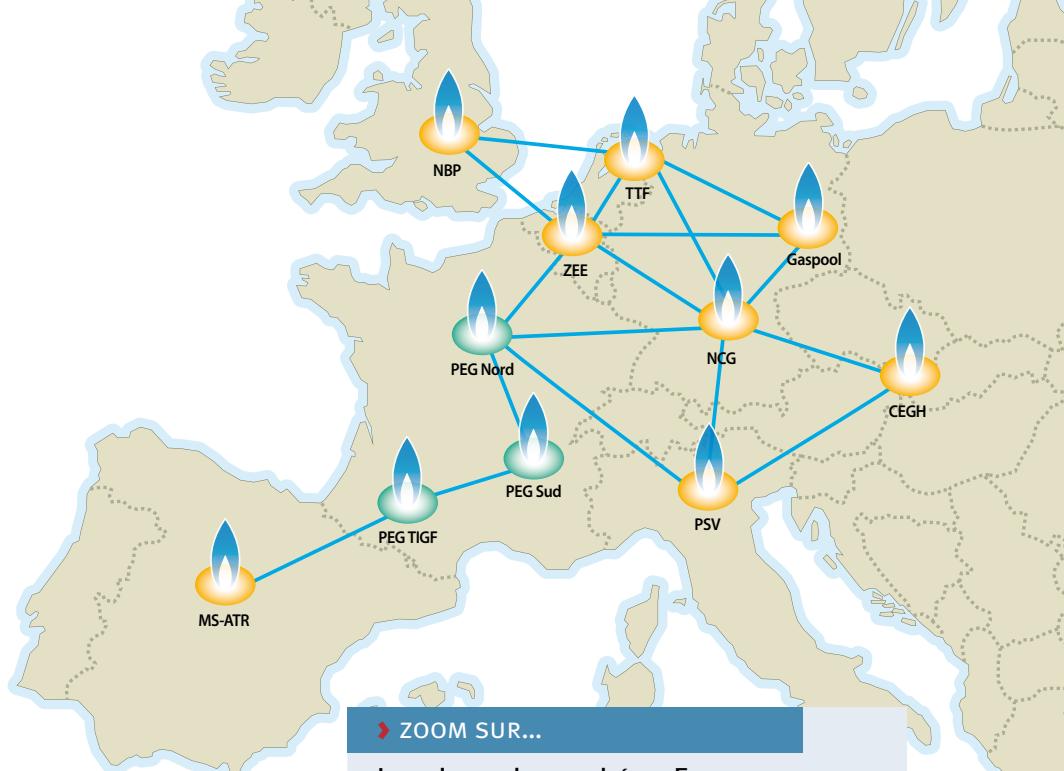
Les contrats à long terme s'exécutent en général sur des durées longues (20 ou 30 ans) permettant à l'acheteur de sécuriser ses approvisionnements et au producteur d'avoir des acquéreurs absous sur une longue période. Cela lui permet d'investir dans des activités d'exploration, de production et de transport, activités amortissables à longues échéances. Ces contrats comportent des clauses de type « Take or

Pay » qui obligent l'acheteur à payer une quantité minimale prévue par le contrat. Parallèlement, les marchés de gros, qui englobent le marché organisé (Powernext) et les transactions bilatérales, permettent aux acteurs d'échanger différents types de contrats à court et moyen termes (infrajournalier à trois ans).

Les prix sur les marchés de gros se sont effondrés en 2009, sous l'effet conjugué d'une baisse de la demande et d'une abondance de l'offre. En effet, la consommation de gaz des particuliers et des industriels a reculé dans le contexte de la récession qui a frappé les économies en 2009. En France par exemple, la consommation a baissé de 4 % par rapport à 2008.



NB : L'indice pour le prix du gaz est la moyenne hebdomadaire des prix M+1 sur les plateformes européennes (NBP, NCG, PEG Nord, TTF, Zeebrugge) ramenée en base 100 pour la première semaine de 2008. L'indice pétrolier est la moyenne hebdomadaire des prix des produits FOD, TBTS et Brent décalés de 6 mois puis ramenés en base 100 pour la première semaine de 2008.



► ZOOM SUR...

Les places de marché en Europe

Avec l'ouverture des marchés du gaz en Europe, plusieurs points d'échange virtuels (ou hubs) ont émergé pour faciliter les échanges de produits gaziers. Les transactions peuvent s'effectuer sur des places de marchés adossées aux points d'échanges de gaz (PEG) et donnent ensuite lieu à des livraisons physiques de gaz sur le réseau.

Les principaux points d'échanges et places de marché correspondantes sont :

- NBP (National Balancing Point) au Royaume-Uni, auquel sont rattachées les bourses APX-ENDEX et ICE ;
- NCG (NetConnect Germany) et le Gaspool en Allemagne, auxquels est rattachée EEX ;
- PEG Nord en France, auquel est rattachée la bourse Powernext ;
- TTF (Title Transfer Facility) aux Pays-Bas, auquel est rattachée la bourse APX-ENDEX ;
- ZEE (Zeebrugge) en Belgique, auquel est rattachée la bourse APX-ENDEX.

Les échanges sur ces points se sont fortement développés ces dernières années et la liquidité sur les places de marché s'accroît, notamment sur des produits tels que le day-ahead et le month-ahead. Le hub britannique, où le volume des transactions est nettement plus important, constitue une référence pour les prix du gaz.

Pour l'Europe continentale seulement, la référence à terme utilisée le plus souvent est celle des prix au TTF. Les prix entre les différentes places restent toutefois très corrélés. ●

Parallèlement, la quantité de gaz proposée sur les marchés a augmenté, en raison notamment :

- de l'abondance de gaz naturel liquéfié : de nombreuses unités de liquéfaction sont entrées en service de façon concomitante ;
- de l'extraction de gaz non conventionnels aux États-Unis, dont le plus répandu est le gaz de schiste. Depuis 2000, la production de gaz de schiste a été multipliée par huit aux États-Unis et près de la moitié de la production de gaz américaine provient désormais de sources non conventionnelles.

Les prix des contrats à long terme du gaz, qui sont indexés sur les prix pétroliers, ont moins baissé que les prix sur les marchés de gros. En conséquence, les prix de marché se sont nettement déconnectés des prix des contrats à long terme depuis 2009 (*cf. graphique p.46*).

La reprise économique en 2010 a entraîné une remontée des prix, à la fois sur les marchés et pour les contrats à long terme. L'écart entre les prix de marché et les prix indexés sur les produits pétroliers s'est ainsi réduit depuis le printemps 2010. Le maintien de cette décorrélation dépendra de plusieurs facteurs conjoncturels (les évolutions des prix pétroliers et de la demande de gaz) et structurels (l'abondance de gaz naturel liquéfié et le développement des gaz non conventionnels).

2.2. Le négocie de gaz s'est fortement développé

L'année 2010 a été propice au développement des échanges sur les marchés de gros du gaz. Ces derniers ont constitué une source d'approvisionnement attractive pour les fournisseurs de clients finals. Ils ont représenté, côté producteurs, un débouché pour les volumes de gaz non vendus dans le cadre des clauses de « Take or Pay » des contrats à long terme.

Le développement du marché de gros du gaz se traduit à la fois en termes de quantité de gaz négocié ou échangé, puis en termes de volume de gaz effectivement livré. Un même volume de gaz peut être négocié plusieurs fois avant d'être finalement livré. Les échanges se matérialisent donc par des livraisons et des enlèvements physiques de quantités de gaz au niveau de points virtuels, appelés points d'échange de gaz (PEG). Ces derniers sont rattachés à trois zones d'équilibrage des réseaux de transport de gaz : la zone Nord, la zone Sud et la zone Sud-Ouest. La zone Nord est la plus active.

Pour la quasi-totalité des produits, les volumes des transactions ont fortement augmenté (+ 65 %) affichant 246 TWh en 2010 contre 149 TWh en 2009. Les volumes livrés aux points d'échange de gaz ont, quant à eux, augmenté de 64 TWh et ont représenté 53 % du volume total des livraisons physiques en 2010 contre 45 % en 2009.

65 %
Augmentation
du volume
des transactions
aux points d'échange
de gaz.

3. LES INFRASTRUCTURES SONT DES ÉLÉMENTS ESSENTIELS DE LA FORMATION DES PRIX DU GAZ

Les conditions d'accès aux réseaux de transport, aux terminaux méthaniers et aux infrastructures de stockage constituent un élément déterminant de la formation des prix sur les marchés de gros du gaz naturel.

Confrontée à une baisse de sa production gazière domestique, l'Europe devient de plus en plus dépendante de sources d'approvisionnement extérieures. Faciliter les mouvements de gaz au sein de l'espace européen est donc une priorité, non seulement pour favoriser la concurrence entre fournisseurs mais aussi pour renforcer la sécurité d'approvisionnement.

Le développement des marchés de gros, accessibles à un nombre croissant de fournisseurs qui acheminent leur gaz, soit par gazoduc, soit par méthaniens sous la forme de gaz naturel liquéfié, permet de mettre en concurrence des approvisionnements de gaz d'origines multiples au bénéfice du client final. La qualité des conditions d'accès aux infrastructures est, de ce fait, un élément déterminant de la chaîne de valeur du gaz.

L'émergence de marchés de gros liquides suppose donc que l'ensemble des fournisseurs puisse accéder aux infrastructures gazières. La mise en place au 1^{er} janvier 2009 de la grande zone GRTgaz Nord de type entrée/sortie (grâce à la fusion de trois zones d'équilibrage) est un exemple de simplification des conditions d'accès aux réseaux.

En outre, les travaux approfondis de concertation menés par le transporteur GRTgaz et la CRE sur l'amélioration des règles d'allocation des capacités de transport sur la liaison Nord vers Sud et, en particulier, la mise en service en 2010 du terminal méthanier de Fos-Cavaou, ont contribué à une amélioration significative des conditions d'accès à la zone Sud de la France. À l'horizon 2013-2015, les appels au marché (open seasons) organisés en 2009 et 2010 entre l'Espagne et la France vont également concourir à cet objectif par une augmentation importante des capacités d'interconnexion entre les deux pays.

Par ailleurs, GDF SUEZ s'est engagé auprès de la Commission européenne à limiter à 50 % sa part des capacités à long terme d'entrée sur les réseaux français de transport de gaz naturel, à partir de 2014 et pour une durée de dix ans. La CRE

a été associée à la définition et à la mise en œuvre de ces engagements structurants pour l'accès au marché du gaz en France. Ces derniers ont donné lieu à la vente de capacités d'entrée à long terme à de nouveaux acteurs aux points d'interconnexion terrestres d'Obergailbach et de Taisnières H, ainsi que sur les terminaux méthaniers de Montoir-de-Bretagne et de Fos-Cavaou. ●

Il faut renforcer l'information du consommateur : seuls 39 % des foyers savent qu'ils peuvent choisir leur fournisseur d'énergie. ●

QUESTIONS À...

DOMINIQUE JAMME, directeur des infrastructures et des réseaux de gaz de la CRE



Après huit ans d'ouverture du marché du gaz, quel en est le bilan ? Les consommateurs sont-ils gagnants ?

Le bilan est plutôt positif. Grâce à la concurrence qui s'opère pleinement sur ce segment, l'industrie française réalise des économies sur ses achats de gaz qui se chiffrent en centaines de millions d'euros par an. Pour la clientèle de masse, la progression est plus lente mais, au total, plus de 1,5 million de consommateurs

sont en offre de marché, ce qui n'est pas rien. Les fondamentaux de ce marché sont sains : il est possible pour un fournisseur alternatif d'atteindre la rentabilité économique sur les offres gaz, y compris sur le marché résidentiel.

Seuls 12 % des consommateurs particuliers sont en offre de marché. Comment faire pour que les consommateurs particuliers bénéficient eux aussi de la dynamique du marché du gaz ?

Il est certain qu'il faut renforcer l'information du consommateur : seuls 39 % des foyers savent qu'ils peuvent choisir leur fournisseur d'énergie. Nous attendons aussi beaucoup de la loi sur la nouvelle

organisation du marché de l'électricité (loi Nome). Les consommateurs français sont attachés aux offres duales gaz-électricité, une meilleure dynamique concurrentielle sur le marché de l'électricité profitera sans doute au marché du gaz.

Quelles sont les perspectives à moyen ou long terme ? Les consommateurs sont-ils condamnés à subir des hausses successives du prix du gaz ?

Les perspectives ne sont pas si mauvaises pour les consommateurs de gaz. Tout d'abord, la dynamique de la concurrence sur le marché du gaz est lancée. Elle va s'accélérer avec l'entrée en vigueur prochaine des codes de réseau européens, c'est-à-dire des règles de marché communes pour tout le marché intérieur européen du gaz. Ensuite, le gaz naturel est abondant sur notre planète. En raison de découvertes récentes, les réserves de gaz sont estimées par l'Agence internationale de l'énergie (AIE) à plus de 200 ans de consommation. Aux États-Unis, les consommateurs paient leur gaz deux fois moins cher qu'en Europe, grâce à l'essor de la production de gaz non conventionnels.

Nous ne savons pas si des réserves semblables de gaz non conventionnels existent en France et en Europe, ni s'il sera possible de les exploiter dans des conditions environnementales satisfaisantes. Si tel est le cas, il est envisageable que les prix du gaz en Europe se découplent pour de bon de ceux du pétrole et que les prix cessent d'augmenter. ●

Le système communautaire d'échange de quotas d'émission (SCEQE) plafonne les émissions de CO₂ d'environ 11 000 installations industrielles présentes dans les 27 pays de l'Union européenne, avec la Norvège, le Liechtenstein et l'Islande.

Les secteurs couverts sont les installations industrielles de cogénération ainsi que certains secteurs énergivores : installations de combustion, raffineries de pétrole, fours à coke, usines sidérurgiques et usines de fabrication de ciment, verre, chaux, briques, céramique, pâte à papier et papier.

-20 %

Objectif européen de réduction des émissions de gaz à effet de serre d'ici 2020.



Le marché européen du carbone

Le marché du CO₂ s'appuie sur le principe du « pollueur-payeur ». Outil optimal en termes de coût/efficacité, il participe à la réduction des émissions de gaz à effet de serre.

Dans sa phase actuelle, il associe un mécanisme administratif (une allocation de quotas de CO₂) à un mécanisme de marché (optimiser le comportement des acteurs).

Tout dépassement d'émissions, par rapport aux quotas alloués, entraîne l'obligation d'achat de quotas supplémentaires.
Toute réduction permet d'obtenir un gain généré par la revente des quotas excédentaires.

Le bon fonctionnement du dispositif implique la confiance de tous les acteurs dans le marché et donc la mise en place d'une régulation permettant d'assurer la surveillance et la transparence des transactions.

En France, la coopération entre la CRE et l'Autorité des marchés financiers (AMF) permettra un contrôle efficace.

LES MOTS-CLÉS

- **Loi de régulation bancaire et financière**
- **Plan national d'allocation de quotas (PNAQ)**
- **Protocole de Kyoto**
- **Quota d'émission de CO₂**

1. LE PROTOCOLE DE KYOTO EST À L'ORIGINE DU MARCHÉ EUROPÉEN DU CO₂

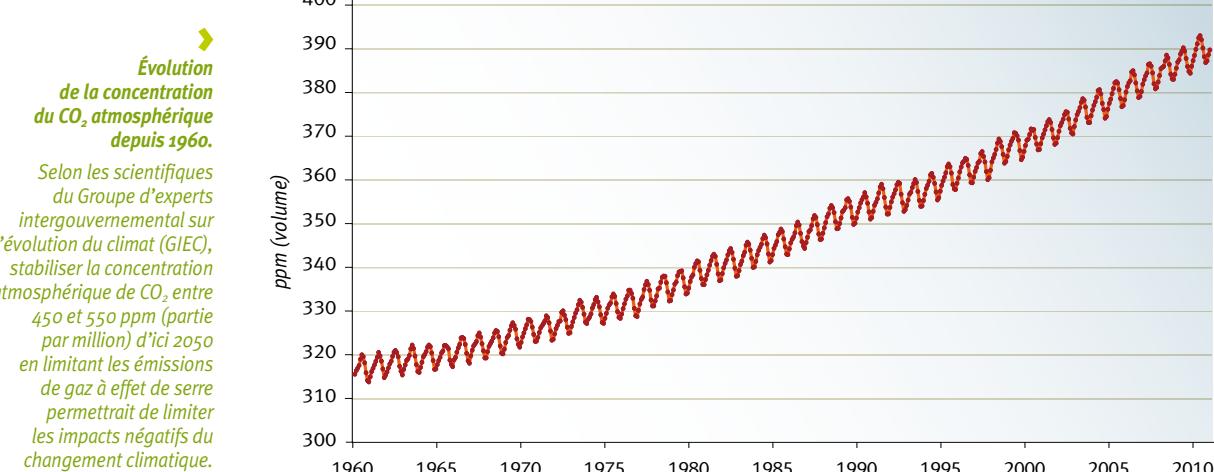
1.1. Le Protocole de Kyoto fixe des objectifs de réduction des émissions de CO₂ pour limiter les effets du réchauffement climatique

Pour limiter les conséquences du changement climatique, les gouvernements se sont rassemblés dans le cadre de la Convention-cadre des Nations Unies sur les changements climatiques (CCNUCC). L'objectif était de trouver ensemble des solutions permettant de maîtriser la concentration atmosphérique de gaz à effet de serre et de la maintenir à un niveau permettant de stabiliser le système climatique. Ainsi en 1997, le Protocole de Kyoto est un traité international visant à la réduction des émissions de gaz à effet de serre d'environ 40 pays industrialisés. Ces derniers s'engagent de manière contraignante à une baisse de leurs émissions de 5 % par rapport à 1990 sur la période 2008-2012. Il s'agit là d'une première initiative ayant pour objectif de limiter les changements climatiques et d'anticiper l'adaptation à leurs effets.

La signature du Protocole entérine la reconnaissance de la « responsabilité différenciée ». Selon ce principe, les pays industrialisés sont les principaux responsables de la concentration actuelle de gaz à effet de serre dans l'atmosphère, conséquence de plus de 150 ans d'activité industrielle. En 2009, le Protocole de Kyoto a été ratifié par 184 pays. Les États-Unis sont le principal pays industrialisé à ne pas l'avoir signé. La Chine et l'Inde, deux des principaux émetteurs mondiaux, n'ont pas d'obligation de réduction : en effet, même s'ils ont ratifié le traité, ces pays ne figurent pas dans la liste des pays industrialisés (Annexe B du Protocole) soumis à des objectifs contraignants.

Les réductions d'émissions doivent être principalement réalisées à travers des mesures nationales : efficacité énergétique, énergies renouvelables, technologies propres. En complément de celles-ci, le Protocole prévoit deux mécanismes de marché (ou mécanismes de flexibilité) permettant aux pays d'atteindre leurs objectifs (*cf. partie 1.2.*).

Plus récemment, à Cancún en décembre 2010, les pays ont adopté « un paquet équilibré de décisions », assorti d'engagements de réduction pour les pays



Source : Administration océanique et atmosphérique nationale des États-Unis (observatoire de Mauna Loa à Hawaï, moyenne mensuelle).

industrialisés et pour les pays en développement. Ces derniers ne sont pas engagés sur une diminution réelle, mais sur une baisse de l'« intensité carbone » de leur économie (c'est-à-dire leurs émissions par unité de PIB).

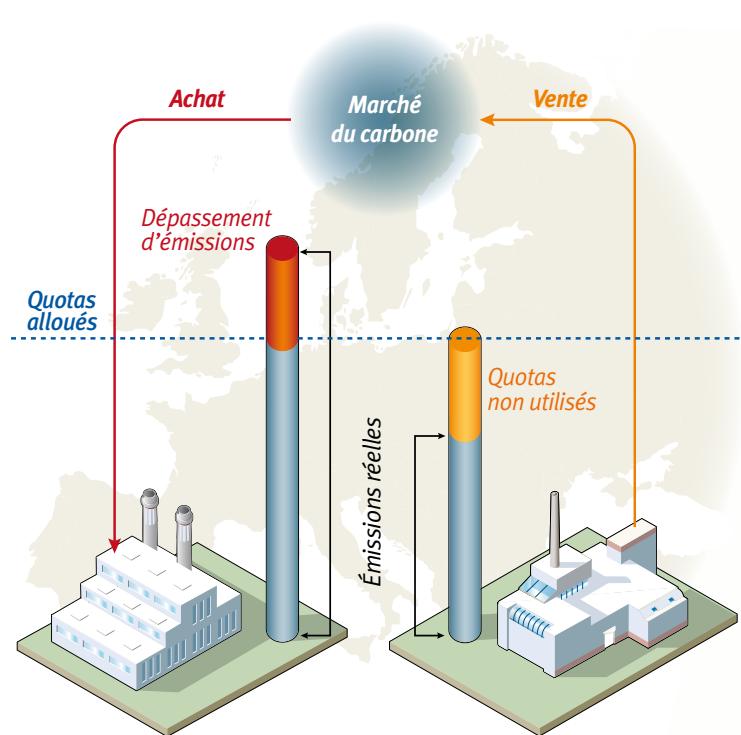
1.2. L'Europe a traduit de manière ambitieuse les objectifs de Kyoto avec le système européen d'échange de quotas d'émission

Dans le cadre du Protocole de Kyoto entré en vigueur en 2005, les 15 pays membres de l'Union européenne (avant 2004) se sont engagés à réduire de 8 % leurs émissions agrégées de gaz à effet de serre entre 2008 et 2012. Cet objectif collectif s'est traduit par différents objectifs nationaux qui ont fait l'objet d'un accord juridiquement contraignant. Ainsi, l'objectif de réduction de l'Allemagne est de 21 % par rapport à 1990 et celui de la France correspond à une stabilisation (0 % : parc de production d'énergie largement décarboné). Les douze États membres entrés dans l'Union européenne en 2004 et 2007 ont tous leurs propres objectifs nationaux, à l'exception de Chypre et de Malte.

Ce plafonnement est complété par un marché communautaire d'échange de quotas, le marché carbone européen, et par la possibilité de « gagner » des crédits en participant aux projets de réduction des émissions dans le reste du monde via deux dispositifs : le mécanisme de développement propre (MDP) et le mécanisme de mise en œuvre conjointe (MOC). L'échange de permis d'émission et les mécanismes de projets permettent aux pays industrialisés de bénéficier de crédits carbone résultant du financement de projets de réduction d'émissions de gaz à effet de serre à l'extérieur de leur zone géographique.

Cet ensemble forme le système communautaire d'échange de quotas d'émission (SCEQE) qui est devenu la pierre angulaire de la stratégie européenne pour réduire les émissions de gaz à effet de serre.

11000
Nombre
d'installations
industrielles
concernées par
l'attribution de quotas.



Principe de fonctionnement du marché du CO₂.

L'échange de quotas de CO₂ est la pierre angulaire de la stratégie européenne de réduction des émissions de gaz à effet de serre.
En 2010, 70 milliards d'euros ont été échangés sur les principales plateformes.

Le Protocole de Kyoto prend fin en décembre 2012. Après cette échéance, les objectifs de réduction des émissions de gaz à effet de serre n'ont, pour l'instant, pas été formalisés dans le cadre d'un accord climatique. Les différents pays ne se sont pas tous engagés sur des seuils de réduction dans une logique comparable à celle du Protocole de Kyoto. Pionnière en matière de réduction des émissions, l'Union européenne s'est engagée à réduire de 20 % ses émissions de gaz à effet de serre à l'horizon 2020 et même de 30 % en cas d'accord international.

2. LE MARCHÉ EUROPÉEN D'ÉCHANGE DE QUOTAS D'ÉMISSION EST LE MOTEUR DU MARCHÉ MONDIAL DU CARBONE

2.1. Le système des quotas en Europe combine une contrainte administrative et un mécanisme de marché

Les modalités du système communautaire d'échange de quotas d'émission sont décrites dans la directive européenne 2003/87/CE (ou directive Quotas). Le système communautaire d'échange de quotas d'émission plafonne de manière contraignante les émissions de CO₂ d'environ 11 000 installations industrielles sur un périmètre constitué par les 27 pays de l'Union européenne, élargi à la Norvège, le Liechtenstein et l'Islande. La participation des entreprises des secteurs concernés est obligatoire. Les secteurs couverts correspondent aux installations industrielles de cogénération, et à certains secteurs énergivores : installations de combustion, raffineries de pétrole, fours à coke, usines sidérurgiques et usines de fabrication de ciment, verre, chaux, briques, céramique, pâte à papier et papier. Au total, les installations couvertes représentent environ 50 % des émissions de CO₂.

Le principe de fonctionnement du système communautaire d'échange de quotas d'émission est celui du « Cap and Trade ». Pour chaque installation, le système définit un plafond d'émissions (« Cap ») sous la forme d'une allocation annuelle de quotas échangeables. Chaque quota donne le droit d'émettre une tonne de CO₂. Cette allocation est réalisée au niveau national par chaque pays membre via un plan national d'allocation de quotas (PNAQ) qui détermine chaque année, au mois de février, le nombre de quotas reçus. Celui-ci correspond aux émissions passées, ajustées d'un facteur de réduction. Les entreprises concernées peuvent alors acquérir ou céder une partie de ces quotas d'émission via les marchés organisés ou de façon bilatérale (« Trade »). Ainsi, les réductions d'émissions seront mises en œuvre là où elles sont les moins coûteuses. En fin de période, chaque

► EN BREF

CO₂ : acteurs, produits, marchés et plateformes d'échange

Acteurs

Sur le marché européen du CO₂, les intermédiaires sont essentiellement :

- les producteurs d'énergie qui représentent environ la moitié des quotas alloués ;*
- les entreprises industrielles qui gèrent leur mise en conformité par rapport aux règles de plafonnement de leurs émissions ;*
- les intermédiaires financiers.*

Produits

Les quotas peuvent être achetés pour livraison à terme (marché futur : achat pour une date donnée et à un prix convenu d'avance) ou pour livraison immédiate (marché spot : pour livraison dans les deux jours suivant l'ordre).

Marchés

Les quotas sont échangés sur des plateformes boursières comme Bluenext à Paris, ou en gré à gré. Les acteurs peuvent alors procéder à un échange de quotas de manière bilatérale, directement ou par l'intermédiaire de courtiers.

Principales plateformes d'échange

- ECX, European Climate Exchange, Londres*
- BNX, Bluenext, Paris*
- EEX, European Energy Exchange, Leipzig*

installation doit restituer en avril le nombre de quotas correspondant à ses émissions sous peine de pénalités. En France, par exemple, une amende non libératoire de 100 euros par quota est prévue en cas de non-restitution. Des unités de Kyoto (CER ou ERU) peuvent également être restituées à hauteur d'un certain pourcentage en remplacement des quotas européens (13,5 % en France).

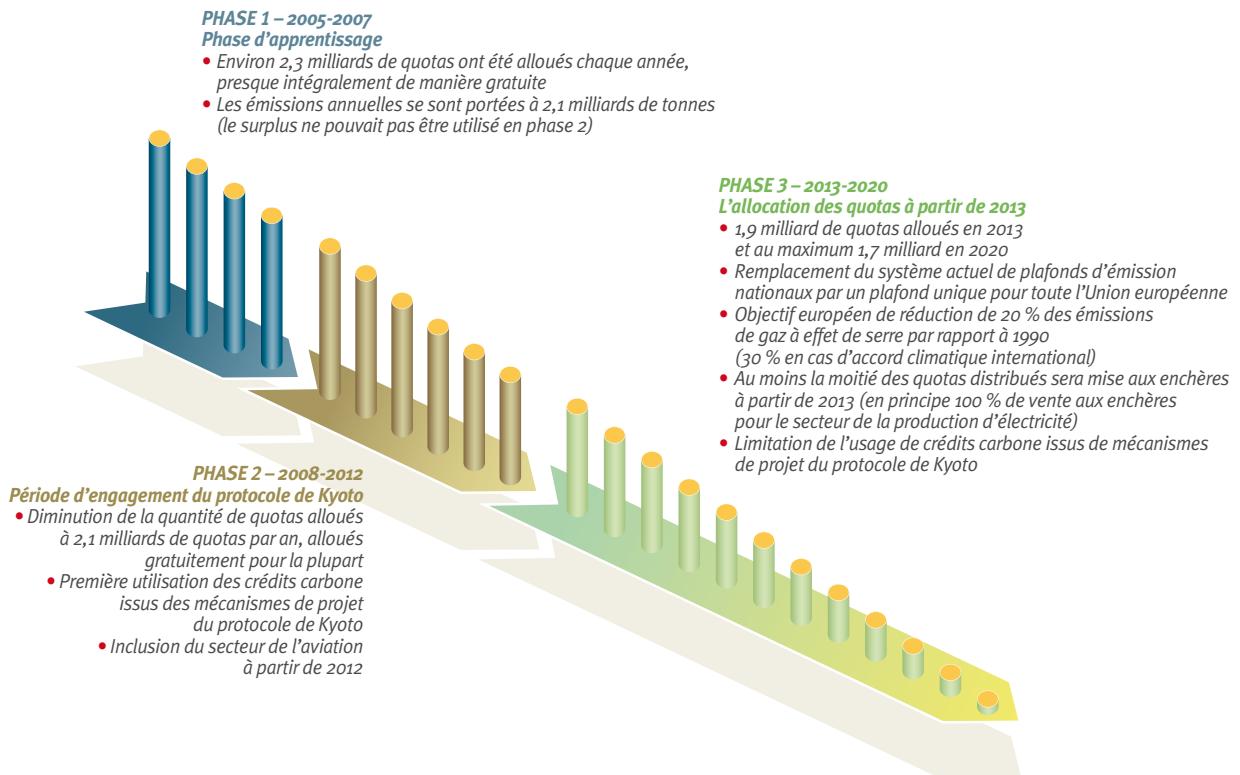
Le total des émissions ainsi allouées par an en France pour la période 2008-2012 est d'environ 130 millions de tonnes (Mt). Le secteur de l'électricité se voit annuellement allouer 26 Mt, le secteur de l'acier 26 Mt également, le raffinage 16 Mt, le ciment 15 Mt et la chimie 10 Mt. À titre d'exemple, une cimenterie européenne moyenne produisant annuellement 700 000 tonnes de ciment émet environ 450 000 tonnes de CO₂.

4 800 millions
Nombre de tonnes de CO₂ échangées sur les 3 principales plateformes en 2010.

Les trois phases pour atteindre les objectifs fixés de réduction des émissions de CO₂

Les modalités générales de fonctionnement du système communautaire d'échange de quotas d'émission sont définies jusqu'à l'horizon 2020. À cette échéance, l'objectif européen est une réduction de 20 % des émissions de gaz à effet de serre. La phase 2 du système communautaire d'échange de quotas d'émission a débuté en 2008, avec un prix du CO₂ à environ 20 euros par tonne. Le cours s'est stabilisé à son niveau actuel d'environ 15 euros par tonne vers le milieu de l'année 2009.

Source : Commission européenne, Direction générale de l'action pour le climat.



2.2. Le marché du carbone est un marché financiarisé étroitement lié aux marchés de l'énergie

Pour répondre à leur obligation de conformité, certaines entreprises doivent se procurer des quotas dans l'éventualité où leurs émissions réelles excéderaient leurs quotas alloués. D'autres entreprises parviennent à maintenir leurs émissions en dessous de leur plafond, elles peuvent alors céder leurs quotas excédentaires. Le marché des quotas européens

ainsi créé est en augmentation constante depuis sa création. En 2009, malgré l'effondrement de la production et une diminution du PIB mondial de 0,6 % (3,2 % dans les pays développés), il représentait 89 milliards d'euros.

Les transactions de quotas réalisées sur les marchés organisés représentent environ 70 % du volume total en 2010, en progression régulière (60 % en 2009). Les 30 % restant sont échangés en gré à gré via des courtiers.

En 2010, 4 800 Mt (environ 70 milliards d'euros) de quotas européens ont été échangés sur les plateformes ECX, BNX et EEX. La majorité des transactions effectuées sur des bourses le sont sur une de ces trois plateformes – dont plus de 90 % pour la seule bourse ECX où 66 milliards d'euros de quotas ont été échangés en 2010. Les transactions à terme représentent plus de 90 % des échanges, dont la plus grosse partie est réalisée sur ECX. Les volumes passés par Bluenext (BNX) ont représenté environ 3,3 milliards d'euros en 2010, et correspondent essentiellement à des transactions au comptant.

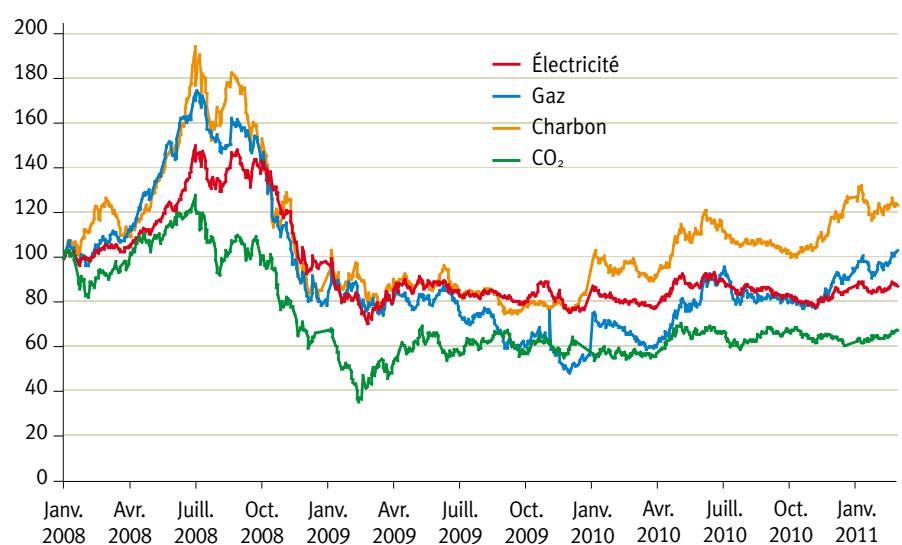
Concernant les unités de Kyoto, le marché des unités de réduction d'émissions certifiées (CER) est d'environ 10 milliards d'euros en 2010 pour les trois principales plateformes (environ 830 Mt). Enfin, le marché des unités de réduction des émissions certifiées (ERU) est très peu liquide et les quantités échangées sont très faibles en comparaison des marchés des quotas et des unités de réduction d'émissions certifiées (CER).

Par ailleurs, les marchés de l'énergie et du carbone sont fortement interconnectés (*cf. graphique*). Au premier rang des acteurs industriels assujettis aux quotas d'émission se trouvent les producteurs d'électricité dont l'activité est fortement émettrice de CO₂. Dans l'Union européenne, ceux-ci représentent près du tiers des émissions de CO₂ et près de 50 % du total de quotas d'émission alloués. Il en découle une intrication forte entre les déterminants du CO₂ et ceux des marchés de l'énergie. Des tendances communes évidentes existent entre le prix du CO₂ et le prix des autres combustibles fossiles ainsi que de l'électricité. En outre, le prix des quotas d'émission se forme notamment sur la base des prix des autres matières premières énergétiques.

Ainsi, les principaux moteurs du marché qui déterminent les fluctuations du prix des quotas sont liés, d'une part à la demande de quotas (températures et précipitations, prix de l'énergie, niveau de production, progrès techniques), et d'autre part à l'offre de quotas déterminée par la réglementation. L'équilibre relatif

Prix du CO₂ et prix de l'énergie (base 100).

Ce graphique présente l'évolution comparée des prix du CO₂, des principaux combustibles fossiles et de l'électricité depuis le début de la phase 2 du système communautaire d'échange de quotas d'émission. Les trajectoires de prix présentent une corrélation importante. Les courbes montrent une tendance commune claire en termes d'évolution de prix et traduisent ainsi une intrication forte des fondamentaux qui déterminent les cours du CO₂ et de l'énergie.



Source : CRE,
Prix Y+1 (livraison un an après la date de transaction), CO₂ : prix décembre ECX,
Charbon : CIF-ARA, Gaz : PEG Nord,
Électricité : base France



Arbitrage entre la production au charbon ou au gaz.

Le suivi de l'écart entre Clean spark spread et Clean dark spread contribue à l'analyse du marché en rapport avec ses fondamentaux.

Le Clean dark spread correspond à la marge réalisée par la vente d'électricité provenant d'une centrale thermique à charbon (cette marge correspond au gain lié à la vente d'électricité diminué du coût du charbon et du CO₂ nécessaires pour produire cette électricité).

Le Clean spark spread est défini par la marge similaire pour la filière gaz.

À quantité d'électricité vendue fixe, les émissions de CO₂ de la filière charbon sont plus importantes que pour la filière gaz : ainsi pour un prix théorique du CO₂ suffisamment élevé, les deux spreads sont égaux.

La comparaison du cours réel du CO₂ et de ce cours théorique fournit un élément d'appréciation de l'incitation donnée par le prix de marché du CO₂ pour produire de l'électricité à partir de charbon ou de gaz.

des prix du charbon et du gaz influe également sur le prix des quotas : la production d'électricité par des centrales à charbon étant plus émettrice de CO₂, une hausse des prix du gaz encourage la production d'électricité par des centrales fonctionnant au charbon, induisant une augmentation de la demande de quotas (*cf. graphique*).

2.3. Le marché européen du CO₂ évoluera en 2013, l'attribution de quotas devenant en grande partie payante par mise aux enchères

Le système communautaire d'échange de quotas d'émission a permis de démontrer la viabilité d'un système de réduction des émissions dans un cadre supranational. Les études lui attribuent une diminution de 2 à 5 % des émissions européennes totales en 2005-2008. De plus, il a encouragé les

énergéticiens à prévoir des plans d'investissement dans des centrales de production à émissions réduites. Les études sur la période 2008-2012 sont toujours en cours, mais des conclusions similaires sont attendues pour cette période.

La troisième phase du système d'échange qui débutera en 2013 (objectif de réduction de 20 % des émissions de gaz à effet de serre par rapport à 1990) apportera un certain nombre de modifications au système de « Cap and Trade » communautaire. Il sera ainsi instauré un plafond global d'émission au niveau européen (environ 1 900 Mt), réduisant annuellement de 1,74 % le niveau total d'émissions autorisées. De nouveaux secteurs, dont le transport aérien, seront inclus dans le système d'échange. Les quotas d'émission ne seront plus attribués gratuitement aux industriels mais mis aux enchères

pour près de 50 % d'entre eux (100 % pour les électriciens). Un mécanisme de protection prévoit dans un premier temps que les secteurs très gourmands en énergie qui sont dans l'impossibilité de répercuter les coûts sur leurs clients ou qui sont ouverts à la concurrence internationale (« fuite carbone ») continueront à recevoir leurs quotas gratuitement.

La mise en place d'une ou plusieurs plateformes d'enchères pour l'adjudication des quotas fera ainsi émerger un marché primaire du CO₂ complémentaire du marché secondaire déjà existant. La financiarisation progressive du marché à travers l'augmentation du nombre d'intermédiaires et de la part des contrats à terme, ainsi que la mise en place d'un système d'allocation payante des quotas devraient conduire à une augmentation de la liquidité sur ce marché. De plus, ces évolutions devraient permettre de renforcer le signal-prix carbone et d'offrir de nouvelles incitations pour les projets de réduction d'émissions.

La loi de régulation bancaire et financière, adoptée le 22 octobre 2010, définit la coopération entre la CRE, le régulateur de l'énergie, et l'AMF, le régulateur des marchés financiers, sur le marché du carbone.

Assemblée nationale : séance de questions au gouvernement (Paris - Ile-de-France)

© Antoine Arrau, MAEE



3. LE DISPOSITIF DE COLLABORATION ENTRE LA CRE ET L'AMF EST LE PREMIER DISPOSITIF DE SURVEILLANCE DU MARCHÉ DU CO₂ EN EUROPE

3.1. Le rapport Prada souligne la nécessité de mettre en place une supervision d'un marché qui n'était pas encadré auparavant

La Commission Prada, chargée de formuler des recommandations sur la régulation des marchés du carbone, a conclu ses travaux au printemps 2010. Elle réunissait l'ensemble des parties prenantes, dont les régulateurs et les acteurs de marché (assujettis, acteurs financiers). Ses conclusions ont été saluées par un consensus des parties consultées.

Le rapport recommande en particulier de mettre en place, avant 2013, une surveillance harmonisée du marché européen du CO₂, assise sur trois piliers :

- donner compétence aux régulateurs financiers sur l'ensemble du marché du CO₂ dans tous les États membres et élargir le champ des compétences des régulateurs de l'énergie à l'analyse des fondamentaux et des interactions entre marché du CO₂ et marché de l'énergie ;
- organiser la coopération des régulateurs financiers et des régulateurs de l'énergie ;
- donner compétence à l'Autorité européenne des marchés financiers pour superviser l'ensemble du dispositif, en lien avec l'Agence de coopération des régulateurs de l'énergie (ACER) et veiller à la cohérence de ce dispositif avec l'architecture de surveillance qui sera proposée sur les marchés du gaz et de l'électricité.

Préalablement à la mise en place d'une telle architecture de surveillance au niveau européen, la Commission Prada a recommandé de donner, dès 2010, compétence à l'Autorité des marchés financiers (AMF) sur le marché au comptant du CO₂ en France, d'organiser la coopération avec la CRE et d'élargir le champ de compétence de la CRE à l'analyse des interactions entre marché de l'énergie et marché du CO₂.



La mise en place d'un cadre de supervision européen paraît indispensable pour contribuer à restaurer la confiance en un marché qui a été ébranlé par plusieurs chocs : la chute des prix au cours de la première phase du système communautaire d'échange de quotas d'émission en raison d'une surallocation de quotas, la fraude à la TVA ou encore le piratage informatique des registres de plusieurs pays européens. Il convient de noter que les fraudes qu'a connues ce marché et, en particulier les vols de quotas, posent des questions relatives à la sécurité des registres ou rentrant dans le champ du droit commun.

3.2. La loi de régulation bancaire et financière consacre la coopération des régulateurs financier et sectoriel

À la suite des recommandations du rapport Prada, un projet législatif a été soumis à consultation en août 2010, puis validé par le Sénat. Dorénavant, les régulateurs financier et sectoriel opèrent dans le cadre de la loi de régulation bancaire et financière (LRBF) d'octobre 2010. Elle vise à mettre en place le système de supervision du marché français recommandé par le rapport et fondé sur une coopération entre l'AMF et la CRE.

Ses principales dispositions sont les suivantes : – elle autorise la négociation de quotas sur un marché réglementé. En pratique, la plateforme d'échange française Bluenext, jusqu'alors non régulée sur son comportement au comptant, devient un marché réglementé supervisé par l'AMF. Ceci permet

également de répondre aux exigences du règlement européen portant sur l'organisation des enchères de quotas de CO₂ en Europe qui impose des standards de robustesse et de supervision aux plateformes qui seront amenées à réaliser des adjudications ; – elle donne compétence à l'AMF sur le marché au comptant du CO₂. L'AMF n'était auparavant compétente que sur les produits à terme, dès lors qu'ils répondaient aux exigences en termes de qualification juridique comme étant des instruments financiers ; – elle étend la mission de la CRE à l'analyse de la cohérence entre les fondamentaux des marchés de l'énergie et les transactions réalisées sur le marché du CO₂. Ainsi, l'article 28 de la loi du 10 février 2000, modifié par la loi de régulation bancaire et financière, prévoit désormais que « *la Commission de régulation de l'énergie surveille les transactions effectuées par les fournisseurs, négociants et producteurs d'électricité et de gaz naturel sur les [EUA, CER et ERU] afin d'analyser 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* » ;

➤ À SAVOIR

Produits dont les transactions sont couvertes par la mission de surveillance de la CRE

- *Les quotas d'émission européens (European Union Allowance, EUA) : 1 quota = 1 tonne de CO₂*
- *Les unités d'émissions de Kyoto : unités de réduction des émissions certifiées (Certified Emission Reduction, CER) provenant des projets issus du mécanisme de développement propre (MDP) et unités de réduction des émissions (Emission Reduction Units, ERU) provenant des projets issus du mécanisme de mise en œuvre conjointe (MOC) : (1 unité = 1 tonne de CO₂)*

– elle instaure le principe d'une coopération élargie entre l'AMF et la CRE, à travers l'échange de renseignements utiles à l'accomplissement de leurs missions respectives. La loi de régulation bancaire et financière lève l'obligation de secret professionnel s'agissant d'échange d'informations entre les deux autorités. Elle permet également la saisine réciproque des deux autorités en cas de manquements possibles des acteurs du marché, tels qu'opérations d'initiés, manipulations de cours, diffusion de fausses informations, ou tout autre manquement de nature à porter atteinte au bon fonctionnement du marché.

3.3. La coopération CRE/AMF devrait aboutir à une surveillance plus efficace

La coopération entre la CRE et l'AMF permettra de bénéficier de la complémentarité entre les deux régulateurs dans l'encadrement du marché du CO₂. Cette coopération, prévue par la loi de régulation bancaire et financière, a été formalisée dans un

protocole d'accord rendu public en décembre 2010. Dans le cadre de cette collaboration, l'AMF apporte son expertise en termes de supervision d'infrastructure de marché, de supervision financière (détection des manipulations de marché) dans un contexte de finançiarisation progressive du marché du CO₂.

Pour sa part, la CRE apporte son expertise en termes d'analyse économique de l'équilibre entre l'offre et la demande et des fondamentaux communs aux deux secteurs (conditions climatiques, prix des combustibles fossiles, utilisation des moyens de production d'électricité...). Elle apporte également sa connaissance de la principale catégorie d'intervenants du marché, les acteurs du secteur de l'électricité et du gaz. À cela s'ajoute une expertise, développée depuis la loi du 7 décembre 2006, de surveillance des marchés de gros de l'électricité et du gaz, en lien notamment avec leurs fondamentaux physiques.

Signature du protocole CRE/AMF : les régulateurs renforcent leur surveillance.

Le 10 décembre 2010, l'AMF et la CRE ont signé un protocole d'accord relatif à l'échange d'informations, au contrôle et à la surveillance des marchés de quotas d'émission de gaz à effet de serre, de l'électricité, du gaz naturel et de leurs dérivés. Cet accord est une des applications de la loi de régulation bancaire et financière qui définit la coopération entre les deux régulateurs sur le marché du carbone.

Philippe de Ladoucette,
président de la CRE (à gauche)
et Jean-Pierre Jouyet,
président de l'AMF (à droite).

© Cyril Labbé



Cette expertise pourra utilement être mise à profit pour la surveillance du marché du carbone, dont les fondamentaux sont étroitement liés à ceux de l'énergie. La coopération entre la CRE et l'AMF devrait au final aboutir à une surveillance plus efficace du marché du carbone. Le dispositif national ne prendra toutefois tout son sens qu'une fois généralisé au niveau européen (cf. encadré « Questions à »). ●

La surveillance du marché du carbone ne prendra tout son sens qu'une fois généralisée au niveau européen.

QUESTIONS À...

FADHEL LAKHOUA, directeur des affaires financières et de la surveillance des marchés de gros de la CRE



En quoi une transition de la surveillance du marché du CO₂ du niveau national au niveau européen est-elle souhaitable ?

Le dispositif de surveillance national constitue une première en Europe et une réelle avancée, puisqu'il s'agit de premières mesures d'en-cadrement d'un marché secondaire de quotas. Il instaure également pour la première fois en Europe le principe de coopération entre régulateur sectoriel de l'énergie

et régulateur financier. Ce principe figurait déjà dans les directives européennes dites du 3^e paquet énergie.

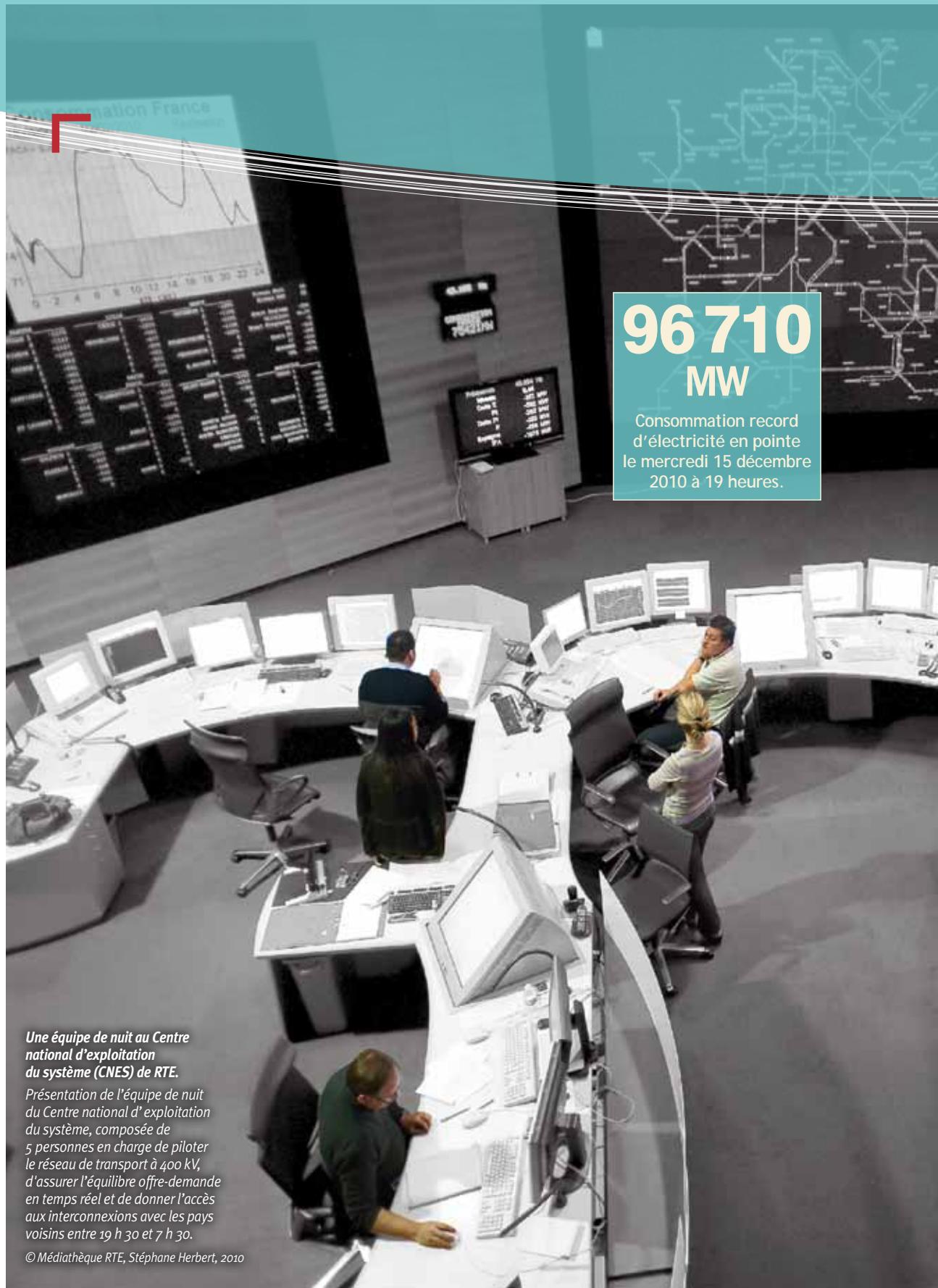
Ce dispositif doit être vu toutefois comme un dispositif transitoire avant une généralisation au niveau européen. L'offre et la demande de quotas, ainsi que les échanges sur les marchés, se font en effet à l'échelle de l'Union européenne. Il est donc délicat d'apprécier la pertinence du prix du quota en se plaçant uniquement sur un plan national. Par ailleurs, le dispositif national ne couvre pas tous les acteurs français, puisqu'un intervenant sur un marché européen du carbone hors Bluenext (réglementé par l'AMF) qui n'est pas acteur du marché français de l'électricité ou du gaz (réglementé par la CRE) ne rentre ni dans le champ de surveillance de l'AMF, ni dans celui de la CRE. Il faut donc un dispositif européen pour couvrir l'ensemble

du marché. Le dispositif de régulation national actuel ne prendra pleinement son sens que lorsqu'il sera généralisé à l'ensemble des pays européens.

Quelles sont les perspectives d'évolution de la législation européenne relative à la surveillance du marché du CO₂ ?

Le seul texte européen adopté à ce jour est le règlement relatif aux enchères de quotas, qui place dès 2013 le marché primaire d'attribution des quotas sous la responsabilité des régulateurs financiers. Aucun autre texte européen n'encadre, pour le moment, les échanges de quotas sur le marché secondaire. Seul le dispositif français fournit un cadre de supervision des échanges entre acteurs.

La Commission a émis en décembre 2010 une communication sur ce sujet. Elle pose la question de la mise en place d'un cadre spécifique, ou de l'inclusion des quotas de CO₂ dans le champ de la réglementation financière. Les échanges de CO₂ en contrats « future » sur des marchés régulés sont déjà sujets à l'application des directives « Markets in Financial Instruments Directive » (MiFID) et « Market Abuse Directive » (MAD). Un cadre spécifique aux quotas devra s'articuler avec les révisions actuelles de la réglementation financière, ainsi qu'avec le cadre spécifique proposé pour l'intégrité et la transparence des marchés de l'énergie (projet de règlement « Regulation on Energy Markets Integrity and Transparency » (REMIT). Un tel cadre devra notamment aborder la question de la qualification juridique des quotas, qui n'est pas harmonisée au niveau européen. Une proposition législative pourrait être faite en 2011. ●



Une équipe de nuit au Centre national d'exploitation du système (CNES) de RTE.

Présentation de l'équipe de nuit du Centre national d'exploitation du système, composée de 5 personnes en charge de piloter le réseau de transport à 400 kV, d'assurer l'équilibre offre-demande en temps réel et de donner l'accès aux interconnexions avec les pays voisins entre 19 h 30 et 7 h 30.

© Médiathèque RTE, Stéphane Herbert, 2010



Inauguration de la station d'interconnexion d'Obergailbach, le 9 juillet 2009.

Vue des lignes de comptage de la station.

© GDF SUEZ, Ramon Guillaume / Abacapress, 2009

La Sécurité d'approvisionnement

LES MOTS-CLÉS

- *3^e paquet énergie*
- *Codes de réseau*
- *Interconnexions*
- *Orientations-cadres*
- *Sécurité d'approvisionnement*

Assurer la sécurité d'approvisionnement en électricité et en gaz est un objectif dont l'importance n'a cessé de croître pour l'Union européenne au cours de ces dernières années.

Cette préoccupation est au cœur de la stratégie énergétique communautaire comme en témoignent les différentes initiatives prises par la Commission européenne en 2010.

L'intégration des marchés et le développement des interconnexions sont les moyens privilégiés, tant au plan européen qu'au plan national, pour assurer cette sécurité.

L'action de la CRE concourt pleinement à l'atteinte de ces objectifs.

Consommation annuelle de gaz en hausse

515 TWh

sur le réseau de GRTgaz
(+ 13 % par rapport à 2009)

34 TWh

sur le réseau de TIGF.



 **Renforcement de l'interconnexion de Morelmaison.**

Deux techniciens GRTgaz travaillant à la station d'interconnexion de Morelmaison.

© GRTgaz, Cedric Helsly, 2010

1. LA SÉCURITÉ D'APPROVISIONNEMENT EN ÉNERGIE IMPOSE UNE ACTION COORDONNÉE DE L'UNION EUROPÉENNE

1.1. Les perspectives énergétiques mondiales et le contexte économique et financier font peser un risque sur le maintien de la sécurité d'approvisionnement de l'Union européenne

Au cours des dernières années, les facteurs d'incertitude pesant sur le secteur énergétique se sont multipliés. D'une part, les perspectives de croissance de la demande énergétique mondiale laissent présager une concurrence accrue pour l'accès aux ressources fossiles. D'autre part, les objectifs fixés dans le cadre de la lutte contre le changement climatique exigent une profonde modification du système énergétique communautaire. En particulier, le développement de nouvelles applications et technologies devrait accroître la dépendance de l'Union européenne à l'égard de l'électricité, exigeant ainsi une réponse rapide des États membres.

L'intégration, la modernisation et le renforcement des infrastructures électriques et gazières de l'Union européenne sont ainsi devenus un préalable essentiel pour garantir l'approvisionnement nécessaire à son économie. Estimant les seuls besoins d'investissement dans les réseaux de transport d'énergie à 200 milliards d'euros d'ici 2020, la Commission européenne a présenté de nouvelles orientations en

mars 2010 pour pallier les effets de la crise financière mondiale et éviter tout retard d'investissement susceptible de compromettre la sécurité d'approvisionnement de l'Union européenne.

Les chefs d'États et de gouvernements européens ont confirmé le rôle central des infrastructures énergétiques dans la stratégie globale *Europe 2020 – Stratégie pour une croissance intelligente, durable et inclusive* qu'ils ont adoptée en juin 2010. Déclinaison sectorielle de cette stratégie, le document *Énergie 2020 – Stratégie pour une énergie compétitive, durable et sûre* a été présenté par la Commission européenne en novembre 2010. Il servira de base à l'activité de l'Union européenne dans les années à venir.

1.2. La coopération et la coordination des acteurs européens sont des éléments-clés pour le renforcement de la sécurité des approvisionnements à moyen terme

Pour la Commission européenne, la mise en œuvre du cadre de régulation du 3^e paquet énergie renforcera la visibilité des acteurs de marché et favorisera les investissements indispensables à la sécurité d'approvisionnement. Elle confirme ainsi le rôle central des régulateurs nationaux, de l'Agence de coopération des régulateurs de l'énergie (ACER) et des Réseaux européens des gestionnaires de réseaux de transport pour l'électricité et pour le gaz (ENTSO) pour améliorer le fonctionnement et stimuler le développement des infrastructures énergétiques.

La Commission européenne appelle également au renforcement de la politique extérieure énergétique : les accords de l'Union européenne avec ses partenaires stratégiques, notamment avec les pays fournisseurs et de transit, doivent être harmonisés. En outre, la coordination des États membres en matière d'approvisionnement doit être améliorée.

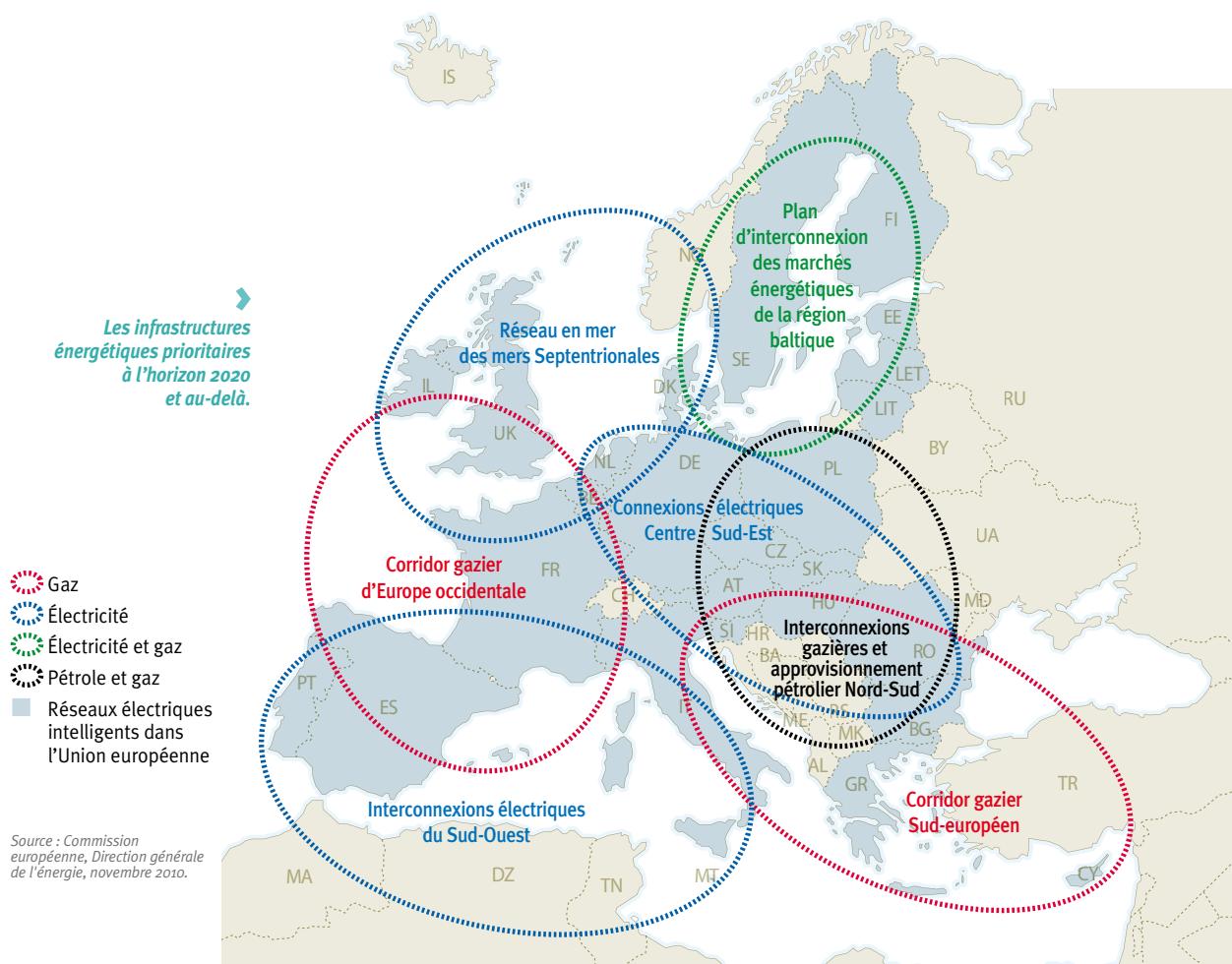
L'accroissement de l'efficacité énergétique et le développement de technologies contribueront à l'amélioration de la sécurité énergétique de l'Union européenne.

La stratégie élaborée par la Commission européenne prévoit enfin la définition d'un schéma directeur pour un réseau énergétique intégré à l'horizon 2020 dans l'ensemble de la Communauté ainsi que la mise en place de nouveaux outils communautaires afin de réaliser les investissements non réalisés par le marché en dépit des incitations mises en place.

1.3. Une nouvelle méthode de planification des infrastructures stratégiques pour l'Union européenne est en marche

Publié mi-novembre 2010, le schéma directeur pour un réseau énergétique intégré à l'horizon 2020 repose sur huit grandes priorités en matière d'infrastructures électriques et gazières (*cf. carte*).

En ce qui concerne les réseaux électriques, le principal défi sera leur adaptation à l'accroissement de la production d'électricité à partir de sources renouvelables. En particulier, le développement d'un réseau offshore en mer du nord et le renforcement des interconnexions dans le sud-ouest de l'Europe sont considérés comme essentiels à l'exploitation du potentiel en énergie renouvelable des régions méridionale et septentrionale de l'Union européenne.



Dans le domaine du gaz, le renforcement du corridor gazier d'Europe occidentale devrait fluidifier les échanges et permettre une meilleure utilisation des approvisionnements extérieurs. La réalisation du corridor sud gazier est également considérée comme une étape décisive pour la diversification des sources d'approvisionnement de l'Union européenne dans la région caspienne. Les projets de renforcement des interconnexions en Europe centrale et orientale et d'interconnexion des marchés énergétiques de la région de la Baltique doivent quant à eux réduire l'isolement et la dépendance de ces régions.

Selon la Commission européenne, une meilleure coopération régionale et l'amélioration de la répartition transfrontalière des coûts devraient davantage inciter les entreprises à mobiliser les investissements nécessaires à la réalisation de ces projets. Craignant néanmoins un déficit d'investissement d'environ

60 milliards d'euros, la Commission européenne propose de définir de nouvelles règles de planification pour cibler les financements communautaires nécessaires en fonction de l'urgence et des risques inhérents aux projets. Les projets d'infrastructures d'intérêt européen devraient également bénéficier de procédures administratives d'autorisation simplifiées et accélérées. Une première liste de projets éligibles pour un traitement préférentiel et pour un financement communautaire devrait être établie d'ici 2012.

Les travaux préparatoires à la mise en place de l'ACER, menés en 2010 par les régulateurs nationaux en étroite collaboration au sein du Conseil des régulateurs européens de l'énergie (CEER) et du Groupe des régulateurs européens pour l'électricité et le gaz (ERGE), donnent un aperçu des changements à attendre de la mise en œuvre de ces orientations.

► VUE D'EUROPE

Adoption d'un nouveau règlement relatif à la sécurité d'approvisionnement en gaz

À la suite de la crise gazière de janvier 2009 entre la Russie et l'Ukraine, la révision de la directive de 2004 relative à la sécurité d'approvisionnement en gaz naturel de l'Union européenne a été accélérée. Publié le 12 novembre 2010 après un an de débat, le nouveau règlement européen renforce les obligations de coordination des États membres et des entreprises gazières aux niveaux régional et européen pour la prévention et la gestion des situations d'urgence.

Chaque État membre devra avoir désigné, d'ici le 3 décembre 2011, une autorité compétente. Elle sera chargée d'évaluer les risques, d'établir un plan d'action préventif visant à réduire la vulnérabilité du pays et d'élaborer un plan d'urgence définissant les mesures à prendre en cas de rupture d'approvisionnement. En outre, devront être respectées des normes d'infrastructures et d'approvisionnement, comme la mise en place de flux bidirectionnels aux points frontières, la fourniture en électricité et en gaz aux consommateurs protégés en cas de froid extrême ou en cas de défaillance de l'infrastructure d'approvisionnement principale. Des quatre seuils de crise définis, seuls les deux derniers justifient une intervention des autorités publiques.

Ce texte insiste sur la dimension européenne du traitement des crises d'approvisionnement. La Commission européenne veillera à la cohérence des plans nationaux et vérifiera que les mesures prises par chaque État ne nuisent pas à l'approvisionnement des pays voisins. Elle pourra déclarer une urgence communautaire ou régionale et réunir le Groupe de coordination pour le gaz¹ qui évalue la cohérence des actions nationales et assure la coopération avec les pays tiers.

Le régulateur sera associé aux travaux d'évaluation des risques, de préparation des plans d'action préventifs et d'urgence. Par ailleurs, les tarifs devront tenir compte des coûts liés à la mise en conformité avec les normes d'infrastructures. Enfin, l'Agence de coopération des régulateurs de l'énergie (ACER) étant membre du Groupe de coordination pour le gaz, les régulateurs seront également impliqués dans la gestion de l'urgence. ●

¹ – Composé de représentants des États membres, en particulier de leurs autorités compétentes, ainsi que de l'ACER, d'ENTSOG et des instances représentatives du secteur et de celles des consommateurs, le Groupe de coordination pour le gaz facilite la coordination des mesures relatives à la sécurité de l'approvisionnement en gaz.

2. L'INTÉGRATION DES MARCHÉS DOIT PERMETTRE UNE UTILISATION OPTIMALE DES RESSOURCES EXISTANTES

2.1. La sécurité d'approvisionnement s'appréhende de manière différente en électricité et en gaz

La création du marché unique donne de plus en plus d'importance à la solidarité entre États membres. Les infrastructures transfrontalières doivent alors être conçues pour faire face aux situations les plus extrêmes.

Dans le secteur de l'électricité

La France connaît une croissance très forte de sa consommation d'électricité, en particulier lors des périodes de pointe. On observe ainsi une diminution du solde net de ses exportations et un recours croissant à la flexibilité de ses échanges aux frontières pour assurer la fourniture d'électricité pendant les pics de consommation. Alors que le système électrique français est capable d'exporter jusqu'à 13 000 MW, le niveau d'importation nécessaire pour satisfaire l'équilibre entre la production et la consommation pourrait atteindre, dans une situation de froid intense et durable, 9 000 MW soit la limite prévisionnelle acceptable par le réseau français. La garantie de la sécurité d'approvisionnement est une des raisons majeures qui poussent la CRE à œuvrer en faveur de la mise en place de mécanismes de gestion des interconnexions électriques efficaces et flexibles, permettant d'en optimiser l'utilisation.

Dans le secteur du gaz

La production nationale de gaz ne représente qu'une part très marginale de la consommation française (environ 2 %). Les interconnexions gazières jouent donc un rôle primordial pour l'approvisionnement du pays. En complément des capacités d'importation, gazoducs ou terminaux méthaniers, l'adéquation entre l'offre et la demande repose très largement sur les stockages souterrains, dont la capacité s'élève à plus de 25 % de la consommation annuelle. Ces stockages permettent à la fois de répondre aux

► ÉCLAIRAGE

L'ACER joue un rôle-clé en faveur d'une plus grande intégration des marchés



L'Agence de coopération des régulateurs de l'énergie (ACER) a pour mission de renforcer la coordination des travaux menés par les autorités de régulation nationales et de régler les éventuels litiges pour les questions transfrontalières. Elle doit également rédiger les orientations-cadres fixant des principes clairs et objectifs pour l'élaboration des codes de réseau par les Réseaux européens des gestionnaires de réseaux de transport pour l'électricité et le gaz (ENTSO) sur douze sujets prioritaires. Ces sujets sont identifiés dans le 3^e paquet, la plupart étant liés à l'amélioration de l'intégration des marchés. Chaque orientation-cadre doit contribuer à garantir un traitement non discriminatoire, une concurrence effective et un fonctionnement efficace des marchés. L'ACER devra surveiller la coopération des gestionnaires de réseaux de transport et émettre un avis sur les codes de réseau, le programme de travail ainsi que sur les plans décennaux de développement des réseaux de gaz et d'électricité élaborés par les ENTSO.

Afin de préparer les missions de l'ACER, le Groupe des régulateurs européens pour l'électricité et le gaz (ERGEG) a, au cours de la période transitoire entre l'adoption du 3^e paquet et son entrée en application, entamé les travaux sur :

- les règles d'allocation des capacités de transport en gaz et en électricité ;*
- l'équilibrage des réseaux de transport de gaz et les tarifs aux points d'interconnexion de transport de gaz naturel ;*
- le raccordement au réseau électrique et la gestion opérationnelle du réseau électrique. ●*

variations saisonnières de la demande et d'atténuer sensiblement les effets d'une éventuelle rupture d'approvisionnement. Au niveau européen, l'intégration des marchés et le développement des interconnexions doivent favoriser la mutualisation des sources de flexibilité, orientation confortée par le règlement européen sur la sécurité d'approvisionnement en gaz publié en novembre 2010 (cf. encadré p.66).

2.2. La CRE participe aux projets pilotes d'orientations-cadres lancés depuis 2009

Siégeant au Conseil des régulateurs qui prépare les décisions de l'ACER, la CRE est fortement impliquée dans le processus de rédaction des orientations-cadres.

Dans le secteur du gaz

La CRE a dirigé, en coopération avec le régulateur allemand, les travaux sur l'allocation des capacités de transport aux interconnexions. Les échanges de gaz aux frontières sont actuellement entravés par des règles d'allocation différentes d'un État membre à l'autre. Cela se traduit par des capacités hétérogènes des deux côtés des points frontières et par l'application prépondérante de la règle du « premier arrivé, premier servi ». L'ambition de l'orientation-cadre est de faciliter les échanges de gaz en harmonisant les modalités d'allocation des capacités au sein de l'Union européenne.

Les travaux sur l'orientation-cadre relative aux tarifs d'utilisation des réseaux de transport de gaz ont également commencé en 2010 au sein de l'ERGE, sous la direction conjointe de la CRE et des régulateurs belge et autrichien. Le périmètre du texte doit porter sur les interconnexions avec pour objectifs de faciliter les échanges de gaz et favoriser la concurrence à partir des principes suivants :

- fournir les incitations nécessaires à la mise en œuvre des investissements ;
- garantir le recouvrement du revenu autorisé pour le gestionnaire de réseau de transport ;
- éviter les subventions croisées entre l'utilisation transfrontalière et domestique du réseau.

La CRE participe également à la préparation de l'orientation-cadre sur l'équilibrage des réseaux gaziers, pilotée par le régulateur britannique. La CRE a d'ores et déjà demandé à GRTgaz et TIGF d'anticiper sur le contenu de l'orientation-cadre en travaillant sur le développement d'un équilibrage de marché.

Dans le secteur de l'électricité

La CRE a contribué à la rédaction de l'orientation-cadre sur l'allocation des capacités d'interconnexion et la gestion des congestions. Cette orientation-cadre, élaborée en coordination avec d'autres régulateurs courant 2010 et validée par le CEER en février 2011,

a pour objectif d'améliorer le fonctionnement des marchés transfrontaliers. Pour cela, elle définit des modèles-cibles à mettre en place, à l'horizon 2014, pour la définition de zones de formation de prix, le calcul de capacités d'interconnexion et l'allocation de celles-ci à différentes échéances (long terme, journalière et infrajournalière). Ces modèles-cibles sont déjà

appliqués sur certaines frontières françaises, comme le couplage des marchés journaliers sur les frontières belge et allemande (*cf. encadré p.69*), l'allocation implicite continue de capacités infrajournalières sur la frontière allemande et l'indemnisation de réductions de capacités à long terme basée sur la différence de prix des marchés journaliers appliquée aux frontières belge et espagnole.



La CRE a également contribué aux orientations-cadres sur le raccordement, approuvées par le CEER en décembre 2010, et la sécurité d'exploitation, en cours de rédaction. Ces orientations-cadres ont pour objectif de faciliter l'intégration des marchés et d'améliorer la sécurité du réseau en harmonisant les pratiques nationales.

► DÉCRYPTAGE

Le couplage de marchés en électricité

Le 9 novembre 2010, un des projets majeurs de l'intégration des marchés est entré en opération avec succès : le couplage de marchés entre les pays de la région électrique Centre-Ouest (Allemagne, Belgique, France, Luxembourg, Pays-Bas). Approuvé par la CRE le 28 octobre 2010, ce mécanisme a fait l'objet d'un consensus auprès de l'ensemble des acteurs de l'électricité au Forum de Florence¹ : de décembre 2009.

Le couplage de marchés permet de faire fonctionner en synergie les marchés de la veille pour le lendemain de ces cinq pays. Il utilise le signal-prix pour orienter les échanges d'électricité dans le sens le plus pertinent du point de vue de l'efficacité économique et de la sécurité d'approvisionnement, assurant ainsi une utilisation optimale du réseau de transport de l'électricité et une fourniture d'électricité au moindre coût pour la collectivité.

Combien ça coûte, combien ça rapporte ?

Le couplage de marchés attribue les capacités d'interconnexion au moment où on croise l'offre et la demande d'électricité sur le marché. Il sélectionne, à l'échelle de la région, les meilleures offres d'électricité pour satisfaire la demande en utilisant au mieux les interconnexions électriques. Ce mécanisme génère ainsi un surplus économique pour la communauté estimé à plus de 42 millions d'euros par an.

¹ – Crée en 1998, le Forum de Florence réunit la Commission européenne, les autorités de régulation nationales et les ministères compétents, les gestionnaires des réseaux de transport, l'industrie et les consommateurs. Les principaux sujets qu'il examine actuellement concernent la tarification des échanges transfrontières d'électricité et la répartition et la gestion des capacités d'interconnexion.

Pour mettre en place le couplage de marchés, les gestionnaires de réseaux de transport de la région Centre-Ouest ont investi environ 30 millions d'euros entre 2007 et 2010. Ce projet est donc très rentable pour la collectivité puisque le surplus économique généré par le couplage dépasse son coût dès la fin de la première année d'opération.

Une illustration concrète

Le 19 octobre 2009, l'offre sur les marchés organisés de la veille pour le lendemain était insuffisante pour satisfaire la demande. Les prix ont atteint le plafond de prix du marché français fixé à 3 000 €/MWh. Cependant, les capacités d'interconnexion, notamment espagnole ou italienne, étaient sous-utilisées. Ainsi, si la France avait été couplée avec l'ensemble de ses voisins, l'utilisation efficace du réseau électrique transfrontalier aurait permis de satisfaire la demande sur le marché organisé et de ramener le prix de marché à un niveau de l'ordre de 200 €/MWh. C'est une raison pour laquelle la CRE promeut l'extension du couplage de marchés.

Et la suite ?

L'objectif suivant est d'étendre le couplage de marchés en Europe. Les gestionnaires de réseaux de transport et les bourses, toujours plus nombreux autour de la table, devront travailler ensemble. Dans cette optique, les principales bourses européennes ont lancé le Projet de Couplage des Régions², couvrant 80 % de l'Europe en termes de consommation électrique. Leur travail devra s'intégrer dans le projet des gestionnaires de réseaux de transport qui couvre la région Centre-Ouest, les pays scandinaves et la Grande-Bretagne. ●

² – Zone qui pourrait couvrir l'Allemagne, l'Autriche, les pays Baltes, la Belgique, le Danemark, l'Espagne, la Finlande, la France, l'Italie, le Luxembourg, la Norvège, les Pays-Bas, le Portugal, le Royaume-Uni, la Suède et la Suisse.

3. LE DÉVELOPPEMENT DES INFRASTRUCTURES EST INDISPENSABLE AU MAINTIEN DE LA SÉCURITÉ DES APPROVISIONNEMENTS

3.1. La préparation de plans décennaux d'investissement permet d'identifier les besoins d'investissement à moyen terme

L'objectif des plans décennaux est d'accroître la transparence, promouvoir la concurrence et renforcer la sécurité d'approvisionnement énergétique de l'Union européenne. L'obligation de publier des

plans décennaux d'investissement est introduite à trois niveaux dans le 3^e paquet énergie : au niveau européen, régional et national.

Au niveau européen

Les plans décennaux de développement des réseaux de transport de gaz et d'électricité doivent être publiés par les ENTSO tous les deux ans et sont non engageants. Sans attendre l'entrée en application du 3^e paquet, les ENTSO ont réalisé des versions pilotes publiées en janvier 2010 pour le gaz et en juin 2010 pour l'électricité. Riches d'enseignements quant à la méthodologie et au contenu, elles montrent que ces plans doivent articuler des

approches montantes et descendantes afin de rendre compte de manière pertinente des dynamiques européennes des industries du gaz et de l'électricité.

L'ERGEG a suivi ces travaux dans la perspective des futures missions de l'ACER qui sera chargée de l'évaluation des plans décennaux européens. L'ERGEG a publié des recommandations pour la préparation des plans et émis des avis sur les deux premières versions. La préparation de ces plans requiert d'importants efforts de coopération et d'harmonisation en matière de planification de la part des transporteurs ainsi que l'implication de toutes les parties prenantes. L'ERGEG préconise de tester plusieurs scénarios alternatifs et de simuler l'impact de crises d'approvisionnement dans le secteur du gaz.

Au niveau régional

Les transporteurs auront à développer des plans régionaux qui viendront compléter les plans européens en mettant davantage l'accent sur les projets d'interconnexion transfrontaliers et la dimension intégration des marchés.

Au niveau national

Les transporteurs français seront tenus de soumettre chaque année à la CRE un plan décennal de développement du réseau, qui devra procéder aux consultations nécessaires et en évaluer la cohérence avec le plan décennal européen.

Dans le secteur du gaz, depuis 2008, GRTgaz et TIGF préparent chaque année un plan décennal qu'ils communiquent à la CRE. En 2010, les besoins d'investissement présentés dans ces plans s'élèvent à environ 8 milliards d'euros, dont près de 4 milliards d'euros pour les projets d'ores et déjà décidés (le développement des interconnexions avec l'Espagne au point Larrau en 2013 et Biriou en 2015 et le développement des capacités à l'interconnexion avec la Belgique au point Taisnières). Les besoins d'investissement portent principalement sur : – le raccordement ou le développement de plusieurs terminaux méthaniers (Dunkerque, Fos-Tonkin, Fos Faster, Montoir-de-Bretagne) et la fusion de zones d'équilibrage pour GRTgaz ; – la création ou le développement d'interconnexions avec les pays frontaliers (la Belgique pour GRTgaz et l'Espagne pour les deux transporteurs).



11 avril 2011.
Inauguration
de la nouvelle
centrale électrique
au gaz naturel
de Montoir-
de-Bretagne.

© GDF SUEZ,
Burbant Rudy/
Abacapress, 2011

3.2. En électricité, les investissements sont croissants, en gaz certaines décisions ont été reportées

Pour le gaz, les programmes d'investissement annuels 2010 approuvés par la CRE étaient de 629 millions d'euros pour GRTgaz et de 77 millions d'euros pour TIGF. Lors de leurs points d'exécution à mi-année, les deux gestionnaires de réseaux de transport ont revu leurs prévisions à 609 millions d'euros pour GRTgaz et 103 millions d'euros pour TIGF.

Les programmes étaient fortement marqués par des projets de fluidification du réseau principal et de développement de nouvelles capacités d'interconnexion avec les pays adjacents. Ainsi, GRTgaz a consacré 127 millions d'euros pour le renforcement du cœur de réseau, le développement des capacités à la frontière avec la Belgique (Taisnières) et à la frontière avec l'Espagne (Larrau). TIGF a consacré près de la moitié de son budget au développement des capacités d'interconnexion avec l'Espagne (Larrau).

Le programme de GRTgaz approuvé par la CRE pour 2011 est en baisse par rapport à 2010 : il s'élève à



*Inauguration
du renforcement
de l'interconnexion
électrique reliant
le poste à haute tension
de Moulaine (Meurthe-
et-Moselle) à celui
d'Aubange (Ardennes
belges).*

*RTE et Elia, les deux
gestionnaires de réseaux
de transport d'électricité
français et belge, ont
investi 13,2 millions
d'euros pour augmenter
de 10 à 15 % la capacité
d'échange entre la France
et la Belgique, tout en
éitant la construction
d'une nouvelle ligne
électrique. Un second
circuit (terme) 225 kV
a donc été installé
sur une ligne électrique
existante de 15 km reliant
Moulaine et Aubange.*

*© Médiathèque RTE,
Stéphane Harter, 2010*

**8
milliards
d'euros**

**Besoins d'investissement
de GRTgaz et TIGF
sur 10 ans.**

482 millions d'euros. En effet, le projet MidCat lié au développement d'un nouveau point d'interconnexion avec l'Espagne n'a pas été validé faute de demande suffisante du marché. Par ailleurs, la décision d'investissement du projet de terminal méthanier à Dunkerque a été reportée en 2011 par EDF. Le programme de TIGF est, quant à lui, de 90 millions d'euros pour 2011.

En électricité, RTE a achevé la mise en place de mesures initiées en 2007. Elles visent à renforcer le réseau du Nord de la France, parcouru par d'importants flux d'énergie liés à la production dans cette zone et aux échanges transfrontaliers. RTE a également décidé d'adapter le réseau pour l'accueil de production supplémentaire dans cette zone. En région PACA, il a débuté en 2010 les travaux de création d'une zone d'accueil électrique en 400 kV permettant le raccordement de production sur la zone de Fos-Lavéra (prévus pour s'achever en 2011).

Pour 2011, le programme d'investissement présenté par RTE et approuvé par la CRE s'élève à 1,25 milliard d'euros. L'année 2011 sera marquée par le démarrage de deux chantiers significatifs : la ligne électrique double à 400 kV, dite Cotentin-Maine, visant à l'insertion d'un troisième groupe de production d'électricité à Flamanville ainsi que l'interconnexion France-Espagne par l'est des Pyrénées (projet Baixas-Santa Llogaia).

3.3. Un nouveau service tarifaire a été introduit sur le réseau GRTgaz pour répondre aux besoins des utilisateurs

Depuis 2006, de nombreux projets de centrales de production d'électricité à partir de gaz naturel ont fait l'objet de demandes de raccordement auprès de GRTgaz et TIGF. Ces projets s'inscrivent dans le cadre du plan d'investissement pluriannuel dans le secteur du gaz adopté en 2009 par les pouvoirs publics.

Compte tenu de leur niveau de consommation de gaz et de leur besoin de flexibilité (variations de consommation) en cours de journée, des contraintes sur le fonctionnement des réseaux ont été identifiées dès 2008 par les transporteurs.

Une étude réalisée par GRTgaz et TIGF à la demande de la CRE montre que les centrales électriques à cycle combiné à gaz prévues engendreront des besoins importants de flexibilité infrajournalière (en cours de journée) dépassant, dès 2012, le besoin du marché conventionnel (13 TWh) pour atteindre jusqu'à 21 TWh en 2015. Pour répondre à ces nouveaux besoins, GRTgaz devra adapter le pilotage de son réseau et faire appel à des sources de flexibilité externes.

Dans ce cadre, une concertation avec les acteurs du marché a été menée afin, d'une part, de couvrir les coûts induits sur le réseau de GRTgaz et, d'autre part,

de garantir la flexibilité nécessaire aux centrales électriques au gaz. La CRE a donc introduit, dans les tarifs sur le réseau de transport entrant en vigueur le 1^{er} avril 2011, un service de flexibilité infrajournalière destiné aux sites fortement modulés, dont les centrales électriques au gaz.

Pour cela, les transporteurs mettent en concurrence et utilisent de façon optimisée les sources de flexibilité existant sur les réseaux de transport français. Le prix de ce service est facturé à l'usage et est fixé de façon à couvrir seulement les coûts induits par les sites fortement modulés.

Il s'inscrit dans le cadre général d'un équilibrage journalier pour le marché du gaz en France, dans lequel il revient aux transporteurs de répondre aux besoins de flexibilité infrajournalière des utilisateurs des réseaux dans des conditions transparentes et non discriminatoires.

	Centrales	Puissance électrique (MWe)	Date de mise en service commerciale
Centrales en service (ou en essai)		4 917	
EDF Genevilliers	TAC	210	Redémarrage prévu en avril 2011
GDF SUEZ DK6	CCCG	790	2005
POWEO Pont-sur-Sambre	CCCG	412	Septembre 2009
GDF SUEZ Cyclofos Fos	CCCG	480	Septembre 2009
E.ON LA SNET St-Avold	CCCG	860	Mars 2010
GDF SUEZ Combigolfe Fos	CCCG	425	Juillet 2010
GDF SUEZ Montoir	CCCG	435	Novembre 2010
EDF Blénod	CCCG	430	Avril 2011
ALPIQ Bayet	CCCG	410	Avril 2011
EDF Martigues I	CCCG	465	Juillet 2011
Centrales en phase de construction ou en attente de début des essais		1 248	
POWEO Toul Croix de Metz	CCCG	413	Premier semestre 2013
EDF Montereau	TAC	370	Septembre 2011
EDF Martigues II	CCCG	465	Premier semestre 2012

CCCG : centrale à cycle combiné à gaz

TAC : turbine à combustion

Source : GRTgaz

Centrales à cycle combiné à gaz existantes en France (au 31-12-2010).

Au final, ce nouveau service devrait permettre de faire face au recours croissant en gaz destiné à remplacer les productions d'électricité à partir de combustibles fossiles et à pallier l'intermittence des énergies renouvelables. ●

QUESTIONS À...

CÉCILE GEORGE, directrice de l'accès aux réseaux électriques de la CRE
FLORENCE DUFOUR, directrice adjointe des infrastructures et des réseaux de gaz de la CRE



Qu'est-ce qu'une infrastructure exemptée ?

Les textes européens prévoient que des porteurs de projets d'infrastructures électriques ou gazières (interconnexions, stockages de gaz naturel et terminaux méthaniers) peuvent solliciter une dérogation à certaines obligations réglementaires relatives à l'accès des tiers à ces infrastructures ainsi qu'à la tarification de cet accès établie ou approuvée par le régulateur. Dans le cas de l'électricité, la dérogation peut également concerner l'affectation des recettes tirées de l'utilisation de l'infrastructure.

Quels sont les enjeux liés aux infrastructures exemptées ?

La CRE considère que l'octroi d'une dérogation peut contribuer à la réalisation de projets dont la faisabilité dans un cadre régulé pourrait être limitée. Pour les infrastructures exemptées comme régulées, l'utilisation et l'allocation des capacités doivent être optimisées afin qu'elles contribuent pleinement à la sécurité d'approvisionnement de la France, ainsi qu'à l'intégration des marchés européens.

L'analyse préalable à l'octroi d'une dérogation porte donc notamment sur la sécurité d'approvisionnement et la concurrence.

La dérogation ne doit pas entraîner de distorsions au bénéfice d'un acteur particulier, ni porter atteinte au bon fonctionnement des réseaux auxquels est reliée la nouvelle infrastructure.

Quelle est l'application concrète du principe d'exemption ?

Le principe d'exemption a été accordé à la plupart des projets de terminaux méthaniers en Europe ces dernières années mais est beaucoup plus rare pour les interconnexions électriques ou gazières entre Etats membres ainsi que pour les installations de stockage de gaz.

En France, plusieurs projets de terminaux méthaniers ont vu le jour et Dunkerque LNG a obtenu en mars 2010 son exemption totale à l'accès des tiers.

En 2010, deux débats publics se sont tenus : l'un pour Fos Faster, projet porté par Vopak et Shell, et l'autre pour la prolongation d'exploitation du terminal de Fos-Tonkin. La société Fos Faster envisage d'exploiter ce terminal dans un cadre exempté. Fos-Tonkin, terminal existant, est exploité dans un cadre régulé.

Dans le secteur de l'électricité, la loi confie à RTE la responsabilité des interconnexions régulées. Une dérogation est donc nécessaire pour permettre à d'autres investisseurs de s'engager dans un projet d'interconnexion.

Le 30 septembre 2010, la CRE a publié une communication sur la régulation de nouvelles interconnexions exemptées. Ces orientations prévoient un cadre de régulation transparent et non discriminatoire donnant la visibilité nécessaire aux porteurs de projets tout en protégeant les intérêts des utilisateurs du réseau de transport d'électricité.

Concrètement, l'investisseur ne se verra pas appliquer le tarif d'utilisation du réseau de transport, ni les coûts de renforcement nécessaires à son raccordement, mais la CRE n'octroiera de dérogation que si l'impact global pour les utilisateurs du réseau est positif. ●

Annexes

- ▶ **Synthèse des principales délibérations de la CRE en 2010** 75
- ▶ **Glossaire** 80
- ▶ **Sigles** 88
- ▶ **Sommaire détaillé** 89



Synthèse des principales délibérations de la CRE en 2010

Délibération de la CRE du 29 avril 2010 portant orientations sur le développement d'une nouvelle interconnexion gazière permettant de créer des capacités fermes de la France vers la Belgique.

Les régulateurs de l'énergie français (CRE) et belge (CREG) sont favorables au développement d'une nouvelle interconnexion gazière à Veurne à la frontière franco-belge reliant les deux réseaux, si l'appel au marché (open season), mené en 2010, démontre l'existence d'une demande suffisante de capacité de transport de la part des acteurs de marché.

En permettant d'exporter du gaz de la France vers la Belgique, ce projet facilitera les échanges entre les deux pays et contribuera au renforcement de la sécurité d'approvisionnement et à l'intégration des marchés du gaz en Europe.

La CRE et la CREG sont très attachées à ce que ces nouvelles capacités soient développées entre les réseaux de transport adjacents dans un cadre régulé et de manière concertée, garantissant un accès transparent et non discriminatoire à l'ensemble des acteurs.

Les régulateurs souhaitent que l'open season soit mené en étroite coordination par les transporteurs belge (Fluxys) et français (GRTgaz) sous leur surveillance et ce, en conformité avec le guide de bonnes pratiques sur les appels au marché (*Guidelines for Good Practice on Open Seasons Procedures – GGPOS*) publié par le Groupe des régulateurs européens pour l'électricité et le gaz (ERGEG). Dans un souci de cohérence avec les récentes évolutions européennes,

il leur apparaît indispensable que le projet prenne en considération dès aujourd'hui les orientations-cadres (framework guidelines) proposées par l'ERGEG sur la gestion de l'allocation des capacités de transport de gaz en Europe.

La CRE et la CREG demandent à Fluxys et GRTgaz de travailler au bon déroulement de l'open season en concertation avec les acteurs de marché et avec pour objectif un lancement de la première phase avant l'été.

Délibération de la CRE du 29 avril 2010 portant orientations sur le développement des interconnexions gazières avec l'Espagne dans le cadre de l'open season 2015.

Le développement des interconnexions gazières avec l'Espagne est la priorité des travaux de l'initiative régionale gazière Sud de l'ERGEG. Ce projet est soutenu par les pouvoirs publics français et espagnols et la Commission européenne.

Le développement des interconnexions entre la France et l'Espagne a pour objectif de renforcer l'intégration des marchés ibériques, français et nord-européens. À ce titre, ce projet permettra l'amélioration de la sécurité d'approvisionnement ibérique et française, ainsi que le développement du marché gazier français dans le sud du territoire. Le plan de développement coordonné des gestionnaires de réseaux de transport français et espagnols publié en 2007 prévoyait le renforcement de l'axe Ouest (Larrau et Biriatou) à l'horizon 2013 et la création d'un nouvel axe à l'Est (Perthus) pour 2015 (appelé projet Midcat).

Les orientations concernant l'open season 2015 relatives au développement des interconnexions avec l'Espagne portent sur les capacités commercialisées et les conditions de validation de l'allocation des capacités.

Concernant les capacités commercialisées, en fonction des demandes engageantes reçues, la capacité développée dans le sens France vers Espagne (depuis GRTgaz Sud jusqu'à l'Espagne) pourra être ajustée dans la mesure où des niveaux d'investissement intermédiaires sont possibles. Ainsi, conformément à l'article 2 de la loi du 3 janvier 2003, les règles d'allocation pour l'open season 2015 relative au développement des interconnexions avec l'Espagne seront communiquées à la CRE, puis publiées par les gestionnaires de réseaux de transport préalablement à son lancement.

Concernant les conditions de validation de l'allocation des capacités, si les résultats de l'open season 2015 sont validés, le terme tarifaire qui serait appliqué en entrée depuis l'Espagne à toutes les capacités disponibles à compter de 2015 serait basé sur le tarif qui serait applicable à cette échéance au niveau des autres points d'entrée terrestres auquel s'ajouteraient la hausse tarifaire ayant permis la validation du test économique de l'open season 2015.

Un test économique sera aussi appliqué au développement de capacité entre GRTgaz Nord et GRTgaz Sud. Le même principe d'un seuil de couverture des coûts de 70 % pour valider les allocations est prévu. Toutefois, il n'est pas envisagé d'augmenter le prix de cette capacité pour permettre la validation du projet par le test économique.

Il faut également ajouter que les modalités de répartition entre TIGF et GRTgaz des recettes correspondant au projet Midcat devront être définies. En effet, dans le cadre de la structure tarifaire en vigueur, TIGF percevra la majorité du revenu lié à la vente des capacités créées au niveau de cette nouvelle interconnexion alors que la majorité des investissements sera faite par GRTgaz.

Délibération de la CRE du 15 avril 2010 portant approbation de la procédure de traitement des demandes de raccordement des installations de production d'électricité au réseau public de transport d'électricité.

Depuis l'entrée en vigueur du cahier des charges annexé au 3^e avenant en date du 30 octobre 2008 à la convention du 27 novembre 1958 portant concession à la société RTE EDF Transport (RTE) du réseau public de transport d'électricité, la CRE est chargée d'approuver les procédures de traitement des demandes de raccordement au réseau public de transport des utilisateurs et des réseaux publics de distribution. Dans ce cadre, la CRE a précisé, par une délibération du 11 juin 2009, les conditions d'approbation et le contenu minimal de ces procédures.

Dans ce contexte, RTE a soumis pour approbation à la CRE en avril 2010 un projet de procédure de traitement des demandes de raccordement des installations de production d'électricité au réseau public de transport.

La CRE a approuvé ce projet de procédure car celui-ci, en explicitant la méthode de classement de la « file d'attente de raccordement » et en limitant les tentatives de réservation injustifiées de capacités d'injection, établit un cadre adéquat pour l'instruction des demandes de raccordement qui contribue à améliorer la transparence et la non-discrimination de l'accès au réseau public d'électricité.

Délibération de la CRE du 17 juin 2010 portant approbation des règles d'allocation de la capacité d'interconnexion dans la région Centre-Ouest et des règles imports/exports.

En application de l'article 30 du cahier des charges annexé à la convention du 27 novembre 1958 portant concession à RTE EDF Transport SA du réseau public de transport d'électricité et reprenant la rédaction du décret n° 2006-1731 du 23 décembre 2006 approuvant le cahier des charges type de concession du réseau public de transport d'électricité, RTE a soumis à l'approbation de la CRE, le 31 mai 2010, une proposition de règles relatives à l'allocation de la capacité pour la région Centre-Ouest, incluant notamment les

frontières France-Allemagne et France-Belgique. Cette proposition définit les modalités d'accès aux interconnexions et les critères d'allocation aux différentes échéances temporelles (annuelles, mensuelles et journalières en cas d'indisponibilité du couplage de marché). RTE a également soumis à l'approbation de la CRE, le 30 mars 2010, une proposition de règles imports/exports.

La CRE a approuvé les règles Centre-Ouest relatives à l'allocation de la capacité pour les interconnexions France-Allemagne et France-Belgique qui lui ont été soumises le 31 mai 2010 et dont l'entrée en vigueur était prévue lors du démarrage du couplage de marché Centre-Ouest, sous réserve de l'approbation des autres régulateurs de la région.

La CRE a par ailleurs approuvé les règles imports/exports qui lui ont été soumises le 30 mars 2010 et dont l'entrée en vigueur était prévue lors du démarrage du couplage de marché Centre-Ouest.

Délibération de la CRE du 11 août 2010 portant avis sur le projet d'arrêté relatif aux tarifs réglementés de vente de l'électricité.

La CRE a été saisie pour avis le 3 août 2010 par les ministres chargés de l'économie et de l'énergie d'un projet d'arrêté relatif aux tarifs réglementés de vente de l'électricité, conformément à l'article 4 de la loi n° 2000-108 du 10 février 2000, pour une entrée en vigueur le 15 août 2010.

Le projet d'arrêté fixait les barèmes des tarifs réglementés de vente hors taxes de l'électricité applicables par EDF et les distributeurs non nationalisés (DNN). Les barèmes envisagés résultait d'une évolution en structure et en niveau des barèmes en vigueur. Le niveau des tarifs envisagés par le gouvernement prévoyait une augmentation en moyenne de 3 % pour les tarifs bleus résidentiels, 4 % pour les tarifs bleus non résidentiels, 4,5 % pour les tarifs jaunes et 5,5 % pour les tarifs verts.

Pour élaborer son avis, la CRE a consulté les différents acteurs concernés et auditionné, le 11 août 2010, EDF, les fédérations de DNN, des fournisseurs alternatifs et les administrations compétentes.

La CRE a émis un avis favorable au projet d'arrêté qui lui était soumis, en considérant les éléments suivants :

- la structure tarifaire envisagée pour 2010 a évolué sous la double contrainte de convergence des rurban de l'ensemble des clients et de résorption des trappes tarifaires ;
- la CRE estime toutefois qu'une attention particulière devra être portée sur l'évolution des arbitrages tarifaires à l'occasion du prochain mouvement en structure, de manière à inciter davantage aux comportements vertueux ;
- la hausse en niveau envisagée, à nouveau plus importante sur les tarifs jaunes et verts que sur les tarifs bleus, permet de couvrir les coûts de fourniture sur chacune des catégories tarifaires bleu, jaune et vert, et va dans le sens de l'exécution de la décision rendue par le Conseil d'Etat le 1^{er} juillet 2010 enjoignant au ministre d'Etat, ministre de l'Écologie, de l'Énergie, du Développement durable et de la Mer, de prendre, dans un délai de deux mois à compter de la notification de la décision, un nouvel arrêté tarifaire.

Délibération de la CRE du 31 août 2010 portant communication sur l'audit de la formule servant de base au calcul de l'évolution des tarifs réglementés de vente de gaz naturel de GDF SUEZ.

Le décret n° 2009-1603 du 18 décembre 2009 qui encadre la fixation des tarifs réglementés de vente de gaz prévoit que les coûts d'approvisionnement du gaz à couvrir par les tarifs sont estimés par une formule.

La formule utilisée par GDF SUEZ en 2010 a été établie par l'opérateur et transmise à la CRE le 21 juillet 2008. Elle a été conçue pour s'appliquer sur les années 2008, 2009 et 2010. Cette formule avait fait l'objet d'un audit par la CRE dont les conclusions avaient été rendues publiques par délibération du 17 décembre 2008. Cet audit succédait à un premier audit mené par la CRE en 2005 sur la formule précédemment utilisée dont les principales

conclusions avaient été rendues publiques par une délibération de la CRE du 28 février 2006.

La CRE procède de façon périodique à des audits des formules utilisées par GDF SUEZ et, précédemment, par Gaz de France. Le premier audit de la formule établie en 2008 intervenait dans un contexte où GDF SUEZ introduisait dans la formule une indexation additionnelle sur les cours du pétrole (Brent) exprimés en euros, par rapport aux indices précédemment utilisés : fioul lourd (BTS), fioul domestique (FOD) et taux de change euro/dollar. Dans sa délibération du 17 décembre 2008, la CRE avait conclu que la nouvelle formule fournissait une approximation correcte des coûts d'approvisionnement de GDF SUEZ sur le marché français. La CRE avait également précisé que cette formule tarifaire ne prenait pas en compte les gains et pertes éventuels liés aux activités d'arbitrage entre différents modes d'approvisionnement. Cette délibération précisait également que la vérification de la robustesse de la formule ferait l'objet d'un nouvel audit, compte tenu de la forte volatilité des cours du pétrole.

La CRE a formulé plusieurs recommandations :

- une nouvelle formule devrait être mise en place pour prendre en compte les nouvelles indexations de certains contrats à long terme sur les prix des marchés de gros du gaz ;
- les écarts constatés entre la formule et les coûts réels des contrats à long terme de gaz importé en France devraient faire l'objet d'un examen annuel en vue d'adaptations éventuelles de la formule ;
- l'impact sur le prix moyen d'importation de sources d'approvisionnement autres que le gaz importé par contrats à long terme doit être mesuré.

Délibération de la CRE du 30 septembre 2010 portant communication sur l'application de l'article 7 du règlement (CE) n° 1228/2003 du 26 juin 2003 et les modalités d'accès au réseau public de transport d'électricité français de nouvelles interconnexions exemptées.

L'article 14 de la loi n° 2000-108 du 10 février 2000 modifiée relative à la modernisation et au développement du service public de l'électricité confie au

gestionnaire du réseau public de transport d'électricité la mission de développer le réseau public de transport afin, notamment, de permettre l'interconnexion avec les autres réseaux.

L'article 7 du règlement (CE) n° 1228/2003 du Parlement européen et du Conseil du 26 juin 2003 sur les conditions d'accès au réseau pour les échanges transfrontaliers d'électricité fixe les conditions suivant lesquelles une nouvelle interconnexion peut être exemptée, par les autorités de régulation nationales, de tout ou partie de la régulation en vigueur en termes d'accès des tiers, d'approbation des méthodologies de tarification et d'affectation des revenus générés par l'attribution des capacités d'interconnexion.

En vertu de l'article 7 du règlement (CE) n° 1228/2003 et en l'absence de dispositions législatives contraires, le régulateur national dispose d'une compétence de principe pour instruire les demandes et exempter de nouvelles interconnexions.

À l'occasion des consultations publiques réalisées par la CRE du 2 avril au 2 mai 2009 et du 3 mai au 3 juin 2010, les acteurs du marché de l'électricité ont exprimé leur avis sur les conditions de dérogation et les modalités d'accès au réseau à appliquer à de nouvelles interconnexions exemptées. La CRE a tenu compte de ces contributions lors de l'élaboration de cette communication.

Délibération de la CRE du 28 octobre 2010 portant approbation de la méthode d'allocation implicite journalière des capacités d'interconnexion au sein de la région Centre-Ouest.

En application de l'article 30 du 3^e avenant en date du 30 octobre 2008 à la convention du 27 novembre 1958 et portant concession à RTE EDF Transport SA du réseau public de transport d'électricité reprenant la rédaction du décret n° 2006-1731 du 23 décembre 2006 approuvant le cahier des charges type de concession du réseau public de transport d'électricité, RTE a sollicité l'approbation de la CRE, le 19 octobre 2010, de la méthode d'allocation implicite des capacités d'interconnexion

journalières (couplage de marché) au sein de la région Centre-Ouest (France, Benelux, Allemagne) et des modalités de recouvrement des coûts d'opération inhérents.

La CRE a accueilli favorablement cette proposition de RTE en approuvant la méthode d'allocation implicite des capacités d'interconnexion journalières au sein de la région Centre-Ouest. Le lancement du couplage de marché dans la région Centre-Ouest s'est effectué le 9 novembre 2010.

La CRE a néanmoins demandé à RTE :

- d'effectuer un suivi détaillé de l'impact des ajustements coordonnés du calcul de capacité et de lui transmettre les rapports correspondants ;
- d'évaluer les gains économiques du couplage de marché – en estimant le bien être social généré par les échanges transfrontaliers ainsi que le coût de congestion – et de les publier mensuellement.

La CRE a par ailleurs rappelé l'accord trouvé dans la région Centre-Ouest quant à l'étude de l'influence de la taille des zones de prix. Les résultats préliminaires de cette étude sont attendus pour l'été 2011.

Délibération de la CRE du 2 décembre 2010 portant avis sur le projet d'arrêté relatif aux tarifs réglementés de vente de gaz naturel en distribution publique de GDF SUEZ.

Conformément à l'article 7 de la loi n° 2003-8 du 3 janvier 2003 relative aux marchés du gaz et de l'électricité et au service public de l'énergie, la CRE a été saisie pour avis, le 16 novembre 2010, par la ministre de l'Économie, des Finances et de l'Industrie et le ministre auprès de la ministre de l'Économie, des Finances et de l'Industrie, chargé de l'Industrie, de l'Énergie et de l'Économie numérique, d'un projet d'arrêté sur les tarifs en distribution publique de GDF SUEZ.

Le projet d'arrêté fixe la nouvelle formule tarifaire permettant d'estimer l'évolution des coûts d'approvisionnement de GDF SUEZ à prendre en compte pour fixer les tarifs en distribution publique. Le projet d'arrêté prévoit par ailleurs que les barèmes entrés en vigueur au 1^{er} juillet 2010 n'évoluent pas au 1^{er} janvier 2011.

Le décret n° 2009-1603 du 18 décembre 2009 qui encadre la fixation des tarifs réglementés de vente de gaz prévoit que les coûts d'approvisionnement du gaz à couvrir par les tarifs sont estimés par une formule.

La formule alors utilisée a été conçue pour s'appliquer sur les années 2008, 2009 et 2010. Cette formule a fait l'objet de deux audits par la CRE, dont les conclusions ont été rendues publiques par délibérations du 17 décembre 2008 et du 31 août 2010.

La CRE a donc rendu un avis favorable au projet d'arrêté. Elle a considéré que la nouvelle formule tarifaire fournit une approximation correcte des coûts d'approvisionnement des contrats à long terme de gaz importé en France de GDF SUEZ, qui incluent pour certains une indexation sur les prix de marché du gaz.

Néanmoins, la CRE vérifiera la pertinence de la formule à intervalles réguliers au cours de l'année 2011. La CRE considère enfin que le choix de la référence marché devra être examiné périodiquement. En particulier, la référence à des indices spécifiques au marché de gros français du gaz, dont la liquidité est en progression, pourrait être envisagée à terme.

Glossaire

3^e paquet énergie

Le 3^e paquet énergie vise la mise en place de conditions de concurrence homogènes dans les États membres de l'Union européenne 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, de deux règlements concernant les conditions d'accès aux réseaux de gaz naturel d'une part, et les conditions d'accès au réseau pour les échanges transfrontaliers d'électricité d'autre part, ainsi que d'un règlement créant l'Agence de coopération des régulateurs de l'énergie (ACER).

Agence de coopération des régulateurs de l'énergie (ACER)

L'Agence de coopération des régulateurs de l'énergie (Agency for the Cooperation of Energy Regulators, ACER) est un organisme communautaire doté de la personnalité juridique, institué par le règlement (CE) n°713/2009 et mis en place en 2010. L'ACER est opérationnelle depuis le 3 mars 2011. Son siège se situe à Ljubljana en Slovénie.

L'objectif de l'ACER est d'aider les autorités de régulation nationales à exercer et coordonner leurs tâches réglementaires au niveau communautaire et, si nécessaire, à compléter leurs actions. Elle joue un rôle-clé dans l'intégration des marchés de l'électricité et du gaz naturel.

Ses compétences consistent à :

- élaborer et soumettre à la Commission européenne des orientations-cadres non contraignantes ;
- participer à l'élaboration de codes de réseau européens de l'électricité et du gaz naturel conformes aux orientations-cadres ;
- prendre des décisions individuelles contraignantes sur les modalités et les conditions d'accès et de sécurité opérationnelle des infrastructures transfrontalières lorsque les autorités de régulation nationales ne parviennent pas à trouver un accord ou demandent conjointement l'intervention de l'ACER ;
- prendre une décision sur des dérogations, si l'infrastructure concernée se situe sur le territoire de plus d'un État membre, lorsque les autorités de régulation nationales ne parviennent pas à trouver un accord ou demandent conjointement l'intervention de l'ACER ;
- émettre des avis à l'intention de l'ENTSO-G (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.

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 caractères. 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.

Autorité des marchés financiers (AMF)

Créée par la loi n° 2003-706 de sécurité financière du 1^{er} août 2003, l'Autorité des marchés financiers est issue de la fusion de la Commission des opérations de bourse (COB), du Conseil des marchés financiers (CMF) et du Conseil de discipline de la gestion financière (CDGF).

L'Autorité des marchés financiers (AMF) est une autorité administrative indépendante. Cet organisme public indépendant est doté de la personnalité morale et dispose d'une autonomie financière. L'AMF a pour missions de veiller :

- à la protection de l'épargne investie dans les instruments financiers ;
- à l'information des investisseurs ;
- au bon fonctionnement des marchés d'instruments financiers.

Elle apporte son concours à la régulation de ces marchés aux échelons européen et international.

Centrale à cycle combiné à gaz

Centrale thermique à turbogénérateurs à gaz, dans laquelle l'électricité est produite à deux niveaux successifs : en premier lieu par les gaz de combustion, et en deuxième lieu par la vapeur produite à partir des mêmes gaz de combustion. Ce procédé permet d'atteindre des rendements thermiques élevés (55 à 60 %, contre seulement 33 à 35 % pour les centrales thermiques classiques).

Clause de « Take or Pay »

Clause d'un contrat de fourniture de gaz ou d'électricité par laquelle le vendeur garantit la mise à disposition du gaz auprès de l'acheteur, qui garantit en contrepartie le paiement d'une quantité minimale d'énergie, qu'il en prenne livraison ou non.

Codes de réseau européens

Élaborés par les associations européennes de gestionnaires de réseaux de transport pour l'électricité et le gaz, 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.

Commission Prada

Une mission sur la régulation des marchés du CO₂ a été confiée à Michel Prada, Inspecteur général des Finances honoraire et ancien président de l'Autorité des marchés financiers (AMF). Il a remis son rapport comprenant

28 recommandations aux ministres de l'économie et de l'énergie en avril 2010.

Pour mener à bien ses travaux, Michel Prada s'est appuyé sur une commission constituée d'une cinquantaine de membres représentatifs de l'ensemble des acteurs des marchés du CO₂ (industriels, acteurs financiers, autorités de régulation).

La commission Prada recommande ainsi :

- de promouvoir une organisation stabilisée du marché européen du CO₂ avant 2013, en harmonisant le cadre juridique, comptable et fiscal ;
- un meilleur encadrement des participants au marché du CO₂ ;
- d'améliorer la transparence sur les fondamentaux du marché ;
- de mettre en place un cadre adapté de prévention et de répression des abus de marché ;
- de mettre en place une architecture de surveillance européenne du marché du CO₂ ;
- de favoriser la coordination internationale sur la régulation des marchés du CO₂.

Les recommandations préconisées, soumises à consultation, ont réuni un consensus des différentes parties prenantes.

La loi de régulation bancaire et financière (loi LRBF) a été adoptée le 22 octobre 2010 par le parlement français à la suite des recommandations de la commission Prada.

Comptage

Mesure de la quantité d'électricité ou de gaz permettant de déterminer l'énergie produite ou consommée.

Comptage évoluté

Le comptage évoluté 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 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 évoluté 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'énergie (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 d'accès au réseau de distribution (CARD)

Contrat conclu entre un gestionnaire de réseau public de distribution d'électricité et un utilisateur du réseau. Il fixe les conditions juridiques, techniques et économiques de l'accès et de l'utilisation du réseau.

Contrat de service public entre l'État et GDF SUEZ

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 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, au titre des activités générées 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.

Contrat GRD-F (Gestionnaire de Réseau de Distribution – Fournisseur)

En électricité, contrat bipartite, entre un gestionnaire de réseau (GRD) et un fournisseur (F), qui énonce les droits et devoirs des parties en matière d'accès au réseau, d'utilisation de ce réseau et d'échange des données nécessaires, relativement aux points de livraison des clients raccordés au réseau de distribution, en vue de permettre au fournisseur de proposer aux clients, dont il assure la fourniture exclusive, la conclusion d'un contrat unique regroupant la fourniture d'électricité, l'accès au réseau de distribution et son utilisation.

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) ;
- à compenser une partie des charges liées au tarif réglementé transitoire d'ajustement du marché (TaRTAM), une fois que la compensation des charges de service public

de l'électricité a été effectuée (en pratique, la CSPE ne compense plus les charges liées au TaRTAM depuis 2009) ;
– à 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, dûs 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.

Distributeur non nationalisé (DNN)

Voir Entreprise locale de distribution.

Énergie renouvelable

Les sources d'énergies renouvelables sont les énergies éolienne, solaire, géothermique, aérothermique, hydro-thermique, marine et hydraulique, ainsi que l'énergie issue de la biomasse, du gaz de décharge, du gaz de stations d'épuration d'eaux usées et du biogaz.

Entreprise locale de distribution (ELD)

Entreprise ou régie qui assure la distribution et/ou la fourniture d'électricité ou de gaz sur un territoire déterminé, non desservi par ERDF ou GrDF.

File d'attente de raccordement

Les demandes de raccordement au réseau d'une installation de production sont gérées par les gestionnaires de réseaux selon une file d'attente. La puissance en file d'attente d'un gestionnaire de réseaux est la puissance cumulée de toutes les installations de la file.

Fournisseur

Personne morale, titulaire d'une autorisation, en gaz, ou

s'étant déclarée auprès des pouvoirs publics, en électricité, qui alimente au moins un consommateur final en électricité ou en gaz, soit à partir d'une énergie qu'il a produite lui-même, soit à partir d'une énergie qu'il a achetée.

Fournisseur alternatif

Sont considérés comme alternatifs les fournisseurs qui ne sont pas des fournisseurs historiques.

Fournisseur historique

Pour l'électricité, les fournisseurs historiques sont EDF, les entreprises locales de distribution (ELD) ainsi que leurs filiales ; pour le gaz, GDF SUEZ, Tegaz, les ELD ainsi que leurs filiales. Un fournisseur historique n'est pas considéré comme un fournisseur alternatif en dehors de sa zone de desserte historique.

Gaz naturel liquéfié (GNL)

Gaz naturel amené à l'état liquide par refroidissement à -160 °C, dans le but principal de permettre son transport par des navires méthaniers.

Gaz non conventionnel

Ce sont des ressources de gaz piégées dans des roches peu perméables ou dans des gisements de charbon. Ce gaz n'est donc pas extrait à partir des roches-réservoirs classiques. On distingue trois types de gaz non conventionnels : le gaz de schiste (shale gas, 49 % des réserves totales), le gaz de réservoirs sableux compacts (tight gas, 23 % des réserves totales) et le gaz de charbon (coal bed methane, 28 % des réserves totales).

Gestionnaire de réseau de transport ou de distribution

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.

Groupe des régulateurs européens pour l'électricité et le gaz (ERGEG)

Le Groupe des régulateurs européens pour l'électricité et le gaz (European Regulators' Group for Electricity and Gas, ERGEG) a été créé par la Commission européenne dans le cadre de la mise en œuvre des directives de 2003.

L'ERGEG a pour but de conseiller et d'assister la Commission dans la consolidation du marché intérieur de l'énergie, en contribuant à la mise en œuvre complète des directives et des règlements européens et à la préparation d'une future législation dans les domaines de l'électricité et du gaz. L'ERGEG comprend la Commission européenne et les régulateurs indépendants des 27 États membres de l'Union européenne. Les États membres de l'Espace économique européen ainsi que les pays candidats à l'adhésion à l'Union européenne y sont invités en tant qu'observateurs. Pour réaliser ses objectifs, qui font également l'objet d'un programme de travail public, l'ERGEG dispose d'une structure comparable à celle du Conseil des régulateurs européens de l'énergie (CEER). En outre, l'ERGEG consulte largement les acteurs du secteur de l'énergie pour les questions sur lesquelles il est amené à rendre des avis. Ces avis engagent également la Commission européenne, qui peut ensuite leur donner un caractère contraignant à travers le processus communautaire de comitologie. L'ERGEG est amené à disparaître dès que l'Agence de coopération des régulateurs de l'énergie (ACER) sera opérationnelle.

Interconnexion

Équipements utilisés pour relier deux réseaux électriques ou canalisation reliant deux réseaux de transport de gaz.

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,

manière transitoire et limité en volume à des conditions équivalentes à celles dont bénéficie le fournisseur historique EDF, afin de permettre une vraie concurrence en aval et sur tous les segments de clientèle, particuliers et professionnels ;

- 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).

Le dispositif ARENH s'appuie sur trois piliers :

1. un volume de l'ARENH pour chaque fournisseur permettant une égalité des acteurs du marché de l'électricité ;
2. un prix de l'ARENH reflétant les conditions économiques de production de l'électricité des centrales nucléaires ;
3. une architecture nouvelle des tarifs réglementés.

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 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).

Mécanisme de développement propre (MDP) et mécanisme de mise en œuvre conjointe (MOC)

Le mécanisme de développement propre (MDP) permet aux pays industrialisés d'investir dans des projets de

réduction d'émissions dans des pays en développement, en échange de crédits (CER, Certified Emission Reduction) qui peuvent ensuite être utilisés pour conformité par les acteurs assujettis. Le mécanisme de mise en œuvre conjointe (MOC) fonctionne de la même manière, si ce n'est que ces projets sont réalisés dans les pays industrialisés et génèrent des unités de Kyoto appelées ERU (Emission Reduction Units).

Médiateur 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.

Nouvelles technologies de l'information et de la communication (NTIC)

Elles sont généralement définies comme l'ensemble des dispositifs et des systèmes informatiques de stockage, de communication, de traitement et de gestion de données. Elles constituent un ensemble convergent des technologies de la micro-électronique, de l'informatique (machines et logiciels) et des télécommunications. En bref, il s'agit d'une interaction de l'électronique et de l'informatique.

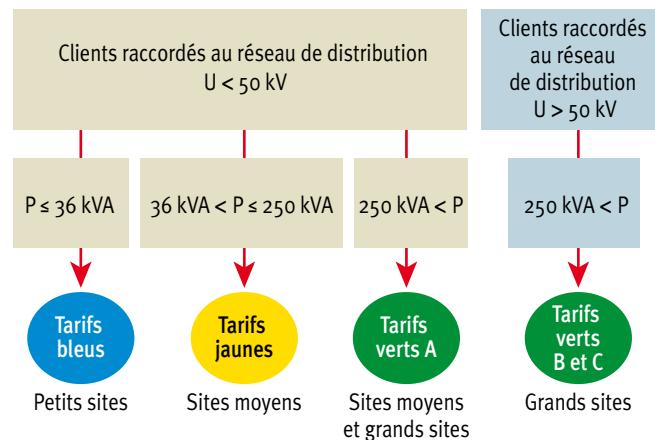
Obligation d'achat

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 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.



P : puissance souscrite U : 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.

Open season

Procédure qui sert à dimensionner une nouvelle infrastructure en fonction des besoins du marché et à allouer les capacités correspondantes de manière non discriminatoire (allocation de capacités).

Orientations-cadres (framework guidelines)

Élaborées par l'Agence de coopération des régulateurs de l'énergie (ACER), ces orientations non contraignantes fixent des principes clairs et objectifs auxquels les

codes de réseau 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.

Plan national d'allocation de quotas (PNAQ)

L'attribution de quotas de CO₂ est définie dans un plan qui fixe un montant maximal de quotas en fonction des potentiels de réduction et des prévisions de croissance des secteurs concernés, puis le répartit entre ces secteurs. Dans chaque secteur, l'enveloppe est ensuite distribuée au prorata des émissions de chaque installation. Enfin, les quotas sont délivrés par virement du compte de l'Etat vers un compte ouvert pour chaque exploitant dans un registre national.

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 des 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.

Producteur

Personne physique ou morale qui produit du gaz naturel ou de l'électricité.

Programmation pluriannuelle des investissements (PPI)

Dans la loi française, objectifs fixés par le ministre chargé de l'énergie en matière de répartition des capacités de production électrique par source d'énergie primaire et, le cas échéant, par technique de production et par zone géographique. La PPI s'inscrit dans la ligne du Grenelle de l'environnement et de l'adoption du Paquet européen énergie climat de décembre 2008. Elle décline les objectifs de la politique énergétique (sécurité d'approvisionnement, protection de l'environnement et compétitivité) en termes de développement du parc de production électrique à l'horizon 2020. Elle contribue à la mise en œuvre de la France vers un plan d'équipement en énergies non carbonées qu'il s'agisse des énergies renouvelables ou du nucléaire.

En matière d'énergies renouvelables, la PPI prévoit pour l'horizon 2020 les objectifs de développement suivants :

- 25 000 MW d'éolien répartis entre 19 000 MW à terre et 6 000 MW en mer ;
- 5 400 MW de solaire ;
- 2 300 MW de biomasse ;
- 3 TWh par an et 3 000 MW de capacité de pointe pour l'hydraulique.

Puissance crête

Unité de mesure de la puissance maximale d'une installation photovoltaïque. À titre d'exemple, une installation d'1 kWc permet de produire une énergie annuelle de l'ordre de 850 kWh à Lille et 1 250 kWh à Nice.

Qualité de l'électricité

Niveau de qualité de l'électricité livrée aux réseaux, élevée en fonction de la fréquence et de la durée des coupures longues ou brèves, ainsi que de la qualité de l'onde de tension.

Quota d'émission de CO₂

1 quota = 1 tonne de CO₂. La méthode d'allocation est détaillée pour chaque pays dans un Plan national d'allocation de quotas (PNAQ), validé par la Commission européenne.

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 ajoutées des fonctionnalités issues des nouvelles technologies de l'information et de la communication (NTIC). Le but est d'assurer l'équilibre entre l'offre et la demande d'électricité à tout instant et de fournir un approvisionnement sûr, durable et compétitif aux consommateurs. Rendre les réseaux intelligents consiste à améliorer l'intégration des systèmes énergétiques et la participation des utilisateurs de réseaux. Ces réseaux doivent être profondément reconfigurés pour intégrer la production décentralisée de sources renouvelables à grande échelle, et pour favoriser une offre adaptée à la demande en mettant à la disposition du consommateur final des outils et services lui permettant de connaître sa consommation personnelle, et donc d'agir sur elle.

Réseaux européens des gestionnaires de réseaux de transport (ENTSO)

Il existe les ENTSO (European Network of Transmission System Operators) pour l'électricité (ENTSO-E) et pour le gaz (ENTSO-G). Les gestionnaires de réseaux de transport coopèrent au niveau de l'Union européenne via les ENTSO pour promouvoir la réalisation et le fonctionnement du marché intérieur du gaz naturel et de l'électricité

et des échanges transfrontaliers et pour assurer une gestion optimale, une exploitation coordonnée et une évolution technique solide du réseau de transport de gaz naturel et d'électricité. Dans ce cadre, les ENTSO élaborent les codes de réseau européens, sur la base des orientations-cadres établies par l'Agence de coopération des régulateurs de l'énergie (ACER) et en étroite concertation avec cette dernière.

Sécurité d'approvisionnement

Capacité des systèmes électrique et gazier à satisfaire de façon continue la demande prévisible du marché.

Tarif réglementé transitoire d'ajustement du marché (TaRTAM)

Tarif spécifique destiné à tout consommateur final d'électricité qui a exercé son éligibilité et souhaite revenir au tarif réglementé de vente. Mis en place le 1^{er} janvier 2007, il s'eteindra lors de la mise en place effective de l'accès régulé à l'électricité nucléaire historique (ARENH) prévu au 1^{er} juillet 2011. Le TaRTAM n'est plus accessible depuis le 30 juin 2010.

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.

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)

AMF : Autorité des marchés financiers

APX-ENDEX : Bourse de l'énergie pour les Pays-Bas, le Royaume-Uni et la Belgique située à Amsterdam (APX : Amsterdam Power Exchange, ENDEX : European Energy Derivatives Exchange)

ARENH : Accès régulé à l'électricité nucléaire historique

BNX : Bluenext (bourse du carbone en France)

CARD : Contrat d'accès au réseau de distribution

CCCG : Centrale à cycle combiné à gaz

CCNUCC : Convention-cadre des Nations Unies sur les changements climatiques

CEER : Council of European Energy Regulators (Conseil des régulateurs européens de l'énergie)

CER : Certified Emission Reduction (unité de Kyoto)

CoRDIs : Comité de règlement des différends et des sanctions

CRE : Commission de régulation de l'énergie

CSPE : Contribution au service public de l'électricité

DNN : Distributeur non nationalisé

ECX : European Climate Exchange (bourse du carbone au Royaume-Uni)

EEX : European Energy Exchange (bourse de l'énergie en Allemagne)

ELD : Entreprise locale de distribution

ENTSO : European Network of Transmission System Operators (Réseaux européens des gestionnaires de réseaux de transport)

ERGEG : European Regulators' Group for Electricity and Gas (Groupe des régulateurs européens pour l'électricité et le gaz)

ERU : Emission Reduction Unit (unité de Kyoto)

EUA : European Union Allowance (quota d'émission de CO₂ européen)

GIEC : Groupe d'experts intergouvernemental sur l'évolution du climat

ICE : Intercontinental Exchange (bourse de l'énergie au Royaume-Uni)

LRBF (loi) : Loi de régulation bancaire et financière

MDP : Mécanisme de développement propre

MOC : Mécanisme de mise en œuvre conjointe

NBP : National Balancing Point (point d'échange de gaz au Royaume-Uni)

NCG : NetConnect Germany (point d'échange de gaz en Allemagne)

Nome (loi) : Loi sur la nouvelle organisation du marché de l'électricité

NTIC : Nouvelles technologies de l'information et de la communication

PEG : Point d'échange de gaz

PNAQ : Plan national d'allocation de quotas

PPI : Programmation pluriannuelle des investissements

SCEQE : Système communautaire d'échange de quotas d'émission

TAC : Turbine à combustion

TaRTAM : Tarif réglementé transitoire d'ajustement du marché

TTF : Title Transfer Facility (point d'échange de gaz aux Pays-Bas)

Sommaire détaillé

LE MESSAGE DU COLLÈGE	2
SOMMAIRE	5
LE FONCTIONNEMENT DE LA CRE ET L'ACTIVITÉ DU CoRDIS	6
1. Les compétences et l'organisation de la CRE	6
1.1. Présentation de la CRE	6
1.2. Les missions de la CRE	7
1.3. Les ressources humaines	9
2. Le comité de règlement des différends et des sanctions (CoRDIS)	10
2.1. Les fournisseurs ne devront plus supporter les impayés des consommateurs pour la part acheminement de leur facture d'électricité.....	11
2.2. Le rachat de l'électricité produite dans le cadre du régime légal de l'obligation d'achat n'est pas subordonné à un raccordement direct des installations de production au réseau public de transport	12
2.3. Le gestionnaire de réseau public de distribution doit assumer les conséquences d'une application irrégulière des procédures de traitement des demandes de raccordement	13
ÉLECTRICITÉ ET GAZ : BILAN DU MARCHÉ DE DÉTAIL	14
DOSSIER LES RÉSEAUX ÉLECTRIQUES INTELLIGENTS	18
1. La modernisation du réseau électrique suppose de le rendre communicant	20
1.1. La lutte contre le changement climatique a des effets majeurs sur le système électrique... ..	20
1.2. Les Smart grids sont nécessaires à la modernisation des réseaux	20
1.3. La Commission européenne se mobilise pour promouvoir les réseaux électriques intelligents	23
2. La CRE joue un rôle moteur dans le développement des réseaux intelligents	24
2.1. Le compteur évolué constitue la première pierre des Smart grids	24
2.2. La CRE est directement impliquée dans le développement du comptage évolué en France	24
2.3. Un programme de travail accompagne la réflexion et le développement des Smart grids	26
QUESTIONS À... Christine Le Bihan-Graf, directeur général de la CRE	29
➤ <i>Schéma : Le fonctionnement des réseaux électriques du futur</i>	21
➤ <i>Graphique : Prévisions de consommation d'électricité à l'horizon 2015 (France métropolitaine continentale)</i>	22
➤ <i>Encadré : La maîtrise de la pointe électrique : le rapport Poignant-Sido</i>	22
➤ <i>Encadré : Masdar, un projet de Smart City</i>	23
➤ <i>Encadré : Les avantages du compteur évolué</i>	24
➤ <i>Schéma : Le fonctionnement du compteur électrique évolué</i>	25
➤ <i>Encadré : Le comptage évolué en gaz</i>	26
➤ <i>Encadré : L'électricité du futur : un défi mondial</i>	27
➤ <i>Encadré : Les forums de la CRE sur les réseaux électriques intelligents</i>	28
DOSSIER LE DÉVELOPPEMENT DE LA FILIÈRE PHOTOVOLTAÏQUE EN FRANCE	30
1. Depuis 2006, la CRE a recommandé une forte diminution des tarifs d'achat photovoltaïques et une révision des dispositifs de défiscalisation	32

2. Depuis mars 2011, le nouveau cadre de régulation appliqué fixe des tarifs qui n'induisent pas de rentabilités excessives	34
2.1. Un moratoire sur les tarifs d'achat a été instauré le temps d'une concertation sur l'avenir de la filière photovoltaïque en France	34
2.2. Le moratoire a révisé la situation juridique d'opérateurs déjà entrés en file d'attente de raccordement	35
2.3. Les tarifs d'achat sont dégressifs par trimestre en fonction des volumes de demandes de raccordement	35
2.4. Les appels d'offres sont privilégiés pour les installations de plus de 100 kW	35
3. La filière photovoltaïque aura un impact important sur les charges de service public financées par les consommateurs	36
4. Le développement du photovoltaïque dans les zones insulaires doit être maîtrisé pour assurer la sûreté du réseau	38
4.1. Le bon fonctionnement des réseaux électriques a rendu nécessaire l'abaissement du seuil de déconnexion des installations photovoltaïques	38
4.2. Une révision de la fiscalité permettrait de mettre fin à l'effet d'aubaine	38
QUESTIONS À... Esther Pivot, directrice du développement des marchés de la CRE	39
➤ Encadré : La mission de l'Inspection générale des finances : le rapport Charpin	32
➤ Encadré : Evolution des tarifs d'achat de l'électricité photovoltaïque depuis 2006	33
➤ Encadré : Le Rapport Charpin-Trink sur le développement de la filière photovoltaïque	35
➤ Graphique : Composition des charges de service public prévisionnelles au titre de 2011	36
➤ Encadré : Une file d'attente pour le raccordement des installations de production au réseau public d'électricité	37

➤ Graphique : Raccordement d'installations photovoltaïques en France continentale et métropolitaine sur le réseau de distribution	37
➤ Graphique : Comparaison des projets de moyens de production intermittents, en service et en file d'attente pour un raccordement, avec la limite technique d'acceptabilité des réseaux insulaires	38

DOSSIER LE PRIX DU GAZ : CONSTRUCTION ET ÉVOLUTION

1. Le prix de vente de gaz au client : de quoi parle-t-on ?	42
1.1. Différents types d'offres sont disponibles sur le marché	42
1.2. Les tarifs réglementés de vente doivent couvrir une somme de coûts : l'exemple du tarif en distribution publique de GDF SUEZ	43
2. Le marché de gros du gaz est en mutation	46
2.1. Le prix du gaz sur les marchés s'est déconnecté des prix des contrats indexés sur le pétrole	46
2.2. Le négoce de gaz s'est fortement développé	48
3. Les infrastructures sont des éléments essentiels de la formation des prix du gaz	48

QUESTIONS À... Dominique Jamme, directeur des infrastructures et des réseaux de gaz de la CRE	49
➤ Encadré : Un nouveau cadre de fixation des tarifs réglementés de vente de gaz	43
➤ Graphique : Poids des différents postes dans la facture annuelle TTC d'un client se chauffant au gaz	44
➤ Graphique : Évolution comparée du cours du Brent et de la formule GDF SUEZ depuis le 1^{er} janvier 2008 utilisée pour les tarifs en distribution publique	45

➤ Encadré : Une nouvelle formule estimant les coûts d'approvisionnement en gaz de GDF SUEZ	45
➤ Graphique : Déconnexion entre les prix des contrats à long terme et les prix de marché	46
➤ Encadré : Les places de marché en Europe	47
DOSSIER LE MARCHÉ EUROPÉEN DU CARBONE	50
1. Le Protocole de Kyoto est à l'origine du marché européen du CO₂	52
1.1. Le Protocole de Kyoto fixe des objectifs de réduction des émissions de CO ₂ pour limiter les effets du réchauffement climatique	52
1.2. L'Europe a traduit de manière ambitieuse les objectifs de Kyoto avec le système européen d'échange de quotas d'émission	53
2. Le marché européen d'échange de quotas d'émission est le moteur du marché mondial du carbone	54
2.1. Le système des quotas en Europe combine une contrainte administrative et un mécanisme de marché	54
2.2. Le marché du carbone est un marché financiarisé étroitement lié aux marchés de l'énergie	55
2.3. Le marché européen du CO ₂ évoluera en 2013, l'attribution de quotas devenant en grande partie payante par mise aux enchères	57
3. Le dispositif de collaboration entre la CRE et l'AMF est le premier dispositif de surveillance du marché du CO₂ en Europe	58
3.1. Le rapport Prada souligne la nécessité de mettre en place une supervision d'un marché qui n'était pas encadré auparavant	58
3.2. La loi sur la régulation bancaire et financière consacre la coopération des régulateurs financier et sectoriel	59
3.3. La coopération CRE/AMF devrait aboutir à une surveillance plus efficace	60

QUESTIONS À... Fadhel Lakhoua, directeur des affaires financières et de la surveillance des marchés de gros de la CRE	61
➤ Graphique : Évolution de la concentration du CO₂ atmosphérique depuis 1960	52
➤ Schéma : Principe de fonctionnement du marché du CO₂	53
➤ Encadré : CO₂ : acteurs, produits, marchés et plateformes d'échange	54
➤ Schéma : Les trois phases pour atteindre les objectifs fixés de réduction des émissions de CO₂	55
➤ Graphique : Prix du CO₂ et prix de l'énergie	56
➤ Graphique : Arbitrage entre la production au charbon ou au gaz	57
➤ Encadré : Produits dont les transactions sont couvertes par la mission de surveillance de la CRE	59
DOSSIER LA SÉCURITÉ D'APPROVISIONNEMENT	62
1. La sécurité d'approvisionnement en énergie impose une action coordonnée de l'Union européenne	64
1.1. Les perspectives énergétiques mondiales et le contexte économique et financier font peser un risque sur le maintien de la sécurité d'approvisionnement de l'Union européenne	64
1.2. La coopération et la coordination des acteurs européens sont des éléments-clés pour le renforcement de la sécurité des approvisionnements à moyen terme	64
1.3. Une nouvelle méthode de planification des infrastructures stratégiques pour l'Union européenne est en marche	65
2. L'intégration des marchés doit permettre une utilisation optimale des ressources existantes	67
2.1. La sécurité d'approvisionnement s'apprécie de manière différente en électricité et en gaz	67

2.2. La CRE participe aux projets pilotes d'orientations-cadres lancés depuis 2009	68
3. Le développement des infrastructures est indispensable au maintien de la sécurité des approvisionnements	69
3.1. La préparation de plans décennaux d'investissement permet d'identifier les besoins d'investissement à moyen terme	69
3.2. En électricité, les investissements sont croissants, en gaz certaines décisions ont été reportées	71
3.3. Un nouveau service tarifaire a été introduit sur le réseau GRTgaz pour répondre aux besoins des utilisateurs	71
QUESTIONS À... Cécile George, directrice de l'accès aux réseaux électriques de la CRE et Florence Dufour, directrice adjointe des infrastructures et des réseaux de gaz de la CRE	73
➤ <i>Carte : Les infrastructures énergétiques prioritaires à l'horizon 2020 et au-delà</i>	65
➤ <i>Encadré : Adoption d'un nouveau règlement relatif à la sécurité d'approvisionnement en gaz</i>	66
➤ <i>Encadré : L'ACER joue un rôle-clé en faveur d'une plus grande intégration des marchés</i>	67
➤ <i>Encadré : Le couplage de marchés en électricité</i>	69
➤ <i>Tableau : Centrales à cycle combiné à gaz existantes en France</i>	72

ANNEXES

➤ Synthèse des principales délibérations de la CRE en 2010	75
➤ Glossaire	80
➤ Sigles	88
➤ Sommaire détaillé	89



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

Crédits photos : c. 1 : © GRTgaz, Dunouau Franck – p. 19 : © iStockphoto, Felix Möckel – p. 28 : © Xavier Granet – p. 29 © Vanessa Vercel – p. 34 : © Fotolia, Jean-Paul Comparin – p. 39 : © François Daburon – p. 41 : © Fotolia, Pakhnyushchyy – p. 42 : © iStockphoto, Slobo – p. 49 : © François Daburon – p. 50 : © iStockphoto – p. 52 : © iStockphoto, elxeneize – p. 61 : © François Daburon – p. 73 : © François Daburon – c. 4 : © Médiathèque RTE, Stéphanie Tétu

Conception graphique et réalisation : **CHROMATIQUES EDITIONS** (tél. 01 43 45 45 10)
Impression : Bialec Nancy – Imprimerie certifiée Imprim'Vert contribuant à la protection de l'environnement.
Imprimé sur papier issu de forêts durablement gérées. Achevé d'imprimer : 2^e trimestre 2011.

Conditions générales d'utilisation

Toute reproduction ou représentation intégrale ou partielle, par quelque procédé que ce soit, des pages publiées dans le présent ouvrage, faite sans l'autorisation de l'éditeur ou du Centre français d'exploitation du droit de copie (3, rue Hautefeuille - 75006 Paris), est illicite et constitue une contrefaçon. Seules sont autorisées, d'une part, les reproductions strictement réservées à l'usage privé du copiste et non destinées à une utilisation collective, et, d'autre part, les analyses et courtes citations justifiées par le caractère scientifique ou d'information de l'œuvre dans laquelle elles sont incorporées (loi du 1^{er} juillet 1992 - art. L122-4 et L122-5 et Code pénal art. 425).



COMMISSION
DE RÉGULATION
DE L'ÉNERGIE

15, rue Pasquier - 75379 Paris cedex 08 - France
Tél. : 33 (0)1 44 50 41 00 - Fax : 33 (0)1 44 50 41 11
www.cre.fr



COMMISSION
DE RÉGULATION
DE L'ÉNERGIE

F

Activity report 2010



COMMISSION
DE RÉGULATION
DE L'ÉNERGIE



Activity report
2010



Message from the Board

Given this tension between energy supply and demand, regulation is required to protect the collective interest and avoid speculation.

This report in its new form, by the Commission de régulation de l'énergie (CRE, French energy regulator) is clearer for all those who are interested in the energy sector.

Energy is at the centre of the development of life in society. This is why it is essential to give people the means of understanding what is at stake.

The year 2010 was marked first of all, by the passing of the law on the new organisation of the electricity market (Nome Law), which gives CRE new missions and changes its governance by introducing a Board of five full-time members.

The year 2010 and the past few months have also been marked by significant events in the energy sector: increase in the price of supply, development of renewable energy, the Fukushima disaster and the subsequent questions on nuclear safety.



From left to right:

Frédéric Gonand,
Philippe de Ladoucette
(Chairman),
Olivier Challan Belval,
Jean-Christophe Le Duigou
and Michel Thiollière.

© François Daburon

The world's energy demand is rapidly increasing. This means that all forms of energy must be used and that the energy mix must be diversified to meet the needs of our economies. The development of new energy (wind, photovoltaic, biomass, etc.) is therefore desirable although it has encountered several difficulties, in particular with regard to funding.

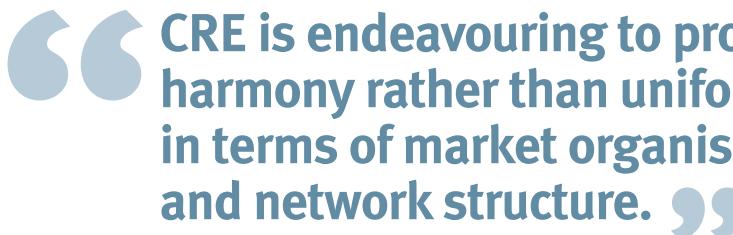
The security of supply is still a major issue for France and Europe. Those who participated in the 2010 World Energy Congress in Montreal in September, reiterated the need to meet energy demands while guaranteeing our citizens maximum safety, environmental protection and cost-effectiveness.

Given this tension between energy supply and demand, regulation is required to protect the collective interest and avoid speculation. Regulation should always promote an economically rational approach: a price must correspond to a physical reality. CRE and the Autorité des Marchés Financiers (AMF) (the French securities regulator) have therefore implemented a unique cooperation agreement in Europe to monitor the emissions trading market, in which electricity and gas producers are major players.

France is actively taking part in the implementation of the European energy market by supporting a rational approach. Within the framework of the Council of European Energy Regulators (CEER) and the brand new Agency for the Cooperation of Energy Regulators (ACER), CRE is endeavouring

to promote harmony rather than uniformity in terms of market organisation and network structure. The preparation of network codes, which harmonise the operating rules for the electricity and gas markets, illustrates this approach.

The opening of markets must benefit final customers. In that aim, CRE has undertaken major projects, such as the implementation of smart meters in the gas and electricity sectors, in order to significantly improve customer information, giving customers full freedom to better manage their consumption and choose their provider. CRE also aims to promote greater electricity service quality across the French territory. ●



CRE is endeavouring to promote harmony rather than uniformity in terms of market organisation and network structure.

Contents

➤ How CRE works and the activity of CoRDiS	6
➤ Electricity and gas: overview of the retail market	14
➤ Smart electricity grids	18
➤ The development of photovoltaic market in France	30
➤ Gas pricing and gas price changes	40
➤ The European carbon market	50
➤ The security of supply	62
➤ Annex	74

How CRE works and the activity of CoRDiS

1. CRE'S POWERS AND ORGANISATION

1.1. Introduction to CRE

The Commission de régulation de l'énergie (CRE) is an independent administrative authority that regulates the energy sector in France. It was created in 2000, the year in which the energy markets were opened to competition.

CRE's overall mission is to "*contribute to the proper operation of the electricity and natural gas markets, to the benefit of final customers.*" It has a statute guaranteeing the independence of its missions.

It has taken part in the implementation of the new organisation of the energy market (Nome Law) by performing important missions to increase market competition, promote the integration of renewable energy in the networks and encourage the control of energy demands by introducing smart grids. In supporting these developments, CRE is a key player in the energy world and has consolidated its legitimacy as the regulator of the energy sector.

CRE is governed by the laws of 10 February 2000, 3 January 2003, 9 August 2004 and 7 December 2006, which transposed the European Directives of 1996, 1998 and 2003 concerning the internal electricity and natural gas markets.

Members of the Board of CRE define the major policy lines and adopt recommendations and decisions. Since the adoption of the Nome Law on 7 December 2010, the CRE Board has been composed of five full-time members, appointed based on their expertise in the legal, economic and technical fields. Their mandate is irrevocable and cannot be renewed.

CRE's financial resources are covered by the State budget. The same budget as for the year 2009 was allocated to CRE in 2010, i.e. €20 million, including €11.9 million for staff appropriations and €8.1 million for operations. This budget is identical to the 2011 budget.

277
Commission sessions
in 2010.

1.2. CRE's missions

CRE informs all customers

CRE seeks to win consumers' trust with regard to the operation of markets by consulting with their representatives and developing retail market surveillance tools such as the market observatory. It designs and improves information tools with the national energy ombudsman (le médiateur national de l'énergie), such as the Energie-Info website (www.energie-info.fr) and the supply comparator proposed by suppliers.

CRE ensures the proper operation of retail markets

CRE organises the work of consultation platforms bringing together all stakeholders (representatives of customers, suppliers, system operators, licensing authorities and public authorities) and supervises experiments on smart metering systems.

CRE also issues opinions on the regulated tariffs for the sale of electricity and gas, in particular, on sale tariffs for persons in situations of financial uncertainty.

Since the adoption of the Nome Law, CRE has been responsible for setting the tariff for regulated access to incumbent nuclear electricity (ARENH) of operators supplying final customers.

186
deliberations
in 2010.

CRE supervises transactions made in organised or non-organised wholesale electricity and natural gas markets, as well as cross-border trading

CRE's action aims to detect, through the analysis of prices and players' decisions, any abnormal behaviour. Therefore, in terms of CO₂ markets, CRE supervises in cooperation with the Autorité des marchés financiers (AMF), transactions made by gas and electricity market players. By reassuring stakeholders, CRE promotes the development of transactions and enhances the market's ability to give relevant price signals.

CRE participates in the implementation of mechanisms to support electricity production and the supply of electricity and gas

CRE implements the tendering procedures launched by the Ministry for Energy within the framework of the pluriannual investment plan (PPI) for electricity production. It issues opinions on the tariffs for the purchase of electricity produced by cogeneration or from renewable energy sources and manages the compensation mechanism for suppliers that pay public service charges.

CRE ensures the proper operation and the development of gas and electricity networks and guarantees the right to access to public electricity grids and natural gas networks and facilities

Until present, CRE proposed to the minister for the economy and the Minister for Energy, tariffs for the use of gas and electricity transmission and distribution networks and LNG terminals. With the transposition of the third energy package, CRE will define the method used to establish these tariffs and deliberate on their development. It will have full power in that regard.

Through the Standing Committee for Dispute Settlement and Sanctions (CoRDIS), CRE settles disputes concerning access to and use of public electricity and gas networks and natural gas facilities (*see page 10*). It may level sanctions on failure to fulfil the obligations incumbent upon the operators or users of an electricity or gas infrastructure.

CRE supervises and monitors the independence of system operators. It approves the investment programmes of electricity and natural gas transmission system operators, and the principles of legal and accounting unbundling between transmission, supply and distribution activities, by ensuring obedience to compliance programmes and the independence of these operators.

CRE supervises the organisation of the balancing mechanism on electricity grids as well as the operation of the balancing system for natural gas transmission networks, and approves methods for calculating

8
**public
consultations**
in 2010.

and allocating capacity at interconnections in close collaboration with regulators of all Member States.

CRE also makes regulatory decisions regarding the technical and financial conditions of connection to public electricity and natural gas grids, in particular by approving the procedures for processing requests for connection to the public electricity transmission network, user installations and public distribution networks.

CRE contributes to the construction of the European electricity and gas market through the improvement and harmonisation of network access rules

As a member of the European Regulators' Group for Electricity and Gas (ERGEG) and since 3 March 2011, of the Agency for the Cooperation of Energy Regulators (ACER), CRE participates actively in European work on the integration of energy markets. This work will be stepped up with the development of network codes, provided for by the third energy package, which will govern cross-border matters and market integration.

CRE is also involved in regional electricity and gas initiatives aimed at better management of cross-border exchanges and the emergence of regional markets.

CRE maintains permanent dialogue with energy players. It ensures transparency by systematically publishing its decisions and sets out, whenever possible, to provide visibility to operators, in particular in terms of pricing.

102
hearings
in 2010.

1.3. Human resources

Staff

CRE's maximum staff has been 131 full-time employee equivalents (FTEE) since 2008. This has proven to be quite insufficient given the new missions attributed to CRE in the Nome Law and the implementation of the third energy package reforming the internal energy market.

Recruitment

Gender parity is fully respected in CRE's divisions.

Today, CRE is recognised in the French institutional landscape for the quality of its expertise which hinges on the recruitment of high-level specialists. For several years now, more diverse profiles have been sought: in addition to engineers (30%), academics (34%), graduates from business schools (21%) and schools of political studies (5%) are also recruited. CRE also hires young graduates and professionals. Moreover, six of the twelve trainees received by CRE in 2010 were hired at the end of their internship.

CRE also strives to propose individual career paths to its staff within its divisions by promoting internal mobility and promotion.

In addition, management techniques are taught to staff members and dialogue is maintained with former staff networks.

35.6
years
Average age
(Board and CoRDIs
members not included).

In 11 years, CRE's missions have continued to increase. The adoption of the Nome Law has broadened its scope of action and confirmed its expertise.

Training

In terms of continuous education, CRE implements a proactive policy to ensure that its staff members adapt to the changes in their jobs and to the development of their career when they resign so that they may take up management positions.

A budget of €101,260 was allocated to training in 2010. Seventy-six officers followed one or more courses, which represents a total of 142 training actions conducted.

Remuneration

In accordance with the budget available (€11.9 million for staff appropriations), CRE strives to offer levels of remuneration that are consistent with those of the energy sector.

Officers are given a fixed salary that takes into account initial training, professional experience and the requirements of the post, and a variable portion granted according to performance, as is practised by companies in the energy sector.

2. THE STANDING COMMITTEE FOR DISPUTE SETTLEMENT AND SANCTIONS (CORDIS)

Created in 2007, the Standing Committee for Dispute Settlement and Sanctions (CoRDiS) exercises CRE's powers in terms of the settlement of disputes concerning access to and use of public electricity and natural gas networks and in terms of sanctions. It is separate to the CRE college.

CoRDiS has the power to settle the technical and financial aspects of disputes *"between the operators and users of public electricity transmission and distribution grids, between the operators and users of natural gas transmission and distribution infrastructure, between the operators and users of natural gas storage installations and between the operators and users of liquefied natural gas installations, and*

between operators and users of carbon dioxide transmission and geological storage installations related to access to those grids, infrastructure and installations or to their use [...]."

With regard to sanctions, CoRDiS exercises CRE's powers. It may intervene of its own accord or be required to do so by the Ministry for Energy or the Ministry of the Environment, a professional organisation, an accredited user association or any other person concerned. It may also issue a decision following an administrative enquiry conducted by CRE officers.

CoRDiS was created by Article 5 of the French law of 7 December 2006 concerning the energy sector, the provisions of which are currently contained in Articles 38 and 40 of the consolidated law of 10 February 2000.

From left to right:

Roland Peylet,
Sylvie Mandel,
Pierre-François Racine
(Chairman of CoRDiS)
and Dominique Guirmand.

© François Daburon



CoRDiS is composed of two State counsellors appointed by the Deputy Chairman of the Conseil d'État (Pierre-François Racine and Roland Peylet) and two counsellors from the Cour de Cassation (Dominique Guirimand and Sylvie Mandel) appointed by the Chief Justice of the Cour de Cassation. Pierre-François Racine was appointed Chairman of CoRDiS by decree.

In the year 2010, CoRDiS rendered eleven decisions. Three of these in particular should be highlighted.

2.1. Suppliers shall no longer bear the transportation portion of customers' unpaid electricity bills

In a decision dated 22 October 2010, a request to modify the DSO-S (Distribution System Operator – Supplier) contract was brought before CoRDiS by Direct Énergie so that it would no longer bear the transportation portion of customers' unpaid electricity bills.

In order to propose a single contract to its clients, such as a regulated tariff contract, covering the supply of electricity and access to the electricity distribution network, a supplier must have previously signed with the system operator a contract known as a "DSO-S contract", a sort of framework contract that determines the reciprocal obligations of the supplier and the system operator, but also of clients, in terms of access to the network. In the single contract system, the supplier bills the client for the supply portion which it keeps and the transportation portion that it must pay to the distributor.

However, the clauses of the DSO-S contract currently in effect and signed by each of the suppliers with ERDF oblige suppliers to bear the entire unpaid sum, including the transportation portion that goes to ERDF.

Seeing a considerable increase in sums unpaid by its customers, one of the electricity suppliers, Direct Énergie, contested before CoRDiS, ERDF's right to

 **CoRDiS, independent from the college of commissioners, enables CRE to accomplish one of its fundamental missions: to guarantee transparent and non-discriminatory access to energy networks, which is essential for opening the market to competition.** 

make it bear the unpaid sums corresponding to transportation. Direct Énergie also contested other clauses of the DSO-S contract.

Based on a previous decision (decision of 7 April 2008, Direct Énergie, Gaz de France, Electrabel France and Poweo against ERDF), CoRDiS considered that once suppliers fulfil tasks or bear costs for the system operator within the framework of the single contract mechanism, they must be placed in a situation similar to that of the system operator when the latter is directly tied to the customer by a contract for access to the distribution network.

Given this principle, CoRDiS, not accepting all of Direct Énergie's requests, decided that there was no provision in current legislation that authorised ERDF to make suppliers bear the risk of unpaid sums corresponding to the portion that is paid to the distributor.

CoRDiS therefore concluded that, to pay the sums due for the use of the network to the system operator, the supplier must have previously collected them from final customers, unless it has not acted in due form to collect the outstanding sums. It invited ERDF to make this amendment to the DSO-S contract. CoRDiS gave ERDF a deadline of two months to transmit to Direct Énergie a new DSO-S contract in compliance with its decision.

2.2. The purchase of electricity generated within the framework of the legal purchase obligation system is not subordinated to the direct connection of production facilities to the public transmission grid

On 12 July 2010, CoRDiS rendered an important decision in a dispute opposing wind energy producers to the RTE company regarding the connection of their production facility to the public electricity transmission grid.

This project, developed by the SEPE Le Nouvion company, covered five production sites. The wind farms of the Saint-Riquier 1 and Saint-Riquier 2 companies were installed on these sites. Their unit power was less than 12 MW so that purchase contracts could be signed. RTE refused the indirect connection of these companies, in particular on the grounds that the connection agreement signed by SEPE Le Nouvion could not be executed, because it had not kept the status of producer, which it had transferred to Saint-Riquier 1 and Saint-Riquier 2.

First of all, CoRDiS decided that it was not necessary to be a producer in order to be connected to the transmission network. It then affirmed that a company running a private grid, whose purpose was to inject its electricity production into the public transmission grid, should be considered as a user of the public grid within the meaning of the directive of 26 June 2003 and the decree of 27 June 2003.

Therefore, it considered that RTE could not refuse access to its grid without lawful cause.

During this dispute, CoRDiS reaffirmed the principle according to which the connection of producers is one of the missions of transmission system operators, and that no provision of law N°. 2000-108 of 10 February 2000 “imposed an obligation for production facilities to be directly connected to the

11 decisions

made in 2010.

public transmission grid, and that neither this law, nor any text implementing it, subordinated the purchase of electricity generated in the context of the legal purchase obligation system to a direct connection to a public distribution grid.”

CoRDiS then considered that the public electricity service must be ensured by system operators under the best price conditions, to enable producers to exercise their right to a purchase obligation contract.

CoRDiS concluded by instructing RTE to transmit an operation agreement and a contract for access to the public transmission network in order to connect the private network comprising SEPE Le Nouvion, Saint-Riquier 1 and Saint-Riquier 2.

**Only matters concerning access to and use of networks and their use may be brought before CoRDiS.
CoRDiS is not competent to settle all disputes between network users and system operators.**

2.3. The public distribution system operator must assume the consequences of inconsistent application of processing procedures for connection requests

The JUWI company wished to develop a ground-mounted photovoltaic plant in the Saint-François municipality in Guadeloupe. In 2008, this company had therefore sent to the Island Energy Systems Division (SEI) of the EDF company, operator of the local distribution grid, requests for detailed studies with a view to connecting six ground-mounted photovoltaic systems to the public electricity distribution grid, as well a receipt for the filing of a notification prior to the start of work or redevelopment not subject to a building permit.

EDF recorded this request at the end of December 2008, but did not include the project in the connection queue on the grounds that a copy of the request for operating authorisation was not enclosed. Lastly, after the technical and financial proposal was signed by the JUWI company in 2009, in January 2010 EDF requested JUWI to supply the urban development document for the production facilities related to the six photovoltaic projects. It was only then that the project was placed in the connection queue.

JUWI therefore brought the matter before CoRDIS, with the aim in particular, of establishing that by requiring an operating permit and not an urban development permit in order for its connection project to be queued, EDF's procedure for processing its connection request was not consistent.

First of all, CoRDIS decided that a delivery station is an integral part of the production facility and is not a connection infrastructure within the meaning of Article 2 of the decree of 28 August 2007 based

on Article 23-1 of the law of 10 February 2000, and that in this case, an urban development permit was indeed required.

CoRDIS considered that under Article 4.9 of the procedure for processing requests for connection of electricity production facilities to ERDF's public distribution grids, applied by EDF, JUWI's photovoltaic production project could be placed in the connection queue once a copy of the prior declaration of work or the notification of instructions was produced, in compliance with Article R 421-9 of the French Urban Development Code as it is worded in the decree of 5 January 2007.

The Committee drew the following conclusion: the queuing of the JUWI project was delayed because of an unfounded request by EDF for a copy of the operating authorisation receipt. JUWI's project should therefore be considered as having been queued on the date that the prior declaration receipt concerning the delivery station was received, i.e. 18 December 2008. Moreover, JUWI should not have to bear the consequences, in particular, the financial consequences of this delay.

Therefore, CoRDIS decided that the costs resulting from work to adapt infrastructure to high voltage A, work to reinforce the high voltage B network, load shedding periods, and the hours of disconnection imposed on the Saint-François project should be re-evaluated by EDF using the date of 18 December 2008 as a basis. ●

17
matters
brought before
CoRDIS in 2010.

Electricity and gas: overview of the retail market

► Residential sites

In the electricity market, the number of residential clients with market-price contracts increased by 13% (+ 186,000 sites) in 2010 compared to 100% (+ 700,500 sites) in 2009.

In the gas market, the number of residential clients with market-price contracts increased by 11% (+ 125,000 sites) in 2010 compared to 33% (+ 286,000 sites) in 2009.

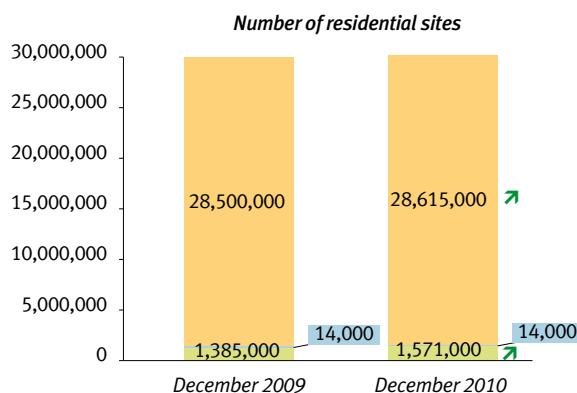
► Non-residential sites

In the electricity market, the number of non-residential clients with market-price contracts decreased by 3% (-24,000 sites).

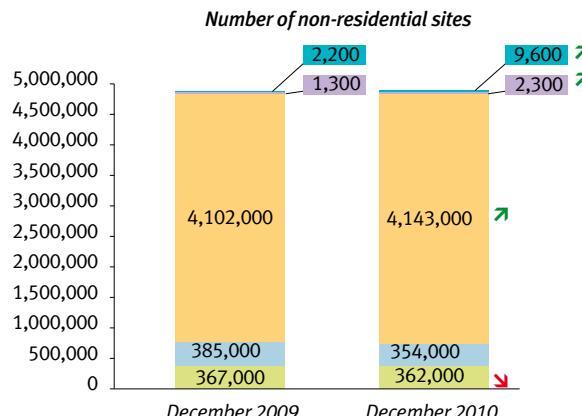
In the gas market, the number of non-residential clients with market-price contracts increased by 11% (+ 26,000 sites).



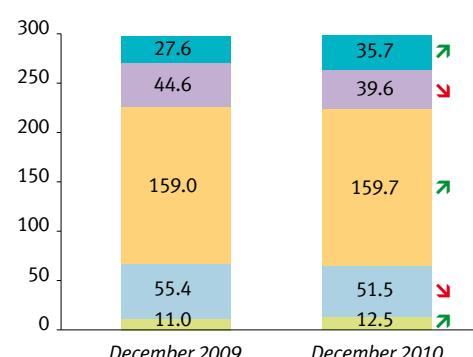
► OVERVIEW OF THE RETAIL ELECTRICITY MARKET



Consumption of residential sites (TWh)



Consumption of non-residential sites (TWh)



■ Sites under regulated tariffs

■ Sites with market-price contracts supplied by incumbent suppliers

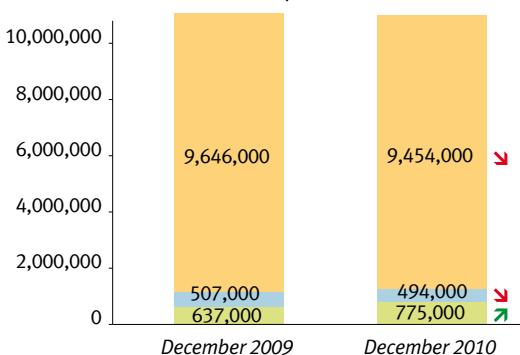
■ Sites with market-price contracts supplied by alternative suppliers

■ Sites under the transitory regulated tariff for market adjustment (TaRTAM) supplied by incumbent suppliers

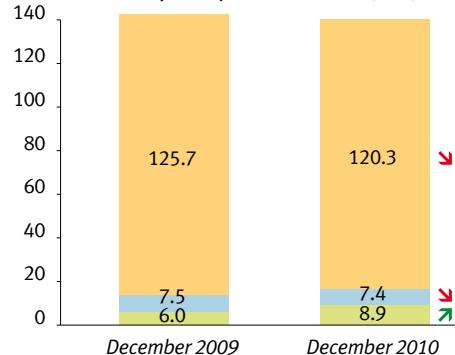
■ Sites under the transitory regulated tariff for market adjustment (TaRTAM) supplied by alternative suppliers

► OVERVIEW OF THE RETAIL GAS MARKET

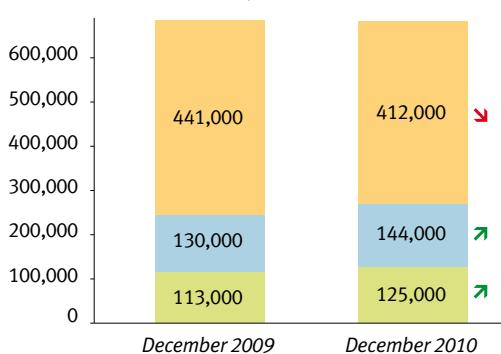
Number of residential sites



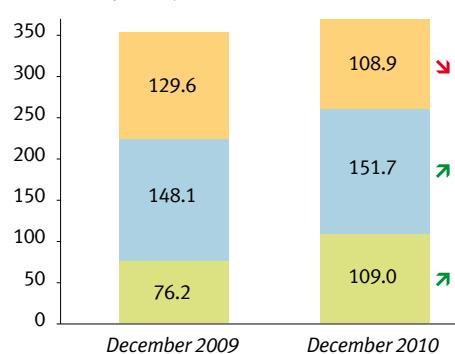
Consumption of residential sites (TWh)



Number of non-residential sites



Consumption of non-residential sites (TWh)



■ Sites under regulated tariffs

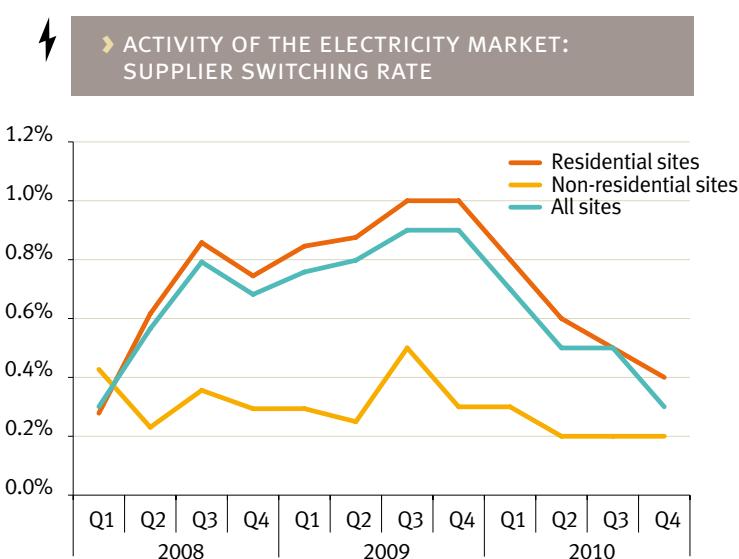
■ Sites with market-price contracts supplied by incumbent suppliers

■ Sites with market-price contracts supplied by alternative suppliers

► DEFINITIONS

- **The retail electricity and gas market** is divided into two customer segments:
 - **residential sites**, which are households;
 - **non-residential sites**, which combine all other customers: professionals, large industrial sites, administrations, etc.
- Since 1 July 2007, the date at which the electricity and natural gas markets were opened to competition, French customers have freely chosen their energy provider which may propose two types of offers:
 - **offers at regulated tariffs**, for which the prices are set by the public authorities;
 - **market-price contracts**, for which the prices are set freely by suppliers under a contract.
- **TaRTAM (transitory regulated tariff for market adjustment)** is a special tariff aimed at all final electricity customers. Introduced on 1 January 2007, it will be abolished following the effective implementation of regulated access to incumbent nuclear electricity (ARENH) scheduled for 1 July 2011. TaRTAM is no longer accessible since 30 June 2010.
- **The supplier switching rate:** a supplier switch is the action in which a customer decides freely to change supplier. The supplier switch rate is measured as the number of supplier switches calculated for a given period divided by the number of consumption sites at the end of this period. ●

Electricity and gas: overview of the retail market



186,000

Number of residential sites, i.e. 0.6% of residential sites that subscribed to a market-price electricity contract in 2010.

⚡ NATIONAL ELECTRICITY SUPPLIERS

Among the 22 suppliers that supply non-residential clients, 10 of them also have offers for residential clients



1,585,000

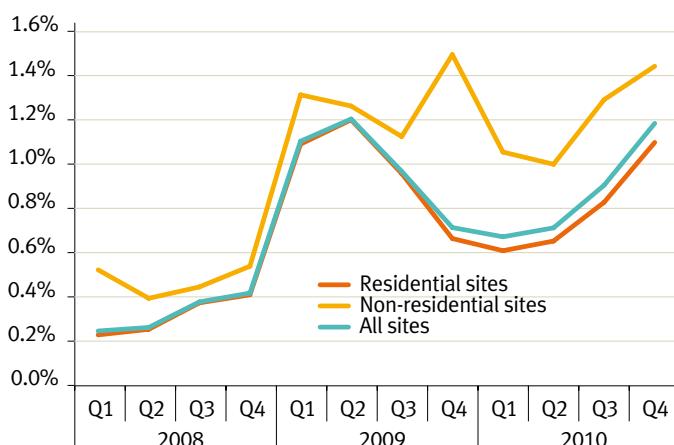
Number of residential sites that have opted out of regulated electricity sale tariffs since the markets were opened* (out of 30,200,000 sites).

728,000

Number of non-residential sites that have opted out of regulated electricity sale tariffs since the markets were opened* (out of 4,871,000 sites).

* Sites that opted out of regulated sale tariffs as at 31/12/2010, since 01/07/2010 = sites with market-price contracts as at 31/12/2010 + sites that went back to regulated sale tariffs before 31/12/2010.

► ACTIVITY OF THE GAS MARKET:
SUPPLIER SWITCHING RATE



125,000

Number of residential sites, i.e. 1.2% of residential sites that subscribed to a market-price gas contract in 2010.

1,269,000

Number of residential sites that have opted out of regulated gas sale tariffs since markets were opened* (out of 10,723,000 sites).

► NATIONAL GAS SUPPLIERS

Among the 17 suppliers that supply non-residential clients, 7 of them also have offers for residential clients.



269,000

Number of non-residential sites that have opted out of regulated gas sale tariffs since markets were opened* (out of 681,000 sites).

* Sites that opted out of regulated sale tariffs as at 31/12/2010, since 01/07/2010 = sites with market-price contracts as at 31/12/2010 + sites that went back to regulated sale tariffs before 31/12/2010.



27
January 2010

First CRE symposium,
co-organised with
the Paris-Dauphine University,
dedicated to electricity grids
of the future.



*Round table on the future of smart grids at the CRE symposium
on 27 January 2010.*

From left to right: François Moisan (Executive Director of Strategy, Research and International Action, ADEME (French Public Agency for the energy-related issues)), Pierre-Franck Chevet, (Director-General for Energy and Climate (French Ministry of Ecology, Energy, Sustainable Development and the Sea)), Philippe Delorme (General Director of Strategy and Innovation, Schneider Electric) Dominique Maillard (Chair of the Board, RTE).

© François Daburon

Smart electricity grids

The fight against climate change has resulted in the increase of renewable energy in the energy production mix.

Associated with the constant increase in electricity consumption, it requires the modernisation of electricity grids by making them communicative.

KEY WORDS

- **New information and communication technologies (NICTs)**
- **Smart grid**
- **Smart metering**

Smart grids, characterised above all by their smart metering, are a rational, proportional and necessary response to the challenges that the electricity sector faces. Grids will become intelligent through gradual modernisation. This will probably take the form of an evolution rather than a revolution that will take place over several years. It is therefore important to envisage as of present the different arrangements for this modernisation.

This is why on 8 November 2010, CRE launched the first French institutional think tank dedicated to smart grids, bringing together all the stakeholders involved in this development.

However, today we must distinguish utopic ideas from actual reality and long-term application from short-term application.

1. THE MODERNISATION OF THE ELECTRICITY GRID IMPLIES MAKING IT COMMUNICATIVE

1.1. The fight against climate change has major effects on the electricity system

Faced with climate change, in 1997 the Kyoto Protocol set quantified objectives to reduce greenhouse gases. Industrialised countries undertook to reduce their emissions over the 2008-2012 period by at least 5% compared to the levels recorded in 1990.

In December 2008, the European Union went a step further by adopting a series of ambitious directives called the climate and energy package. The “20-20-20 targets” for 2020 consists of:

- reducing greenhouse gas emissions by 20% (30% in the event of international consensus);
- improving energy efficiency by 20%;
- including a 20% share of renewable sources in final energy consumption.

France transposed these objectives in the Grenelle 1 Law, promulgated on 3 August 2009, which provides for a 25% reduction in greenhouse emissions by 2050 (factor 4) and the achievement of 23% renewable sources to cover our energy needs.

These national and European objectives have led to the reduction of peak consumption, the development of renewable energy and the improvement of energy efficiency.

1.2. Smart grids are necessary for the modernisation of networks

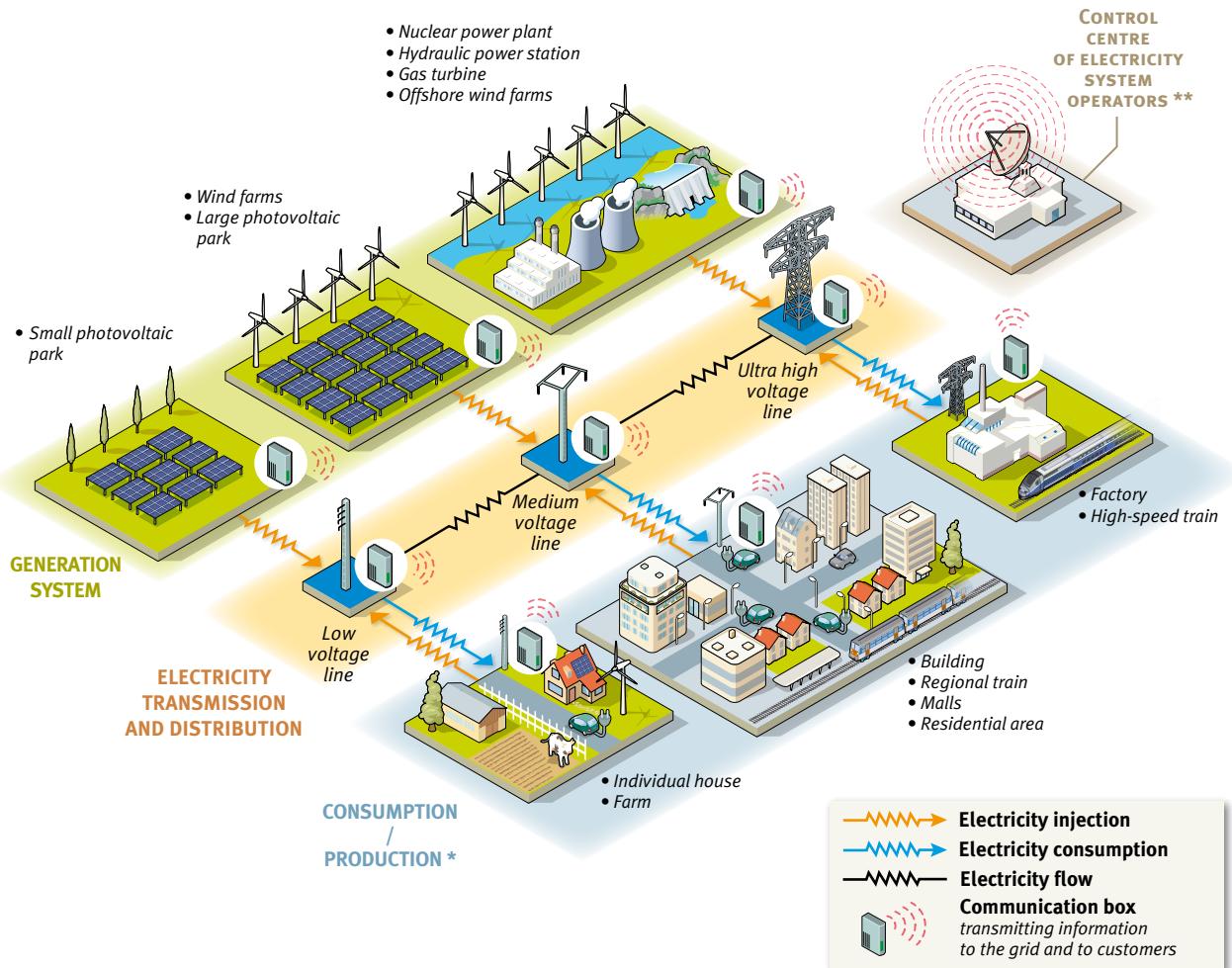
Due to the rise in electricity consumption (*see graph, page 22*) and the development of new uses and devices, such as heat pumps and electric vehicles, the grid is subject to a high level of stress. However, the construction of new infrastructure to reinforce the existing grid to deal with this increased consumption is neither socially acceptable nor financially feasible. If infrastructure cannot be heavily reinforced, the balance between electricity supply and demand can only be obtained through the optimisation of grids provided by smart grids.

Furthermore, the electricity system must include increased production from renewable sources. Some of these are centralised as in large wind farms for example. Others are decentralised such as photovoltaic panels installed on the roofs of homes. The former are mainly connected to transmission networks and the latter to distribution networks.

The number of such installations connected to distribution networks has increased exponentially since 2008. These individual sources are difficult to predict, highly variable and uncontrollable. In addition, customers no longer simply withdraw electricity, but inject it as well, which requires bidirectional flows on networks designed to transport electricity in only one direction. The management of the network is therefore even more complex.

The operating principle of the smart electricity grids

Smart grids are public electricity grids to which are added functions derived from new information and communication technologies (NICTs). Their aim is to ensure balance between electricity supply and demand at all times and provide a safe, sustainable and competitive supply of electricity to customers.



* Consumption/production

Customers potentially become actors of their consumption and may produce electricity. Electricity provided by their wind turbine or photovoltaic panel will be directly injected into the grid or the energy circuit of their house, apartment or factory. It will serve for example to recharge the batteries of their electric cars.

Thanks to smart meters, customers and system operators will know the exact consumption of a site or home. Energy suppliers will therefore be able to propose to customers new offers adapted to their actual consumption, as well as new energy efficiency services or services to control energy demand.

** Control centre of electricity system operators

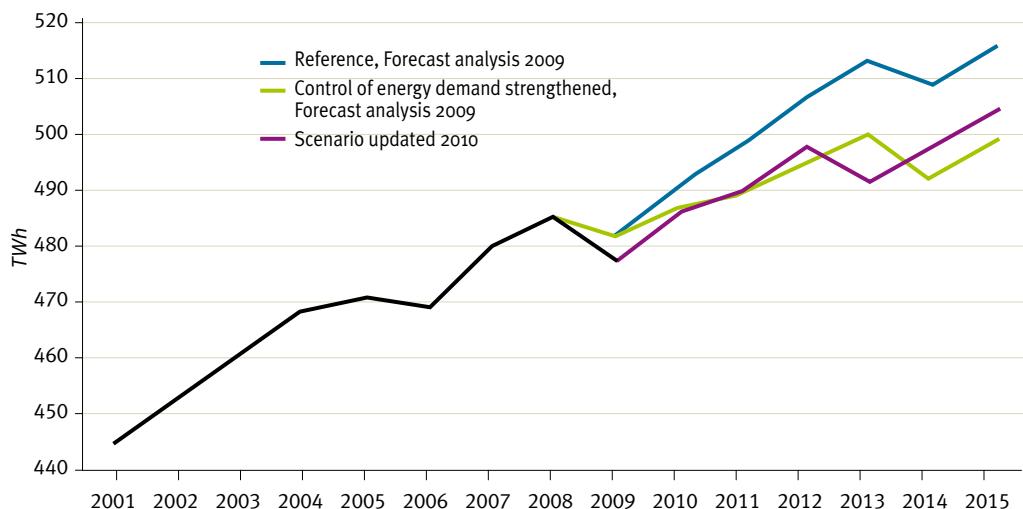
Informed in real time of customers' energy needs, it distributes the required quantity of electricity in the network. Thanks to new information technologies, system operators easily detect and locate breakdowns in the network and conduct maintenance, metering and control operations remotely.

Forecast electricity consumption by 2015 (continental metropolitan France).

The use of air conditioning, audio and video equipment and electric heating has grown and has increased consumption.

The emergence of new consumption uses, such as electric cars, will add to this increase.

Source: RTE, Forecast analysis of the supply/demand balance (2010 update), July 2010.



Lastly, the increase in the consumption and production of electricity generated from renewable sources is being carried out in a context of growing demand for quality – in terms of supply concerning the voltage wave form and continuity of electricity supply, and in terms of the information and services provided to clients.

These developments call for the modernisation of electricity grids. This will involve the introduction of new information and communication technologies (NICTs), which will take the form for example of sensors placed in the grid. This is the case of the smart meter on the distribution network which is the foundation of smart grids. Sensors will not only optimise the use of electricity grids thanks to a more specific knowledge of loads, the easier detection and repair of breakdowns and the exchange of data between the different players in the electricity system, but will also improve the quality of electricity supply and the distribution service.

► QUOTES

Controlling peak electricity demand: the Poignant-Sido Report

In April 2010, Senator Bruno Sido and Deputy Serge Poignant submitted to the French Minister for Energy their working group's report on controlling peak electricity demand, in which they identify a number of technical solutions to reduce peak demand through load shedding. Extracts from the report.

“The development of innovative tariff offers in the future will promote consumption load shedding when there is tension in the electricity system, but the key is the rapid implementation of the Linky smart meter that will enable customised metering. Though it is not an energy administrator, it makes it possible to (...) restrict use according to a calendar – which may be different to the tariff calendar. Up to seven additional uses may be restricted by the installation of relays capable of interpreting information output called ‘customer information system’ (...).

“The innovation downstream of the meter plays a major role in the development of consumption load shedding, both for demand response triggered by an aggregator and for consumption adjustments restricted to a tariff grid”. ●

1.3. The European Commission is taking action to promote smart grids

European energy policy places emphasis on the modernisation of grids to make them more reliable and capable of meeting the new energy challenges. In a message dated 17 November 2010 concerning the priorities in terms of energy infrastructure for 2020 and beyond, the European Commission declared that *“reaching the EU’s 2020 energy efficiency and renewable targets will not be possible without more innovation and intelligence in the networks at both transmission and distribution level, in particular through information and communication technologies. These will be essential*

in the take-up of demand side management and other smart grid services. Smart electricity grids will facilitate transparency and enable consumers to control appliances at their homes to save energy, facilitate domestic generation and reduce cost. Such technologies will also help boost the competitiveness and worldwide technological leadership of EU industry, including SMEs.”

Furthermore, on 1 March 2010, approval was granted for the establishment of a smart grids task force for a period of twenty months, the aim of which is to propose regulation recommendations in order to develop smart grids.

Masdar: aerial view of Central Plaza

*“Giant umbrellas”
shelter inhabitants
and trap heat.
They provide
shelter during the
day, trapping heat
and then they close
in order to release
the heat at night
in the centre
of the ecocity of
the United Arab
Emirates.*

© 2011 Masdar City

► FOCUS

Masdar, a Smart City project

Abu Dhabi has weighed the economic and environmental importance of sustainable development and renewable energy in light of the decrease in global oil resources. Since 2006, the emirate has implemented an ambitious project: to construct a sustainable, ecological and theoretically energy efficient city. Masdar, this model city “without CO₂, emissions and waste” will be the first city in the world that does not have a negative impact on the environment while offering an exemplary quality of life to its inhabitants.

Located in the heart of the desert, with a surface area of 6 km², it will welcome up to 50,000 inhabitants and 1,500 companies by 2016. Amounting to US\$15 billion, the project is mainly funded by the United Arab Emirates.

The energy required for the operation of the city will be produced by renewable energy: photovoltaic solar and thermal energy in a country with a lot of sunshine (100 MW plant), but also wind, hydraulic, marine, geothermal and hydrogen energy. With regard to water supply, it has been planned to limit the use of seawater desalination as much as possible, since it requires a lot of energy, and give preference to wastewater recycling.

Transportation and buildings will be clean and energy efficient. Cars will be forbidden in the city, walking and cycling encouraged and a non-polluting public transportation system will be set up. Moreover, the city has been built based on a bioclimatic approach: compact and square-shaped, partly underground and protected from the hot winds of the desert by a surrounding wall; its streets will be narrow, sheltered and will be cooled by streams.

A genuine location to test smart grid technologies before deploying them on a larger scale. Students, researchers and innovative companies are encouraged to set up there. ●



2. CRE PLAYS A DRIVING ROLE IN THE DEVELOPMENT OF SMART GRIDS

2.1. Smart meters: the foundation of smart grids

Advanced or communicative meters will enable better management and optimisation of the use of grids by promoting information exchange. A project of general interest, it offers many benefits for all stakeholders.

It will improve knowledge of the grids and congestion points, which will facilitate investment focus and the management of stress factors such as major variation in electricity withdrawal or injection due to new uses (electric cars, micro-generation). In a context in which the development of renewable energy is promoted, this meter will also allow for decentralised production to be better taken into account. Management and use of the grids will be increasingly performed remotely: interventions on the grids will therefore be optimised.

Smart meters are the first step towards smart grids that will be made up of three levels: a physical level to transport electricity, a communication infrastructure to transmit and check the data and a third level combining applications and services. Innovation will focus in particular on this last level.

An interface between public distribution grids and the private domestic grid, the smart meter opens up a major field of innovation downstream from the meter. Thanks to this, networking, coordination and automation of the operation of electric appliances in the home will develop, paving the way to smart homes. It is a preliminary step towards the implementation of a new energy services market such as distributed load shedding to develop demand-side management.

2.2. CRE is directly involved in the development of smart metering in France

The modernisation of electricity meters is part of the opening of electricity markets to competition and aims to improve the operation of these markets. In this context, CRE plays a major role in the development of a smart metering mechanism in France.

The law of 10 February 2000 provides that electricity transmission and distribution system operators must implement mechanisms enabling tariff adjustment according to the period of the year or day. Smart metering systems are therefore a necessity. To effectively implement the law of 10 February 2000, CRE assisted ERDF in 2007 with the launch of the smart meter dubbed Linky 300,000 of which were to be installed. The decree of 31 August 2010 concerning metering systems on the public electricity network reiterates that it is with regard to the technical and economic assessment conducted by CRE that the functionalities and specifications of these mechanisms will be defined.

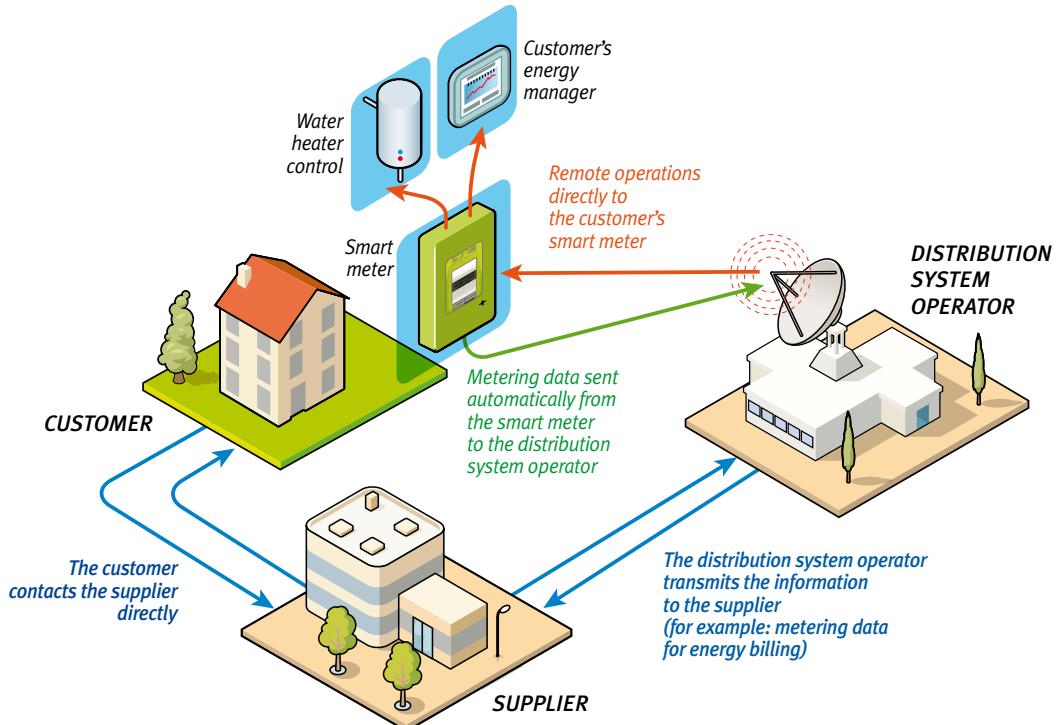
► EYE ON THE CUSTOMER

The advantages of smart meters

Advanced or communicative meters will benefit customers. First, they will be better informed of their electricity consumption, which will enable them to better control it. They will also be billed more regularly and reliably, on the basis of actual and not estimated data, which will result in fewer claims and misunderstandings with regard to invoices. Since smart meters can store a number of different consumption indices, in future customers will be able to choose the supply offers better adapted to their consumption profile. They will have tariffs that are adjusted according to the time and will be able to obtain better deals. The meter will offer remote tele-operated services (disconnection, change in the level of power subscribed, etc.). In addition to the reduction in service delivery times, the presence of the client will no longer be required for simple operations such as telemetering. Lastly, the quality of the electricity supply will be enhanced, with a reduction of outage duration and the optimisation of the operation of the electricity system, since breakdowns will be automatically located and therefore more quickly repaired. ●

Operating principle of smart meters

Smart electricity meters are the communication interface between the electricity grid and the customer's site. A concentrator, installed in a distribution station, collects all the information transmitted by the smart meter through power line carriers, gathers the data of the different electric equipment located in its environment (transformers, circuit-breakers, etc.) and sends it to the distribution system operator. The information system of the system operator is accessible by energy providers who regularly receive their clients' metering data for billing purposes. This diagram shows the relationship between the customer, supplier and system operator.



In its deliberation of 11 February 2010, CRE published the criteria that will be covered by the assessment. Among them are the functionalities and performance of the metering system, its contribution to the management of energy demand, and the quality of the information that it will deliver to customers.

Today, CRE is monitoring ERDF's Linky project on several levels:

- an internal monitoring committee assesses the experiment. It also checks for compliance with the provisions stated in CRE's message of 6 June 2007,

in particular on the objectives to be reached through the deployment of a smart metering system;

- it ensures that the experiment is conducted in consultation with all stakeholders within the framework of the Consumer Working Group;
- it organises monthly bilateral meetings with ERDF;
- it will carry out a review in the course of 2011. An opinion will be published before the possible nationwide installation of Linky meters, which will ultimately be decided by the government.

2.3. A work programme is accompanying the consideration and development of smart grids

The electricity sector is experiencing a wave of extensive innovations which will change the way it is managed. CRE considers that this technical progress provides an opportunity to modernise grids. It has set the objective of making smart grids a prospective subject for the forthcoming years.

CRE has therefore initiated a thorough and ambitious work programme aimed at creating synergies between the numerous players in the field. To ensure long-term reflection, CRE has set up a partnership with the Paris-Dauphine University. On 27 January 2010, it organised the first institutional and international symposium on smart grids. It enabled industrial

In December 2010, Senator Ladislas Poniatowski drew up an information report on smart meters on behalf of the Senate Committee for Economy, Sustainable Development and Territorial Development. Within this framework, several players were heard, including Michèle Bellon, Chair of the Board of Directors of ERDF, who spoke about the Linky meter experiment during the round table on Wednesday, 1 December 2010. Extract of her contribution.



The Linky experiment involves 300,000 meters.

One of the goals of the experiment is to hone the meter deployment system. General introduction will involve the installation of 5 million to 7 million meters each year for 7 years (...). The experiment aims to test the entire communication chain: smart meters, but also concentrators and the information system (...). It will enable us to define our economic cost assumptions for equipment and the installation of the meters. An important point is to prepare the adaptation of distributor jobs (...). We had a very pedagogical approach, organising information meetings in municipalities and sending a letter beforehand to all clients to inform them of the usefulness of the meter. (...) We are satisfied and reassured. The experiment is running smoothly."

Remarks made by Michèle Bellon, Chair of the Board of Directors of ERDF during the round table on smart meters organised at the Senate on 1 December 2010.

► KEY POINTS

Smart metering for gas

In compliance with the provisions of the third energy package, CRE conducted a technical and economic study to analyse the effects of the deployment of the smart metering system on the GrDF natural gas distribution network.

The study focused in particular on the expected benefits for final customers in terms of demand-side management (DSM).

For the project, the results showed near economic equilibrium for the entire gas chain (customers, system operator and suppliers). It becomes profitable after the potential DSM gains made by customers are taken into account.

Among the main benefits expected of this deployment, the study highlighted:

- improvement of the reliability and frequency of meter reading (remote reading, from quarterly to monthly reading, billing based on actual consumption data, etc.);*
- actual consumption immediately taken into account following*

contract modifications (supplier switch, activation, termination). Customers will therefore have accurate information about their gas consumption;

– the opportunity to develop new DSM services, which will enable gas suppliers to better differentiate their offers, and to increase competition.

An experiment associating all stakeholders is currently being conducted by GrDF until June 2011, on approximately 20,000 clients across the municipalities of Saint-Omer (62), Étampes (91), Saint-Denis Laval/Pierre Bénite (69) and Auch (32). It will test new services aimed in particular at encouraging clients to control their gas consumption.

GrDF intends to decide on the main technical specifications of the system by mid-2011. These will remain sufficiently flexible so as to allow functionalities deemed essential following the experiment to be added. ●



*Philippe de Ladoucette,
Chairman of CRE,
and Jean-Marie Chevalier,
professor at the Paris-Dauphine
University, during the opening
of the CRE symposium on smart
grids on 27 January 2010.*

*On this occasion,
Jean-Marie Chevalier reiterated
that with the emergence
of new technologies and
the management of future
smart grids, the regulator
is at a crucial point since
it will steer investment focus.*

© François Daburon

companies in the electricity and telecommunications sectors, politicians, suppliers and system operators to present their notion of smart grids.

The valuable contributions of this symposium were collected and described in detail in a reference book entitled *L'électricité du futur: un défi mondial* (*Electricity of the future: a global challenge*) (see box). It puts the transformation of the electricity system into perspective and highlights its magnitude and complexity.

The publication of this book by Economica editions in November 2010 coincided with the launch of the www.smartgrids-cre.fr website, which aims to encourage and gather the thoughts of the different players. This platform for dialogue, at the cross-roads of diverging interests, appeals for knowledge sharing and better dissemination of the numerous experiments and projects conducted worldwide.

► IN BOOKSTORES

L'électricité du futur: un défi mondial (available in French only)



In November 2010, CRE and the Paris-Dauphine University published a book on the development of smart grids: L'électricité du futur: un défi mondial. (Editions Economica)

For the first time in France, this book gives the floor to those concerned by this development. Its goal is to examine the dynamics of this large-scale development through its technical, economic and social dimensions, and show how the emergence of smart grids requires balancing objectives that are sometimes contradictory and the strong coordination of players. ●

► PROSPECTS

CRE forums on smart grids

Since October 2010, CRE has organised forums on smart grids, which are information and knowledge-sharing meetings for smart grid players. These address numerous topics such as electric cars and smart buildings.

Electric cars (12 October 2010)

Electric car projects have developed thanks to new battery technologies and the urgent need to decarbonise transport.

The year 2011 will probably see the large-scale commercialisation of electric cars. In order to present the challenges to the large-scale deployment of this type of vehicle, and in particular, the problem of recharging, Jérôme Perrin (Director of Advanced Projects on CO₂ & the Environment, Renault), Gilles Jehan (Director of Development in the Electric Transport and Vehicles Division, EDF) and Gilles Bernard (Director of Innovative Development, ERDF) were invited to share their views.

Smart buildings (7 December 2010)

The term “smart building” covers both houses (smart homes) and apartments and offices (smart buildings). Whether referring to return on investment, individuals’ room for manoeuvre concerning the management of appliances or usage differentiation, the problems vary depending on the type of building. To discuss customers’ concerns and the development of technology, several figures participated, namely Emmanuel Rodriguez (CRE Commissioner and representative of domestic customers), Xavier de Froment (Director of Legrand, France division) and Patrick Heinrich (Head of Solutions, Siemens Technology Building). In conclusion, smart building technology exists and can be sold. The main obstacles to their large-scale dissemination are social acceptability, their conformity with customers’ requirements, their practical implementation and funding. ●



The core of the think tank on smart grids, the website brings together a community of experts with different backgrounds: consulting firms, telecommunications companies, equipment manufacturers, car manufacturers, suppliers, system operators, teacher-researchers, institutional players, etc. Together, they are the melting pot of expertise that this complex project so requires.

In collaboration with these specialists, thematic documents are drafted every two months. These are framework documents that describe the technical and economic aspects of the topic addressed and include interviews with qualified persons who present their points of view. They also incorporate reports from smart grids forums organised by CRE attended by players from the electricity sector and telecommunications industries (see box). These exchanges enable these two sectors to improve their knowledge of each other and to work together.

The website also has an informative and pedagogical customer section to raise customers' awareness of the transformations they will experience. In future, customers will in fact be much more active in the management of their energy consumption than they are today. They will be able to choose between more diversified supply offers, inject energy or shed load during peak periods. In order for customers to fulfil this role as protagonists and embrace the changes, they must be fully informed. ●

“CRE must offer a reassuring regulatory framework.”

INTERVIEW WITH...

CHRISTINE LE BIHAN-GRAF, Managing Director of CRE



How do smart grids change value creation in the electricity system?

Smart grid development is most often tackled from a technical angle. However, the technology that makes grids intelligent, either upstream and downstream of the meter, exists. Today's challenge lies more in the large-scale deployment of this technology, therefore it is mainly economic.

Introducing intelligence to grids changes the management of the system and the way in which value is created in the electricity chain. Today, grids are characterised by centralised and unidirectional management of energy from production to consumption. In the future, the management of smart grids will be distributed and bidirectional thanks to the integration of new information and communication technologies (NICTs). This represents a profound and unprecedented transformation of our electricity system which creates major investment opportunities.

What are the obstacles to developing business models?

The development of business models may be hindered by the complexity of the new management of the network and new interaction between the electricity system players, and by the considerable cost of investments to be injected today for positive spin-offs which will mostly be yielded later. The European Electricity Grid Initiative (EEGI) has estimated an investment of approximately €15 billion for France. Lastly, there are some uncertainties related to the development of the market, the organisation of the sector, technologies, regulation and uses. The success of smart grids depends not only on the grids' capacity to integrate information and communication technologies, but also on customers' appropriation of new uses and services.

What role can regulation play to facilitate the development of smart grids?

Smart grids raise new questions about regulation. The regulator must ensure that investment decisions of system operators are optimal for the community. It must also offer a reassuring regulatory framework while ensuring efficiency of spending. One of the regulator's main missions is to encourage system operators to offer the most effective service at the best cost. Lastly, the regulator plays a role in informing customers in order to overcome resistance to change. This is in line with the approach undertaken within the framework of our website, www.smartgrids-cre.fr. ●

F



1,100 MW
as at 31/12/2012

5,400 MW
as at 31/12/2020

Objectives of the pluriannual investment programme in terms of total installed capacity for electricity production installations using solar radiation (order of 15 December 2009).

Sault photovoltaic farm: electrician checking connections before delivery of the park.

The photovoltaic field is located in the Pierrefeu farm in Sault (Vaucluse department) and stretches across 5 hectares. It is one of the largest photovoltaic parks in France.

© Lionel Roux - PWP, 2009



ERDF's network in the Rhône-Alpes region.

Solar panels at the photovoltaic plant
in Vinon-sur-Verdon.

© Jean-Lionel Dias - PWP, 2009

The development of photovoltaic market in France

The photovoltaic segment contributes to the goal set by the Grenelle 1 law, of reaching 23% of renewable energy in France by 2020.

The purchase obligation for photovoltaic electricity at regulated incentive tariffs has led to fast and unchecked development of the segment.

Installed capacity of 5,400 MW set for 2020 in the pluriannual investment programme for electricity production could have been attained in 2014 at the latest.

Aware of the impact of photovoltaic energy on customers' bills, in December 2010 the government instituted a moratorium of three months on the purchase obligation.

Its goal was to create a mechanism to control the development while promoting the boom of a French industrial segment.

KEY WORDS

- ***Connection queue***
- ***Pluriannual investment programme***
- ***Public service electricity contribution***
- ***Purchase obligation***

➤ Cumulative capacity of photovoltaic projects connected or queued, excluding local distribution companies (as at 31/12/2010):

	Connected	Queued
ERDF	808 MW	3,601 MW
EDF SEI	165 MW	547 MW
RTE	0 MW	2,250 MW
TOTAL	973 MW	6,398 MW

Data: ERDF, EDF SEI and RTE

1. SINCE 2006, CRE HAS RECOMMENDED A SUBSTANTIAL DECREASE IN PHOTOVOLTAIC PURCHASE TARIFFS AND A REVISION OF TAX EXEMPTION MECHANISMS

Introduced in March 2002, the purchase obligation for photovoltaic installations only generated real development of the industry from the year 2006. At that time, the publication of a new order proposed attractive tariffs, both for ground-mounted systems (€0.30/kWh) and roof-mounted systems (€0.55/kWh). Remaining steady between 2006 and 2010, these tariffs proved to be too great an incentive from the year 2009 because of the substantial drop in the production costs of the segment, which led to a boom

in purchase contract requests in the second half of 2009.

Purchase tariffs were modified on two occasions in 2010. Tariff orders followed CRE's recommendations:

- the tariff must take into account the substantial drop in the price of equipment in order to avoid exceedingly high profitability of projects;
- residential buildings must be distinguished from other buildings because they present greater integration constraints;
- a revision of annual indexing factors during the currency of the contract must be conducted so as to better reflect the portion of investment costs in the production cost.

► EXPERTISE

The mission of the Finance Inspectorate General: the Charpin Report

On 3 September 2010, the Finance Inspectorate General submitted a report on the photovoltaic segment drawn up under the direction of Jean-Michel Charpin. This report, drafted between April and July 2010, assessed the photovoltaic industry and the impact of its development on the French economy. The main proposals were:

The immediate decrease in the purchase tariffs for photovoltaic electricity in the summer of 2010

- Maintain the current tariff grid
- Decrease the tariffs evenly for all categories
- Decrease of over -10%
- Organise the decision process in order for the order to be published at the beginning of September 2010
- Improve ERDF information system to allow for "real time" monitoring of the flows of new projects and transmit information to the relevant administrations

A sustainable regulation system offering visibility of the sector

- Specify the strategy and objectives of photovoltaic policy
- Define an annual target of 300 to 500 MW

- Identify three relevant market segments and spread the annual target over these segments (individuals: 100 to 150 MW per year, large roof systems: 100 to 200 MW per year, ground-mounted farms: 0 to 150 MW per year)

- Introduce new regulatory tools to control quantities:
 - individuals and large roof systems: automatic quarterly degression of tariffs based on volume;
 - ground: tendering procedure.
- Improve the examination procedure for purchase requests (statement of intention, deposit when the connection request is made, freezing of the tariff when the technical and financial proposal is made)

Industrial policy/Research and development

- Make the research and development strategy consistent with the opportunities identified (activities related to the photovoltaic field and emerging technologies)
- Maintain R&D resources
- Mobilise the major industrial players likely to become involved in the photovoltaic sector and organise the networking of players at the national level. ●

► REVIEW OF...

Changes in purchase tariffs for photovoltaic electricity since 2006 (in €/MWh, excluding VAT and indexing)

July 2006

Type of installation (technical criteria)	Purchase tariff (€/MWh)	
	Continental France	Corsica, overseas departments, Saint-Pierre and Miquelon, Mayotte
Building-integrated	550	550
Not building-integrated	300	400

January 2010

Changes: increase in the tariff for ground-mounted installations in regions with the least amount of sunshine and a new simplified building integration category.

Type of installation	Residential buildings	Purchase tariff (€/MWh)			
		Education and health buildings		Other buildings	
Roof installations	Residential buildings	Less than 2 years old	More than 2 years old	Less than 2 years old	More than 2 years old
		580	314 ^(b)	580	314 ^(b)
Full integration	P ≤ 3 kW	580	420	580	420
	3 kW < P ≤ 250 kW	580	420	580	420
	P > 250 kW		420		420
Simplified integration	P ≤ 3 kW		314 ^(b)		314 ^(b)
	P > 3 kW		420		420
Superimposition	P ≤ 250 kW		314		314
	P > 250 kW		314 to 377 ^(a)		314 to 377 ^(a)
Ground-mounted installations	P ≤ 250 kW		314		314
	P > 250 kW		314 to 377 ^(a)		314 to 377 ^(a)

(a): depending on the department in which the installation is located.

(b): €420/MWh from 1 January 2011. For building-integrated installations of less than 250 kW in buildings less than two years old, tariffs corresponding to simplified integration are applied.

September 2010

Change: 12% decrease in all tariffs, except for the tariff applied to building-integrated installations of less than 3 kW which remained the same.

Type of installation	Residential buildings	Purchase tariff (€/MWh)			
		Education and health buildings		Other buildings	
Roof installations	Residential buildings	Less than 2 years old	More than 2 years old	Less than 2 years old	More than 2 years old
Full integration	P ≤ 3 kW	580	276 ^(b)	510	276 ^(b)
	3 kW < P ≤ 250 kW	510	370	510	370
	P > 250 kW		370		370
Simplified integration	P ≤ 3 kW		276 ^(b)		276 ^(b)
	P > 3 kW		370		370
Superimposition	P ≤ 250 kW		276		276
	P > 250 kW		276 to 331 ^(a)		276 to 331 ^(a)
Ground-mounted	P ≤ 250 kW		276		276
	P > 250 kW		276 to 331 ^(a)		276 to 331 ^(a)

(a): depending on the department in which the installation is located.

(b): €370/MWh from 1 January 2011. For building-integrated installations of less than 250 kW in buildings less than two years old, tariffs corresponding to simplified integration are applied.

10 March to 30 June 2011¹

Changes: drop in tariffs in effect of 10% to 22% for building-integrated systems of less than 36 kW and for installations of less than 100 kW complying with the simplified integration criteria. For other installations, drop of 57% to 76%.

Type of installation	Purchase tariff (€/MWh)		
	Residential buildings	Education and health buildings	Other buildings
Buildings installations			
Full integration	P ≤ 3 kW	460	406
	3 kW < P ≤ 9 kW	460	406
	9 kW < P ≤ 36 kW	403	406
	36 kW < P	120	120
Simplified integration	P ≤ 36 kW		303.5
	36 kW < P ≤ 100 kW		288.3
	100 kW < P		120
Superimposition		120	120
Ground-mounted		120	120

¹ – The tariffs applicable from 1 July 2011 will be issued by 21 July at the latest.

Order of 12 January 2010

The order that entered into force in January 2010 distinguished between residential, education and health buildings and other buildings. For the latter, the purchase price was revised downwards, especially for new projects on which windfall profits had been concentrated. Moreover, the annual depreciation of tariffs was steepened.

However, the tariffs retained were still much higher than those recommended by CRE. Consequently, this revision was unable to neutralise the windfall profits. The cumulative power of installations for which connection requests were made in the second quarter of 2010, close to 600 MW, is considerably higher than the objective set in the pluriannual investment programme (connection of 500 MW per year).

Order of 31 August 2010

At the end of August 2010, a new draft order was brought before CRE aimed at reducing all purchase prices by 12%, except the price applicable to building-integrated photovoltaic installations of less than 3 kW. CRE concluded that the tariffs envisaged resulted in a normal return on investment, but it recommended that the annual 10% depreciation to be applied from 2012 should be implemented from 2011.

2. SINCE MARCH 2011, THE NEW REGULATORY FRAMEWORK SETS TARIFFS THAT DO NOT LEAD TO EXCESSIVE PROFITABILITY

2.1. A moratorium on purchase tariffs was introduced while discussions were being conducted on the future of the photovoltaic market in France

In order to avoid windfall profits due to very advantageous prices for photovoltaic electricity producers, on 2 December 2010, the government decided to suspend for a period of three months the obligation for EDF and non-nationalised distributors to sign photovoltaic electricity purchase contracts under the tariff conditions in effect (decree of 9 December 2010). Plants with a maximum capacity of less than 3 kW and for which a technical and financial proposal was signed and notified to the system operator before 2 December 2010 were not concerned by this suspension. The suspension also led ministries for energy to consult with all of the market's stakeholders in order to establish a new regulatory framework for the French photovoltaic market (see box, page 35).

►
The mechanism to support photovoltaic energy is intended to be a temporary measure. Its aim is to promote the emergence of a profitable photovoltaic sector before the gradual return to a situation in which the sector can produce electricity at market price, with the benefit of public aid.

Until its temporary suspension on 2 December 2010, the support mechanism was based on guaranteed purchase tariffs over a period of 20 years, between €280/MWh for ground-mounted systems and €580/MWh for solar panels on houses (whereas the market price is around €55/MWh).



► PROGRESS REPORT

The Charpin-Trink Report on the development of the photovoltaic segment

On 7 December 2010, a mission was entrusted to Jean-Michel Charpin (Finance Inspectorate General) and Claude Trink (High Council for Industry, Energy and Technology) to consult with the players of the photovoltaic segment on the implementation of a new regulatory framework. This request was made following the entry into force of the three-month suspension on photovoltaic installation connections.

The report of this mission, published on 11 February 2011, reflects the main requests of the segment:

- set up a mechanism to ensure a development pace of at least 800 to 1,000 MW per year when the segment is fully operational and no longer consider the objectives of the pluriannual investment programme as a limit;
- set annual objectives not according to power (MW) but in terms of annual public service charges;
- maintain a purchase obligation mechanism for all roof projects of up to 250 kW;
- reserve the tendering mechanism for ground-mounted projects;
- examine the scenarios for managing the end of the suspension period introduced by the moratorium. ●

2.2. The moratorium revised the legal situation of operators already queued for connection

The moratorium introduced by the decree of 9 December 2010 also modified the legal situation of operators queued but not yet connected to the network.

A number of them turned to CoRDiS (CRE's Standing Committee for Dispute Settlement and Sanctions) in an attempt to obtain technical and financial connection proposals from system operators.

To date, over 150 files have been submitted to CoRDiS on this matter.

2.3. Purchase tariffs are scaled down every quarter depending on the volume of connection requests

At the end of the moratorium and the consultation period, new purchase tariffs entered into force on 10 March 2011 (order of 4 March 2011). The order provides for a quarterly revision of tariffs. The decrease will depend on the volume of connection requests filed during the previous quarter. It will be nil if the cumulative peak power of the requests is lower or equal to 5 MW and will reach a maximum of 9.5% if the cumulated peak power exceeds 65 MW. The mechanism was adjusted in order for the trend decrease to total 10% per year if the volumes follow the target trajectory. It is set at 100 MW per year for building-integrated residential installations of a power lower than or equal to 36 kW and for roof installations lower than or equal to 100 kW.

Lastly, for projects higher than 9 kW, when producers file their connection request, they must now provide a loan offer or a certificate attesting that they have their own capital in the amount of €0.6/W for their entire queued project (including the project for which the request is made).

2.4. A tendering system is preferred for installations of over 100 kW

For installations between 100 and 250 kW (equal to a roof surface between 1,000 m² and 2,500 m²), a simplified tendering system is envisaged: only objective criteria, such as the price of the kWh, will be taken into account. Very large roof installations and ground-mounted systems will be selected following pluriannual tendering procedures associating several criteria (price, environment, innovation, etc.). The first calls for tenders are scheduled for summer 2011.

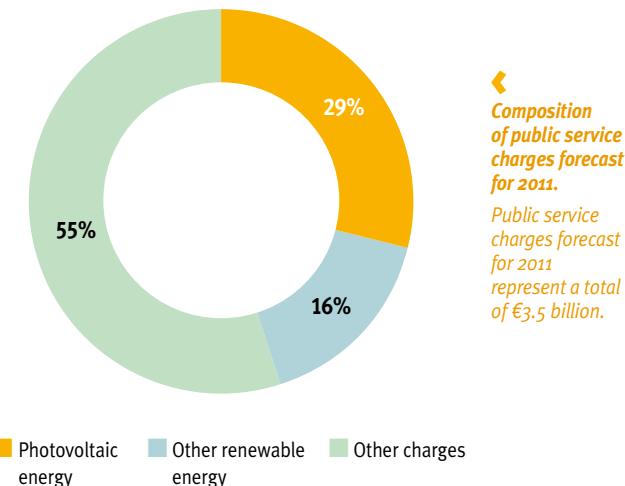
3. THE PHOTOVOLTAIC SEGMENT WILL HAVE A MAJOR IMPACT ON PUBLIC SERVICE CHARGES PAID BY CUSTOMERS

The law requires incumbent electricity suppliers (EDF, Électricité de Mayotte and local distribution companies) to fulfil public service missions. These missions generate costs that are compensated by electricity public service contribution paid by all electricity customers. The support for the development of the photovoltaic segment is part of these charges through the purchase obligations and calls for tenders. In 2011, 29% of forecast charges are related to photovoltaic energy, i.e. almost €1 billion (see graph).

The law also provides that EDF's avoided costs due to the purchase obligation "*are calculated in reference to the electricity market price*". To date, the costs avoided by photovoltaic installations are calculated by CRE based on the monthly averages of hourly day-ahead prices (spot price) on the EPEX electricity exchange. Therefore, the cost avoided for a given month is equal to the average of the spot prices for the month multiplied by the volume of electricity purchased by EDF. CRE proposed changing the calculation method for the following years. It will be based on the hourly spot prices and the hourly profile of photovoltaic production. This change will allow day/night and winter/summer effects to be taken into account, which are characteristic of photovoltaic production.

Changes resulting from the tariff set by the order of 4 March 2011

The public service charges generated by the tariffs in effect since the tariff order of 4 March 2011 depend considerably on how the installed power develops. CRE has assumed an increase of 100 MW per year, both for installations on residential buildings granted the building-integrated bonus and for other roof installations of less than 100 kW.



This assumption is based on a drop in purchase tariffs, excluding indexing, of approximately 10% each year, which is consistent with the drop in photovoltaic energy production costs expected in the short and medium term. For this scenario, the public service charges corresponding to the new installations targeted by the order in force would be between €390 million and €420 million per year by 2020.

Charges related to installations benefiting from previous tariffs

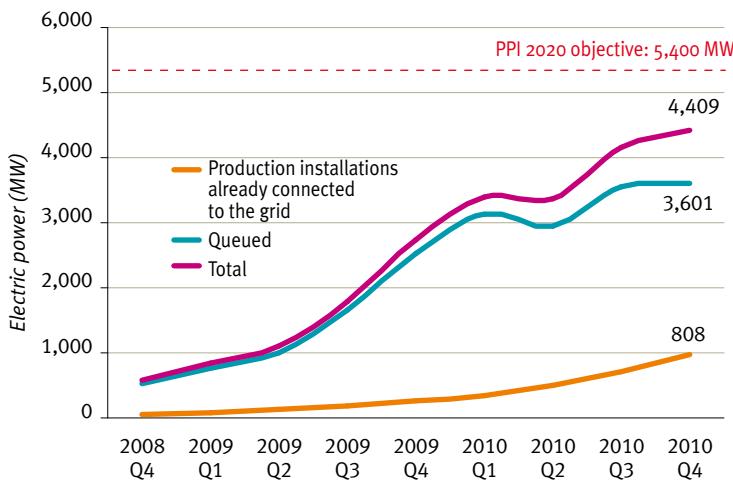
The public service charges related to installations benefiting from the purchase obligation under previous tariff orders are closely related to the rate of implementation of projects that have not yet been put into service. On the assumption that 50 to 65% of projects pending connection in December 2010 (see box page 37) not suspended by the decree of 9 December 2010 are implemented, these charges would be between €1.4 and €2 billion per year by 2020.

▶ FOCUS

A queue for the connection of production installations to the public electricity grid

Since 2005, the number of production installations, mostly photovoltaic and wind systems, connected to the public electricity grid has multiplied by 30. The pace considerably increased from 2008.

In island areas, the queue order is used to allocate disconnection hours to proposed installations in order to comply with regulatory technical threshold of 30% to ensure the stability of these island systems.



Connection of photovoltaic installations in continental and metropolitan France to the distribution grid, excluding local distribution companies.

(Data: ERDF and EDF SEI)

The accumulation of requests has led to the exhaustion of capacity available on the grids. Pending work to reinforce electricity grids, system operators have had to manage this situation. They have chosen to class the projects according to the order of arrival of connection requests. Queue lists were thus established. The first projects connected make use of the available capacity. The projects that follow are subject to electricity injection limits pending the necessary reinforcements.

In addition to the saturation of injection capacity, the boom of the photovoltaic segment has caused processing delays at the connection agencies of distribution system operators.

The existence of queues does not lead to overinvestment. However, they weaken applicants' projects by imposing costly and deferred solutions on system operators.

This is why CRE established a framework for the operation of queues in its deliberations of 11 June 2009 on the connection procedures of system operators. In 2010, it approved a new RTE procedure that regulates access and determines if projects are to be kept in the connection queue. The aim is to facilitate access to capacity available to the more advanced projects. Taking into account the development of the queue, CRE will examine this new procedure in the course of 2011. If necessary, it will request that it be revised. In 2010, distribution system operators also published new connection procedures.

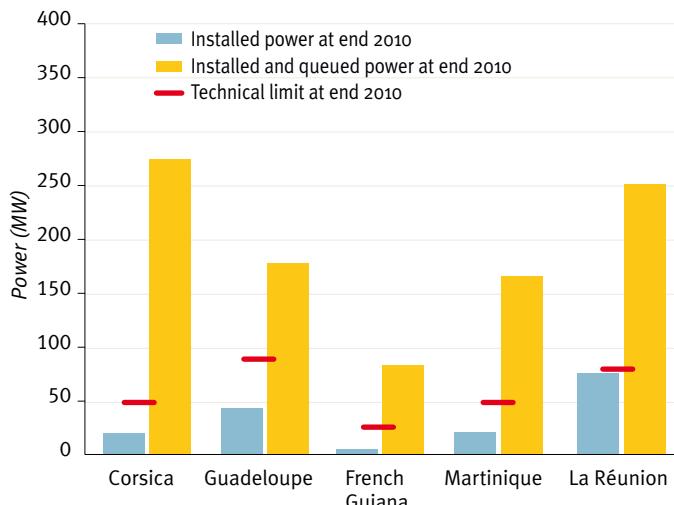
At the end of December 2010, the cumulative power of photovoltaic projects pending connection to the public grid¹ was estimated at 2,057 MW on the network managed by ERDF, 373 MW on the network managed by EDF SEI and 714 MW on the transmission network run by RTE. The power of installations of local distribution companies pending connection to the grid is estimated at 10% of that of ERDF installations pending connection. ●

¹ – Complying with the provisions of Article 3 of the decree of 9 December 2010 suspending the purchase obligation (acceptance of the technical and financial proposal before 2 December 2010).

If account is also taken of the installations that are expected to be developed within the framework of tendering procedures launched by the Minister for Energy, the public services charges related to the entire photovoltaic segment by 2020 will probably exceed €2 billion per year, i.e. approximately 0.1% of GDP.

4. THE DEVELOPMENT OF THE PHOTOVOLTAIC SEGMENT IN ISLAND AREAS MUST BE CONTROLLED TO ENSURE SAFETY OF THE NETWORK

Most French island areas enjoy a high amount of sunshine which is favourable to photovoltaic energy. Because of this, the considerable development of the photovoltaic segment in these areas, which is intermittent energy (lack of production at night and variations due to cloudy intervals during the day), does not enable electricity production and consumption to be correctly balanced.



Comparison of intermittent energy production projects, in service and queued for connection, with the technical acceptability limit for island networks (as at 31/12/2010).

*The regulatory technical acceptability limit for intermittent energy is equal to 30% above which it becomes difficult to balance the network.
The situation is already critical in La Réunion.*

4.1. Ensuring the proper operation of electricity networks has made it necessary to reduce the disconnection threshold for photovoltaic installations

In the main French overseas departments and Corsica, the production capacity pending connection to the grid exceeds local electricity demand (CRE opinion of 3 December 2009 and 31 August 2010 on draft tariff orders, CRE opinion of 14 January 2010 on draft tariff orders concerning technical connection conditions). The 30% threshold, the regulatory limit for the technical acceptability of intermittent energy relating to network stability, will be exceeded shortly. The situation is already critical in La Réunion. (*see graph*).

On several occasions, CRE highlighted the risks posed by the development of photovoltaic energy to the proper operation of island electricity systems. Published on 5 March 2011, the order of 24 November 2010, to which CRE issued a favourable opinion, modifies the grid's disconnection criteria, by reducing the power threshold over which the installation may be disconnected from 100 kVA to 3 kVA. The threshold of 100 kVA was not effective since larger projects could develop in the form of several batches of less than 100 kVA.

4.2. A revision of tax treatment may stop windfall profits

In French overseas departments and territories, supply is about to reach a stage in which all of it cannot be used. This is why CRE, in its opinion of 31 August 2010, questioned the continued coexistence of the purchase obligation and advantageous tax treatment for productive investments.

As a result, the Finance Law for 2011 provided for the end of tax relief for photovoltaic projects in overseas departments filed after 29 September 2010. The mechanism was however extended for installations of less than 20 kW until 30 June 2011. The figures revealed by the Minister for the Budget before the Senate highlight the windfall profits that companies in the sector enjoyed: while filed projects represented an investment of €526 million between 1 January and 24 September 2010, date at which the prospects of a tax exemption order was disclosed, requests reached €692 million between 25 and 29 September 2010.

In 2006, renewable energy accounted for only 9.5% of approval requests; its share now stands at 32%, to the detriment of other economic sectors (hotel sector, transport, industry). The future of tax relief for photovoltaic projects will be decided in the light of the conclusions of an evaluation commission that is expected to submit its work by 30 June 2011. ●

INTERVIEW WITH...

ESTHER PIVET, Director of Markets Development, CRE



What will be CRE's role in the new tariff regulation framework for the photovoltaic market?

The tariff order of 4 March 2011 provides for a quarterly revision of purchase tariffs. The order entrusts CRE with the calculation of the tariff depression coefficients based on volume. At the end of each quarter, the 150-odd system operators will have 15 days to address to CRE a review of all connection

requests recorded during the quarter. We will have to implement an automatic system for transmitting this data via CRE's website, for simple and fast processing.

And in the organisation of calls for tenders?

The explanatory statement in the order of 4 March states that the support mechanism preferred for large installations will be calls for tenders. For the largest projects (power higher than 250 kW), the

procedure is expected to remain the same. CRE will draw up the draft specifications in compliance with the conditions of the call for tenders transmitted by the Minister for Energy, and will then carry out the tendering procedure.

For medium-sized projects (100 to 250 kW), automatic calls for tenders will be implemented, and offers will be selected based only on price. CRE is working on the deployment of a technical platform required for simple and fast recording of offers and their classification. This new type of call for tenders will require the implementation of a specific regulatory system.

CRE has stated that it is ready to modify the calculation of charges due to photovoltaic energy. What stage is CRE at currently?

As from the next evaluation of charges related to the photovoltaic sector, which will cover the year 2010, CRE will calculate costs avoided by this sector using wholesale hourly market prices and no longer an average monthly price. This method will increase the avoided cost, but the resulting decrease in charges would remain quite low because of the high purchase price of photovoltaic energy. The amount could exceed €2 billion by 2020, to which other public service charges will be added (other renewable energy, cogeneration, tariff equalisation in island areas, social mechanisms). ●

F

9.5%

Portion of the volume
of long-term contracts
for gas imported into France
indexed on wholesale gas
market prices, integrated
in the formula used
to calculate GDF SUEZ's
regulated sale tariff.

Nozay compression station.

Close-up of a thermally insulated gas pipe.

© GRTgaz, Franck Dunouau, 2010



Gas pricing and gas price changes

KEY WORDS

- **Public distribution tariff**
- **Public service contract**
- **Regulated sale tariff**
- **Unconventional gas**
- **Wholesale gas market**

Over half (56%) of the gas consumed in France is provided within the framework of a market-price contract.

This solid opening of the market to competition however concerns mostly professional clients, since the majority of residential clients have kept regulated sale tariff contracts with an incumbent supplier (GDF SUEZ or a local distribution company).

These tariffs cover the costs borne by suppliers: costs for the supply, transport, distribution and storage of gas, commercial costs.

The GDF SUEZ supply costs to be covered by regulated tariffs are estimated by a formula based on its long-term supply contracts for imported gas.

Most of these contracts are indexed to the prices of oil products, and a few of them, to wholesale gas market prices.

This is why the changes in regulated sales tariffs do not immediately correlate with those of wholesale market prices.

1. CUSTOMERS' GAS SALE PRICE

1.1. Different types of offers are available on the market

Since 1 July 2007, the retail natural gas market has been completely open. All customers may subscribe to a market-price contract with whatever supplier they choose. However, in certain cases, they may still subscribe to a regulated sale tariff offer with the incumbent supplier of their service area (GDF SUEZ in most cases, TEGAZ or one of the 22 local distribution companies in some municipalities). The law of 7 December 2010 provides that residential clients always have the possibility of subscribing to a regulated tariff or a market-price contract. However, while all professional clients may keep their regulated tariff contract indefinitely, only those that consume less than 30 GWh per year may access regulated tariffs for newly connected

sites or for sites that had previously opted for a market-price contract.

Today, two types of regulated tariffs exist:

- public distribution tariffs for residential and professional clients connected to the public distribution network whose gas consumption does not exceed 4 GWh per year;
- subscription tariffs, applicable to all professional clients that consume more than 4 GWh per year, connected to the public distribution network or the public transmission network. Subscription tariffs are extinct: customers cannot subscribe new contracts to these tariffs.

Of the 10.7 million homes with a gas subscription, 88% have a subscription with a regulated tariff offer. Among them, 6.1 million use gas for heating.



“CRE’s objective is to establish a transparent and effective framework for customers.”

1.2. Regulated sales tariffs must cover a sum of costs: the example of the GDF SUEZ public distribution tariff

The decree of 18 December 2009 provides that regulated sales tariffs must cover non-supply costs and supply costs borne by suppliers. It also determines the arrangements for setting these tariffs (see box).

Non-supply costs

Non-supply costs are made up of costs for infrastructure use (transport networks, natural gas distribution networks, LNG terminals, storage) as well as suppliers' marketing costs.

Their updating, specific to each tariff, is integrated at least once per year in the regulated sales tariffs, when they are set by order. The costs for the use of networks and LNG terminals are derived from the implementation of tariffs for the use of gas infrastructure decided on by the Minister for the Economy and the Minister for Energy based on CRE's proposal.

The regulated sale tariffs entered into effect on 1 April 2010 took into account an increase in non-supply costs of c€0.243/kWh, which corresponds to an average increase of regulated tariffs of 5.9%.

➤ ACCORDING TO LEGISLATION

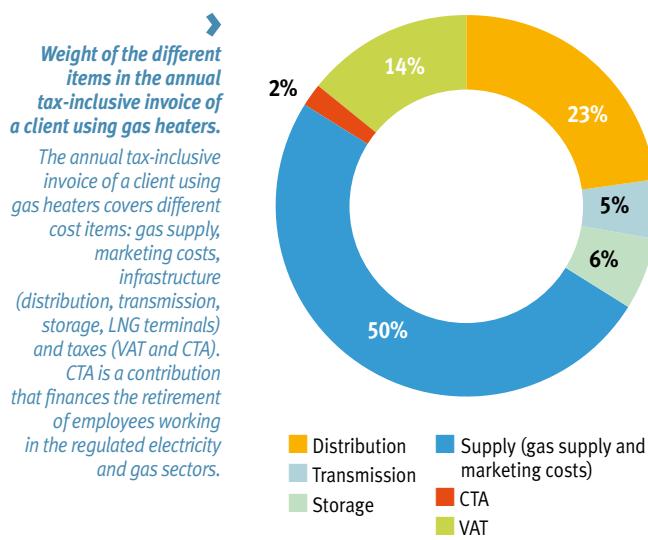
A new framework for setting regulated gas sale tariffs

The decree of 18 December 2009 defines the new framework for setting regulated gas sale tariffs. For each supplier, an order adopted by the Minister for the Economy and the Minister for Energy, following CRE's opinion, sets its sale tariffs and the formula for calculating the change in supply costs. The supplier's tariffs then follow the development of the formula, based on CRE's opinion, until the following tariff order enters into effect. For GDF SUEZ, this order was signed on 9 December 2010, following a favourable opinion by CRE on 2 December 2010.

The decree applies to each incumbent supplier once the order that concerns it is published. In addition to GDF SUEZ's order, draft orders concerning 14 local distribution companies were brought before CRE in 2010. They all received a favourable opinion. The framework previously in effect for these companies (order of 21 December 2007), whose provisions were to expire as at 31 December 2010, was extended for one year in order to enable companies that had not been able to review their costs in order to enter the new framework, to have extra time.

For most of the local distribution companies that entered the framework of the decree, the formula adopted enables their actual supply cost to be integrated into their tariffs. Until that time, the supply cost was calculated as the average supply cost observed over the previous months.

The current regulatory framework therefore enhances the transparency of tariff developments and ensures that each supplier's tariffs cover its costs. ●



Supply costs

GDF SUEZ's supply is very diversified: long-term contracts, purchases on the short-term wholesale markets, its own resources. This diversity, included in the public service contract signed between the State and GDF SUEZ, contributes to the security of supply of GDF SUEZ and its capacity to serve its clients. In compliance with the public service contract, GDF SUEZ's supply costs are estimated by a mathematical formula based only on long-term contracts for gas imported into France signed between GDF SUEZ and its suppliers. The tariff formula in effect for 2008, 2009 and 2010 was established by GDF SUEZ in July 2008. The factors used for this formula were the price of oil, heavy fuel oil, heating oil and the euro/dollar exchange rate.

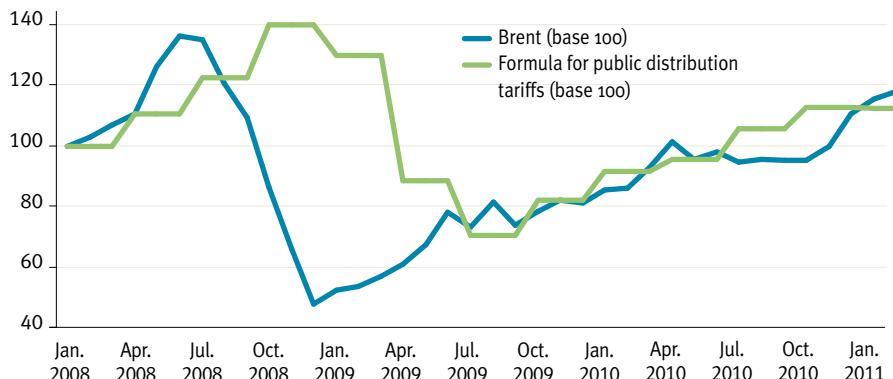
The formula used to calculate the supply cost to be covered by public distribution tariffs takes into account the average of the indices over the previous six months, with a time lag of one month, and is applied for three months (6.1.3 formula). This is why there is a time difference between the change in the price of oil and the formula, and therefore in the regulated tariffs (see graph page 45).



The entry into operation of the Fos-Cavaou LNG terminal on 1 April 2010 invigorated the markets and strengthened gas supply in the south of France.

In this photo: the Al Ghashamiya carrier of a capacity of 216 000 m³, the first Q-Flex ship to berth in a terminal in the south of France.

© Frédéric Aubert, 2010



Comparison of the development of the Brent oil price and the GDF SUEZ formula since 1 January 2008 used for public distribution tariffs (base 100).

The difference between the change in the oil prices and that of the regulated tariffs is due to the formula estimating gas supply costs: the 6.1.3 formula takes into account the average of the indices for the previous six months, with a time lag of one month, and is applied for three months.

The construction of the tariff formula automatically leads to differences with the actual costs borne by GDF SUEZ.

Two such differences exist:

- differences related to the approximation of the formula (“approximation effect”);
- differences related to GDF SUEZ’s actual supply which does not only take the form of long-term contracts (“scope effect”).

CRE performs audits at regular intervals in order to ensure that the tariff formula correctly estimates supply costs. In its deliberation of 31 August 2010, CRE considered that the tariff formula in effect had provided, for the years 2008, 2009 and the first quarter of 2010, a correct approximation of GDF SUEZ’s supply costs. However, the renegotiations by GDF SUEZ with some of its suppliers during the period audited led CRE to recommend the revision of the formula from a prospective point of view, in order to take into account the new indexing of certain long-term contracts to wholesale gas market prices. The tariff formula was therefore revised by the order of 9 December 2010 (see box).

More recently, CRE recommended in its deliberation of 30 March 2011, the modification of the scope of supply taken into account in the formula, which requires amending the public service contract.

HIGHLIGHT

A new formula for estimating GDF SUEZ’s gas supply costs

The new formula for estimating GDF SUEZ’s gas supply costs in order to set public distribution tariffs was adopted by the ministerial order of 9 December 2010. The government brought this draft order before CRE, which issued a favourable opinion of the new formula (deliberation of 2 December 2010). The revision of this formula took place in a context in which gas prices on wholesale markets had considerably decreased since 2009.

The new formula takes into account the renegotiations of long-term contracts for gas imports in 2009 and 2010 signed between GDF SUEZ and its suppliers. These renegotiations introduced an indexing of certain contracts to wholesale gas market prices, which brought the portion of the volume of these contracts indexed to market prices to 9.5%.

In compliance with the public service contract signed between the State and GDF SUEZ, the new tariff formula provides a correct approximation of the supply costs of GDF SUEZ’s long-term contracts for gas imported into France. However, wholesale gas market prices are more volatile than those of oil products. The integration of market prices in the formula could therefore cause greater upward and downward fluctuations. CRE will check the relevance of the formula at regular intervals in 2011. ●

2. THE WHOLESALE GAS MARKET IS UNDERGOING CHANGES

2.1. The price of gas in the markets has been disconnected from the prices of contracts indexed to oil

The introduction of the market price (9.5%) in the calculation of the regulated tariff formula is due to the disconnection between the price of gas in wholesale markets and the price of gas in long-term contracts. This disconnection has led suppliers to renegotiate the price conditions of long-term contracts.

Disconnection between long-term contract prices and market prices (base 100).

The graph shows the difference between oil prices six months earlier (to which long-term contracts are indexed) and wholesale gas market prices. The difference became sustainably wider from 2009 before narrowing down since the spring of 2010.

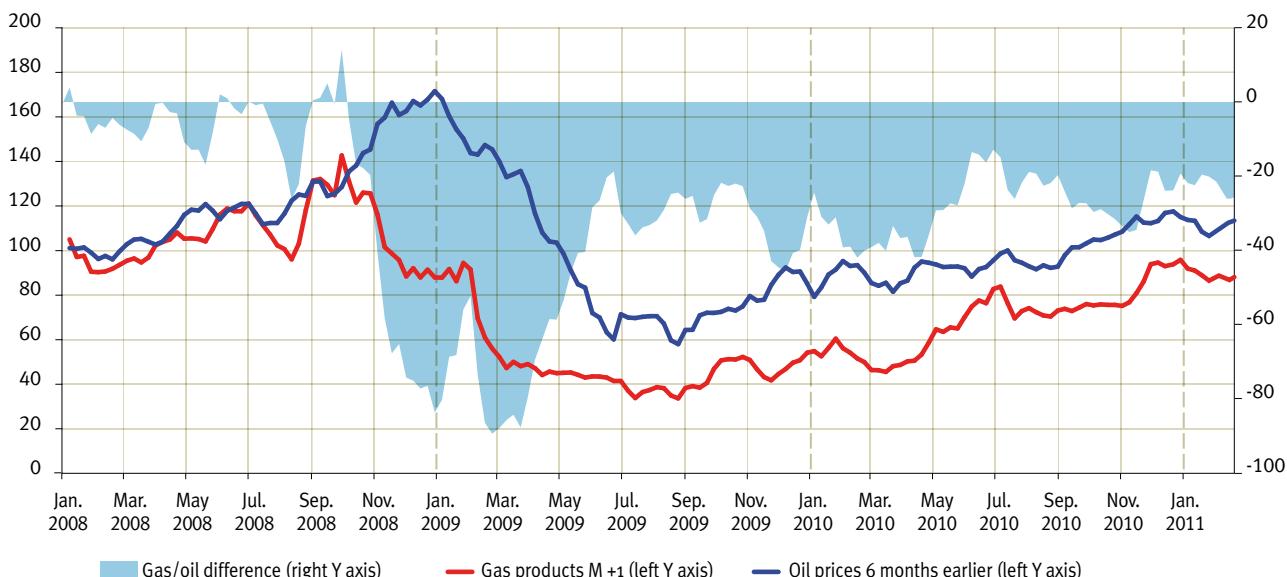


clauses, which obligate buyers to pay for a minimum quantity set out by the contract.

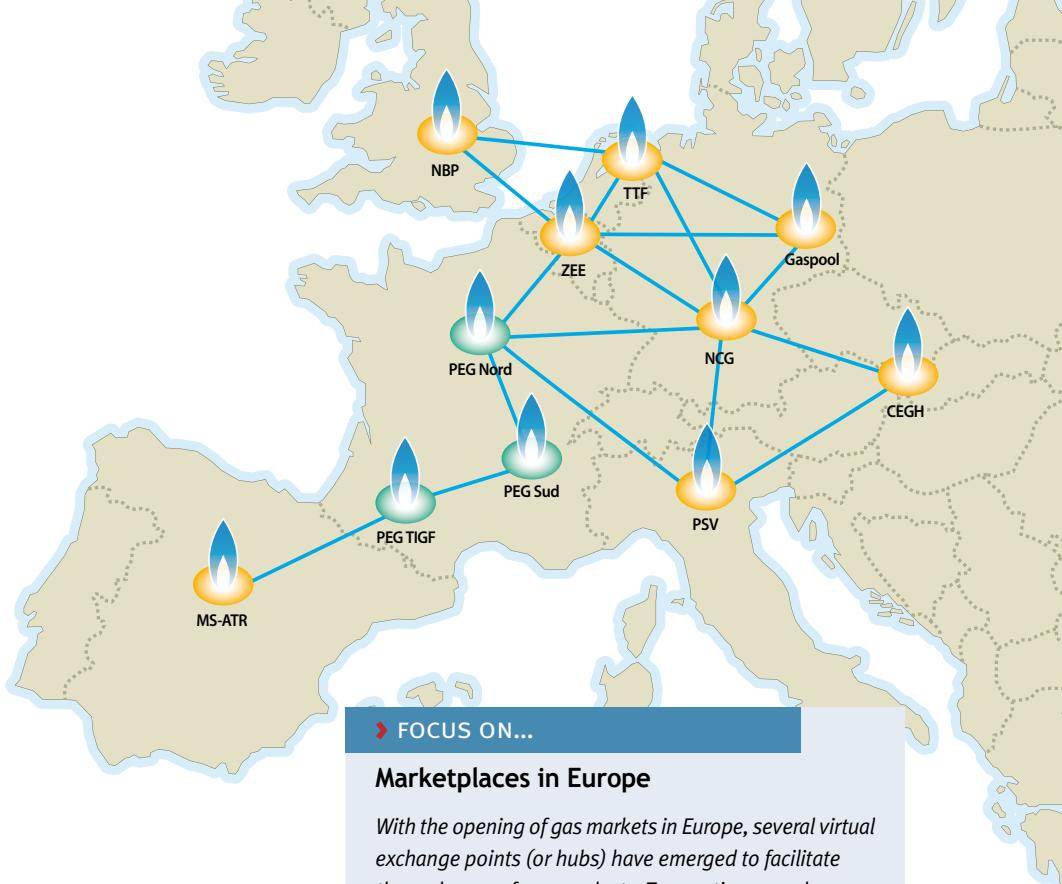
In parallel, wholesale markets, which cover the organised market (Powernext) and bilateral transactions, enable players to exchange different types of short- and medium-term contracts (intraday to three years).

Long-term contracts generally cover long periods (20 or 30 years) enabling buyers to secure their supply and producers to have guaranteed buyers over a long period. This enables producers to invest in exploration, production and transmission activities which are amortisable in the long term. These contracts include clauses such as "take or pay"

Prices on the wholesale markets collapsed in 2009 under the combined impact of a drop in demand and a profusion of supply. In fact, gas consumption of individuals and industrialists dropped in the context of the recession that hit economies in 2009. In France for example, consumption decreased by 4% compared to 2008.



NB: The index for the gas price is the weekly average of M+1 prices on European platforms (NBP, NCG, PEG Nord, TTF, Zeebrugge) brought to base 100 for the first week of 2008. The oil index is the weekly average of the prices of heating fuel, ultra-low-sulphur diesel and Brent products for the previous six months brought to base 100 for the first week of 2008.



► FOCUS ON...

Marketplaces in Europe

With the opening of gas markets in Europe, several virtual exchange points (or hubs) have emerged to facilitate the exchange of gas products. Transactions may be conducted in marketplaces tied to gas title transfer points (PEGs) and give rise to physical gas deliveries on the network.

The main title transfer points and corresponding marketplaces are:

- NBP (National Balancing Point) in the United Kingdom, to which the APX-ENDEX and ICE exchanges are attached;*
- NCG (NetConnect Germany) and Gaspool in Germany to which EEX is attached;*
- PEG Nord in France, to which the Powernext exchange is attached;*
- TTF (Title Transfer Facility) in the Netherlands, to which the APX-ENDEX exchange is attached;*
- ZEE (Zeebrugge) in Belgium, to which the APX-ENDEX exchange is attached.*

Transfers at these points have considerably developed over the past few years and the liquidity of these marketplaces has increased, particularly for products such as the day-ahead and month-ahead. The British hub, in which the volume of transactions is substantially higher, is a reference for gas prices. For continental Europe only, the long-term reference used most often is that of the TTF prices. The prices between the different marketplaces are however quite correlated. ●

At the same time, the quantity of gas proposed on the markets increased, due in particular to:

- the profusion of liquefied natural gas: many liquefaction units were commissioned at the same time;
- the extraction of unconventional gas in the United States, shale gas being the most widespread. Since the year 2000, the production of shale gas has been multiplied by eight in the United States and close to half of American gas production now comes from unconventional sources.

The prices of long-term gas contracts, which are indexed to oil prices, have decreased less than prices in wholesale markets. Consequently, market prices have been completely disconnected from long-term contract prices since 2009 (see graph, page 46).

The economic recovery in 2010 led to an increase in prices, both in markets and for long-term contracts. The difference between market prices and prices indexed to oil products has therefore decreased since the spring of 2010. The continuation of this disconnection will depend on several context factors (changes in oil prices and gas demand) and structural factors (the profusion of liquefied natural gas and the development of unconventional gas).

2.2. Gas trading has developed considerably

The year 2010 was favourable to the development of trading in wholesale gas markets. These markets were an attractive source of supply for suppliers of final customers. For producers, these markets were an outlet for unsold gas volumes within the framework of "Take or Pay" clauses in long-term contracts.

The wholesale gas market developed both in terms of the quantity of gas traded or exchanged, and in terms of the volume of gas that was actually delivered. A same volume of gas can be traded several times before finally being delivered. Exchanges therefore materialise in the form of deliveries and physical withdrawals of gas at the virtual trading points, referred to as gas title transfer points (PEGs). PEGs are attached to three balancing zones for gas transmission networks: the North zone, the South Zone and the South-West zone. The North zone is the most active.

For almost all products, the volume of transactions has substantially increased (+65%) totalling 246 TWh in 2010 compared to 149 TWh in 2009. The volumes delivered at gas title transfer points increased by 64 TWh and represented 53% of the total volume of physical deliveries in 2010 compared to 45% in 2009.

65%
Increase in volume
of transactions
at gas title
transfert points.

3. INFRASTRUCTURE IS ESSENTIAL FOR DEFINING GAS PRICES

The conditions for access to the transmission network, to LNG terminals and storage infrastructure are a decisive factor in the definition of prices in the wholesale natural gas markets.

Faced with a drop in its domestic gas production, Europe is becoming increasingly dependent on external supply sources. Facilitating gas movements within the European area is therefore a priority, not only to promote competition between suppliers, but also to enhance the security of supply.

The development of wholesale markets, accessible to an increasing number of suppliers who ship their gas either by gas pipelines, or LNG tankers in the form of liquefied natural gas, has promoted competition between many different gas supply sources to the benefit of the final customer. The quality of infrastructure access conditions is thus a decisive factor in the gas value chain.

The emergence of wholesale liquid markets implies that all suppliers can access gas infrastructure. The implementation on 1 January 2009 of the large GRTgaz North entry/exit zone (thanks to the merging of three balancing zones) is an example of the mainstreaming of network access conditions.

Furthermore, extensive consultation work conducted by the shipper GRTgaz and CRE on the improvement of transmission capacity allocation rules on the North to South link, and in particular the commissioning of the Fos-Cavaou LNG terminal in 2010, have contributed to significantly improving access conditions for the South zone in France. By 2013-2015, the open seasons organised in 2009 and 2010 between Spain and France will also contribute to this objective through a major increase of interconnection capacity between the two countries.

Moreover, GDF SUEZ has made a commitment to the European Commission to limit its share of long-term entry capacity on French natural gas transmission networks to 50%, from 2014 for a period of ten years. CRE has been involved in the definition and implementation of these structuring commitments for access to the gas market in France. These have

given rise to the sale of long-term entry capacity to new players at the land interconnection points of Obergailbach and Taisnières H, as well as at the LNG terminals of Montoir-de-Bretagne and Fos-Cavaou. ●

Customer information must be enhanced: only 39% of households are aware that they can choose their energy provider.

INTERVIEW WITH...

DOMINIQUE JAMME, Director of Gas Infrastructure and Networks, CRE



Eight years after the opening of the gas market, what conclusion can be made? Is it beneficial to customers?

The conclusion is rather positive. Thanks to competition which is fully in place in this segment, French industry has made savings on gas purchases amounting to hundreds of millions of euros per year. For the mass market, the progression is slower, but a total of 1.5 million customers have market-price contracts which is not

negligible. The fundamentals of this market are sound: it is possible for an alternative supplier to attain economic profitability for gas offers, including in the residential market.

Only 12% of residential clients have market-price contracts. What can be done in order for residential clients to also benefit from gas market dynamics?

It is certain that customer information must be enhanced: only 39% of households are aware that they can choose their energy provider. ●

We are also expecting a lot from the law on the new organisation of the electricity market (Nome Law). French customers are attached to dual electricity-gas offers. A better competition dynamic on the electricity market will probably benefit the gas market.

What are the medium- or long-term prospects? Will consumers be subject to successive increases in the price of gas?

Prospects are not so glum for gas customers. First, the competition dynamic on the gas market has been activated. It will accelerate with the forthcoming entry into force of the European network codes, i.e. the common market rules for the entire internal European gas market. Second, our planet has an abundant supply of natural gas. Due to new discoveries, the International Energy Agency (IEA) estimates that gas reserves correspond to more than 200 years of consumption. In the United States, gas is two times cheaper than in Europe for customers, thanks to the boom of unconventional gas production.

We do not know if such unconventional gas reserves exist in France and Europe, or if it will be possible to extract them under satisfactory environmental conditions. If such is the case, gas prices in Europe may be disconnected definitively from oil prices and prices may stop increasing. ●

The European Union Emissions Trading Scheme (EU ETS) caps the CO₂ emissions of about 11,000 industrial installations in the 27 countries of the European Union and Norway, Liechtenstein and Iceland.

The sectors covered are industrial cogeneration installations and certain high energy-consuming sectors: combustion installations, oil refineries, coke ovens, iron plants and cement, glass, lime, brick, ceramic, pulp and paper manufacturing plants.

-20%

**European objective
for the reduction
of greenhouse
gas emissions
by 2020.**



The European carbon market

The CO₂ market is based on the "polluter pays principle". An optimum tool in terms of cost-effectiveness, it contributes to reducing greenhouse gas emissions.

In its current phase, it combines an administrative mechanism (an allocation of CO₂ quotas) with a market mechanism (to optimise the behaviour of players).

The exceeding of emissions in relation to the quotas allocated leads to the obligation to purchase additional quotas.

All emissions reductions result in a gain generated by the sale of surplus quotas.

The proper functioning of the mechanism requires the confidence of all market players and therefore the implementation of regulation to ensure surveillance and transparency of transactions.

In France, cooperation between CRE and the Autorité des marchés financiers (AMF) enables effective supervision.

KEY WORDS

- *CO₂ emission quota*
- *Kyoto Protocol*
- *Law on banking and financial regulation*
- *National quota allocation plan (NQAP)*

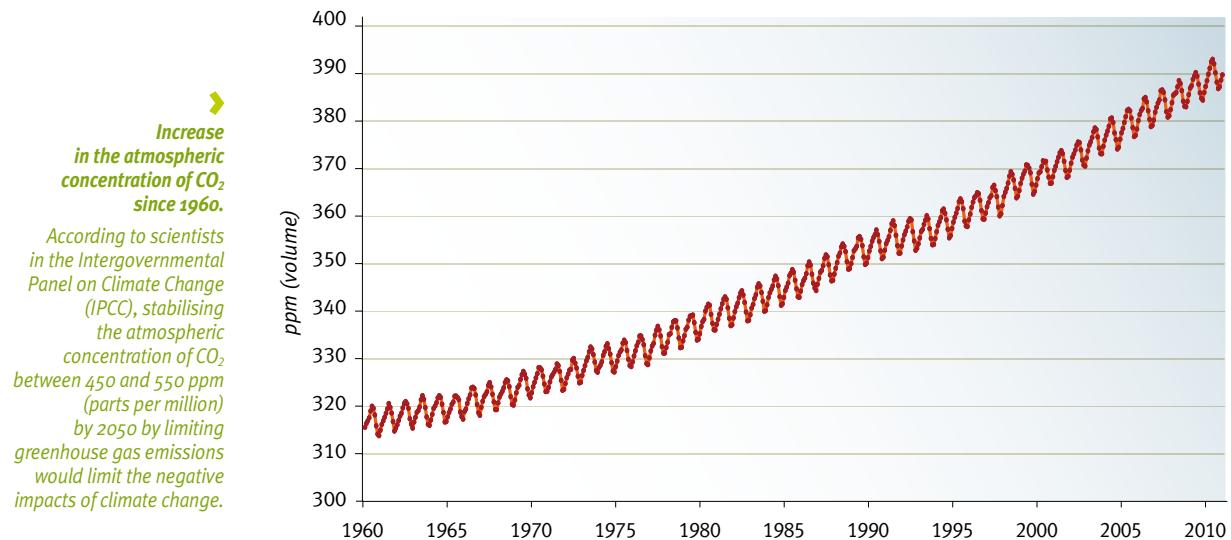
1. THE KYOTO PROTOCOL GAVE RISE TO THE EUROPEAN CO₂ MARKET

1.1. The Kyoto Protocol set objectives for the reduction of CO₂ emissions in order to limit climate change effects

To limit the consequences of climate change, governments came together within the framework of the United Nations Framework Convention on Climate Change (UNFCCC). The goal was to find solutions together to control the atmospheric concentration of greenhouse gases and maintain it at a level enabling the climate system to be stabilised. Thus, the Kyoto Protocol, an international treaty adopted in 1997, aimed to reduce the greenhouse gas emissions of approximately 40 industrialised countries. These countries bindingly committed to reducing their emissions by 5% compared to 1990 over the 2008-2012 period. It was the first initiative aimed at limiting climate changes and anticipating how to adapt to their effects.

The signing of the Protocol confirmed the recognition of "differentiated responsibility". According to this principle, industrialised countries are the main cause of the current concentration of greenhouse gases in the atmosphere, which is the result of more than 150 years of industrial activity. In 2009, the Kyoto Protocol was ratified by 184 countries. The United States is the main industrialised country that did not sign it. China and India, two of the world's leading greenhouse gas emitters, do not have a reduction obligation: although they ratified the treaty, these countries are not on the list of industrialised countries (Annex B of the Protocol) subject to the binding objectives.

Emission reductions must be achieved in particular through national measures: energy efficiency, renewable energy, their own technology. In addition to these, the Protocol provides for two market mechanisms (or flexibility mechanisms) enabling countries to meet their objectives (*see part 1.2.*).



Source: National Oceanic and Atmospheric Administration of the United States (Mauna Loa Observatory in Hawaii, monthly average).

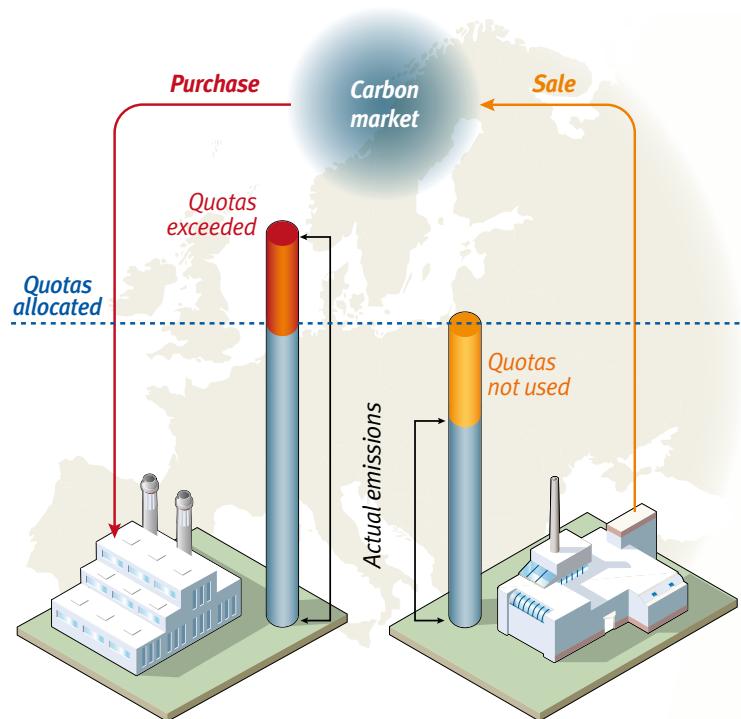
More recently, in Cancun in December 2010, countries adopted a “balanced package of decisions” together with reduction commitments for industrialised countries and developing countries. The latter did not commit to an actual reduction, but to a decrease in the “carbon intensity” of their economy (i.e. their CO₂ emissions per unit of GDP).

1.2. Europe has ambitiously implemented the Kyoto objectives with the European Union emissions quota trading

Within the framework of the Kyoto Protocol which entered into force in 2005, the 15 members of the European Union (before 2004) undertook to reduce their aggregated greenhouse gas emissions by 8% between 2008 and 2012. This collective objective resulted in different national goals which were the subject of a legally binding agreement. Germany's reduction objective is 21% compared to 1990 and France aims to stabilise its emissions (0%: energy production is largely decarbonised). The twelve countries that became part of the European Union in 2004 and 2007 all have their own national objectives, with the exception of Cyprus and Malta.

This emission limitation is supplemented by a Community quota trading market, the European carbon market, and by the possibility of “earning” credit, in taking part in emission reduction projects in the rest of the world via two mechanisms: the clean development mechanism (CDM) and the joint implementation (JI) mechanism. Emissions permit trading and project mechanisms enable industrialised countries to receive carbon credits resulting from the financing of greenhouse gas emissions reduction projects outside their geographical zone.

This series of mechanisms forms the European Union Emissions Trading Scheme (EU ETS) which has become the cornerstone of European strategy to reduce greenhouse gas emissions.



Operating principle of the CO₂ market.

CO₂ quota trading is the cornerstone of European strategy for the reduction of greenhouse gas emissions. In 2010, €70 billion were traded on the main platforms.

11,000

Number of industrial installations concerned by quota allocation.

The Kyoto Protocol expires in December 2012. After that date, objectives for the reduction of greenhouse gas emissions have not yet been formalised within the framework of a climate agreement. The different countries have not all committed to reduction levels based on a method comparable to that of the Kyoto Protocol. A pioneer in terms of emissions reductions, the European Union has committed to a 20% reduction of its greenhouse gas emissions by 2020 and even 30% in the event of an international agreement.

2. THE EUROPEAN EMISSIONS TRADING MARKET IS THE ENGINE OF THE GLOBAL CARBON MARKET

2.1. The quota system in Europe combines an administrative constraint with a market mechanism

The arrangements for the EU ETS are described in European Directive 2003/87/EC (or Quota Directive). This scheme bindingly caps CO₂ emissions of approximately 11,000 industrial installations across a perimeter made up of the 27 countries of the European Union and Norway, Liechtenstein and Iceland. The participation of companies in the sectors concerned is compulsory. The sectors covered are industrial cogeneration installations and certain high energy-consuming sectors: combustion plants, oil refineries, coke ovens, iron plants and cement, glass, lime, brick, ceramic, pulp and paper manufacturing plants. In total, the installations covered represent approximately 50% of CO₂ emissions.

The operating principle of the EU ETS corresponds to a cap and trade system. For each facility, the system defines an emissions cap in the form of an annual allocation of tradable quotas. Each quota gives the right to emit one tonne of CO₂. This allocation is conducted at the national level by each member country via a national quota allocation plan (NQAP) which determines each year in the month of February, the number of quotas received. This corresponds to past emissions, adjusted by a reduction factor. Companies concerned can then purchase or transfer part of these emission quotas via the organised markets or bilaterally (trade). Emissions reductions are thus carried out where they are less costly. At the end of the period, each facility must give back the number of quotas corresponding to its emissions, failing which penalties are applied. In France for example, a penalty of €100 per quota, which does not exempt the facility from its obligations, is applied. A percentage of Kyoto units

IN BRIEF

CO₂: players, products, markets and trading platforms

Players

In the European CO₂ market, intermediaries are mainly:

- energy producers that account for approximately half of the quotas allocated;*
- industrial companies that must bring themselves into compliance regarding rules limiting their emissions;*
- financial intermediaries.*

Products

Quotas can be purchased for long-term delivery (futures market: purchase for a given date and at a price agreed on beforehand) or for immediate delivery (spot market): for delivery within two days after the order).

Markets

Quotas are traded on exchange platforms such as Bluenext in Paris, or privately negotiated. Players may then trade quotas bilaterally, directly or through brokers.

Main trading platforms

- ECX, European Climate Exchange, London*
- BNX, Bluenext, Paris*
- EEX, European Energy Exchange, Leipzig*

(CERs or ERUs) can also be given to replace European quotas (13.5% in France).

The total emissions thus allocated per year in France for the 2008-2012 period is approximately 130 million tonnes (Mt). The electricity and steel sectors are allocated 26 Mt each per year; refinery is allocated 16 Mt; cement, 15 Mt; and the chemicals industry, 10 Mt. For example, an average-sized European cement factory produces 700,000 tonnes of cement per year and emits approximately 450,000 tonnes of CO₂.

**4,800
million**

Number of tonnes
of CO₂ traded
on the three main
platforms in 2010.

The three phases to attain the objectives set for the reduction of CO₂ emissions

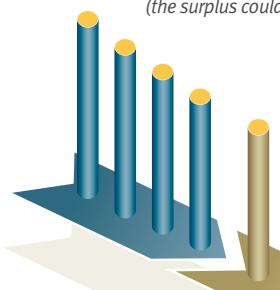
The general conditions for the operation of the EU emissions trading scheme have been defined for up to the year 2020. By that time, the European Union hopes to have reduced its greenhouse gas emissions by 20%. Phase 2 of the EU emissions trading system began in 2008, with the CO₂ price at approximately €20 per tonne. The price became steady at its current level of approximately €15 towards mid-2009.

Source: European Commission, Directorate-General for Climate Action.

PHASE 1 – 2005-2007

Learning phase

- Approximately 2.3 billion quotas were allocated each year, almost all of them free of charge
- Annual emissions were brought to 2.1 billion tonnes (the surplus could not be used in phase 2)



PHASE 2 – 2008-2012

Kyoto Protocol commitment period

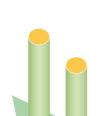
- Reduction of the amount of quotas allocated to 2.1 billion per year, most of which were allocated free of charge
 - First use of carbon credits derived from the Kyoto Protocol project mechanisms
- Inclusion of the aviation sector from 2012



PHASE 3 – 2013-2020

Allocation of quotas from 2013

- 1.9 billion quotas allocated in 2013 and a maximum of 1.7 billion in 2020
- Replacement of the current system of national emissions caps by a single cap for the entire European Union
- European objective to reduce greenhouse gas emissions by 20% compared to 1990 (30% in the event of an international climate agreement)
- At least half of the quotas distributed will be auctioned by 2013 (in principle 100% for the electricity production sector)
- Limit on the use of carbon credits derived from the Kyoto Protocol project mechanisms



2.2. The carbon market is a financialised market closely related to energy markets

To honour their compliance obligation, some companies must obtain quotas if their actual emissions exceed the quotas allocated to them. Other companies manage to maintain their emissions below their cap and can therefore transfer their surplus quotas. The European quota market thus created

has been growing constantly since its creation. In 2009, despite the collapse of production and a drop in world GDP of 0.6% (3.2% in developed countries), it represented €89 billion.

The quota transactions made in organised markets represented approximately 70% of the total volume in 2010, in constant progression (60% in 2009). The remaining 30% are traded privately via brokers.

In 2010, 4,800 Mt (approximately €70 billion) of European quotas were traded on the ECX, BNX and EEX platforms. Most of the transactions on exchanges are made on one of these three platforms – 90% of which are made on the ECX alone, in which €66 billion of quotas were traded in 2010. Long-term transactions represent more than 90% of these exchanges, most of which are made on the ECX. The volumes traded on Bluenext (BNX) represented approximately €3.3 billion in 2010 and correspond mainly to spot transactions.

Concerning Kyoto units, the certified emission reduction (CER) market stood at around €10 billion in 2010 for the three main platforms (approximately 830 Mt). Lastly, the emission reduction unit (ERU) market is not very liquid and the quantities traded are low compared to the quota market and the certified emission reduction market.

Moreover, the energy and carbon markets are closely interconnected (*see graph*). Electricity producers whose activity emits a high level of CO₂ are the primary industrial players subject to emissions quotas. In the European Union, they represent over one-third of CO₂ emissions and almost 50% of the total emission quotas allocated. Consequently, there is a strong interconnection between the main drivers of CO₂ emissions and those in the energy market. Clear common trends exist between the price of CO₂ and the price of other combustible fossils and electricity. Furthermore, the price of emissions quotas is formed in particular on the basis of the prices of other energy raw materials.

The main drivers of the market that determine quota price fluctuations are both quota demand (temperature and rainfall, price of energy, level of production, technical progress) and quota supply

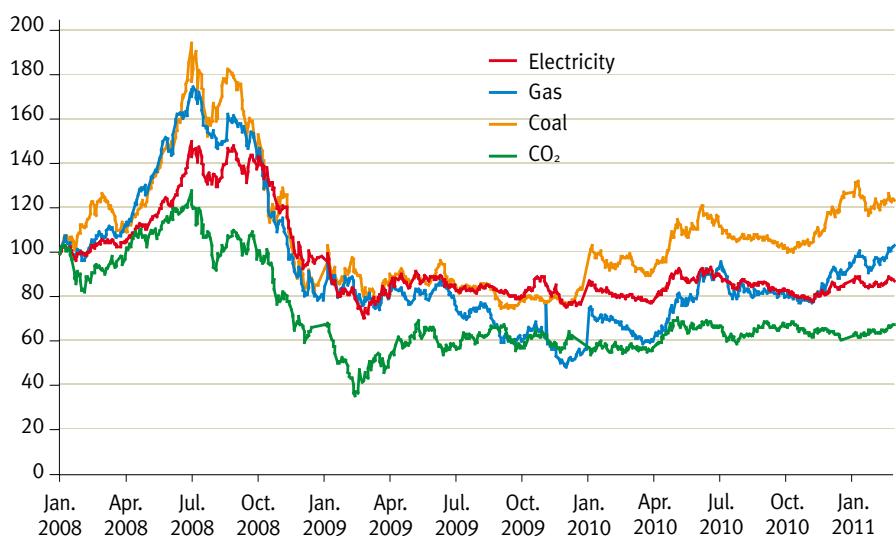
Price of CO₂ and of energy (base 100).

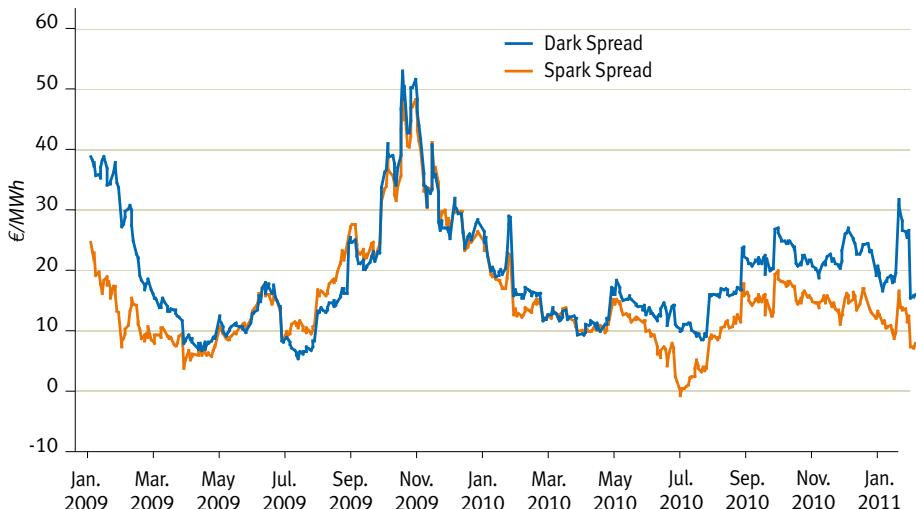
This graph compares the change in prices of CO₂, the main combustible fossil fuels and electricity since the beginning of phase 2 of the EU emissions trading scheme.

The price trajectories show a close correlation.

The graph shows a clear common trend in terms of price change and therefore reflects a strong interconnection between the factors that determine the price of CO₂ and of energy.

Source: CRE,
Price Y+1 (delivery one year after
the transaction date), CO₂: ECX December
price, Coal: CIF-ARA, Gas: North PEG,
Electricity: France





Comparison between coal- and gas-fired electricity.

The monitoring of the gap between the clean spark spread and the clean dark spread contributes to the analysis of the market in relation to its fundamentals.

The clean dark spread corresponds to the margin made on the sale of coal-fired electricity (this margin corresponds to the profit related to the sale of electricity minus the costs of the coal and CO₂ required to produce this electricity).

The clean spark spread is defined by the similar margin for gas-fired electricity.

For a fixed quantity of electricity sold, CO₂ emissions in the coal-fired line are higher than for the gas-fired line: for a sufficiently high theoretical CO₂ price, both spreads are equal.

The comparison of the actual price of CO₂ and this theoretical price provides a vital element for the assessment of the incentive given by the CO₂ market price to produce electricity using coal or gas.

determined by regulation. The relative balance between the price of coal and of gas also affects quota prices: rise in gas prices promotes electricity production by coal plants and thus leads to an increase in quota demand since the production of electricity by coal plants emits more CO₂. (see graph).

2.3. The European CO₂ market will change in 2013 with most quota allocation being sold by auction

The EU ETS has demonstrated the viability of an emission reductions system in a supranational framework. Studies indicate a 2 to 5% reduction of total European emissions in 2005-2008. Moreover, it has encouraged energy producers to anticipate investing in production plants that emit less CO₂.

Studies for the 2008-2012 period are still underway, but similar conclusions are expected for this period.

The third phase of the trading scheme which will begin in 2013 (objective of 20% reduction of greenhouse gas emissions compared to 1990) will introduce a number of changes to the cap and trade system of the European Union. An overall emissions cap will be set at European level (approximately 1,900 Mt), reducing the total level of emissions authorised to 1.74% per year. New sectors, including air transport, will be covered by the trading scheme. Emission quotas will no longer be allocated free of charge to industrialists; 50% of them will be put up for auction (100% for electricity producers). A protection mechanism will initially allow for high energy-consuming sectors that cannot pass on

costs to their clients or that are open to international competition (carbon leakage), to continue to receive their quotas free of charge.

The setting up of one or several auction platforms to auction quotas will promote the emergence of a primary CO₂ market complementary to the already existing secondary market. The gradual financialisation of the market through the increase in the number of intermediaries and the portion of long-term contracts, as well as the implementation of a paid quota allocation system is expected to increase liquidity in this market. Moreover, these developments should strengthen the carbon price signal and offer new incentives for emissions reduction projects.

The law on banking and financial regulation, adopted on 22 October 2010, defined cooperation between CRE, the energy regulator, AMF, the financial markets regulator, in the carbon market. National assembly: question and answer session (Paris - Île-de-France)

© Antoine Arrau, Ministry of Foreign and European Affairs



3. THE MECHANISM FOR COLLABORATION BETWEEN CRE AND AMF IS THE FIRST CO₂ MARKET SURVEILLANCE SYSTEM IN EUROPE

3.1. The Prada Report stresses the need to introduce supervision of a market that was not monitored previously

The Prada Commission, charged with formulating recommendations on the regulation of carbon markets, concluded its work in the spring of 2010. It brought together all stakeholders, including regulators and market players (parties regulated, financial players). Its conclusions were recommended by all of the parties consulted.

The report recommends, in particular, the implementation before 2013 of harmonised surveillance of the European CO₂ market, based on three pillars:

- give power to financial regulators for the entire CO₂ market in all Member States and broaden the scope of competence of energy regulators to include analyse of fundamentals and interactions between the CO₂ market and the energy market;
- organise cooperation between financial regulators and energy regulators;
- grant power to the European Securities and Markets Authority to supervise the entire mechanism, in connection with the Agency for the Cooperation of Energy Regulators (ACER) and ensure that this mechanism is consistent with the surveillance system that will be proposed in the gas and electricity markets.

Prior to the implementation of such a surveillance system at the European level, the Prada Commission recommended giving power from the year 2010 to the Autorité des marchés financiers (AMF) for the CO₂ spot market in France, organising cooperation with CRE and extending CRE's scope of competence to include the analysis of interactions between the energy market and the CO₂ market.

2.1
billion tonnes
of CO₂
 Current cap
 of the EU emissions
 trading scheme
 (1.7 billion in 2020).

The implementation of a European supervisory framework appears essential for contributing to restoring confidence in a market that has been shaken by several events: the fall in prices during the first phase of the EU ETS because of an over-allocation of quotas, VAT fraud and computer piracy of the records of several European countries. It should be noted that fraud perpetrated in this market, and in particular, quota theft, raises questions about the security of records and about matters falling within the scope of EU law.

3.2. The law on banking and financial regulation establishes cooperation between finance and energy regulators

Following the recommendations of the Prada Report, a draft legislation was submitted for consultation in August 2010, then validated by the Senate. Henceforth, finance and energy regulators will operate within the framework of the law on banking and financial regulation of October 2012. It aims to set up a French market supervision system recommended by the report and based on cooperation between AMF and CRE.

Its main provisions are as follows:

- it authorises quota trading on a regulated market. In practice, the French trading platform, Bluenext, whose spot compartment had not been regulated until then, became a regulated market supervised by AMF. This also serves to meet the requirements

of the European regulation on the organisation of CO₂ quota auctions in Europe which sets robustness and supervision standards for platforms in which auctions will be conducted;

- it gives power to AMF on the CO₂ spot market. Previously, AMF only had power with regard to long-term products that met requirements in terms of legal qualification as financial instruments;
- it extends CRE's mission to include the analysis of the consistency between energy market fundamentals and transactions performed on the CO₂ market. Article 28 of the law of 10 February 2000, amended by the law on banking and financial regulation, now provides that *“the Commission de régulation de l'énergie supervises the transactions made by suppliers, brokers and electricity and natural gas producers in European Union allowances, certified emissions reductions and emission reduction units, in order to analyse the consistency of these transactions with economic, technical and regulatory constraints of the activity of these suppliers, brokers and electricity and natural gas producers”*;

► GOOD TO KNOW

Products whose transactions are covered by CRE's surveillance mission

- *European emissions quotas (European Union Allowance, EUA)*: 1 quota = 1 tonne of CO₂
- *Kyoto emissions units: certified emission reductions (CERs) generated from a clean development mechanism (CDM) project activity and emission reduction units (ERUs) generated by a joint implementation (JI) project: (1 unit = 1 tonne of CO₂)* ●

– it introduces the principle of extended cooperation between AMF and CRE through the sharing of information useful for accomplishing their respective missions. The law on banking and financial regulation lifts the professional secrecy obligation with regard to the sharing of information between the two authorities. It also allows the two authorities to bring matters before each other in the event of any noncompliance by market players, such as insider trading, market manipulation, dissemination of false information, or any other act that might jeopardise the proper operation of the market.

3.3. CRE/AMF cooperation is expected to result in more effective surveillance

Cooperation between CRE and AMF will enable the complementarity between the two regulators to be used in CO₂ market supervision. This cooperation, set out by the law on banking and financial regulation, was formalised in a memorandum of understanding (protocol agreement) published in December 2010.

Within the framework of this collaboration, AMF contributes its expertise in terms of market infrastructure supervision and financial supervision (detection of market manipulation) in a context in which the CO₂ market is gradually becoming financialised.

CRE contributes its expertise in terms of the economic analysis of the balance between supply and demand and the fundamentals common to the two sectors (climate conditions, prices of combustible fossils, use of electricity production resources, etc.). It also contributes its knowledge on the main category of market players, actors in the electricity and gas industry. This is complemented by its know-how, acquired since the law of 7 December 2006, in the surveillance of wholesale electricity and gas markets, particularly in connection with their physical fundamentals.

Signing of the CRE/AMF protocol: the regulators strengthen their surveillance.

On 10 December 2010, AMF and CRE signed a protocol agreement concerning information sharing, control and surveillance of markets for greenhouse gas emissions quotas, electricity, natural gas and their derivatives.

This agreement is one of the provisions of the law on banking and financial regulation which defines the form of cooperation between the two regulators in the carbon market.

Philippe de Ladoucette,
Chairman of CRE (left)
and Jean-Pierre Jouyet,
Chairman of AMF (right).

© Cyril Labb  



This expertise can be used for surveillance of the carbon market, whose fundamentals are closely related to those of the energy market. Cooperation between CRE and AMF is expected to ultimately result in more effective surveillance of the carbon market. However, the national mechanism will only take on full meaning once it is implemented at the European level (see box “Interview with”). ●

“ The surveillance of the carbon market will only take on full meaning once it is implemented at the European level. ”

INTERVIEW WITH...

FADHEL LAKHOUA, Director of Finance and Wholesale Markets Surveillance, CRE



For what reasons is the shift from CO₂ market surveillance at the national level to the European level desired?

The national surveillance mechanism is the first of its kind in Europe and a genuine move forward, since it is the first supervisory framework for a secondary quota market. It also introduced for the first time in Europe, the principle of cooperation between the energy sector regulator and the financial regulator.

This principle was already included in the European Directives referred to as the third energy package.

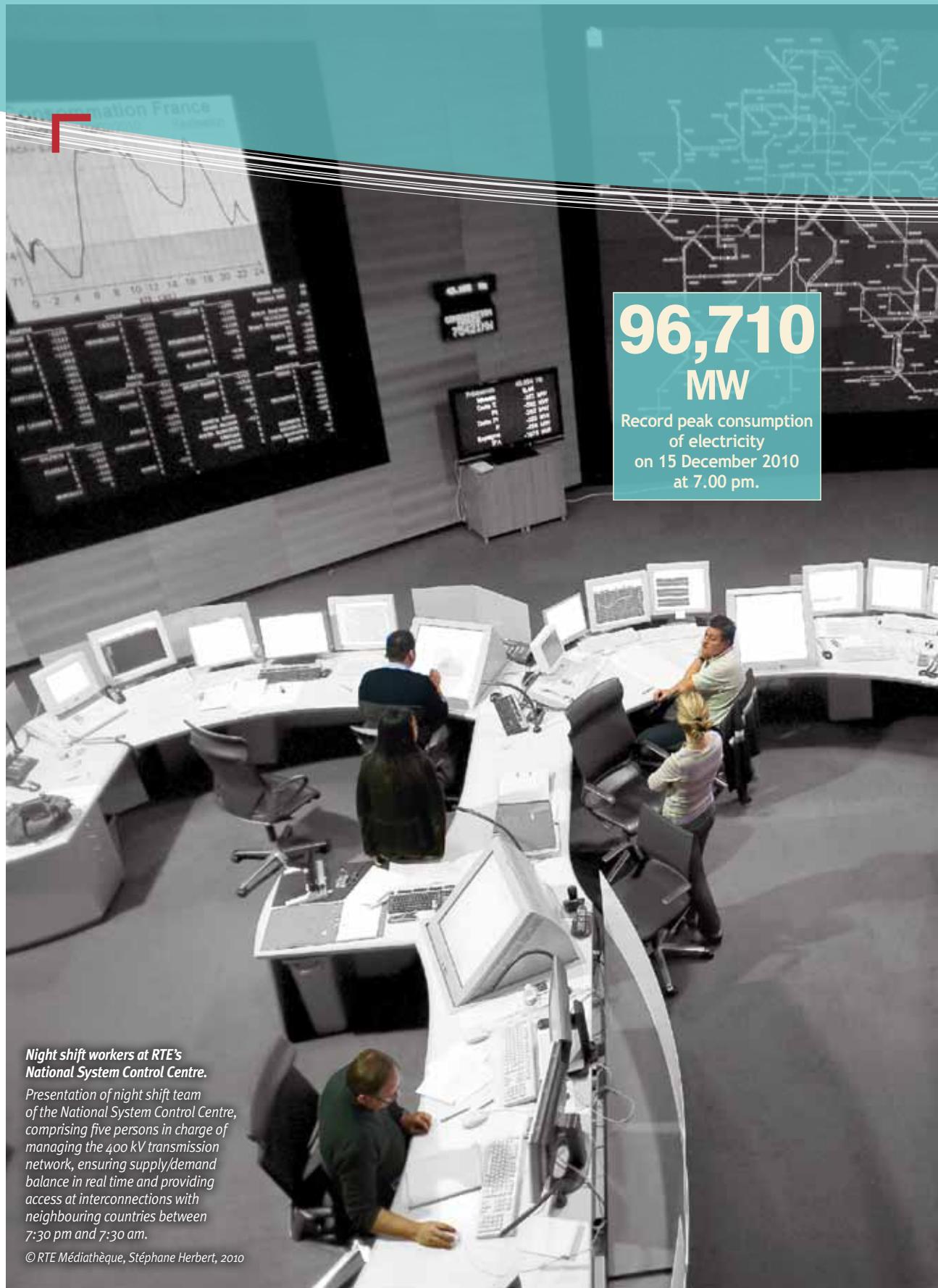
This mechanism must however be seen as a transitional mechanism before generalisation at the European level. Quota supply and demand, as well trading on the markets, operate at the European Union level. It is therefore difficult to assess the relevance of the quota price from a national perspective only. Furthermore, the national mechanism does not cover all French players, since a player on the European carbon market, with the exception of Bluenext (regulated by AMF), that is not a French electricity or gas market player (regulated by CRE) does not fall within the scope of surveillance of the AMF nor

that of CRE. A European mechanism is therefore required to cover the entire market. The current national regulation mechanism will only take on full meaning once it is extrapolated to all European countries.

What are the prospects for the development of European legislation on CO₂ market surveillance?

The only European text adopted to date is the regulation on quota auctions, which places the primary quota allocation market under the responsibility of financial regulators from 2013. No other European text at the time being oversees quota trading on the secondary market. Only the French mechanism provides a supervision framework for trading between players.

In December 2010, the Commission published an announcement on this matter. It raised the question of implementing a specific framework, or including CO₂ quotas within the scope of financial regulation. CO₂ futures trading on regulated markets is already subject to the implementation of the Markets in Financial Instruments Directive (MiFID) and the Market Abuse Directive (MAD). A specific quota framework will be expected to link up with the current financial regulation revisions, and the specific framework proposed for the integrity and transparency of energy markets (the draft Regulation on Energy Markets Integrity and Transparency (REMIT)). Such a framework will have to address, in particular, the matter of the legal qualification of quotas, which is not harmonised at the European level. A legislative proposal may be made in 2011. ●



**Night shift workers at RTE's
National System Control Centre.**

*Presentation of night shift team
of the National System Control Centre,
comprising five persons in charge of
managing the 400 kV transmission
network, ensuring supply/demand
balance in real time and providing
access at interconnections with
neighbouring countries between
7:30 pm and 7:30 am.*

© RTE Médiathèque, Stéphane Herbert, 2010



Inauguration of the Obergailbach interconnection station, 9 July 2009.

View of the station's meter runs.

© GDF SUEZ, Ramon Guillaume /Abacapress, 2009

The Security of Supply

KEY WORDS

- *Framework guidelines*
- *Interconnections*
- *Network codes*
- *Security of supply*
- *Third energy package*

Ensuring the security of electricity and gas supply is an objective whose importance has continued to grow for the European Union over the last few years.

This concern is at the heart of the EU's energy strategy as shown by the different initiatives undertaken by the European Commission in 2010.

Market integration and interconnection development are the preferred means both at the European and national levels, for ensuring this security.

CRE's action contributes fully to the achievement of these objectives.

Increase in annual gas consumption

515 TWh

on the GRTgaz network
(+ 13% compared to 2009)

34 TWh

on the TIGF network.



**Reinforcement
of the Morelmaison
interconnection.**

Two GRTgaz technicians
working on
the Morelmaison
interconnection station.

© GRTgaz, Cedric Helsly, 2010

1. THE SECURITY OF ENERGY SUPPLY REQUIRES COORDINATED ACTION BY THE EUROPEAN UNION

1.1. Global energy prospects and the economic and financial context pose a risk to the security of supply in the European Union

Over the past few years, the factors of uncertainty in the energy sector have increased. Prospects of the growth of global energy demand suggest increased competition for access to fossil resources. Furthermore, the objectives set within the framework of the fight against climate change require a profound modification of the EU's energy system. In particular, the development of new applications and technologies is expected to increase the EU's dependence on electricity, thus requiring a fast response from Member States.

The integration, modernisation and reinforcement of the EU's electricity and gas infrastructure have therefore become an essential prerequisite to guarantee the supply required by its economy. Estimating the investment requirements in energy transmission networks alone at €200 billion by 2020, the European Commission presented new guidelines in March 2010 to offset the effects of the global financial crisis and avoid any investment delays that may compromise the security of supply in the EU.

The Heads of State and European governments confirmed the key role of energy infrastructure in the global strategy "Europe 2020: A strategy for smart, sustainable and inclusive growth", which they adopted in June 2010. The sectoral form of this strategy, the document "Energy 2020: A strategy for competitive, sustainable and secure energy", was presented by the European Commission in November 2010. It will serve as the basis of the EU's activity in the upcoming years.

1.2. Cooperation and coordination between European players are key elements for enhancing the security of supply in the medium-term

For the European Commission, the implementation of the third energy package regulation framework will increase market players' visibility and promote investment that is essential for the security of supply. It thus confirms the key role of national regulators, the Agency for the Cooperation of Energy Regulators (ACER) and the European Networks of Transmission System Operators for Electricity and Gas (ENTSO-E and ENTSO-G), in improving the operation and stimulating the development of energy infrastructure.

The European Commission also appeals for the enhancement of external energy policy: EU agreements with its strategic partners, in particular, supplier and transit countries, must be harmonised.

Moreover, coordination between Member States in terms of supply must be improved.

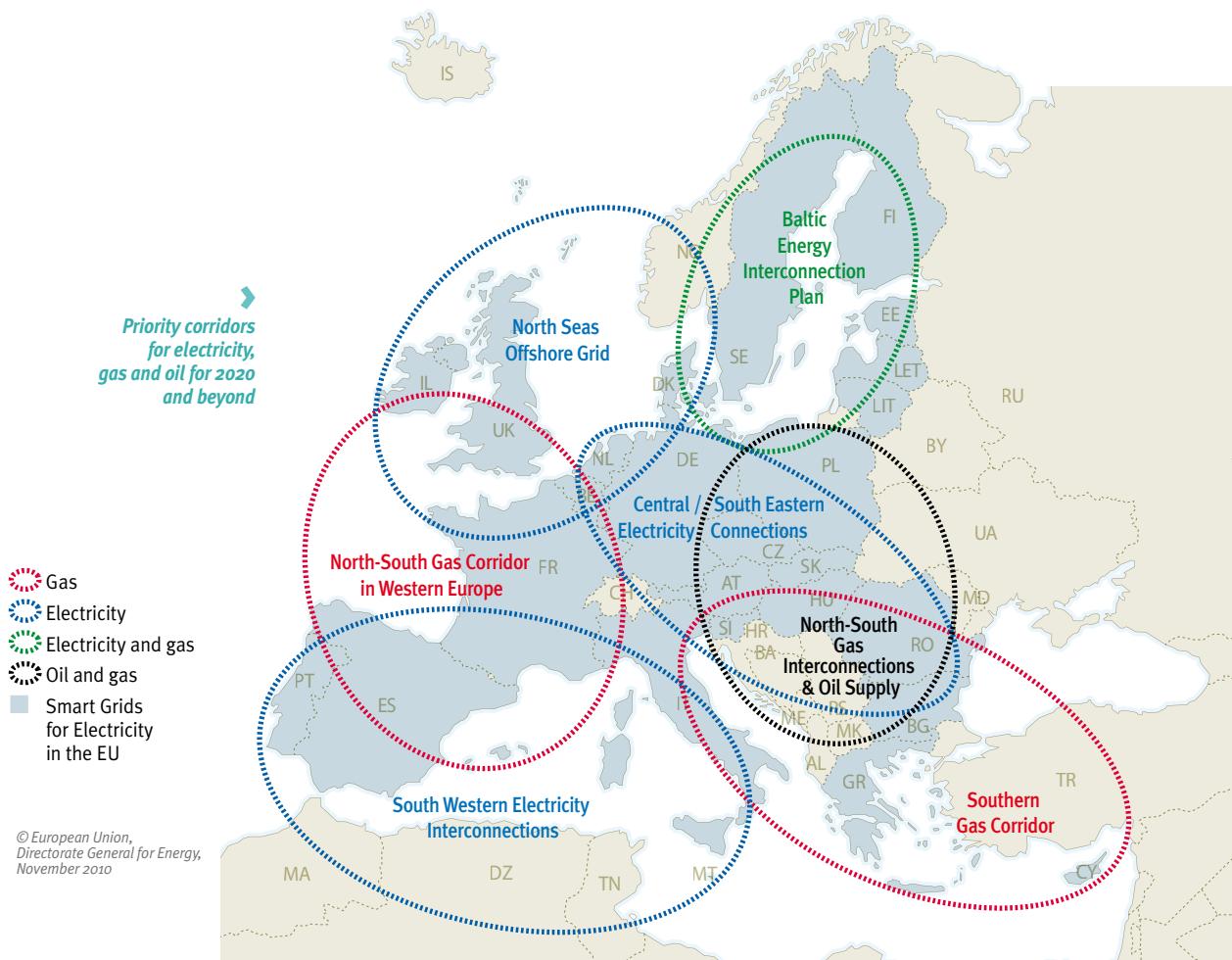
The growth of energy efficiency and technological development will contribute to improving the EU's energy supply.

Lastly, the strategy developed by the European Commission provides for the definition of a master plan for an integrated energy network by 2020 for all of the EU as well as the implementation of new EU tools to make the investments not made by the market in spite of the incentives put in place.

1.3. A new method for strategic infrastructure planning for the European Union is operational

Published in mid-November 2010, the master plan for an integrated energy network by 2020 is based on eight major priorities in terms of electricity and gas infrastructure (*see map*).

With regard to electricity networks, the main challenge is to adapt them to the increase of electricity production from renewable sources. In particular, the development of an offshore network in the North Sea and the reinforcement of interconnections in south west Europe are considered essential for capitalising on the renewable energy potential of the southern and northern regions of the EU.



With regard to gas, the reinforcement of the gas corridor of western Europe is expected to fluidify exchanges and improve the use of external supply. The construction of the southern gas corridor is also considered a decisive step in the diversification of the EU's supply sources in the Caspian region. Projects for the reinforcement of interconnections in central and eastern Europe and the interconnection of energy markets in the Baltic region must reduce the isolation and dependence of these regions.

According to the European Commission, improved regional cooperation and cross-border distribution of costs should further encourage companies to mobilise the investments necessary to complete these projects. Fearing nevertheless an investment

deficit of approximately €60 billion, the European Commission proposes to define new planning rules to target the EU funding required based on the urgency of the projects and their inherent risks. Infrastructure projects of European interest are also expected to benefit from simpler and faster administrative procedures for authorisation. An initial list of eligible projects for preferential treatment and EU funding is scheduled to be established by 2012.

Preparatory work for the implementation of ACER, conducted in 2010 by national regulators within the Council of European Energy Regulators (CEER) and the European Regulators' Group for Electricity and Gas (ERGEG), gives a view of the changes to be expected from the implementation of these guidelines.

► VIEW OF EUROPE

Adoption of a new regulation on the security of gas supply

Following the gas crisis of January 2009 between Russia and Ukraine, the revision of the 2004 directive on the security of natural gas supply in the European Union was accelerated. Published on 12 November 2010 after one year of discussions, the new European regulation strengthens coordination obligations of Member States and gas companies at the regional and European levels for the prevention and management of emergency situations.

By 3 December 2011, each Member State must have designated a competent authority. It will be charged with assessing risks, establishing a preventive action plan aimed at reducing the country's vulnerability and preparing an emergency plan defining the measures to be taken in the event of supply disruption. Furthermore, countries must comply with infrastructure and supply standards, such as the implementation of bidirectional flows at border points, the supply of electricity and gas to protected customers in the event of severely cold conditions or disruption of the main supply infrastructure.

Of the four crisis levels defined, only the last two will justify an intervention by the public authorities.

This text stresses the European dimension of the handling of supply crises. The European Commission will ensure consistency of national plans and will verify that the measures taken by each State do not jeopardise supply of neighbouring countries. It may declare a Community or regional emergency and convene the Gas Coordination Group : which evaluates the consistency of national actions and ensures cooperation with non-EU countries.

The regulator will be associated with risk assessment work and preparations for the preventive and emergency plans. Moreover, tariffs must take into account the costs for bringing infrastructure into compliance with infrastructure norms. Lastly, since the Agency for the Cooperation of Energy Regulators (ACER) is a member of the Gas Coordination Group, regulators will also be involved in the management of emergencies. ●

1 – Composed of representatives of Member States' competent authorities, as well as ACER, ENTSO-G and representatives of industry and customer associations, the Gas Coordination Group facilitates the coordination of measures related to the security of gas supply.

2. MARKET INTEGRATION MUST ENABLE OPTIMAL USE OF EXISTING RESOURCES

2.1. The security of supply is addressed differently for electricity and gas

The creation of a single market increases the importance of solidarity between Member States. Cross-border infrastructure must therefore be designed to deal with the most extreme situations.

In the electricity sector

France has seen a major increase in its electricity consumption, particularly during peak periods. A drop in its net export balance has been observed, as well the increasing use of flexibility in its exchanges at borders to ensure electricity supply during consumption peaks. While the French electricity system can export up to 13,000 MW, the level of imports required to meet the balance between production and consumption may, under long periods of extreme cold, amount to 9,000 MW, i.e. the forecast limit that can be accepted by the French network. The guarantee of supply security is one of the major reasons that has driven CRE to work in favour of implementing effective and flexible mechanisms to manage electricity interconnections, thereby optimising their use.

In the gas sector

National gas production represents only a very marginal portion of French consumption (approximately 2%). Gas interconnections therefore play an essential role for the country's supply. In addition to import capacity, gas pipelines and LNG terminals, the balance between supply and demand largely hinges on underground storage fields whose capacity totals 25% of annual consumption. These underground storage fields respond to seasonal changes in demand and considerably lessen the effects of a possible supply disruption. At the

► IN MORE DEPTH

ACER plays a key role in favour of greater market integration



The Agency for the Cooperation of Energy Regulators (ACER) aims to strengthen coordination of work conducted by national regulation authorities and to settle any disputes concerning cross-border matters. It must also draft framework guidelines setting clear and objective principles for the elaboration of network codes by the European Networks of Transmission System Operators for Electricity and Gas (ENTSOs) on twelve priority topics. These topics have been identified in the third energy package. Most of them are related to the improvement of market integration. Each framework guideline must contribute to ensuring non-discriminatory treatment, effective competition and operation of markets. ACER must supervise the cooperation of transmission system operators and issue an opinion on the network codes, the work programme and the ten-year electricity and gas network development plans prepared by ENTSOs.

In order to prepare ACER's missions, during the transitional period between the adoption of the third energy package and its implementation, the European Regulators' Group for Electricity and Gas (ERGEG) started work on:

- the rules for the allocation of gas and electricity transmission capacity;*
- the balancing of gas transmission networks and the tariffs at natural gas interconnection points;*
- the connection to the electricity network and the operational management of the electricity grid. ●*

European level, market integration and interconnection development must promote the pooling of flexibility resources, a policy reinforced by the European regulation on the security of gas supply published in November 2010 (see box, page 66).

2.2. CRE participates in draft pilot framework guidelines launched since 2009

Sitting on the Council of Regulators which prepares ACER's decisions, CRE is closely involved in the framework guideline drafting process.

In the gas sector

CRE, in cooperation with the German regulator, directed work on transmission capacity allocation at interconnections. Gas exchanges at borders are currently hindered by allocation rules that vary according to Member States. This results in heterogeneous capacity on both sides of the border points and the extensive application of the "first come, first served" rule. The aim of the framework guideline is to facilitate gas exchanges by harmonising capacity allocation arrangements within the EU.

Work on the framework guideline concerning tariffs for the use of gas transmission networks also began in 2010 within ERGEG under the joint direction of CRE and the Belgian and Austrian regulators. The scope of the text must cover interconnections in order to facilitate gas exchange and promote competition based on the following principles:

- providing incentives required for the implementation of investments;
- guaranteeing the collection of income authorised for the transmission system operator;
- avoiding cross subsidies between cross-border and domestic network usage.

CRE also takes part in the preparation of the framework guideline on the balancing of gas networks, steered by the British regulator. CRE has already requested GRTgaz and TIGF to make provisions in anticipation of the contents of the framework guideline by working on the development of market balancing.

In the electricity sector

CRE contributed to the drafting of the framework guideline on the allocation of interconnection capacity and congestion management. This framework guideline, prepared in coordination with other regulators in 2010 and validated by CEER in February

2011, aims to improve the operation of cross-border markets. For this, it sets out the target models to be implemented by 2014, for the definition of price-forming zones, the calculation of interconnection capacity and the allocation of this capacity for different time frames (forward, day-ahead and intraday). These target models have already been applied at certain French borders, such as

the coupling of day-ahead markets at the Belgian and German borders (*see box, page 69*), the implicit continuous allocation of intraday capacity at the German border and compensation of long-term capacity reductions based on the difference in day-ahead market prices applied at the Belgian and Spanish borders.

**7,794
MW**

Record electricity imports attained on 6 January 2010
(i.e. 9% of consumption).

CRE also contributed to the framework guidelines on connection, approved by CEER in December 2010, and on operational security which is currently being drafted. These framework guidelines aim to facilitate market integration and improve the safety of the network by harmonising national practices.

► DECODING

Coupling of electricity markets

On 9 November 2010, one of the major market integration projects successfully came into operation: market coupling between the countries of the West Central region (Belgium, France, Germany, Luxembourg and the Netherlands). Approved by CRE on 28 October 2010, this mechanism received consensus among the electricity players at the December 2009 Florence Forum¹.

Market coupling enables the day-ahead markets of these five countries to be operated in synergy. It uses price signals to steer electricity exchanges in the most relevant direction from a cost-effective and security of supply point of view, thus ensuring optimum use of the electricity transmission network and the supply of electricity at the best cost for the community.

How much it costs, how much is earned?

Market coupling allocates interconnection capacity where electricity supply and demand cross on the market. It selects, at the regional level, the best electricity offers to meet demand by using the electricity networks optimally. This mechanism therefore generates an economic surplus for the community estimated at over €42 million per year.

To implement market coupling, transmission system operators of the West Central region invested approximately €30 million between 2007 and 2010. Therefore, this project is very profitable for

¹ – Created in 1998, the Florence Forum brings together the European Commission, national regulatory authorities and competent ministries, transmission system operators, industry companies and customers. The main topics currently examined involve the tariffs of cross-border electricity exchanges and the distribution and management of interconnection capacity.

the community since the economic surplus generated by coupling exceeded its cost from the end of the first year of operation.

A concrete example

On 19 October 2009, supply on the organised day-ahead markets was not enough to meet demand. Prices reached the French market's price cap of €3,000/MWh. However, interconnection capacity, in particular, Spanish and Italian capacity, was still underused. If France had been coupled with all of its neighbours, the efficient use of the cross-border electricity network would have enabled demand to be met in the organised market and the market price to be reduced to around €200/MWh. This is why CRE promotes the extension of market coupling.

And in future?

The next goal is to extend market coupling in Europe. Transmission system operators and exchanges, an increasing number of which are holding discussions, must work together. In this respect, the main European exchanges have launched the region coupling project², covering 80% of Europe in terms of electricity consumption. Their work will be part of the transmission system operators' project which covers the West Central region, Scandinavian countries and Great Britain. ●

² – Zone which may cover Austria, the Baltic states, Belgium, Denmark, Finland, France, Germany, Italy, Luxembourg, the Netherlands, Norway, Portugal, Spain, Sweden, Switzerland and the United Kingdom.

3. INFRASTRUCTURE DEVELOPMENT IS ESSENTIAL FOR MAINTAINING THE SECURITY OF SUPPLY

3.1. The preparation of ten-year investment plans enables medium-term investment needs to be identified

The objective of ten-year plans is to increase transparency, promote competition and strengthen the security of energy supply in the EU. The obligation to publish ten-year investment plans has been introduced at three levels in the third energy package: at the European, regional and national levels.

At the European level

Ten-year gas and electricity network development plans must be published by the ENTSOs every two years and are not binding. Ahead of the implementation of the third energy package, the ENTSOs produced pilot versions published in January 2010 for gas and in June 2010 for electricity. Extremely instructive with regard to methodology and content, they show that these plans must provide for bottom-up and top-down approaches in order to properly take into account the European dynamics of the gas and electricity industries.

ERGEG has followed this work in view of the future missions of ACER, which will be responsible for evaluating European ten-year plans. ERGEG has published recommendations for the preparation of plans and has issued opinions on the first two versions. The preparation of these plans requires considerable cooperation and harmonisation efforts in terms of planning on the part of shippers and the involvement of all stakeholders. ERGEG recommends testing several alternative scenarios and simulating the impact of supply crises in the gas sector.

At the regional level

Shippers will have to develop regional plans that will complete European plans, placing more emphasis on cross-border interconnection projects and the market integration dimension.

At the national level

French shippers will be required to submit a ten-year network development plan each year to CRE, which

will then conduct the necessary consultations and evaluate the consistency of the plans with the European ten-year plan.

In the gas sector, since 2008 GRTgaz and TIGF have prepared a ten-year plan each year that they address to CRE. In 2010, the investment needs presented in these plans amounted to approximately €8 billion, including €4 billion for projects that have already been approved (interconnection development with Spain at the Larrau point in 2013 and Biriou in 2015 and interconnection capacity development at the interconnection with Belgium at the Taisnières point).

Investment needs mainly cover:

- the connection or development of several LNG terminals (Dunkerque, Fos-Tonkin, Fos Faster, Montoir-de-Bretagne) and the merging of balancing zones for GRTgaz;
- the creation or development of interconnections with border countries (Belgium for GRTgaz and Spain for the two shippers).

➤
11 April 2011.
*Inauguration
of the new natural
gas power plant
in Montoir-
de-Bretagne.*

© GDF SUEZ,
Burbant Rudy /
Abacapress, 2011



3.2. In the electricity sector, investments have increased, in the gas sector, certain decisions have been postponed

For the gas sector, the 2010 investment programmes approved by CRE totalled €629 million for GRTgaz and €77 million for TIGF. At their mid-year execution points, the two transmission system operators revised their forecasts to €609 million for GRTgaz and €103 million for TIGF.

The programmes still mainly covered main network fluidification projects and the development of new interconnection capacity with adjacent countries. GRTgaz dedicated €127 million for the reinforcement of the network core, capacity development at the Belgian border (Taisnières) and the Spanish border (Larrau). TIGF dedicated almost half of its budget to interconnection capacity development with Spain (Larrau).



Inauguration of the strengthening of the electricity interconnection connecting the Moulaine (Meurthe-et-Moselle) high-voltage station to that of Aubange (Belgian Ardennes).

RTE and Elia, the French and Belgian electricity transmission system operators have invested €13.2 to increase exchange capacity between France and Belgium by 10 to 15%, while avoiding the construction of a new electric line. A second 225 kV line (three-phase) was therefore installed on an existing 15 km electric line connecting Moulaine and Aubange.

*© RTE Médiathèque,
Stéphane Harter, 2010*

**€8
billion**

**GRTgaz
and TIGF investment
needs over 10 years.**

The GRTgaz programme approved by CRE for 2011 is lower than that of 2010: it amounts to €482 million. The MidCat project related to the development of a new interconnection point with Spain has not been validated due to the lack of sufficient market demand. Furthermore, the investment decision for the Dunkerque LNG terminal project has been postponed to 2011 by EDF. TIGF's programme stands at €90 million for 2011.

In the electricity sector, RTE has completed the implementation of measures initiated in 2007. They aim to reinforce the network in the north of France, which sees major energy flows related to production in this area and cross-border exchanges. RTE has also decided to adapt the network to welcome additional production in this area. In the Provence-Alpes-Côte d'Azur region, in 2010 work was started on the creation of a new 400 kV zone to allow production connection in the Fos-Lavéra zone (scheduled for completion in 2011).

For 2011, the RTE investment programme approved by CRE amounts to €1.255 billion. The year 2011 will be marked by the start of two significant undertakings: the 400 kV double-circuit power transmission line, called Cotentin-Maine, aimed at integrating a third production plant in Flamanville, and the France-Spain interconnection through the eastern Pyrenees (Baixas-Santa Llogaia).

3.3. A new tariff service has been introduced on the GRTgaz network to meet users' needs

Since 2006, connection requests to GRTgaz and TIGF have been made for many projects for electricity production plants using natural gas. These projects are part of the pluriannual investment plan for the gas sector adopted in 2009 by the public authorities.

Given networks' gas consumption level and flexibility requirements (consumption variations) during the day, constraints in the operation of the networks were identified in 2008 by shippers.

A study conducted by GRTgaz and TIGF at CRE's request, shows that the combined cycle gas turbine plants lined up will generate considerable intraday (during the day) flexibility requirements, exceeding in 2012 the needs of the traditional market (13 TWh), reaching up to 21 TWh in 2015. To meet these new requirements, GRTgaz will have to adapt the management of its network and rely on external flexibility sources.

In this context, consultation with market players was carried out in order to cover the costs generated on GRTgaz's network, and to guarantee the flexibility

required by gas power plants. In the tariffs on the transmission network which entered into effect on 1 April 2011, CRE therefore introduced an intraday flexibility service aimed at sites with strong flexibility needs, including gas power plants.

For this, shippers make their flexibility sources existing on the French transmission network open to competition and use them optimally. This service is billed according to use and is set so as to cover only the costs generated by sites with strong flexibility needs.

It is part of the general daily balancing system for the gas market in France, in which it is the responsibility of shippers to meet the intraday flexibility needs of network users under transparent and non-discriminatory conditions.

Plants	Electric power (MWe)	Date of commercial operation
Plants in operation (or being tested)	4,917	
EDF Genevilliers	CT 210	Re-starting scheduled in April 2011
GDF SUEZ DK6	CCGT 790	2005
POWEO Pont-sur-Sambre	CCGT 412	September 2009
GDF SUEZ Cyclofos Fos	CCGT 480	September 2009
E.ON LA SNET St-Avold	CCGT 860	March 2010
GDF SUEZ Combigolfe Fos	CCGT 425	July 2010
GDF SUEZ Montoir	CCGT 435	November 2010
EDF Blénod	CCGT 430	April 2011
ALPIQ Bayet	CCGT 410	April 2011
EDF Martigues I	CCGT 465	July 2011
Plants being constructed or pending start of tests	1,248	
POWEO Toul Croix de Metz	CCGT 413	First half 2013
EDF Montereau	CT 370	September 2011
EDF Martigues II	CCGT 465	First half 2012

CCGT plant: combined cycle gas turbine

CT: combustion turbine

Source: GRTgaz

Combined cycle gas turbine plants in France (as at 31/12/2010).

This new service is expected to address the increasing use of gas aimed at replacing electricity production generated from combustible fossils and make up for the intermittent nature of renewable energy. ●

INTERVIEW WITH...

CÉCILE GEORGE, Director for Electricity Grid Access, CRE
FLORENCE DUFOUR, Assistant Director of Gas Infrastructure and Networks, CRE



What is an exempt infrastructure?

European legislation provides that developers of electricity or gas infrastructure projects (interconnections, natural gas storage and LNG terminals) can request an exemption from certain regulatory obligations concerning third party access to this infrastructure and the tariffs for this access established or approved by the regulator. For electricity, the exemption may also concern the use of revenue generated from the use of the infrastructure.

What are the issues related to exempt infrastructure?

CRE considers that granting an exemption may contribute to the construction of projects whose feasibility may be limited within the context of a regulated framework. For both exempt and regulated infrastructure, the use and allocation of capacity must be optimised so that they contribute fully to the security of supply in France and to European market integration. The analysis prior to the granting of an exemption therefore pays particular attention to the security of supply and competition. The exemption must not lead to distortions

to the benefit of a specific player, nor jeopardise the proper operation of the networks to which the new infrastructure is connected.

How is the principle of exemption applied in practice?

Exemptions have been granted to most LNG terminal projects in Europe over the last few years, but much fewer electricity and gas interconnections between Member States and gas storage installations have been granted exemptions.

In France, several LNG projects have been developed and Dunkerque LNG obtained full exemption from third party access in March 2010. In 2010, two public discussions were held: one for Fos Faster, a project proposed by Vopak and Shell, and the other for the extension of the operation of the Fos-Tonkin terminal. The Fos Faster company intends to operate this terminal within the framework of an exemption. Fos-Tonkin, an existing terminal, is operated under a regulated framework.

For electricity, the law assigns to RTE the responsibility for regulated interconnections. An exemption is therefore required to enable other investors to undertake an interconnection project.

On 30 September 2010, CRE published an announcement on the regulation of new exempted interconnections. These guidelines provide for a transparent and non-discriminatory regulation framework giving the visibility required to project developers while protecting the interests of users of the electricity transmission network.

In practical terms, investors will not be subject to the tariff for the use of the transmission network nor the reinforcement costs required for their connection, but CRE will only grant an exemption if the overall impact for the network's users is positive. ●

Annex

- ▶ **Summary of CRE's main deliberations in 2010** 75
- ▶ **Glossary** 80
- ▶ **Abbreviations and acronyms** 88
- ▶ **Detailed table of contents** 89

Summary of CRE's main deliberations in 2010

Deliberation of 29 April 2010 providing guidelines on the development of a new gas interconnection enabling firm capacity to be created from France to Belgium.

CRE and the Belgian energy regulator (CREG) were in favour of a new gas interconnection in Veurne at the French-Belgium border connecting both networks, if the open season, conducted in 2010, showed that there was sufficient transmission capacity demand from market players.

By allowing gas to be exported from France to Belgium, the project would facilitate exchanges between the two countries and contribute to strengthening the security of supply and gas market integration in Europe.

CRE and CREG greatly wished for that new capacity to be developed between the adjacent transmission networks within a regulated and consensual framework, ensuring transparent and non-discriminatory access to all players.

The regulators hoped for the open season to be conducted in close collaboration between the Belgian shipper (Fluxys) and the French shipper (GRTgaz) under their surveillance, in compliance with the Guidelines for Good Practice on Open Seasons Procedures (GGPOS) published by the European Regulators' Group for Electricity and Gas (ERGEG). In an effort to ensure consistency with recent European developments, they considered it essential for the project to immediately take into

account the framework guidelines proposed by ERGEG on the management of gas transmission capacity allocation in Europe.

CRE and CREG requested Fluxys and GRTgaz to work on ensuring the smooth running of the open season in consultation with market players with a view to the launching of the first phase before the summer.

Deliberation of 29 April 2010 providing guidelines on the development of gas interconnections with Spain as part of the 2015 open season

The development of gas interconnections with Spain was the priority of work conducted by the ERGEG South Gas Regional Initiative. The project was backed by French and Spanish public authorities and the European Commission.

The development of interconnections between France and Spain aimed to step up the integration of the Iberian, French and North-European markets. In that regard, the project would improve the security of supply for France and the Iberian Peninsula and develop the French gas market in the southern part of the country. The development plan coordinated by the French and Spanish transmission system operators published in 2007 provided for the consolidation of the Western axis (Larrau and Biriatou) by 2013 and the creation of a new Eastern axis (Perthus) for 2015 (called the Midcat project).

The guidelines concerning the 2015 open season regarding the development of interconnections with Spain covered the capacities sold and the conditions for the validation of capacity allocation.

With regard to capacity sold, based on the binding requests received, capacity created in the France to Spain direction (from GRTgaz South to Spain) could be adjusted since intermediary levels of investment were possible. Therefore, in accordance with Article 2 of the French law dated 3 January 2003, the allocation rules for the 2015 open season for the development of interconnections with Spain were sent to CRE then published by the transmission system operators prior to the launch of the open season.

Concerning the conditions for the validation of capacity allocation, if the 2015 open season results were validated, the tariff charge for entry to France from Spain applicable to all available capacity as from 2015 would be based on the tariff that would be applicable at that date at the other land entry points in addition to the tariff increase applied to validate the 2010 open season economic test.

An economic test would also be applied to the development of capacity between GRTgaz Nord and GRTgaz Sud. The same principle of a cost coverage threshold of 70% to validate allocations was envisaged. However, there was no plan to increase the price of that capacity to validate the project by economic test.

Furthermore, the distribution terms between TIGF and GRTgaz of income from the Midcat project would have to be defined. Through the pricing structure in effect, TIGF would receive most of the income from the sale of capacity created at the new interconnection whereas most of the investments would be made by GRTgaz.

Deliberation of 15 April 2010 on the approval of the processing procedure for requests for electricity production installation connection to the public electricity transmission network.

Since the entry into effect of the specifications contained in the Annex of the third amendment made on 30 October 2008 to the agreement dated 27 November 1958 awarding concession to RTE EDF Transport (RTE) of the public electricity transmission network, CRE had been in charge of approving the processing procedures for requests for connection to users' public transmission networks and public distribution networks. In that framework CRE specified, in a deliberation on 11 June 2009, the approval conditions and the minimum content of those procedures.

In that context, RTE submitted to CRE for approval in April 2010 a draft procedure for processing requests for electricity production installation connection to the public transmission network.

CRE approved the draft procedure since, by explaining the method of classing the "connection queue" and in limiting unjustified attempts to reserve injection capacity, it established an appropriate framework for assessing connection requests, which contributed to improving the transparency and non-discrimination of access to the public electricity network.

Deliberation of 17 June 2010 approving the rules for interconnection capacity allocation in the West Central region and also import/export rules.

In accordance with Article 30 of the specifications contained in the Annex to the agreement of 27 November 1958 awarding concession to RTE EDF Transport SA of the public electricity transmission network, and adopting the wording of decree No. 2006-1731 of 23 December 2006 approving the standard concession specifications of the public

electricity transmission network, RTE submitted to CRE for approval on 31 May 2010, a proposal concerning the rules for capacity allocation for the West Central region, including in particular the France/Germany and France/Belgium borders. The proposal defined the conditions for access at interconnections and the criteria for allocation for the different timeframes (annual, monthly and daily if market coupling was unavailable). RTE also submitted to CRE for approval on 30 March 2010 a proposal for import/export rules.

CRE approved the West Central rules concerning capacity allocation for the France/Germany and France/Belgium interconnections submitted to it on 31 May 2010, whose entry into force was scheduled for when West Central market coupling started, subject to the approval of the other regulators in the region.

Furthermore, CRE approved the import/export rules submitted to it on 30 March 2010 whose entry into force was scheduled for the when West Central market coupling started.

Deliberation of 11 August 2010 giving CRE's opinion of the draft order on regulated tariffs for the sale of electricity.

The Minister for the Economy and the Minister for Energy solicited CRE for its opinion on a draft order concerning regulated tariffs for the sale of electricity, in compliance with Article 4 of the French law No. 2000-108 of 10 February 2000, to enter into force on 15 August 2010.

The draft order established the price lists of regulated tariffs excluding tax for the sale of electricity applicable by EDF and non-nationalised distributors. The price lists envisaged resulted from a change in structure and in the level of price lists in effect. The level of tariffs envisaged by the government was to be increased by an average 3% for residential blue tariffs, 4% for non-residential blue tariffs, 4.5% for yellow tariffs and 5.5% for green tariffs.

To prepare its opinion, CRE consulted the different players concerned and on 11 August 2011, it heard EDF, associations for non-nationalised distributors, alternative suppliers and competent authorities.

CRE issued a favourable opinion for the draft order submitted to it, in considering the following elements:

- the tariff structure envisaged for 2010 had developed under the dual constraint of the convergence of all clients' baseload consumption throughout the year and the elimination of tariff traps;
- CRE however considered that specific attention should be paid to the development of tariff arbitration at the following structure change, in order to encourage more virtuous behaviour;
- the planned increase, once again higher for yellow and green tariffs than for blue tariffs, would cover supply costs for the blue, yellow and green categories, and was in line with the implementation of the decision by the Conseil d'Etat on 1 July 2010, instructing the Minister of State and the Minister for Ecology, Energy, Sustainable Development and the Sea, to issue a new tariff order within two months as from the notification of the decision.

Deliberation of 31 August 2010 on the audit of the formula used to calculate the change in GDF SUEZ's regulated tariffs for the sale of natural gas.

French Decree No. 2009-1603 of 18 December 2009 overseeing the setting of regulated tariffs for the sale of gas, provided that the gas supply costs to be covered by the tariffs were to be calculated using a formula.

The formula used by GDF SUEZ in 2010 was established by the operator and sent to CRE on 21 July 2008. It had been designed to be applied to the years 2008, 2009 and 2010. An audit had been performed on the formula by CRE, the conclusions of which had been published in a deliberation on 17 December 2008. The audit had followed an initial audit conducted by CRE in 2005 on the formula

previously used, of which the main conclusions had been published in a CRE deliberation of 28 February 2006.

CRE periodically audited formulas used by GDF SUEZ and previously, by Gaz de France. The first audit of the formula established in 2008 had occurred at a time when GDF SUEZ was incorporating into the formula an additional indexing to the price of oil (Brent) expressed in euros, compared to previously used indices: heavy fuel oil (low sulphur), heating oil and the euro/dollar exchange rate. In its deliberation of 17 December 2008, CRE had concluded that the new formula provided a correct estimation of GDF SUEZ's supply costs on the French market. CRE had also specified that that tariff formula did not take into account any profit or losses related to the arbitration between the different supply modes. That deliberation had also specified that the verification of the robustness of the formula would be subject to a new audit, given the major fluctuations in the price of oil.

CRE made several recommendations:

- a new formula would be implemented to take into account the new indexing of certain long-term contracts to wholesale gas market prices;
- the difference observed between the formula and the actual costs of long-term contracts for gas imported into France would be examined annually to enable changes to be made to the formula if necessary;
- the impact on the average import price of supply sources other than gas imported through long-term contracts would be measured.

**Deliberation of 30 September 2010
on the application of Article 7 of Regulation
(EC) No. 1228/2003 dated 26 June 2003
and on conditions for access to the French
public electricity transmission grid for
new exempt interconnections**

Article 14 of the amended French law No. 2000-108 dated 10 February 2000, relating to the modernisation

and development of the electricity public service, entrusted the operator of the public electricity transmission system with developing the public transmission grid in order to enable interconnection with other networks in particular.

Article 7 of Regulation (EC) No. 1228/2003 of the European Parliament and Council dated 26 June 2003 on the conditions for access to the network for cross-border exchanges in electricity, set the terms under which a new interconnection could be exempted by the national regulatory authorities, from all or part of the regulation in force in terms of third party access, approval of tariff-setting mechanisms, and use of revenue from the allocation of interconnection capacity.

Pursuant to Article 7 of Regulation (EC) No. 1228/2003 and in the absence of conflicting legislative provisions, the national regulatory authority in principle, had the power to process applications and grant exemptions to new interconnections.

During the public consultations carried out by CRE from 2 April to 2 May 2009 and from 3 May to 3 June 2010, electricity market players expressed their views on the exemption conditions and the grid access conditions applicable to new exempt interconnections. CRE took those contributions into account when drawing up the deliberation.

**Deliberation of 28 October 2010 approving
the daily implicit allocation method
for interconnection capacity within
the West Central region.**

In accordance with Article 30 of the third amendment made on 30 October 2008 to the agreement of 27 November 1958 awarding concession to RTE EDF Transport SA of the public electricity transmission network, adopting the wording of decree No. 2006-1731 of 23 December 2006 approving the standard concession specifications of the public electricity transmission network, RTE requested CRE's approval, on 19 October 2010, of the implicit

allocation method for daily interconnection capacity (market coupling) within the West Central region (France, Benelux and Germany) and the arrangements for collecting inherent operation costs.

CRE welcomed RTE's proposal and approved the implicit allocation method for daily interconnection capacity allocation within the West Central region. The launch of market coupling in the West Central region took place on 9 November 2010.

CRE however requested RTE:

- to monitor in detail the impact of coordinated capacity calculation adjustments and to transmit to it the corresponding reports;
- to evaluate the economic gains of market coupling
- by estimating the social well-being generated by cross-border exchanges and the congestion cost
- and to publish them monthly.

Furthermore, CRE reiterated the agreement reached in the West Central region regarding the effect of the size of the price zone. The preliminary results of the study are scheduled for summer 2011.

French Decree No. 2009-1603 of 18 December 2009 overseeing the setting of regulated tariffs for the sale of gas, provided that the gas supply costs to be covered by the tariffs would be calculated using a formula.

The formula used at the time had been designed to be applied in 2008, 2009 and 2010. Two audits had been performed on the formula by CRE, the conclusions of which had been published in the deliberations of 17 December 2008 and 31 August 2010.

CRE therefore issued a favourable opinion on the draft order. It considered that the new tariff formula provided a correct estimation of GDF SUEZ's supply costs for long-term contracts for gas imported into France, some of which were indexed to gas market prices.

However, CRE would check the relevance of the formula at regular intervals during 2011. Lastly, CRE considered that the choice of market reference should be examined periodically. In particular, the reference to indices specific to the French wholesale gas market, whose liquidity was increasing, could be envisaged in the long term.

Deliberation of 2 December 2010 on CRE's opinion concerning the draft order relating to GDF SUEZ's regulated tariffs for the sale of natural gas for public distribution.

Pursuant to Article 7 of the French law No. 2003-8 of 3 January 2003 on gas and electricity markets and the public energy service, CRE was called upon for its opinion on 16 November 2010, by the Minister of the Economy, Finance and Industry and the Minister attached to that Minister, responsible for Industry, Energy and the Digital Economy, on a draft order concerning GDF SUEZ's public distribution tariffs.

The draft order set the new tariff formula for estimating the change in GDF SUEZ's supply costs to be taken into account to establish public distribution tariffs. Moreover, the draft order provided that the price lists entered into effect on 1 July 2010 would not change on 1 January 2011.

Glossary

Advanced metering

Advanced metering aims, at a minimum, to provide customers each month instead of every six months, with accurate information on their gas consumption, with a view to improving the quality of billing and enabling clients to better control their energy consumption. An advanced metering system stores data (index, load curves), records information (supply disruption, exceeding of capacity) and may be set, interrogated and controlled remotely (two-way operation). Advanced metering involves the installation of smart meters that can store measurement information and the establishment of data transmission systems enabling fast and reliable circulation of information contained in the meters between users, system operators and suppliers.

Agency for the Cooperation of Energy Regulators

(ACER)

The Agency for the Cooperation of Energy Regulators (ACER) is a Community body with a legal personality, established by EC Regulation No. 713/2009 and set up in 2010. ACER has been operational since 3 March 2011. Its headquarters is in Ljubljana, Slovenia.

ACER's objective is to assist national regulatory authorities to exercise and coordinate their regulatory tasks at the community level, and if necessary, complement their actions. It plays a key role in the integration of electricity and natural gas markets.

Its competences consist in:

- drafting and submitting non-binding framework guidelines to the European Commission;
- participating in the creation of European electricity and natural gas network codes in compliance with framework guidelines;
- taking binding individual decisions on terms and conditions for access and operational security for cross-border infrastructure if national regulatory authorities cannot agree or jointly request the intervention of the Agency;
- take decisions on exemptions when the infrastructure concerned is located within the territory of more than one Member State and if the national regulatory authorities cannot agree or jointly request the intervention of the Agency;

- providing opinions to ENTSO-G (European Network of Transmission System Operators for Gas) and ENTSO-E (European Network of Transmission System Operators for Electricity), in particular with regard to network codes and the Community-wide network development plan;
- monitor the execution of tasks of ENTSOs;
- monitor regional cooperation of ENTSOs;
- advise European institutions on matters concerning the internal electricity and natural gas markets;
- monitor, in cooperation with the European Commission, Member States and national regulatory authorities, the internal electricity and natural gas markets, in particular the retail prices of electricity and natural gas, network access, including access to electricity generated from renewable energy sources, and respect of consumer rights.

Alternative supplier

Suppliers that are not incumbent suppliers are considered as alternative.

Autorité des marchés financiers (AMF)

Established by the French Financial Security Act No. 2003-706 of 1 August 2003, the Autorité des marchés financiers was formed from the merger of the Commission des opérations de bourse (COB), the Conseil des marchés financiers (CMF) and the Conseil de discipline de la gestion financière (CDGF).

The Autorité des marchés financiers (AMF) is an independent administrative authority. This independent public body has a legal personality and financial autonomy. Its missions are to:

- safeguard investments in financial instruments;
- ensure that investors receive information;
- ensure the smooth running of financial markets.

It takes part in the regulation of these markets at the European and international levels.

Clean development mechanism (CDM) and joint implementation (JI) mechanism

The clean development mechanism (CDM) enables industrialised countries to invest in emission reduction projects in developing countries, in exchange for certified emission reductions (CERs) which can then be used for conformity purposes by the players concerned. The joint

implementation (JI) mechanism works in the same way, except that the projects are conducted in industrialised countries and generate Kyoto units called emission reduction units (ERUs).

CO₂ emission quota

1 quota = 1 tonne of CO₂. The allocation method is described for each country in a national quota allocation plan, validated by the European Commission.

Combined cycle gas turbine (CCGT)

Thermal power plant running on gas-fired turbines, in which electricity is generated in two consecutive cycles: first, through combustion gas in the turbines; and second, using the steam produced by this combustion gas. This process achieves high thermal efficiency (55 to 60%, compared to only 33 to 35% for conventional thermal power plants).

Connection queue

Requests by a production installation for connection to the grid are managed by the system operators based on a queue. A system operator's queued power is the cumulated power of all installations in the queue.

Council of European Energy Regulators (CEER)

The Council of European Energy Regulators (CEER) is an association created in 2000 by national energy regulators from Member States of the European Union and the European Economic Area. CEER's organisational structure includes a General Assembly (the sole decision-making body), an Executive Board, Working Groups specialised in a range of fields (including electricity and gas, consumer rights, international strategy, etc.) and a Secretariat located in Brussels. A work programme is published every year. In accordance with the association's statutes, decisions are taken by consensus or, failing that, by qualified majority vote.

Distribution grid access contract

Contract signed between an operator of a public electricity distribution grid and a grid user. It sets the legal, technical and economic conditions for access to and use of the grid.

DSO-S contract

(Distribution System Operator – Supplier)

In the electricity sector, a two-way contract between a distribution system operator (DSO) and a supplier (S), which outlines the rights and duties of the parties in terms of network access and use, and the exchange of information required, in relation to the delivery points of clients connected to the distribution network, in order to enable suppliers to propose to clients for whom it ensures exclusive supply, to sign a single contract covering electricity supply, access to and use of the distribution network.

Electricity public service contribution

Created by the French law No. 2003-8 of 3 January 2003, the electricity public service contribution aims:

- to compensate the electricity public service charges paid by incumbent suppliers, EDF for the most part, Electricité de Mayotte and local distribution companies;
- to compensate part of the charges related to the transitory regulated tariff for market adjustment (TaRTAM), once the electricity public service charges have been compensated (in practice, the electricity public service contribution has not compensated the charges related to TaRTAM since 2009);
- to fund the budget of the national energy ombudsman (le médiateur national de l'énergie).

Electricity public service charges cover:

- extra costs resulting from policies to support cogeneration and renewable energy and extra costs resulting from "dispatchable" contracts ;
- extra production costs in zones not interconnected to the French continental metropolitan electricity grid, resulting from the national tariff equalisation scheme (Corsica, overseas departments, Mayotte, Saint-Pierre and Miquelon and the Molène, Ouessant and Sein islands off Brittany). The tariffs in these zones are the same as in continental France although the production costs are higher;
- suppliers' loss of income and costs paid by due to the implementation of the special basic commodity tariff and suppliers' participation in the mechanism introduced in favour of persons in situations of financial uncertainty;
- management costs of the Caisse des dépôts et consignations (a French financial organisation serving the general interest and economic development).

Electricity transmission and distribution grid

System designed for the transmission of electricity between power plants and consumption sites. It consists of power lines that provide connections at given voltage levels and substations consisting of voltage transformers, connection and cut-off devices, measuring instruments, command and control equipment and equipment to compensate reactive energy. There are three grid hierarchies:

- bulk transmission and interconnection grid which routes large amounts of energy at 400 kV or 225 kV over long distances, with a little loss;
- regional distribution grids that distribute energy at a regional level over 225 kV, 90 kV and 63 kV power lines, supplying the public distribution grid and large industrial customers;
- distribution grids at 20 kV and 400 V supplying final customers with medium voltage (SME-SMI), or low voltage (household customers, tertiary sector and small industrial facilities).

European network codes

Created by European associations of gas and electricity transmission system operators, European network codes are common rules on different cross-border matters listed in Community regulation. They may become legally binding through a Comitology procedure if the Agency for the Cooperation of Energy Regulators (ACER) makes such a recommendation to the European Commission.

European Network of Transmission System Operators (ENTSO)

There is a European Network of Transmission System Operators for Electricity (ENTSO-E) and for Gas (ENTSO-G). Transmission system operators cooperate at the level of the European Union, via the ENTSOs, to promote the creation and the operation of the internal electricity and natural gas markets and cross-border exchanges, and to provide optimum management, coordinated exploitation and a solid technical development of the electricity and natural gas transmission systems. Within this framework, the ENTSOs create European network codes, on the basis of the framework-guidelines laid down by the Agency for the Cooperation of Energy Regulators (ACER) and working closely with the latter.

European Regulators' Group for Electricity and Gas (ERGEG)

The European Regulators' Group for Electricity and Gas (ERGEG) was created by the European Commission as part of the implementation of the 2003 directives.

ERGEG's role is to advise and assist the Commission in consolidating the internal energy market by contributing to the full implementation of European directives and regulations, and preparing future legislation in the areas of electricity and gas. ERGEG is composed of the European Commission and the independent regulators from the 27 European Union Member States. Member States of the European Economic Area and countries that have applied for membership to the Union are invited as observers. To achieve its objectives, which are also part of a public work programme, ERGEG has a structure similar to that of the Council of European Energy Regulators (CEER). In addition, ERGEG widely consults energy sector players on issues where its opinion is required. These opinions also involve the European Commission, which can then give them legally binding status through the Community comitology process. ERGEG will no longer exist once the Agency for the Cooperation of Energy Regulators (ACER) is operational.

Framework guidelines

Drafted by the Agency for the Cooperation of Energy Regulators (ACER), these non-binding guidelines set clear and objective principles with which the European network codes prepared by the European Networks for Transmission System Operators for Electricity (ENTSO-E) and for Gas (ENTSO-G) must conform.

Gas title transfert point (PEG)

Exchanges on the wholesale natural gas market are performed at virtual points on the French gas transmission called gas title transfert points (PEGs). This is where exchanges between gas suppliers occur and where gas is supplied to transmission system operators for daily balancing.

There is a PEG in each of the French network's balancing zones: the North PEG and the South PEG located on GRTgaz's transmission network and the South-West PEG located on TIGF's transmission network.

Incumbent supplier

For electricity, incumbent suppliers are EDF, local distribution companies and their subsidiaries; for gas, the incumbents are GDF SUEZ, Tegaz, local distribution companies and their subsidiaries. An incumbent supplier is not considered an alternative supplier outside its incumbent service area.

Independent Administrative Authority

In France, an independent administrative authority is a State institution, empowered by the State to regulate sectors considered essential and in which the government wishes to avoid direct intervention.

Independent administrative authorities have three characteristics. These are:

- authorities: they have a certain number of powers (recommendation, decision, regulation, sanction);
- administrative: they act on behalf of the State and certain competences devolved upon the administration are delegated to them (e.g. regulatory power);
- independent: both from the sectors monitored but also from the public authorities.

Independent administrative authorities are separate to traditional administrative structures and are not subject to the authority of the State. Their members are not dismissible.

Interconnection

Equipment used to connect two electrical grids or pipes connecting two gas transmission networks.

Liquefied natural gas (LNG)

Natural gas brought to its liquid state by cooling to -160°C, mainly so that it can be carried in LNG tankers.

LNG terminal

A port facility used to receive and store liquefied natural gas, and transport it to the main network after regasification.

Local distribution company

Private company or public corporation that distributes and/or supplies electricity or gas within a given geographical area, not served by ERDF or GrDF.

Main and regional gas transmission network and gas distribution network

- the main transmission network is a set of large-diameter, high-pressure pipes linking interconnection points with neighbouring networks, underground storage facilities and LNG terminals, and to which the regional transmission networks, distribution networks and high-consumption industrial customers are connected;
- the regional transmission network is part of the transmission network used to transport natural gas to the distribution networks and high-consumption final customers;
- the distribution network is a set of medium- and low-pressure pipes transporting gas to final customers and to other distribution networks, as necessary. It comprises mainly distribution pipes, connection pipes, riser pipes, pressure regulators and meters, valves and accessories.

Market-price contract

Prices of market-price contract are set freely by suppliers within the framework of a contract.

Médiateur national de l'énergie (National energy ombudsman)

An independent administrative authority, the national energy ombudsman is charged with recommending solutions to disputes concerning the performance of electricity or natural gas supply contracts and with contributing to informing customers of their rights. All individual customers as well as small professional customers that have subscribed to electricity power equal or less than 36 kVA, or using less than 30,000 kWh of natural gas per year may address the ombudsman. The ombudsman's scope of competence is defined by the energy sector law of 7 December 2006.

Metering

Measurement of the production or consumption of gas or electricity.

National quota allocation plan (NQAP)

The allocation of CO₂ quotas is defined in a plan that sets a maximum number of quotas based on the reduction potential and growth forecast of the sectors concerned, then distributes these quotas among these sectors. In

each sector, the allowance is then distributed in proportion to the emissions of each installation. Lastly, the quotas are delivered by wire transfer from the State's account to an account open for each installation in a national registry.

New information and communication technologies (NICTs)

These are generally defined as all of the mechanisms and computer systems for the storage, communication, processing and management of data. They constitute a converging set of technologies in microelectronics, computing (hardware and software) and telecommunications. In short, it is an interaction between electronics and informatics.

Nome Law

The French Law No. 2010-1488 of 7 December 2010 on the organisation of the electricity market, called the Nome Law, aims to effectively open the market, since EDF, the market's incumbent operator, has a near monopoly of the electricity production sector in France. As the European Commission considered following an investigation procedure concerning State aid, the existence of regulated tariffs combined with the lack of access of EDF's competitors to electricity sources as cheap as the incumbent nuclear reactors, is an obstacle to the development of effective competition.

The Nome Law, resulting from the work of the Champsaur Commission must therefore:

- give alternative suppliers regulated access to incumbent nuclear electricity (ARENH), on a transitional basis with a limited volume, under the same conditions as for the incumbent supplier EDF, in order to ensure genuine competition downstream and in all individual and professional client segments;
- preserve EDF's incumbent nuclear fleet (ensure funding of the existing fleet by enabling EDF to secure its long-term commitments for the dismantling and management of waste and also to make the necessary investments required for extending the operating life of the reactors of its incumbent fleet);
- maintain competitive prices in France for final customers.

The Nome Law provisions include, among others, the maintenance of regulated sale tariffs for small customers

(blue tariffs) and the elimination of regulated tariffs for large customers as at 31 December 2015 (green and yellow tariffs).

The ARENH mechanism is based on three pillars:

1. an ARENH volume for each supplier ensuring equality among electricity market players;
2. an ARENH price reflecting the economic conditions for the production of electricity by nuclear plants;
3. a new regulated tariff architecture.

Non-nationalised distributor

See local distribution company.

Open season

Procedure aiming to dimension new infrastructure according to market needs and to allocate the corresponding capacities in a non-discriminatory manner.

Photovoltaic peak power

Unit of measurement of the maximum power of a photovoltaic installation. For example, an installation of 1 kWp (kilowatt-peak) can produce annual energy of 850 kWh in the north of France and 1,250 kWh in the south.

Pluriannual investment programme

Under French law, objectives set by the Minister for Energy in terms of the distribution of electricity generating capacity according to primary energy source and, if necessary, according to the generating technology and geographical area. The pluriannual investment programme is in line with the Grenelle Environment and the adoption of the European Union's energy and climate package in December 2008. It outlines the objectives of the energy policy (security of supply, environmental protection and competition) in terms of the development of the electricity production mix by 2020. It contributes to leading France to develop a plan for non-carbon energy production from renewable or nuclear energy.

In terms of renewable energy, the pluriannual investment programme provides for the following development objectives for 2020:

- 25,000 MW of wind energy with 19,000 MW on land and 6,000 MW offshore;

- 5,400 MW of solar energy;
- 2,300 MW of biomass;
- 3 TWh per year and 3,000 MW of peak capacity for hydraulic energy.

Prada Commission

A CO₂ market regulation mission was entrusted to Michel Prada, the honorary Finance Inspector-General and former Chairman of the Autorité des marchés financiers (AMF). He submitted his report comprising 28 recommendations to the Minister for the Economy and the Minister for Energy in April 2010.

To complete his work, Michel Prada drew on a commission made up of roughly 50 members representing all CO₂ market players (industrialists, financial players, regulatory authorities).

The Prada Commission recommended:

- promoting a stabilised organisation of the European CO₂ market before 2013, by harmonising the legal, accounting and tax framework;
- better supervision of CO₂ market participants;
- improved transparency of market fundamentals;
- implementing an appropriate framework for the prevention and suppression of market abuse;
- setting up a European system for the supervision of the CO₂ market;
- promoting international coordination on CO₂ market regulation.

The recommendations submitted for consultation received the consensus of the different stakeholders.

The law on banking and financial regulation was adopted on 22 October 2010 by the French Parliament following the recommendations of the Prada Commission.

Producer

Natural person or legal entity that produces natural gas or electricity.

Public service contract between the State and GDF SUEZ Article 16 of the French law of 3 January 2003 on gas and electricity markets and the public energy service, and

the decrees implementing this law, set forth the public service obligations imposed on transmission and distribution operators and suppliers of natural gas.

Article 1 of the French Law of 9 August 2004 on the public electricity and gas service and electricity and gas companies provides for the formalisation of these services and company obligations in a public service contract covering the following points in particular;

- public service requirements in terms of security of supply, consistency and quality of the service rendered to customers;
- the means of ensuring public service access;
- the pluriannual development of regulated tariffs for the sale of gas;
- companies' research and development policy;
- environmental protection policy, including the rational use of energy and the fight against the greenhouse effect.

The current public service contract signed between the State and GDF SUEZ covers the 2010-2013 period. It may be extended for a period of six months if a new contract is not signed.

It aims to be the long-term reference in terms of GDF SUEZ SA commitments, concerning activities managed directly, as well as activities falling within the scope of the distribution system operator (GrDF), the transmission system operator (GRTgaz), the storage subsidiary (Storengy) and the subsidiary in charge of the operation and development of LNG terminals (Elengy), in order to ensure the continuity of the public service missions entrusted to it by the legislator.

Purchase obligation

Legislative and regulatory provision requiring EDF and local distribution companies (LDCs) to purchase electricity produced by certain production sectors (wind, photovoltaic, biomass, etc.) under imposed tariff and technical conditions.

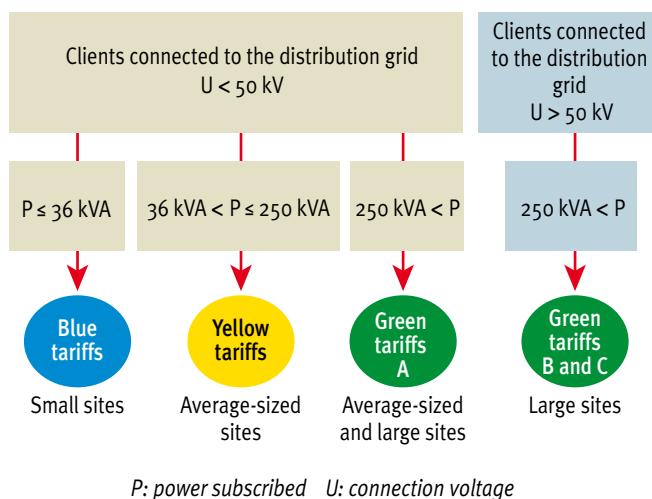
Quality of electricity

Quality level of the electricity delivered to the network, evaluated in terms of the frequency and the duration of long and short outages as well as the quality of the voltage wave.

Regulated sale tariff offer

The prices of regulated tariff offers are set by the public authorities.

For electricity, the main categories of regulated tariffs depend on the power subscribed and the connection voltage.



With the entry into force of law No. 2010-1488 of 7 December 2010 concerning the new organisation of the electricity market (Nome Law), yellow and green tariffs will be eliminated as from 1 January 2016.

For gas, there are two types of regulated tariffs:

- public distribution tariffs for residential and professional clients connected to the distribution network using less than 4 GWh per year;
- subscription tariffs for professional clients connected to the gas transmission network and those connected to the distribution network using more than 4 GWh per year. These tariffs are no longer available: only clients to whom these tariffs are currently applied may keep their contract.

Renewable energy

Renewable energy sources comprise the following: wind, sun, geothermal, aerothermal, hydrothermal, marine and hydraulic, as well as energy from biomass, landfill gas, gas from sewerage treatment stations and biogas.

Retail market

The retail electricity and natural gas market is divided into two client segments:

- residential clients, which are the consumption sites of individual clients;
- non-residential clients, combining all other clients: professionals, large industrial sites, administrations, etc.

Security of supply

Capacity of electricity and gas systems to continuously meet foreseeable market demand.

Smart grids

These are public electricity grids to which are added functions derived from new information and communication technologies (NICTs). The aim is to ensure balance between electricity supply and demand at all times and to provide a safe, sustainable and competitive supply to customers. Making grids smart entails improving the integration of energy systems and the participation of grid users. These grids must be thoroughly reconfigured to integrate large-scale decentralised production from renewable sources, and to promote supply that is adapted to demand by providing final customers with tools and services enabling them to follow their personal consumption and therefore act accordingly.

Supplier

A legal entity, holding a licence for the gas sector, or registered with the public authorities for the electricity sector, supplying at least one final customer with electricity or gas, using either energy it produces itself or energy that it has purchased.

Take or Pay clause

Clause in a gas or electricity supply contract in which the seller guarantees the availability of gas to the buyer, who in turn guarantees payment of an agreed minimum quantity of energy, whether or not the buyer takes delivery.

Telemetering

Remote reading of the quantity of electricity injected into and withdrawn from the grid, measured by meters. This metering method, often associated with meters that record load curves and not only indices, is mainly

used by sites with a high level of consumption and production sites.

Third energy package

The third energy package aims to foster homogenous competition conditions in European Union Member States, with a view to the achievement of an internal energy market. It is composed of two directives concerning the electricity and gas markets, two regulations on the conditions for access to natural gas networks, and the conditions for access to the network for cross-border exchanges in electricity, as well as a regulation establishing the Agency for the Cooperation of Energy Regulators (ACER).

Transitory regulated tariff for balancing markets

(TaRTAM)

Specific tariff for all final electricity customers that have exercised their eligibility and wish to return to the regulated sale tariff. Implemented on 1 January 2007, it will no longer exist once the regulated access to incumbent nuclear electricity (ARENH) is effectively in place, scheduled for 1 July 2011. TaRTAM has not been accessible since 30 June 2010.

Transmission system operator or distribution system operator

Entity responsible for the design, construction, operation, maintenance and development of a public transmission or distribution network for electricity or gas, performing contracts relative to third party access to these networks.

Unconventional gas

These are gas resources trapped in low-permeability rocks or coal fields. This gas is therefore not extracted from classic reservoir rocks. There are three types of unconventional gas: shale gas, (49% of total reserves), tight sand gas (23% of total reserves) and coal-bed methane (28% of total reserves).

Wholesale market

The wholesale market is the market in which electricity and gas are traded (bought and sold) before delivery in the network to final customers (individuals or companies).

Abbreviations and acronyms

ACER: Agency for the Cooperation of Energy Regulators

AMF: Autorité des marchés financiers

APX-ENDEX: Energy exchange for the Netherlands, the United Kingdom and Belgium, located in Amsterdam (APX: Amsterdam Power Exchange, ENDEX: European Energy Derivatives Exchange)

ARENH: regulated access to incumbent nuclear electricity

BNX: Bluenext (carbon exchange in France)

CCGT: combined cycle gas turbine

CDM: Clean Development Mechanism

CEER: Council of European Energy Regulators

CER: Certified Emission Reduction (Kyoto unit)

CoRDIs: Comité de règlement des différends et des sanctions (Standing Committee for Dispute Settlement and Sanctions)

CRE: Commission de régulation de l'énergie (French energy regulator)

CT: Combustion turbine

ECX: European Climate Exchange (United Kingdom)

EEX: European Energy Exchange (Germany)

ENTSO: European Network of Transmission System Operators

ERGEG: European Regulators' Group for Electricity and Gas

ERU: Emission Reduction Unit (Kyoto unit)

EUA: European Union Allowance (EU quota)

EU ETS: European Union Emissions Trading Scheme

ICE: Intercontinental Exchange

IPCC: Intergovernmental Panel on Climate Change

JI: Joint Implementation

NBP: National Balancing Point (gas title transfert point in the United Kingdom)

NCG: NetConnect Germany (gas title transfert point in Germany)

Nome Law: French Law on the new organisation of the electricity market

NICTs: New information and communication technologies

NQAP: National quota allocation plan

PEG: Gas title transfert point

TaRTAM: transitory regulated tariff for market adjustment

TTF: Title Transfer Facility (gas title transfert point in the Netherlands)

UNFCCC: United Nations Framework Convention on Climate Change

Detailed contents

MESSAGE FROM THE BOARD	2
CONTENTS	5
HOW CRE WORKS AND THE ACTIVITY OF CORDIS	6
1. CRE's powers and organisation	6
1.1. Introduction to CRE	6
1.2. CRE's missions	7
1.3. Human resources	9
2. The Standing Committee for Dispute Settlement and Sanctions (CoRDiS)	10
2.1. Suppliers shall no longer bear the transportation portion of customers' unpaid electricity bills	11
2.2. The purchase of electricity generated within the framework of the legal purchase obligation system is not subordinated to the direct connection of production facilities to the public transmission grid	12
2.3. The public distribution system operator must assume the consequences of inconsistent application of processing procedures for connection requests	13
ELECTRICITY AND GAS: OVERVIEW OF THE RETAIL MARKET	14
ISSUE SMART ELECTRICITY GRIDS	18
1. The modernisation of the electricity grid implies making it communicative	20
1.1. The fight against climate change has major effects on the electricity system	20
1.2. Smart grids are necessary for the modernisation of networks	20
1.3. The European Commission is taking action to promote smart grids	23
2. CRE plays a driving role in the development of smart grids	24
2.1. Smart meters: the foundation of smart grids	24
2.2. CRE is directly involved in the development of smart metering in France	24
2.3. A work programme is accompanying the consideration and development of smart grids	26
INTERVIEW WITH... Christine Le Bihan-Graf, Managing Director of CRE	29
» Diagram: The operating principle of the smart electricity grids	21
» Graph: Forecast electricity consumption by 2015 (continental metropolitan France)	22
» Box: Controlling peak electricity demand: the Poignant-Sido Report	22
» Box: Masdar, a Smart City project	23
» Box: The advantages of smart meters	24
» Diagram: Operating principle of smart meters	25
» Box: Smart metering for gas	26
» Box: L'électricité du futur: un défi mondial (available in French only)	27
» Box: CRE forums on smart grids	28
ISSUE THE DEVELOPMENT OF PHOTOVOLTAIC MARKET IN FRANCE	30
1. Since 2006, CRE has recommended a substantial decrease in photovoltaic purchase tariffs and a revision of tax exemption mechanisms	32
2. Since March 2011, the new regulatory framework sets tariffs that do not lead to excessive profitability	34

2.1. A moratorium on purchase tariffs was introduced while discussions were being conducted on the future of the photovoltaic market in France ..	34	► Graph: Comparison of intermittent energy production projects, in service and queued for connection, with the technical acceptability limit for island networks	38
2.2. The moratorium revised the legal situation of operators already queued for connection.....	35		
2.3. Purchase tariffs are scaled down every quarter depending on the volume of connection requests	35		
2.4. A tendering system is preferred for installations of over 100 kW	35		
3. The photovoltaic segment will have a major impact on public service charges paid by customers	36		
4. The development of the photovoltaic segment in island areas must be controlled to ensure safety of the network	38		
4.1. Ensuring the proper operation of electricity networks has made it necessary to reduce the disconnection threshold for photovoltaic installations	38		
4.2. A revision of tax treatment may stop windfall profits	38		
INTERVIEW WITH... Esther Pivot, Director of Markets Development, CRE	39		
► Box: The mission of the Finance Inspectorate General: the Charpin Report	32		
► Box: Changes in purchase tariffs for photovoltaic electricity since 2006	33		
► Box: The Charpin-Trink Report on the development of the photovoltaic segment	35		
► Graph: Composition of public service charges forecast for 2011.....	36		
► Box: A queue for the connection of production installations to the public electricity grid	37		
► Graph: Connection of photovoltaic installations in continental and metropolitan France to the distribution grid	37		
		► Graph: Comparison of intermittent energy production projects, in service and queued for connection, with the technical acceptability limit for island networks	38
		ISSUE GAS PRICING AND GAS PRICE CHANGES	40
		1. Customers' gas sale price	42
		1.1. Different types of offers are available on the market	42
		1.2. Regulated sales tariffs must cover a sum of costs: the example of the GDF SUEZ public distribution tariff	43
		2. The wholesale gas market is undergoing changes	46
		2.1. The price of gas in the markets has been disconnected from the prices of contracts indexed to oil	46
		2.2. Gas trading has developed considerably	48
		3. Infrastructure is essential for defining gas prices	48
		INTERVIEW WITH... Dominique Jamme, Director of Gas Infrastructures and Networks, CRE	49
		► Box: A new framework for setting regulated gas sale tariffs	43
		► Graph: Weight of the different items in the annual tax-inclusive invoice of a client using gas heaters	44
		► Graph: Comparison of the development of the Brent oil price and the GDF SUEZ formula since 1 January 2008 used for public distribution tariffs	45
		► Box: A new formula for estimating GDF SUEZ's gas supply costs	45
		► Graph: Disconnection between long-term contract prices and market prices	46
		► Box: Marketplaces in Europe	47

ISSUE	
THE EUROPEAN CARBON MARKET	50
1. The Kyoto Protocol gave rise to the European CO₂ market	52
1.1. The Kyoto Protocol set objectives for the reduction of CO ₂ emissions in order to limit climate change effects	52
1.2. Europe has ambitiously implemented the Kyoto objectives with the European Union emissions quota trading	53
2. The European emissions trading market is the engine of the global carbon market	54
2.1. The quota system in Europe combines an administrative constraint with a market mechanism	54
2.2. The carbon market is a financialised market closely related to energy markets	55
2.3. The European CO ₂ market will change in 2013 with most quota allocation being sold by auction	57
3. The mechanism for collaboration between CRE and AMF is the first CO₂ market surveillance system in Europe	58
3.1. The Prada Report stresses the need to introduce supervision of a market that was not monitored previously	58
3.2. The law on banking and financial regulation establishes cooperation between finance and energy regulators	59
3.3. CRE/AMF cooperation is expected to result in more effective surveillance	60
INTERVIEW WITH... Fadhel Lakhoud, Director of Finance and Wholesale Markets Surveillance, CRE	61
Graph: Increase in the atmospheric concentration of CO ₂ since 1960	52
Diagram: Operating principle of the CO ₂ market	53

Box: CO ₂ : players, products, markets and trading platforms	54
Diagram: The three phases to attain the objectives set for the reduction of CO ₂ emissions	55
Graph: Price of CO ₂ and of energy	56
Graphique: Comparison between coal- and gas-fired electricity	57
Box: Products whose transactions are covered by CRE's surveillance mission	59
ISSUE	
THE SECURITY OF SUPPLY	62
1. The security of energy supply requires coordinated action by the European Union	64
1.1. Global energy prospects and the economic and financial context pose a risk to the security of supply in the European Union	64
1.2. Cooperation and coordination between European players are key elements for enhancing the security of supply in the medium term	64
1.3. A new method for strategic infrastructure planning for the European Union is operational	65
2. Market integration must enable optimal use of existing resources	67
2.1. The security of supply is addressed differently for electricity and gas	67
2.2. CRE participates in draft pilot framework guidelines launched since 2009	68
3. Infrastructure development is essential for maintaining the security of supply	69
3.1. The preparation of ten-year investment plans enables medium-term investment needs to be identified	69
3.2. In the electricity sector, investments have increased, in the gas sector, certain decisions have been postponed	71

3.3. A new tariff service has been introduced
on the GRTgaz network to meet users' needs 71

**INTERVIEW WITH... Cécile George,
Director for Electricity Grid Access, CRE
and Florence Dufour, Deputy Director of Gas
Infrastructures and Networks, CRE** 73

- **Map:** Priority corridors for electricity,
gas and oil for 2020 and beyond 65
- **Box:** Adoption of a new regulation
on the security of gas supply 66
- **Box:** ACER plays a key role in favour of
greater market integration 67
- **Box:** Coupling of electricity markets 69
- **Tab:** Combined cycle gas turbine plants
in France 72

ANNEX

- **Summary of CRE's main deliberations
in 2010** 75
- **Glossary** 80
- **Abbreviations and acronyms** 88
- **Detailed table of contents** 89



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

Photo credits: c. 1: © GRTgaz, Dunouau Franck – p. 19: © iStockphoto, Felix Möckel – p. 28: © Xavier Granet – p. 29 © Vanessa Vercel – p. 34: © Fotolia, Jean-Paul Comparin – p. 39: © François Daburon – p. 41: © Fotolia, Pakhnyushchyy – p. 42: © iStockphoto, Slobo – p. 49: © François Daburon – p. 50: © iStockphoto – p. 52: © iStockphoto, elxeneize – p. 61: © François Daburon – p. 73: © François Daburon – c. 4: © Médiathèque RTE, Stéphanie Tétu

Design and production: CHROMATIQUES ÉDITIONS (tél. 01 43 45 45 10)

Printing: Bialec Nancy – Printing certified Imprim'Vert contributing to the protection of the environment.

Printed on paper sourced from sustainably managed forests. Printed: 2nd quarter 2011

General terms and conditions

Any reproduction or representation, in whole or in part, by any means whatsoever, of the pages published in this report, without the authorisation of the publisher or the Centre français d'exploitation du droit de copie (French copyright office – 3, rue Hautefeuille, 75006 Paris), is illegal and constitutes a forgery. Only reproductions strictly reserved for the private use of the copyist and not intended for collective use are authorised, as are analyses and short quotes justified by the scientific or informative nature of the work in which they are included (French law of 1 July 1992 – Art. L122-4 and L122-5 and the French Penal Code, Art. 425).



COMMISSION
DE RÉGULATION
DE L'ÉNERGIE

15, rue Pasquier - 75379 Paris cedex 08 - France
Tél. : 33 (0)1 44 50 41 00 - Fax : 33 (0)1 44 50 41 11
www.cre.fr