



# Rapport d'activité 2010





# 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 CO<sub>2</sub>, 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

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

Les moyens financiers de la CRE sont inscrits au budget de l'État. 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 élabore et perfectionne des outils d'information avec le médiateur national de l'énergie, tels que le site Internet Energie-Info ([www.energie-info.fr](http://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.

**277**  
séances de  
commission

tenues en 2010.

**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 CO<sub>2</sub>, 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<sup>e</sup> 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<sup>e</sup> 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.

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.

102  
auditions

menées en 2010.

### 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 notamment insuffisant au regard des nouvelles missions attribuées dans la loi NOME et la mise en œuvre du 3<sup>e</sup> 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.

**35,6**  
ans

Moyenne d'âge  
(hors collège  
et CoRDIS).

“ 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.

## 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 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

“ 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. ”

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, Electabel 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

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. ●

**17**  
saisines  
reçues en 2010.

# 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.

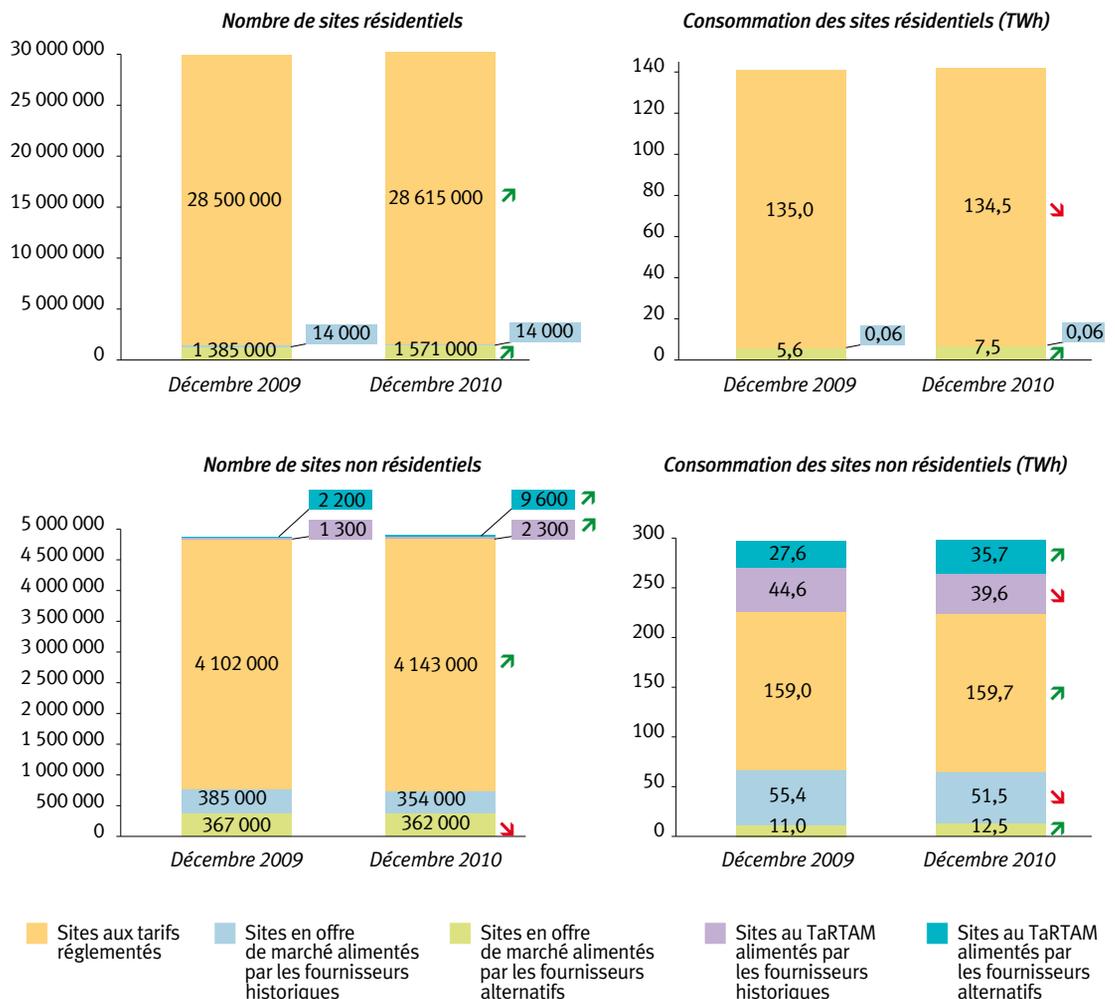
### ► Sites non résidentiels

**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).

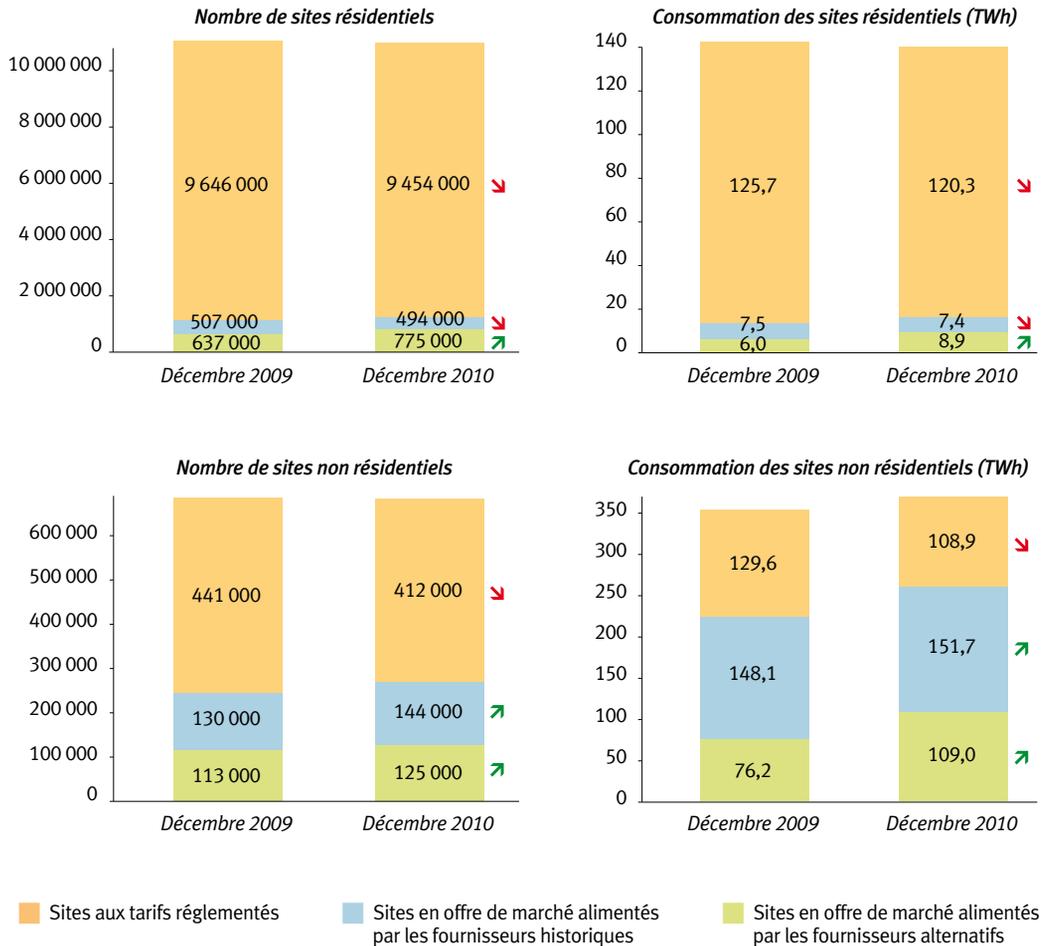
**Sur le marché du gaz**, le nombre de sites non résidentiels en offre de marché a augmenté de 11 % (+ 26 000 sites).



### ► BILAN DU MARCHÉ DE DÉTAIL DE L'ÉLECTRICITÉ



## ► BILAN DU MARCHÉ DE DÉTAIL DU GAZ



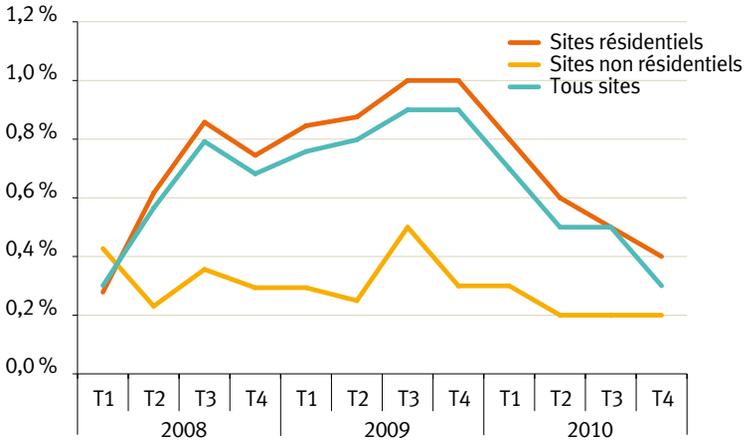
## ► LEXIQUE

- 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<sup>er</sup> 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<sup>er</sup> 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<sup>er</sup> 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



**186 000**

Nombre de sites résidentiels, soit 0,6 % des sites résidentiels, qui ont souscrit une offre de marché électrique 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).

### FOURNISSEURS NATIONAUX D'ÉLECTRICITÉ

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



10 fournisseurs proposent des offres aux clients résidentiels

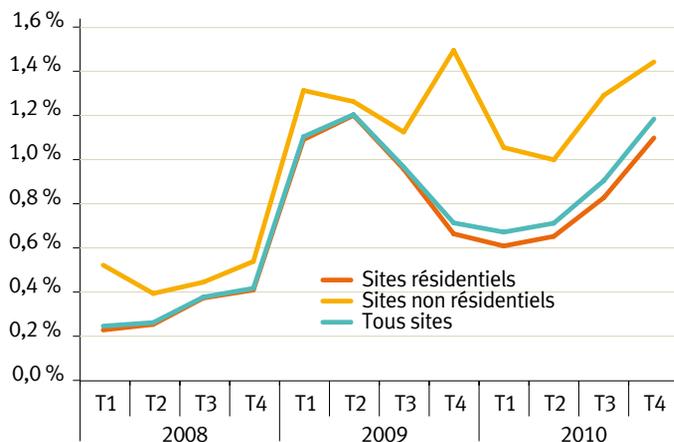
22 fournisseurs proposent des offres aux clients non résidentiels

**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).

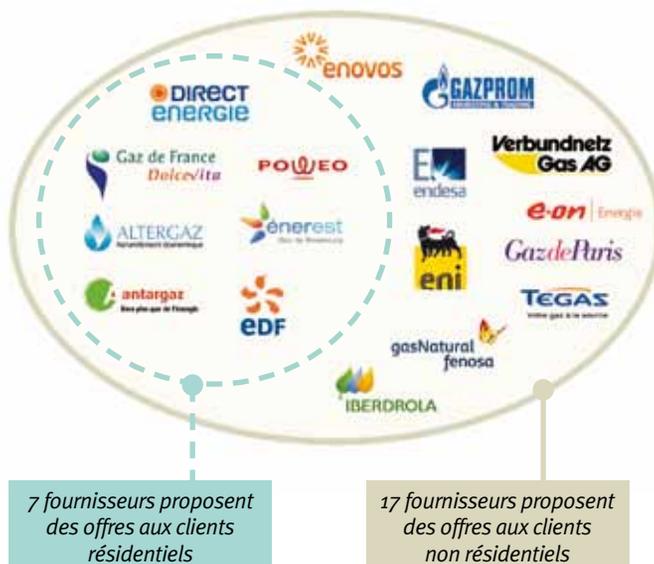
\* Sites qui ont quitté les tarifs réglementés de vente au 31-12-2010, depuis le 01-07-2010 = sites en offre de marché au 31-12-2010 + sites revenus aux tarifs réglementés de vente avant le 31-12-2010.

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



### FOURNISSEURS NATIONAUX DE GAZ

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



# 125 000

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

# 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

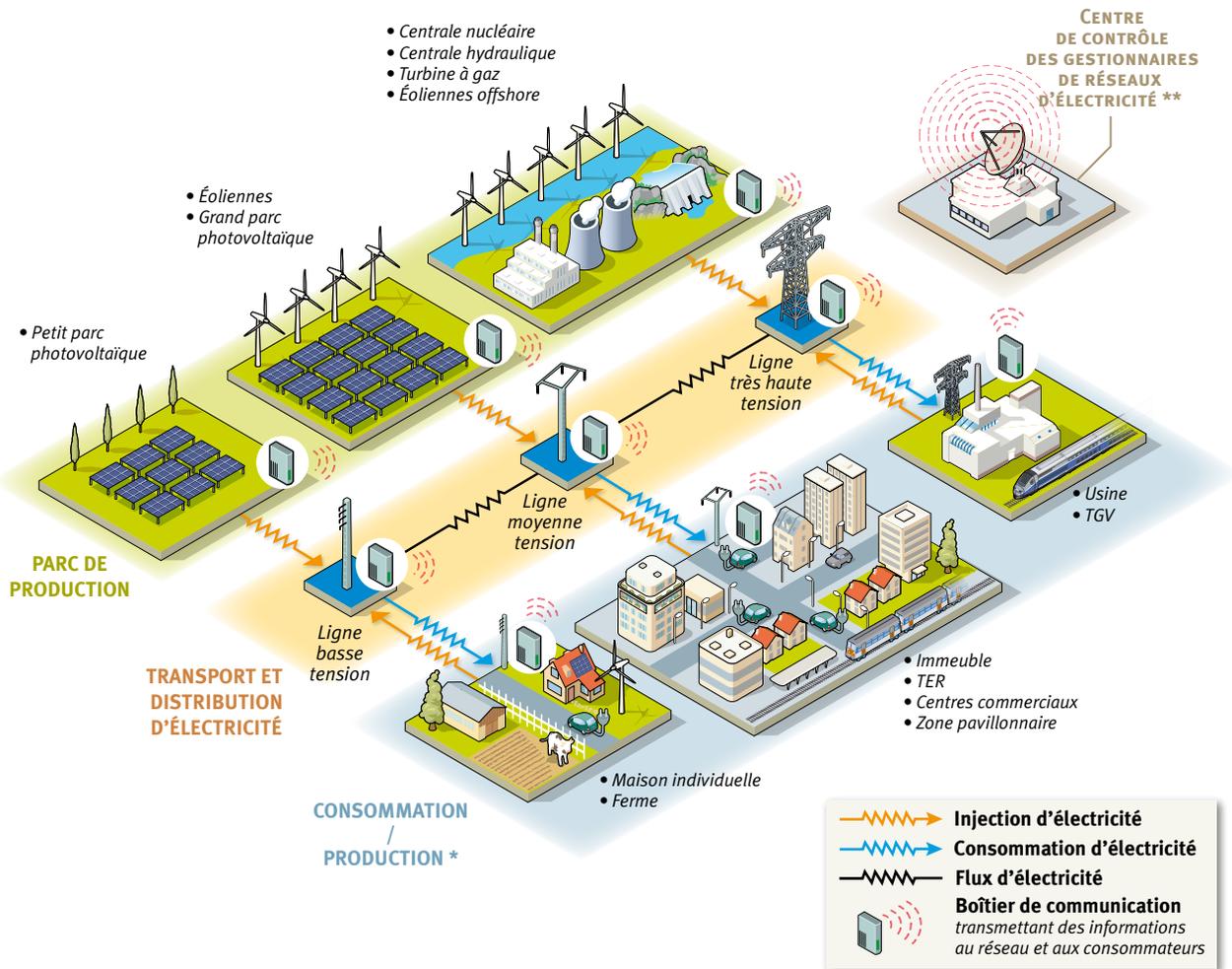
En raison de la hausse de la consommation électrique (*cf. graphique p. 22*) et du développement de nouveaux usages et appareils, tels que la pompe à chaleur et le véhicule électrique, le réseau est soumis à une forte tension. Or, la construction de nouvelles infrastructures renforçant le réseau existant 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 soutirent 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.

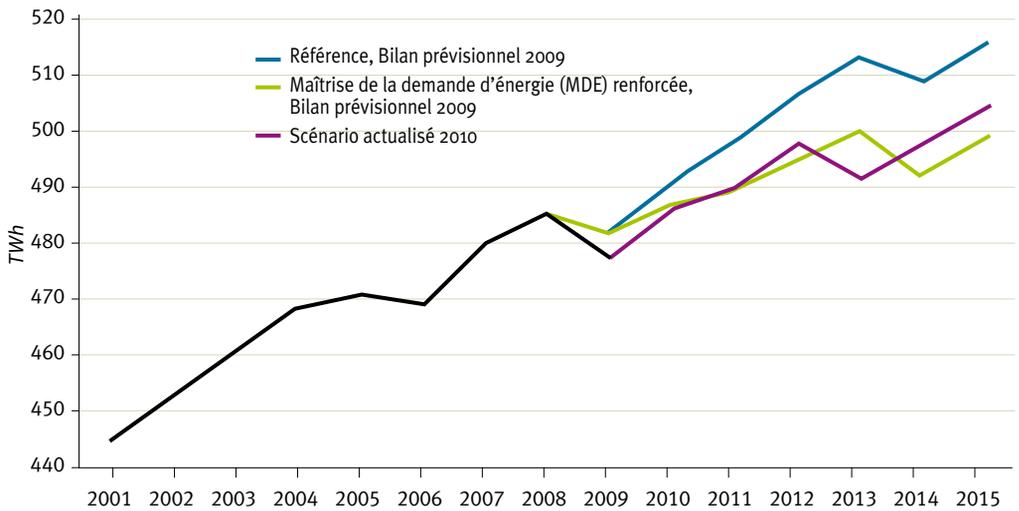
#### \*\* Centre de contrôle des gestionnaires de réseaux d'électricité

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, relèvent et conduisent à distance.

➤  
**Prévisions  
de consommation  
d'électricité  
à l'horizon 2015  
(France métropolitaine  
continentale).**

La climatisation, les appareils audio et vidéo ou le chauffage électrique se développent et accroissent la consommation. L'apparition de nouveaux usages de consommation, tels que la voiture électrique, amplifiera cette hausse.

Source : RTE, Bilan prévisionnel de l'équilibre offre-demande (actualisation 2010), juillet 2010.



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<sup>er</sup> 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 Émirats 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 CO<sub>2</sub> 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 km<sup>2</sup>, 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 Émirats 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 économes 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

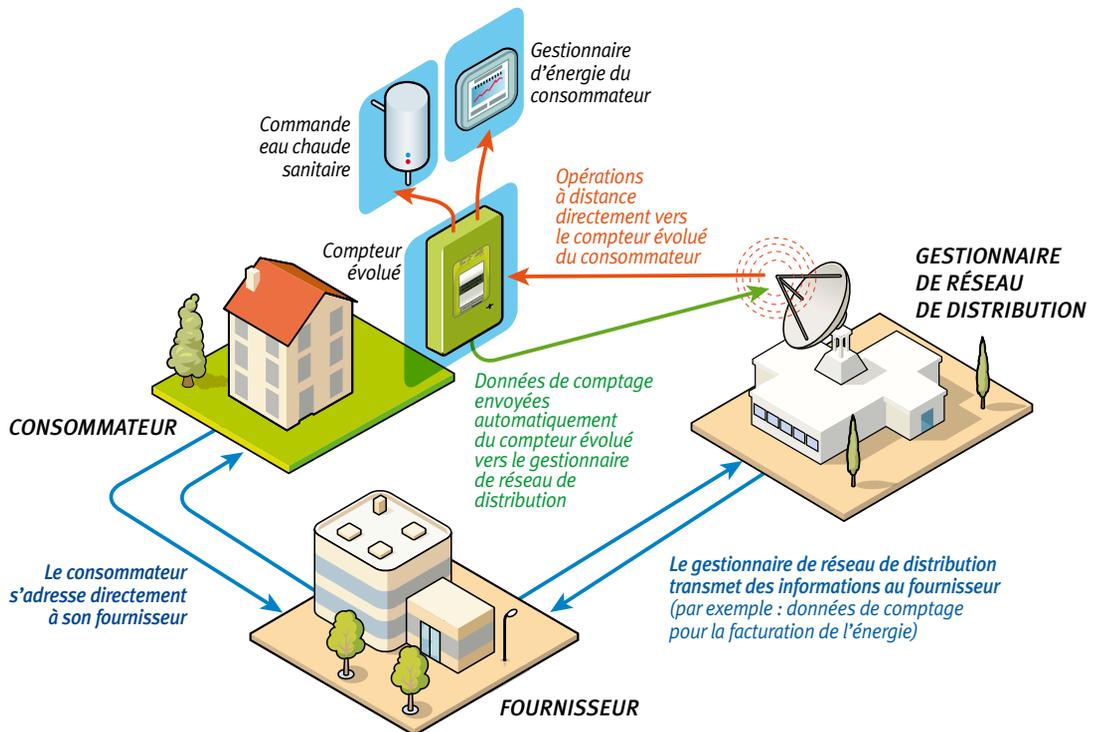
#### ► LA RUBRIQUE CONSO

##### 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 télérelève. 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<sup>er</sup> 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<sup>er</sup> décembre 2010.

#### ► REPÈRES

##### Le comptage évolué en gaz

En accord avec les dispositions du 3<sup>e</sup> 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 Chevalier, 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 Chevalier 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

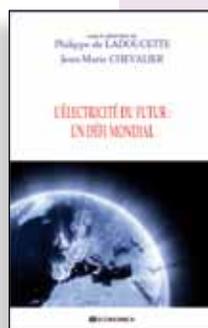
secteurs électriques et des télécommunications, des hommes politiques, des fournisseurs et des gestionnaires de réseaux de présenter leur conception des Smart grids.

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](http://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 CO<sub>2</sub> & 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.*

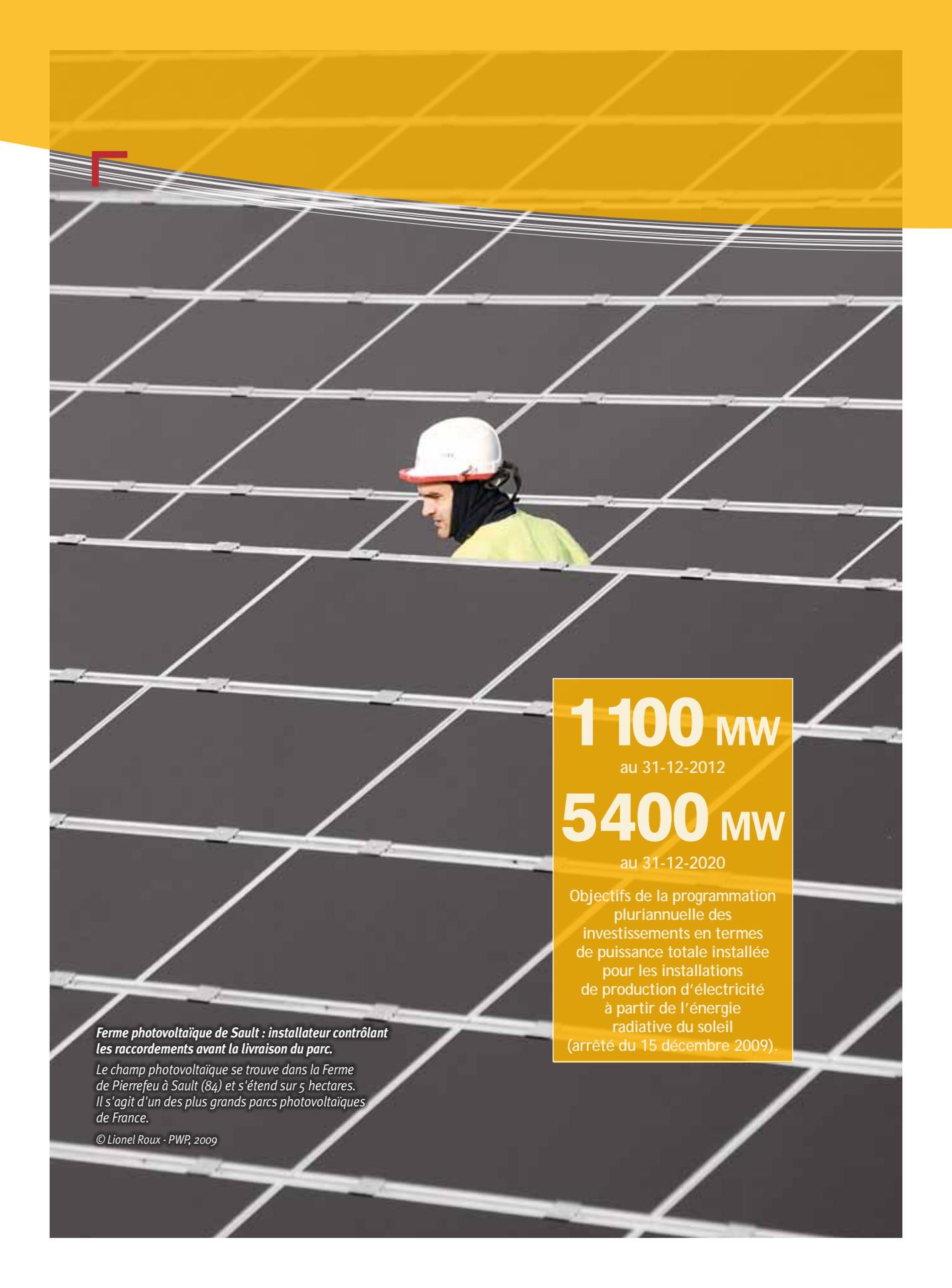
*L'introduction de l'intelligence dans les réseaux électriques modifie la gestion du système et la façon de créer de la valeur sur la chaîne électrique. Les réseaux électriques sont aujourd'hui caractérisés par une gestion centralisée et unidirectionnelle de l'énergie allant de la production à la consommation. 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](http://www.smartgrids-cre.fr). ●*



**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

**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).

Réseau ERDF en région Rhône-Alpes.

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

© Jean-Lionel Dias - PWR, 2009

# Le développement de la filière photovoltaïque en France

## LES MOTS-CLÉS

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

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.

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. ●

## 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)				
		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
Installations sur toiture	P ≤ 3 kW	580	314 <sup>(b)</sup>	580	314 <sup>(b)</sup>	500
	3 kW < P ≤ 250 kW	580	420	580	420	500
	P > 250 kW			420		
Intégration simplifiée	P ≤ 3 kW			314 <sup>(b)</sup>		
	P > 3 kW			420		
Surimposition	P ≤ 250 kW			314		
	P > 250 kW			314 à 377 <sup>(a)</sup>		
Installations au sol	P ≤ 250 kW			314		
	P > 250 kW			314 à 377 <sup>(a)</sup>		

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

(b) : 420 €/MWh à compter du 1<sup>er</sup> 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)				
		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
Installations sur toiture	P ≤ 3 kW	580	276 <sup>(b)</sup>	510	276 <sup>(b)</sup>	440
	3 kW < P ≤ 250 kW	510	370	510	370	440
	P > 250 kW			370		
Intégration simplifiée	P ≤ 3 kW			276 <sup>(b)</sup>		
	P > 3 kW			370		
Surimposition	P ≤ 250 kW			276		
	P > 250 kW			276 à 331 <sup>(a)</sup>		
Installations au sol	P ≤ 250 kW			276		
	P > 250 kW			276 à 331 <sup>(a)</sup>		

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

(b) : 370 €/MWh à compter du 1<sup>er</sup> 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<sup>1</sup>

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)		
		Bâtiments à usage d'habitation	Bâtiments à usage d'enseignement et de santé	Autres bâtiments
Installations sur bâtiments	P ≤ 3 kW	460	406	352
	3 kW < P ≤ 9 kW	460	406	352
	9 kW < P ≤ 36 kW	403	406	120
	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<sup>er</sup> 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<sup>e</sup> 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 ;
- réserver 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 m<sup>2</sup> et 2 500 m<sup>2</sup>), 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.

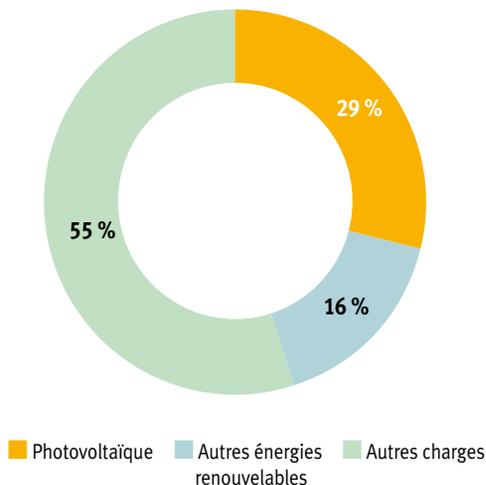
### 3. LA FILIÈRE PHOTOVOLTAÏQUE AURA UN IMPACT IMPORTANT SUR LES CHARGES DE SERVICE PUBLIC FINANÇÉES PAR LES CONSOMMATEURS

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

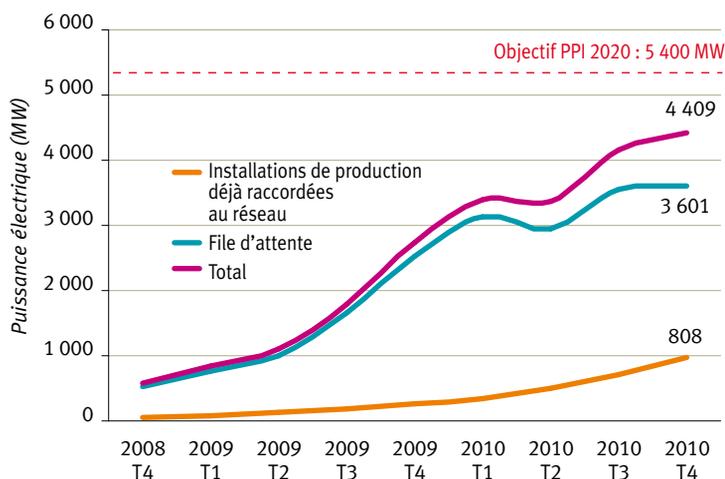
Les charges de service public liées aux installations bénéficiant de l'obligation d'achat au titre des précédents arrêtés tarifaires dépendent étroitement du taux de réalisation des projets qui n'ont pas encore été mis en service. En supposant que 50 à 65 % des projets en attente de raccordement en décembre 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.



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 différées.

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 régle 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.

**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.

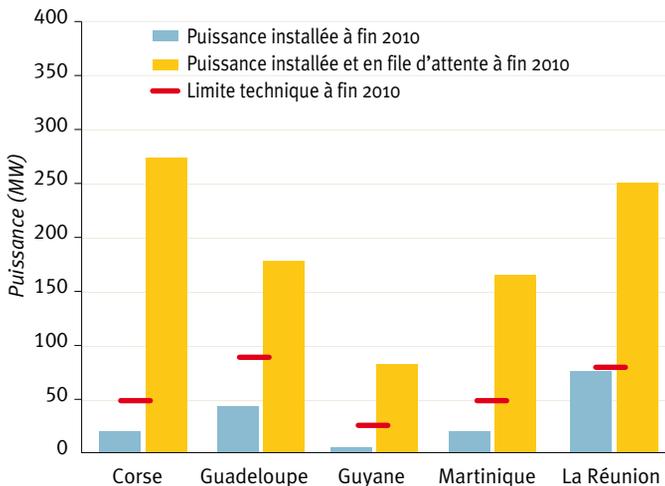
Fin décembre 2010, les puissances cumulées des projets photovoltaïques en attente de raccordement au réseau public : sont estimées à 2 057 MW sur le réseau géré par ERDF, 373 MW sur le réseau géré par EDF SEI et 714 MW sur le réseau de transport géré par RTE. La puissance des installations en attente 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<sup>er</sup> 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'ils 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). ●



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



# 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<sup>er</sup> 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<sup>er</sup> avril 2010 ont pris en compte une augmentation des coûts hors approvisionnement de 0,243 c€/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.*

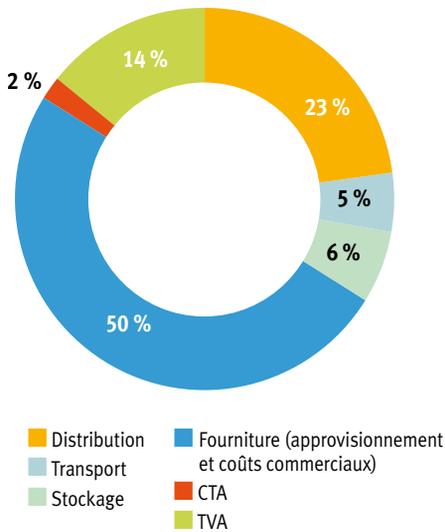
*Pour la plupart des entreprises locales de distribution entrées dans le cadre du décret, la formule adoptée permet d’intégrer dans leurs tarifs leur coût d’approvisionnement réel. Auparavant, ce dernier était calculé comme la moyenne du coût d’approvisionnement constaté sur les mois passés.*

*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. ●*

➤  
**Poids des différents postes dans la facture annuelle TTC d'un client se chauffant au gaz.**

La facture annuelle TTC d'un client qui se chauffe au gaz couvre différents postes de charges : l'approvisionnement du gaz, les coûts commerciaux, les infrastructures (distribution, transport, stockage, terminaux méthaniers) et les taxes (TVA et CTA).

La contribution tarifaire d'acheminement (CTA) est une contribution qui assure le financement des retraites des agents des activités régulées.



### 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.

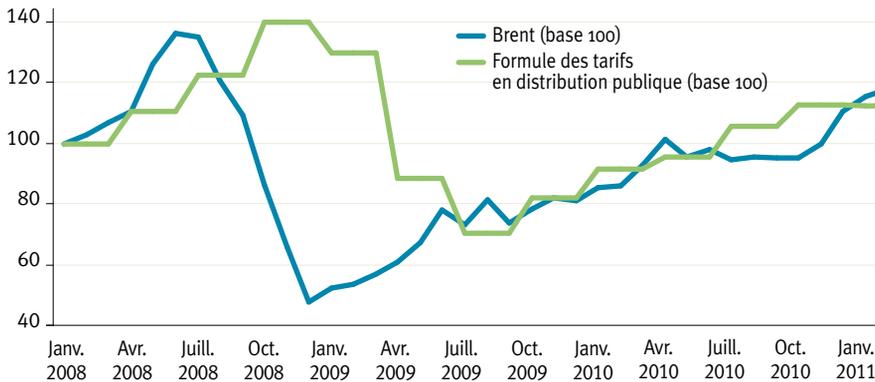
La formule utilisée pour calculer le coût d'approvisionnement à couvrir par les tarifs en distribution publique prend en compte la moyenne des indices sur les six mois passés, avec un décalage d'un mois, et s'applique pendant trois mois (formule dite en 6.1.3). C'est ce qui explique le décalage entre 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<sup>er</sup> 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 m<sup>3</sup>.

© Frédéric Aubert, 2010



Évolution comparée du cours du Brent et de la formule GDF SUEZ depuis le 1<sup>er</sup> 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, 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 audité 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

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.

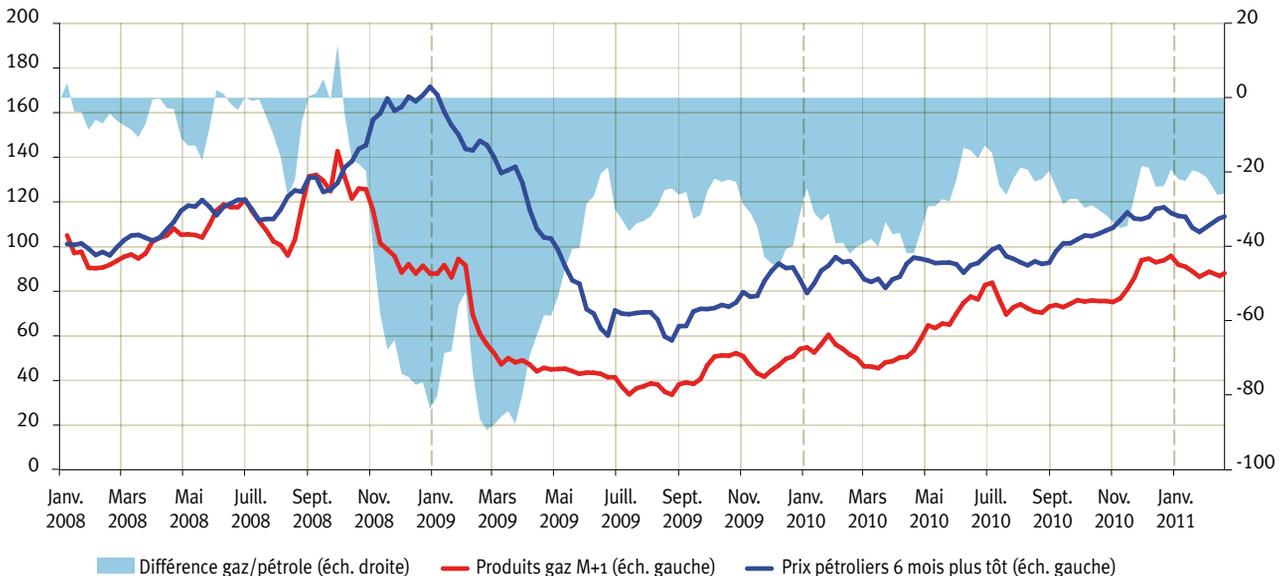
Pay » qui obligent l'acheteur à payer une quantité minimale prévue par le contrat. Parallèlement, les marchés de gros, qui englobent le marché organisé (Powernext) et les transactions bilatérales, permettent aux acteurs d'échanger différents types de contrats à court et moyen termes (infrajournalier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

Les 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 absolus 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

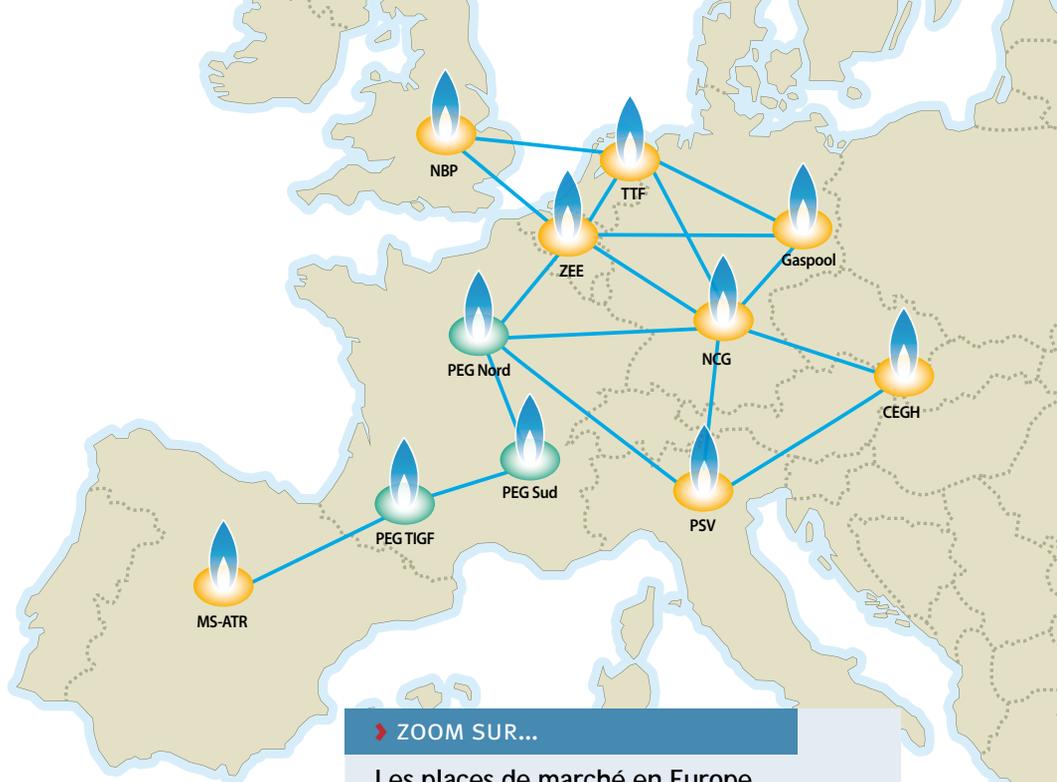
Les prix sur les marchés de gros se sont effondrés en 2009, sous l'effet conjugué d'une baisse de la demande et d'une abondance de l'offre. En effet, la consommation de gaz des particuliers et des industriels a reculé dans le contexte de la récession qui a frappé les économies en 2009. En France par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

**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.



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 décorrélacion 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 négoce 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 méthaniers 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<sup>er</sup> 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 CO<sub>2</sub> 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 CO<sub>2</sub> 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 CO<sub>2</sub>) 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 CO<sub>2</sub>*

## 1. LE PROTOCOLE DE KYOTO EST À L'ORIGINE DU MARCHÉ EUROPÉEN DU CO<sub>2</sub>

### 1.1. Le Protocole de Kyoto fixe des objectifs de réduction des émissions de CO<sub>2</sub> pour limiter les effets du réchauffement climatique

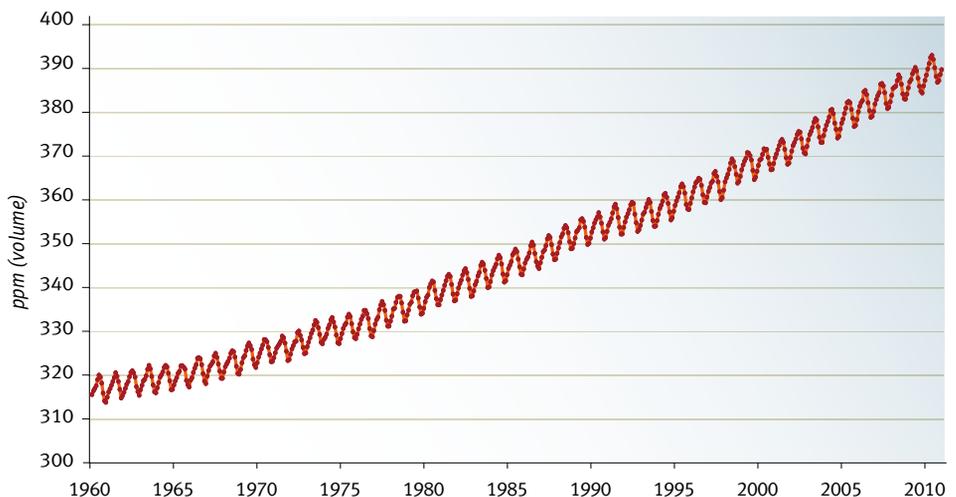
Pour limiter les conséquences du changement climatique, les gouvernements se sont rassemblés dans le cadre de la Convention-cadre des Nations Unies sur les changements climatiques (CCNUCC). L'objectif était de trouver ensemble des solutions permettant de maîtriser la concentration atmosphérique de gaz 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

➤  
**Évolution de la concentration du CO<sub>2</sub> atmosphérique depuis 1960.**  
Selon les scientifiques du Groupe d'experts intergouvernemental sur l'évolution du climat (GIEC), stabiliser la concentration atmosphérique de CO<sub>2</sub> entre 450 et 550 ppm (partie par million) d'ici 2050 en limitant les émissions de gaz à effet de serre permettrait de limiter les impacts négatifs du changement climatique.



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

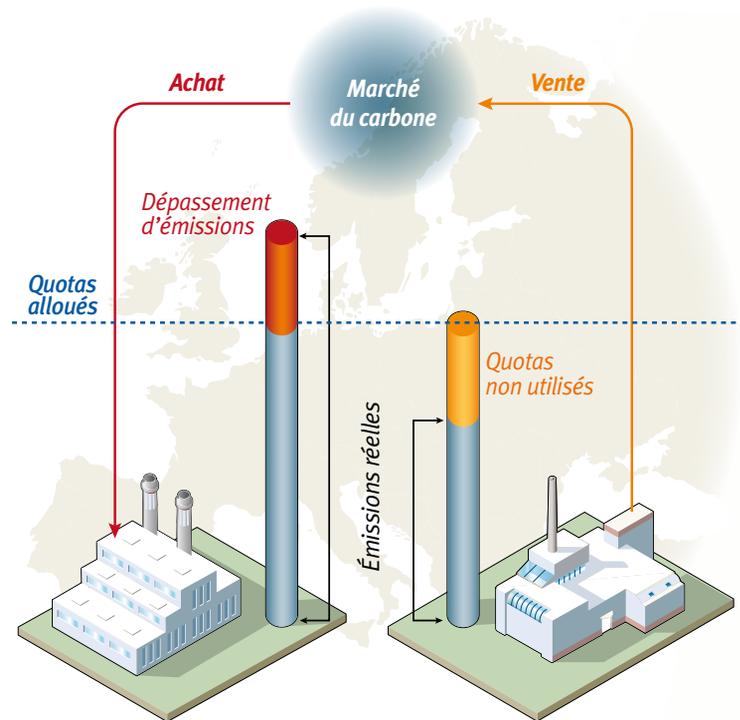
Dans le cadre du Protocole de Kyoto entré en vigueur en 2005, les 15 pays membres de l'Union européenne (avant 2004) se sont engagés à réduire de 8 % leurs émissions agrégées de gaz à effet de serre entre 2008 et 2012. Cet objectif collectif s'est traduit par différents objectifs nationaux qui ont fait 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 CO<sub>2</sub>.

L'échange de quotas de CO<sub>2</sub> 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 CO<sub>2</sub> 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 CO<sub>2</sub>.

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 CO<sub>2</sub>. 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

**4 800 millions**

Nombre de tonnes de CO<sub>2</sub> échangées sur les 3 principales plateformes en 2010.

#### ► EN BREF

#### CO<sub>2</sub> : acteurs, produits, marchés et plateformes d'échange

##### Acteurs

Sur le marché européen du CO<sub>2</sub>, 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

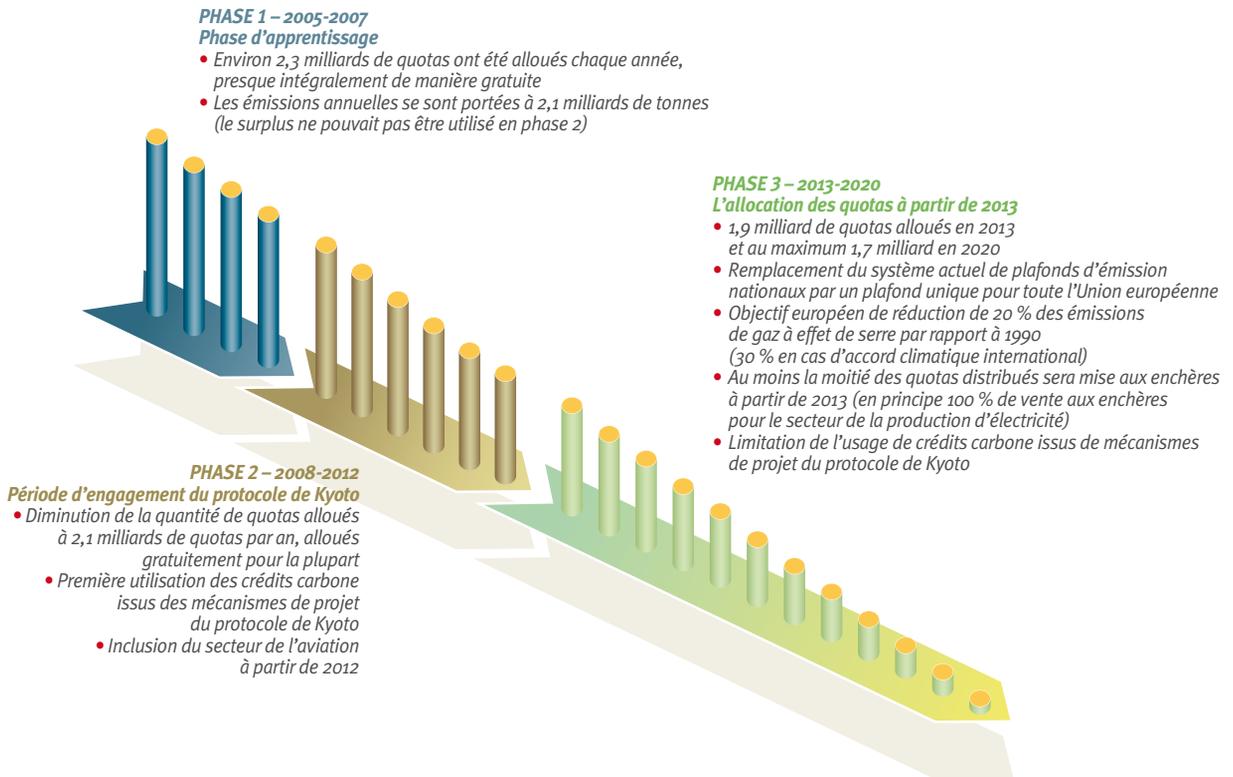
installation doit restituer en avril le nombre de quotas correspondant à ses émissions sous peine de pénalités. En France, par exemple, une amende non libératoire de 100 euros par quota est prévue en cas de non-restitution. Des unités de Kyoto (CER ou ERU) peuvent également être restituées à hauteur 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 CO<sub>2</sub>.

## Les trois phases pour atteindre les objectifs fixés de réduction des émissions de CO<sub>2</sub>

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 CO<sub>2</sub> 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.

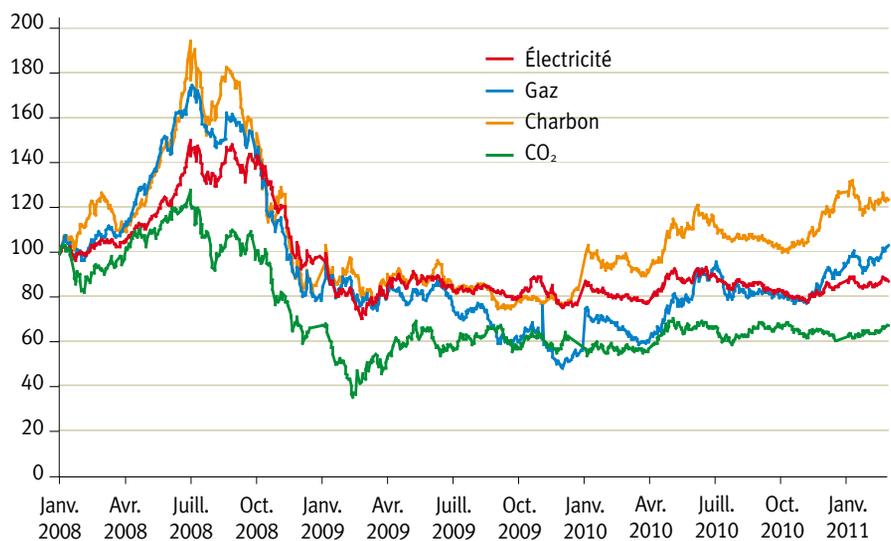
Concernant les unités de Kyoto, le marché des unités de réduction d'émissions certifiées (CER) est d'environ 10 milliards d'euros en 2010 pour les trois principales plateformes (environ 830 Mt). Enfin, le marché des unités de réduction des émissions certifiées (ERU) est très peu liquide et les quantités 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 CO<sub>2</sub>. Dans l'Union européenne, ceux-ci représentent près du tiers des émissions de CO<sub>2</sub> et près de 50 % du total de quotas d'émission alloués. Il en découle une intrication forte entre les déterminants du CO<sub>2</sub> et ceux des marchés de l'énergie. Des tendances communes évidentes existent entre le prix du CO<sub>2</sub> 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.

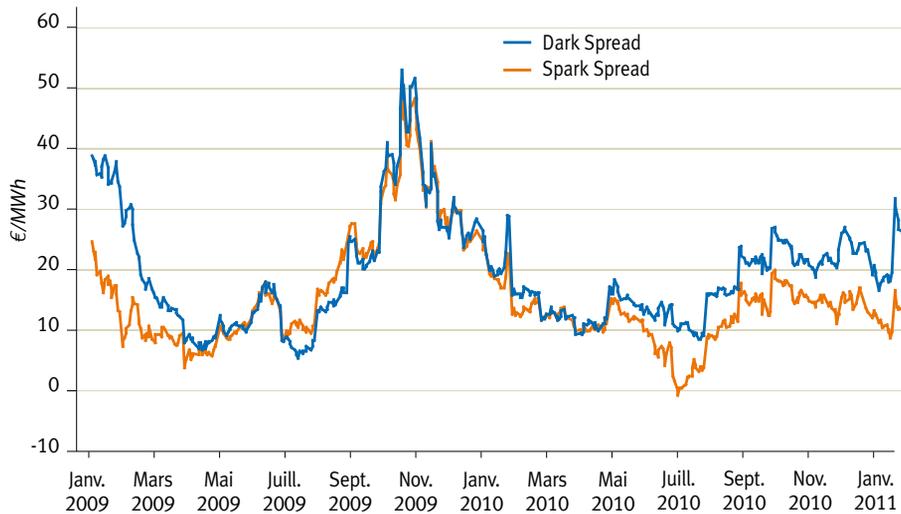
Ainsi, les principaux moteurs du marché qui déterminent les fluctuations du prix des quotas sont liés, d'une part à la demande de quotas (températures et précipitations, prix de l'énergie, niveau de production, progrès techniques), et d'autre part à l'offre de quotas déterminée par la réglementation.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

### ► Prix du CO<sub>2</sub> et prix de l'énergie (base 100).

Ce graphique présente l'évolution comparée des prix du CO<sub>2</sub> 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 CO<sub>2</sub> et de l'énergie.



Source : CRE, Prix Y+1 (livraison un an après la date de transaction), CO<sub>2</sub> : 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 CO<sub>2</sub> 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 CO<sub>2</sub> de la filière charbon sont plus importantes que pour la filière gaz : ainsi pour un prix théorique du CO<sub>2</sub> suffisamment élevé, les deux spreads sont égaux.

La comparaison du cours réel du CO<sub>2</sub> et de ce cours théorique fournit un élément d'appréciation de l'incitation donnée par le prix de marché du CO<sub>2</sub> 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 CO<sub>2</sub>, 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 CO<sub>2</sub> 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 de CO<sub>2</sub> 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 - Île-de-France)*

© Antoine Arraou, MAEE



### 3. LE DISPOSITIF DE COLLABORATION ENTRE LA CRE ET L'AMF EST LE PREMIER DISPOSITIF DE SURVEILLANCE DU MARCHÉ DU CO<sub>2</sub> 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 CO<sub>2</sub>, assise sur trois piliers :

- donner compétence aux régulateurs financiers sur l'ensemble du marché du CO<sub>2</sub> 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 CO<sub>2</sub> 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 CO<sub>2</sub> 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 CO<sub>2</sub>.

**2,1**  
milliards de  
tonnes de CO<sub>2</sub>

Plafond actuel  
du système communautaire  
d'échange de quotas  
(1,7 milliard en 2020).

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 compartiment 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 CO<sub>2</sub> 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 CO<sub>2</sub>. 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 CO<sub>2</sub>. 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 CO<sub>2</sub>
- 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 CO<sub>2</sub>) ●

– 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 CO<sub>2</sub>. 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 financiarisation progressive du marché du CO<sub>2</sub>.

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 CO<sub>2</sub> 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'encadrement 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<sup>e</sup> paquet énergie.

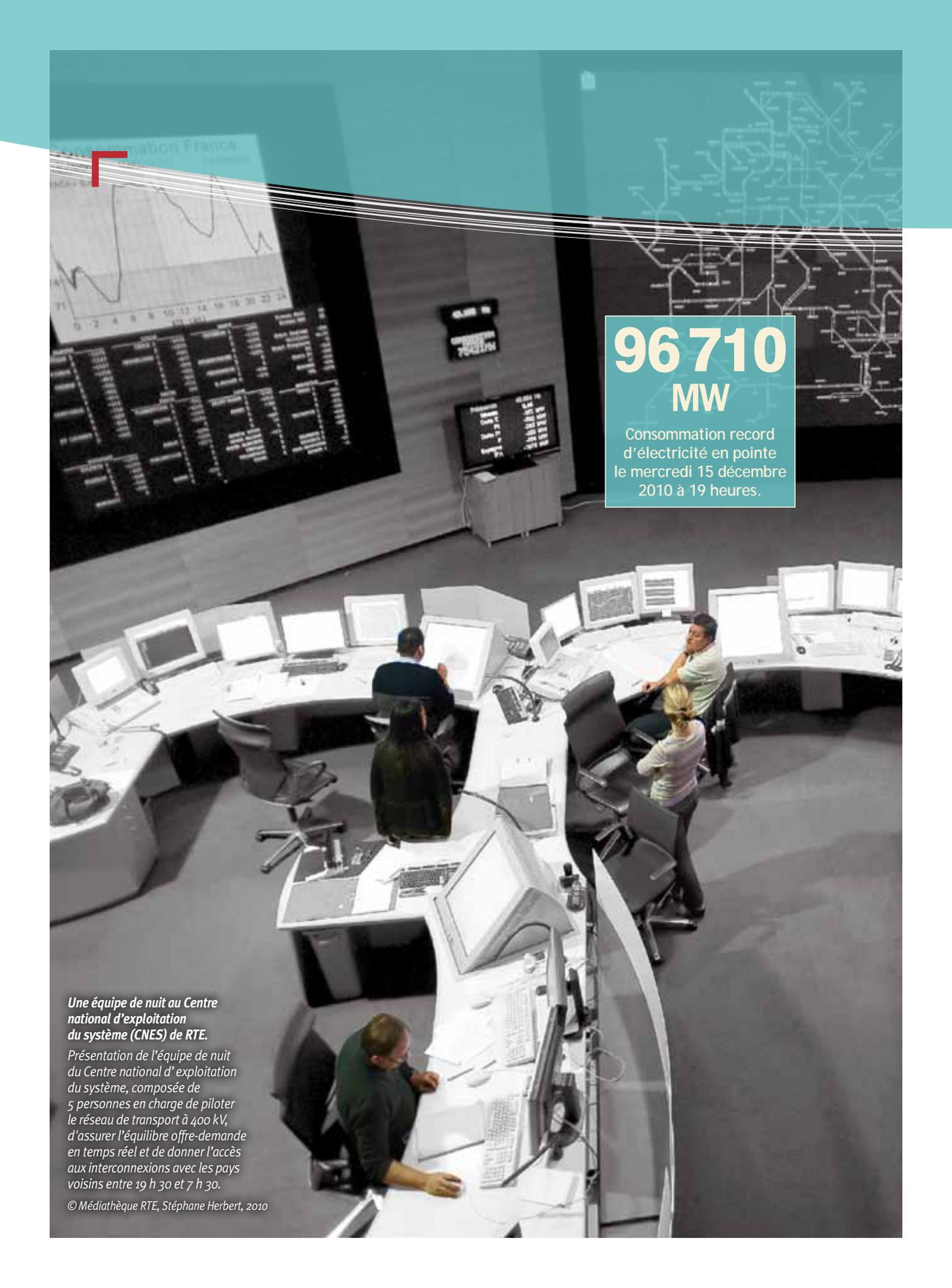
Ce dispositif doit être vu toutefois comme un dispositif transitoire avant une généralisation au niveau européen. L'offre et la demande de quotas, ainsi que les échanges sur les marchés, se font en effet à l'échelle de l'Union européenne. Il est donc délicat d'apprécier la pertinence du prix du quota 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 CO<sub>2</sub> ?**

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 CO<sub>2</sub> dans le champ de la réglementation financière. Les échanges de CO<sub>2</sub> 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.



**96 710  
MW**

Consommation record  
d'électricité en pointe  
le mercredi 15 décembre  
2010 à 19 heures.

**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<sup>e</sup> 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<sup>e</sup> 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.

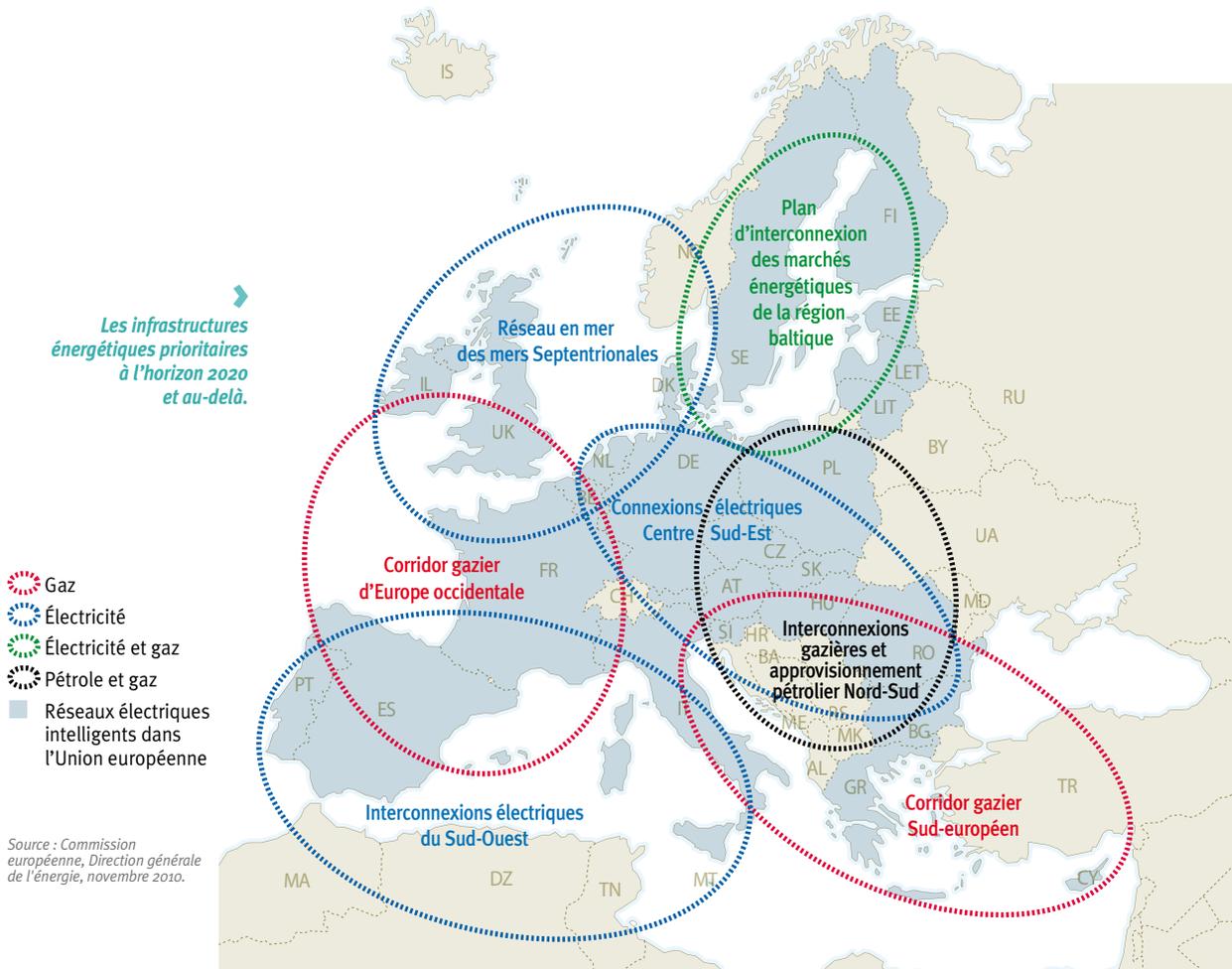
L'accroissement de l'efficacité énergétique et le développement de technologies contribueront à l'amélioration de la sécurité énergétique de l'Union européenne.

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 (ERGEG), 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 justifieront 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 gaz<sup>1</sup> 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

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).

### 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<sup>e</sup> 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<sup>e</sup> 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. ●

## 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'ERGEG, 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.

**7 794  
MW**

Record absolu des importations d'électricité atteint le 6 janvier 2010 (soit 9 % de la consommation).

## › 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 Florence : 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 – Créé 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 Régions<sup>2</sup>, 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<sup>e</sup> 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<sup>e</sup> 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 Biriadou 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

**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 1,255 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.

*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 évitant 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



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<sup>er</sup> 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
<b>Centrales en service (ou en essai)</b>		<b>4 917</b>	
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 Cycofos Fos	CCCG	480	Septembre 2009
E.ON LA SNET St-Avoid	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
<b>Centrales en phase de construction ou en attente de début des essais</b>		<b>1 248</b>	
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



*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. ●*

### 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.*



# Annexes

➤	<b>Synthèse des principales délibérations de la CRE en 2010</b> .....	75
➤	<b>Glossaire</b> .....	80
➤	<b>Sigles</b> .....	88
➤	<b>Sommaire détaillé</b> .....	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 Biriadou) 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'ajouterait 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<sup>e</sup> 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 résultaient 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 rubans 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'État le 1<sup>er</sup> juillet 2010 enjoignant au ministre d'État, 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<sup>e</sup> 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<sup>er</sup> juillet 2010 n'évoluent pas au 1<sup>er</sup> 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<sup>e</sup> paquet énergie

Le 3<sup>e</sup> 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<sup>er</sup> 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 CO<sub>2</sub> 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 CO<sub>2</sub> (industriels, acteurs financiers, autorités de régulation).

La commission Prada recommande ainsi :

- de promouvoir une organisation stabilisée du marché européen du CO<sub>2</sub> avant 2013, en harmonisant le cadre juridique, comptable et fiscal ;
- un meilleur encadrement des participants au marché du CO<sub>2</sub> ;
- 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 CO<sub>2</sub> ;
- de favoriser la coordination internationale sur la régulation des marchés du CO<sub>2</sub>.

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 évolué**

Le comptage évolué est destiné à permettre, au minimum, la mise à disposition des consommateurs, chaque mois et non plus chaque semestre, des informations exactes sur leurs consommations de gaz, avec pour objectifs l'amélioration de la qualité de la facturation et une meilleure maîtrise de la consommation d'énergie par les clients. Un système de comptage évolué stocke des données (index, courbes de charge), enregistre des informations (interruption de fourniture, dépassement de puissance), peut être éventuellement paramétré,

interrogé et actionné à distance (fonctionnement bi-directionnel). Le comptage évolué implique la mise en place de compteurs communicants capables de stocker les informations résultant des mesures et l'établissement de systèmes de transmission de données permettant la circulation rapide et fiable des informations contenues dans les compteurs entre les utilisateurs, les gestionnaires de réseaux et les fournisseurs.

### **Conseil des régulateurs européens de l'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 gérées directement ainsi que des activités relevant du gestionnaire de réseau de distribution (GrDF), du gestionnaire de réseau de transport (GRTgaz), de la filiale de stockage (Storengy) et de la filiale chargée de l'exploitation et du développement des terminaux méthaniers (Eleny), 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, hydrothermique, marine et hydraulique, ainsi que l'énergie issue de la biomasse, du gaz de décharge, du gaz de stations d'épuration d'eaux usées et du biogaz.

#### **Entreprise locale de distribution (ELD)**

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

#### **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'EREGEG 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'EREGEG 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'EREGEG dispose d'une structure comparable à celle du Conseil des régulateurs européens de l'énergie (CEER). En outre, l'EREGEG 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'EREGEG 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 Champ-saur, doit ainsi :

- assurer aux fournisseurs alternatifs un droit d'accès régulé à l'électricité nucléaire historique, dit ARENH, de

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.

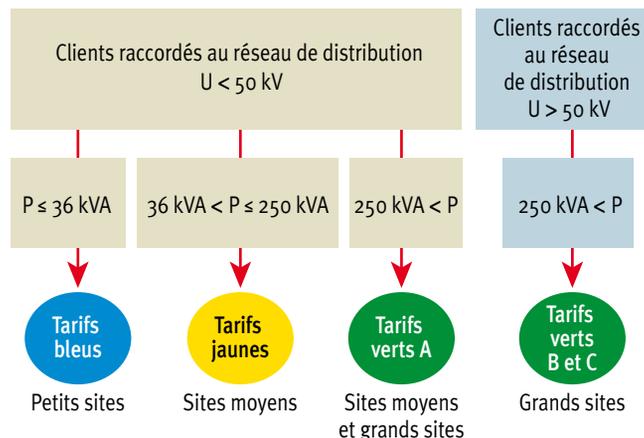
### Obligation d'achat

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<sup>er</sup> 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 CO<sub>2</sub> 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 CO<sub>2</sub>**

1 quota = 1 tonne de CO<sub>2</sub>. 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<sup>er</sup> 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<sup>er</sup> 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)

**EEEX** : 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)

**EREGG** : 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 CO<sub>2</sub> 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

<b>LE MESSAGE DU COLLÈGE</b> .....	2	1.3. La Commission européenne se mobilise pour promouvoir les réseaux électriques intelligents .....	23
<b>SOMMAIRE</b> .....	5	<b>2. La CRE joue un rôle moteur dans le développement des réseaux intelligents</b> .....	24
<b>LE FONCTIONNEMENT DE LA CRE ET L'ACTIVITÉ DU CoRDIS</b> .....	6	2.1. Le compteur évolué constitue la première pierre des Smart grids .....	24
<b>1. Les compétences et l'organisation de la CRE</b> .....	6	2.2. La CRE est directement impliquée dans le développement du comptage évolué en France .....	24
1.1. Présentation de la CRE .....	6	2.3. Un programme de travail accompagne la réflexion et le développement des Smart grids .....	26
1.2. Les missions de la CRE .....	7	<b>QUESTIONS À... Christine Le Bihan-Graf, directeur général de la CRE</b> .....	29
1.3. Les ressources humaines .....	9	› <b>Schéma</b> : Le fonctionnement des réseaux électriques du futur .....	21
<b>2. Le comité de règlement des différends et des sanctions (CoRDIS)</b> .....	10	› <b>Graphique</b> : Prévisions de consommation d'électricité à l'horizon 2015 (France métropolitaine continentale) .....	22
2.1. Les fournisseurs ne devront plus supporter les impayés des consommateurs pour la part acheminement de leur facture d'électricité .....	11	› <b>Encadré</b> : La maîtrise de la pointe électrique : le rapport Poignant-Sido .....	22
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	› <b>Encadré</b> : Masdar, un projet de Smart City .....	23
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	› <b>Encadré</b> : Les avantages du compteur évolué .....	24
<b>ÉLECTRICITÉ ET GAZ : BILAN DU MARCHÉ DE DÉTAIL</b> .....	14	› <b>Schéma</b> : Le fonctionnement du compteur électrique évolué .....	25
<b>DOSSIER LES RÉSEAUX ÉLECTRIQUES INTELLIGENTS</b> .....	18	› <b>Encadré</b> : Le comptage évolué en gaz .....	26
<b>1. La modernisation du réseau électrique suppose de le rendre communicant</b> .....	20	› <b>Encadré</b> : L'électricité du futur : un défi mondial .....	27
1.1. La lutte contre le changement climatique a des effets majeurs sur le système électrique ...	20	› <b>Encadré</b> : Les forums de la CRE sur les réseaux électriques intelligents .....	28
1.2. Les Smart grids sont nécessaires à la modernisation des réseaux .....	20	<b>DOSSIER LE DÉVELOPPEMENT DE LA FILIÈRE PHOTOVOLTAÏQUE EN FRANCE</b> .....	30
		<b>1. Depuis 2006, la CRE a recommandé une forte diminution des tarifs d'achat photovoltaïques et une révision des dispositifs de défiscalisation</b> .....	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 permettra de mettre fin à l'effet d'aubaine ..... 38

**QUESTIONS À... Esther Pivet, directrice du développement des marchés de la CRE** ... 39

› **Encadré** : La mission de l'Inspection générale des finances : le rapport Charpin ..... 32

› **Encadré** : Évolution 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** ..... 40

**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<sup>er</sup> 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 CO<sub>2</sub> ..... 52

- 1.1. Le Protocole de Kyoto fixe des objectifs de réduction des émissions de CO<sub>2</sub> 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<sub>2</sub> 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 CO<sub>2</sub> 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 CO<sub>2</sub> atmosphérique depuis 1960 ..... 52
- › **Schéma** : Principe de fonctionnement du marché du CO<sub>2</sub> ..... 53
- › **Encadré** : CO<sub>2</sub> : acteurs, produits, marchés et plateformes d'échange ..... 54
- › **Schéma** : Les trois phases pour atteindre les objectifs fixés de réduction des émissions de CO<sub>2</sub> ..... 55
- › **Graphique** : Prix du CO<sub>2</sub> 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'appréhende 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

› <b>Carte</b> : Les infrastructures énergétiques prioritaires à l'horizon 2020 et au-delà .....	65
---	----

› <b>Encadré</b> : Adoption d'un nouveau règlement relatif à la sécurité d'approvisionnement en gaz .....	66
--	----

› <b>Encadré</b> : L'ACER joue un rôle-clé en faveur d'une plus grande intégration des marchés .....	67
---	----

› <b>Encadré</b> : Le couplage de marchés en électricité .....	69
--	----

› <b>Tableau</b> : Centrales à cycle combiné à gaz existantes en France .....	72
--	----

## **ANNEXES**

› <b>Synthèse des principales délibérations de la CRE en 2010</b> .....	75
---	----

› <b>Glossaire</b> .....	80
--------------------------	----

› <b>Sigles</b> .....	88
-----------------------	----

› <b>Sommaire détaillé</b> .....	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](http://www.cre.fr)

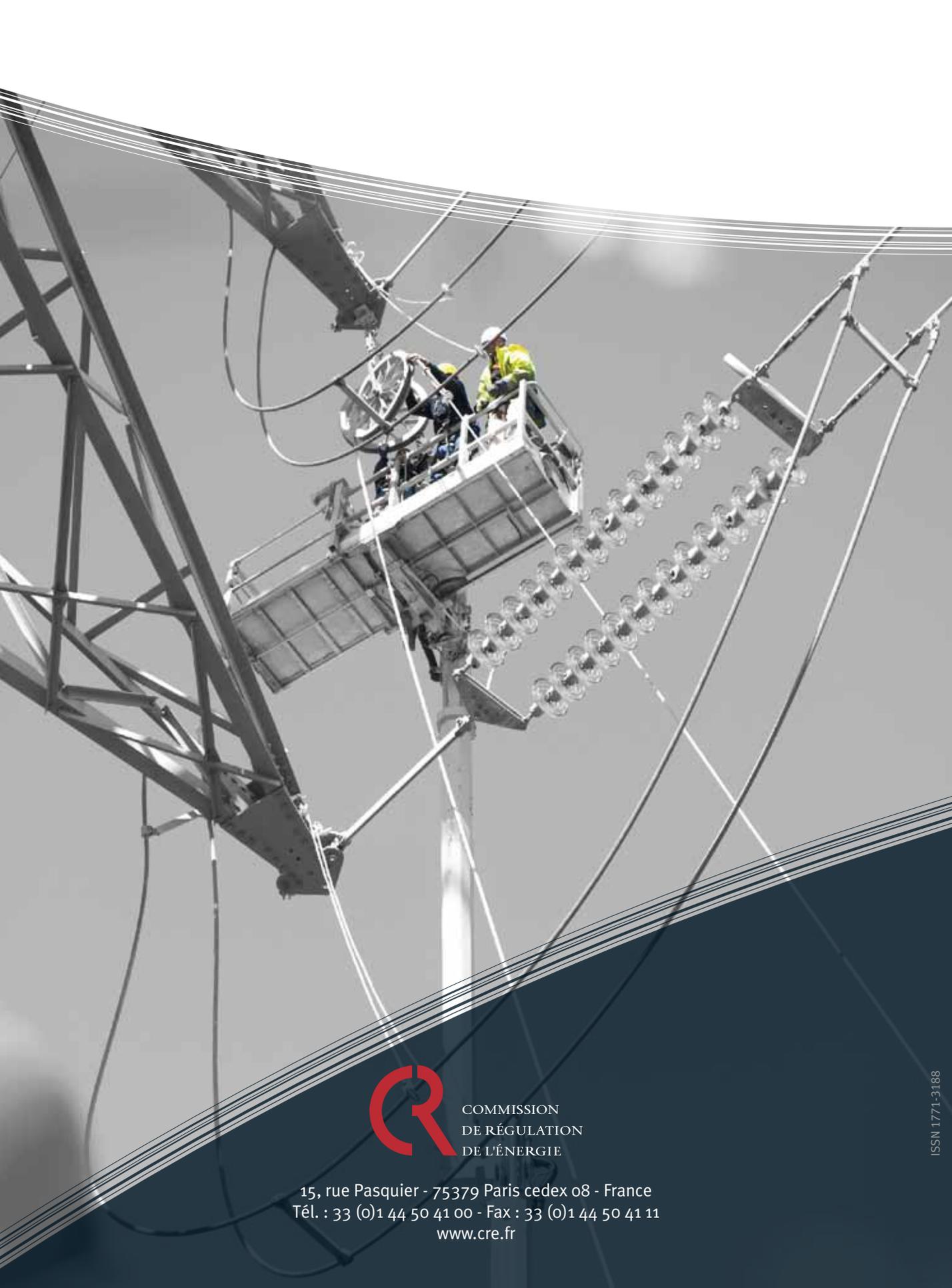
Crédits photos : c. 1 : © GRTgaz, Dunouau Franck – p. 19 : © iStockphoto, Felix Möckel – p. 28 : © Xavier Granet –  
p. 29 : © Vanessa Vercel – p. 34 : © Fotolia, Jean-Paul Comparin – p. 39 : © François Daburon – p. 41 : © Fotolia, Pakhnyushchyy –  
p. 42 : © iStockphoto, Slobo – p. 49 : © François Daburon – 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 : **ROMATIQUETS ÉDITIONS** (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<sup>e</sup> 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<sup>er</sup> 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](http://www.cre.fr)