



Rapport d'activité **2009**

Sommaire

PARTIE 1

Le fonctionnement de la CRE et l'activité du CoRDiS..... 4

PARTIE 2

La mise en œuvre du 3^e paquet énergie va renforcer la régulation dans ce secteur..... 14

PARTIE 3

Le régulateur contribue au bon fonctionnement des infrastructures,
à l'interconnexion des réseaux européens et à la sécurité d'approvisionnement..... 20

PARTIE 4

La régulation est au service des investissements et de la qualité..... 38

PARTIE 5

Les énergies renouvelables, le comptage évolué et les réseaux du futur
sont des moyens privilégiés en faveur du développement durable..... 64

PARTIE 6

La CRE concourt au bon fonctionnement des marchés de l'électricité
et du gaz au bénéfice des consommateurs..... 78

ANNEXES

1. Synthèse des principales délibérations de la CRE	99
2. Calendrier européen et international 2009	109
3. Conseil des régulateurs européens de l'énergie (CEER).....	111
4. Glossaire.....	113
5. Sigles.....	121
6. Unités et conversions	122
7. Index.....	123
8. Liste des encadrés, figures et tableaux.....	125
9. Table des matières	126

Le message du collège



Philippe de Ladoucette (président), Michel Thiollière (vice-président), Maurice Méda (vice-président), Anne Duthilleul, Marie-Solange Tissier, Jean-Paul Aghetti, Jean-Christophe Le Duigou, Hughes Hourdin, Emmanuel Rodriguez

L'année 2010 marque les dix ans d'existence de la Commission de régulation de l'énergie.

À cette occasion, la CRE a souhaité engager et coordonner la réflexion sur les réseaux électriques du futur en organisant le premier colloque de grande ampleur en France sur ce sujet stratégique. Plus réactifs et communicants que les systèmes actuels, les réseaux électriques intelligents ou *smart grids* permettront de

répondre aux défis que constituent l'intégration de la production électrique d'origine renouvelable, la maîtrise de la demande énergétique, la gestion de la pointe de consommation, le développement de l'usage de la voiture électrique et, naturellement, l'ouverture des marchés.

Cet anniversaire est également l'occasion de faire un point d'étape sur l'état de l'ouverture des marchés du gaz et de l'électricité. Ceux-ci

restent dominés par les tarifs réglementés de vente. En effet, au 31 décembre 2009, 94 % des sites toutes catégories confondues représentant 65 % de la consommation (82 % en tenant compte du TaRTAM) sont aux tarifs réglementés en électricité et 88 % des sites représentant 52 % de la consommation pour le gaz. Toutefois, le nombre de clients résidentiels ayant quitté les tarifs réglementés a doublé en 2009 sur le marché de l'électricité et augmenté d'un tiers sur le marché du gaz. Si l'ouverture des marchés est progressive, elle devrait encore s'accélérer.

Ainsi, dans le secteur du gaz, les engagements pris par GDF SUEZ auprès de la Commission européenne de limiter à 50 % sa part des capacités de long terme d'entrée de gaz en France, à partir de 2014 et pour une durée de dix ans, constituent des signaux positifs qui élargiront les possibilités de choix pour les consommateurs.

Grâce aux bouleversements qu'a connus récemment le marché du gaz du fait de l'entrée en production de gaz non conventionnels, les consommateurs devraient bénéficier de prix du gaz plus favorables que ceux qui découlent des contrats long terme indexés sur les prix pétroliers. Toutefois, pour bénéficier de ces opportunités et pour garantir la sécurité d'approvisionnement, il est nécessaire de continuer à investir dans les infrastructures gazières à l'échelle nationale et européenne.

De même, le projet de loi sur la nouvelle organisation du marché de l'électricité, dit NOME, vise à placer les concurrents d'EDF dans des conditions économiques plus favorables qu'aujourd'hui, en prévoyant un droit d'accès régulé au parc nucléaire historique.

Si l'ouverture des marchés se poursuit en Europe, les marchés nationaux demeurent encore trop isolés. Parvenir à un marché unique européen de l'énergie, à la fois compétitif, durable et dont la sécurité d'approvisionnement soit assurée, est un objectif aujourd'hui loin d'être atteint. L'un des principaux obstacles à la construction d'un marché unique européen de l'énergie réside dans les limites des

interconnexions entre les réseaux. Le développement de ces interconnexions ainsi que le renforcement de la coopération entre gestionnaires de réseaux sont essentiels car ils concourent, d'une part, à une meilleure sécurité d'approvisionnement et, d'autre part, au bon fonctionnement des marchés en favorisant les échanges internationaux. Les interconnexions permettent en outre de bénéficier de la complémentarité des parcs de production électriques, de minimiser les coûts de production et de réduire les émissions de CO₂. C'est pourquoi leur développement est une priorité.

L'année 2010 ouvre de nouvelles perspectives afin de pallier, au moins partiellement, certaines de ces insuffisances et de donner un nouvel élan à la construction du marché intérieur au bénéfice du consommateur européen.

La mise en œuvre du 3^e paquet énergie permettra de se rapprocher de l'objectif du marché unique avec la création de l'Agence de coopération des régulateurs européens (ACER) ou encore avec l'harmonisation par le haut des pouvoirs des régulateurs. Ils se voient attribuer notamment la certification de l'indépendance des gestionnaires de réseaux de transport, pour garantir l'accès transparent et non discriminatoire à leurs réseaux.

Le 3^e paquet énergie et la future loi sur la nouvelle organisation du marché de l'électricité sont des vecteurs de dynamisme des marchés et d'amélioration de leur fonctionnement. La CRE joue un rôle majeur dans la mise en œuvre de ces réformes, qui vont modifier en profondeur le secteur de l'énergie en Europe et en France.

L'énergie a été le ferment de la construction européenne. C'est d'abord sur le fondement de ce que Robert Schuman appelait les « réalisations concrètes » dans ce secteur stratégique qu'a prospéré le projet européen. Aujourd'hui l'importance et la diversité des enjeux énergétiques justifient de faire de l'énergie une des grandes politiques européennes. Le traité de Lisbonne porte d'ailleurs en germe les éléments d'une politique ambitieuse en la matière. ■



Le **fonctionnement** de la CRE et l'**activité** du CoRD*i*S

p. 5 > Les compétences et l'organisation de la CRE

p. 10 > Le Comité de règlement des différends
et des sanctions (CoRD*i*S)



1. Les compétences et l'organisation de la CRE

1.1. Présentation de la CRE

Autorité administrative indépendante créée en 2000, la Commission de régulation de l'énergie (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.

Régulateur du secteur 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 » ⁽¹⁾. Elle dispose d'un statut garantissant l'indépendance des missions généralement dévolues aux autorités administratives indépendantes chargées de la régulation d'un secteur économique ouvert à la concurrence et marqué par la présence d'opérateurs historiques.

Sa légitimité se fonde sur :

- sa capacité d'expertise et de réactivité ;
- l'utilisation de procédures transparentes d'élaboration de ses décisions et avis (groupes de travail, consultations publiques, auditions) ;
- une indépendance vis-à-vis du gouvernement et des acteurs ou des entreprises du secteur régulé.

1.1.1. Un champ de régulation national et européen

La mission de la CRE est double : assurer l'ouverture à la concurrence et le bon fonctionnement des marchés de l'électricité et du gaz et contribuer à la construction d'un marché intérieur européen de l'électricité

et du gaz. Son action revêt donc une dimension à la fois européenne et nationale qui se traduit par son appartenance au Conseil des régulateurs européens de l'énergie* (CEER), association qui regroupe les régulateurs des États membres ainsi que ceux de l'Islande et de la Norvège. La CRE participe également aux travaux du Groupe des régulateurs européens pour l'électricité et le gaz* (ERGEG), mis en place par la Commission européenne en 2003, et qui a pour mission de la conseiller et de l'appuyer dans son action de renforcement du marché intérieur.

1.1.2. L'organisation des marchés de l'électricité et du gaz

Les directives européennes de 1996, 1998 et de 2003, transposées en droit français, organisent l'ouverture à la concurrence des marchés de l'électricité et du gaz en prévoyant :

- le libre choix du fournisseur* d'électricité et de gaz pour les consommateurs ;
- la liberté d'établissement pour les producteurs* et les fournisseurs ;
- un droit d'accès non discriminatoire, transparent et disponible pour tous les utilisateurs des réseaux de distribution et de transport du gaz et de l'électricité, des terminaux méthaniers et des stockages souterrains* de gaz naturel.

Pour que ces trois grands principes puissent être respectés, les directives ont rendu obligatoire l'indépendance des gestionnaires de réseaux de transport* (GRT) et de distribution* (GRD) ⁽²⁾ par rapport aux activités de production et de négoce des entreprises

(1) Art. 28 de la loi n° 2000-108 du 10 février 2000.

(2) Pour les distributeurs desservant plus de 100 000 clients.

1. Le fonctionnement de la CRE et l'activité du CoRDiS

intégrées*, sans toutefois imposer la séparation de la propriété des réseaux. Ce principe d'indépendance, conjugué au contrôle des régulateurs nationaux de l'énergie, constitue le pilier du fonctionnement actuel des marchés de l'électricité et du gaz.

Les marchés du gaz et de l'électricité sont aujourd'hui organisés entre activités ouvertes à la concurrence (production, négoce et fourniture de tous les consommateurs) et activités en monopole*, mais régulées (transport, distribution et terminaux méthaniers).

1.2. Les missions de la CRE

1.2.1. La CRE régule les réseaux d'électricité et de gaz

1.2.1.1. La CRE garantit le droit d'accès aux réseaux publics d'électricité et aux réseaux et installations de gaz naturel

Pour assurer cette mission, la CRE :

- propose au gouvernement les tarifs d'utilisation des réseaux de transport et de distribution d'électricité et de gaz, et des terminaux méthaniers ;
- règle les différends relatifs à l'accès et à l'utilisation des réseaux publics d'électricité et des installations de gaz naturel, et sanctionne les manquements aux obligations qui pèsent sur les gestionnaires, opérateurs, exploitants ou utilisateurs d'une infrastructure d'électricité ou de gaz.

1.2.1.2. La CRE veille au bon fonctionnement et au développement des réseaux d'électricité et de gaz, ainsi qu'à l'indépendance de leurs gestionnaires

Pour assurer cette mission, la CRE :

- approuve les programmes d'investissements des GRT, aussi bien en électricité qu'en gaz naturel ;
- approuve les principes de séparation juridique et comptable entre les activités de transport, de fourniture et de distribution et veille au respect des codes de bonne conduite et à l'indépendance des gestionnaires de réseaux de gaz et d'électricité ;
- supervise l'organisation du mécanisme d'ajustement* sur les réseaux d'électricité et le fonctionnement de l'équilibrage des réseaux de transport de gaz naturel ;
- approuve, en étroite collaboration avec les régulateurs de l'ensemble des États membres, des

méthodes de calcul et d'allocation des capacités d'interconnexion*.

1.2.1.3. La CRE contribue à la construction du marché intérieur européen de l'électricité et du gaz par l'harmonisation des règles d'accès aux réseaux et l'optimisation des interconnexions entre marchés nationaux

Pour assurer cette mission en tant que membre de l'ERGEG, la CRE :

- participe aux travaux européens au sein des initiatives régionales Électricité et Gaz qui permettent des avancées progressives en matière de gestion des échanges aux interconnexions transfrontalières et l'émergence de marchés régionaux européens ;
- veille à la cohérence et à la convergence des initiatives régionales, condition de l'intégration des marchés ;
- participe à l'élaboration des règles de fonctionnement du marché intérieur européen.

1.2.2. La CRE régule les marchés de l'électricité et du gaz

La CRE veille au bon fonctionnement des marchés de l'électricité et du gaz naturel pour permettre le développement de la concurrence au bénéfice du consommateur.

1.2.2.1. 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

La surveillance d'un marché consiste à vérifier que la formation des prix relève bien du jeu normal de la concurrence. L'action de la CRE vise à détecter, par l'analyse des prix et des décisions des acteurs, tout comportement paraissant anormal et pouvant révéler une manipulation. En rassurant les intervenants, la surveillance favorise le développement des transactions et renforce la capacité du marché à donner des signaux de prix pertinents. La confiance dans la formation des prix est également déterminante pour les investisseurs.

1.2.2.2. La CRE veille au bon fonctionnement des marchés de détail

Pour assurer cette mission, la CRE :

- organise les travaux des instances de concertation réunissant l'ensemble des parties prenantes

(représentants des consommateurs, fournisseurs, gestionnaires de réseaux, pouvoirs publics) et contrôle les expérimentations de systèmes de comptage* évolués ;

- publie les résultats de l'observatoire des marchés de détail ;
- émet 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 ;
- saisit l'Autorité de la concurrence des abus de position dominante et des pratiques entravant le libre exercice de la concurrence dont elle a connaissance.

1.2.2.3. 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

Pour assurer cette mission, 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 ;
- émet des avis sur les tarifs d'achat de l'électricité produite par cogénération* ou à partir d'énergies renouvelables ;
- gère le dispositif de compensation des fournisseurs supportant des charges de service public (évaluation des charges des fournisseurs et des contributions associées, recouvrement et compensation des fournisseurs supportant des charges en lien avec la Caisse des Dépôts) ;
- gère le dispositif de compensation des fournisseurs supportant des charges liées au tarif réglementé transitoire d'ajustement du marché électrique* (TaRTAM).

1.2.2.4. La CRE informe l'ensemble des consommateurs

Pour assurer cette mission, la CRE copilote le site internet www.energie-info.fr avec le médiateur national de l'énergie, la Direction générale de la concurrence, de la consommation et de la répression des fraudes (DGCCRF) et la Direction générale de l'énergie et du climat (DGEC). Ce guichet unique a pour vocation d'informer les consommateurs sur leurs démarches et leurs droits en matière d'énergie.

En complément, la CRE participe à Énergie-Info, un service d'information partagé avec le médiateur national de l'énergie, qui permet de répondre aux

demandes individuelles des consommateurs. Il est accessible par téléphone⁽³⁾, par courrier et par courriel.

1.3. L'organisation de la CRE

1.3.1. Les membres du collège

Les membres du collège de la CRE définissent les grandes orientations, adoptent les décisions et les avis qui s'intègrent dans l'action générale de la CRE.

Le collège de la CRE est composé :

- du président du collège, nommé par décret du Président de la République ;
- de deux vice-présidents, nommés respectivement par le président de l'Assemblée nationale et le président du Sénat ;
- de deux membres nommés respectivement par le président de l'Assemblée nationale et le président du Sénat ;
- d'un membre nommé par le président du Conseil économique, social et environnemental ;
- d'un membre nommé par décret ;
- de deux représentants des consommateurs d'électricité et de gaz naturel, nommés par décret.

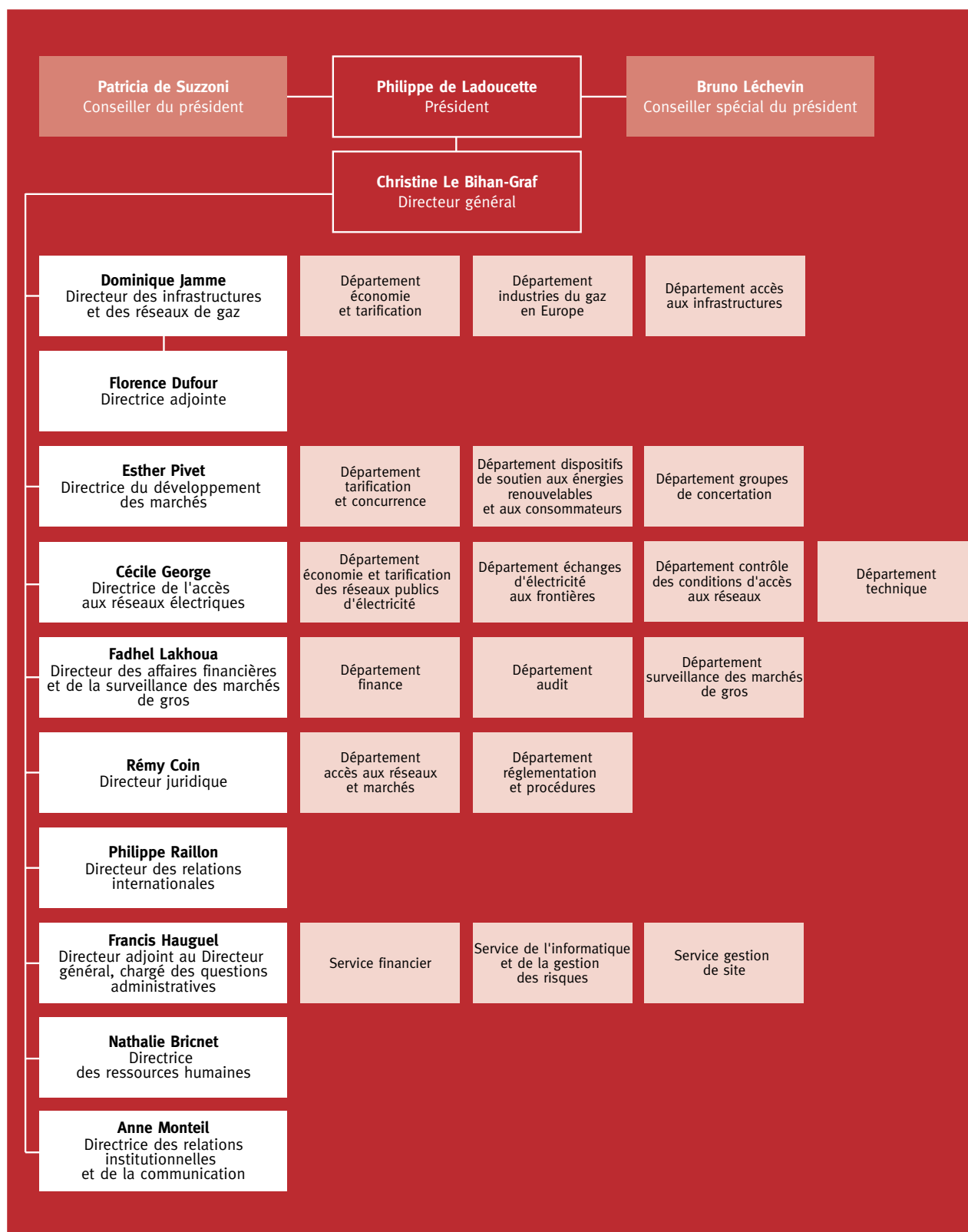
La durée de leur mandat est de six ans non renouvelable.

Au 31 décembre 2009, le collège comprenait, à la suite du renouvellement intervenu en 2008, cinq membres à temps plein, dont le président, et quatre membres à temps partiel. Entre février et avril 2010, trois membres à temps plein, dont le mandat était arrivé à échéance, ont été renouvelés. À cette occasion, un nouveau vice-président – à temps plein – a été nommé par le président du Sénat : Monsieur Michel Thiollière ; les deux autres membres du collège ont été remplacés par des commissaires à temps partiel : Madame Anne Duthilleul, nommée par le président du Conseil économique, social et environnemental, et Madame Marie-Solange Tissier, nommée par le président de l'Assemblée nationale. Ainsi, la composition du collège est désormais totalement conforme à la configuration prévue par la loi du 7 décembre 2006 : trois membres à temps plein (le président et les deux vice-présidents) et six membres à temps partiel.

(3) N° Azur 0810 112 212.

1. Le fonctionnement de la CRE et l'activité du CoRDIS

1.3.2. Les services de la CRE



1.4. L'activité en chiffres

Entre le 1^{er} janvier et le 31 décembre 2009, le collège de la CRE a tenu 173 séances de commission donnant lieu à 85 délibérations.

Les délibérations de la CRE sont rendues publiques sur son site Internet.

1.5. Les moyens budgétaires

Les moyens financiers de la CRE sont inscrits au budget de l'État. Ils figurent dans la mission « Économie », au sein du programme « Développement des entreprises et de l'emploi » dont elle constitue l'action « Régulation et contrôle des marchés de l'énergie ».

Les budgets accordés à la CRE depuis 2006 par les lois de finances successives se sont révélés insuffisants pour faire face à la fois aux enjeux de l'ouverture complète des marchés et à l'extension des missions supplémentaires prévues par la loi du 7 décembre 2006. Ces moyens ont conduit à des arbitrages sévères en cours de gestion au moment même où les activités de la CRE sont appelées à croître encore davantage, tant dans la perspective de la future loi NOME (nouvelle organisation du marché de l'électricité) que de la mise en œuvre du 3^e paquet énergie.

En 2009, le budget de la CRE accordé en loi de finances ⁽⁴⁾ a été de 19,9 M€, réparti en une dotation de crédits de personnels de 11,8 M€ pour un plafond d'emplois de 131 équivalents temps plein travaillé (ETPT), et une dotation de crédits de fonctionnement d'un montant de 8,1 M€. Ces montants étaient inchangés par rapport à 2008. La consommation finale du budget alloué a été de 99,95 %.

Pour l'année 2010, le budget alloué à la CRE est resté au niveau de celui de l'année 2009, soit 20 M€, dont 11,9 M€ pour les crédits de personnels avec un plafond d'emplois de 131 ETPT et 8,1 M€ au titre des crédits de fonctionnement.

La stabilisation d'un budget structurellement équilibré s'avère donc indispensable pour permettre à la CRE d'accomplir ses missions et de faire face aux conséquences de leur élargissement sur les exercices 2011 à 2013.

Les nouvelles dispositions communautaires prévoient également de renforcer l'indépendance des régulateurs nationaux, condition fondamentale de la confiance des marchés. À cet effet, le règlement propose que « les autorités de régulation soient dotées de la personnalité juridique, bénéficient de l'autonomie budgétaire et disposent de ressources humaines et financières appropriées et d'une gestion indépendante ».

1.6. Les personnels

Les effectifs réels constatés des services de la CRE (hors collège) sont passés de 129 au 31 décembre 2008 à 125 au 31 décembre 2009, pour un plafond d'emplois budgétaires de 131 ETPT. Cette évolution s'explique par le transfert des personnels de la CRE rattachés au service partagé Énergie-Info de la Direction des marchés de l'électricité et du gaz ⁽⁵⁾ au médiateur national de l'énergie.

En 2009, 87,20 % des effectifs sont des cadres. La répartition entre les femmes et les hommes atteint la quasi-parité (59 femmes et 66 hommes), avec une forte représentation féminine sur les postes de cadres dirigeants (8 femmes et 6 hommes). L'âge moyen est de 36,5 ans. L'ancienneté moyenne est de 2,99 ans pour l'ensemble de la communauté de travail ; elle tombe à 2,45 ans pour les seuls chargés de mission **FIGURE 1 p. 10**.

86 % des personnels sont des agents contractuels, dont plus d'un tiers provient d'entreprises du secteur de l'énergie ; 14 % sont des fonctionnaires.

La diversité des origines professionnelles des personnels (entreprises, consultants, universités, autres régulateurs...), leur niveau de technicité et la richesse de leur expérience doivent être soulignés. Les missions dévolues à la CRE impliquent le recours à un niveau élevé d'expertise dans le domaine de l'énergie, mais aussi de l'audit financier et juridique. Le personnel correspondant est donc recruté avec un très haut niveau de formation et possède généralement une ou plusieurs expériences professionnelles concluantes. Actuellement, seuls 18 collaborateurs sont à la CRE sur un premier emploi. Le vivier majoritairement sollicité est celui des grandes écoles d'ingénieurs, des grandes écoles de commerce ou des cabinets d'audit.

(4) Hors toute mesure de régulation budgétaire.

(5) Direction du développement des marchés depuis le 9 avril 2009.

1. Le fonctionnement de la CRE et l'activité du CoRDîS

85,4 % des personnels sont directement affectés aux fonctions de régulation et exercent des métiers en rapport avec l'activité propre de la CRE (ingénieurs, économistes, technico-économistes, financiers, juristes). Les fonctions support (administration, comptabilité, informatique, communication) mobilisent 14,6 % des agents.

En 2009, l'organisation de la CRE a connu deux évolutions : d'une part, le transfert du département de surveillance des marchés de gros de la Direction des marchés de l'électricité et du gaz (devenant la Direction du développement des marchés), à la Direction financière, (désormais appelée Direction des affaires financières et de la surveillance des marchés de gros) ; d'autre part, le transfert au médiateur national de l'énergie des personnels du service partagé Énergie-Info de la Direction des marchés de l'électricité et du gaz.

Une politique de formation permanente dynamique permet de s'assurer de l'adaptation continue des compétences à l'exercice de la régulation, d'accroître l'efficacité personnelle et de soutenir les projets professionnels, y compris diplômant. En 2009, 68 % des effectifs ont bénéficié d'au moins une formation.

La politique de rémunération de la CRE repose sur la reconnaissance des compétences professionnelles (niveau de formation et expérience acquise), sur la prise en compte du niveau des responsabilités exercées, ainsi que sur les efforts déployés par chacun pour atteindre les objectifs qui lui sont assignés.

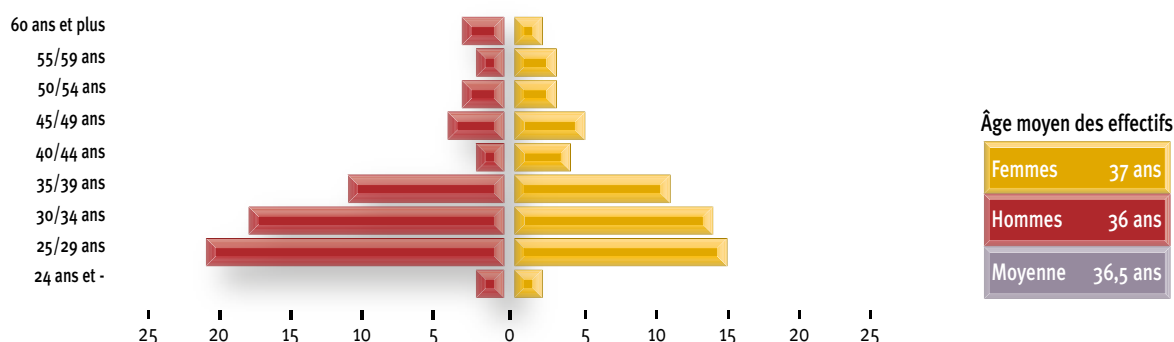
2. Le Comité de règlement des différends et des sanctions (CoRDîS)

2.1. Les compétences, la composition et les activités du CoRDîS

La loi du 7 décembre 2006 a investi le CoRDîS de la CRE du pouvoir de 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* (GNL), lié à l'accès auxdits réseaux, ouvrages et installations ou à leur utilisation ».

En 2009, le CoRDîS a rendu sept décisions au fond, une décision sur une demande de mesures conservatoires et une décision de désistement. Diverses questions ont été abordées, parmi lesquelles les conditions de raccordement* des producteurs et des consommateurs industriels d'électricité aux réseaux publics de distribution et de transport, la mutualisation à travers un seul point de livraison* de gaz de la fourniture de gaz d'une chaufferie et d'une cogénération situées à proximité l'une de l'autre, la question de la participation obligatoire d'un producteur aux services système* et la facturation des écarts par le

FIGURE 1
PYRAMIDE DES ÂGES ET ÂGE MOYEN DES EFFECTIFS (HORS COLLÈGE)



Source : CRE

gestionnaire d'un réseau public de distribution de gaz à un fournisseur de gaz naturel.

2.2. Trois décisions ont revêtu une importance caractérisée

Trois règlements de différends ont permis au CoRDiS de préciser les conditions dans lesquelles un consommateur industriel raccordé au réseau de distribution peut demander un raccordement au réseau de transport, les modalités du comptage de l'électricité par le gestionnaire du réseau public de distribution de l'électricité d'un site indirectement raccordé à son réseau public et enfin, les modalités de la participation d'un producteur d'électricité aux services système.

2.2.1. Le raccordement au réseau public de transport est possible pour un industriel déjà raccordé au réseau public de distribution

Le 2 juin 2009, la Société agro-industrielle de patrimoine oléagineux (Saipol) a saisi le CoRDiS du litige qui l'opposait à la société RTE, gestionnaire du réseau public de transport d'électricité, relatif aux nouvelles conditions de raccordement de son site industriel de consommation d'électricité.

La société Saipol estimait que si, selon l'arrêté du 4 juillet 2003, le domaine de tension de raccordement de référence de son installation, eu égard à sa puissance de raccordement, relevait de la HTA (tension comprise entre 1 et 40 kV), elle pouvait, en

application de l'article 4 du décret du 27 juin 2003, obtenir son raccordement au niveau de tension supérieur, en l'occurrence le réseau de transport d'électricité en HTB1 (de 40 kV à 130 kV) avec l'accord du GRT – les textes réglementaires relatifs au raccordement au réseau public de transport d'électricité ne prévoyant pas, en pareil cas, l'obligation d'obtenir l'accord du gestionnaire du réseau public de distribution.

Dans sa décision, le Comité a rappelé que les décrets respectivement des 13 mars et 27 juin 2003 et les arrêtés d'application des 17 mars 2003 et 4 juillet 2003 relatifs aux raccordements des installations aux réseaux publics de distribution et de transport d'électricité définissaient des critères permettant de rattacher de manière rationnelle et non discriminatoire une demande de raccordement à la compétence soit du GRT soit du GRD.

Il a indiqué qu'une telle réglementation faisait obstacle à ce qu'un utilisateur choisisse librement le réseau auquel il entend être raccordé, conformément aux principes dégagés par la Cour de justice des Communautés européennes dans son arrêt du 9 octobre 2008 relatif à l'affaire C-239/07, Julius Sabatauskas, de laquelle il résulte que les États membres gardent une marge de manœuvre afin d'orienter les utilisateurs de réseaux vers tel ou tel type de réseau.

Toutefois, le Comité a observé que, selon l'article 3 du décret du 13 mars 2003, pouvait être envisagé, avec l'accord des parties concernées, le raccordement au



De gauche à droite : Jean-Claude Hassan, Pierre-François Racine (président), Dominique Guirimand, Jacqueline Riffault-Silk

1. Le fonctionnement de la CRE et l'activité du CoRDiS

réseau public de transport des installations dont le raccordement de référence relève en principe du réseau de distribution.

Il en a déduit que, saisi d'une demande de raccordement au réseau public de transport d'une installation de consommation déjà raccordée au réseau public de distribution, RTE a l'obligation, comme elle l'avait fait en l'espèce pour la société Saipol, d'instruire cette demande en recherchant l'accord du gestionnaire du réseau public de distribution concerné.

Les motifs de refus avancés par la société ERDF tenaient, d'une part, à ce que la puissance électrique demandée pour justifier d'un tel raccordement devait être supérieure à 40 MW et, d'autre part, à ce qu'aucune contrainte technique particulière ne rendait nécessaire le raccordement de l'installation de la société Saipol au réseau de transport. Après avoir constaté que ces motifs n'étaient pas au nombre de ceux expressément et limitativement prévus par les dispositions de l'article 23 de la loi du 10 février 2000, le Comité a invité RTE à poursuivre le raccordement de l'installation de consommation de la société Saipol au réseau public de transport. Cette décision est devenue définitive, en l'absence de recours devant la cour d'appel de Paris.

2.2.2. Un site indirectement raccordé au réseau public de distribution peut bénéficier d'une prestation de comptage de la part d'ERDF

Le raccordement au réseau électrique et la contractualisation de l'obligation d'achat* entre le propriétaire d'une installation de production à partir de biomasse* et EDF constituent deux processus complètement indépendants. Le raccordement consiste à rattacher physiquement l'installation au réseau électrique pour lui permettre d'échanger physiquement de l'énergie avec celui-ci, tandis que le mécanisme de l'obligation d'achat permet au propriétaire de l'installation d'établir un contrat de vente.

Or, dans ses contrats d'obligation d'achat, EDF associe le type de raccordement et le choix contractuel. Plus précisément, EDF demande aux producteurs souhaitant bénéficier de l'obligation d'achat pour la vente de leur production en totalité que soit réalisé un raccordement direct aux réseaux de distribution d'électricité ou à tout le moins que le comptage de l'électricité produite par l'installation d'électricité soit assuré par le gestionnaire du réseau public de distribution.

En l'espèce, à la suite d'un appel d'offres tendant à la production d'électricité à partir de biomasse et de biogaz* lancé en 2005, la société Bioenerg avait été autorisée à exploiter une installation de biomasse. Cette installation n'était pas directement raccordée au réseau public de distribution d'électricité.

En préalable à la conclusion d'un contrat d'obligation d'achat, EDF imposait à la société Bioenerg que le comptage de l'électricité produite par l'installation de biomasse soit assuré par le gestionnaire du réseau public de distribution, en l'occurrence la société ERDF.

ERDF ayant refusé d'assurer une telle prestation au motif notamment que la société Bioenerg n'était pas directement raccordée au réseau public de distribution, la société Bioenerg a saisi le CoRDiS le 21 juillet 2009 d'une demande de mesures conservatoires accompagnée d'une demande au fond.

Elle demandait au CoRDiS d'enjoindre à ERDF de comptabiliser l'électricité produite par son installation électrique.

Le Comité a rejeté la demande de mesures conservatoires le 30 juillet 2009. En revanche, dans sa décision au fond en date du 2 octobre 2009, il a rappelé, en premier lieu, que ni la loi du 10 février 2000, 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 à un réseau public de distribution.

Le Comité a ensuite observé qu'en l'espèce, rien n'exigeait tant sur le plan technique que sur celui de la sécurité, que l'installation de production de la société Bioenerg soit raccordée directement au réseau public de distribution d'électricité.

En outre, le Comité a rappelé, d'une part, que l'article 4.11 des règles tarifaires relatives aux prestations annexes réalisées sous le monopole des gestionnaires de réseaux publics de distribution d'électricité annexée à la décision du 7 août 2009 fixant la date d'entrée en vigueur des tarifs des prestations annexes réalisées sous le monopole des gestionnaires de réseaux publics d'électricité, prévoit une prestation annuelle de décompte consistant « pour une installation raccordée indirectement au réseau public de distribution par l'intermédiaire des installations électriques privatives appartenant à un tiers, à effectuer le relevé, le contrôle et les calculs de décompte en vue de l'affectation des flux de soutirage* et/ou d'injection au périmètre d'un

responsable d'équilibre et de la publication des données de comptage » et, d'autre part, qu'en vertu des dispositions de l'article 2 de cette même annexe, « les mêmes prestations sont proposées à tous les utilisateurs [...] » par le gestionnaire du réseau public de distribution.

Le CoRDIS en a déduit que la société ERDF, en situation de monopole pour la fourniture de la prestation de décompte, était dans l'obligation, sauf motif légitime, de proposer cette prestation à tous les utilisateurs placés dans une même situation.

Après avoir estimé que la société Bioenerg relevait de la catégorie des utilisateurs non directement raccordés au réseau public de distribution et bénéficiant, en application de la loi, d'un contrat d'obligation d'achat, le Comité a invité la société ERDF à proposer à la société Bioenerg une convention pour la mise en place d'une prestation de comptage en décompte permettant l'exécution de son contrat d'obligation d'achat. Cette décision a été déferée par ERDF devant la cour d'appel de Paris.

Le cadre légal et réglementaire relatif à ces sites raccordés en décompte pourrait évoluer suite à la transposition en droit français de la directive 2009/72/CE, et notamment de son article 28.

2.2.3. Un producteur d'électricité a l'obligation de participer aux services système

Afin d'assurer, comme la loi l'impose au gestionnaire du réseau public de transport d'électricité, l'équilibre des flux d'électricité sur le réseau, ainsi que la sécurité, la sûreté et l'efficacité de ce réseau, RTE doit garantir la stabilité de la fréquence et de la tension du courant aux différents points du réseau.

À cette fin, les utilisateurs du réseau, principalement les producteurs, mettent à la disposition de RTE, de manière permanente, une partie de la puissance active (réglage de la fréquence) ou réactive (réglage de la tension) de leur production, cette puissance pouvant être modulée très rapidement et de façon automatique. Ces moyens mis à la disposition de RTE sont dénommés services système.

La société Poweo Production, qui souhaite développer deux installations de production d'électricité constituées de centrales thermiques de type cycle combiné* brûlant du gaz naturel, à Toul et Pont sur Sambre, contestait le fait que RTE puisse lui imposer de participer aux services système. Elle a donc saisi le CoRDIS, le 3 juillet 2009, du différend qui l'opposait à RTE sur ce point.

Le III de l'article 15 de la loi du 10 février 2000 dispose que : « le gestionnaire du réseau public de transport veille à la disponibilité et à la mise en œuvre des services et des réserves nécessaires au fonctionnement du réseau. [...] À cet effet, il négocie librement avec les producteurs et les fournisseurs de son choix les contrats nécessaires à l'exécution des missions énoncées à l'alinéa précédent, selon des procédures concurrentielles, non discriminatoires et transparentes, telles que notamment des consultations publiques ou le recours à des marchés organisés ».

Pour trancher le litige, le Comité a estimé qu'au regard de la directive 2003/54/CE du 26 juin 2003, ces dispositions devaient être interprétées, sous réserve qu'il sollicite l'ensemble des producteurs, comme réservant au seul gestionnaire du réseau public de transport, le choix des producteurs ou des fournisseurs dont les prestations lui sont nécessaires pour remplir sa mission d'équilibrage, sans laisser à ces derniers la possibilité de ne pas participer aux services système.

Il a donc conclu que la société Poweo Production n'était pas fondée à soutenir que le régime de participation aux services système mis en place par le législateur était facultatif et a rejeté la demande de celle-ci.

S'agissant de la rémunération de cette participation, la société Poweo Production arguait d'un manque à gagner résultant de ce qu'elle ne pouvait valoriser la capacité de production consacrée aux services système en vendant la production correspondante sur un marché. Elle demandait, en conséquence, que sa rémunération, au titre de la fréquence, soit fondée sur les règles du marché.

Le CoRDIS a d'abord rappelé que si le III de l'article 15 de la loi du 10 février 2000 précise que les prestations d'équilibrage sont fournies selon des procédures concurrentielles, non discriminatoires et transparentes, il n'impose pas pour autant à RTE de recourir à des marchés organisés.

Le Comité a, par suite, considéré que les conditions de rémunération proposées par RTE, qui reposent sur un prix unique fondé sur les coûts des producteurs et figurent dans un document public, à savoir les tarifs d'utilisation des réseaux publics d'électricité, sont exemptes de toute atteinte aux règles de la concurrence, transparentes et non discriminatoires. Cette décision a également été déferée par Poweo Production devant la cour d'appel de Paris.



La mise en œuvre du **3^e paquet énergie va renforcer la régulation** dans ce secteur

- p. 15 > L'adoption du 3^e paquet énergie conduit à renforcer et à harmoniser par le haut les missions et les compétences des autorités de régulation nationales
- p. 16 > Le souci de l'indépendance des gestionnaires de réseaux (*unbundling*) est au cœur du 3^e paquet...
- p. 18 > L'Agence de coopération des régulateurs de l'énergie constitue un nouvel outil de coordination des régulateurs au niveau européen



1. L'adoption du 3^e paquet énergie conduit à renforcer et à harmoniser par le haut les missions et les compétences des autorités de régulation nationales

Au terme de dix-huit mois de négociations, le 3^e paquet législatif réformant le marché intérieur de l'énergie a été adopté par le Parlement européen et par le Conseil de l'Union européenne et publié au Journal officiel de l'Union européenne le 14 août 2009. Il se compose de deux directives et de trois règlements. Les directives doivent être transposées d'ici le 3 mars 2011.

Les dispositions du 3^e paquet présentent des avancées importantes au regard du cadre juridique précédent. Le législateur communautaire a estimé que l'indépendance devait être garantie et que les missions et compétences des régulateurs nationaux devaient être harmonisées par le haut, dans le cadre de la mise en place du marché intérieur de l'énergie. En effet, malgré un socle commun de compétences prévues par les directives du 2^e paquet, les pouvoirs et les compétences des régulateurs dans les États membres de l'Union européenne sont très hétérogènes.

Ainsi, le régulateur dispose :

- d'une personnalité juridique distincte ;
- d'une indépendance fonctionnelle vis-à-vis de toute entreprise publique ou privée ;
- de crédits budgétaires annuels séparés et d'une autonomie dans l'exécution du budget alloué ;
- de moyens lui permettant d'assurer ses missions.

Les directives prévoient aussi que les personnes chargées de la gestion de l'autorité de régulation agissent indépendamment de tout intérêt commercial et ne sollicitent ni n'acceptent d'instructions directes d'aucun

gouvernement ou autre entité publique ou privée dans l'exécution des tâches de régulation.

Les directives énoncent un certain nombre d'objectifs généraux pour les régulateurs, qui fixent le cadre dans lequel elles exercent leurs missions et compétences. La portée de ces objectifs généraux est non négligeable, même si ceux-ci n'ont pas forcément de valeur normative.

Ainsi, le régulateur doit promouvoir un marché intérieur de l'énergie concurrentiel, sûr et durable au sein de l'Union européenne, y compris au niveau régional. Il doit développer des marchés régionaux concurrentiels et fonctionnant correctement au sein de la Communauté. Il doit contribuer à assurer la mise en place de réseaux non discriminatoires qui soient sûrs, fiables, performants et axés sur les consommateurs, promouvoir l'efficacité énergétique, tant dans les réseaux de transport que dans ceux de distribution, ainsi que la production d'énergie décentralisée à partir de sources d'énergies renouvelables*.

1.1. Le régulateur a un rôle accru dans la procédure de tarification d'utilisation des réseaux électriques et gaziers et des installations de gaz naturel liquéfié*

Les nouvelles directives, comme celles de 2003, prévoient que l'autorité de régulation fixe ou approuve, avant leur entrée en vigueur et selon des critères transparents, les tarifs d'utilisation des réseaux de transport et de distribution ou au moins les méthodologies utilisées pour les calculer. Les dispositions des directives de 2003 permettant à l'autorité de régulation de soumettre à l'organe compétent de l'État membre un projet de décision qu'il peut approuver ou rejeter ont disparu des directives de 2009.

2. La mise en œuvre du 3^e paquet énergie va renforcer la régulation dans ce secteur

1.2. La nouvelle procédure de certification renforce le contrôle du régulateur sur l'indépendance des gestionnaires de réseaux

Le 3^e paquet modifie profondément les règles d'indépendance des gestionnaires de réseaux, en particulier en transport (cf. partie 2 du rapport au 2.1. p. 16).

L'entrée en vigueur du 3^e paquet renforce le rôle du régulateur en instaurant une procédure de certification des gestionnaires de réseaux, destinée à garantir l'indépendance des gestionnaires de réseaux de transport* (GRT). Certifier un GRT conformément à un modèle d'indépendance implique que le régulateur vérifie que ce gestionnaire respecte l'ensemble des exigences du modèle choisi. Le projet de décision de certification élaboré par le régulateur sera soumis pour avis à la Commission européenne. Le régulateur en tiendra le plus grand compte. Après la phase de certification, le régulateur sera chargé de surveiller dans le temps la conformité du GRT au modèle choisi.

La CRE et les GRT devraient engager des travaux préparatoires dès 2010.

1.3. La compétence du régulateur en matière de surveillance des marchés est étendue au marché de détail

Par ailleurs, le 3^e paquet conduit à une harmonisation des compétences pour les autorités de régulation nationales (ARN) dans le domaine de la surveillance des marchés de gros et de détail. Désormais, conformément aux articles 37 et 41 des directives Électricité et Gaz, les missions des ARN impliquent de :

- « surveiller le degré de transparence, y compris des prix de gros, et veiller au respect des obligations de transparence par les entreprises... » ;
- « surveiller le niveau et l'efficacité atteints en termes d'ouverture des marchés et de concurrence pour les marchés de gros et de détail... ».

Enfin, est encouragée la coopération entre régulateurs sectoriels et régulateurs des marchés financiers, et sont introduites des dispositions nouvelles, relatives aux obligations de conservation de données. L'article 40 de la directive Électricité dispose ainsi que « les États membres imposent aux entreprises de fourniture l'obligation de tenir à la disposition des autorités nationales, y compris l'autorité de régulation nationale, des autorités nationales de la concurrence

et de la Commission, aux fins d'exécution de leurs tâches, pour une durée minimale de cinq ans, les données pertinentes relatives à toutes les transactions portant sur des contrats de fourniture d'électricité ou des instruments dérivés sur l'électricité passés avec des clients grossistes et des gestionnaires de réseaux de transport ». Une disposition analogue est mentionnée à l'article 44 de la directive Gaz.

1.4. Le régulateur reçoit de nouveaux pouvoirs généraux

Le régulateur dispose d'un pouvoir accru en matière de recueil d'informations et de surveillance des marchés, en coopération avec les autorités de concurrence et les régulateurs des marchés financiers.

Le régulateur peut exiger de la part des entreprises toute information nécessaire à l'exécution de ses tâches (justification pour refus de donner accès à un tiers, information sur les mesures pour renforcer le réseau...). Il peut également infliger des sanctions en cas de non-respect des décisions juridiquement contraignantes adoptées par le régulateur national ou par l'Agence de coopération des régulateurs de l'énergie (ACER).

Le montant des sanctions pécuniaires applicables par le régulateur est porté de 3 % actuellement à 10 % du chiffre d'affaires de l'entreprise pénalisée.

2. Le souci de l'indépendance des gestionnaires de réseaux (*unbundling*) est au cœur du 3^e paquet...

2.1. ... principalement pour les gestionnaires de réseaux de transport

Les directives définissent trois modèles possibles d'indépendance pour les GRT : la séparation patrimoniale, le gestionnaire de réseau indépendant (modèle ISO) et le gestionnaire de transport indépendant (modèle ITO). Les dispositions de chacun des modèles ne peuvent être panachées. La séparation patrimoniale est le modèle de principe mais, quand le réseau de transport est, au 3 mars 2011, exploité par une entreprise verticalement intégrée* (EVI), les deux autres modèles sont envisageables, au choix des États membres. Dans tous les cas, un État membre ne peut empêcher un opérateur de se conformer au modèle de la séparation patrimoniale. En outre, un GRT issu

de la séparation patrimoniale doit être à l'abri de toute prise de contrôle par une entreprise ayant une activité de fourniture ou de production d'énergie.

Le modèle ITO attire particulièrement l'attention, dans la mesure où il résulte de modifications souhaitées par certains États membres, dont la France, aux projets initiaux de la Commission européenne.

Outre le contrôle accru du régulateur, ce modèle se signale par le niveau et le détail des exigences d'indépendance. En effet, le modèle ITO renforce les exigences applicables aux GRT. Ces dernières portent sur :

- les moyens propres du GRT : il doit posséder toutes les ressources humaines, techniques, matérielles et financières nécessaires pour exercer l'activité de transport ;
- les relations avec l'EVI : les prestations de services de l'EVI vers le GRT sont interdites. Les relations commerciales et financières entre l'EVI et le GRT doivent être recensées dans un registre, mis à disposition du régulateur sur demande. Les accords commerciaux et financiers entre l'EVI et le GRT sont soumis à l'approbation du régulateur ;
- la gouvernance d'entreprise : le régulateur est investi d'un pouvoir d'opposition en ce qui concerne la nomination et la révocation des personnes responsables de la direction générale. Les dirigeants sont soumis à des règles de sas. Les dirigeants et les employés du GRT ne peuvent posséder aucun intérêt ni recevoir aucun avantage financier, directement ou indirectement, d'une partie de l'EVI autre que le GRT ;
- la mise en place d'un programme d'engagement, dont le respect est surveillé par un cadre chargé du respect des engagements qui est indépendant.

En outre, le GRT doit préparer un plan décennal de développement qui est soumis au régulateur. Dans le cas où le GRT, pour des motifs autres que des raisons impérieuses qu'il ne contrôle pas, ne réalise pas un investissement qui, en vertu du plan décennal de développement du réseau aurait dû être réalisé dans un délai de trois ans, le régulateur pourra prendre des mesures spécifiques pour garantir la réalisation de l'investissement en question.

Ces nouvelles exigences sont susceptibles d'entraîner d'importantes modifications du fonctionnement des GRT concernés par le modèle ITO.

Le 3^e paquet prévoit également la publication par les ENTSO* (association réunissant les réseaux européens de GRT pour l'électricité et pour le gaz), tous

les deux ans, de plans décennaux non engageants de développement européen des infrastructures de transport. Des plans régionaux seront également établis, ainsi que des plans nationaux pour les GRT sous le modèle ITO.

L'ACER jouera un rôle important dans l'évaluation de ces plans et dans la vérification de la cohérence entre les plans d'investissement nationaux, régionaux et européens. Selon le règlement Gaz, elle pourra par exemple demander que des modifications soient apportées aux plans établis par les GRT si ceux-ci sont sous le modèle ITO. En outre, l'ACER devra émettre un avis motivé, ainsi que des recommandations à l'intention de l'ENTSO-G, du Parlement européen, du Conseil et de la Commission, si elle estime que le projet de plan de développement du réseau dans l'ensemble de la Communauté ne contribue pas à un traitement non discriminatoire, à une concurrence effective et au fonctionnement efficace du marché ou à un niveau suffisant d'interconnexion transfrontalière. Il est établi dans le même article que l'ACER surveillera la mise en œuvre des plans de développement du réseau dans l'ensemble de l'Union.

2.2. ... mais aussi pour les gestionnaires de réseaux de distribution

En ce qui concerne l'indépendance des gestionnaires de réseaux de distribution* (GRD), les évolutions sont moins importantes qu'en transport. Trois compléments ont été apportés :

- « pour exécuter [ses] tâches, le gestionnaire de réseau de distribution dispose des ressources nécessaires, tant humaines que techniques, matérielles et financières ». Cette disposition devrait amener certains GRD à faire évoluer le périmètre d'activités jusqu'alors externalisées ;
- le respect du programme d'engagements (code de bonne conduite), déjà prévu par les textes antérieurs, doit être surveillé par un cadre chargé du respect des engagements, indépendant, et qui doit avoir accès à toutes les informations du GRD et des entreprises liées dont il a besoin pour l'exécution de sa tâche ;
- les GRD appartenant à une entreprise verticalement intégrée doivent s'abstenir, dans leurs pratiques de communication et leur stratégie de marque, de toute confusion avec l'identité distincte de la branche fourniture de l'entreprise verticalement intégrée. Cette disposition devrait amener certains GRD, ou entreprises de fourniture liées, à faire évoluer leurs noms, logos et/ou marques commerciales.

2. La mise en œuvre du 3^e paquet énergie va renforcer la régulation dans ce secteur



3. L'Agence de coopération des régulateurs de l'énergie constitue un nouvel outil de coordination des régulateurs au niveau européen

Le 3^e paquet met en place une nouvelle architecture de régulation au niveau européen, en créant l'Agence de coopération des régulateurs de l'énergie (ACER), destinée à aider les autorités de régulation à exercer au niveau communautaire les tâches de régulation effectuées par les autorités de régulation nationales dans les États membres, à coordonner leur action et, si nécessaire, à la compléter.

L'ACER est une agence communautaire. Ses instances dirigeantes se composent d'un conseil des régulateurs, d'un conseil d'administration, d'un directeur et d'une commission de recours. Elle devra disposer d'un budget de 6 à 7 M€ et sera composée d'environ 50 personnes. Le conseil des régulateurs, constitué de membres des ARN, dispose d'un pouvoir central au sein de l'ACER : le directeur arrête les décisions, recommandations et avis ayant préalablement reçus un avis favorable du conseil des régulateurs. Le conseil des régulateurs a également une influence sur l'évaluation de l'ACER par la Commission européenne. Il peut faire des recommandations sur d'éventuelles modifications du règlement relatif à l'ACER quant à son organisation et son fonctionnement. Le conseil des régulateurs prend ses décisions à la majorité des deux tiers, selon la règle « un membre, une voix ».

La CRE est membre du conseil des régulateurs de l'ACER.

L'ACER sera opérationnelle en mars 2011. Les régulateurs européens et la Commission européenne travaillent ensemble à sa mise en place. Le directeur de l'ACER devrait être nommé d'ici la fin du premier semestre 2010.

3.1. L'ACER relaiera au niveau européen les actions des régulateurs nationaux

L'ACER a d'abord un rôle consultatif envers la Commission européenne, les États membres et les ARN. Elle peut transmettre au Parlement européen et à la Commission européenne un avis sur des mesures qu'elle considère comme nécessaires au développement du marché de l'énergie. Dans ce rôle, elle se substituera au Groupe des régulateurs européens pour l'électricité et le gaz* (ERGEG), qui cessera d'exister lorsque l'ACER sera opérationnelle.

D'autres tâches ont été assignées à l'ACER. Ainsi, une ARN peut également solliciter l'ACER si elle considère qu'une décision d'une autre ARN n'est pas conforme aux orientations-cadres (*framework guidelines*).

L'ACER émet des avis et des recommandations destinés aux GRT, au Parlement européen, au Conseil de l'Union européenne ou à la Commission européenne, ainsi que des avis destinés aux ARN sur les questions transfrontalières. Dans le cadre de l'élaboration des codes de réseau européens par les GRT, l'ACER soumet des orientations-cadres non-contraignantes à la Commission européenne.

Les orientations-cadres fixent des principes clairs et objectifs pour l'élaboration des codes de réseau européens, qui sont aujourd'hui élaborés par les GRT.

Ces codes de réseau portent sur des questions transfrontalières, dans des domaines qui sont énumérés par les règlements du 3^e paquet : allocation des capacités et gestion de la congestion*, équilibrage, conditions d'accès au réseau...

Les codes de réseau peuvent devenir juridiquement contraignants par la voie de la comitologie, si l'ACER fait une recommandation allant dans ce sens à la Commission européenne.

L'ACER aura donc un rôle central dans l'élaboration des codes de réseau européens.

L'agence est par ailleurs investie d'un pouvoir général de surveillance du marché intérieur de l'énergie.

Enfin, elle peut prendre certaines décisions individuelles (régime de régulation applicable aux infrastructures transfrontalières, dérogations) mais uniquement en dernier recours. À la demande de l'ACER, les ARN doivent amender les plans nationaux décennaux de développement des réseaux pour qu'ils soient conformes au plan décennal communautaire.

3.2. Les autorités de régulation nationales joueront un rôle actif auprès de l'ACER

Les régulateurs européens, dont la CRE, seront amenés à jouer un rôle actif au sein même de l'ACER, en tant que membres du conseil des régulateurs. Les régulateurs coopèrent déjà au sein du Conseil européen des régulateurs de l'énergie* (CEER) et de l'ERGEG. Par ailleurs, il est envisageable de :

- créer un lien fort entre le conseil des régulateurs et le travail du CEER ;
- mettre à disposition des experts ainsi que des personnels au niveau de l'encadrement.

ENCADRÉ 1

PUBLICATION DU 5^e RAPPORT DE LA CRE SUR LE RESPECT DES CODES DE BONNE CONDUITE ET L'INDÉPENDANCE DES GESTIONNAIRES DE RÉSEAUX

→ La CRE a publié son cinquième rapport annuel sur le respect des codes de bonne conduite et l'indépendance des gestionnaires de réseaux. Ce rapport propose un état des lieux des actions mises en œuvre par les gestionnaires de réseaux en matière de non-discrimination, de transparence, de protection des informations commercialement sensibles* et d'indépendance vis-à-vis des maisons-mères. Le rapport présente également les évolutions à venir, en particulier celles liées au 3^e paquet énergie.

→ Les codes de bonne conduite et l'indépendance des gestionnaires de réseaux, prévus par les textes communautaires et nationaux, sont les garants de la non-discrimination. L'accès transparent et non-discriminatoire aux réseaux de gaz et d'électricité est, en effet, une condition indispensable au développement de la confiance des consommateurs et liée à la démarche d'ouverture des marchés.

→ Les gestionnaires de réseaux ont atteint un degré de maturité satisfaisant dans le respect des codes de bonne conduite. Les enjeux se situent

désormais sur le maintien du niveau de respect des codes de bonne conduite et la pérennisation de cette démarche.

→ Au regard des critères actuels, l'indépendance opérationnelle des gestionnaires de réseaux de transport est effective. S'agissant des gestionnaires de réseaux de distribution, dont la filialisation est plus récente, l'année 2009 leur a permis de stabiliser leur fonctionnement opérationnel et d'affirmer leur position en tant qu'acteurs à part entière du marché de l'énergie.

→ Les gestionnaires de réseaux de distribution et leurs missions restent peu connus du grand public, même si plusieurs actions de communications ont été menées en 2009. Ce manque de notoriété entretient une ambiguïté défavorable à l'ouverture des marchés. Les efforts entrepris en matière de notoriété doivent donc être poursuivis et généralisés. Par ailleurs, les maisons-mères ne doivent pas chercher à bénéficier de retombées d'image du fait des missions confiées aux gestionnaires de réseaux.



Le régulateur contribue au **bon fonctionnement des infrastructures**, à l'**interconnexion des réseaux européens** et à la **sécurité d'approvisionnement**

p. 21 > Les réseaux électriques

p. 27 > Les infrastructures et les réseaux gaziers



LES RÉSEAUX ÉLECTRIQUES

1. Les initiatives régionales et les travaux au sein de l'ERGEG contribuent à la construction effective du marché intérieur

1.1. En attendant la transposition et la mise en œuvre du 3^e paquet énergie, l'ERGEG prépare les futures règles de fonctionnement des réseaux électriques

Le Groupe des régulateurs européens pour l'électricité et le gaz* (ERGEG) entame son travail de rédaction d'orientations-cadres destinées à l'ENTSO-E* (association réunissant les réseaux européens de transport d'électricité) pour la rédaction de codes de réseau européens destinés à favoriser l'intégration des marchés et les échanges transfrontaliers.

1.1.1. Un projet pilote sur le raccordement et l'accès aux réseaux électriques est en cours

Au cours de l'année 2009, l'ERGEG a mené une consultation publique sur un projet de guide de bonnes pratiques pour le raccordement* et l'accès aux réseaux électriques. Ce guide aura vocation à inspirer les différentes parties prenantes des États membres (gouvernements, régulateurs, gestionnaires de réseaux publics), en prenant en compte les enseignements de l'incident de grande ampleur du 4 novembre 2006 ⁽⁶⁾.

Par ailleurs, il pourrait inspirer la rédaction d'une orientation-cadre pour les codes de réseau européens sur les règles de raccordement au réseau. Sans portée juridique, ce travail préfigurera la tâche de l'Agence

de coopération des régulateurs de l'énergie (ACER) sur ces orientations-cadres, afin que l'agence soit en mesure de maîtriser ses missions dès son installation.

Le règlement européen du 13 juillet 2009 prévoit l'élaboration de douze codes de réseau dans des domaines variés ayant trait au réseau et à l'intégration du marché ⁽⁷⁾.

1.1.2. Les lignes directrices sur le mécanisme d'ajustement* ont été publiées en septembre 2009

Au sein du groupe de travail Réseau et marché d'électricité, la CRE participe à l'établissement d'orientations sur l'intégration des marchés d'ajustement. Ces orientations ont été soumises une première fois à consultation en 2006. L'ERGEG a pris en compte les résultats d'une étude auprès de consultants, lancée avec la Commission européenne à la suite de la première consultation, sur les interactions des marchés d'ajustement avec le marché intrajournalier et les réserves automatiques. Ces orientations, soumises à une nouvelle consultation publique au cours de l'année 2009, ont été approuvées et publiées par l'ERGEG en septembre 2009.

Les principes majeurs sont :

- le modèle d'échange entre gestionnaires de réseaux de transport* (GRT) à privilégier afin de développer les échanges de services d'ajustement. Il s'agit du

⁽⁶⁾ Panne électrique qui a affecté plusieurs millions d'Européens. Le *black out* a été évité grâce à la solidarité entre les réseaux électriques.

⁽⁷⁾ Ainsi, la CRE et l'ERGEG travailleront en 2010 sur les trois thèmes suivants : la sécurité et la fiabilité du réseau, le raccordement au réseau, les attributions des capacités et gestion de la congestion.

3. Le régulateur contribue au bon fonctionnement des infrastructures, à l'interconnexion des réseaux européens et à la sécurité d'approvisionnement

modèle BALIT (Balancing Inter TSO), en place depuis mars 2009 sur l'interconnexion* France-Angleterre ;

- l'absence de réservation de capacités d'interconnexion en faveur des échanges de services d'ajustement. Dans le but de ne pas pénaliser les échanges commerciaux, les GRT ne devraient mettre en place des échanges d'ajustement que s'il reste de la capacité d'interconnexion après réalisation des échanges commerciaux les plus proches du temps réel ;
- l'absence de charge d'accès à la capacité d'interconnexion pour les échanges de services d'ajustement. La capacité d'interconnexion restante après les échanges commerciaux les plus proches du temps réel est inutilisée et perdue si des échanges d'ajustement ne sont pas mis en place. Cette capacité doit donc être gratuite.

Ces orientations serviront de base à l'ACER pour la rédaction de ses orientations-cadres relatives aux règles d'équilibrage.

1.2. La CRE exerce une influence forte dans le processus d'intégration régionale des marchés de l'électricité, afin...

1.2.1. ... d'améliorer les mécanismes d'allocation de capacités de long terme

1.2.1.1. Un jeu de règles unique a été approuvé pour la région Centre-Ouest

À la suite de la création de la première plateforme régionale d'enchères CASC-CWE (*Capacity Allocation Service Company for the Central-West-European Electricity market*), la CRE, en coordination avec les autres régulateurs de la région Centre-Ouest, a approuvé des règles uniques pour l'allocation des capacités de l'ensemble de la région. Ces règles se substituent aux trois ensembles de règles existant jusqu'alors ⁽⁸⁾.

Outre l'harmonisation des conditions d'accès aux interconnexions dans cette région, les nouvelles règles apportent plusieurs améliorations importantes, dont :

- la mise en place d'un mécanisme de revente automatique des capacités de long terme non utilisées ;
- la fermeté des capacités nominées sur les frontières allemandes ;
- le remplacement de la garantie bancaire par un dépôt sur un compte professionnel crédité des montants de chaque enchère.

1.2.1.2. La plateforme CASC-CWE sera étendue aux interconnexions de la région Centre-Sud

Les régulateurs de la région Centre-Sud ont fortement encouragé la création d'un point de contact unique pour l'allocation des capacités d'interconnexion de la région. Des discussions sont en cours pour permettre aux GRT de la région, dont le GRT suisse, de rejoindre la plateforme CASC-CWE, qui organise actuellement les enchères explicites de la région Centre-Ouest. La nouvelle entité qui en résulterait serait la première plateforme d'enchères multirégionale. Elle organiserait les enchères explicites pour toutes les interconnexions des deux régions dès fin 2010 (pour l'allocation des capacités 2011).

En attendant cette étape, RTE a choisi, dès janvier 2010, de confier à Terna, le GRT italien, la gestion de l'allocation des capacités et de l'organisation du marché secondaire dans les deux sens de l'interconnexion France-Italie. Les nouvelles règles d'allocation, concrétisant ce transfert de gestion des enchères, ont été approuvées par la CRE le 3 décembre 2009.

1.2.1.3. Un nouveau jeu de règles et une nouvelle plateforme d'allocation sur l'interconnexion France-Angleterre ont été mis en place

Dans la région France-Royaume-Uni-Irlande, les gestionnaires de l'interconnexion France-Angleterre (NGIL, côté anglais, et RTE, côté français) ont, pendant deux ans, travaillé à l'élaboration de la plateforme CMS (*Capacity Management System*) pour l'allocation et la nomination des capacités* transfrontalières et d'une nouvelle version des règles IFA conformes à la réglementation communautaire ⁽⁹⁾ et harmonisées avec celles en vigueur sur les autres interconnexions européennes.

Dans sa décision du 3 septembre 2009, la CRE a approuvé les règles qui lui ont été soumises et qui entraînent les améliorations principales suivantes :

- la mise en place de produits horaires lors de l'allocation journalière ;
- la mise en place d'enchères fermées au prix marginal pour toutes les échéances ;

(8) Les règles France-Allemagne, les règles France-Belgique et les règles concernant les frontières des Pays-Bas avec l'Allemagne et la Belgique.

(9) Règlement CE 1228/2003 et son annexe.

3. Le régulateur contribue au bon fonctionnement des infrastructures, à l'interconnexion des réseaux européens et à la sécurité d'approvisionnement

- une étape ferme de nomination des capacités permettant la compensation des flux dans la direction opposée (*netting**);
- un mécanisme de revente automatique des capacités de long terme à l'enchère journalière;
- la mise en place de deux enchères explicites pour l'allocation des capacités infrajournalières.

Comme indiqué dans la décision de la CRE, la question de la fermeté des nominations est toujours en discussion entre la CRE et le régulateur britannique.

1.2.2. ... d'assurer la fermeté des capacités

Le nouveau jeu de règles sur l'interconnexion France-Espagne, entré en vigueur en juin 2009, contient des mesures innovantes telles que la mise en place de la revente automatique aux enchères journalières des capacités de long terme non nominées et l'indemnisation au différentiel de prix en cas de réduction des capacités allouées à long terme ⁽¹⁰⁾.

Cette dernière mesure constitue une alternative à ce qui se fait habituellement sur les interconnexions européennes. En effet, sur une majorité des interconnexions européennes, en cas de réduction de la capacité allouée à long terme en amont de l'étape de nomination, les détenteurs de capacité reçoivent soit un remboursement pour la capacité réduite au prix payé lors de l'enchère correspondante, soit ce même remboursement majoré d'une indemnité de 10 %.

Un schéma d'indemnisation au différentiel de prix entre les marchés reflète mieux la perte subie par l'utilisateur de l'interconnexion privé d'une partie ou de l'ensemble de ses droits à réaliser des échanges transfrontaliers. Cependant, afin de limiter le risque financier que pourrait faire peser un tel schéma d'indemnisation sur le tarif d'utilisation des réseaux de transport, deux limites ont été introduites dans le nouveau jeu de règles :

- un plafond, afin d'empêcher le montant mensuel des indemnisations de dépasser le niveau des recettes réalisées à travers les enchères des produits de long et moyen terme;
- un plafond, calculé à partir des prix observés sur les marchés de gros de l'électricité, au différentiel de prix retenu pour l'indemnisation.

La démonstration de l'efficacité de ce schéma d'indemnisation permettra de réconcilier les positions

antagonistes, jusqu'alors prises par les gestionnaires de réseaux et par les acteurs de marché. Sa généralisation à travers l'Europe constituerait un pas supplémentaire vers l'intégration des marchés électriques.

1.2.3. ... d'intégrer progressivement les mécanismes d'ajustement

L'approbation par la CRE, le 22 février 2009, d'une nouvelle version des règles relatives à la programmation, au mécanisme d'ajustement et au recouvrement des charges d'ajustement, a permis à RTE de démarrer le projet BALIT sur l'interconnexion France-Angleterre. Ce projet permet à RTE et au GRT anglais de s'échanger des offres d'ajustement avec une flexibilité accrue sur les prix des offres.

Avec un recul de six mois, les bénéfices de ce type de mécanisme sont patents :

- un accroissement des ressources d'ajustement fournies aux GRT pour assurer le maintien de la sûreté du système ⁽¹¹⁾;
- une augmentation de la concurrence sur les marchés d'ajustement des deux pays ⁽¹²⁾.

Ainsi, 61 % des volumes totaux activés dans le cadre de BALIT ont permis de réduire le coût de l'ajustement pour les responsables d'équilibre* (RE) français, soit par une baisse du prix de règlement des écarts négatifs, soit par une hausse du prix de règlement des écarts positifs ⁽¹³⁾.

La deuxième étape du projet BALIT, en novembre 2010, proposera encore plus de flexibilité dans les prix d'offres.

1.2.4. ... et de garantir une plus grande transparence

Dans le cadre des initiatives régionales, les régulateurs ont élaboré des rapports, constituant une base solide pour l'harmonisation et la mise en œuvre des règles de transparence sur les marchés de gros. Ces rapports précisent les informations relatives aux données

(10) Lire les conclusions de la consultation publique sur le nouveau jeu de règles sur le site de l'EREG à l'adresse suivante : <http://tinyurl.com/nh9f7q>.

(11) En pratique, la capacité moyenne activée par les deux GRT dans le cadre du projet BALIT a été de 75 MW, ce qui représente près de 10 % du besoin total en ajustement français.

(12) En pratique, l'essentiel (90 %) des offres activées par RTE dans le cadre de BALIT l'a été à la baisse, avec un total de 115 GWh, ce qui représente 5 % du volume total activé à la baisse sur le mécanisme d'ajustement français. Du côté anglais, le prix des offres anglaises à la hausse étant en moyenne 100 à 150 € plus cher que le prix des offres à la hausse offertes par RTE, l'essentiel (80 %) des offres activées par le GRT anglais dans le cadre du projet BALIT l'a été à la hausse.

(13) RTE facture les écarts négatifs aux RE, tandis que les écarts positifs sont payés aux RE.

3. Le régulateur contribue au bon fonctionnement des infrastructures, à l'interconnexion des réseaux européens et à la sécurité d'approvisionnement

physiques qui doivent être publiées par les GRT ou les bourses (quand, où, comment...).

Les rapports élaborés au sein des régions Centre-Sud et Sud-Ouest sont les plus aboutis car ils comprennent des exigences de transparence sur les limites des capacités aux interconnexions.

La mise en œuvre effective de ces rapports fait l'objet d'un suivi, comme en témoigne l'état des lieux publié par les régulateurs de la région Nord en août 2008, et sera suivi d'un rapport des régulateurs de la région Centre-Ouest.

En 2009, RTE s'est attaché à améliorer son degré de transparence. Désormais, RTE publie, chaque semaine, pour chaque frontière, sa perspective de la capacité disponible d'interconnexion. En outre, RTE s'est engagé à publier davantage d'informations sur les contraintes qui limitent la capacité disponible aux interconnexions. Enfin, l'Union française de l'électricité (UFE) s'est engagée⁽¹⁴⁾ à publier, à compter de mi-2010, la puissance disponible prévisionnelle à court et moyen termes pour chaque unité de production de puissance nominale supérieure à 100 MW, et, à compter de fin 2010, les arrêts fortuits des unités de production de puissance nominale supérieure à 100 MW.

1.3. La CRE a publié en juin 2009 son 3^e rapport sur la gestion et l'utilisation des interconnexions françaises

Le règlement communautaire 1228/2003 confère aux autorités de régulation nationales la responsabilité d'évaluer périodiquement les méthodes de gestion de la congestion*. Ainsi, le 3^e rapport de la CRE relatif à la gestion des interconnexions :

- dresse le bilan du fonctionnement des interconnexions aux frontières françaises pour l'année 2008, et explique les principales avancées réalisées et les difficultés rencontrées cette année ;
- présente un état des lieux des discussions en cours au sein de chacune des quatre initiatives régionales auxquelles la CRE participe ;
- trace les perspectives et définit les enjeux à l'échelle régionale et européenne, afin de donner plus de visibilité aux acteurs sur les priorités de la CRE au sein des initiatives régionales de l'électricité et dans les travaux européens.

La création d'un marché unique européen de l'électricité est confrontée à une réelle difficulté : l'insuffisance d'interconnexions entre les États membres. Les

autorités de régulation nationales doivent donc s'assurer que les méthodes de gestion de la congestion appliquées aux interconnexions existantes sont efficaces.

Les rapports régionaux constituent une réponse synthétique aux recommandations de l'ERGEG : « L'évaluation de l'efficacité de l'utilisation des capacités d'interconnexions devra être réalisée par les autorités nationales de régulation ». De plus, « dans le but de conduire une évaluation plus détaillée de l'efficacité économique des méthodes de gestion de la congestion, les autorités nationales de régulation doivent se coordonner au niveau régional »⁽¹⁵⁾.

2. L'action de la CRE favorise le renforcement de la sécurité d'exploitation et la participation des consommateurs d'électricité au mécanisme d'ajustement

2.1. La CRE encourage la participation des consommateurs au mécanisme d'ajustement

2.1.1. Un premier bilan de la participation des consommateurs industriels au mécanisme d'ajustement a été dressé

En avril 2008, RTE, conformément à l'article 15 de la loi du 10 février 2000, a lancé un appel d'offres expérimental destiné à conclure des contrats de réservation de puissance auprès des consommateurs raccordés au réseau public de transport pour une durée d'un an. Le projet de RTE prévoyait l'inscription des charges de contractualisation dans le compte ajustements-écarts et leur recouvrement au travers d'un prélèvement proportionnel au soutirage* physique. Il a été approuvé par la CRE le 2 avril 2008.

Cet appel d'offres portait sur l'existence d'un potentiel de réduction de la consommation des sites raccordés au réseau et sur l'intérêt de ces réductions pour la sécurité du système électrique, ainsi que leur efficacité économique.

L'expérimentation achevée le 30 septembre 2009, s'est révélée concluante. En effet, un potentiel d'effacement existe à hauteur de 101 MW. Les consommateurs ont répondu aux sollicitations de RTE et proposé

(14) Communiqué du 1^{er} juillet 2009.

(15) Extrait du second rapport *Compliance* de l'ERGEG.

3. Le régulateur contribue au bon fonctionnement des infrastructures, à l'interconnexion des réseaux européens et à la sécurité d'approvisionnement

des offres à des prix compétitifs. La participation des consommateurs industriels a permis de réduire le coût de l'ajustement et les risques de défaillance.

RTE a souhaité disposer de capacités d'effacement pour la période hivernale 2009-2010 afin de renforcer la sûreté du système électrique, notamment dans les périodes de surconsommation. Dans ce but, RTE a proposé de conclure des contrats de réservation de puissance avec les consommateurs industriels qui ont participé à la première contractualisation, pour une période comprise entre le 1^{er} novembre 2009 et le 30 avril 2010. Le 29 octobre 2009, la CRE a approuvé la proposition de RTE d'inscrire les charges de cette contractualisation de réservation de puissance au compte ajustements-écarts jusqu'au 30 avril 2010.

Pour bénéficier des souplesses qu'offrent les capacités d'effacement industriel, RTE lancera un nouvel appel d'offres au cours du second semestre 2010, en vue d'une contractualisation pluriannuelle.

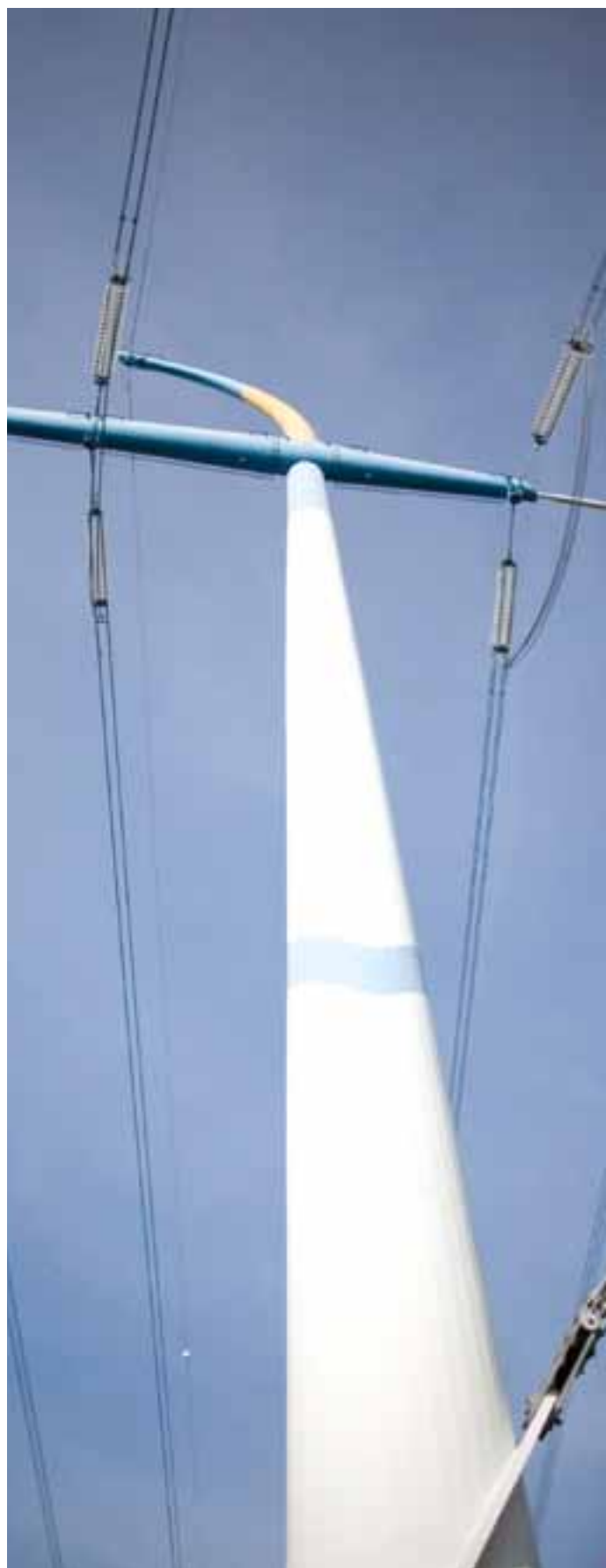
2.1.2. L'expérimentation des effacements diffus a été prolongée

Le principe des ajustements par effacements diffus consiste à agréger des effacements de consommation auprès de consommateurs raccordés au réseau public de distribution. En pratique, il s'agit d'organiser des coupures de 15 à 30 minutes sur des appareils à usage thermique, tels que le chauffage ou la ventilation.

Ces ajustements soulèvent des questions nouvelles. Une expérimentation a été lancée afin de confirmer l'intérêt de ces ajustements, tant pour la sûreté du système que pour les consommateurs. RTE a donc proposé des règles transitoires pour leur mise en œuvre, que la CRE a approuvées le 5 décembre 2007.

Toutefois, au 30 juin 2009, aucune offre d'ajustement n'ayant été soumise à RTE, le groupe de travail chargé du suivi de l'expérimentation n'a pas été en mesure de tirer de conclusions. C'est pourquoi, convaincue de l'intérêt des ajustements par effacements diffus, la CRE a décidé, dans sa délibération du 18 juin 2009, de prolonger jusqu'au 30 juin 2010 la période de mise en œuvre des règles transitoires.

En outre, si le II de l'article 15 de la loi du 10 février 2000 confie au GRT d'électricité, la mission d'assurer à tout instant l'équilibre des flux sur le réseau, c'est-à-dire l'équilibre entre la production et la consommation d'électricité,



3. Le régulateur contribue au bon fonctionnement des infrastructures, à l'interconnexion des réseaux européens et à la sécurité d'approvisionnement

le V de ce même article prévoit que les RE sont financièrement responsables vis-à-vis de RTE de l'écart entre la production et la consommation sur leur périmètre.

Dans sa communication du 9 juillet 2009, la CRE a donc rappelé que l'opérateur par effacements diffus devait rémunérer les RE auxquels sont rattachés les clients effacés.

Ce principe s'applique déjà aux consommateurs industriels qui souhaitent participer au mécanisme d'ajustement, et n'a jamais été remis en cause. En effet, la participation de ces consommateurs est subordonnée à l'accord de leur RE. Cet accord préalable permet de fixer, dans le cadre d'un accord de gré à gré, la rémunération que verse le consommateur industriel à son RE. Cette rémunération est versée au titre de l'énergie que le RE a produite ou achetée pour ce consommateur industriel. Cette énergie n'a pas été consommée par le consommateur industriel pour permettre à un autre consommateur de la consommer à sa place. L'électricité a ainsi été produite, valorisée sur le mécanisme d'ajustement par le consommateur industriel effacé, puis consommée par un autre consommateur.

Dans le cas d'un ajustement par effacements diffus, l'énergie provenant des clients effacés pour permettre à un autre consommateur de la consommer est valorisée sur le mécanisme d'ajustement non pas par le client lui-même, mais par un intermédiaire, l'opérateur d'ajustement par effacements. Par conséquent, la rémunération des RE pour l'énergie qu'ils ont produite ou achetée pour leurs clients effacés et qui est valorisée sur le mécanisme d'ajustement par l'opérateur d'ajustement par effacements incombe à l'opérateur d'ajustement par effacements.

Afin d'anticiper la fin de l'expérimentation, la CRE a demandé aux participants du groupe de travail Suivi de l'expérimentation ajustements diffus de réaliser, pour le 30 avril 2010 au plus tard, un retour d'expérience validant la pertinence technique et économique de la généralisation des effacements diffus sur des sites de consommation télérelevés et/ou profilés.

En outre, la CRE a demandé à RTE, en vu d'élargir le champ d'application des effacements diffus au-delà du mécanisme d'ajustement de :

- définir, en concertation avec les acteurs concernés, les modalités de la contractualisation par RTE d'une

capacité d'effacement de consommateurs raccordés aux réseaux publics de distribution, rémunérée à son juste prix. Sur la base des résultats de l'expérimentation, ces travaux permettront une contractualisation avant mi-2010 ;

- étudier d'autres dispositifs de valorisation des effacements diffus en dehors du mécanisme d'ajustement.

2.2. Le fonctionnement du mécanisme d'ajustement et du système de responsable d'équilibre s'améliore

2.2.1. La CRE a approuvé l'introduction des nouvelles règles relatives au mécanisme d'ajustement et à la programmation

En application de l'article 15 de la loi du 10 février 2000, RTE a soumis à la CRE le 30 décembre 2008 une proposition de règles relatives à la programmation, au mécanisme d'ajustement et au recouvrement des charges d'ajustement, que la CRE a approuvées le 22 janvier 2009. Ont ainsi été adoptées les modifications suivantes :

- sont introduites des modalités générales de mise en place des contrats d'échange d'énergie d'ajustement (de type BALIT) entre opérateurs de systèmes électriques, distincts des contrats d'échanges de réserves de secours ;
- seront mises en place des modalités de rémunération des soldes mensuels du compte ajustements-écarts conservés par RTE jusqu'au reversement du solde annuel.

2.2.2. La CRE a approuvé l'introduction des nouvelles règles relatives au dispositif de responsable d'équilibre (fournisseur)

Par « règles relatives au dispositif de responsable d'équilibre », on désigne à la fois les principes du mécanisme de reconstitution des flux et les règles applicables à la mise en œuvre de ce mécanisme entre les gestionnaires de réseaux de distribution* (GRD), RTE et les RE.

Le 9 juillet 2009 et le 1^{er} octobre 2009, la CRE s'est prononcée sur l'évolution de ces règles, en insistant sur la sécurisation globale du dispositif du RE, via l'introduction de critères de validité de la garantie bancaire des RE et l'ajout d'une clause de révision du montant de la garantie bancaire des RE.

LES INFRASTRUCTURES ET LES RÉSEAUX GAZIERS

1. Les initiatives régionales et les travaux de l'ERGEG contribuent à la construction effective du marché intérieur

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 une priorité, non seulement pour favoriser la concurrence, mais encore pour renforcer la sécurité d'approvisionnement, avec trois enjeux majeurs : améliorer la capacité de réaction du système européen en cas de crise, élargir la zone de marchés accessibles pour les nouveaux projets d'importation et enfin stimuler la liquidité des marchés de gros.

Dans la perspective de l'achèvement du marché intérieur, un rôle central est donné aux régulateurs en matière d'investissements transfrontaliers. L'ERGEG s'est saisi de ces sujets et entretient un dialogue permanent avec la Commission européenne, les États membres, les gestionnaires d'infrastructures et les acteurs de marché.

La CRE participe à ces travaux. Ainsi, elle a coprésidé quatre groupes de travail thématiques ⁽¹⁶⁾ de l'ERGEG consacrés au gaz et dirigé les travaux préparatoires à la mise en œuvre du 3^e paquet ⁽¹⁷⁾, en association avec le régulateur allemand.

1.1. Dans la perspective de la transposition du 3^e paquet énergie, l'ERGEG participe à la définition des futures règles de fonctionnement des infrastructures et réseaux gaziers

Le 3^e paquet ouvre une nouvelle ère de coopération entre régulateurs et transporteurs autour de la définition des règles d'accès aux infrastructures (cf. partie 2 du rapport p. 15).

La procédure à suivre pour la préparation des codes de réseau est définie de manière précise par les nouveaux textes européens. L'ERGEG et la Commission européenne ont décidé de la tester dans le cadre d'un projet pilote, lancé en septembre 2009, qui porte sur l'allocation de capacités de transport aux points d'interconnexion, entre réseaux européens.

L'objectif de ce projet pilote est de réduire la grande diversité et complexité des méthodes utilisées pour allouer la capacité de transport entre acteurs de marchés, qui constitue l'un des principaux obstacles aux mouvements de gaz en Europe. Les capacités de transport commercialisées des deux côtés d'un même point frontière sont souvent différentes en termes de volume offert, de type de produits et de mode d'allocation ⁽¹⁸⁾.

L'ERGEG a chargé la CRE et le régulateur allemand de diriger les travaux relatifs au projet pilote, c'est-à-dire de préparer une orientation-cadre sur l'allocation de capacités.

L'ambition de ce travail est de définir des procédures simplifiées et compatibles des deux côtés des points d'interconnexion : mêmes produits de capacité, synchronisation des allocations, mêmes mécanismes d'allocation. Sur ce dernier point, un débat est en cours qui oppose enchères et *prorata* ⁽¹⁹⁾.

Par ailleurs, le processus de préparation des orientations-cadres accordant une place importante au dialogue avec les opérateurs de réseau et les acteurs de marché, l'ERGEG a organisé une consultation publique qui a suscité un grand intérêt de la part du marché. Des discussions régulières se sont tenues entre l'ERGEG et le GTE+ ⁽²⁰⁾, afin de calibrer au mieux les propositions. Un groupe d'experts constitué de représentants de l'industrie a également été mis en place afin de confronter les mesures envisagées aux points de vue des utilisateurs.

Le texte initial de l'orientation-cadre de l'ERGEG sur les allocations de capacités, adopté en décembre 2009, puis soumis à consultation publique, est donc le fruit de la confrontation entre les orientations recommandées

(16) • GSSTF, Sécurité d'approvisionnement en gaz ;

• LNGTF, Gaz naturel liquéfié ;

• GIFTF, Cadre d'investissement pour le gaz ;

• GRITF, Initiatives régionales gaz.

(17) Projet pilote sur les allocations de capacités et travaux sur les plans d'investissement à dix ans.

(18) Par exemple, un expéditeur souhaitant faire transiter du gaz entre les marchés allemands et français a accès côté français à des produits de court terme alloués au *prorata* tandis que, côté allemand, à condition qu'il reste de la capacité disponible, il n'a accès qu'à des produits de long terme alloués selon la règle du « premier arrivé – premier servi ».

(19) Si les enchères semblent majoritairement préférées, le *prorata* reste une solution appropriée lorsque les conditions de marché ne permettent pas de garantir des résultats d'enchères satisfaisants.

(20) Le GTE+ était l'association préfigurant ENTSO-G, l'association des transporteurs de gaz européens prévue par le 3^e paquet et fondée en décembre 2009.

3. Le régulateur contribue au bon fonctionnement des infrastructures, à l'interconnexion des réseaux européens et à la sécurité d'approvisionnement

par les régulateurs européens et les avis des parties prenantes. La version finale de l'ERGEG doit être transmise à la Commission européenne avant l'été 2010.

1.2. Les initiatives régionales gaz permettent d'intégrer les marchés et de renforcer la sécurité d'approvisionnement

Lancées au printemps 2006 par l'ERGEG, les initiatives régionales doivent faire progresser l'intégration des marchés nationaux à partir de zones n'impliquant qu'un nombre limité de pays. Selon les zones, les marchés gaziers ont des particularités qui peuvent justifier, au moins de manière transitoire, des approches spécifiques. Il s'agit, à partir de priorités communes (le développement des interconnexions, les allocations de capacités et la gestion des congestions, la transparence, la sécurité d'approvisionnement et l'interopérabilité entre systèmes voisins) de trouver des solutions à des problèmes concrets qui nécessitent un dialogue entre régulateurs, gouvernements, gestionnaires de réseaux et acteurs de marché.

La CRE participe à deux des trois initiatives régionales gazières (la région Nord-Ouest et la région Sud) et partage avec le régulateur britannique la direction du groupe de travail de l'ERGEG sur les initiatives régionales dans le secteur du gaz.

1.2.1. L'appel au marché pour l'allocation de capacités à l'interconnexion de Taisnières a été positif

Lancée en 2007 par Fluxys et GRTgaz, l'*open season** au point d'interconnexion Blaregnies/Taisnières entre la Belgique et la France s'est achevée début 2009 par la signature des contrats de réservation de capacité par les expéditeurs*, dont toutes les demandes ont été satisfaites. Au total, GRTgaz a alloué près de 600 GWh/j sur dix ans à 17 expéditeurs en entrée France. Ces capacités doivent être mises à disposition le 1^{er} décembre 2013. La décision finale d'investissement de GRTgaz, qui aurait dû être prise en novembre 2009 conformément au memorandum d'information publié par les opérateurs, a dû être retardée dans la mesure où elle dépend de la décision finale d'investissement de Fluxys, annoncée pour avril 2010.

1.2.2. L'intégration des marchés ibérique, français et nord-européen progresse

Après une année de préparation, les quatre GRT français et espagnols ⁽²¹⁾ ont lancé en juillet 2009 deux

open seasons pour le développement des capacités d'interconnexion entre la France et l'Espagne. De juillet à septembre 2009, s'est déroulée la phase engageante de l'*open season* portant sur un axe situé à l'ouest des Pyrénées qui comprend deux points d'interconnexion, Larrau et Biriattou, pour une mise à disposition des capacités en 2013. Les allocations de capacités ont été déterminées à la suite d'un test de marché prévu dans le memorandum d'information. Celui-ci déterminait les niveaux de demande à partir desquels les développements de Larrau puis de Biriattou seraient validés. Dans le même temps s'est déroulée la phase non-engageante de l'*open season* pour la création d'un nouvel axe situé à l'est, via la Catalogne (au Perthus) à l'horizon 2015.

Cet appel au marché s'est révélé positif puisqu'il fait apparaître une forte demande de capacité, en particulier de l'Espagne vers la France. Pour l'axe ouest, les allocations accordées à huit expéditeurs vont permettre d'augmenter la capacité de transport au point d'interconnexion de Larrau à hauteur de 5,5 Gm³/an dans les deux sens en 2013. Pour l'axe est, la phase non-engageante de l'*open season* a également révélé un fort intérêt du marché. La phase engageante doit se dérouler durant le premier semestre 2010 et inclura la capacité d'interconnexion de Biriattou, qui avait été offerte lors de la phase engageante pour l'axe ouest. Les travaux préparatoires de cette phase engageante ont aussi permis de développer un test économique adapté ainsi que de définir les produits de capacité offerts lors de l'*open season*.

2. La CRE contribue à l'amélioration du fonctionnement des infrastructures gazières et au renforcement de la sécurité d'approvisionnement

Le conflit gazier entre la Russie et l'Ukraine de janvier 2009 a relancé les discussions sur la révision de la directive européenne de 2004 relative à la sécurité d'approvisionnement en gaz. Annoncée pour 2010 dans la deuxième analyse stratégique de la politique énergétique publiée en novembre 2008 ⁽²²⁾ par la Commission européenne, cette révision a été anticipée à la demande du Parlement européen. La Commission a

(21) GRTgaz, TIGF, Enagas et Naturgas Enegia.

(22) Plan d'action européen en matière de sécurité et de solidarité énergétiques : deuxième analyse stratégique de la politique énergétique, 13/11/2008.

3. Le régulateur contribue au bon fonctionnement des infrastructures, à l'interconnexion des réseaux européens et à la sécurité d'approvisionnement

ainsi publié une proposition de règlement le 17 juillet 2009, actuellement soumise à procédure de codécision devant le Parlement européen et le Conseil de l'Union européenne.

Tout en reconnaissant aux États membres la responsabilité de la sécurité d'approvisionnement, la proposition de la Commission organise un nouveau cadre de gestion de crise à l'échelle communautaire visant à mieux anticiper les ruptures d'approvisionnement et à garantir la coordination des mécanismes d'urgence entre États membres.

Dans ce contexte, la CRE coprécide avec le régulateur allemand le groupe de travail de l'ERGEG dédié à la sécurité d'approvisionnement.

2.1. L'accès aux infrastructures gazières est déterminant pour le bon fonctionnement des marchés

L'émergence de marchés de gros liquides suppose que les acteurs de marché puissent faire des offres sans être contraints par le dimensionnement des infrastructures gazières ou les conditions contractuelles d'utilisation du réseau, telles que l'existence de zones d'équilibrage* multiples. La mise en place au 1^{er} janvier 2009 de la grande zone GRTgaz Nord, grâce à la fusion de trois zones d'équilibrage, en est un exemple. Il est également possible d'optimiser l'accès aux infrastructures et leur utilisation, notamment grâce au mécanisme de *use-it-or-lose-it** (UIOLI).

Les conditions d'utilisation des infrastructures gazières françaises dans le nord de la France ont évolué au 1^{er} janvier 2009 avec la mise en place d'une grande zone Nord sur le réseau de GRTgaz, issue de la fusion

des anciennes zones est, nord et ouest de GRTgaz. Cette fusion, décidée en 2005, a nécessité des investissements importants pour assurer la fluidité des mouvements de gaz, indispensable au bon fonctionnement d'une zone de marché aussi large. Est née une zone de marché d'environ 350 TWh de consommation annuelle. Elle permet la mise en concurrence du gaz naturel issu d'Europe du nord et de la Russie et du gaz naturel liquéfié* (GNL). Elle est directement raccordée aux places de marché belge (Zeebrugge) et allemande (NCG). Cet accroissement des possibilités de diversification des sources d'approvisionnement des expéditeurs renforce la sécurité d'approvisionnement et permet aux différents fournisseurs* d'accéder à un plus grand nombre de clients à partir d'un même point d'entrée* **TABEAU 1**.

Très attendue par les acteurs du marché, cette nouvelle zone a été mise en place sans incidents et a démontré sa robustesse lors de la crise russo-ukrainienne.

Le lien entre les zones GRTgaz Nord et GRTgaz Sud est crucial pour l'approvisionnement en gaz du sud de la France, mais aussi pour le bon fonctionnement du marché puisque la plupart des fournisseurs ne peuvent accéder aux clients du sud de la France que par le nord. Lors de l'allocation de la capacité de la liaison Nord-Sud fin 2007, 21 expéditeurs avaient obtenu de la capacité à partir du 1^{er} janvier 2009 pour des durées de deux, trois ou quatre ans, doublant ainsi le nombre d'expéditeurs susceptibles d'accéder à la zone GRTgaz Sud.

En 2009, cette liaison a été très fortement utilisée, à hauteur de 92 % en moyenne. Cette utilisation quasi-maximale est possible grâce à la mise en place de nominations permettant l'application du mécanisme

TABEAU 1
NOMBRE D'EXPÉDITEURS ACTIFS SUR LES RÉSEAUX ET LES INFRASTRUCTURES DE GAZ NATUREL

	Transport		Stockage		Terminaux méthaniers		Distribution	
	GRTgaz	TIGF	Storengy	TIGF	Fos	Montoir	GrDF	ELD*
Décembre 2009	57	19	24	10	2	4	19	28
Décembre 2008	49	16	22	8	2	4	12	28

* Entreprise locale de distribution.

Source : CRE

3. Le régulateur contribue au bon fonctionnement des infrastructures, à l'interconnexion des réseaux européens et à la sécurité d'approvisionnement

d'UIOLI court terme interruptible. Ce mécanisme permet aux expéditeurs de nommer des quantités supérieures aux capacités réservées. Dans le cas où certains expéditeurs nomment des quantités inférieures aux capacités qu'ils ont réservées, GRTgaz alloue alors les capacités non nommées aux expéditeurs ayant nommé plus que leur réservation.

Il en résulte une optimisation de l'utilisation de la liaison Nord-Sud par redistribution de la capacité entre expéditeurs **FIGURE 2**.

2.2. L'équilibrage sur le réseau de GRTgaz évolue

Le bon fonctionnement du marché nécessite un équilibrage physique du réseau de transport. À cette fin, obligation est faite à chaque expéditeur d'équilibrer ses injections de gaz (importations, production, achats aux points d'échange de gaz* (PEG), soutirage

des stockages) et ses soutirages (consommation de son portefeuille de clients, exportations, ventes aux PEG, injection dans les stockages).

2.2.1. Un an après sa création, le fonctionnement de Powernext Gaz se révèle satisfaisant

Une plateforme spécifique, Balancing GRTgaz, gérée par Powernext, avait été mise en place pour permettre aux acteurs de proposer des offres à l'achat ou à la vente de gaz à GRTgaz lui permettant de couvrir une partie de ses besoins d'équilibrage. Un prix journalier d'équilibrage (P1) était établi sur la base de ces transactions et utilisé depuis le 1^{er} septembre 2007 pour facturer une partie des déséquilibres de chaque expéditeur.

À la suite du lancement par Powernext, en novembre 2008, d'un marché organisé du gaz en France, le groupe de Concertation Gaz a inscrit à l'ordre du jour

FIGURE 2

TAUX DE SOUSCRIPTION DES CAPACITÉS D'ENTRÉE, DE SORTIE ET DE LIAISON POUR LE PREMIER SEMESTRE 2010 (AU 31 DÉCEMBRE 2009)



Source : CRE

3. Le régulateur contribue au bon fonctionnement des infrastructures, à l'interconnexion des réseaux européens et à la sécurité d'approvisionnement

de ses travaux du 1^{er} semestre 2009 la convergence des deux plateformes afin de concentrer la liquidité et de ne pas multiplier les références de prix du gaz en France. Les modalités d'intervention de GRTgaz sur Pownext Gas Spot et la référence de prix la plus pertinente pour facturer les déséquilibres des expéditeurs ont été définies.

La proposition de GRTgaz d'évolution des règles d'équilibrage sur son réseau, issue de ces travaux de concertation, a été approuvée par la CRE dans sa délibération du 8 octobre 2009.

Depuis le 1^{er} décembre 2009, GRTgaz intervient sur Pownext Gas Spot pour couvrir une partie de ses besoins d'équilibrage. Les modalités d'intervention ont été adaptées afin de prévenir tout risque de dérive des coûts d'équilibrage de GRTgaz. Les plages d'intervention de GRTgaz ont évolué afin qu'il puisse bénéficier du niveau de liquidité le plus important constaté dans la journée sur Pownext Gas Spot et des contraintes sur les prix des offres retenues par GRTgaz ont été introduites.

2.2.2. La tolérance d'équilibrage a été redistribuée en faveur de la zone Sud

À l'occasion de l'entrée en vigueur du nouveau tarif d'utilisation des réseaux de transport de gaz naturel le 1^{er} janvier 2009, GRTgaz a proposé à la CRE une évolution des tolérances d'équilibrage⁽²³⁾ offertes aux expéditeurs, applicables au 1^{er} janvier 2009, permettant de faciliter leur équilibrage au sein de la nouvelle structure à deux zones sur le réseau de GRTgaz.

L'analyse des comportements des expéditeurs dans le passé a conduit GRTgaz à ajuster le niveau de tolérance aux besoins des expéditeurs pour chaque zone d'équilibrage selon les capacités de livraison qu'ils ont souscrites. Les nouvelles tolérances journalières standards sont indiquées dans le **TABEAU 2**.

Cette répartition des tolérances entre expéditeurs permet de répondre aux demandes des expéditeurs sur deux points : un meilleur foisonnement possible pour les nouveaux entrants et la prise en compte d'une difficulté d'équilibrage plus grande en zone Sud.

En outre, cette évolution s'est faite sans augmentation de la tolérance globale offerte par GRTgaz et a donc permis de maintenir les coûts supportés par GRTgaz pour équilibrer son réseau de transport au niveau des coûts couverts par le tarif d'acheminement en vigueur au 1^{er} janvier 2009.

2.3. Le groupe de travail Concertation Gaz sur les réseaux de transport a donné ses premiers résultats

GRTgaz et TIGF coprésident le groupe de Concertation Gaz⁽²⁴⁾ sur les règles d'accès aux réseaux de transport de gaz naturel, composé d'un comité d'orientation et de groupes de travail. Les participants représentent les différentes catégories d'utilisateurs des réseaux

(23) La souscription de capacités de livraison en sortie du réseau de GRTgaz, directement vers des clients industriels ou vers des points d'interface transport/distribution* (PITD), donne droit, de façon standard, à chaque expéditeur, à une tolérance journalière, exprimée en MWh/j, au-delà de laquelle les déséquilibres sont facturés à un prix pénalisé.
(24) Délibération de la CRE du 18 septembre 2008.

TABEAU 2
ÉVOLUTION DES TOLÉRANCES JOURNALIÈRES D'ÉQUILIBRAGE
AU 1^{er} JANVIER 2009 SUR LE RÉSEAU DE TRANSPORT DE GRTgaz

Seuils des capacités de livraison souscrites					
Zones	Jusqu'à 0,5 GWh/j	De 0,5 à 1 GWh/j	De 1 à 2 GWh/j	De 2 à 50 GWh/j	Au-delà de 50 GWh/j
Tolérance journalière standard jusqu'au 31 décembre 2008					
Toutes zones	+/- 20 %	+/- 20 %	+/- 5 %	+/- 5 %	+/- 5 %
Tolérance journalière standard à partir du 1 ^{er} janvier 2009					
Zone Nord B	+/- 30 %	+/- 20 %	+/- 5 %	+/- 5 %	+/- 5 %
Zone Nord H			+/- 20 %		+/- 4,5 %
Zone Sud				+/- 5,5 %	+/- 5 %

Source : CFE

Source : CRE

3. Le régulateur contribue au bon fonctionnement des infrastructures, à l'interconnexion des réseaux européens et à la sécurité d'approvisionnement

de transport de gaz naturel : fournisseurs, traders, clients finals, producteurs* d'électricité à partir de gaz naturel, opérateurs d'infrastructures adjacentes.

Un des groupes de travail réfléchit à une possible évolution de la structure du réseau de transport français. Après une consultation publique, la CRE a retenu en juillet 2009 des orientations simplifiant l'accès au réseau de transport, de nature à permettre l'émergence d'une place de marché liquide dans le sud de la France. Ces orientations, qui reposent sur la mise à zéro du terme tarifaire entre TIGF et GRTgaz Sud, auraient conduit à ne pas inclure cette capacité dans l'*open season* 2013. Néanmoins, les *open seasons* 2013 et 2015 ont été lancées dans la structure de transport existante. En contrepartie, le ministère chargé de l'énergie a demandé à GRTgaz et TIGF de réaliser une étude commune afin de déterminer les congestions possibles sur la base d'un modèle commun et de décrire les scénarios de flux pour les prochaines années.

2.4. La question de l'accès des centrales de production d'électricité aux réseaux de transport de gaz naturel est stratégique

Depuis 2006, de nombreux projets de centrales de production d'électricité à partir de gaz, en particulier des centrales à cycle combiné* à gaz (FIGURE 3 p. 33) donnent lieu à des demandes de raccordement auprès de GRTgaz et TIGF. Les niveaux de consommation de gaz élevés et les besoins de flexibilité infrajournalière de ces centrales imposent des contraintes au fonctionnement des réseaux de transport de gaz.

La CRE, dans sa délibération du 30 avril 2009, a demandé à GRTgaz et à TIGF de réaliser une étude

technico-économique sur la capacité de l'ensemble des infrastructures gazières à fournir la flexibilité infrajournalière dont auront besoin les centrales électriques. En outre, elle a décidé de maintenir un équilibre journalier sur les réseaux de transport français.

GRTgaz et TIGF ont présenté au second semestre 2009 les résultats de leur étude au groupe de Concertation Gaz.

L'étude montre que les consommations actuelles sur les zones H ⁽²⁵⁾ de GRTgaz et sur la zone de TIGF fluctuent au cours de la journée en fonction de la température et de l'activité du jour considéré selon un profil de débit inférieur de l'ordre de 11 % au débit moyen journalier durant la nuit et dépassant de l'ordre de 13 % le débit moyen journalier durant la journée. En ce qui concerne GRTgaz, en hiver, la modulation* requise sur le réseau est couverte en moyenne à 85 % par le stock en conduite et à 15 % par les variations infrajournalières des soutirages des stockages de Storengy. En été, le stock en conduite de GRTgaz suffit pour satisfaire les besoins de modulation des consommations. En ce qui concerne TIGF, la modulation requise par les consommations actuelles du réseau est couverte essentiellement par le recours au stockage. Cela est dû à son surdimensionnement pour la seule zone TIGF, à sa position au barycentre de la zone et à ses conditions d'exploitation.

La seconde partie de l'étude confirme la forte modulation infrajournalière des consommations des centrales électriques.

(25) On distingue deux types de gaz naturel : le gaz B (à bas pouvoir calorifique), distribué dans le nord de la France, et le gaz H (à haut pouvoir calorifique), distribué sur le reste du territoire.

ENCADRÉ 2

LA COMMISSION NATIONALE DU DÉBAT PUBLIC S'IMPLIQUE DANS LES PROJETS RELATIFS AU CŒUR DE RÉSEAU

→ En 2009, deux débats publics ont été conduits, relatifs à des ouvrages dits « cœur de réseau » : Eridan (ou l'artère du Rhône) et Arc de Dierrey. Étant donné les impacts sur l'environnement et l'économie des régions concernées, la Commission nationale du débat public (CNDP) a décidé d'organiser des débats publics. La CRE a présenté les enjeux de l'acheminement du gaz naturel en France dans les années à venir. Le bilan du débat public relatif au projet Eridan, publié par la CNDP en janvier 2010, fait état d'un bon niveau d'échanges entre GRTgaz

et les personnes concernées par le projet. L'opportunité du projet n'a été que rarement remise en cause. Les principales recommandations adressées au maître d'ouvrage portent sur les conditions de réalisation du chantier, l'accès aux parcelles traversées, la remise en état des surfaces, les modalités d'indemnisation, la recherche d'une cohérence territoriale de son projet avec les autres infrastructures et la poursuite du dialogue. GRTgaz a trois mois pour rendre publique sa décision sur la poursuite ou non du projet, à compter de janvier 2010.

3. Le régulateur contribue au bon fonctionnement des infrastructures, à l'interconnexion des réseaux européens et à la sécurité d'approvisionnement

En effet, sur le réseau de GRTgaz, les infrastructures, en service ou décidées, satisfont la majeure partie du temps le besoin de modulation intrajournalière du marché jusqu'en 2013 : cet équilibre sera assuré par un recours accru au stock en conduite utile en été, et par l'accroissement de la sollicitation des autres infrastructures (terminaux, stockages et TIGF) tout au long de l'année. En revanche en 2015, la fréquence de couverture de la totalité du besoin serait de l'ordre de 80 % en moyenne sur l'année et de 60 % en octobre-novembre. En moyenne, sur l'année, le besoin du marché pourrait donc ne pas être totalement couvert un jour sur cinq. Le développement de nouvelles infrastructures envisagé à l'horizon 2014, en particulier le doublement de l'artère du Rhône, apporterait la flexibilité intrajournalière supplémentaire nécessaire à la couverture des besoins des nouvelles centrales. Par ailleurs, en l'absence d'émission significative au terminal méthanière* de Fos-Cavaou, à court terme, et du doublement de l'artère du Rhône, à moyen terme, le transfert de flexibilité vers la zone de Fos serait limité, et la modulation des consommations de cette

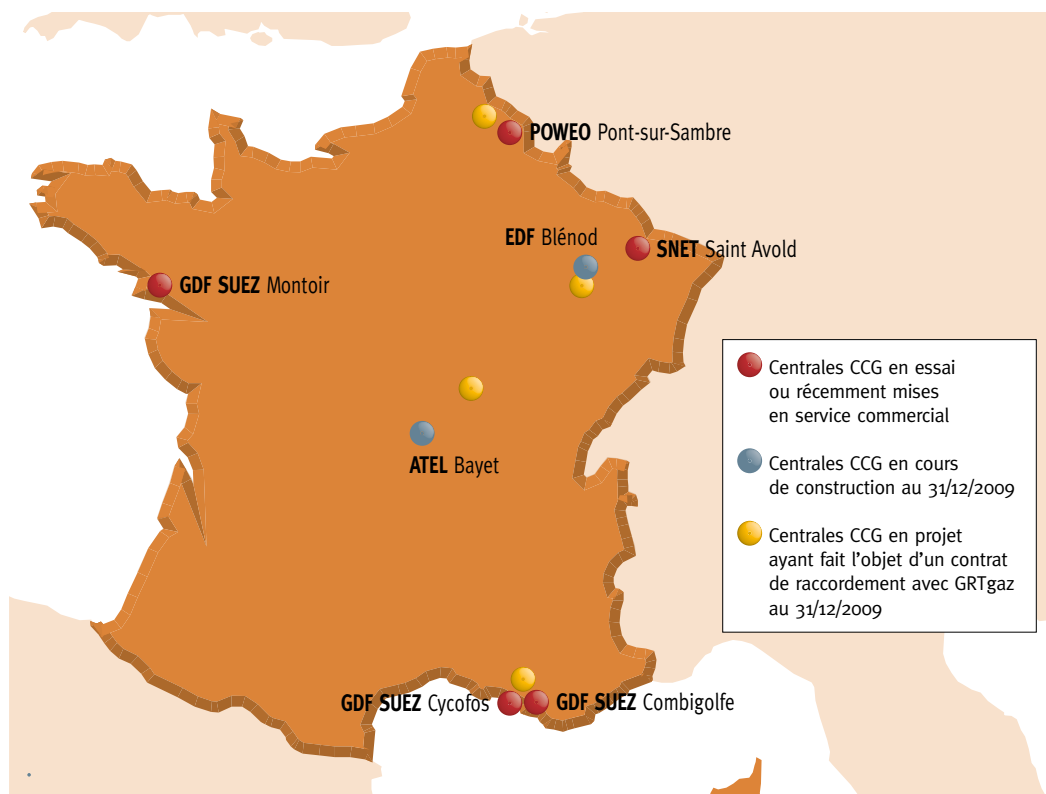
zone ne bénéficierait pas entièrement de la flexibilité disponible sur le réseau.

Sur le réseau de TIGF, compte tenu de l'absence de projet de centrale électrique avant 2013, une capacité de transfert de flexibilité de TIGF vers GRTgaz de 2010 à 2013 contribuerait à la couverture de flexibilité lorsque celle-ci est déficitaire dans la zone de Fos-sur-Mer. En 2013, la mise en service de la première centrale sur la zone TIGF ne devrait toutefois pas poser problème, compte tenu de l'existence de l'artère du Béarn et du fonctionnement bidirectionnel ⁽²⁶⁾ de l'interconnexion à Larrau. À partir de 2015, la flexibilité intrajournalière disponible auprès des stockages en zone TIGF assurera la couverture des besoins de deux centrales supplémentaires, sous réserve des développements de l'artère de Guyenne, de la station de compression* de Lussagnet et du triplement de l'artère de Gascogne.

(26) Le développement de l'interconnexion à Larrau avec l'Espagne permet la circulation dans les deux sens des flux de gaz en ce point à compter de novembre 2010.

FIGURE 3

LOCALISATION DES PROJETS DE CENTRALES À CYCLE COMBINÉ À GAZ (CCG) AYANT FAIT L'OBJET D'UNE SIGNATURE DE CONTRAT DE RACCORDEMENT AVEC GRTgaz



Source : CRE

3. Le régulateur contribue au bon fonctionnement des infrastructures, à l'interconnexion des réseaux européens et à la sécurité d'approvisionnement

Au premier semestre 2010, le groupe de Concertation Gaz définira les modalités d'accès aux réseaux de transport de gaz naturel des centrales de production d'électricité, en prenant en compte les résultats de l'étude sur le réseau, menée par les GRT.

2.5. Les terminaux méthaniers font l'objet d'une régulation

La CRE a rendu publique sa doctrine sur le traitement des dossiers de demandes d'exemption à l'accès des tiers (cf. partie 4 du rapport au 3.1. p.59) et sur l'élaboration des tarifs d'utilisation des terminaux régulés.

2.5.1. Les capacités de Fos-Tonkin seront allouées

Elengy, filiale de GDF SUEZ chargée de l'activité d'exploitation et de développement des terminaux méthaniers de Montoir, Fos-Tonkin et Fos-Cavaou

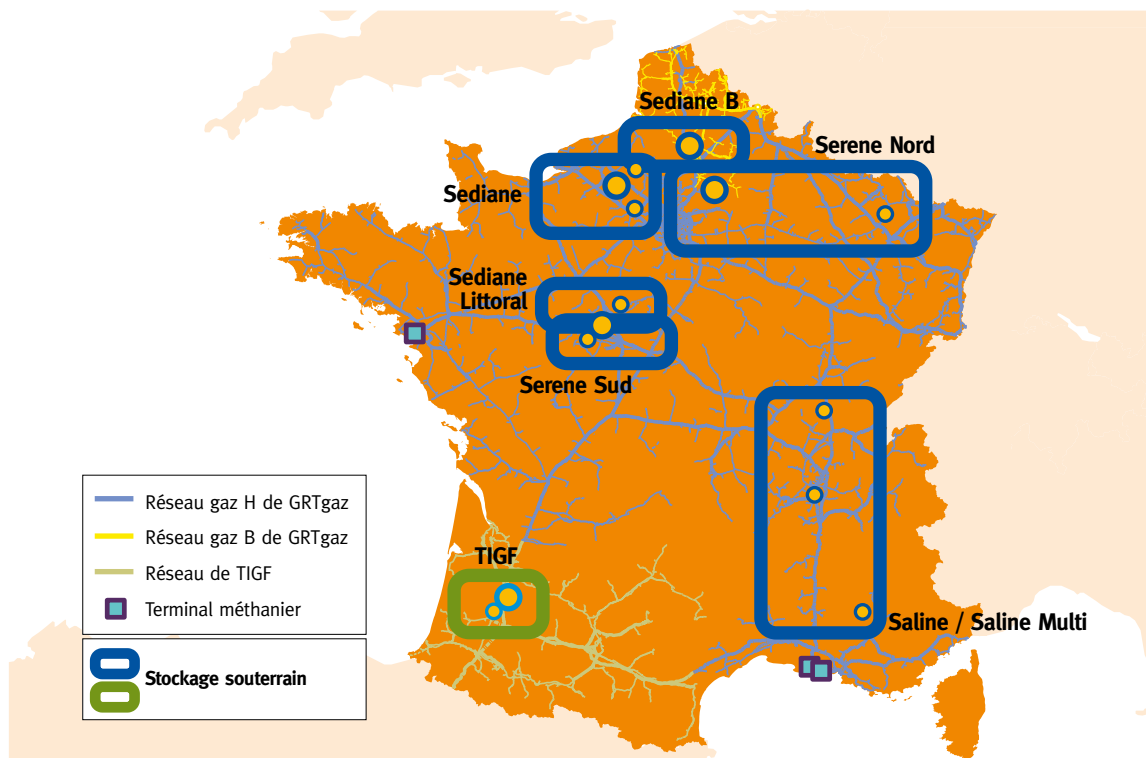
à 70,2 %, a lancé le 15 septembre 2009 une *open season* pour prolonger l'exploitation commerciale du terminal de Fos-Tonkin après 2014, à hauteur de 7 Gm³/an. Le processus d'allocation des capacités devrait aboutir mi-avril 2010.

Le terminal de Fos-Tonkin dispose d'une capacité de regazéification de 7 Gm³/an. Cette capacité sera réduite à 5,5 Gm³/an après l'entrée en service du terminal de Fos-Cavaou.

Deux scénarios de prolongation sont envisagés en fonction de la demande du marché : un projet à 7 Gm³/an et un projet à 5,5 Gm³/an.

À l'issue de l'*open season*, la CRE se prononcera sur les caractéristiques du tarif pour le terminal de Fos-Tonkin incluant le traitement des éventuels dépassements de coûts ou de délais.

FIGURE 4
LES STOCKAGES DE GAZ NATUREL EN FRANCE



Sources : Storengy, TIGF

3. Le régulateur contribue au bon fonctionnement des infrastructures, à l'interconnexion des réseaux européens et à la sécurité d'approvisionnement

2.5.2. Le terminal de Fos-Cavaou est désormais en service

Le terminal méthanier de Fos-Cavaou, géré par la STMFC, filiale commune d'Elengy (71,2 %) et de Total (28,8 %), a reçu le 26 octobre son premier navire méthanier pour la mise en froid de ses installations. La mise en service commercial du terminal, reportée à plusieurs reprises, a eu lieu le 1^{er} avril 2010.

L'arrêté préfectoral autorisant l'exploitation du terminal méthanier de Fos-Cavaou a été annulé le 3 juillet 2009 par le tribunal administratif de Marseille.

Le 6 octobre 2009, un arrêté d'exploitation provisoire a limité les émissions en sortie du terminal à 20 % de la capacité totale d'émission (8,25 Gm³/an) et la fréquence de réception des navires à deux par mois en moyenne.

En vertu de l'arrêté du 20 octobre 2009, le tarif d'utilisation de Fos-Cavaou s'est appliqué dès sa mise en service au 1^{er} avril 2010. Ce tarif a été calculé à partir du niveau de souscriptions connu au moment de son élaboration. Son niveau unitaire moyen est de 1,65 €/MWh (cf. partie 4 du rapport au 1.2.2.3. p. 48).

2.6. L'utilisation des stockages de gaz naturel affiche un bilan positif

La capacité de stockage (140,3 TWh) en France représente environ 28 % de la consommation annuelle nationale.

La directive 2003/55/CE du 26 juin 2003 laisse le choix aux États membres entre un accès régulé (tarifs et modalités d'accès fixés par un régulateur indépendant) aux installations de stockage et au stockage en conduite* et un accès négocié (tarifs et modalités d'accès fixés par les opérateurs). La loi du 9 août 2004 a fait le choix d'un accès négocié.

En France, les stockages souterrains étaient exploités au 31 décembre 2009 par deux opérateurs : Storengy (filiale à 100 % de GDF SUEZ) et par TIGF (filiale du groupe Total). Storengy opère en France sur douze sites repartis en sept groupements sur le réseau GRTgaz, représentant une capacité de 9,6 Gm³ de gaz naturel (111,4 TWh). TIGF dispose de deux stockages dans le sud-ouest de la France (réseau TIGF) représentant une capacité de 2,4 Gm³ de gaz naturel (28,9 TWh) **FIGURE 4 p. 34.**



3. Le régulateur contribue au bon fonctionnement des infrastructures, à l'interconnexion des réseaux européens et à la sécurité d'approvisionnement

Les différents fournisseurs nouveaux entrants ⁽²⁷⁾ ont, pour la période 2009-2010 au 1^{er} novembre 2009, une part de 13,1 % dans les capacités de stockage, en augmentation de 3,1 % par rapport au mois de novembre 2008.

Pour l'année de stockage avril 2009-mars 2010, Storengy a adapté son offre pour prendre en compte la nouvelle structure du réseau de transport de gaz en trois zones : les six anciens groupements de stockages ont été remplacés par sept nouveaux groupements.

La procédure d'allocation des droits de stockage de Storengy a également évolué afin qu'un expéditeur n'ayant pas de droits puisse participer au processus d'allocation et souscrire sous forme de capacités restituables. Celles-ci ne sont plus vendues sous forme d'enchères, mais au prix de l'offre de base.

S'agissant du reliquat de capacités de stockage, TIGF les remet sur le marché, non plus de manière pluriannuelle, mais de manière annuelle sous forme d'enchères. Les capacités vendues ont été de 415 GWh.

Les stockages souterrains* ont été fortement sollicités en 2009. Les capacités commercialisables ont été souscrites à hauteur de 99 %. Seuls 200 GWh n'ont pas été souscrits sur le groupement Salin de Storengy.

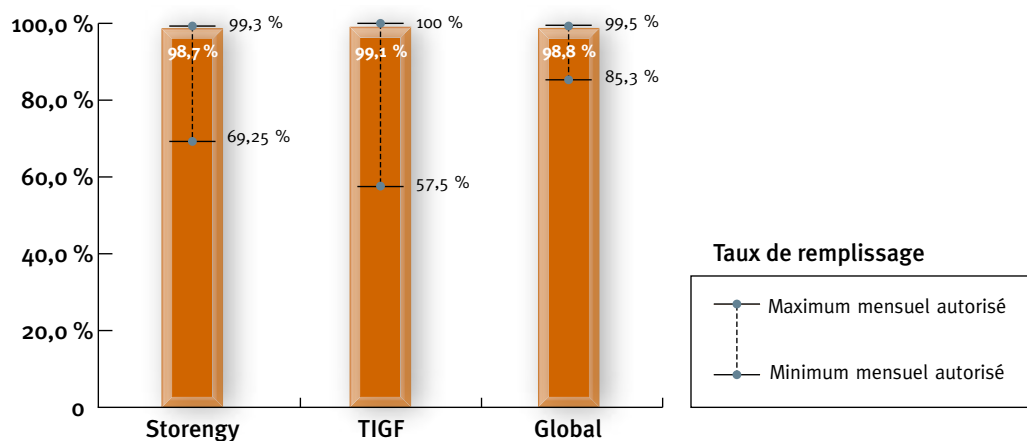
En janvier 2009, le recours massif aux groupements de stockage a permis en partie de répondre à l'augmentation de la demande gazière, liée à la fois à la diminution brutale des livraisons de gaz russe et à la vague de froid.

Aux premiers jours de la crise, les stockages de Salins Sud ont couvert à hauteur de 45 % l'augmentation des besoins en gaz. À la fin de la crise, le taux de remplissage des stockages a atteint en moyenne 54 %, contre 59 % l'année précédente. Ces niveaux de gaz en stock restent tout de même au-dessus du niveau-plancher requis par les opérateurs de stockage.

Le taux de remplissage des stockages en début de la période hivernale a atteint 98,8 % **FIGURE 5**.

(27) Tous les fournisseurs sauf Total, GDF SUEZ et les ELD.

FIGURE 5
TAUX DE REMPLISSAGE DES STOCKAGES DE GAZ (NOVEMBRE 2009)



Sources : GRD, fournisseurs

3. GDF SUEZ s'est engagé auprès de la Commission européenne à limiter à 50 % sa part des capacités de long terme d'entrée en France

Le 8 juillet 2009, GDF SUEZ s'est engagé auprès de la Direction générale de la concurrence (DG COMP) de l'Union européenne à limiter à 50 % sa part des capacités de long terme (durée supérieure à un an) d'entrée sur les réseaux français de transport de gaz naturel, à partir de 2014 et pour une durée de dix ans. Après un test de marché mené par la Commission, ces engagements ont été approuvés et rendus juridiquement contraignants le 3 décembre 2009.

Proposés sur une base volontaire par GDF SUEZ, ils font suite à une procédure d'infraction initiée par la DG COMP pour suspicion de pratiques ayant pu empêcher ou restreindre la concurrence sur les marchés amont de fourniture de gaz naturel en France, notamment par la réservation à long terme des capacités de transport de gaz.

La CRE a été associée par la Commission européenne à la définition et à la mise en œuvre de ces engagements structurants pour l'accès au marché du gaz en

France. GDF SUEZ restituera dès le 1^{er} octobre 2010, une partie des capacités d'entrée à long terme, aux points d'interconnexion terrestres d'Obergailbach et de Taisnières H, ainsi que sur le terminal méthanier de Montoir-de-Bretagne. De même, des capacités d'accès de long terme seront proposées à la vente sur le terminal de Fos-Cavaou à partir du 1^{er} janvier 2011. Ces restitutions, organisées début 2010, seront accompagnées de la possibilité d'obtenir une capacité équivalente sur les réseaux de transport amont en Allemagne, en Belgique et sur le gazoduc Interconnector qui relie le Royaume-Uni à la Belgique.

La délibération de la CRE du 4 février 2010 précise les règles d'allocation des capacités fermes remises sur le marché par GRTgaz et Elengy en application des engagements de GDF SUEZ. La commercialisation des capacités de GRTgaz a été réalisée entre le 9 février et le 5 mars 2010. Les capacités d'Elengy ont été proposées à la vente entre le 15 février et le 5 mars 2010.

La limitation à 50 % des capacités d'entrée à long terme détenues par GDF SUEZ constitue un élément déterminant pour l'ouverture des marchés et le développement de la concurrence en France au bénéfice des consommateurs finals.



INVESTISSEMENTS

QUALITÉ

La **régulation** est au service des **investissements** et de la **qualité**

- p. 39 > Les nouveaux tarifs d'utilisation des réseaux d'électricité et des réseaux et infrastructures de gaz garantissent le niveau adéquat d'investissements
- p. 49 > La régulation incitative encourage les gestionnaires de réseaux à améliorer leur efficacité, tant en gaz qu'en électricité
- p. 59 > La CRE précise les conditions dans lesquelles une infrastructure électrique ou gazière peut bénéficier d'une exemption des règles à l'accès des tiers

1. Les nouveaux tarifs d'utilisation des réseaux d'électricité et des réseaux et infrastructures de gaz garantissent le niveau adéquat d'investissements

1.1. Les tarifs d'utilisation des réseaux d'électricité permettent une relance des investissements

1.1.1. Les nouveaux tarifs d'utilisation des réseaux d'électricité ont été approuvés et sont entrés en vigueur au 1^{er} août 2009

Les troisièmes tarifs d'utilisation des réseaux publics de transport et de distribution d'électricité* (TURPE 3) sont entrés en vigueur le 1^{er} août 2009, par arrêté ministériel. Le tarif d'utilisation du réseau public de transport a augmenté de 2 %, celui des réseaux publics de distribution de 3 %.

De 2010 à 2012, l'évolution des tarifs sera indexée chaque 1^{er} août sur le taux d'inflation :

- augmenté de 0,4 % pour le transport et de 1,3 % pour la distribution ;

- augmenté (ou diminué) d'un facteur d'apurement du compte de régulation des charges et des produits* (CRCP) dans la limite de ± 2 % **ENCADRÉ 3**.

1.1.1.1. Les nouveaux tarifs offrent de la visibilité aux opérateurs tout en permettant les ajustements nécessaires

Un mécanisme d'indexation des tarifs, couplé à une durée d'application de quatre ans, garantit une meilleure visibilité aux gestionnaires de réseaux de transport* (GRT) et aux gestionnaires de réseaux de distribution* (GRD) sur l'évolution de leurs recettes, favorisant ainsi la relance des investissements.

En effet, les gestionnaires de réseaux devront augmenter significativement leurs investissements sur la période 2009-2012. Alors qu'en moyenne sur la période 2006-2008 les investissements se sont élevés à 1,84 Md€ pour ERDF et 0,75 Md€ pour RTE, les montants prévisionnels sur la période 2009-2012 pris en compte lors de l'élaboration du TURPE 3 sont respectivement de 2,97 Mds€ (soit +62 %) et 1,18 Md€ (soit +57 %).

ENCADRÉ 3

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

→ La CRE élabore ses tarifs à partir d'hypothèses d'évolution à court et moyen termes des coûts et des recettes des gestionnaires de réseaux. Or, certaines catégories de charges et de recettes sont difficilement prévisibles et/ou difficilement maîtrisables. Si les tarifs ne pouvaient pas être ajustés, les gestionnaires de réseaux publics seraient exposés à un risque financier ou pourraient au contraire bénéficier de facteurs exogènes susceptibles d'augmenter leur rentabilité. Il est donc légitime de compenser les gestionnaires de réseaux

des déficits, par le biais d'un ajustement tarifaire, ou bien de rétrocéder aux utilisateurs des réseaux les surplus.

→ La CRE a reconduit pour ce faire le CRCP, mis en place dans le cadre du TURPE 2, afin de mesurer et de compenser, pour des postes préalablement identifiés (dont les charges de capital, le coût d'achat des pertes sur les réseaux* et le risque volume portant sur les recettes tarifaires), les écarts entre les réalisations et les prévisions pris en compte lors de l'élaboration du TURPE 3.

Cette forte augmentation des besoins d'investissements est due à l'important effort nécessaire pour réduire la durée moyenne de coupure sur les réseaux de distribution et à l'accroissement des besoins de raccordement* et de renforcement, consécutifs à un nouveau cycle de développement de la production d'électricité et à l'arrivée de la production d'énergie renouvelable*.

La **FIGURE 6** présente les investissements prévisionnels annuels pris en compte lors de l'élaboration du TURPE 3 en comparaison de ceux financés par RTE et ERDF sur la période 2006-2008.

Si les besoins d'investissements s'avéraient plus élevés que ceux initialement prévus lors de l'élaboration du TURPE 3, le mécanisme du CRCP prendrait en compte, lors de l'indexation annuelle des tarifs, l'écart entre les investissements effectivement réalisés et ceux initialement prévus.

1.1.1.2. Le tarif de distribution prend en compte des objectifs de maîtrise de la demande de l'énergie grâce à la différenciation temporelle

Afin d'inciter un plus grand nombre d'utilisateurs à choisir un tarif à différenciation temporelle, et ainsi

de favoriser la consommation en dehors des périodes où la consommation est la plus importante, la modulation* horaire et saisonnière des tarifs d'utilisation des réseaux de distribution a été renforcée.

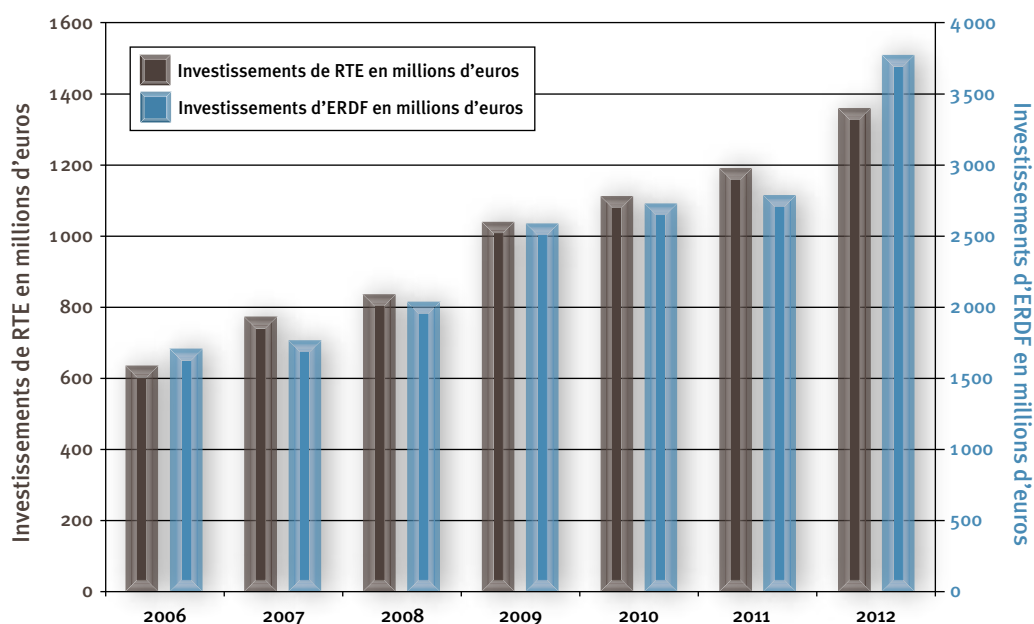
Ces modifications ont été réalisées dans un souci de conciliation du principe de non-discrimination des tarifs prévu au II de l'article 4 de la loi du 10 février 2000 et de la volonté de maîtrise de la demande d'énergie prévue au IV de ce même article.

Elles se sont appuyées sur un critère objectif, à savoir l'augmentation constatée ces dernières années de la différenciation horaire et saisonnière des prix de marché et donc du coût d'achat des pertes*.

1.1.2. Le régulateur s'assure de la programmation et de la réalisation des investissements nécessaires sur le réseau de transport

En application de l'article 14 de la loi du 10 février 2000 modifiée, le programme d'investissements de RTE « est soumis à l'approbation de la Commission de régulation de l'énergie qui veille à la réalisation des investissements nécessaires au bon développement des réseaux et à leur accès non discriminatoire ».

FIGURE 6
INVESTISSEMENTS PRÉVISIONNELS ANNUELS PRIS EN COMPTE LORS DE L'ÉLABORATION DU TURPE 3 EN COMPARAISON DE CEUX FINANCÉS PAR RTE ET ERDF SUR LA PÉRIODE 2006-2008



Sources : ERDF, RTE

La CRE fonde ainsi sa décision sur le traitement transparent et non discriminatoire des acteurs de marché par RTE, notamment des producteurs* d'électricité, sur le développement des liaisons transfrontalières justifié par l'intégration européenne ainsi que sur la viabilité et les performances du réseau à long terme.

1.1.2.1. L'augmentation du niveau d'investissements sur le réseau de transport est confirmée

Le programme d'investissements présenté par RTE et approuvé par la CRE pour 2010 s'élève à 1,116 Md€ et s'inscrit dans une progression constante afin de répondre aux enjeux de l'intégration du marché électrique européen, de l'évolution du parc de production et du renouvellement des ouvrages.

L'évolution du parc de production français nécessite d'importants investissements sur le réseau de transport pour assurer le raccordement de futures installations de production et pour réaliser les renforcements nécessaires au traitement des congestions* induites par les évolutions du parc de production français.

Les besoins d'adaptation du réseau amont sont concentrés sur le nord de la France et sur la zone de Fos. Sur le fondement des études engagées sur le nord de la France, des renforcements du réseau se dérouleront jusqu'en 2010. Compte tenu de perspectives de production supplémentaire sur cette zone, le réseau doit être de surcroît adapté. Les projets engagés par RTE sur la zone de Fos, dont les travaux débiteront en 2010, se situent dans la même perspective.

La pyramide des âges des ouvrages s'explique par le développement important du réseau de transport d'électricité dans les années 1970 et 1980. En conséquence, RTE devra augmenter sensiblement le niveau de dépenses de renouvellement dans les décennies à venir. Le budget des investissements de renouvellement atteint 321 M€ en 2010 [TABLEAU 3](#).

Par ailleurs, la situation de fragilité du réseau électrique des régions PACA et Bretagne requiert une attention particulière. Pour la région PACA, RTE a présenté un ensemble de mesures d'adaptation du réseau, à l'horizon 2015, qui amélioreront la sécurité d'alimentation de la région à long terme. L'approvisionnement en électricité en Bretagne repose sur des sites de production éloignés, la transformant en péninsule électrique. RTE poursuivra en 2010 les travaux visant à renforcer l'alimentation électrique du sud de la Bretagne. Il n'en reste pas moins que l'alimentation de la Bretagne repose sur la disponibilité et la pérennisation du parc de production existant et sur le développement de la production régionale.

1.1.2.2. Le développement des infrastructures d'interconnexion doit se poursuivre

Les interconnexions* entre la France et les pays voisins, d'une part, contribuent à une meilleure sûreté de fonctionnement du réseau (permettant aux GRT de se secourir mutuellement en cas de défaillance du système) et, d'autre part, concourent au bon fonctionnement des marchés en favorisant des échanges internationaux. Ces échanges permettent de bénéficier

TABLEAU 3
PROGRAMME D'INVESTISSEMENTS 2010 DE RTE APPROUVÉ PAR LA CRE

	2009	2010
Grand Transport et Interconnexions – Développement	215,9 M€	297,8 M€
Grand Transport et Interconnexions – Renouvellement	66,6 M€	60,8 M€
Réseaux Régionaux – Développement	324,9 M€	352,1 M€
Réseaux Régionaux – Renouvellement	261,5 M€	260,0 M€
Reprise de réseaux de transport	3,5 M€	2,6 M€
Outils du système électrique	76,3 M€	45,2 M€
Outils de gestion du marché	42,8 M€	38,7 M€
Logistique	38,3 M€	58,9 M€
Total	1 029,9 M€	1 116,0 M€

Source: RTE

de la complémentarité des parcs de production et participent ainsi à la minimisation des coûts de production et à la réduction des émissions de CO₂.

La CRE attire l'attention depuis plusieurs années sur le manque d'infrastructures d'interconnexion et sur la nécessité d'une coopération renforcée avec les gestionnaires de réseaux des pays voisins. Grâce aux efforts de RTE, des projets d'investissements visant à réduire les congestions aux interconnexions à moyen et long terme ont été lancés.

Les dépenses relatives au renforcement d'interconnexions s'élèvent à 67 M€ en 2010 et concernent principalement la poursuite du chantier d'optimisation de l'interconnexion existante France-Italie et des dépenses relatives à l'interconnexion France-Espagne par l'est des Pyrénées.

Toutefois, ces efforts doivent être poursuivis en 2010, en particulier au travers d'études sur l'opportunité du renforcement des capacités d'échange avec l'Angleterre.

Par ailleurs, le développement des échanges transfrontaliers peut nécessiter le renforcement du réseau interne situé en amont. Il conviendra donc d'identifier les investissements à réaliser sur ce réseau, sans lesquels les efforts déployés pour développer les infrastructures d'interconnexion ne déboucheraient que sur des gains limités de capacités d'échanges.

1.1.3. De nouveaux chantiers ont été lancés par la CRE en 2009

1.1.3.1. Un groupe de travail a été chargé de dresser un diagnostic des différentes évolutions possibles du dispositif de couverture des pertes sur les réseaux

Les travaux tarifaires menés en 2008 ont souligné l'importance de l'impact des charges liées à la compensation des pertes d'énergie sur le niveau du TURPE. Dans leur réponse aux consultations publiques, plusieurs acteurs du marché de l'électricité ont évoqué des pistes d'évolution aux modalités d'achat de l'énergie de compensation des pertes.

Dans un souci d'éclairer les décisions des acteurs publics et d'engager les travaux préalables à l'élaboration du TURPE 4, la CRE a constitué un groupe de travail sur la couverture des pertes des réseaux électriques, présidé par Monsieur Éric Dyèvre, commissaire à la CRE.

Ce groupe de travail a dressé un diagnostic des différentes évolutions envisageables du dispositif de couverture des pertes, dans le respect des règles communautaires. Le comité de pilotage, constitué de dirigeants et d'experts représentatifs de la diversité des acteurs impliqués, garantit que le travail d'analyse et de propositions a été conduit en tenant compte des intérêts de tous les acteurs du marché électrique ⁽²⁸⁾.

Au cours des travaux, il est apparu qu'un dispositif de couverture des pertes répond aux deux questions suivantes :

- quel acteur du marché est responsable de l'achat de l'énergie destinée à compenser les pertes ?
- selon quelles modalités les pertes sont-elles achetées ?

La responsabilité de la compensation des pertes peut être confiée, comme c'est couramment le cas en Europe, aux gestionnaires de réseaux, ou sous la responsabilité des producteurs et/ou des fournisseurs*, comme c'est le cas en Espagne, en Italie, au Royaume-Uni et au Portugal.

L'horizon temporel adopté pour la couverture des pertes peut lui aussi varier. À ce titre, les membres du groupe de travail ont décidé de distinguer les produits disponibles et liquides sur le marché de gros (*spot**, M+1 à M+3, Q+1 à Q+4 et Y+1 à Y+3) des produits de plus long terme.

À partir de ces hypothèses, quatre modèles de couverture de pertes peuvent être étudiés selon que la responsabilité de couverture est confiée aux gestionnaires de réseaux ou aux producteurs/fournisseurs ou que les modalités d'achat sont de court ou de long terme.

Les résultats de cette réflexion ont été rendus publics début 2010 sur le site Internet du groupe de travail.

1.1.3.2. Un groupe de travail a été chargé d'éclairer les futures décisions de la CRE concernant la qualité de l'alimentation sur les réseaux publics de distribution d'électricité

La CRE a régulièrement constaté une dégradation de la qualité de l'électricité* sur les réseaux publics de distribution d'électricité, marquée notamment par l'augmentation de la durée moyenne de coupure.

⁽²⁸⁾ Les acteurs ne participant pas directement au groupe de travail ont eu la possibilité d'apporter leurs contributions par l'intermédiaire du site Internet dédié sur lequel elles ont été publiées : <http://gtpe.cre.fr/>. Ce site donne également accès à l'ensemble des documents supports des différentes réunions (ordres du jour, notes, présentations, comptes rendus).

C'est pourquoi, lors de l'élaboration du TURPE 3, c'est le plus ambitieux des scénarios proposés par ERDF, comportant 20 % d'investissements supplémentaires pour la qualité de desserte sur la période 2009-2013, qui a été retenu. Simultanément, la CRE a instauré, dans le cadre de la régulation incitative, un mécanisme de récompense et de pénalité en fonction de la durée moyenne de coupure.

Toutefois, ces dispositions ne suffiront probablement pas dans les prochaines années. Dans le but d'éclairer ses futures décisions, la CRE a créé un groupe de travail sur la qualité de la distribution d'électricité, constitué d'un comité de pilotage regroupant les deux vice-présidents de la CRE, Messieurs Michel Lapeyre et Maurice Méda, assistés des services de la CRE.

Le groupe de travail a, en particulier, ciblé ses investigations sur la continuité d'alimentation des réseaux moyenne et basse tension (HTA et BT). Son analyse se concentre sur la dégradation de la continuité d'alimentation des réseaux publics de distribution en situation normale ainsi que sur leur robustesse face à des événements climatiques exceptionnels. Le champ d'investigation du groupe de travail ne couvre pas la qualité de service offerte par le GRD d'électricité, ni la qualité de l'onde de tension, ces aspects relevant d'autres problématiques.

Pour conduire sa réflexion, le groupe de travail a procédé à l'audition de nombreuses parties prenantes représentatives des industriels du secteur électrique, d'autorités organisatrices de la distribution publique d'électricité et de leur fédération représentative, de plusieurs gestionnaires de réseaux et de leurs organisations représentatives, des organisations syndicales représentatives des salariés du principal GRD. Le groupe de travail a effectué de nombreux déplacements, notamment dans les départements de l'Aube, des Côtes d'Armor, de la Dordogne, de la Drôme, de l'Eure et de l'Oise, afin de se rendre compte par lui-même des difficultés rencontrées localement par les territoires ⁽²⁹⁾.

1.1.3.3. Une réflexion sur la structure des tarifs a été engagée pour renforcer la prise en compte des objectifs de maîtrise de la demande

Dans l'exposé des motifs de sa proposition tarifaire du 26 février 2009, la CRE réaffirme sa volonté de mener une réflexion sur la structure des tarifs, dans la perspective de voir aboutir ces travaux dans un délai de deux ans.

Il importe que la structure du TURPE incite les utilisateurs à maîtriser leur demande lors des périodes où la consommation est la plus élevée, sans introduire de discrimination entre eux. En tenant compte, dans les tarifs, des coûts de réseaux induits par le niveau de consommation, la CRE répond à ces deux objectifs. Les études menées par la CRE détermineront si l'évolution de la structure des coûts justifie d'introduire une différenciation temporelle des tarifs de transport et de renforcer la différenciation temporelle des tarifs de distribution. La CRE lancera en 2010 une consultation publique sur cette question.

1.2. Les investissements ont un impact sur les tarifs d'utilisation des infrastructures et réseaux gaziers

1.2.1. Le régulateur s'assure de la programmation et de la réalisation des investissements nécessaires sur les réseaux de transport

1.2.1.1. Le bilan de la mise en œuvre des programmes d'investissements 2009 a été dressé

Les décisions de la CRE relatives aux programmes d'investissements des transporteurs de gaz sont fondées sur les enjeux suivants :

- présence dans le programme d'investissements des projets ou des études nécessaires au bon fonctionnement du marché ;
- traitement transparent et non discriminatoire des acteurs de marché ;
- maîtrise du coût des projets figurant dans les programmes d'investissements. La CRE a approuvé le 18 décembre 2008 les programmes d'investissements annuels des transporteurs de gaz naturel, GRTgaz et TIGF, qui s'élevaient respectivement à 659 M€ et 90 M€.

GRTgaz et TIGF ont présenté à la CRE le 10 septembre 2009 l'état de l'exécution de leurs programmes d'investissements pour le premier semestre 2009. Pour GRTgaz, les dépenses d'investissements prévisionnelles affichaient un montant de 655 M€, soit une diminution de 4 M€. Pour TIGF, les dépenses d'investissement prévisionnelles affichaient un montant de 81 M€, soit une diminution de 9 M€, liée principalement au projet artère de Guyenne (-6 M€) dont certains travaux ont été réalisés dès 2008.

(29) L'ensemble des informations relatives à l'activité du groupe de travail est rassemblé sur un site Internet dédié : <http://qualite.cre.fr/>.

Malgré cette baisse en 2009, le coût total du projet artère de Guyenne a fortement augmenté depuis 2008, ce qui s'expliquerait par la hausse significative des dépenses d'ingénierie, de matériaux et de génie civil, par le respect des nouvelles obligations réglementaires relatives à la sécurité et à l'environnement, et par l'anticipation de la phase 2 de développement de cette artère. C'est pourquoi, la CRE lancera un audit de la phase 1 du projet au cours du 1^{er} semestre 2010.

1.2.1.2. Les programmes d'investissements annuels 2010 des gestionnaires de réseaux de transport de gaz naturel ont été approuvés

La CRE a approuvé le 17 décembre 2009, les programmes d'investissements annuels des transporteurs de gaz naturel, GRTgaz et TIGF.

> Programmes d'investissements annuels 2010 de GRTgaz

Le programme d'investissements de 2010 de GRTgaz s'élève à 629 M€⁽³⁰⁾. Il inclut le développement de capacités entre la France et l'Espagne ainsi qu'entre les réseaux de TIGF et de GRTgaz, tel qu'il résulte de l'*open season** du 2^e semestre 2009, afin de permettre à GRTgaz d'engager les investissements correspondants en 2010.

Les dépenses sont consacrées en majorité aux projets de développement du réseau principal (139 M€) ainsi qu'aux projets de renforcement de la sécurité physique des installations et de renouvellement des actifs obsolètes (199 M€). Les montants prévus en 2010 pour le développement du réseau principal sont moins élevés que les années précédentes. Cette diminution s'explique par l'achèvement en 2010 de deux projets : la création de la grande zone d'équilibrage* Nord de GRTgaz et le développement des capacités d'entrée à Fos et à Obergailbach.

En outre, GRTgaz envisage d'importants investissements en 2010 pour des projets de développement du réseau principal dans l'optique de l'interconnexion avec la Belgique, du raccordement du terminal de Dunkerque, du doublement de l'artère du Rhône. Ces projets contribueront à la sécurité d'approvisionnement, à une meilleure intégration des marchés ibériques, français et nord-européen et au développement de la concurrence. S'ils se réalisent, ils se traduiront par des dépenses d'environ 2 Mds€ entre 2010 et 2015.

> Programmes d'investissements annuels 2010 de TIGF

Le programme d'investissements de 2010 de TIGF s'élève à 77 M€⁽³¹⁾.

Les dépenses sont consacrées en majorité aux projets de développement du réseau principal (27 M€) et aux projets de renforcement de la sécurité physique des installations (28 M€).

TIGF a achevé en 2009 les investissements nécessaires à la première phase de développement de l'artère de Guyenne pour augmenter les capacités entre les réseaux de TIGF et de GRTgaz.

Les principaux investissements de développement du réseau principal figurant dans le programme 2010 concernent le renforcement des artères du Béarn et de Guyenne⁽³²⁾ et le projet « Réversibilité Lacal⁽³³⁾ » (au point d'interconnexion de Larrau) **FIGURE 7** p. 45.

1.2.1.3. Les transporteurs GRTgaz et TIGF ont présenté leurs plans d'investissements indicatifs à dix ans

En France, les plans d'investissements à dix ans de GRTgaz (publié en septembre 2009) et de TIGF s'élèvent respectivement à 6,4 Mds€ et 1,1 Md€.

Le programme de GRTgaz est en hausse par rapport à l'année précédente (+1 Md€), principalement en raison de l'augmentation des investissements de sécurisation du réseau (+392 M€)⁽³⁴⁾ et de celle des investissements de fluidification (+813 M€)⁽³⁵⁾.

Le programme de TIGF baisse significativement (-0,7 Md€). Cette tendance s'explique par l'achèvement de la phase 1 de l'artère de Guyenne et par l'abandon du raccordement du terminal méthanier* du Verdon. Par ailleurs, une incertitude perdure sur 60 % des investissements des dix prochaines années.

(30) En baisse de 5 % par rapport au programme approuvé pour l'année 2009.

(31) En baisse de 15 % par rapport au programme approuvé pour l'année 2009.

(32) Induit par les résultats de l'*open season* relative au développement de capacités commercialisées à partir du 1^{er} avril 2013 entre la France et l'Espagne. La décision finale d'investissement du conseil d'administration de TIGF a été prise le 29/01/2010.

(33) Projet décidé avant 2009, qui se traduira, à partir du 1^{er} novembre 2010, par la création de capacités d'entrée fermes de l'Espagne vers la France à l'interconnexion de Larrau (30 GWh/j en hiver et 50 GWh/j en été, soit environ 1 Gm³/an).

(34) Cette augmentation est liée à la publication mi-2009 des guides définissant les modalités d'application de l'arrêté du 4 août 2006.

(35) Cette augmentation est due à l'affermissement à 100 % de plusieurs projets de fluidification et à l'intégration dans le programme central de nouveaux projets de développement.

Les programmes de GRTgaz et TIGF intègrent des projets importants pour le développement des capacités aux points d'entrée (interconnexions et terminaux méthaniers). Ces projets contribueront à la fluidification du marché ainsi qu'à la sécurité d'approvisionnement en France et permettront aux expéditeurs* d'arbitrer entre plusieurs sources d'approvisionnement en gaz afin de proposer de meilleures offres aux clients finals.

Dans cette même optique et à la demande de la Direction générale de l'énergie et du climat (DGE), TIGF et GRTgaz, sous le contrôle de la CRE, mènent depuis le dernier trimestre 2009 une étude de la structure du réseau français dont le but est d'évaluer la faisabilité de la mise à 0 €/MWh/jour des termes d'interface entre les zones TIGF et GRTgaz Sud. Le résultat de cette étude est attendu avant mi-2010.

> Plans d'investissements indicatifs à dix ans de GRTgaz

Les principaux projets de renforcements des points d'entrée de gaz en zone Nord figurent dans le programme pluriannuel d'investissements de GRTgaz. Ils concernent le renforcement de l'interconnexion de Taisnières H dans le sens Belgique vers France et le raccordement des projets de terminaux méthaniers

dans la zone Nord (Antifer et Dunkerque). GRTgaz prévoit également le développement du cœur de réseau dans la zone Nord, nécessaire à la réalisation de ces projets, et dont le coût serait mutualisé.

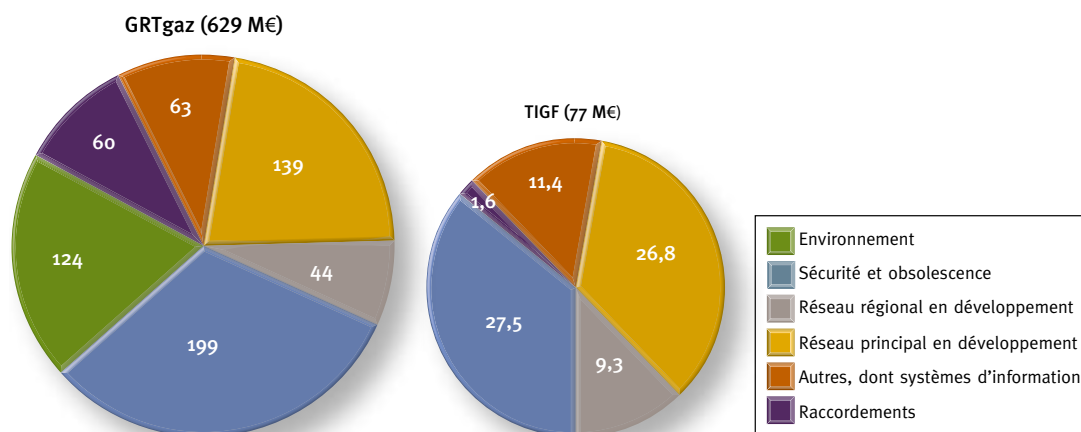
Enfin, les principaux projets de développement des points d'entrée de gaz en zone Sud figurent aussi dans le programme pluriannuel d'investissements de GRTgaz.

La commercialisation des capacités à la liaison Nord-Sud met en évidence une forte congestion contractuelle dans le sens Nord vers Sud. Afin d'éliminer progressivement cette congestion, GRTgaz prévoit, dans son plan d'investissement à dix ans, d'augmenter de 200 GWh/j les capacités d'acheminement entre sa zone Nord et sa zone Sud en 2015, pour un coût de 1,7 Md€ en 2009.

Ce plan à dix ans intègre également deux axes de développement des capacités d'interconnexion avec l'Espagne : le développement de capacités dans les deux sens à Larrau en 2013 et la création d'un point d'interconnexion au Perthus pour 2015.

Il prend aussi en compte la possible prolongation de l'exploitation commerciale du terminal méthanier de Fos-Tonkin au-delà de 2014.

FIGURE 7
PROGRAMMES D'INVESTISSEMENTS 2010 DE GRTgaz ET TIGF (EN M€)



Source : CRE

4. La régulation est au service des investissements et de la qualité

> Plans d'investissements indicatifs à dix ans de TIGF

Les principaux projets de développement des points d'entrée de gaz venant d'Espagne figurent dans le programme pluriannuel d'investissements de TIGF, conformément au plan défini dans le cadre de l'initiative régionale Sud. Il s'agit du développement de capacités dans les deux sens à Larrau en 2013 et de la création d'un point d'interconnexion au Perthus pour 2015.

1.2.2. De nouveaux tarifs sont entrés en vigueur...

1.2.2.1. ... au 1^{er} juillet 2009, pour les entreprises locales de distribution

> Les tarifs des entreprises locales de distribution

Le 1^{er} juillet 2009 sont entrés en vigueur les nouveaux tarifs d'utilisation des réseaux publics de distribution* de gaz naturel des entreprises locales de distribution (ELD), dit tarifs ATRD3, en application de l'arrêté du 24 juin 2009. Ils résultent d'une proposition faite par la CRE aux ministres chargés de l'économie et de l'énergie par une délibération du 2 avril 2009.

De même que le tarif applicable à GrDF, entré en vigueur le 1^{er} juillet 2008, les nouveaux tarifs de distribution de gaz des ELD incitent celles-ci à maîtriser leurs coûts et à améliorer leur qualité de service, au bénéfice des consommateurs finals. En raison de leur caractère pluriannuel, ces tarifs donnent à l'ensemble

des acteurs du marché une meilleure visibilité sur les évolutions tarifaires.

Ces tarifs introduisent, pour les huit ELD disposant d'un tarif spécifique, un cadre de régulation identique à celui défini pour GrDF dans son tarif. Ils réduisent les risques supportés par les opérateurs, sans changement de la structure tarifaire actuelle :

- la durée d'application des tarifs est portée à quatre ans, avec une grille tarifaire révisée annuellement à chaque 1^{er} juillet à compter de 2010, proportionnellement à l'inflation (IPC) et à un facteur d'évolution annuel spécifique à chaque ELD. Ces facteurs d'évolution sur la grille tarifaire supposent l'évolution, à compter de 2010, des charges d'exploitation (OPEX) nettes de chaque ELD disposant d'un tarif spécifique selon des pourcentages annuels de variation à partir des niveaux retenus pour 2009 **TABLEAU 4** ;
- un mécanisme d'incitation financière est introduit, afin d'améliorer la qualité de service offerte par chaque ELD (cf. partie 4 du rapport au 2.2. p. 57) ;
- un mécanisme de correction des écarts (CRCP) est instauré, garantissant notamment aux opérateurs leurs recettes d'acheminement attendues au titre des quantités de gaz distribuées. Il permet de corriger, pour certains postes préalablement identifiés, les écarts entre les charges et les produits réels et les charges et les produits prévisionnels utilisés pour élaborer le tarif.

Les gains de productivité supplémentaires qui pourraient être réalisés par les ELD seront conservés à

TABLEAU 4
ÉVOLUTION ANNUELLE DES GRILLES TARIFAIRES ET DES OPEX NETTES DES ELD

Entreprises locales de distribution (ELD)	Évolution annuelle de la grille tarifaire	Pourcentage annuel de variation des OPEX nettes	Réduction cumulée des OPEX nettes sur la période 2010-2012
Régaz (Bordeaux)	IPC -0,7 %	IPC -1,25 %	-3,5 %
Réseau GDS (Strasbourg)	IPC -0,7 %	IPC +0,82 %	-3,8 %
Gaz Électricité de Grenoble	IPC -0,1 %	IPC -2,80 %	-3,4 %
Vialis (Colmar)	IPC -2,0 %	IPC -1,82 %	-2,6 %
Gédia (Dreux)	IPC -0,5 %	IPC -1,21 %	-3,5 %
Caléo (Guebwiller)	IPC -1,3 %	IPC -1,35 %	0 %
Gaz de Barr	IPC -0,2 %	IPC -1,34 %	-2,0 %
Veolia Eau (Huningue, St Louis, Hégenheim, Village-Neuf)	IPC -1,0 %	IPC -3,05 %	-8,3 %
14 ELD au tarif commun	IPC -0,9 %		

Source : CRE

hauteur de 40 % par elles, les 60 % restants bénéficiant aux utilisateurs des réseaux.

Le cadre de régulation applicable aux 14 ELD ne présentant pas de comptes dissociés et qui disposent d'un tarif commun est semblable, dans ses principes, à celui appliqué aux autres ELD, mais ses modalités sont simplifiées, notamment concernant le mécanisme de régulation incitative de la qualité de service.

Les tarifs, exprimés en euros courants, ont évolué au 1^{er} juillet 2009 **TABEAU 5**.

Plusieurs facteurs structurels tendent à faire augmenter les tarifs des ELD, qui n'avaient pas évolué depuis le 1^{er} janvier 2006 :

- l'évolution des charges de capital (liée à la résorption accélérée des fontes grises en 2006 et 2007) ;
- l'augmentation des charges d'exploitation (dont l'impact de la réforme du régime des retraites pour le statut des industries électriques et gazières) ;
- l'évolution des volumes de gaz distribués et du nombre de clients raccordés, qui ne permet plus de compenser les hausses de coûts décrites ci-dessus.

> Les règles tarifaires pour les nouvelles concessions de gaz naturel

L'arrêté du 24 juin 2009, approuvant la proposition tarifaire de la CRE du 2 avril 2009, complète les règles tarifaires introduites par l'arrêté du 2 juin 2008 applicables pour les nouvelles concessions de gaz naturel attribuées après mise en concurrence, qui ne peuvent plus bénéficier de la péréquation tarifaire, en vertu de l'article 29 de la loi n° 2006-1537 du 7 décembre 2006

relative au secteur de l'énergie, modifiant le III de l'article 7 de la loi n° 2003-8 du 3 janvier 2003.

Les règles tarifaires prévoient une structure tarifaire de référence, celle du tarif péréqué de GrDF en vigueur, applicable à toutes les nouvelles concessions.

Le niveau tarifaire prévisionnel est défini par le GRD dans le cadre de l'appel à concurrence pour la desserte d'une nouvelle concession, par l'application d'un coefficient multiplicateur unique à la grille tarifaire en vigueur de GrDF.

Une date unique d'évolution annuelle des tarifs non péréqués est instaurée. Le tarif évolue mécaniquement au 1^{er} juillet de chaque année par l'application d'un pourcentage de variation composé d'indices issus d'un panier d'indices d'évolution commun à tous les GRD.

La formule d'évolution annuelle des tarifs non péréqués est négociée entre les GRD et les autorités concédantes. Elle doit être composée de familles d'indices qui sont représentatifs de la maîtrise des coûts d'acheminement sur le réseau du GRD en charge de la nouvelle concession, de l'évolution des coûts d'acheminement sur le réseau du GRD amont, du coût du travail et de la main-d'œuvre, des coûts de la construction du réseau de la nouvelle concession et/ou des coûts des services liés à l'exploitation du réseau de la nouvelle concession.

Les évolutions de la structure de la grille tarifaire de référence sont prises en compte, dès son entrée en vigueur, dans le respect de la règle d'application d'un

TABEAU 5
ÉVOLUTION DES TARIFS DES ELD AU 1^{ER} JUILLET 2009

Entreprises locales de distribution (ELD)	Évolution du tarif au 1 ^{er} juillet 2009
Régaz (Bordeaux)	+7,8 %
Réseau GDS (Strasbourg)	+5,4 %
Gaz Électricité de Grenoble	-2,9 %
Vialis (Colmar)	+6,0 %
Gédia (Dreux)	-3,4 %
Caléo (Guebwiller)	-2,1 %
Gaz de Barr	-2,4 %
Veolia Eau (Huningue, St Louis, Hégenheim, Village-Neuf)	+9,6 %
14 ELD au tarif commun	+1,4 %

Source: CRE

coefficient multiplicateur unique aux termes de la nouvelle grille de référence.

Ces dispositions tarifaires facilitent l'accès aux réseaux de distribution de gaz naturel, les échanges de données entre opérateurs et fournisseurs, ainsi que l'analyse des offres des GRD par les collectivités locales. Elles s'appliquent à tout GRD répondant à un appel d'offres pour la desserte d'une nouvelle concession.

En application de l'article 7 de la loi du 3 janvier 2003, la CRE examine chaque nouvelle demande et vérifie la conformité du tarif prévisionnel du GRD avec la structure tarifaire de référence. Sur ces bases, elle propose ce tarif aux ministres chargés de l'économie et de l'énergie.

1.2.2.2. ... au 1^{er} juillet 2009, pour le distributeur GrDF

> Mise à jour du tarif péréqué de GrDF

Le tarif d'utilisation des réseaux publics de distribution de gaz naturel de GrDF, entré en vigueur le 1^{er} juillet 2008, prévoyait une évolution annuelle de la grille tarifaire au 1^{er} juillet 2009 par l'application, à l'ensemble des termes tarifaires en vigueur au 30 juin 2009, du pourcentage de variation suivant : $Z = IPC - 1,3 \%$.

La variation de l'indice IPC pour 2008 étant égale à +2,8 % (INSEE), la grille tarifaire de GrDF a augmenté au 1^{er} juillet 2009 de 1,5 %. Elle est applicable jusqu'au 30 juin 2010.

> Mise à jour du dispositif de régulation incitative de la qualité de service du tarif péréqué de GrDF

Le dispositif de régulation incitative de la qualité de service de GrDF a été mis à jour à compter du 1^{er} juillet 2009. Plusieurs nouveaux indicateurs ont été introduits, pour inciter financièrement GrDF à améliorer la qualité de ses prestations vis-à-vis des fournisseurs et des consommateurs finals.

Les modifications effectuées reposent sur le bilan du dispositif entré en vigueur au 1^{er} juillet 2008, et sur les travaux menés par le groupe de travail Gaz (GTG), qui ont identifié de nouveaux axes d'amélioration des processus de GrDF :

- mise en œuvre de quatre nouveaux indicateurs, dont deux sont incités financièrement dès le 1^{er} juillet 2009 ou en cours de période tarifaire ;

- mise en œuvre d'incitations financières pour les trois indicateurs de suivi des taux de publication des relèves par OMEGA ⁽³⁶⁾ et réévaluation des objectifs de l'indicateur de suivi du taux de disponibilité du Portail OMEGA ;
- précision de six indicateurs de suivi des délais de réalisation des prestations ;
- suppression de trois indicateurs relatifs aux délais de publication par OMEGA.

1.2.2.3. ... au 1^{er} janvier 2010, pour les tarifs d'accès aux terminaux méthaniers

L'arrêté du 20 octobre 2009 a approuvé les nouveaux tarifs d'utilisation des terminaux méthaniers de Fos-Cavaou, Fos-Tonkin et Montoir proposés au gouvernement par la CRE le 24 juillet 2009.

Ces tarifs ont été mis en application le 1^{er} janvier 2010, pour une durée de trois ans, pour les terminaux méthaniers de Fos-Cavaou et de Montoir ; ils sont applicables au terminal de Fos-Cavaou depuis sa mise en service au 1^{er} avril 2010. Ils ont été conçus de façon à encourager le développement de nouvelles capacités de regazéification ainsi que l'arrivée de nouveaux expéditeurs sur les terminaux méthaniers français.

Dans ce cadre, les évolutions majeures introduites par rapport au tarif précédent (ATTM2) sont :

- une individualisation du tarif de chaque terminal méthanier, afin de prendre en compte la dynamique d'évolution propre à chacune de ces infrastructures ;
- une durée tarifaire portée à trois ans ;
- un CRCP permettant de corriger, pour certaines charges et produits difficilement prévisibles, les écarts entre les montants réellement constatés et les montants prévisionnels. Ces écarts sont ensuite pris en compte dans l'élaboration des tarifs suivants ;
- un mécanisme d'incitation à l'investissement via un nouveau régime de rémunération des actifs ;
- deux mécanismes d'incitation prévoyant un partage des gains entre l'opérateur du terminal et les utilisateurs, pour encourager les opérateurs des terminaux à réduire leurs coûts et à commercialiser la totalité des capacités de regazéification ;
- un renforcement du mécanisme de *use-it-or-lose-it* (UIOLI) avec une mise à jour plus fréquente des

(36) OMEGA (Ouverture du marché de l'énergie et gestion de l'acheminement) : système d'information de GrDF de gestion des données d'acheminement et des processus clients associés, assurant la communication entre le GRD et les fournisseurs (toutes les demandes des fournisseurs doivent transiter par le portail Fournisseurs OMEGA) via un site Internet sécurisé.

créneaux de déchargement disponibles et un contrôle *a posteriori* par la CRE ;

- une plus large flexibilité des services de regazéification par l'élargissement de l'accès au service d'émission continue et par la mise en place de services complémentaires d'anticipation ou de report des émissions par rapport à la date d'émission prévue une fois le déchargement réalisé.

Les tarifs unitaires moyens sont respectivement de 0,90 €/MWh pour Montoir et 1,14 €/MWh pour Fos-Tonkin. La hausse par rapport au dernier tarif, entré en vigueur le 1^{er} janvier 2006, s'explique principalement par les coûts générés par la création de la filiale Elengy, par l'augmentation des investissements de rénovation et, dans le cas du terminal de Fos-Tonkin, par une baisse des souscriptions due à l'entrée en service prévue du terminal de Fos-Cavaou. Le tarif unitaire moyen pour Fos Cavaou est de 1,65 €/MWh, conforme au niveau annoncé par la CRE dans sa consultation publique de juillet 2008.

> Le régime de rémunération des actifs

Le taux de rémunération des actifs est maintenu à 9,25 %, réel avant impôt, soit le taux de rémunération du transport, 7,25 %, auquel s'ajoute une prime de 200 points de base.

> L'incitation à l'investissement

Pour les extensions des terminaux méthaniers existants et les nouveaux terminaux, sous réserve que l'augmentation des capacités de regazéification représente au moins 20 % des capacités initiales de l'infrastructure et que les nouvelles capacités créées soient allouées selon des modalités préalablement approuvées par la CRE :

- le mode de calcul du taux de rémunération est fixé pour 20 ans et correspond au taux de base applicable aux actifs de transport de gaz naturel, pouvant évoluer sur la période en fonction des décisions tarifaires futures relatives à l'acheminement sur les réseaux de transport de gaz, auquel s'ajoute la prime de 200 points de base spécifique au gaz naturel liquéfié* (GNL) ;
- une prime supplémentaire de 200 points de base est accordée pendant dix ans.

1.2.2.4. ... au 1^{er} avril 2010, pour le tarif de GRTgaz

Conformément aux conditions prévues par l'arrêté du 6 octobre 2008, une évolution de la grille tarifaire de

GRTgaz en hausse de 3,9 % en moyenne entrera en vigueur au 1^{er} avril 2010. Cette hausse tarifaire couvrira l'intégralité des charges de GRTgaz en 2010. Elle aurait été de 2,9 % si elle avait été appliquée dès le 1^{er} janvier et elle s'explique par les deux éléments suivants :

- le revenu autorisé 2010 de GRTgaz augmente de 2,4 % par rapport à celui de l'année 2009. Cette hausse est inférieure à la hausse moyenne de 4,6 % sur la période 2010-2012 anticipée dans l'arrêté du 6 octobre 2008. Cette différence est due à une inflation sur l'année 2009, plus faible que prévue dans l'arrêté, ainsi qu'à une baisse des charges d'énergie ;
- compte tenu des répercussions de la crise économique, constatées en 2009 sur les souscriptions de capacité de transport et des perspectives de sortie de crise à venir, les prévisions de souscriptions de capacités pour 2010 ont été revues à la baisse de 0,5 % par rapport aux hypothèses retenues pour l'année 2009, alors qu'une hausse était initialement prévue, du fait notamment de la mise en service de plusieurs centrales électriques à gaz.

Cette hausse tarifaire en 2010 est voisine de la hausse moyenne annuelle de 2,8 % entre 2010 et 2012 prévue dans l'exposé des motifs de la proposition tarifaire de la CRE du 10 juillet 2008.

1.2.3. L'injection de bio-méthane sur les réseaux de distribution de gaz naturel est à l'étude

Des projets d'injection de bio-méthane* sur les réseaux de distribution de gaz naturel sont actuellement en cours d'étude et pourraient arriver à échéance courant 2010 pour les plus avancés d'entre eux. L'exposé des motifs du tarif d'acheminement distribution en vigueur prévoit que les GRD peuvent proposer à titre expérimental et transitoire la mise en place d'une prestation technique d'injection.

2. La régulation incitative encourage les gestionnaires de réseaux à améliorer leur efficacité, tant en gaz qu'en électricité

Les tarifs d'utilisation des réseaux d'électricité et des réseaux et infrastructures de gaz instaurent un cadre de régulation incitant les opérateurs à améliorer leur efficacité par la maîtrise de leurs coûts. Toutefois, afin d'assurer une amélioration du niveau de la qualité offerte par les opérateurs et de prévenir

toute dégradation qui pourrait être consécutive aux efforts de productivité qui leur sont demandés, un mécanisme de régulation incitative de la qualité a été mis en place pour tous les gestionnaires de réseaux gaziers et pour les gestionnaires de réseaux d'électricité RTE et ERDF.

2.1. En électricité, la qualité de service fait l'objet d'une incitation financière dans le TURPE

2.1.1. La qualité de service aux utilisateurs est une priorité

Dans le cadre du TURPE, la CRE a introduit un mécanisme de régulation de la qualité d'alimentation. À ce stade, seule la durée annuelle moyenne de coupure sur incident (hors événement exceptionnel) est soumise à incitations financières (bonus/malus).

Les analyses statistiques menées dans le cadre d'une étude externe ont mis en évidence le caractère dissymétrique de l'aléa climatique portant sur la durée moyenne annuelle de coupure. Il est ainsi plus probable statistiquement d'avoir une mauvaise année climatique (synonyme de nombreuses coupures) plutôt qu'une bonne année en terme de durée moyenne annuelle de coupure.

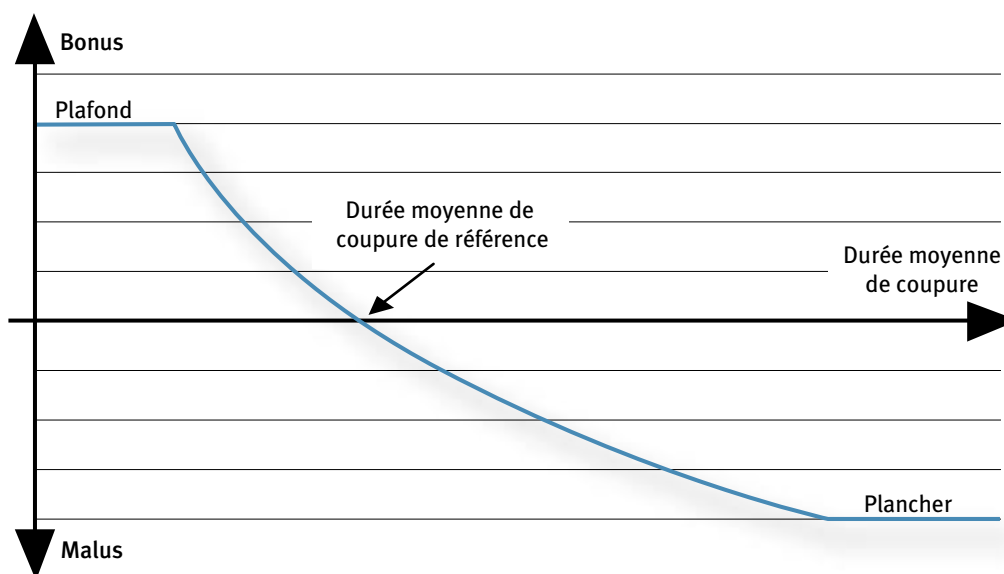
Pour compenser ce phénomène de dissymétrie, la CRE a mis en œuvre un schéma incitatif progressif, dont la forme est représentée par la figure ci-après. Ainsi, pour une durée moyenne annuelle de coupure de référence de 60 minutes, si la durée réalisée est de 50 minutes, le GRD bénéficiera d'un bonus supérieur au malus qu'il devrait payer si cette durée était de 70 minutes **FIGURE 8**.

Afin de réduire le risque financier pour le gestionnaire de réseau et pour les utilisateurs, la CRE a retenu un plafonnement du montant des incitations financières (qu'elles soient positives ou négatives) à 20 M€ pour RTE et à 50 M€ pour ERDF. Ces valeurs correspondent à environ 0,5 % des chiffres d'affaires respectifs de ces gestionnaires de réseaux.

La forme de l'incitation financière a été calibrée de telle façon qu'au point d'équilibre (bonus/malus = 0 M€) la valorisation marginale de la minute de coupure soit équivalente à :

- pour RTE : 9,6 M€/minute. Cette valeur correspond à une valorisation de l'énergie non distribuée d'environ 12 €/kWh ;
- pour ERDF : 4 M€/minute. Cette valeur correspond à une valorisation de l'énergie non distribuée d'environ 6 €/kWh.

FIGURE 8
SCHEMA INCITATIF PROGRESSIF



Source : CRE

S'agissant de la durée moyenne annuelle de coupure de référence, la CRE a retenu les valeurs suivantes :

- pour RTE : 2,4 minutes. Cette valeur correspond à la moyenne géométrique des durées moyennes de coupure sur les années 2002 à 2007 ;
- pour ERDF : 55 minutes en 2009 et 2010, 54 minutes en 2011 et 52 minutes en 2012. Ces valeurs correspondent à un arrêt de la dégradation, puis à l'engagement de son redressement.

Le mécanisme portant sur la qualité d'alimentation est complété par une régulation incitative de la qualité de service constitué de deux types d'indicateurs :

- des indicateurs faisant l'objet d'un suivi et assortis d'une incitation financière afin de vérifier si les objectifs sont atteints ou non, ou encore dépassés. Ces incitations financières prennent la forme soit de bonus/malus imputés au CRCP, soit de compensations financières versées directement par ERDF aux utilisateurs qui en font la demande ;
- des indicateurs faisant uniquement l'objet d'un suivi.

Ainsi, depuis le 1^{er} août 2009, deux critères de qualité de service ont été soumis à des compensations financières directes :

- le respect des rendez-vous planifiés : en cas de rendez-vous planifié non respecté par ERDF, l'utilisateur peut demander une compensation financière forfaitaire (23,75 € dans le cas d'un utilisateur BT \leq 36 kVA) ;
- le respect des délais d'envoi des propositions techniques et financières de raccordement : en cas de non respect des délais (10 jours pour un branchement simple), l'utilisateur peut demander une compensation financière forfaitaire (30 € dans le cas d'un raccordement individuel en BT \leq 36 kVA).

Parmi les indicateurs soumis à incitation financière sous forme de bonus/malus imputés au CRCP, figurent notamment le taux de réponses aux réclamations dans les 30 jours et le taux de disponibilité du portail SGE (Système de gestion des échanges) ⁽³⁷⁾.

Enfin, le suivi de la qualité de service d'ERDF se compose d'indicateurs relatifs :

- aux prestations annexes : délais de réalisation des prestations de mise en service, de résiliation et de changement de fournisseur ;
- aux relations avec les utilisateurs : nombre des réclamations et taux de réponses dans les 30 jours par nature et par catégorie d'utilisateurs ;

- à la relève et à la facturation : taux de compteurs BT \leq 36 kVA avec au minimum un relevé sur index réel dans l'année, taux de données de relève et de facturation publiées dans les délais, etc. ;
- aux raccordements : délais de transmission des propositions techniques et financières et délais de réalisation des raccordements.

2.1.2. Du suivi au bilan de la qualité, le régulateur s'assure des performances des gestionnaires de réseaux publics d'électricité

L'appréciation de la qualité de la fourniture d'électricité ⁽³⁸⁾ doit reposer sur des éléments quantifiés et vérifiables. Dans le cadre de ses missions, la CRE porte une attention vigilante à l'appréciation objective de la qualité de l'électricité.

À cet effet, elle suit depuis 2003 des indicateurs décrivant la continuité de l'alimentation et la qualité de service auprès du principal gestionnaire de réseau de distribution ERDF, couvrant 95 % du territoire et 95 % des utilisateurs. La qualité des réseaux publics de distribution d'électricité s'apprécie à partir de critères techniques établis, pour certains indicateurs, à l'échelle de la concession reflétant le rôle de desserte locale du réseau de distribution.

La qualité de la fourniture dépend des dépenses de maintenance et des investissements pour le renouvellement et le développement de la capacité des équipements des réseaux régionaux. Il est important d'assurer un suivi pluriannuel des performances du réseau. Les informations recueillies auprès du GRT pour évaluer sa performance permettent à la CRE de s'assurer de l'adéquation entre les investissements consentis et le niveau de qualité obtenu, tant sur le plan de l'alimentation que du service associé au réseau de transport. Une échelle régionale conduit à apprécier les disparités entre les régions sur le réseau public de transport.

Ces résultats conduisent à identifier les niveaux de qualité atteints par les gestionnaires de réseaux, à surveiller leur évolution dans le temps et à prévenir d'éventuelles dégradations locales.

(37) Portail informatique au travers duquel ERDF et les fournisseurs échangent les informations nécessaires à leur activité.

(38) Continuité de l'alimentation, qualité de la tension, qualité de service des réseaux publics d'électricité.

2.1.2.1. La qualité de la fourniture d'électricité tend à se dégrader depuis 2000

La continuité de l'alimentation assurée actuellement par les gestionnaires de réseaux français apparaît comme une des plus satisfaisante au regard de la situation européenne. Toutefois, la qualité de la fourniture d'approvisionnement se dégrade depuis ces dernières années. L'année 2008 confirme ce constat **FIGURE 9**. Quelles que soient les zones de gestion d'ERDF, le temps annuel moyen de coupure longue est supérieur en 2008 à celui de 2007, augmentant en moyenne de plus de 20 %. La région méditerranéenne d'ERDF est la plus lourdement touchée avec une augmentation du temps annuel moyen de coupure longue sur le réseau de distribution de 50 % entre 2007 et 2008.

L'année 2008 a été marquée par l'incident du 3 novembre. Un orage a entraîné la perte de l'axe de 400 000 Volts entre Marseille et Toulon, à la suite d'une surcharge des lignes alimentant l'est de la région. Toutefois, cet incident n'est pas référencé comme « événement exceptionnel » puisqu'un événement climatique habituel, la foudre, est à l'origine de l'incident. Il a contribué, à lui seul, à augmenter la

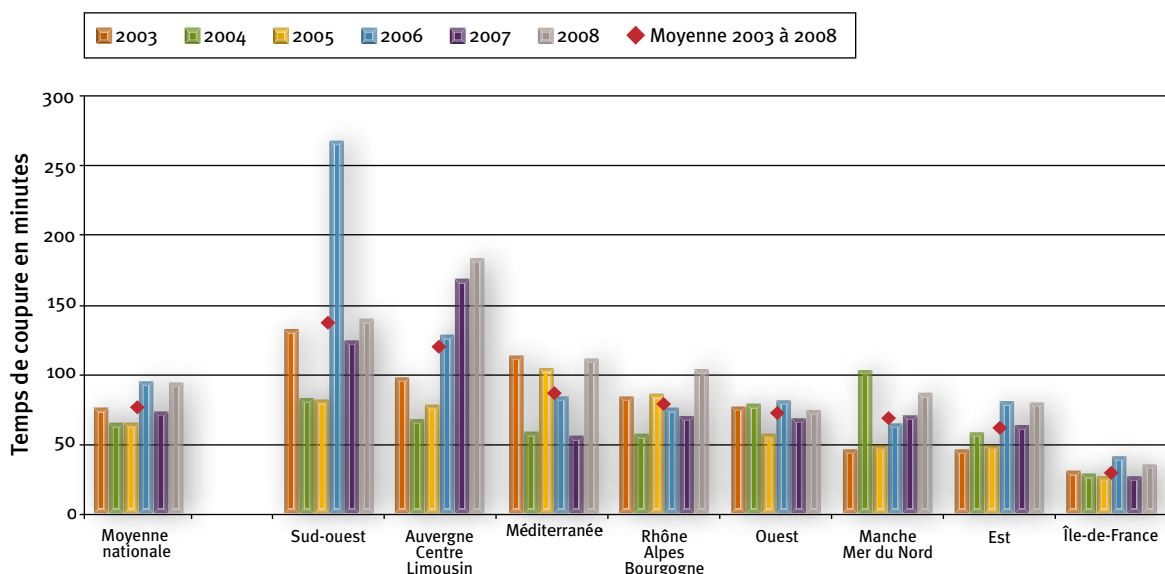
moyenne nationale du temps de coupure équivalent de 2 minutes sur le réseau de transport **FIGURE 10 p. 53**. Néanmoins, passant d'un temps de coupure équivalent inférieur à 1 minute en 2007, à près de 23 minutes en 2008, la région sud-est de RTE a été, *a fortiori*, la plus fortement touchée par cet événement.

2.1.2.2. L'année 2009 a été marquée par des événements exceptionnels

La CRE ne dispose pas, à ce jour, de l'ensemble des données pour l'année 2009. Toutefois, les événements exceptionnels qui ont marqué les deux premiers trimestres de l'année 2009 laissent présager une dégradation de la qualité de la fourniture d'électricité, toutes causes confondues.

En effet, les tempêtes Klaus et Quentin en janvier 2009 ont respectivement privé d'électricité, au plus fort des intempéries, plus d'un million et demi de foyers et plus de neuf cents milles foyers. La tempête Klaus a touché six régions du quart sud-ouest de la France. La tempête Quentin, moins violente que la précédente, a cependant touché plus de régions sur le territoire métropolitain **FIGURE 11 p. 53**.

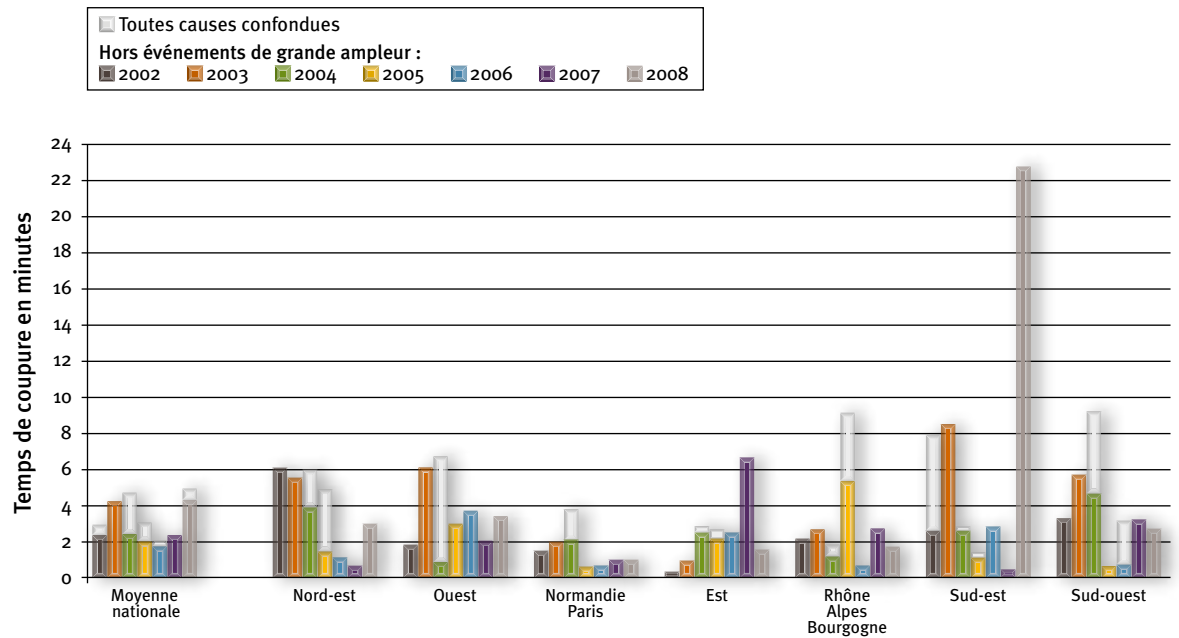
FIGURE 9
COMPARAISON RÉGIONALE DU TEMPS ANNUEL MOYEN DE COUPURE LONGUE, DE 2003 À 2008, SUR LES RÉSEAUX PUBLICS DE DISTRIBUTION EXPLOITÉS PAR ERDF, PAR RÉGION ERDF (UTILISATEURS RACCORDÉS EN BT, TOUTES CAUSES CONFONDUES, EN MINUTES)



Source : ERDF

FIGURE 10

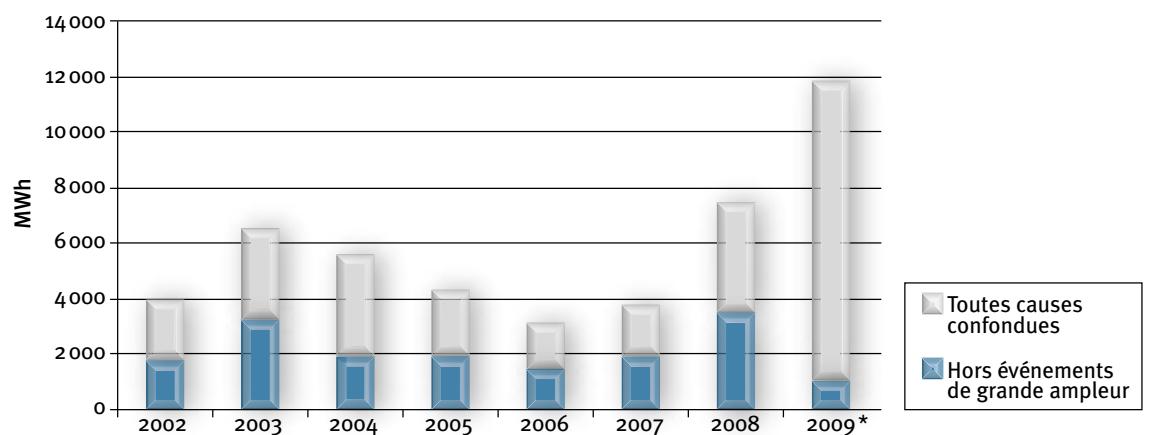
ÉVOLUTION DU TEMPS DE COUPURE ÉQUIVALENT PAR RÉGION RTE SUR LE RÉSEAU PUBLIC DE TRANSPORT DE 2002 À 2008 (EN MINUTES)



Source : RTE

FIGURE 11

COMPARAISON DE L'ÉNERGIE NON DISTRIBUÉE SUR LE RÉSEAU DE TRANSPORT (EN MWh)



* les données 2009 ne portent que sur les deux premiers trimestres de l'année

Source : RTE

4. La régulation est au service des investissements et de la qualité

2.1.2.3. La qualité est disparate sur le territoire

Les indicateurs font apparaître des disparités entre les zones de desserte que ne traduisent pas les statistiques nationales, trop agrégées. En effet, le temps annuel moyen de coupure longue varie très fortement selon les concessions, allant d'une coupure inférieure à la minute à 3 jours de coupure **TABLEAU 6**. Au-delà des incidents qui ont marqué l'année 2008, il existe une disparité de qualité d'alimentation sur le territoire métropolitain.

Au-delà de la distinction entre les zones rurales et les zones urbaines, il existe des disparités entre régions **FIGURE 12 p. 55**.

Parmi les 30 autorités concédantes ayant le temps annuel moyen de coupure longue le plus élevé en 2008, 23 se situent dans le département de l'Aude avec une moyenne supérieure à un jour de coupure (1500 minutes). En 2007, déjà, une commune du département de l'Aude avait le temps annuel moyen de coupure longue le plus élevé (4 838 minutes).

Le gestionnaire de réseau ERDF devra améliorer la situation des zones les moins bien traitées pour éviter l'accroissement des disparités géographiques, ce qui n'implique pas nécessairement l'uniformisation des niveaux atteints pour tous les consommateurs, malgré une péréquation tarifaire.

2.1.2.4. Les besoins sont différents selon les utilisateurs des réseaux publics d'électricité

Répondre à une exigence de qualité en adéquation avec les tarifs d'utilisation des réseaux publics d'électricité n'exempte pas les gestionnaires de réseaux de proposer des solutions particulières aux utilisateurs les plus exigeants en terme de qualité. De ce fait, la CRE veille sur les engagements contractuels portant sur la qualité conforme aux besoins de l'utilisateur en adéquation avec les conditions techniques locales des réseaux.

Les contrats d'accès au réseau public de transport comportent des engagements standards et/ou des engagements personnalisés, annuels ou triennaux. Les engagements comportent des seuils représentant un nombre maximum d'incidents comptabilisant le nombre de coupures longues, le nombre de coupures brèves ou le nombre de coupures longues et brèves, et, éventuellement, le nombre de creux de tension **FIGURES 13 p. 56**.

Le nombre de contrats d'accès au réseau public de transport (CART) bénéficiant d'engagements standards ou personnalisés (coupures longues, brèves et/ou creux de tension) s'élève à 3 271 en fin d'année 2008. À la même période, les engagements sont respectés pour 89 % des contrats pour les coupures longues, brèves et creux de tension. Il s'agit du taux le plus bas depuis 2002.

Dans le cadre de ses nouvelles prérogatives d'approbation des modèles de CART, la CRE sera particulièrement attentive aux engagements de qualité de fourniture et de service.

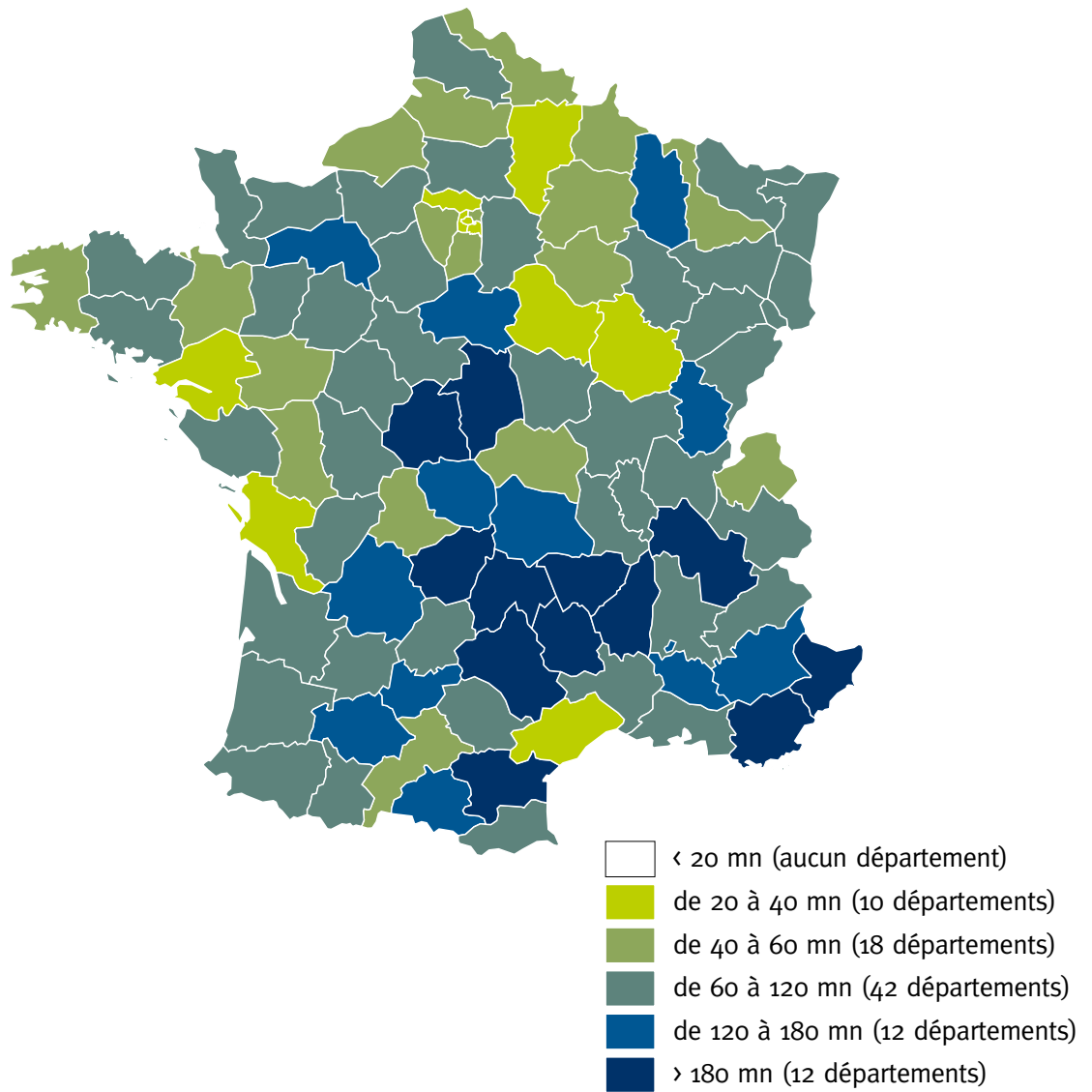
TABLEAU 6
TEMPS ANNUEL MOYEN DE COUPURE LONGUE
AU NIVEAU DE LA CONCESSION (EN MINUTES)

Temps en minutes	2004	2005	2006	2007	2008
Maximum	1 484	1 768	4 838	1 551	4 690
Moyenne	70	92	181	99	94
Minimum	< 1	< 1	< 1	< 1	< 1

Source : ERDF

FIGURE 12

TEMPS ANNUEL MOYEN DE COUPURE LONGUE SUBI PAR LES UTILISATEURS RACCORDÉS EN BT (TOUTES CAUSES CONFONDUES, EN MINUTES, MOYENNÉ PAR DÉPARTEMENT EN 2008) ⁽³⁹⁾

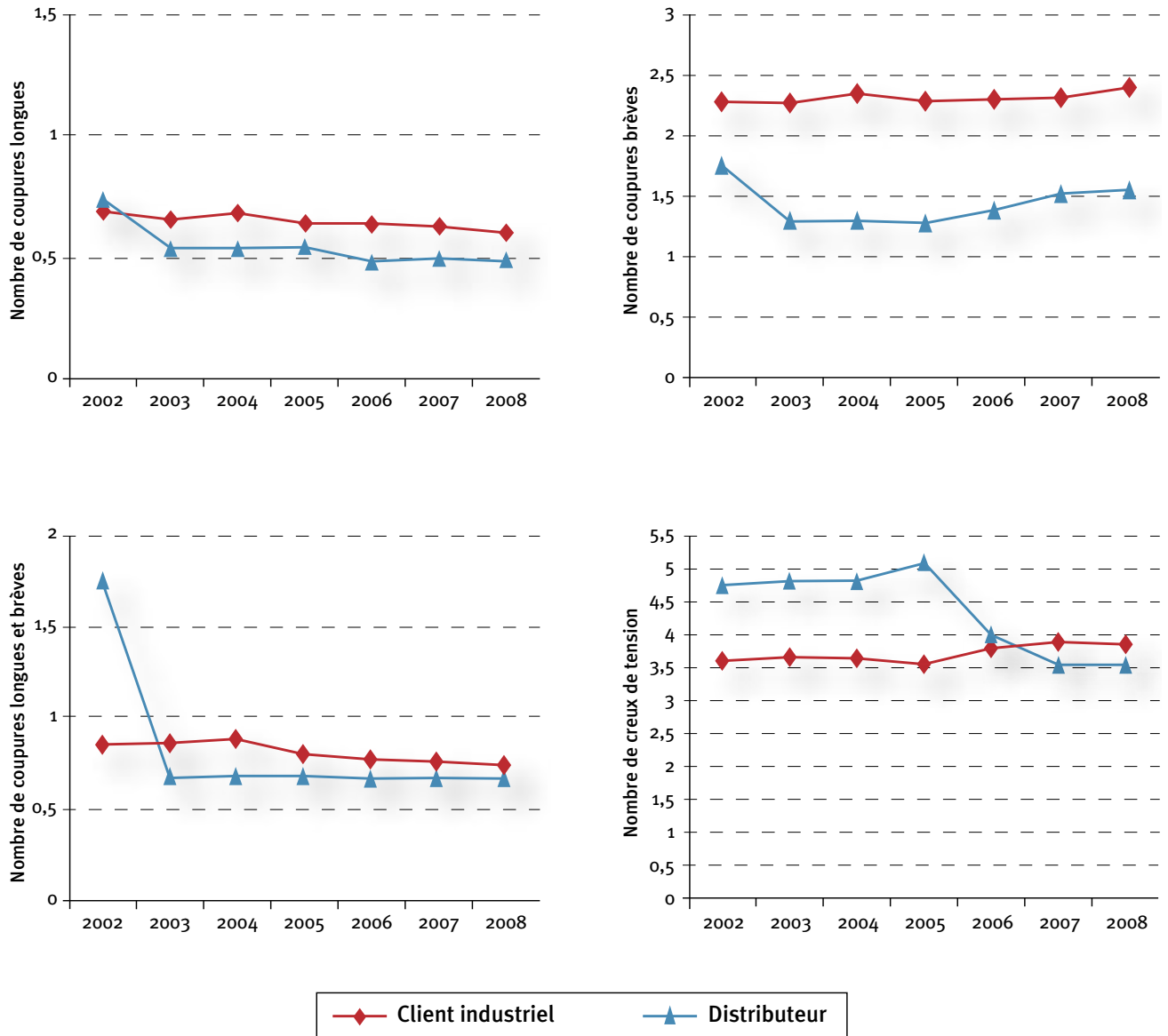


Source : ERDF

(39) La carte est établie à partir des données à la maille de la concession du gestionnaire de réseau ERDF moyennée par département en fonction du lieu de domiciliation de l'autorité concédante.

FIGURES 13

ÉVOLUTION DU SEUIL MOYEN DES ENGAGEMENTS ANNUELS DANS LES CONTRATS D'ACCÈS AU RÉSEAU PUBLIC DE TRANSPORT



Source : RTE

2.2. En gaz naturel, la qualité de service de GrDF, GRTgaz et TIGF a fait l'objet d'un premier rapport publié en novembre 2009

Les tarifs d'utilisation des réseaux de transport de gaz naturel (dits tarifs ATRT₄) et d'utilisation des réseaux publics de distribution de gaz naturel (dits tarifs ATRD₃) ont introduit un cadre de régulation qui incite les GRT et les GRD de gaz naturel à maîtriser leurs coûts et à améliorer la qualité du service rendu aux utilisateurs.

Pour la distribution, la régulation incitative de la qualité de service mise en place par ces tarifs complète le contrôle, par ailleurs exercé par les autorités concédantes. Ces dernières contribuent, avec la CRE, à l'évaluation et à la stimulation de la qualité du service public de distribution.

La CRE a publié le 17 novembre 2009 le premier rapport annuel sur la qualité de service des opérateurs de réseaux gaziers GrDF, GRTgaz et TIGF. Le suivi de la qualité de service de GrDF a porté sur un an, du 1^{er} juillet 2008 au 30 juin 2009, et celui de GRTgaz et de TIGF sur 6 mois, du 1^{er} janvier 2009 au 30 juin 2009.

Il apparaît que les trois opérateurs ont fait le nécessaire en termes d'outils et de ressources pour mettre en place les dispositifs prévus par les règles tarifaires. La quasi-totalité des indicateurs a fait l'objet d'un suivi et d'une publication régulière par les opérateurs de réseaux gaziers.

Globalement, la qualité de service de GrDF, GRTgaz et TIGF s'est améliorée progressivement sur la période du suivi sur les domaines les plus importants pour le bon fonctionnement du marché. Toutefois, tous les objectifs fixés par les règles tarifaires n'ont pas été atteints, ce qui a engendré des pénalités financières pour les opérateurs.

Le mécanisme mis en place est évolutif, les règles tarifaires en vigueur prévoyant la possibilité de mettre à jour les indicateurs en cours de période tarifaire. En conséquence, la CRE travaillera avec les opérateurs et acteurs de marché à l'amélioration du mécanisme mis en place, en portant plus particulièrement son attention sur la qualité du service rendu aux consommateurs finals.

> La qualité de service du distributeur GrDF

Depuis le 1^{er} juillet 2008, GrDF a mis en place la totalité des indicateurs de suivi de la qualité de service prévus par les règles tarifaires du tarif ATRD₃, à l'exception des deux indicateurs relatifs aux raccordements dont la mise en œuvre est incomplète.

Dans l'ensemble, la qualité de service de GrDF s'est améliorée, même si des progrès restent à faire et si tous les objectifs n'ont pas été atteints. Cette amélioration a été particulièrement sensible dans les domaines conditionnant le bon fonctionnement du marché, dont les indicateurs sont soumis à une incitation financière. Ainsi :

- le fonctionnement du système d'information de GrDF, OMEGA, qui joue un rôle clé pour le bon fonctionnement du marché français du gaz naturel, s'est amélioré sur la période de suivi. D'une part, les taux de publication par le portail Fournisseurs OMEGA des relevés de consommation ont augmenté pour atteindre des taux supérieurs à 98,6 % en juin 2009. D'autre part, la disponibilité de ce portail a progressé jusqu'à 100 % de disponibilité par semaine. Enfin, le traitement par GrDF des réclamations de fournisseurs dans les 30 jours calendaires s'est progressivement amélioré pour atteindre un niveau de 98,8 % en avril 2009 et un maximum de 99,2 % en novembre 2008 ;
- la qualité des données transmises par GrDF aux GRT pour calculer les allocations des quantités de gaz aux points d'interface transport/distribution* (PITD) s'est améliorée : les objectifs définis par les règles tarifaires ont été atteints, voire dépassés dans certains cas ;
- les délais de traitement par GrDF des réclamations des consommateurs finals ont légèrement diminué. En revanche, l'accessibilité des centres d'appel s'est dégradée, notamment pour les numéros Sécurité dépannage, conséquence du démarrage d'un nouvel outil de gestion des appels et des mouvements sociaux au sein de GrDF en avril et mai 2009, qui ont entraîné une forte augmentation du nombre des appels ;
- les délais de réalisation des principales prestations de GrDF (mises en service, mises hors service et raccordements) sont légèrement plus courts, malgré les mouvements sociaux au sein de GrDF en avril et mai 2009, qui ont eu des effets non négligeables.

Du 1^{er} juillet 2008 au 30 juin 2009, les indicateurs de suivi de la qualité de service de GrDF, incités financièrement, ont engendré globalement 174 521,65 €

4. La régulation est au service des investissements et de la qualité

de pénalités pour GrDF, qui viendront diminuer son tarif⁽⁴⁰⁾ et qui se décomposent en 1 000,00 € de bonus et 175 521,65 € de pénalités.

Une première mise à jour des indicateurs de GrDF a eu lieu au 1^{er} juillet 2009 après consultation des acteurs du marché, notamment dans le cadre du groupe de travail Gaz (GTG) et du groupe de travail Consommateurs (GTC). De nouveaux axes d'amélioration des processus de GrDF, importants pour le bon fonctionnement du marché, ont ainsi été identifiés.

Avec ce premier bilan de la qualité de service de GrDF, de nouvelles évolutions du mécanisme de suivi de la qualité pourraient être envisagées, telles que :

- le suivi de la réalisation des mises en service et des mises hors service dans les délais convenus avec les fournisseurs et la modification du délai de référence de changement de fournisseurs ;
- la mise en place d'une détection des rendez-vous manqués du fait de GrDF sur signalement des consommateurs finals, ou d'une détection par GrDF lui-même, sans besoin de signalement par les fournisseurs ;
- la réévaluation à la hausse des objectifs de l'indicateur concernant les délais de transmission aux GRT des données nécessaires aux calculs des allocations aux PITD ;
- la réévaluation du montant de certaines incitations financières.

> La qualité de service des transporteurs GRTgaz et TIGF

Au 30 juin 2009, GRTgaz et TIGF ont mis en place la totalité des indicateurs de suivi de la qualité de service prévus par les règles tarifaires du tarif ATRT4. Le suivi de ces indicateurs portant sur six mois, les analyses n'ont pas permis de tirer de conclusions définitives. Les premières tendances montrent des résultats contrastés :

- la qualité de la relation entre les GRT et les expéditeurs est satisfaisante, notamment en termes de délai de traitement des demandes des expéditeurs de réservation de capacité sur le réseau principal et de disponibilité du portail de GRTgaz et de TIGF. Par ailleurs, la qualité des relèves aux points de consommation sur le réseau de GRTgaz s'est progressivement améliorée, dépassant l'objectif fixé par les règles tarifaires. Celle de TIGF est restée proche de l'objectif, malgré une dégradation ponctuelle au mois d'avril 2009 ;
- la qualité des données transmises par les GRT aux GRD permettant de calculer les allocations des quantités de gaz aux PITD s'est dégradée en zone Sud de

GRTgaz et en zone TIGF : les deux transporteurs n'ont pas atteint les objectifs fixés par les règles tarifaires. Les délais de transmission aux GRD des mesures provisoires de quantités livrées aux PITD ont été, quant à eux, globalement respectés ;

- les émissions de gaz à effet de serre dans l'atmosphère par les GRT ont diminué entre le 1^{er} semestre 2008 et le 1^{er} semestre 2009. Cette baisse est plus sensible pour TIGF.

Du 1^{er} janvier 2009 au 30 juin 2009, les indicateurs de suivi de la qualité de service des GRT ont engendré globalement 280 000 € de bonus pour GRTgaz et 445 000 € de pénalités pour TIGF, qui seront pris en compte dans leurs tarifs et qui se composent de 430 000 € de bonus et 150 000 € de pénalités pour GRTgaz et de 445 000 € de pénalités pour TIGF.

Ce premier bilan conduit la CRE à proposer aux ministres chargés de l'énergie et de l'économie une évolution du mécanisme de suivi de la qualité au 1^{er} avril 2010 afin d'homogénéiser et/ou de réévaluer trois indicateurs importants pour le suivi du bon fonctionnement du marché.

> Un suivi de la qualité de service des ELD a été mis en place au 1^{er} juillet 2009

Afin d'assurer une amélioration du niveau de qualité de service offert par les ELD et de prévenir toute dégradation qui pourrait être consécutive aux efforts de productivité demandés aux ELD, les tarifs ATRD3 ont mis en place un mécanisme de régulation incitative de la qualité de service sur le modèle de celui déjà effectif pour GrDF. Ce mécanisme, adapté à chaque ELD, porte sur la qualité des interventions, de la relation avec les clients et les fournisseurs et de la qualité des allocations et des relèves.

Le domaine de la sécurité n'est pas intégré dans ce mécanisme, dans la mesure où il fait l'objet d'obligations réglementaires pour les GRD et d'un contrôle assuré par d'autres autorités publiques.

Le mécanisme de régulation de la qualité de service est constitué de deux types d'indicateurs : ceux dont le suivi est associé à la publication des résultats et ceux auxquels est associée au surplus une incitation financière en cas de non atteinte ou de dépassement d'objectifs préalablement définis.

(40) Les incitations financières ont un effet direct sur le revenu autorisé de l'opérateur et, donc, sur son tarif qui couvre le revenu autorisé.

La CRE proposera aux ministres chargés de l'énergie et de l'économie des évolutions du dispositif de régulation de la qualité de service, sur la base d'un retour d'expérience, afin de procéder à d'éventuels ajustements.

Le prochain rapport de la CRE analysera les résultats des ELD de gaz naturel, dont les dispositifs de suivi de la qualité de service ont été mis en œuvre au 1^{er} juillet 2009. Il aura aussi vocation à dresser un bilan de la régulation incitative de la qualité en électricité, mise en œuvre dans le cadre des nouveaux tarifs d'utilisation des réseaux publics d'électricité (TURPE 3), entrés en vigueur le 1^{er} août 2009.

3. La CRE précise les conditions dans lesquelles une infrastructure électrique ou gazière peut bénéficier d'une exemption des règles à l'accès des tiers

3.1. Les terminaux méthaniers peuvent bénéficier d'une exemption

Quatre projets de nouveaux terminaux méthaniers ont été annoncés en France entre septembre 2006 et mars 2007 : à Antifer (Gaz de Normandie, dont les actionnaires sont la CIM, E.ON Ruhrgas, Poweo et Verbund), Dunkerque (EDF), Fos (Shell) et le Verdon (4Gas). Antifer, Dunkerque et le Verdon ont déjà fait l'objet d'une procédure de débat public et les trois investisseurs ont annoncé, entre juin et juillet 2008, leur intention de poursuivre leurs projets et de déposer un dossier de demande d'autorisation d'exploiter. Le projet de terminal du Verdon s'est vu refuser le 23 juillet 2009 la prolongation de la convention de réservation du terrain par le Grand port autonome de Bordeaux.

Les porteurs de ces projets ont tous fait part de leur intention de solliciter une exemption à l'accès des tiers au titre de l'article 22 de la directive Gaz 2003/55/CE.

La CRE a travaillé en 2008 avec le groupe de travail sur la régulation des terminaux méthaniers en France, dont l'un des objectifs a été d'examiner les modes de régulation en vigueur en Europe, la place de l'exemption à l'accès des tiers permise par la directive européenne et les modalités de coexistence entre terminaux régulés et exemptés.

En 2009, Dunkerque LNG a préparé son dossier de demande d'exemption, qu'il a déposé auprès du ministre chargé de l'énergie le 26 juin 2009.

3.1.1. Les critères d'exemption sont définis par les directives européennes et la loi française

L'article 22 de la directive 2003/55/CE du Parlement européen et du Conseil, concernant les règles communes pour le marché intérieur du gaz naturel, prévoit la possibilité pour les nouvelles grandes infrastructures gazières (les interconnexions entre États membres et les terminaux méthaniers ou les stockages) de bénéficier d'une exemption à l'accès des tiers et/ou à la régulation tarifaire suivant des conditions prédéfinies.

> Le cadre européen : la directive 2003/55/CE

L'octroi d'une dérogation à l'accès des tiers repose sur le respect de cinq conditions :

- l'investissement doit renforcer la concurrence dans la fourniture de gaz et améliorer la sécurité d'approvisionnement ;
- le niveau de risque lié à l'investissement est tel qu'il ne serait pas réalisé si une dérogation n'était pas accordée ;
- l'infrastructure doit appartenir à une personne physique ou morale distincte, au moins sur le plan de la forme juridique, des gestionnaires des systèmes au sein desquels elle sera construite ;
- des droits sont perçus auprès des utilisateurs de l'infrastructure concernée ;
- la dérogation ne porte pas atteinte à la concurrence ou au bon fonctionnement du marché intérieur du gaz ni à l'efficacité du fonctionnement du réseau réglementé auquel l'infrastructure est reliée.

La Commission européenne peut demander à l'autorité de régulation ou à l'État membre concerné de modifier sa décision d'accorder une dérogation. Elle est compétente pour prendre elle-même une décision en dernier lieu.

> Le cadre national : la loi du 9 août 2004 et le décret du 29 juillet 2005

La directive a été transposée dans la loi française du 9 août 2004, dont l'article 44 prévoit que :

- « le ministre chargé de l'énergie peut autoriser [...] à déroger, pour tout ou partie de cette installation ou de cet ouvrage... » ;
- « la décision de dérogation est prise après avis de la Commission de régulation de l'énergie [...]. Cette décision définit [...] les conditions dans lesquelles le bénéficiaire est autorisé à refuser de conclure un contrat d'accès à l'installation ou à l'ouvrage concerné » ;
- « la dérogation devient caduque de plein droit si le projet de construction ou de modification de

4. La régulation est au service des investissements et de la qualité

l'installation ou de l'ouvrage n'a pas reçu un début de réalisation dans les trois années suivant la date de publication de la dérogation... »

Le décret d'application du 29 juillet 2005 précise que le ministre chargé de l'énergie saisit pour avis la CRE qui se prononce dans un délai d'un mois à compter de sa saisine, puis il notifie à la Commission européenne, dans un délai de trois mois à compter de la réception du dossier, son projet de décision sur la demande de dérogation **FIGURE 14**.

3.1.2. À l'occasion d'un premier dossier d'exemption, la CRE a fixé sa doctrine

Afin de permettre aux porteurs de projets de remettre un dossier d'exemption le plus pertinent possible, la CRE a élaboré une doctrine dont l'objet est d'assurer la cohérence entre les règles applicables aux terminaux régulés et aux terminaux exemptés, d'accroître la sécurité d'approvisionnement et de favoriser l'entrée de nouveaux acteurs dans le marché français.

3.1.2.1. Le traitement d'un dossier d'exemption est soumis à plusieurs principes directeurs

La CRE considère qu'une exemption, accordée sur la base d'une analyse au cas par cas, est susceptible de favoriser la réalisation des investissements sur les terminaux méthaniers. La coexistence entre un régime régulé et un régime exempté au sein d'un même terminal entraînerait en revanche des difficultés opérationnelles et des risques de subventions croisées*.

Pour chaque projet qui lui sera soumis, elle sera très attentive aux modalités d'attribution des capacités

et aux résultats de ces attributions, en particulier en analysant leur impact sur le bon fonctionnement du marché. En particulier, elle considère qu'une même société, y compris les sociétés liées, ne devrait pas détenir plus de 66 % des capacités techniques d'un terminal. Si tel était le cas, le porteur de projet devrait faire la preuve, au moment de l'examen du dossier d'exemption, qu'il a fait tout son possible pour favoriser l'engagement d'autres parties prenantes.

Chaque porteur de projet devra démontrer que l'investissement ne pourrait être réalisé sans l'octroi d'une exemption, en particulier en apportant la preuve que les niveaux de risques encourus et de rentabilité envisagée sont tels qu'ils nécessitent cette dérogation. En outre, la CRE ne rendra un avis favorable à la demande d'exemption que si les conditions de remise sur le marché des capacités non utilisées sont clairement définies et publiées par le porteur de projet. Ce marché pertinent s'entend comme le marché gazier français et comme les marchés gaziers voisins.

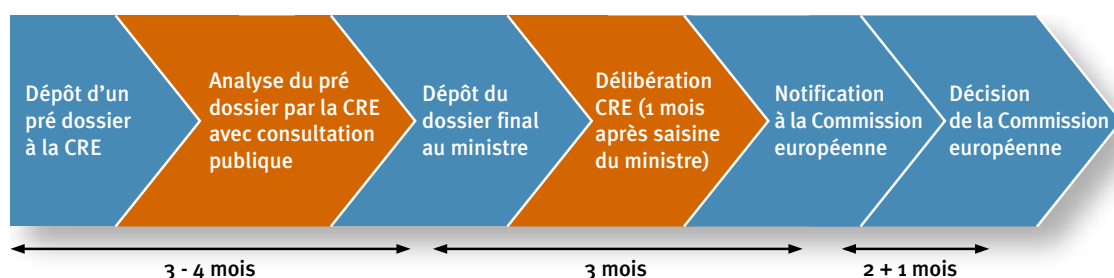
La CRE conduira une consultation publique spécifique à chaque terminal, l'exemption étant attribuée au cas par cas.

3.1.2.2. La CRE est étroitement impliquée à tous les stades de la procédure de demande d'exemption

Saisie par le ministre, la CRE a un mois pour rendre son avis, ce qui paraît insuffisant pour faire une analyse approfondie du dossier et pour lancer une consultation publique des acteurs du marché. Elle a donc suggéré aux porteurs de projet de l'impliquer dès la phase initiale de constitution du dossier d'exemption

FIGURE 14

LES ÉTAPES DU TRAITEMENT D'UNE DEMANDE D'EXEMPTION



Source : CRE

et de lui soumettre un dossier préliminaire qui puisse être mis en consultation publique.

Du point de vue du porteur de projet, une implication de la CRE dès la phase amont du dossier lui permet d'avoir un avis préliminaire et de modifier, s'il l'estime nécessaire, son dossier d'exemption avant le dépôt au ministre.

3.1.3. Le terminal de Dunkerque LNG a obtenu son exemption

La CRE a consulté le marché le 19 février 2009, sur la base d'un pré-dossier remis par Dunkerque LNG. Elle a recueilli l'avis des acteurs du marché et donné ses positions préliminaires sur le pré-dossier de Dunkerque LNG. La synthèse confidentielle de la consultation publique ainsi que la position de la CRE ont été discutées avec le porteur du projet en amont du dépôt de son dossier final pour qu'il puisse avoir la possibilité de l'adapter.

Le 26 juin 2009, Dunkerque LNG a déposé auprès du ministre chargé de l'énergie un dossier de demande d'exemption totale à l'accès des tiers et à la régulation tarifaire pour son projet de terminal, pour une période de 20 ans. Ce projet prévoit deux scénarios de dimensionnement, un à 10 Gm³/an et un à 13 Gm³/an. Dans les deux cas, Dunkerque LNG s'engage à ce que le groupe EDF ne détienne pas plus de 8 Gm³ des capacités du terminal. La filiale d'EDF considère que l'exemption est nécessaire à la réalisation du projet dans des conditions financières et de maîtrise du risque satisfaisantes. Par ailleurs, elle indique qu'un tarif identique sera appliqué à tous les souscripteurs du terminal qui ne devrait pas dépasser le seuil de compétitivité qu'elle estime à 1,6 €/MWh. L'analyse concurrentielle menée par Dunkerque LNG montre que le terminal méthanier de Dunkerque, en créant un nouveau point d'entrée* et en diversifiant les sources de gaz, renforcera la concurrence sur le marché du gaz en France ainsi que la sécurité d'approvisionnement.

La CRE a été saisie pour avis par le ministre le 6 juillet 2009. Son avis et le projet de décision du ministre ont été notifiés à la Commission européenne le 16 juillet 2009. Cette dernière a eu jusqu'à fin janvier 2010 pour rendre sa décision.

L'avis de la CRE est favorable à l'octroi de l'exemption, sous réserve que certaines conditions soient respectées par Dunkerque LNG.



4. La régulation est au service des investissements et de la qualité

Ainsi, la CRE a repris les cinq critères d'appréciation figurant dans les directives.

> L'investissement doit renforcer la concurrence dans la fourniture de gaz et améliorer la sécurité d'approvisionnement. D'autre part, la dérogation ne doit pas porter atteinte à la concurrence ou au bon fonctionnement du marché intérieur du gaz ni à l'efficacité du bon fonctionnement du réseau réglementé auquel l'infrastructure est reliée

Analyse de l'impact du projet sur la sécurité d'approvisionnement

La CRE considère qu'un nouveau terminal méthanier constitue intrinsèquement un nouveau point d'entrée sur le marché Français et contribue, par définition, à diversifier les sources d'approvisionnement en permettant l'arrivée de cargaisons de GNL provenant de divers pays, que ce soit par des engagements à long terme ou par des cargaisons *spot*. Il améliore ainsi la sécurité d'approvisionnement en réduisant l'exposition de la France à une rupture d'approvisionnement prolongée sur un des autres points d'entrée du gaz et fait bénéficier le marché français de conditions d'accès et d'usage plus flexibles que celles généralement observées pour les réseaux de transport de gaz. La contribution d'un nouveau terminal méthanier sur le territoire Français à l'amélioration de la sécurité d'approvisionnement est remise en cause en cas de projet prévoyant la possibilité de réexporter du gaz de la France vers d'autres pays.

Analyse de l'impact du projet de terminal méthanier sur la concurrence

Le porteur de projet fait une analyse concurrentielle sur l'impact de son projet de terminal méthanier :

- sur la période à laquelle le terminal sera opérationnel ;
- à l'échelle du marché pertinent retenu.

L'analyse de la CRE pour le critère concurrentiel s'assied sur des hypothèses de marché pertinent délimité au niveau national. La CRE analyse en particulier :

- la démarche commerciale envisagée par le porteur de projet ;
- les principes d'allocation des capacités de regazéification ;
- l'impact sur les marchés de gros et de détail du gaz naturel à l'échelle du marché pertinent retenu ;

- les mécanismes visant à optimiser l'utilisation des capacités dans le terminal méthanier ;
- la coexistence avec les terminaux régulés.

> Le niveau de risque lié à l'investissement est tel que cet investissement ne serait pas réalisé si une dérogation n'était pas accordée

Le porteur de projet doit démontrer que le cadre réglementaire en vigueur ne permet pas de trouver l'équilibre entre un retour sur investissement des actionnaires satisfaisant, un tarif qui ne s'écarte pas d'un niveau acceptable pour les expéditeurs et une sécurisation des flux de trésorerie correspondant au remboursement de la dette.

> L'infrastructure doit appartenir à une personne physique ou morale qui est distincte, au moins sur le plan de la forme juridique, des gestionnaires des systèmes au sein desquels elle sera construite

> Des droits d'accès sont perçus auprès des utilisateurs de l'infrastructure concernée

3.2. Les nouvelles interconnexions électriques peuvent être exemptées

3.2.1. L'exemption est prévue par la législation européenne

L'article 7 du règlement européen 1228 du 26 juin 2003 prévoit la possibilité, pour de nouvelles interconnexions électriques, de déroger à une partie de la régulation. Les articles qui peuvent faire l'objet d'une dérogation concernent l'utilisation de la rente de congestion ⁽⁴¹⁾, l'accès des tiers ⁽⁴²⁾ et le droit d'approbation et de modification des règles d'accès données au régulateur ⁽⁴³⁾.

Il énumère les conditions qui doivent être remplies pour obtenir une dérogation. Il appartient aux régulateurs concernés de statuer sur la réponse à une demande de dérogation à ces critères. La Commission

(41) Article 6.6 du règlement européen 1228/2003.

(42) Article 20 de la directive 2003/54/CE.

(43) II, III et IV de l'article 23 de la directive 2003/54/CE.

européenne a alors deux mois pour demander l'annulation ou la modification de leur décision.

En France, la construction et l'exploitation d'interconnexions régulées sont confiées au gestionnaire du réseau de transport d'électricité. Une dérogation peut permettre à un investisseur juridiquement séparé du gestionnaire du réseau de contribuer à l'intégration des marchés en augmentant la capacité d'interconnexion entre deux pays. L'octroi d'une dérogation est particulièrement intéressant dans le cas où le projet est jugé trop risqué pour être supporté par la collectivité. En effet, la dérogation permet d'accroître les capacités d'interconnexion, tout en faisant porter le risque à l'investisseur.

Aujourd'hui, à l'échelle de l'Europe, trois projets ont obtenu une dérogation en application du règlement 1228 : EstLink entre la Finlande et l'Estonie, BritNed entre les Pays-Bas et la Grande-Bretagne et East-West Interconnector entre la Grande-Bretagne et l'Irlande.

3.2.2. L'exemption n'est pas prévue dans la législation française

La notion de nouvelle interconnexion exemptée résulte du droit communautaire et n'a pas de traduction en droit français. En effet, aucun texte de la législation française, ni aucune procédure du GRT d'électricité, n'encadre ce type d'installation. Pour qu'un investisseur puisse élaborer un plan de développement complet pour la construction et l'exploitation d'une nouvelle interconnexion exemptée, il est nécessaire de définir les conditions techniques et financières à la fois de son raccordement et de l'exploitation de la ligne. Si elle assure un cadre stable, transparent et non discriminatoire aux investisseurs, l'intégration de nouvelles interconnexions exemptées dans le système régulé français doit protéger l'utilisateur du réseau d'éventuelles externalités subies par le raccordement d'une nouvelle interconnexion exemptée⁽⁴⁴⁾.

3.2.3. La CRE élabore une procédure de demande de dérogation pour les nouvelles interconnexions électriques exemptées

Le 2 avril 2009, la CRE a lancé une consultation publique sur l'exemption de nouvelles interconnexions électriques et sur les modalités de leur accès au réseau public de transport français.

Les contributeurs ont manifesté un certain enthousiasme devant la possibilité d'exemption pour les nouvelles interconnexions, tout en dénonçant un manque de capacités d'interconnexion avec les pays voisins. Ils ont demandé au régulateur d'imposer certaines mesures afin de protéger les utilisateurs du réseau et d'éviter toute utilisation abusive de la nouvelle interconnexion. Le moyen d'action du régulateur serait l'approbation *ex ante* des règles d'accès à l'interconnexion.

3.2.4. Une demande de dérogation pour une nouvelle interconnexion électrique a été présentée à la CRE

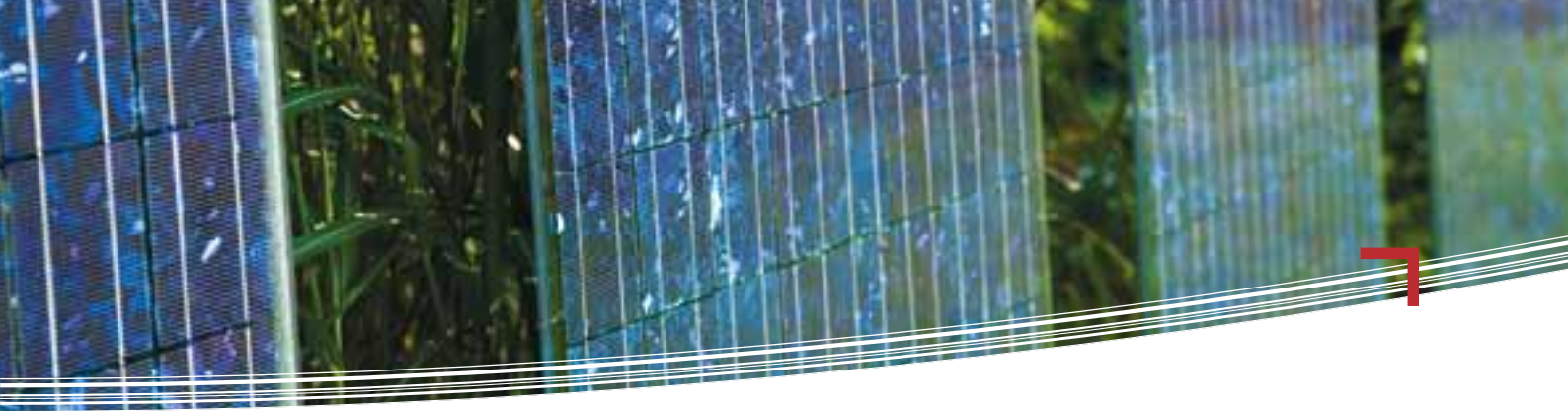
En 2009, une demande de dérogation a été déposée auprès de la CRE et de son homologue anglais. Les deux régulateurs ont conjointement listé un certain nombre d'éléments complémentaires à apporter par le demandeur afin de compléter son dossier de demande : précisions sur les méthodes de calcul, de gestion et d'allocation de la capacité d'interconnexion projetée, sur le plan de développement et les hypothèses sur lesquelles se base le demandeur et sur la satisfaction des conditions énumérées dans le règlement 1228. Après réception de ces éléments, les régulateurs mèneront une consultation publique sur la partie non confidentielle du dossier de demande. Ils statueront sur la demande, en posant éventuellement des conditions supplémentaires sur le projet.

⁽⁴⁴⁾ Par exemple, si d'éventuels travaux de renforcements sont supportés par la collectivité, leurs coûts pourraient constituer une externalité négative importante. L'acceptabilité d'une telle externalité pourrait dépendre des externalités positives liées à l'exploitation de l'interconnexion.



Les **énergies renouvelables**, le **comptage évolué** et les réseaux du futur sont des **moyens privilégiés en faveur** **du développement durable**

- p. 65 > Deux dispositifs constituent des incitations à la production d'électricité à partir d'énergies renouvelables : les appels d'offres et les tarifs d'achat
- p. 68 > Le développement des énergies renouvelables exige un effort pour leur raccordement aux réseaux publics d'électricité
- p. 72 > Les outils de comptage contribuent à la maîtrise de la demande d'énergie
- p. 75 > Le comptage évolué constitue un premier pas vers les réseaux électriques du futur



1. Deux dispositifs constituent des incitations à la production d'électricité à partir d'énergies renouvelables : les appels d'offres et les tarifs d'achat

La directive 2009/28/CE du 23 avril 2009 institue une contribution des énergies renouvelables à hauteur de 20 % dans la consommation européenne finale d'énergie brute en 2020, portée à 23 % pour la France ⁽⁴⁵⁾. Un arrêté relatif à la programmation pluriannuelle des investissements* (PPI) précise la contribution de chacune des énergies renouvelables à la réalisation de cet objectif.

1.1. Deux appels d'offres ont été lancés en 2009

Pour atteindre les objectifs fixés dans la PPI, le ministre chargé de l'énergie peut lancer des appels d'offres que la CRE est chargée de mettre en œuvre. Elle rédige le cahier des charges à partir des orientations du ministre, analyse les offres reçues et propose leur classement au ministre. Enfin, elle rend un avis sur le choix du ministre.

1.1.1. Le premier appel d'offres a porté sur des centrales utilisant l'énergie issue de la biomasse

Le 6 janvier 2009, le ministre a lancé un appel d'offres sur des installations de production d'électricité utilisant l'énergie issue de la biomasse*, après transmission par la CRE d'un projet de cahier des charges. Il s'agissait du troisième appel d'offres pour cette filière. La capacité totale recherchée s'élevait à 250 MW, dont une tranche de 150 MW pour des installations localisées dans des régions prioritaires. Les

candidats retenus bénéficient d'un contrat d'achat pour l'électricité produite au prix qu'ils proposent, pour une durée de 20 ans.

Le 2 février 2010, le ministre a annoncé que 32 projets, sur les 106 reçus, étaient retenus pour une puissance de 266 MW et un prix moyen d'achat égal à 145 €/MWh. Ils représentent un investissement d'environ 750 M€ et un soutien public de 150 M€ par an pendant 20 ans (sur la base d'un prix de marché égal à 60 €/MWh).

1.1.2. Le second appel d'offres a porté sur des centrales solaires au sol

En juillet 2009, le ministre chargé de l'énergie a lancé le premier appel d'offres portant sur des centrales solaires au sol. La capacité totale recherchée s'élevait à 300 MW, à raison d'une ou deux centrales par région administrative, de puissance unitaire égale à 5 ou 10 MW. Les candidats retenus bénéficient d'un contrat d'achat pour l'électricité produite au prix qu'ils proposent, pour une durée de 20 ans.

119 projets ont été proposés sur l'ensemble du territoire, à l'exception de la région PACA. Ils utilisent en majorité des modules photovoltaïques en silicium poly-cristallin. Cinq projets localisés dans des zones non interconnectées* (ZNI) au réseau électrique métropolitain font appel à des technologies de type thermodynamique. Leur instruction se déroulera au cours du premier semestre 2010.

(45) Cet objectif a été transposé dans la loi n° 2009-967 du 3 août 2009 de programmation relative à la mise en œuvre du Grenelle de l'environnement.

1.2. Les tarifs d'achat ont été révisés

De nombreux tarifs ont été soumis à la CRE en 2009 : bagasse, biomasse, photovoltaïque, géothermie.

En 2009, la CRE a été saisie pour avis sur quatre projets d'arrêtés tarifaires relatifs à l'électricité produite :

- à partir de bagasse (biomasse issue de la canne à sucre) ;
- à partir de biomasse ;
- par les installations utilisant l'énergie des nappes aquifères ou des roches souterraines (géothermie) ;
- par les installations utilisant l'énergie radiative du soleil (photovoltaïque).

1.2.1. L'avis de la CRE sur le projet d'arrêté tarifaire pour l'électricité produite à partir de bagasse n'est favorable que pour les nouvelles installations

L'arrêté fixant les conditions d'achat de l'électricité produite à partir de bagasse a été publié au Journal officiel le 3 décembre 2009.

Cet arrêté prévoit :

- pour les installations existantes, une rémunération supplémentaire de 13 € par tonne de canne, indexée sur les variations des prix de marché du charbon et des prix de marché des quotas d'émission de gaz à effet de serre ;
- pour les nouvelles installations, un tarif d'achat décroissant selon la puissance des installations et compris entre 155 et 170 €/MWh.

Saisie sur le projet d'arrêté le 19 octobre 2009, la CRE a rendu un avis défavorable sur la prime envisagée pour les installations existantes, considérant que, en application des principes énoncés par la loi, celle-ci n'aurait pas dû excéder 10 € par tonne de canne. De plus, la CRE a souligné que le mode d'indexation de la prime proposé contribuait au maintien d'une dépendance durable des systèmes énergétiques insulaires vis-à-vis des fluctuations des cours des combustibles fossiles et de ceux des quotas d'émission de gaz à effet de serre. Dans son principe, cette déclinaison de la stratégie d'indépendance énergétique prévue par la loi du 27 mai 2009 ne contribue nullement à la maîtrise des coûts de production.

En revanche, la CRE a rendu un avis favorable sur le tarif envisagé pour les nouvelles installations.

1.2.2. Le tarif d'obligation d'achat* pour la filière biomasse a été fortement réévalué

L'arrêté fixant les conditions d'achat de l'électricité produite à partir de biomasse a été publié au Journal officiel le 31 décembre 2009.

Le tarif envisagé, applicable sur vingt ans, se présente sous la forme d'un tarif de référence auquel s'ajoute une prime complémentaire, composée d'une part fixe, fonction de la nature de l'approvisionnement, et d'une part variable dépendant de l'efficacité énergétique de l'installation.

Dans son avis du 26 novembre 2009, la CRE a considéré que le tarif de référence proposé, fixé à 45 €/MWh, ne permettait pas d'atteindre des conditions de rentabilité suffisantes, mais que la part fixe de la prime complémentaire, de 80 €/MWh, était établie à un niveau adéquat, permettant aux projets éligibles d'atteindre une rentabilité suffisante.

En outre, la CRE a estimé que le niveau de la prime variable induisait des rentabilités très importantes pour une efficacité énergétique élevée. Par conséquent, elle a recommandé que celle-ci soit limitée à 15 €/MWh, au lieu de 50 €/MWh, niveau permettant d'offrir des conditions de rémunération suffisamment incitatives.

La CRE a également souligné les problèmes posés par la coexistence de deux dispositifs de soutien aux énergies renouvelables : l'obligation d'achat et les appels d'offres. En effet, le tarif d'obligation d'achat définit *de facto* un plancher de prix pour les projets déposés dans le cadre d'appel d'offres.

Sur la base des objectifs fixés dans le cadre du Grenelle de l'environnement, les conditions d'achat envisagées pour l'électricité produite à partir de biomasse pourraient conduire à augmenter les charges de service public de l'électricité de 400 M€ à 1 Md€/an à l'horizon 2020, soit 1,0 à 2,5 €/MWh de contribution unitaire.

1.2.3. Un nouveau tarif géothermie a pour objectif de dynamiser la filière française

Un projet d'arrêté fixant les conditions d'achat de l'électricité produite par les installations utilisant l'énergie géothermique a été soumis à la CRE le 30 novembre 2009. Il prévoit une augmentation significative des tarifs en vigueur depuis 2006, afin

de dynamiser une filière encore peu développée en France. En effet, seuls la centrale de Bouillante en Guadeloupe et le projet pilote EGS de Soultz-sous-Forêts (Bas-Rhin) produisent de l'électricité à partir de l'énergie géothermique.

La forte dépendance des coûts de production d'installations géothermiques aux caractéristiques du site d'exploitation, ainsi que le manque de données économiques relatives au potentiel géothermique haute température en France métropolitaine, ne permettent pas à la CRE de se prononcer sur la rentabilité induite par le tarif proposé.

En revanche, dans les départements d'outre-mer, la CRE constate que le tarif proposé est supérieur à celui dont bénéficient les deux premières tranches de la centrale actuellement en exploitation, sans que cette augmentation soit justifiée.

Enfin, le tarif envisagé est trop élevé dans le cas d'installations bénéficiant d'un contrat à l'issue d'une rénovation réalisée dans le cadre de l'arrêté du 28 décembre 2009 relatif à la rénovation des installations de production d'électricité utilisant l'énergie des nappes aquifères ou des roches souterraines.

1.2.4. Le tarif proposé pour les installations solaires ne prend pas en compte la baisse du prix des équipements photovoltaïques

La CRE a été saisie pour avis, le 2 décembre 2009, d'un projet d'arrêté fixant les conditions d'achat de

l'électricité produite à partir des installations utilisant l'énergie radiative du soleil.

Ce projet visait à préciser et à renforcer les conditions d'éligibilité à la prime d'intégration au bâti instituée en 2006, et à régionaliser le tarif pour les installations au sol. Il suivait en cela les préconisations du rapport Poignant **ENCADRÉ 4**. Par ailleurs, il créait un tarif intermédiaire destiné aux installations présentant des caractéristiques d'intégration plus sommaires (notamment les équipements surimposés).

Par une délibération du 3 décembre 2009, la CRE a considéré que le tarif envisagé n'intégrait pas la baisse importante du prix des équipements intervenue au cours de l'année écoulée et qu'il en résultait une rentabilité très élevée des projets, dont les conséquences sur les choix d'investissement devaient être mesurées avec vigilance. En conséquence, des ajustements ont été préconisés.

> S'agissant des conditions d'éligibilité à la prime d'intégration au bâti, et compte tenu des pratiques constatées sur le terrain, la CRE a considéré que les critères envisagés étaient insuffisants pour prévenir les dérives. Elle a recommandé de distinguer les bâtiments à usage d'habitation, qui présentent de plus fortes contraintes d'intégration, des autres constructions.

> Une grille tarifaire en accord avec cette segmentation a été élaborée. Elle conduit à une rentabilité des projets de l'ordre de 8 %, niveau jugé suffisant pour

ENCADRÉ 4

RAPPORT D'INFORMATION DU DÉPUTÉ SERGE POIGNANT SUR L'ÉNERGIE PHOTOVOLTAÏQUE À LA COMMISSION DES AFFAIRES ÉCONOMIQUES DE L'ASSEMBLÉE NATIONALE

→ Le 16 juillet 2009, un rapport d'information sur l'énergie photovoltaïque a été déposé par la commission des affaires économiques de l'Assemblée nationale. Présenté par Monsieur Serge Poignant, député de Loire Atlantique, il dresse un état des lieux de la filière photovoltaïque, des différentes technologies et applications existantes, et propose les lignes directrices d'un programme national de développement de cette filière. La CRE a été auditionnée par cette mission parlementaire.

→ Le rapport plaide pour une continuité de la politique actuelle de soutien à la filière photovoltaïque, tout en identifiant quelques limites, notamment l'absence de définition précise de la notion d'intégration au bâti ou encore le flou réglementaire entourant le développement des centrales au sol.

→ Il propose également plusieurs voies d'amélioration du dispositif en vigueur, parmi lesquelles l'introduction d'une dégressivité de 7 à 8 % du tarif d'achat de l'électricité photovoltaïque en fonction du développement de la filière, ainsi qu'une régionalisation du tarif pour tenir compte des différences d'ensoleillement entre les départements français.

→ Enfin, le rapport met en avant la nécessité de développer rapidement une filière française sur l'ensemble de la chaîne de valeur. Il plaide en particulier pour un renforcement des mesures de soutien à la recherche et des dispositifs d'incitation à l'investissement dans les capacités productives afin de combler le retard français.

5. Les énergies renouvelables, le comptage évolué et les réseaux du futur sont des moyens privilégiés en faveur du développement durable

créer les conditions d'un investissement attractif, compte tenu des risques inhérents à l'activité et de la garantie procurée par le tarif d'achat. L'avis de la CRE suggère également que les conditions d'indexation annuelle en cours de contrat soient revues pour mieux refléter la part prépondérante des coûts d'investissement dans le coût de production.

- > La dégressivité de 9 % par an du tarif applicable la première année, prévue dans le projet d'arrêté à compter du 1^{er} janvier 2013, devrait être applicable dès 2010, afin de suivre l'évolution attendue des coûts de production. Dans ces conditions, le prix d'achat de l'électricité photovoltaïque, pour une installation mise en service à horizon 2020, rejoindrait le prix de l'électricité livrée au consommateur, tarif d'acheminement inclus, dans le cas d'installations intégrées au bâti, et le prix du marché de l'électricité dans le cas de centrales au sol, toutes choses égales par ailleurs.
- > La CRE pose la question du maintien de l'obligation d'achat dans les départements et collectivités d'outre-mer (cf. partie 5 du rapport au 2.2. p. 70).

L'arrêté publié au Journal officiel le 14 janvier 2010 a pris en compte, pour partie, les recommandations de la CRE. La segmentation proposée visant à distinguer les équipements implantés sur des bâtiments à usage d'habitation des autres constructions a été retenue. Ce segment a été étendu aux bâtiments à usage d'enseignement et de santé.

Tirant les conséquences de cette nouvelle segmentation, les tarifs applicables à l'électricité produite par les équipements implantés sur les autres constructions ont été revus à la baisse. Cette baisse est d'ailleurs plus marquée pour les bâtiments neufs, sur lesquels s'étaient concentrés les effets d'aubaine, que pour les autres. En outre, la dégressivité annuelle des tarifs a été fortement accentuée.

Par cette décision, le ministre chargé de l'énergie a signifié sa volonté de contrer la spéculation qui s'était emparée du secteur. Toutefois, les tarifs retenus restent très supérieurs à ceux proposés par la CRE. Il est donc à craindre que cette action se révèle insuffisante pour neutraliser totalement les effets d'aubaine les plus importants, d'autant qu'aucune mesure n'a été prise pour limiter les centrales au sol implantées dans les départements et collectivités d'outre-mer où la situation est la plus préoccupante. En effet, la multiplication des projets, s'ils venaient à tous se concrétiser,

devrait rapidement conduire à une situation d'offre excédentaire, sans possibilité d'exploitation.

Sur la base des objectifs fixés dans le cadre du Grenelle de l'environnement et au rythme de développement actuel, les conditions d'achat envisagées pour l'électricité produite à partir de l'énergie solaire pourraient conduire à augmenter les charges de service public de l'électricité de l'ordre de 2 Md€ par an, sans doute dès 2015, soit 5 €/MWh de contribution unitaire.

C'est pourquoi le développement de la filière fera l'objet d'un suivi attentif des services de la CRE au cours de l'année 2010 en outre-mer.

2. Le développement des énergies renouvelables exige un effort pour leur raccordement aux réseaux publics d'électricité

Le développement des énergies renouvelables, alimenté par les progrès des technologies, fait l'objet d'une politique volontariste de l'État, grâce au mécanisme d'obligation d'achat. Cette politique entre désormais dans le cadre de l'objectif des « 3x20 »⁽⁴⁶⁾.

Pour le réseau électrique, cette ambitieuse politique nationale et européenne soulève un défi majeur pour le raccordement* et l'injection de ces nouvelles productions, auquel la CRE, dans le cadre de ses missions, apporte toute son attention.

2.1. Les demandes de raccordement augmentent de manière exponentielle avec le développement des installations de production décentralisée

L'essor de la production décentralisée et renouvelable a été principalement alimenté par le décollage successif des filières éolienne et photovoltaïque.

Depuis l'an 2000, le raccordement éolien, en croissance exponentielle, constitue un défi important pour les gestionnaires de réseaux de transport* (GRT) et les gestionnaires de réseaux de distribution* (GRD). Une capacité de plus de 4 000 MW éoliens a été raccordée aux réseaux publics d'électricité depuis lors, et ERDF et RTE recensaient fin septembre 2009 plus de 4 300 MW éoliens en attente de raccordement **FIGURE 15 p. 69.**

(46) L'objectif des « 3x20 », décliné pour chaque État membre, consiste à réduire au niveau européen les émissions de CO₂ de 20 %, à augmenter l'efficacité énergétique de 20 % et à porter la part des énergies renouvelables à 20 % de la consommation d'ici 2020.

5. Les énergies renouvelables, le comptage évolué et les réseaux du futur sont des moyens privilégiés en faveur du développement durable

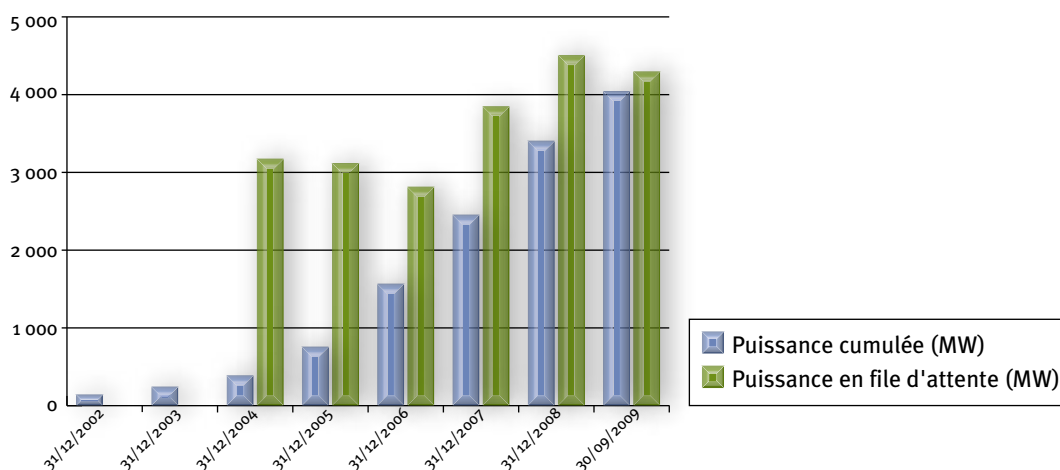
L'explosion du photovoltaïque, arrivée plus tardivement vers 2007, a encore démultiplié les demandes de raccordement. En effet, le tarif d'achat photovoltaïque, qui s'élevait en 2009 en France continentale à 33 c€/kWh pour les installations au sol et 60 c€/kWh pour des équipements bénéficiant de la prime d'intégration au bâti, s'est révélé très incitatif dans un contexte de baisse des coûts depuis 2008 et a induit un très fort développement de la filière photovoltaïque en France. Le parc photovoltaïque a bondi de

10 MW fin 2007 à environ 140 MW en septembre 2009 répartis sur 30 500 sites. En septembre 2009, ERDF comptabilisait environ 1660 MW en attente de raccordement, répartis sur plus de 34 000 sites **FIGURE 16**.

La capacité des réseaux d'électricité à absorber une telle production injectée sur les réseaux publics de distribution ou de répartition dépend fortement du dimensionnement de ces réseaux. Pour faire face au développement actuel de la filière éolienne, les réseaux

FIGURE 15

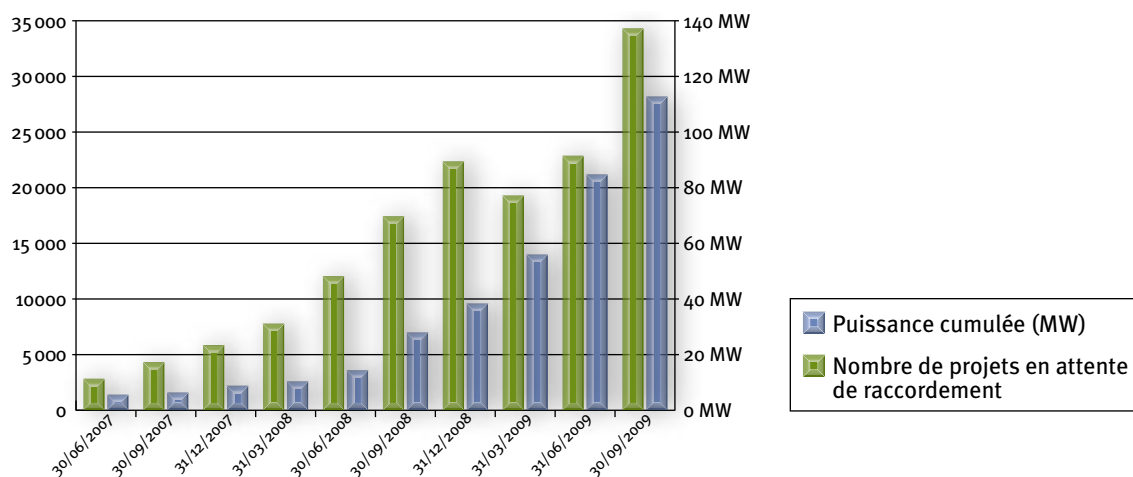
PUISSANCE ÉOLIENNE RACCORDÉE ET EN FILE D'ATTENTE DE RACCORDEMENT AU RÉSEAU MÉTROPOLITAIN CONTINENTAL (EN MW)



Sources : SER et FEE, d'après ERDF

FIGURE 16

PUISSANCE PHOTOVOLTAÏQUE RACCORDÉE AU RÉSEAU MÉTROPOLITAIN CONTINENTAL (EN MW) ET NOMBRE DE DOSSIERS PHOTOVOLTAÏQUES EN FILE D'ATTENTE DE RACCORDEMENT



Sources : SER et SOLER, d'après ERDF

publics de distribution devront être renforcés. En l'absence de ces renforcements, la concentration de nouvelles installations de production éoliennes peut générer des « contraintes » sur le réseau ; autrement dit, toute la production ne peut être injectée.

Or, le développement actuel de la production décentralisée, majoritairement éolienne, est bien plus rapide que le renforcement des réseaux. Dans l'attente des renforcements de réseau nécessaires, les gestionnaires de réseaux doivent donc gérer cette congestion* de la capacité d'injection. Ils ont choisi d'établir un classement des projets selon l'ordre des demandes de raccordement. Des files d'attente se sont ainsi constituées, dans lesquelles les premiers projets entrés bénéficient de la capacité disponible et les suivants font l'objet de limitations d'injection, voire d'effacements, dans l'attente des renforcements.

La CRE avait communiqué dès le 21 février 2008 sur la mutualisation des raccordements au sein des zones de développement de l'éolien qui permettrait d'accélérer les renforcements nécessaires à l'augmentation des capacités d'injection. En 2009, la CRE a régulé les pratiques des gestionnaires de réseaux d'entrée et de maintien en file d'attente *via* ses délibérations du 11 juin 2009 relatives aux règles d'élaboration des procédures de traitement des demandes de raccordement. Par ces délibérations, la CRE entend éviter que des projets incertains immobilisent la capacité d'injection disponible, au préjudice de projets plus avancés arrivés ultérieurement.

2.2. Les réseaux insulaires atteignent les limites technologiques d'accueil de la production intermittente et non pilotable

Les zones insulaires du territoire français sont pour la plupart baignées de climats largement ensoleillés qui favorisent le développement de la filière photovoltaïque. Comme le montre avec acuité la **FIGURE 17**, 30 % de la puissance photovoltaïque projetée devrait ainsi s'établir dans ces petits réseaux qui couvrent 4,6 % du territoire national.

Or, l'émergence de la production décentralisée non pilotable ⁽⁴⁷⁾ à caractère largement intermittent ⁽⁴⁸⁾, lorsqu'elle devient significative, ne permet pas de conserver la stratégie actuelle de commande de l'équilibre entre production et consommation. En effet, dans ces conditions, les moyens de production rapides capables de contribuer à tout moment à l'équilibrage du système ne suffisent plus à compenser les variations de la consommation et de la production.

Ce risque est d'autant plus patent que le réseau est « petit » ⁽⁴⁹⁾. En effet, d'une part le resserrement du foisonnement de la production et de la consommation y rend les écarts plus forts, et d'autre part le nombre faible de groupes de production à démarrage rapide y limite la capacité de réaction du système. C'est

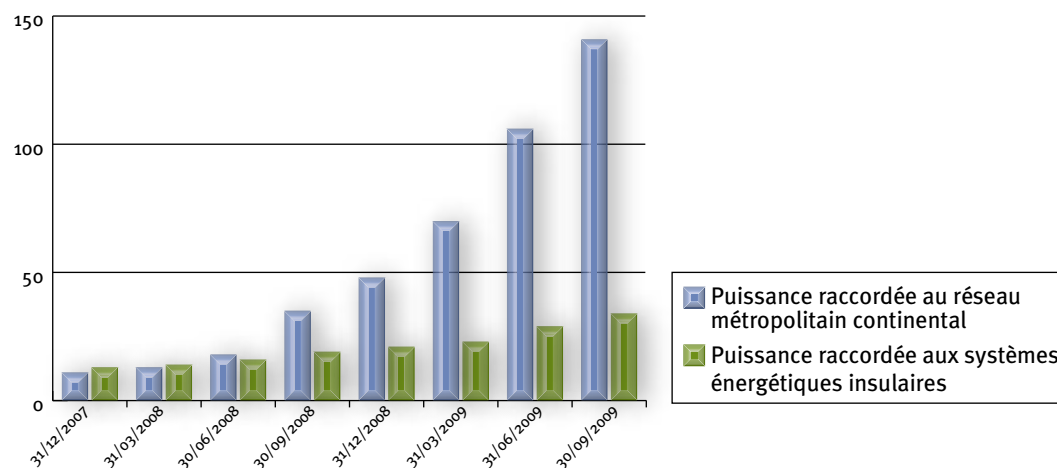
(47) C'est-à-dire qui n'est pas pilotée en relation avec le système de conduite du réseau.

(48) Une production d'électricité est dite intermittente lorsqu'elle varie selon des facteurs incontrôlables par le producteur. Dans l'état de la technologie, les installations de production éoliennes et photovoltaïques sont intermittentes.

(49) Dont la consommation est faible.

FIGURE 17

RÉPARTITION DE LA PUISSANCE DU PARC PHOTOVOLTAÏQUE FRANÇAIS (EN MW)



Sources : SER et SOLER, d'après ERDF et EDF SEI

5. Les énergies renouvelables, le comptage évolué et les réseaux du futur sont des moyens privilégiés en faveur du développement durable

notamment le cas des « systèmes insulaires » de la Corse, de la Guadeloupe, de la Martinique et de la Réunion, et du « petit » réseau guyanais.

Pour tenir compte de ces risques, la réglementation prévoit à l'article 22 de l'arrêté du 23 avril 2008 que « toute installation de production [dont la puissance Pmax atteint au moins 1 % de la puissance minimale transitant sur le réseau public de distribution d'électricité] et mettant en œuvre de l'énergie fatale à caractère aléatoire telles les fermes éoliennes et les installations photovoltaïques peut être déconnectée du réseau public de distribution d'électricité à la demande du gestionnaire de ce réseau lorsque ce dernier constate que la somme des puissances actives injectées par de telles installations atteint 30 % de la puissance active totale transitant sur le réseau ».

Comme l'indique le **TABLEAU 7** issu du dernier rapport de suivi d'EDF SEI, la puissance cumulée des installations photovoltaïques et éoliennes en projet dans tous ces réseaux insulaires dépasse de deux à cinq fois le seuil de 30 % de la puissance minimale transitant sur chacun de ces réseaux.

Il convient, dans ce contexte, de rappeler que le rapport sur la PPI de la production d'électricité, présenté au Parlement en juin 2009, indique que « l'atteinte des objectifs du Grenelle de l'environnement en termes de pénétration des énergies renouvelables dans les ZNI passe par le développement des énergies renouvelables stables et non intermittentes ».

Dans ces conditions, la CRE considère que les incitations financières au développement de nouveaux projets de productions intermittentes et non-pilotables dans les ZNI doivent être atténuées. C'est une des raisons pour lesquelles elle n'a pas donné d'avis favorable aux tarifs d'achat de l'électricité produite par ce type d'installation qui lui ont été soumis.

2.3. Les conditions financières de raccordement évoluent et seront modifiées en vue de la mise en œuvre des schémas de raccordement des énergies renouvelables

En 2008, la CRE avait participé à la mise en place d'un nouveau système de facturation des raccordements au réseau public de distribution d'électricité. Le 1^{er} janvier 2009, les barèmes de facturation des raccordements des principaux gestionnaires (notamment ERDF) sont ainsi entrés en vigueur. Ces barèmes, applicables aux raccordements de production comme de consommation, affichent, pour les raccordements en basse tension de puissance inférieure à 36 kVA, les coûts de réseau correspondants. Ils s'accompagnent du mécanisme de réfaction tarifaire, concomitamment entré en vigueur, qui définit la part de ces coûts couverte par le tarif d'utilisation des réseaux publics d'électricité* (TURPE) et son complément supporté par le demandeur.

La CRE considère que ce système de facturation, qui a vocation à s'étendre aux autres types de raccordement, offre aux utilisateurs des conditions de raccordement transparentes et non-discriminatoires. Le 29 janvier 2009, elle a ainsi approuvé le barème d'EDF SEI qui est immédiatement entré en vigueur.

La CRE est attentive à l'évolution à venir de ce système de facturation, en vue de la mise en œuvre des schémas de raccordement des énergies renouvelables prévus dans le projet de loi Grenelle 2 et destinés à mutualiser les raccordements de ces productions de façon à concourir à leur développement. La CRE avait d'ores et déjà appelé de ses vœux une telle mutualisation dans sa communication du 21 février 2008, même si cette délibération concernait exclusivement le raccordement des parcs éoliens dans les zones de développement de l'éolien.

TABLEAU 7
PUissance DES INSTALLATIONS ÉOLIENNES ET PHOTOVOLTAÏQUES (EN MW)

Puissances en MW	Réunion	Guadeloupe	Martinique	Guyane	Corse
Seuil de 30 % pour le photovoltaïque et l'éolien	75	42	45	24	45
Somme puissance éolien et photovoltaïque raccordée ou en file d'attente fin juin 2009	213	205	162	109	322

Source : EDF SEI

3. Les outils de comptage contribuent à la maîtrise de la demande d'énergie

En électricité comme en gaz, les projets de déploiement de systèmes de comptage* évolué sont attentivement suivis par la CRE, au sein d'un comité de contrôle et dans le cadre des instances de concertation.

3.1. Le comptage évolué en électricité constitue un enjeu majeur

3.1.1. La CRE organise le suivi des projets de comptage évolué

Les systèmes de comptage évolué en électricité présentent de nombreux avantages **FIGURE 18**.

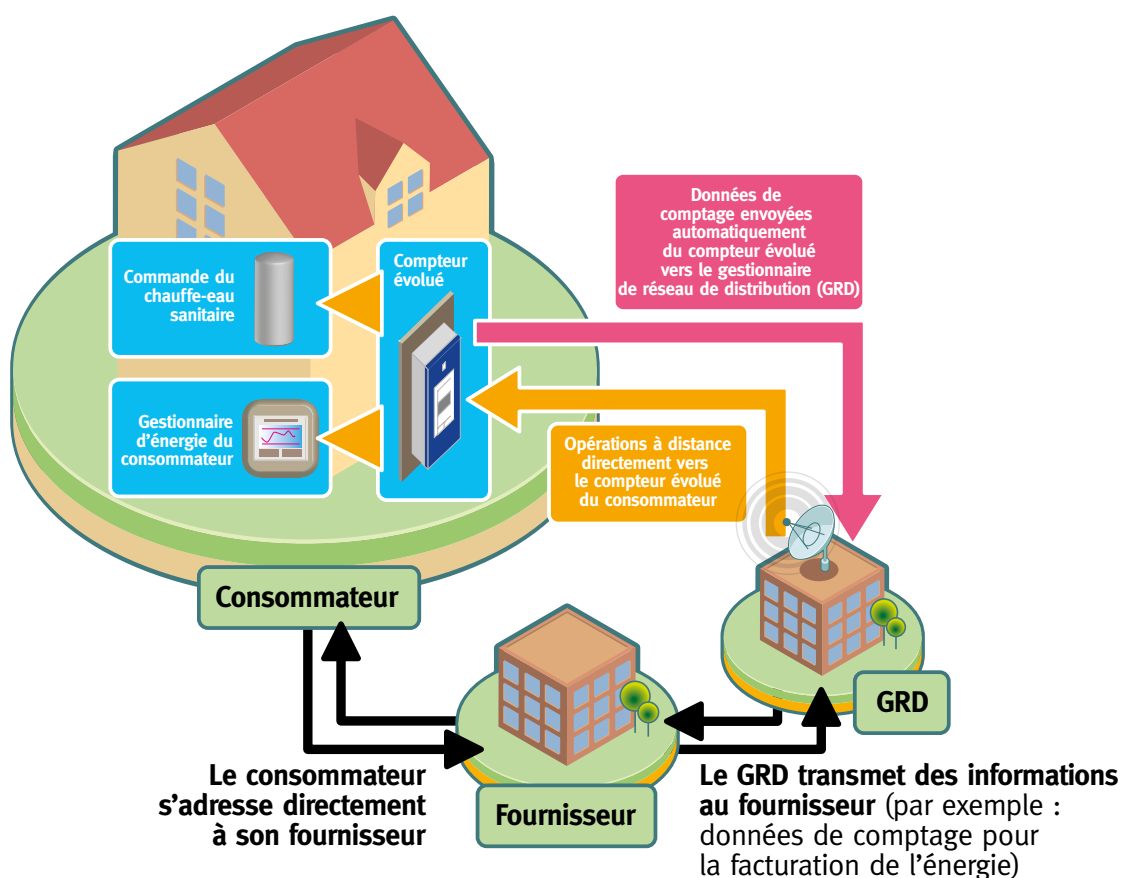
Avantages pour le consommateur :

- sensibilisation à ses consommations : facturation sur données réelles, disparition des factures estimées ;
- services fins de maîtrise de la demande d'énergie (MDE) : exploitation de la courbe de charge, couplage domotique, etc. ;
- absence de dérangement pour le relevé, l'emménagement, le déménagement, le changement de puissance ou d'offre de fourniture ;
- réduction des délais de réalisation des prestations (la veille pour le lendemain) ;
- offres de fourniture et de service diversifiées.

Avantages pour le fournisseur* :

- fiabilisation des mesures de l'équilibre de son périmètre ;
- choix des périodes tarifaires de fourniture ;
- relevé des consommations à la demande ;
- contrôle de la pointe de consommation de ses clients *via* des offres de fourniture intégrant la notion de « pointe mobile ».

FIGURE 18
SCHEMA DE PRINCIPE DES COMPTEURS ÉLECTRIQUES ÉVOLUÉS



Source : CRE

5. Les énergies renouvelables, le comptage évolué et les réseaux du futur sont des moyens privilégiés en faveur du développement durable

Avantages pour le producteur :

Faciliter l'insertion d'installations de micro-génération d'électricité telle que la production d'électricité d'origine photovoltaïque.

Avantages pour le gestionnaire de réseau :

- fiabilisation du relevé ;
- gains de productivité : baisse du nombre de déplacements sur site ;
- maîtrise des pertes non techniques (fraudes) ;
- optimisation de la gestion du réseau.

3.1.1.1. Les groupes de concertation participent à la définition des projets en cours

> Le projet Linky d'ERDF pour le marché de masse

Concernant le projet Linky, les groupes de travail Consommateur se sont attachés à organiser la phase d'expérimentation qui se déroulera à partir de 2010. Ainsi, ses modalités opérationnelles ont été finalisées, le dispositif de communication auprès des usagers lors de la pose du compteur a été défini, et les caractéristiques du compteur qui sera utilisé ont été précisées.

ERDF a également préparé la phase de généralisation du projet Linky en définissant, en concertation avec les acteurs, le cahier des charges des fonctionnalités techniques du compteur Linky pour la pose du premier lot de compteur.

> Le projet de comptage évolué d'ERDF pour les grands clients

Pour ce qui relève du segment des grands clients, ERDF a défini, en concertation avec les acteurs, les principales fonctionnalités envisagées pour le futur compteur « grands clients HTA », destiné à remplacer les actuels compteurs « ICE » (Interface Clientèle Émeraude) et « ICE quatre cadrans » (Producteurs).

Ce compteur devrait équiper, à partir de 2013, les utilisateurs raccordés au réseau HTA ($PS \leq 50$ kVA) avec un point de comptage* situé « au primaire » du transformateur de livraison. Il complètera le nouveau compteur PME-PMI qui équipera, à partir de 2010, les utilisateurs raccordés au réseau BT ($PS > 36$ kVA), ainsi que la quasi-totalité des utilisateurs raccordés au réseau HTA avec un point de comptage situé « au secondaire » du transformateur de livraison.

ENCADRÉ 5

LE REGARD DES FRANÇAIS SUR LA CONSOMMATION D'ÉLECTRICITÉ ET LES COMPTEURS ÉLECTRIQUES ÉVOLUÉS

→ En septembre 2009, la CRE a fait réaliser un sondage par l'Institut IFOP⁽⁵⁰⁾ afin d'évaluer les attentes des consommateurs au sujet des compteurs intelligents. En effet, en 2007, ERDF a lancé le projet AMM (*Automated Meter Management*, gestion automatisée des compteurs), à l'initiative de la CRE, qui vise à remplacer les 34 millions de compteurs électriques en France à l'horizon 2016, par la mise en œuvre de systèmes de comptage évolués, également appelé compteurs intelligents ou compteurs communicants.

→ Le sondage a confirmé que le projet de comptage électrique intelligent répondait aux attentes des Français : 83 % se sont montrés favorables à leur mise en place, les plus jeunes apparaissant les plus enthousiastes (92 % parmi les 18-24 ans).

→ Les personnes interrogées jugent très positivement les qualités des compteurs électriques évolués, et plus particulièrement la meilleure maîtrise de la consommation qu'ils permettent (67 % des Français jugeant qu'il s'agit d'une « très bonne chose »). 54 % des Français surveillant leur consommation

d'électricité régulièrement ou de temps en temps, l'amélioration de la précision de la facture, qui ne serait plus basée sur une estimation mais sur la consommation réelle, s'avère également largement appréciée (64 %), ainsi que la possibilité de faire varier la consommation en fonction des tarifs des heures creuses (61 %). Dans une moindre mesure, les interviewés reconnaissent également largement comme une qualité la possibilité de connaître les émissions de gaz à effet de serre découlant de leur consommation électrique (52 %). De fait, la maîtrise de la consommation d'électricité est apparue comme la première attente formulée à l'égard des compteurs électriques évolués (35 % de citations), avant la possibilité de bénéficier d'offres adaptées au profil de consommation (25 %) ou la facturation basée sur la consommation réelle (25 %).

(50) Sondage réalisé du 3 au 4 septembre 2009 par téléphone au domicile sur un échantillon de 1 007 personnes, représentatif de la population française âgée de 18 ans et plus.

5. Les énergies renouvelables, le comptage évolué et les réseaux du futur sont des moyens privilégiés en faveur du développement durable



> Les projets de comptage évolué des ELD

Concernant les projets des entreprises locales de distribution (ELD), un groupe de travail dédié au développement des systèmes de comptage évolué sur leurs territoires a été créé au 1^{er} semestre de l'année 2009. Il permet aux ELD et à ERDF d'échanger afin de bâtir des systèmes de comptage évolué utilisant les mêmes standards.

> L'intégration des aspects relatifs à la MDE dans les projets de comptage

Fin 2009, la CRE a pris la décision de lancer un groupe de travail dédié aux problématiques de MDE afin de faciliter la prise en compte des attentes des consommateurs en matière de MDE et de services innovants dans les projets de comptage évolué. Ce groupe sera lancé au premier trimestre de l'année 2010.

3.1.1.2. La délibération de la CRE du 11 février 2010 encadre les modalités de l'évaluation de l'expérimentation du projet Linky d'ERDF

La délibération du 6 juin 2007 prévoit que l'expérimentation d'ERDF fera l'objet d'une évaluation. La délibération du 11 février 2010 présente la grille qui évaluera si le projet mis en œuvre par ERDF atteint les fonctionnalités attendues d'un système de comptage évolué.

Durant l'expérimentation, certaines d'entre elles ne seront que partiellement ou pas accessibles ⁽⁵¹⁾.

3.1.1.3. L'expérimentation engagée par ERDF sera complétée par un appel à manifestation d'intérêt de l'ADEME concernant la partie des équipements en aval des compteurs

Après concertation avec la CRE, l'Agence de l'environnement et de la maîtrise de l'énergie (ADEME) a ajouté, dans l'appel à manifestation d'intérêt sur les réseaux et systèmes électriques intelligents

(51) Pour les évaluer, quatre modes de fonctionnement ont été mis en place :

- un mode « production » pour tester, de façon automatisée, sur l'ensemble des clients concernés par l'expérimentation, les fonctionnalités du compteur évolué compatibles avec les SI actuels (SGE/Disco) ;
- un mode « maquette » pour expérimenter, sur quelques centaines de clients, de nouveaux services (courbe de charge, plages d'heures creuses au choix des fournisseurs, etc.) ;
- un mode « démonstrateur » pour tester, sur quelques compteurs non reliés à des clients, les fonctionnalités déjà prévues dans le compteur et/ou le SI AMM, mais incompatibles avec les systèmes d'information (SI) actuels ;
- un mode « dossier », qui correspond à la remise des spécifications fonctionnelles détaillées, pour les fonctionnalités du système de comptage qui ne seront pas encore disponibles lors de l'expérimentation.

5. Les énergies renouvelables, le comptage évolué et les réseaux du futur sont des moyens privilégiés en faveur du développement durable

intégrant les énergies renouvelables, qu'elle a lancé le 20 juillet 2009, un volet relatif aux démonstrateurs qui pourraient être installés en aval des compteurs évolués.

Cet appel à manifestation d'intérêt permettra la mise en œuvre de nouvelles offres comprenant des fonctions de délestage, des fonctions de gestionnaire d'énergie chez les utilisateurs et le traitement à des fins de MDE des données collectées grâce aux fonctions d'affichage détaillé des consommations, puissances, tarifications, etc.

3.1.2. La CRE a transmis au ministre une proposition de décret sur le comptage évolué

Conformément au IV de l'article 4 de la loi du 10 février 2000, la CRE a transmis au ministre chargé de l'énergie, le 12 février 2009, une proposition de décret encadrant le déploiement de systèmes de comptage évolué en électricité.

Le projet de décret prévoit, en particulier, une expérimentation pour les GRD de plus d'un million de clients et un déploiement généralisé, à échéance 2020, sur l'intégralité du territoire, avec des points d'étape intermédiaires.

3.2. Le comptage évolué en gaz fait l'objet d'une concertation

Après consultation des acteurs, la CRE a défini, dans sa délibération du 3 septembre 2009, les fonctionnalités minimales attendues d'un système de comptage évolué en gaz, sur le marché de détail, ainsi que les conditions requises pour un éventuel déploiement.

En particulier, le choix d'un système de comptage évolué de type AMR (*Automated Meter Reading*), pour la relève des index à distance, constitue la solution technique la plus adaptée. Une phase d'expérimentation devra être mise en œuvre par GrDF et suivie d'une phase de retour d'expérience. Parallèlement, une étude technico-économique sera menée afin de valider certains aspects techniques, fonctionnels et économiques des systèmes de comptage évolué. Enfin, un tel système devra répondre à la nécessité de fournir aux clients finals des informations sur leur consommation d'énergie de façon suffisamment régulière, afin qu'ils soient davantage incités à la maîtrise de leur consommation.

Conformément à la demande de la CRE, GrDF a défini, en concertation avec l'ensemble des acteurs concernés, le cahier des charges de la phase d'expérimentation qu'il mènera à partir d'avril 2010.

4. Le comptage évolué constitue un premier pas vers les réseaux électriques du futur

4.1. Les énergies renouvelables doivent être intégrées aux réseaux

4.1.1. La production d'électricité à partir des sources d'énergies renouvelables* va générer des flux d'énergie intermittents et diffus qui vont bousculer les règles habituelles d'exploitation des gestionnaires de réseaux

Le réseau public de distribution est en train de changer de nature : il devient simultanément un réseau de collecte de l'énergie. Pour les gestionnaires de réseaux publics d'électricité, les installations de production, de plus en plus nombreuses (les tarifs d'obligation d'achat des énergies nouvelles et renouvelables produisent l'effet d'incitation attendu, notamment pour les installations éoliennes et photovoltaïques) génèrent un afflux d'énergie à la fois intermittent et diffus qui vient bousculer leurs habitudes d'exploitation.

Dès lors, de nouveaux outils sont requis, qui doivent permettre aux gestionnaires de conduire leurs réseaux sans danger, en maintenant le plan de tension dans les limites réglementaires et en adaptant le dimensionnement des composants aux différents scénarios de flux d'énergie.

4.1.2. Les installations de production d'électricité à partir des sources d'énergies renouvelables bénéficient d'une priorité d'accès aux réseaux

La directive 2009/28/CE du 23 avril 2009 prévoit une disposition nouvelle par rapport à la directive 2001/77/CE du 27 septembre 2001 qu'elle abroge : un droit d'accès prioritaire ou garanti au réseau pour les installations de production d'électricité à partir de sources d'énergies renouvelables, afin de soutenir ces modes de production d'électricité. Ce droit s'exerce sous réserve des exigences relatives au maintien de la fiabilité et de la sécurité du réseau, reposant sur des critères transparents et non discriminatoires.

5. Les énergies renouvelables, le comptage évolué et les réseaux du futur sont des moyens privilégiés en faveur du développement durable

Cette disposition, comme l'ensemble de la directive, doit être transposée en droit français avant décembre 2010. Ce sera l'occasion de préciser les notions d'accès prioritaire, d'accès garanti et de prévoir les modalités de détermination des critères de maintien de la fiabilité et de la sécurité des réseaux.

4.2. De nouveaux usages vont se développer

Les flux d'énergie pourraient connaître des évolutions notables dans les prochaines années du fait des nouveaux usages de l'électricité. Si certains usages sont en diminution continue (l'éclairage, notamment, grâce à la diffusion des lampes à basse consommation), d'autres se développent, qui accroissent la consommation. Il s'agit, en particulier, de la climatisation, des appareils audio et vidéo et du chauffage électrique.

Par ailleurs, l'évolution du parc automobile pourrait également obliger les réseaux électriques à devoir s'adapter : si le scénario prévu par le ministère de l'Écologie, de l'Énergie, du Développement durable et de la Mer (MEEDDM) se réalise, on peut envisager une augmentation notable de la consommation. Pour éviter de renforcer les réseaux proportionnellement à cet accroissement, il sera nécessaire de contrôler les périodes de charge des véhicules électriques, en adaptant, dans le principe – et en prenant en compte le nouveau contexte de marché – le système de télécommande centralisée déjà en vigueur en France pour une grande partie des usages du chauffage par accumulation.

4.3. Le raccordement de l'éolien maritime, l'équilibre entre l'offre et la demande et l'adaptation des réseaux de distribution pour l'accueil des véhicules électriques et hybrides rechargeables sont des enjeux considérables

L'ensemble des nouveaux usages de l'énergie électrique et des réseaux publics d'électricité amènent progressivement un changement de paradigme. Le système électrique passe d'une situation où la production est très largement contrôlable, alors que la consommation l'est peu, à une situation où la production n'est contrôlable que pour une part, alors que la consommation fera l'objet, pour partie, d'une gestion active de la demande.

Dans un contexte de fort développement du parc d'installations de production d'électricité à partir de sources intermittentes, l'équilibre du système électrique pourrait dépendre de la capacité des utilisateurs du réseau à s'adapter. Le stockage de l'énergie ou la recharge commandée des véhicules électriques, d'une part, le contrôle de la production distribuée ou diffuse, d'autre part, constituent autant de pistes pour la réflexion sur l'avenir des réseaux électriques publics.

4.4. L'EREGE exerce son influence sur les budgets de recherche accordés par la Commission européenne aux gestionnaires de réseaux et élabore sa position sur les réseaux intelligents

Les opérateurs de réseaux européens sont tous confrontés aux mêmes problématiques d'équilibre du système électrique. Les travaux de la Commission européenne en vue de coordonner la recherche et le développement sur les réseaux intelligents (*smart grids*) ont débuté dès 2001. Un grand nombre d'entre eux ont été engagés dans le cadre de la plate forme technologique européenne désormais dénommée *Smart Grids Forum*.

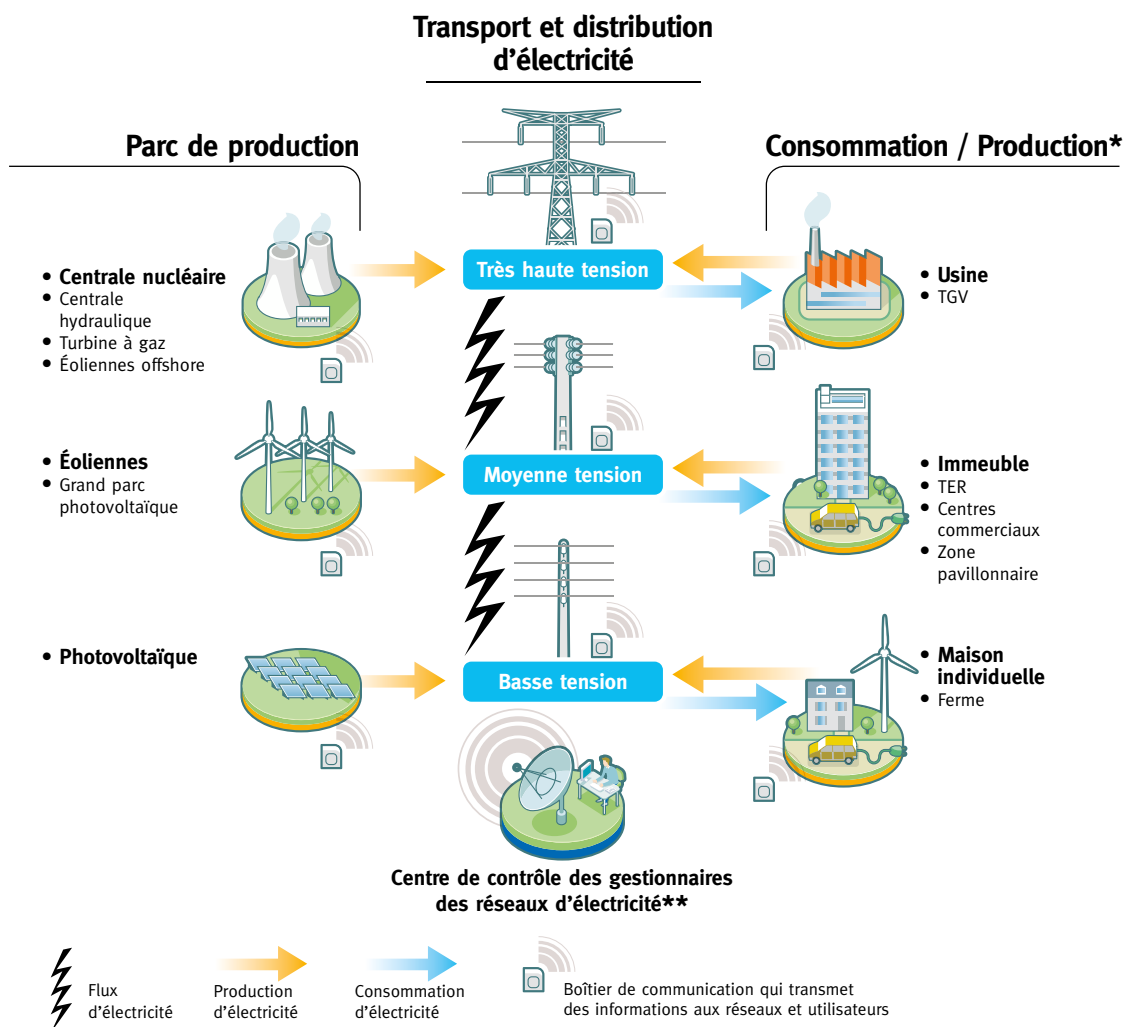
En 2009, dans le cadre des nouvelles directives Énergie et Climat, le Groupe des régulateurs européens pour l'électricité et le gaz* (EREGE) a participé au comité de pilotage du groupe de travail *Smart Grids*. Celle-ci est destinée à coordonner l'introduction des réseaux intelligents dans le tissu technique et juridique des réseaux électriques et pour éclairer les orientations stratégiques pour la mise en œuvre de ces nouvelles technologies.

4.5. La CRE anticipe les enjeux tarifaires des réseaux intelligents du futur

Les grands opérateurs de réseaux français sont fortement impliqués dans les programmes de recherche et développement nationaux et européens sur les réseaux intelligents. La CRE elle-même est consciente que les montants des investissements nécessaires pour le déploiement de ces réseaux intelligents placent les enjeux tarifaires au cœur des réflexions. C'est pour préparer les décisions qui façonneront les réseaux électriques publics du futur qu'elle a ouvert une période de dialogue avec toute la filière lors du colloque du 27 janvier 2010 **FIGURE 19 p. 77.**

FIGURE 19

LES RÉSEAUX ÉLECTRIQUES DU FUTUR : COMMENT ÇA MARCHE ?



* Les consommateurs deviennent des acteurs de leur consommation : ils la contrôlent et consomment et produisent de l'électricité. Demain, l'électricité fournie par leur éolienne ou leurs panneaux photovoltaïques 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 proposer aux consommateurs de nouvelles offres selon leur profil de consommation, ainsi que de nouveaux services d'efficacité énergétique ou de maîtrise de la demande d'énergie.

** Les centres de contrôle des gestionnaires des réseaux d'électricité sont informés en temps réel des besoins en énergie des consommateurs : ils distribuent alors la juste quantité d'électricité sur le réseau. Grâce aux nouvelles technologies de l'information, les gestionnaires de réseaux détectent et localisent facilement les pannes sur le réseau et effectuent les opérations de maintenance, relève et conduite à distance.

Source : CRE



La CRE concourt au **bon fonctionnement des marchés** de l'électricité et du gaz au **bénéfice des consommateurs**

p. 79 > La CRE surveille la formation des prix sur les marchés de gros

p. 83 > La CRE contribue à garantir le bon fonctionnement des marchés de détail



1. La CRE surveille la formation des prix sur les marchés de gros

1.1. La CRE a publié son 2^e rapport sur le fonctionnement des marchés de gros français de l'électricité et du gaz naturel

1.1.1. Pour le marché de gros de l'électricité, le rapport rend compte des travaux d'audit concernant la valorisation du parc de production d'EDF

> Les prix et le négoce d'électricité

En 2008, la progression du marché de gros a été soutenue. Les volumes négociés ont atteint 655 TWh, soit une augmentation de 13 % par rapport à l'année précédente. En revanche, au cours du premier semestre 2009, on observe une nette décélération des échanges, qui peut être reliée au climat récessif global et à la crise financière.

Les échanges transfrontaliers se caractérisent par un solde exportateur net en recul en 2008 et sur les premiers mois de 2009. Cette évolution s'explique par la forte progression des volumes importés, reflet de besoins d'importation de pointe croissants ainsi que par la baisse des exportations, surtout en 2009. La progression des importations est principalement liée aux flux en provenance d'Allemagne et de Suisse.

Concernant les prix de marché, leurs évolutions constatées depuis le début de l'année 2008 sont, en général, cohérentes avec l'équilibre entre l'offre et la demande et avec l'évolution des cours des combustibles fossiles. Les analyses sur des hausses de prix de certains produits à terme, identifiées à l'approche des enchères VPP* dans le cadre du premier rapport

de surveillance, ont montré que ces évolutions s'expliquent par les mouvements de prix des fondamentaux.

Au plan européen, les comparaisons de prix entre la France et les marchés avoisinants reflètent, d'une part, les différences structurelles des parcs de production, et d'autre part, la forte sensibilité de la consommation française aux variations de température ⁽⁵²⁾.

> L'analyse et la transparence de la production

L'analyse de l'utilisation des différentes filières de production conduit aux résultats suivants :

- la durée d'utilisation de chacune des filières est cohérente en 2008 avec son ordre de mérite ;
- la durée estimée de marginalité de la filière nucléaire est inférieure en 2008 à celle observée en 2007 (5 % en 2008 contre 15 % en 2007), tandis que les importations aux frontières sont désormais plus souvent marginales (39 % en 2008 contre 25 % en 2007).

Conformément à sa délibération du 8 janvier 2009, la CRE a mené des audits sur la méthode mise en œuvre par EDF pour valoriser son parc de production nucléaire et hydraulique. Ces audits, engagés en mai 2009 et menés avec l'appui de consultants externes, se sont achevés en décembre 2009.

Ces audits se sont déroulés dans un cadre plus large d'analyse des modèles de moyen terme utilisés par EDF pour optimiser son parc de production tout en respectant les contraintes d'équilibre offre-demande sur son périmètre. Ils ont également examiné les effets de ces modèles d'information sur la formation des prix.

(52) Une baisse d'un degré de la température entraîne une augmentation de la demande de 2 100 MW à cause du recours important au chauffage électrique.

6. La CRE concourt au bon fonctionnement des marchés de l'électricité et du gaz au bénéfice des consommateurs

Les conclusions de ces travaux ne remettent pas en cause les principes de valorisation retenus, qui consistent à minimiser les coûts de production.

Les audits engagés ont également porté sur les modalités d'intervention d'EDF Trading sur les marchés et sur ses outils d'optimisation journaliers. Les offres d'EDF Trading sont globalement cohérentes avec les coûts marginaux. Une analyse *ex-post* des coûts marginaux et des prix *spot** sur la bourse EPEX a été effectuée sur la base d'une estimation des heures où EDF est supposée être marginale. Sur le fondement des résultats des audits effectués, la CRE a constaté que les écarts observés entre prix et coûts⁽⁵³⁾ sont à des niveaux qui ne traduisent pas l'exercice d'un pouvoir de marché. L'écart entre prix *spot* et coûts marginaux fera l'objet d'un suivi régulier spécifique.

Enfin, l'analyse de la qualité des données prévisionnelles relatives au parc de production montre que la fiabilité de ces données reste encore insuffisante, même si des améliorations ont été apportées et d'autres sont également annoncées par l'Union française de l'électricité (UFE) d'ici la fin de 2010. La CRE a eu l'occasion de rappeler dans sa communication du 20 novembre 2009, relative au pic de prix (ENCADRÉ 6), l'importance qui s'attache à la publication des arrêts fortuits par centrale. L'UFE, dans son communiqué du 23 novembre, a annoncé des évolutions pour l'année 2010 et en particulier la publication, sous un délai de 30 minutes, des arrêts fortuits affectant les unités de production dépassant 100 MW.

(53) Coûts marginaux du système.

ENCADRÉ 6 LA CRE A PUBLIÉ SES PREMIÈRES CONCLUSIONS À LA SUITE DU PIC DE PRIX DE L'ÉLECTRICITÉ DU 19 OCTOBRE 2009

→ Le prix de l'électricité sur le marché *spot* français a connu un pic spectaculaire le lundi 19 octobre avec des prix horaires de 3 000 €/MWh sur quatre heures, de 8 h à 12 h. Durant les quatre heures concernées, les volumes proposés à la vente ne permettaient pas de couvrir les ordres à l'achat et le prix fixé sur ces heures correspondait donc au plafond technique de 3 000 €/MWh, en vigueur dans le cadre du fonctionnement d'EPEX Spot Auction. La CRE a engagé une investigation sur les facteurs explicatifs de ces niveaux de prix et a publié ses premières conclusions dans sa délibération du 20 novembre 2009.

→ La brutale tension sur les fondamentaux de production et sur les prévisions d'équilibre entre offre et demande à la veille du 19 octobre constitue le fait générateur du pic de prix constaté le lendemain. Dans le contexte d'une disponibilité réduite du parc de production du fait notamment des arrêts programmés ou fortuits du parc de production nucléaire, cette tension résulte de la conjonction de deux facteurs :

- une révision des estimations de consommation du vendredi au dimanche pour le lundi 19 octobre (+3 000 MW) et un pic de consommation enregistré le 19 octobre ;
- une révision des estimations de disponibilité du parc de production du vendredi au dimanche pour le lundi 19 octobre (-4 100 MW), essentiellement en raison d'arrêts fortuits concernant le parc nucléaire et la centrale hydraulique de pointe de Grand-Maison le dimanche matin. Cette dernière centrale a pu être remise en service en fin de journée le 18 octobre.

→ En conséquence, la CRE a demandé à EDF de mettre en œuvre les moyens nécessaires pour renforcer la fiabilité aujourd'hui insuffisante des données prévisionnelles de son parc de production. En outre, elle a demandé à l'Union française de l'électricité (UFE) d'améliorer la transparence des données prévisionnelles et a rappelé à cet égard l'importance qui s'attache à la publication des arrêts fortuits par centrale. À noter que dans son communiqué du 23 novembre 2009, l'UFE confirme des nouvelles évolutions de ses publications sur la disponibilité du parc de production.

→ S'agissant de la séquence opératoire au sein d'EPEX Spot, des acteurs de marché ont reproché à l'opérateur de la bourse d'échange de l'électricité de ne pas avoir lancé une seconde enchère susceptible d'apporter des offres à la vente supplémentaires lorsque l'insuffisance de ces offres a été constatée. EPEX a justifié cela auprès de ses membres par ses procédures internes dans le contexte opérationnel particulier du dimanche 18 octobre matin. La CRE a considéré qu'il était difficile *a posteriori* d'affirmer qu'une seconde enchère aurait pu permettre de résoudre le déséquilibre constaté entre les offres à l'achat et à la vente. La CRE a observé que la nouvelle procédure mise en vigueur depuis le 23 octobre maintenait la contrainte d'une heure limite à 11 h 05 pour lancer une deuxième enchère. La CRE a donc recommandé à EPEX d'examiner, en lien avec ses membres et avec ses partenaires du TLC, toute mesure permettant le cas échéant d'assouplir cette contrainte.

> L'analyse des transactions

L'analyse des transactions effectuées sur le marché de l'électricité, EPEX Spot Auction, montre que les carnets d'ordre reflètent globalement l'équilibre du système.

Les données qui ont fait l'objet d'une collecte par la CRE à l'été 2008, qui portent sur toutes les transactions conclues en 2007 par les acteurs du marché français sur les produits Y+1 et Y+2, représentent un volume global de près de 247 TWh. Plus de la moitié de ces transactions sont effectuées en intra-groupe (par exemple une maison mère et sa filiale de négoce). En excluant ces transactions, le marché bilatéral pur a représenté au cours de l'année 2007 environ 6 % des volumes négociés sur les produits calendaires Y+1 et Y+2.

1.1.2. Pour le marché de gros du gaz naturel, le rapport constate que les pics de prix ne révèlent pas d'abus de marché

> Les prix et le négoce de gaz

Les évolutions des marchés de gros gaziers depuis 2008 interviennent dans un contexte marqué par plusieurs événements clés pour les marchés du gaz en France. Ces événements sont liés, d'une part, à l'environnement international, avec notamment le retournement des cours du pétrole à l'été 2008, la récession économique et l'apparition d'excédents de gaz par rapport à la demande mondiale, et, d'autre part, à des développements spécifiques au marché français, comme la fusion en une seule zone au 1^{er} janvier 2009 des trois précédentes zones de transport au Nord en France (Nord-H, Est et Ouest). Cette situation a permis le développement de la liquidité en zone Nord ainsi que des opportunités d'arbitrage accrues entre les contrats d'importation à long terme indexés sur des produits pétroliers et des achats sur les marchés.

Les volumes livrés aux points d'échange de gaz* (PEG) augmentent. Le négoce de gaz sur le marché intermédiaire français, toutes échéances confondues, est en forte progression depuis 2008 et cette tendance se poursuit sur le premier semestre 2009. Les volumes négociés atteignent près de 66 TWh sur l'année 2008, contre 27 TWh en 2007. Les volumes négociés au premier semestre 2009, à 69 TWh, dépassent

ceux de l'année 2008, la zone Nord restant la zone sur laquelle le négoce est le plus développé.

Les prix de gros du gaz en France suivent, sur la majeure partie de 2008, une tendance haussière liée à l'indexation, avec décalage de plusieurs mois, sur les produits pétroliers. Leur niveau bas de 2009 reflète le contexte général de la faiblesse de la demande par rapport au gaz disponible sur les marchés internationaux. Les niveaux actuels des prix de marché en France se situent nettement en dessous des niveaux des prix des contrats de long terme indexés sur les prix des produits pétroliers.

Cette évolution des prix du gaz a été similaire en France et en Europe, même si des décorrélations ponctuelles entre les marchés européens ont été observées. Des écarts importants de prix entre le PEG Nord et Zeebrugge, au cours du mois de novembre 2008, ont par exemple été constatés. Afin d'identifier les facteurs spécifiques au marché français qui ont pu contribuer à cet épisode, la CRE a mené des investigations, dont les conclusions sont les suivantes :

- les arbitrages de court terme depuis la Belgique restent structurellement difficiles à mettre en place ;
- aucune manipulation de marché n'a été décelée ;
- les arbitrages entre approvisionnements à long terme et achats de court terme ont constitué un facteur de soutien aux prix de marché au PEG Nord en novembre 2008.

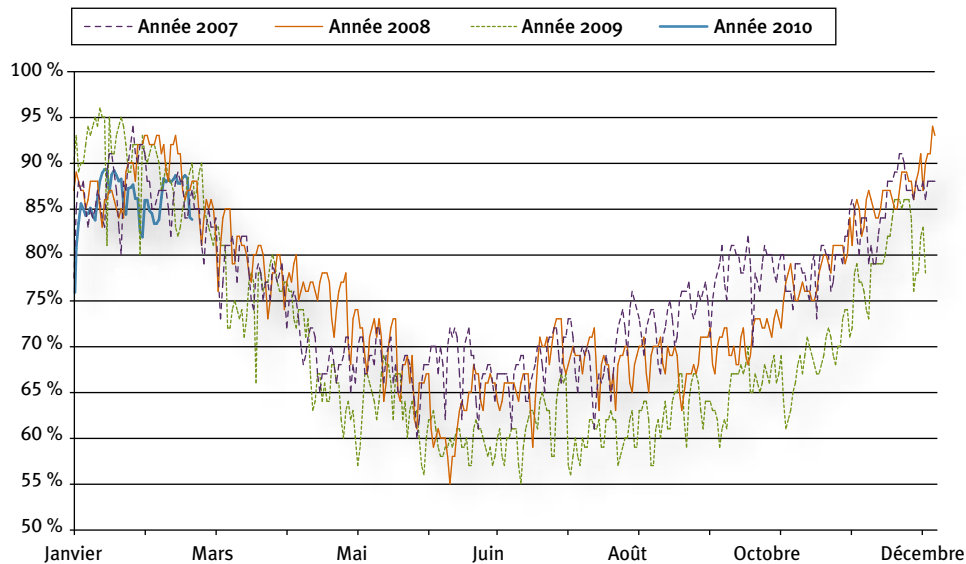
> L'utilisation des infrastructures

La zone Nord, à la suite des évolutions récentes des conditions d'accès aux infrastructures, réunit aujourd'hui la plupart des éléments pour devenir une place de marché efficace et sur laquelle les fournisseurs* de gaz naturel peuvent assurer l'équilibre de leurs besoins et de leurs ressources. Toutefois, plusieurs points restent encore à améliorer : l'harmonisation des conditions d'accès aux réseaux entre la zone GRTgaz Nord et les marchés européens adjacents, l'émergence d'un véritable marché secondaire de la capacité et la possibilité de réaliser des flux physiques de la France vers la Belgique et l'Allemagne.

Dans le sud de la France, des freins au développement du marché subsistent : un approvisionnement contraint par le dimensionnement actuel des capacités d'entrée et l'existence de deux places de marché distinctes. Toutefois, les conditions d'accès au sud de

FIGURE 20

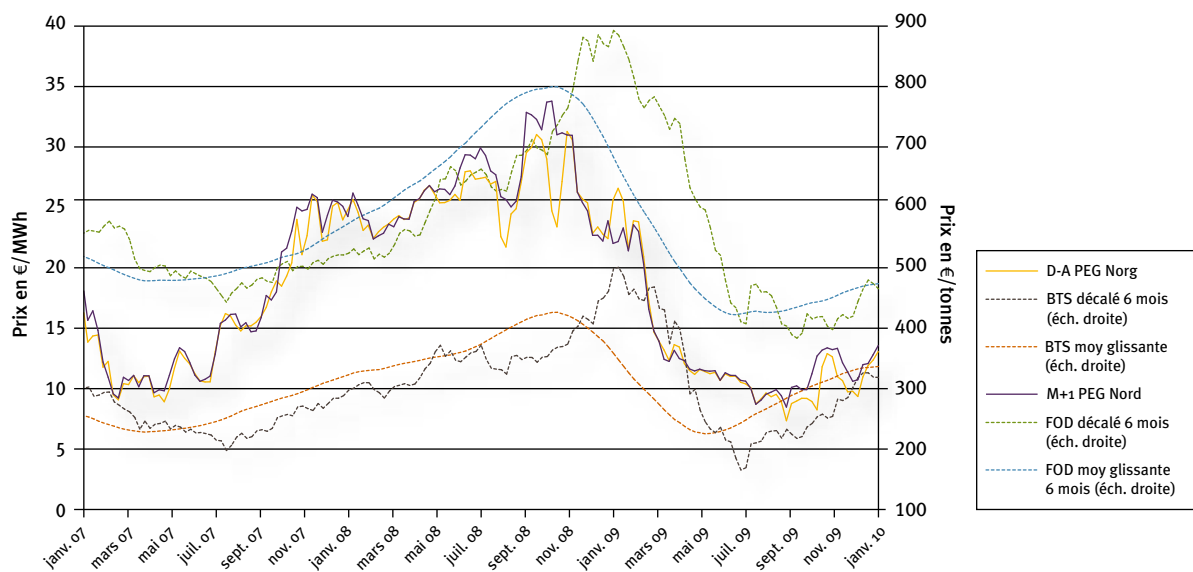
**COEFFICIENT DE PRODUCTION DES CENTRALES NUCLÉAIRES
(% DU PARC DE RÉFÉRENCE)**



Source : RTE

FIGURE 21

**RELATION ENTRE CONTRATS LONG TERME ET MARCHÉ EN FRANCE
Prix d'importation vs prix de marché**



Sources : Argus, MEEDDAT, Powernext

6. La CRE concourt au bon fonctionnement des marchés de l'électricité et du gaz au bénéfice des consommateurs

la France devraient s'améliorer avec la mise en service du terminal méthanière de Fos-Cavaou et le développement des interconnexions* avec l'Espagne.

> L'approvisionnement des acteurs

La structure de l'approvisionnement des nouveaux entrants est stable dans le temps. Elle se répartit de manière équilibrée entre les importations et les achats au PEG. Même si les importations sont majoritairement réalisées par les fournisseurs historiques* français, ceux-ci cèdent une partie du gaz importé aux PEG, constituant une source d'approvisionnement significative des nouveaux entrants.

En zone Sud, depuis la fin du programme de *gas release**, les fournisseurs alternatifs* ont fait appel de manière croissante à la liaison Nord-Sud pour l'approvisionnement de leur portefeuille de clients dans cette zone. L'approvisionnement en zone Sud-Ouest est réparti entre les achats au PEG et l'approvisionnement depuis la zone Sud et, marginalement, l'Espagne. Globalement, la fin du *gas release* n'a pas empêché le développement de l'activité des fournisseurs alternatifs, dont la part de marché au sud de la France a fortement augmenté entre 2008 et 2009.

1.2. De nouveaux indicateurs de surveillance des marchés de gros ont été publiés en 2009

Dans le cadre de sa mission de surveillance des marchés de gros de l'électricité et du gaz, la CRE a publié deux séries de nouveaux indicateurs. Ils présentent les évolutions récentes des prix de l'électricité et du gaz en France et sur les différents marchés européens. Ils portent également sur la liquidité des marchés, avec les tendances observées sur les volumes et le nombre des transactions négociées par l'intermédiaire de courtiers et sur les bourses de l'électricité et du gaz. Ils sont désormais présentés dans le cadre de l'Observatoire des marchés de l'électricité et du gaz établi trimestriellement par la CRE.

> Indicateurs des marchés de gros de l'électricité

Le premier groupe d'indicateurs présente les évolutions des prix de l'électricité et diverses comparaisons (prix *day-ahead** et prix *forward**, base et pointe, France/Allemagne...). Un second groupe d'indicateurs, destiné à rendre compte de la liquidité du

marché, présente le nombre et le volume des transactions sur les différents produits (intra-journaliers, *day-ahead*, mensuels, trimestriels et annuels). Enfin, d'autres indicateurs portent sur les fondamentaux du marché et présentent des informations sur les différentes filières de production (durée d'utilisation et taux de production des filières nucléaire, fioul, charbon et gaz) et sur les coûts des combustibles correspondants. La **FIGURE 20** p. 82 illustre ces indicateurs.

> Indicateurs des marchés de gros du gaz

Un premier groupe d'indicateurs présente un suivi des prix aux différents PEG en France : PEG Nord, PEG Sud et PEG Sud-Ouest, ainsi qu'une évolution comparée des prix au PEG Nord avec celle constatée à Zeebrugge/Belgique, NCG/Allemagne et TTF/Pays-Bas. Un second groupe d'indicateurs montre la progression des volumes et du nombre de transactions négociées par les courtiers ou sur les bourses d'échange du gaz, et présente une comparaison avec les principaux *hubs** européens. Enfin, d'autres indicateurs portent sur la disponibilité des infrastructures gazières aux différents points d'entrée (Taisnières, Dunkerque et Obergailbach, et terminaux méthanières de Montoir et de Fos-Tonkin) ainsi que leur utilisation au regard du différentiel de prix entre les marchés concernés. La **FIGURE 21** p. 82 illustre ces indicateurs.

2. La CRE contribue à garantir le bon fonctionnement des marchés de détail

2.1. La CRE fait le bilan du développement des marchés de détail sur l'année 2009

> Le marché de détail de l'électricité

Sur le marché des clients résidentiels, l'ouverture du marché :

- a fortement progressé sur la première moitié de l'année 2009 : +50 % de clients en offre de marché* ;
- a légèrement ralenti sur les deux derniers trimestres : +33 % de clients en offre de marché (+21 % entre juin et octobre 2009 puis une hausse exceptionnelle de 55 % entre novembre et décembre 2009).

Au total, 1 399 000 sites résidentiels sont en offre de marché au 31 décembre 2009.

6. La CRE concourt au bon fonctionnement des marchés de l'électricité et du gaz au bénéfice des consommateurs

Sur le marché des clients non résidentiels, le nombre de sites en offre de marché a diminué de 5,5 % au cours de l'année 2009 (soit 44 000 sites de moins). Au total, 752 000 sites non résidentiels sont en offre de marché au 31 décembre 2009.

Même si les marchés s'ouvrent progressivement, ils restent dominés par les offres aux tarifs réglementés de vente, qui concernent encore 94 % des clients (environ 64 % de la consommation totale).

Un nouveau fournisseur pour les clients résidentiels est apparu, Proxelia, ce qui porte à dix le nombre de fournisseurs de ce type de clients. Pour les clients non résidentiels, le nombre de fournisseurs reste inchangé à dix-huit **TABLEAU ①, FIGURE ② p. 85.**

> Le marché de détail du gaz naturel

L'ouverture du marché des clients résidentiels a nettement ralenti au cours du second semestre 2009 :

- sur la première moitié de l'année 2009, le nombre de sites résidentiels en offre de marché augmente de 24,6 %;
- sur la seconde moitié de l'année, ce chiffre n'est plus que de 8,8 %.

Au total, 1 144 000 sites résidentiels sont en offre de marché au 31 décembre 2009.

Le marché des clients non résidentiels poursuit son développement en 2009 : le nombre de sites non-résidentiels en offre de marché a augmenté de 15,5 %.

Au total, 243 000 sites non résidentiels sont en offre de marché au 31 décembre 2009.

Même si les marchés s'ouvrent progressivement, ils restent dominés par les tarifs réglementés. Au 31 décembre 2009, 88 % des clients sont encore aux tarifs réglementés de vente de gaz, ce qui représente 52 % de la consommation totale.

ENCADRÉ 7

VERS UNE NOUVELLE ORGANISATION DU MARCHÉ DE L'ÉLECTRICITÉ

→ Les ministres chargés de l'économie et de l'énergie ont mis en place en novembre 2008 une commission, présidée par Monsieur Paul Champsaur, chargée de faire des propositions d'organisation du marché électrique conciliant la protection des consommateurs, le développement de la concurrence, le financement des investissements nécessaires à la production d'électricité et au développement des réseaux, et l'incitation aux économies d'énergie. Cette commission a procédé à une large consultation des acteurs concernés, au cours de laquelle la CRE a notamment été auditionnée.

→ Dans son rapport, remis en avril 2009, la commission Champsaur propose un mécanisme d'organisation de marché « transitoire » d'une dizaine d'années, portant sur les volets amont et aval du marché de l'électricité, et coordonné par « un même régulateur ⁽⁵⁴⁾ et un même processus institutionnel » :

- à l'amont, un droit d'accès des fournisseurs à la production d'électricité de base du parc nucléaire historique, à un prix régulé reflétant les coûts complets

du parc nucléaire historique, y compris maintenance, allongement de la durée de vie des centrales, démantèlement et gestion des déchets. Les quantités allouées aux fournisseurs seraient fonction du portefeuille prévisionnel de clients en France ;

- à l'aval, la suppression des tarifs réglementés pour les consommateurs industriels (TaRTAM*, tarifs verts, une partie des jaunes) et maintien de tarifs réglementés pour les petits consommateurs, fondés sur un empilement des coûts sous-jacents (base régulée + marché de gros pour le reste de l'approvisionnement + acheminement + commercialisation). Tous les fournisseurs pourraient proposer des offres aux tarifs réglementés, la réversibilité* serait pérennisée et totale.

→ Sur la base de ce rapport, le gouvernement a élaboré un projet de loi, qui met en place un droit d'accès des fournisseurs au parc nucléaire historique.

(54) Au sens large (autorité de régulation indépendante, telle la CRE, ou gouvernement).

6. La CRE concourt au bon fonctionnement des marchés de l'électricité et du gaz au bénéfice des consommateurs

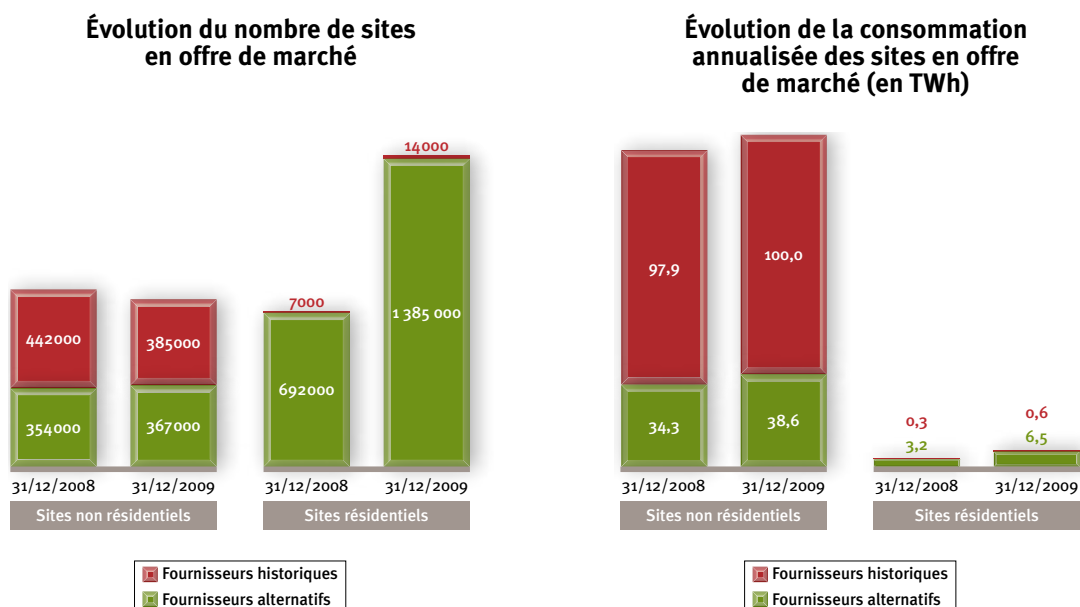
TABLEAU 8
ÉLECTRICITÉ : BILAN DE L'OUVERTURE DU MARCHÉ DE DÉTAIL (2008-2009)

	Au 31 décembre 2008	Au 31 décembre 2009	Évolution entre 2008 et 2009 (%)
Sites résidentiels			
Nombre total de sites	29 700 000	29 900 000	+0,7 %
Nombre de sites en offre de marché	699 000	1 399 000	+100 %
Nombre de sites chez un fournisseur alternatif (% des sites en offre de marché)	692 000 (99 %)	1 385 000 (99 %) →	+100 %
Sites non résidentiels			
Nombre total de sites	4 834 000	4 850 000	+0,3 %
Nombre de sites en offre de marché	796 000	752 000	-5,5 %*
Nombre de sites chez un fournisseur alternatif (% des sites en offre de marché)	354 000 (44 %)	367 000 (49 %) ↗	+3,7 %

Sources : GRD, RTE

* Baisse due à la possibilité donnée à un professionnel emménageant dans un site précédemment occupé de demander à bénéficier des tarifs réglementés, même si le précédent occupant avait exercé son éligibilité*.

FIGURE 22
ÉLECTRICITÉ : BILAN DE L'OUVERTURE DU MARCHÉ DE DÉTAIL (2008-2009)



Sources : GRD, RTE

6. La CRE concourt au bon fonctionnement des marchés de l'électricité et du gaz au bénéfice des consommateurs

De nouveaux fournisseurs sont apparus :

- pour les clients résidentiels : Direct Energie (9 fournisseurs au total) ;
- pour les clients non-résidentiels : A2A Trading, Direct Energie, Novawatt, Statoil ASA, Verbundnetz Gas AG (22 fournisseurs au total) **TABEAU 9, FIGURE 23 p. 87.**

2.2. La CRE se prononce sur les tarifs réglementés de vente d'électricité et de gaz

2.2.1. Les tarifs réglementés de vente d'électricité ont évolué tant en niveau qu'en structure

Pour la première fois depuis l'ouverture à la concurrence des marchés, les tarifs réglementés de vente d'électricité ont connu, le 15 août 2009, une évolution en structure et une hausse en niveau : l'ensemble des primes fixes et prix variables des différents tarifs a varié de manière différenciée, afin de mieux refléter les coûts du système électrique. En outre, la contribution tarifaire d'acheminement (CTA), destinée à financer les droits spécifiques du régime spécial d'assurance vieillesse des industries électriques et gazières, a été extraite des barèmes tarifaires. Le niveau moyen des tarifs réglementés de vente a augmenté de 1,9 % pour les tarifs bleus, 4 % pour les tarifs jaunes et 5 % pour les tarifs verts.

Consultée pour avis, la CRE a noté avec satisfaction que le niveau des tarifs envisagés permettait de couvrir, pour la première fois, les coûts comptables de fourniture sur chacune des catégories tarifaires Bleu, Jaune et Vert.

Elle a vérifié que la nouvelle structure corrigeait la plupart des anomalies résultant de la non prise en compte des tarifs d'utilisation des réseaux publics d'électricité* (TURPE) dans la construction des anciennes grilles tarifaires. L'évolution en structure renforce ainsi la cohérence de l'édifice tarifaire, tout en préservant les comportements rationnels des clients dans leur choix de tarif.

La CRE regrette toutefois que la méthodologie sous-jacente reste fondée sur les coûts futurs d'un parc adapté à la demande nationale, qui sont opaques, incertains et incompatibles avec les nouvelles règles de la concurrence et du marché de l'électricité. Elle préconise qu'à l'avenir ces coûts reflètent les conditions économiques du parc réel interconnecté.

Parallèlement, la CRE s'est prononcée sur une évolution des tarifs de cession de l'électricité aux distributeurs non nationalisés* (DNN), en niveau et en structure. L'évolution en structure a permis de rendre la structure des tarifs de cession cohérente avec celle des tarifs réglementés de vente qui évoluait par ailleurs. Malgré la hausse de 5,6 %, le niveau des tarifs de cession demeure très inférieur au coût complet de production de l'énergie correspondante. Dans la mesure où la hausse envisagée tend vers cet objectif, la CRE a émis un avis favorable sur l'évolution des tarifs de cession.

2.2.2. Le cadre réglementaire relatif aux tarifs réglementés de vente de gaz naturel a été modifié

L'année 2009 a été marquée par l'adoption du décret du 18 décembre 2009 **ENCADRÉ 8 p. 89** qui définit un nouveau cadre réglementaire pour les évolutions des tarifs réglementés de vente de gaz de GDF SUEZ, des entreprises locales de distribution (ELD) et de TEGAZ. Ce décret s'applique aux tarifs en distribution publique et aux tarifs à souscription.

Néanmoins, pour chaque fournisseur, ce décret n'entre en vigueur que lorsqu'un arrêté fixant les tarifs en application du décret a été pris. Fin décembre 2009, seul l'arrêté concernant les tarifs en distribution publique de GDF SUEZ avait été publié.

Par arrêté du 27 mars 2009, les tarifs en distribution publique de GDF SUEZ ont diminué de 0,528 c€/kWh en moyenne à compter du 1^{er} avril 2009 (soit -11,3 %). La CRE avait émis un avis favorable à cette évolution tarifaire.

Depuis cette date, ces tarifs ont été gelés malgré les évolutions des coûts d'approvisionnement estimées par la formule de GDF SUEZ. Un arrêté publié le 21 décembre 2009 prévoit une hausse moyenne des coûts hors approvisionnement au 1^{er} avril 2010 de 0,243 c€/kWh.

Les évolutions des tarifs à souscription, à la hausse sur le second semestre 2009 après une forte baisse au cours du premier semestre, ont fait l'objet d'avis favorables de la CRE **FIGURE 20 p. 89.**

Sur l'année 2009, la CRE a été saisie de 89 projets de barème pour les tarifs en distribution publique et

6. La CRE concourt au bon fonctionnement des marchés de l'électricité et du gaz au bénéfice des consommateurs

TABEAU 9

GAZ : BILAN DE L'OUVERTURE DU MARCHÉ DE DÉTAIL (2008-2009)

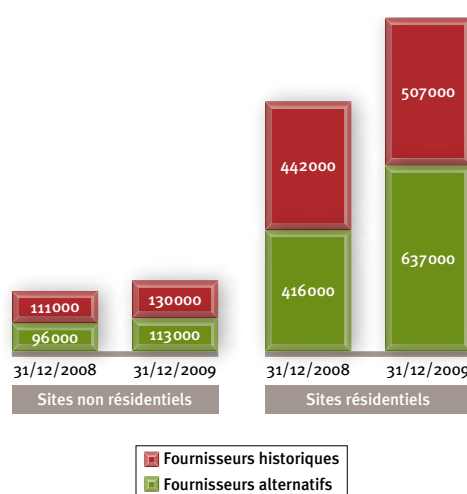
	Au 31 décembre 2008	Au 31 décembre 2009	Évolution entre 2008 et 2009 (%)
Sites résidentiels			
Nombre total de sites	10 800 000	10 790 000	-0,1 %
Nombre de sites en offre de marché	858 000	1 144 000	+33,3 %
Nombre de sites chez un fournisseur alternatif	416 000	637 000	+53,1 %
(% des sites en offre de marché)	(48 %)	(56 %) ↗	
Sites non résidentiels			
Nombre total de sites	681 000	685 000	+0,1 %
Nombre de sites en offre de marché	207 000	243 000	+17,4 %
Nombre de sites chez un fournisseur alternatif	96 000	113 000	+17,7 %
(% des sites en offre de marché)	(46 %)	(47 %) ↗	

Sources : GRD, GRT

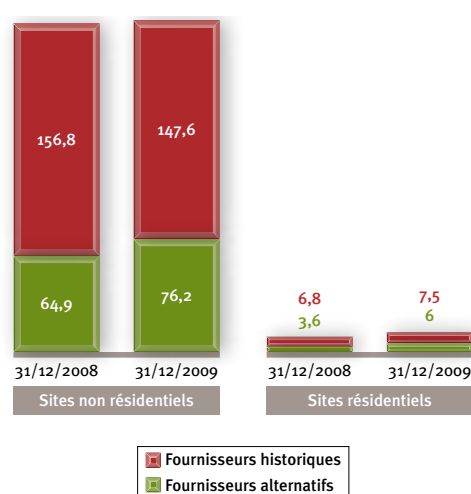
FIGURE 23

GAZ : BILAN DE L'OUVERTURE DU MARCHÉ DE DÉTAIL (2008-2009)

**Évolution du nombre de sites
en offre de marché**



**Évolution de la consommation
annualisée des sites en offre de marché
(en TWh)**



Sources : GRD, GRT



à souscription des ELD. Elle a émis des avis défavorables sur certains barèmes, notamment lors du mouvement tarifaire du 1^{er} juillet 2009, principalement en raison de la non prise en compte des nouveaux tarifs d'utilisation des réseaux publics de distribution applicables au 1^{er} juillet 2009.

Les tarifs à souscription de TEGAZ, encadrés par l'arrêt du 21 décembre 2007, ont évolué tous les trois mois, en suivant globalement la même tendance que ceux de GDF SUEZ.

2.3. La CRE gère les mécanismes de compensation des charges supportées par les fournisseurs

2.3.1. Les charges de service public de l'électricité augmentent considérablement

La contribution au service public de l'électricité (CSPE) finance les charges supportées par EDF, les ELD et Électricité de Mayotte qui résultent :

- des dispositifs de soutien aux énergies renouvelables et à la cogénération* (obligation d'achat*, contrats d'achat antérieurs à la loi du 10 février 2000 et appels d'offres) ;
- de la péréquation tarifaire en faveur des zones non interconnectées* (ZNI) au réseau métropolitain (Corse, départements d'outre-mer, Mayotte, Saint-Pierre et Miquelon et les îles bretonnes de Molène, d'Ouessant, de Sein et des Glénans) ;
- de la tarification de l'électricité comme produit de première nécessité et du dispositif institué en faveur des personnes en situation de précarité.

La CSPE finance également le budget du médiateur national de l'énergie. Si le niveau qu'elle atteint alors est inférieur à 4,5 €/MWh, elle finance également une partie des charges liées au tarif réglementé transitoire d'ajustement du marché* (TaRTAM) (dans la limite de 0,55 €/MWh) sans pouvoir dépasser cette valeur, en application de la loi du 7 décembre 2006.

La CSPE est prélevée proportionnellement aux quantités d'électricité consommées en France avec, toutefois, les restrictions suivantes :

- exonération pour les autoproducteurs des consommations soumises à contribution à hauteur 240 GWh ;
- plafonnement de la CSPE à 500 k€ par site de consommation ;
- plafonnement de la CSPE à 0,5 % de la valeur ajoutée pour les sociétés industrielles consommant plus de 7 GWh.

ENCADRÉ 8

LE NOUVEAU CONTEXTE RÉGLEMENTAIRE RELATIF AUX TARIFS RÉGLEMENTÉS DE VENTE DE GAZ NATUREL

L'année 2009 a vu plusieurs modifications importantes du cadre d'évolution des tarifs réglementés de vente de gaz. Un nouveau décret et un nouvel arrêté, parus en décembre 2009, complètent le cadre précédemment existant.

→ Le décret du 18 décembre 2009, qui abroge le décret du 20 novembre 1990 relatif aux tarifs réglementés de vente de gaz naturel, prévoit que, pour chaque fournisseur, un arrêté des ministres chargés de l'économie et de l'énergie pris après avis de la CRE fixe les barèmes des tarifs réglementés. Ces barèmes sont réexaminés au moins une fois par an.

Lorsque l'arrêté le concernant a été publié, un fournisseur est autorisé à saisir la CRE pour des évolutions tarifaires infra-annuelles afin de répercuter les variations de ses coûts d'approvisionnement en gaz naturel.

Dans son avis du 24 juillet 2008 sur le projet de décret, la CRE avait noté que ce texte mettrait fin

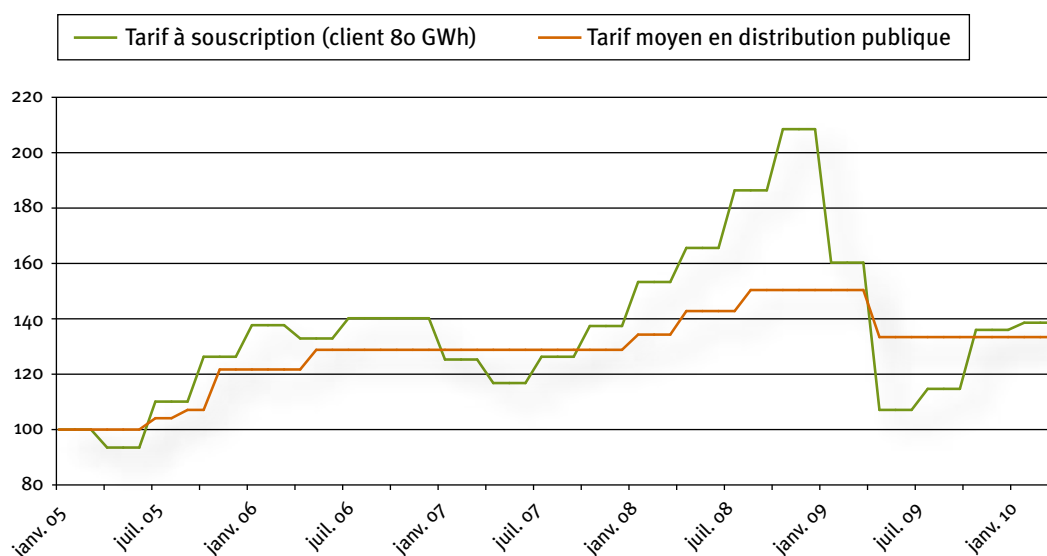
aux différentes procédures existantes selon les tarifs concernés. Elle considérait que la nouvelle procédure serait plus souple et plus transparente, dans la mesure où elle donnait une responsabilité élargie tant aux fournisseurs qu'à la CRE. La CRE estimait également nécessaire que le décret prévoie une révision des tarifs au moins au 1^{er} juillet de chaque année et fixe une fréquence de révision infra-annuelle trimestrielle, ce qui n'a pas été adopté dans la version finale du décret.

→ Un arrêté du 21 décembre 2009 fixe les conditions d'évolution des tarifs réglementés de vente en distribution publique de GDF SUEZ.

Cet arrêté fixe la formule d'estimation de l'évolution des coûts d'approvisionnement de GDF SUEZ. Il prévoit que les barèmes entrés en vigueur au 1^{er} avril 2009 n'évoluent pas au 1^{er} janvier 2010 et que les charges hors approvisionnement augmentent de 0,243 c€/kWh au 1^{er} avril 2010 par rapport au 1^{er} avril 2009.

FIGURE 24

ÉVOLUTION MOYENNE COMPARÉE DES TARIFS À SOUSCRIPTION ET EN DISTRIBUTION PUBLIQUE DE GDF SUEZ DE 2005 À 2010 (BASE 100, JANVIER 2005)



Source : CRE

6. La CRE concourt au bon fonctionnement des marchés de l'électricité et du gaz au bénéfice des consommateurs

La CRE évalue, avant le 15 octobre de chaque année, pour l'année à venir, le montant des charges de service public de l'électricité, le nombre de kWh soumis à contribution et le niveau de la CSPE qui en résulte **FIGURE 25**.

2.3.1.1. L'obligation d'achat constitue le premier poste des charges constatées au titre de 2008

La CRE a évalué le montant des charges constatées au titre de 2008, sur la base des déclarations des fournisseurs. Il s'élève à 1837,8 M€, dont 881,6 M€ au titre des contrats d'achat en métropole continentale, dont plus de 828 M€ au titre des achats à la filière cogénération, 897,5 M€ au titre de la péréquation tarifaire et 58,7 M€ au titre des dispositions sociales. Les charges liées à la péréquation tarifaire augmentent d'année en année en raison essentiellement de la croissance de la consommation et des coûts des combustibles, particulièrement élevés en 2008.

2.3.1.2. L'obligation d'achat en métropole restera le premier poste de charges en 2010 compte tenu du développement des filières éolienne et photovoltaïque

La CRE a évalué le montant des charges prévisionnelles au titre de 2010, sur la base des charges constatées en 2008, mais également des prévisions

des fournisseurs. Les charges prévisionnelles 2010 sont en nette hausse par rapport à 2008, sous l'effet d'une baisse anticipée des prix de marché, qui induit, avec le développement soutenu des énergies renouvelables, une hausse significative des charges liées à l'obligation d'achat. Ces dernières sont évaluées à près de 1 240 M€, dont 528 M€ au titre des énergies renouvelables **FIGURE 26 p. 91**.

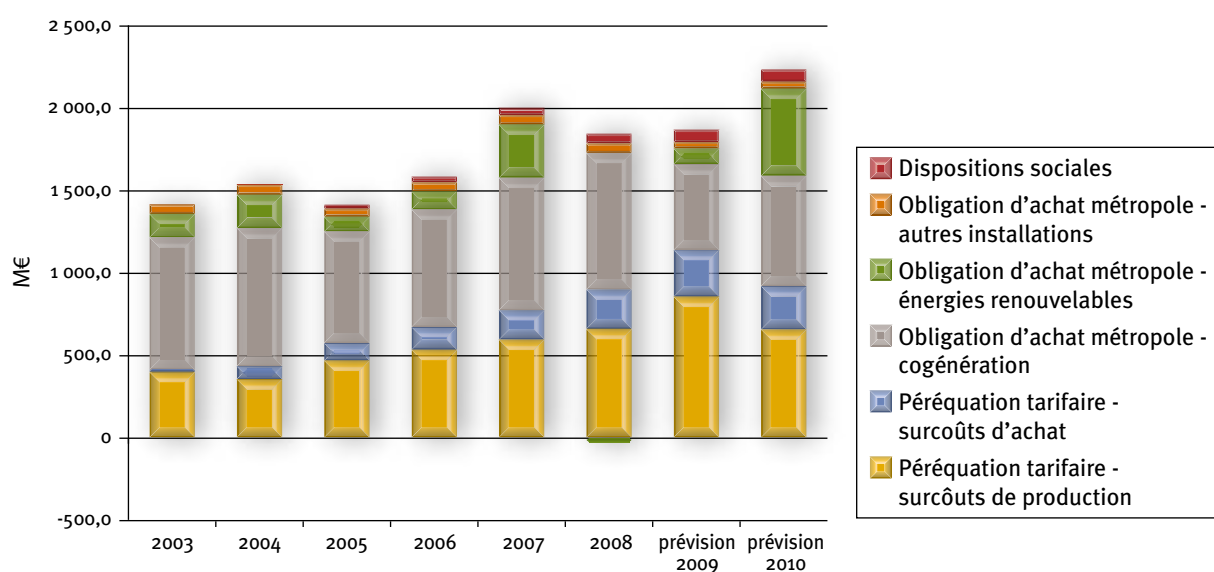
Les charges liées à la péréquation tarifaire sont également en augmentation et s'élèvent à 918 M€. Cette progression s'explique notamment par une hausse de la consommation, une hausse des coûts d'achat et des coûts d'acquisition des quotas d'émission de gaz à effet de serre, mais également par la prise en compte d'amortissements accélérés.

Les charges liées aux dispositions sociales augmentent également, sous l'effet de la progression attendue du nombre de bénéficiaires du tarif de première nécessité. Les charges correspondantes s'élèvent à 75 M€ (contre 58,7 M€ constatées en 2008).

2.3.1.3. La contribution unitaire nécessaire en 2010 pour couvrir les charges s'élève à 6,51 €/MWh

La contribution nécessaire pour couvrir les charges de service public en 2010 a été évaluée à 6,51 €/MWh,

FIGURE 25
ÉVOLUTION DES CHARGES ENTRE 2003 ET 2010



6. La CRE concourt au bon fonctionnement des marchés de l'électricité et du gaz au bénéfice des consommateurs

dépassant ainsi le plafond fixé par la loi, égal à 7 % du tarif réglementé de vente 6 kVA base (hors abonnement), soit 5,48 €/MWh. Tant qu'un arrêté ne fixe pas la CSPE pour 2010, c'est la CSPE 2009 qui reste applicable, soit 4,5 €/MWh.

2.3.1.4. Les plafonnements au titre de la valeur ajoutée sont en nette augmentation

L'article 67 de la loi du 13 juillet 2005 limite le montant de la CSPE payée par une société industrielle au titre d'une année à 0,5 % de sa valeur ajoutée de la même année. Par arrêté du 22 décembre 2008, le délai réglementaire de formulation de la demande de remboursement de la CSPE auprès de la CRE pour une année N a été porté au 31 décembre N+1.

En 2008, 308 sociétés industrielles ont sollicité un remboursement au titre de ce plafonnement, pour un montant total de 53 M€. Elles ont été 424 en 2009 pour un montant remboursé de 62,4 M€.

L'article précité permet à une société industrielle, qui estime que la CSPE payée dépasse le montant plafonné dû au titre de l'année précédente, de demander l'arrêt de la facturation de la CSPE. 25 sociétés ont bénéficié de cette disposition en 2008, 23 en 2009.

2.3.2. Le tarif spécial de solidarité gaz fait l'objet d'une contribution spécifique

Les charges supportées par les fournisseurs de gaz naturel liées à la mise en œuvre du tarif spécial de solidarité (TSS) sont financées par une contribution (CTSS) payée par les fournisseurs de gaz naturel sur la base des kWh facturés à leurs consommateurs finals. Cette contribution est répercutée par les fournisseurs dans leurs prix de vente. Le mécanisme de compensation des charges, très proche de celui des charges de service public de l'électricité, est décrit dans le décret n° 2008-779 du 13 août 2008.

Seuls sont exonérés les kWh facturés à des installations de production d'électricité ou à des installations de production combinée d'électricité et de chaleur. 4,7 TWh ont été exonérés au titre de 2008.

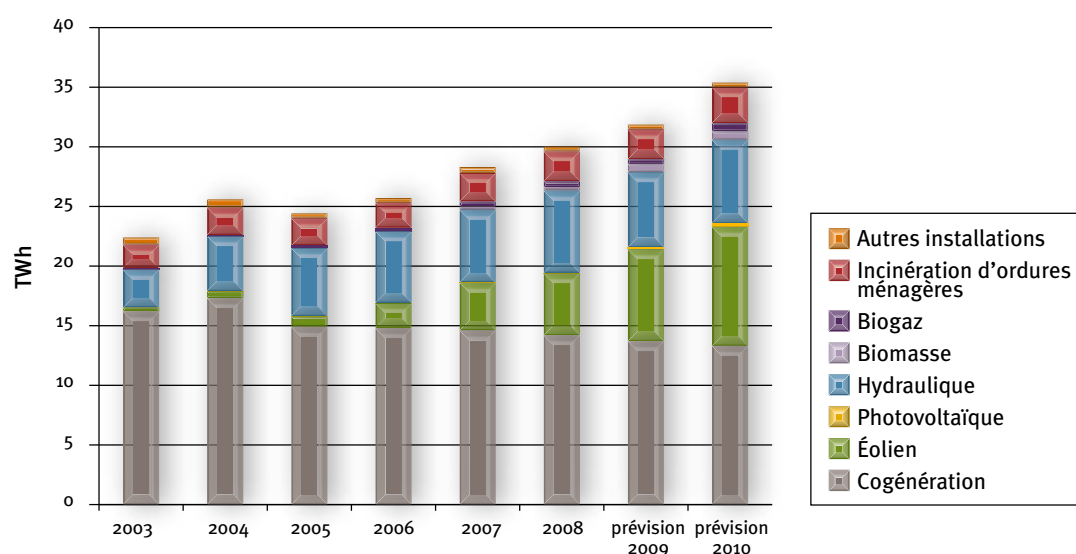
La contribution unitaire pour 2010, proposée par la CRE à 0,045 €/MWh, a été arrêtée par le ministre chargé de l'énergie le 28 octobre 2009.

2.3.2.1. Les charges constatées au titre de 2008 sont nettement inférieures à celles qui étaient prévues

Les charges constatées au titre de 2008, première année de mise en œuvre du dispositif, s'élèvent à

FIGURE 26

ÉVOLUTION DES VOLUMES D'ACHATS EN MÉTROPOLE CONTINENTALE ENTRE 2003 ET 2010



Sources : EDF, ELD

6. La CRE concourt au bon fonctionnement des marchés de l'électricité et du gaz au bénéfice des consommateurs

5,3 M€. Elles sont nettement inférieures à celles que la CRE avait proposées dans sa délibération du 13 novembre 2008 et qui avaient été arrêtées par le ministre le 17 décembre 2008 (12,8 M€). Cette situation s'explique par un nombre de bénéficiaires du TSS inférieur à celui attendu, en particulier chez les ayants droit en chauffage collectif.

2.3.2.2. Les charges prévisionnelles au titre de 2010 progressent avec le nombre de bénéficiaires

Les charges prévisionnelles au titre de 2010 s'élèvent à 28,5 M€ sous l'effet de la forte progression du nombre de bénéficiaires observée pendant le premier semestre 2009 et attendue pour les mois suivants.

2.3.2.3. Les charges notifiées aux fournisseurs pour 2008 ont été intégralement compensées

Les charges que la CRE a notifiées aux fournisseurs de gaz naturel pour 2008 ont été intégralement compensées. En régime nominal, les charges d'une année N sont compensées aux fournisseurs en deux versements, l'un au 31 juillet de l'année N, l'autre au 31 janvier de l'année N+1. Toutefois, en 2008, compte tenu de la date d'entrée en vigueur du dispositif, les charges ont été intégralement compensées au 31 janvier 2009.

2.3.3. Les charges liées au TaRTAM restent très élevées

Le TaRTAM est en vigueur jusqu'au 30 juin 2010, conformément à la loi de modernisation de l'économie du 4 août 2008.

Pour 2009, la contribution unitaire d'EDF et de la Compagnie Nationale du Rhône (CNR) a été fixée par un arrêté du 9 avril 2009 à 2,6 €/MWh, conformément à la proposition de la CRE du 9 octobre 2008.

Le 8 octobre 2009, la CRE a adressé au ministre chargé de l'énergie sa proposition relative au montant des charges prévisionnelles et de la contribution unitaire pour 2010. Les charges prévisionnelles ont été estimées à 361,7 M€. La CSPE 2010 ne pouvant pas contribuer à leur financement, la contribution unitaire due par EDF et par la CNR sur leur production nucléaire et hydraulique doit les prendre en charge totalement. Elle s'élève à 0,8 €/MWh.

2.4. La CRE organise la concertation pour améliorer le fonctionnement des marchés de détail

Le 29 octobre 2009, la CRE a délibéré sur les travaux menés depuis juillet 2008 par le groupe de travail Consommateurs (GTC), le groupe de travail Électricité (GTE) et le groupe de travail Gaz (GTG).

ENCADRÉ 9

ÉVOLUTION DES PRINCIPES DE CALCUL DU COÛT ÉVITÉ* PAR L'OBLIGATION D'ACHAT

→ Jusqu'en 2009, la CRE a calculé les charges prévisionnelles supportées par EDF liées à l'obligation d'achat en métropole continentale, au titre de l'année suivante, en fondant son calcul du coût évité par la production d'électricité correspondante sur les prix observés sur les marchés à terme. Le calcul du coût évité définitif, et par conséquent des charges réellement constatées, qui intervient deux ans plus tard, se fondait, lui, sur les prix de marché *day-ahead*. La volatilité des prix sur ce marché observée depuis plusieurs années a conduit à constater des écarts, parfois très importants, entre les charges prévisionnelles au titre d'une année et les charges constatées pour la même année et, par suite, de la contribution unitaire qui devrait être payée par tous les consommateurs finals d'électricité.

→ Afin d'assurer une meilleure concordance entre les charges prévisionnelles et celles constatées, et de limiter la variation de la contribution unitaire nécessaire pour couvrir les charges de service public, la délibération de la CRE du 25 juin 2009 a fait évoluer les principes de calcul du coût évité par l'obligation d'achat supportée par EDF. Désormais est définie une part quasi-certaine de la production sous obligation d'achat des installations bénéficiant d'un contrat sans différenciation horosaisonnaire. Le coût évité par cette part quasi-certaine est calculé en référence aux prix des produits à terme France observés sur EEX Power Derivatives. Le coût évité par la part aléatoire de l'obligation d'achat reste calculé en référence aux prix *day-ahead* France observés sur EPEX Spot.

Depuis leur création, ces groupes, placés sous l'égide de la CRE, ont permis de définir des procédures opérationnelles partagées par l'ensemble des professionnels du secteur. Plus de deux ans après l'ouverture totale des marchés à la concurrence, la majorité des procédures mises en place (changement de fournisseur, mise en service, résiliation...) ont prouvé leur efficacité. Leurs évolutions relèvent davantage d'une démarche d'amélioration continue, telle la réduction progressive du délai de changement de fournisseur à dix jours, que d'une remise en cause des règles initiales.

2.4.1. Les consommateurs participent à la concertation

Les consommateurs sont régulièrement informés des sujets qui les concernent tels l'actualité réglementaire et législative, les indicateurs de qualité de service des gestionnaires de réseaux, l'activité du dispositif Énergie-info et tout autre sujet d'actualité ayant des impacts sur le marché de masse.

Les travaux du GTC concourent à une meilleure protection des consommateurs. Un atelier a été mis en place en vue d'assurer un suivi de la mise en œuvre par les fournisseurs des recommandations sur les bonnes pratiques en matière de communication commerciale, issues de travaux antérieurs du GTC.

Le médiateur national de l'énergie prend part à la concertation et présente ses recommandations à caractère générique. À cette occasion, le GTC a pu mener une réflexion sur les procédures clientèle et soumettre aux groupes techniques des propositions d'amélioration.

Enfin, la concertation sur l'évolution de la procédure encadrant les cas de contestation de changement de fournisseur n'a pu aboutir au 1^{er} semestre 2009, en raison de désaccords entre les acteurs. Le 2 juillet 2009, la CRE a délibéré sur les principes permettant de régler à l'amiable les corrections de changement de fournisseur en cas de contestation de souscription. Elle recommande en particulier au fournisseur contesté de ne pas facturer l'acheminement au consommateur pendant la période litigieuse.

Ces principes ont servi de base à l'élaboration, par le GTC, d'une procédure applicable en gaz et en électricité.

Toutefois, deux acteurs ont maintenu leur opposition et déclaré qu'ils ne l'appliqueraient pas.

2.4.2. Les instances de concertation ont fait évoluer les règles de fonctionnement de marché

Une amélioration notable en termes de fluidité du marché a été apportée à la procédure « Changement de fournisseur » en gaz et en électricité : le délai technique a été réduit de 21 à 10 jours par ERDF, GrDF et Régaz. Les autres gestionnaires de réseaux de distribution* (GRD) intégreront cette évolution conformément au rythme d'adaptation de leur système d'information (SI).

D'autres améliorations des procédures clientèle ont résulté des travaux du GTE et du GTG :

- en électricité, adaptation des procédures clés pour leur utilisation lors de l'expérimentation Linky ;
- en électricité, définition des modalités opérationnelles de bascule du portefeuille d'un fournisseur défaillant vers un fournisseur de secours ;
- en gaz, intégration dans la procédure « Déplacement pour impayé », des dispositions du décret du 13 août 2008 relatif à la procédure applicable en cas d'impayés de facture, qui précise les conditions dans lesquelles le GRD ne peut procéder à la coupure ;
- en gaz, adaptation de deux procédures afin de favoriser une plus grande utilisation des auto-relèves : « Détachement d'un point suite à résiliation du contrat de fourniture » et « Transmission d'un index auto-relevé pour les clients en relevé semestriel en cas d'absence au relevé cyclique ».

Par ailleurs, pour simplifier le traitement des réclamations client portées par les fournisseurs auprès d'ERDF, des améliorations sur l'outil SGE, système d'échange des données entre ERDF et les fournisseurs, ont été convenues entre les acteurs. En outre, deux indicateurs ont été mis en place afin de mesurer, dans le cadre d'une réclamation, la qualité des échanges entre le fournisseur et le distributeur.

En électricité, conformément aux nouvelles règles de gouvernance du profilage*, le Comité de gouvernance du profilage a été constitué début 2009 afin d'assurer la concertation sur l'évolution des systèmes de profilage, en lieu et place du Comité de suivi du profilage du GTE. Le Comité de gouvernance du profilage, placé

6. La CRE concourt au bon fonctionnement des marchés de l'électricité et du gaz au bénéfice des consommateurs

sous l'égide d'ERDF, informe régulièrement le GTE de l'avancement de ses travaux.

Par ailleurs, afin de suivre les performances et l'amélioration des SI utilisés par les GRD pour la reconstitution des flux, un groupe de travail « Amélioration continue et SI reconstitution des flux » a été lancé en 2010. Il est directement rattaché au GTE.

En gaz, un cahier des charges visant à encadrer l'évolution des profils a été élaboré. L'application de ce dernier a mené à la reconduction, pour la période du 1^{er} avril 2010 au 31 mars 2011, des profils actuellement en vigueur. En 2010, les groupes de concertation définiront une nouvelle méthode de construction des profils.

2.4.3. Les systèmes d'information doivent s'adapter aux évolutions des règles de marché et aux futurs enjeux

Le suivi des problématiques liées aux SI constitue une priorité pour la CRE.

> *Systèmes d'information d'ERDF et de GrDF*

En électricité, outre un travail d'amélioration continue du SI actuel et de mise en conformité avec les dispositions en vigueur, ERDF a présenté aux fournisseurs les objectifs clés et le planning de déploiement du programme Syclade, destiné à refondre en profondeur le SI du distributeur en vue de l'arrivée des compteurs évolués. Ce programme s'articule autour de cinq paliers. Le premier palier a été mis en production en juillet 2009. Il concerne l'ensemble des segments du marché.

En gaz, conformément aux recommandations de sa délibération du 25 septembre 2008, la CRE a constaté l'amélioration de la concertation et de la communication opérées par GrDF sur son SI OMEGA, système d'échange entre GrDF et les fournisseurs. En particulier, un tableau de bord du fonctionnement d'OMEGA est diffusé mensuellement par GrDF aux acteurs. Il a permis d'observer une progression quasiment constante de la performance du système au cours de l'année 2009. Depuis décembre 2009, l'ensemble des flux des clients professionnels de GDF SUEZ transitent par OMEGA. S'agissant des clients particuliers, la suppression des remontées directes des données de relève est envisagée pour 2011.

La séparation des bases de gestion clientèle entre ERDF et le fournisseur historique EDF est conforme au planning initial. Fin 2009, la majeure partie des sites Bleus professionnels avait migré. La migration des sites résidentiels s'est poursuivie en 2009 et devrait s'accélérer à partir de 2010.

> *Systèmes d'information des ELD*

Au cours de l'été 2009, la CRE a réalisé une enquête auprès des ELD les plus importantes en nombre de clients, en électricité comme en gaz, qui portait sur les moyens d'échange entre les fournisseurs et les GRD. Bien que des écarts subsistent et doivent être résorbés de manière transparente, la CRE constate que des efforts ont été réalisés pour permettre aux acteurs de disposer de conditions d'accès aux marchés homogènes sur le territoire national.

2.5. La CRE contribue, avec le médiateur national de l'énergie, à l'information des consommateurs

2.5.1. Un déficit d'information des consommateurs subsiste

En 2009, comme les années précédentes, deux études barométriques ont été réalisées afin de recueillir la perception des consommateurs quant à l'ouverture des marchés. Une étude s'adressait aux clients particuliers, l'autre aux clients professionnels. Confié à l'institut LH2, il s'agissait de la troisième édition de l'étude pour les clients résidentiels et de la cinquième pour les clients non résidentiels. Ces enquêtes s'inscrivent dans le cadre du dispositif Énergie-info, financé conjointement par la CRE et le médiateur national de l'énergie.

Un échantillon de 1500 foyers pour les clients résidentiels et un de 1501 entreprises privées et publiques pour les clients non résidentiels, ont été interrogés par téléphone durant les mois de septembre et octobre 2009.

En 2009, la consommation d'énergie demeurait un sujet de préoccupation important pour 74 % des clients résidentiels et 54 % des clients non résidentiels. Si huit clients professionnels sur dix connaissaient leur droit à changer de fournisseur, ils n'étaient encore que 36 % parmi les consommateurs résidentiels. Moins d'un consommateur sur deux, particulier ou

6. La CRE concourt au bon fonctionnement des marchés de l'électricité et du gaz au bénéfice des consommateurs

professionnel, s'estimait bien informé sur ses droits en matière d'énergie et moins de trois consommateurs sur dix déclaraient connaître la marche à suivre pour changer de fournisseur (données stables par rapport aux années précédentes).

La part des consommateurs qui connaît la possibilité de revenir chez le fournisseur historique après l'avoir quitté est restée stable par rapport à 2008. Pour les clients particuliers, cette part s'élevait à 70 % sur le marché de l'électricité et 63 % sur le marché du gaz naturel. Les clients professionnels étaient 70 % à savoir qu'il est possible de revenir chez le fournisseur historique après en avoir changé en électricité, et 73 % en gaz. Néanmoins, les conditions de retour chez le fournisseur historique restaient mal connues de tous, en particulier en gaz. Seuls 24 % des clients résidentiels savaient que le retour en gaz n'est pas possible aux tarifs réglementés.

2.5.2. Le dispositif Énergie-Info est le guichet unique d'information des consommateurs

Composé d'un site Internet et d'un service d'information des consommateurs, le dispositif Énergie-Info a

pour ambition d'être la référence en matière d'information indépendante des clients particuliers et petits professionnels⁽⁵⁵⁾ sur l'ouverture des marchés de l'électricité et du gaz naturel ainsi que sur leurs droits et démarches.

Mis en place en mai 2007 à destination des clients particuliers, puis en septembre 2008 pour les clients professionnels, le site Internet www.energie-info.fr a été développé par la CRE et le médiateur national de l'énergie, en collaboration avec la Direction générale de l'énergie et du climat (DGEC) et la Direction générale de la concurrence, de la consommation et de la répression des fraudes (DGCCRF).

Le site a reçu 535 000 visites durant l'année 2009 avec une moyenne de 45 000 visites par mois. Cela représente une augmentation des visites de 50 % par rapport à l'année précédente. Si le site est bien connu des consommateurs particuliers, la part des visites sur l'espace dédié aux clients professionnels ne représente que 5 % des visites totales.

(55) Consommateurs souscrivant une puissance électrique inférieure ou égale à 36 kVA ou consommant moins de 30 000 kWh de gaz naturel par an.



6. La CRE concourt au bon fonctionnement des marchés de l'électricité et du gaz au bénéfice des consommateurs

Dans la section destinée aux clients particuliers, les pages de la rubrique « Pratique » concentrent à elles seules 63 % des visites. Le moteur de recherche des fournisseurs par code postal, lancé en septembre 2008, représente 38 % des visites sur le site. Le comparateur d'offres mis en place en novembre 2009 a quant à lui déjà suscité 93 000 visites en un peu moins de trois mois **ENCADRÉ 10 p. 97**.

Durant l'année 2009, le contenu du site www.energie-info.fr s'est enrichi d'informations sur les taxes ainsi que sur le rôle des gestionnaires de réseaux et celui des fournisseurs.

Le service d'information des consommateurs est constitué, d'une part, d'un centre d'appels, qui apporte des réponses aux questions simples sur l'ouverture des marchés ainsi que sur les démarches et les droits en matière d'électricité et de gaz naturel, et, d'autre part, d'une cellule d'expertise qui assure l'instruction des questions complexes et conseille dans leurs démarches les consommateurs qui ont un litige dans le domaine de l'énergie. Avec environ 441 000 appels reçus en 2009 ⁽⁵⁶⁾, le téléphone reste le canal privilégié par les consommateurs pour entrer en contact avec le service Énergie-Info. Les autres canaux de communication à la disposition du consommateur sont les télécopies, les courriers et les courriels ; ils représentent 0,5 % des sollicitations.

Traités par un serveur vocal interactif accessible 24 h sur 24 h, 52 % des appels ont pour objet la recherche des coordonnées de fournisseurs. Au cours de l'année 2009, environ 168 000 consommateurs ont obtenu une réponse personnalisée à leurs questions par un conseiller Énergie-Info (réponse apportée par téléphone, courrier ou courriel, en fonction du canal choisi par le consommateur). Le service d'informations des consommateurs a traité 6 900 demandes complexes, soit 4,1 % des contacts personnalisés. Les

demandes complexes, en particulier celles relatives aux recours en cas de litige, donnent lieu à un suivi de dossier individuel. Les conseillers Énergie-Info analysent la situation de chaque consommateur et l'informent des démarches qu'il peut accomplir pour résoudre son litige, mais aussi de ses droits.

Dans le cadre de la loi du 12 avril 2000 relative aux relations des citoyens avec les administrations, les consommateurs sont orientés vers les autorités compétentes pour traiter leur litige : selon les cas, il peut s'agir de la DGCCRF (infractions au Code de la consommation, non-respect par un fournisseur de ses obligations légales...), ou bien du médiateur national de l'énergie (litiges entre un petit consommateur et son fournisseur nés de l'exécution du contrat de fourniture).

Au cours de l'année 2009, les réclamations faisant suite à un démarchage et les contestations de souscription ont représenté 36 % des demandes d'assistance traitées par la cellule d'expertise interne. La part des requêtes relatives à des résiliations non expliquées a concerné 28 % des demandes enregistrées par cette même cellule. Les autres motifs de demandes d'assistance « complexes » étaient relatifs à la facturation de l'énergie (notamment le niveau des factures intermédiaires élaborées à partir d'index estimés), la qualité des services clientèle, ainsi que les difficultés rencontrées à l'occasion d'un raccordement* au réseau, de la mise en service de l'énergie ou de la résiliation d'un contrat.

Depuis le 1^{er} juillet 2007, ce sont plus de 1 100 000 contacts consommateurs qui ont été traités par le service d'information Énergie-Info.

(56) Au numéro Azur 0810 112 212.

ENCADRÉ 10

LE COMPAREUR D'OFFRES : UN NOUVEL OUTIL POUR FAIRE SON CHOIX EN TOUTE TRANSPARENCE

- Les consommateurs particuliers comme professionnels identifient encore mal les implications de l'ouverture des marchés; responsabilités des gestionnaires de réseaux, rôles des fournisseurs, nouveaux acteurs restent notamment des notions abstraites pour les consommateurs. Ce déficit de connaissances engendre un sentiment de confusion et d'inquiétude chez des clients pour qui la fourniture d'énergie est un sujet de préoccupation important.
- Sur la base de ce constat, la CRE et le médiateur national de l'énergie ont mis en place un comparateur des offres d'électricité et de gaz naturel dans le cadre du dispositif Énergie-Info.
- Neutre et indépendant, le comparateur d'offres Énergie-Info est le résultat d'un long processus de concertation avec les parties prenantes du monde de l'énergie. Des études auprès de consommateurs particuliers et petits professionnels ont également été menées en amont du projet afin d'évaluer leurs besoins et attentes.
- Le comparateur d'offres Énergie-Info regroupe les offres d'électricité et/ou de gaz naturel proposées et renseignées par les fournisseurs d'énergie volontaires, dans le respect d'une charte de fonctionnement. La CRE et le médiateur national de l'énergie sont garants du respect de cette charte. Enregistrées dans un extranet sécurisé, les offres peuvent être actualisées à tout moment par les fournisseurs. Les offres de marché et les offres aux tarifs réglementés sont présentées dans le comparateur.
- Accessible depuis les sites www.energie-info.fr et www.cre.fr, le comparateur d'offres est un outil pédagogique pour permettre aux consommateurs de s'informer et de se familiariser avec la nouvelle réalité du marché. Cet objectif pédagogique se décline suivant deux axes :
 - fournir aux consommateurs les clés pour mieux appréhender et comprendre l'ouverture des marchés. Un grand nombre d'aides contextuelles accompagnent l'internaute tout au long de sa comparaison. Le consommateur doit y trouver toutes les réponses aux questions qu'il se pose, notamment : « Qui fait quoi ? » ou « Qu'est-ce qui change ou ne change pas d'un fournisseur à un autre ? » ;
 - permettre une comparaison complète et facile des offres du marché. Plus qu'un simple comparateur de prix, le comparateur d'offres précise toutes les caractéristiques essentielles des offres, présentées sous forme de tableaux ou de fiches descriptives très détaillées : caractère réglementé ou non des prix, durée d'engagement, conditions de résiliation du contrat, services, etc.



Annexes

- p. 99 > Synthèse des principales délibérations de la CRE
- p. 109 > Calendrier européen et international 2009
- p. 111 > Conseil des régulateurs européens de l'énergie
- p. 113 > Glossaire
- p. 121 > Sigles
- p. 122 > Unités et conversions
- p. 123 > Index
- p. 125 > Liste des encadrés, figures et tableaux
- p. 126 > Table des matières



1. Synthèse des principales délibérations de la CRE du 12 février 2009 au 17 décembre 2009

Proposition de décret de la Commission de régulation de l'énergie du 12 février 2009 portant application du IV de l'article 4 de la loi n° 2000-108 du 10 février 2000 relative à la modernisation et au développement du service public de l'électricité

En application des dispositions du troisième alinéa du IV de l'article 4 de la loi n° 2000-108 du 10 février 2000 relative à la modernisation et au développement du service public de l'électricité, la CRE a élaboré une proposition relative aux modalités d'application du premier alinéa du même IV, qui dispose que les « gestionnaires des réseaux publics de transport et de distribution* d'électricité mettent en œuvre des dispositifs permettant aux fournisseurs* de proposer à leurs clients des prix différents suivant les périodes de l'année ou de la journée et incitant les utilisateurs des réseaux à limiter leur consommation pendant les périodes où la consommation de l'ensemble des consommateurs est la plus élevée ».

Les dispositifs précités s'appuient, notamment, sur la mise en place de systèmes de comptage évolués. La proposition de la CRE, qui précise les objectifs à atteindre par les dispositifs de comptage, a été établie après :

- consultation publique au cours du mois de juin 2008 ;
- audition des parties prenantes (représentants de consommateurs, producteurs* et fournisseurs d'électricité, gestionnaires de réseaux, collectivités organisatrices de la distribution publique, pouvoirs publics et autres acteurs ayant répondu à la consultation) le 10 juillet 2008 ;

- publication de la synthèse des réponses à la consultation publique le 15 octobre 2008 ;
- consultation auprès des acteurs ayant répondu à la consultation publique en décembre 2008.

Délibération du 26 février 2009 relative aux règles de la comptabilité appropriée des fournisseurs supportant les charges du tarif réglementé transitoire d'ajustement du marché*

Les fournisseurs d'électricité alimentant des clients au tarif réglementé transitoire d'ajustement du marché (TaRTAM) qui établissent qu'ils ne peuvent produire ou acquérir les quantités correspondantes à un prix inférieur à la part correspondant à la fourniture au TaRTAM bénéficient de la compensation des charges correspondantes, définies à l'article 30-2 de la loi du 9 août 2004 et à l'article 3 du décret du 4 mai 2007 relatif à la compensation des charges du TaRTAM.

Ces charges sont évaluées par la CRE à partir des déclarations des fournisseurs établies sur la base d'une comptabilité appropriée, dont la CRE définit les règles sur le fondement de l'article de la loi du 9 août 2004 précité. Les règles prennent en compte les évolutions réglementaires intervenues depuis celles définies par la délibération de la CRE du 12 décembre 2007. Elles s'appliquent à toute déclaration mensuelle, trimestrielle ou annuelle transmise à la CRE à compter de la date de la présente délibération. Il est prévu que les fournisseurs conservent et tiennent à la disposition

de la CRE pendant quatre ans les éléments permettant de justifier les données transmises.

Proposition de la Commission de régulation de l'énergie du 26 février 2009 relative aux tarifs d'utilisation des réseaux publics de transport et de distribution d'électricité*

Conformément aux dispositions de l'article 4 de la loi n° 2000-108 du 10 février 2000 modifiée, la CRE a proposé le 26 février 2009 aux ministres chargés de l'économie et de l'énergie de nouveaux tarifs d'utilisation des réseaux publics d'électricité (TURPE 3) destinés à se substituer aux tarifs en vigueur (TURPE 2).

Entrés en vigueur le 1^{er} août 2009, les nouveaux tarifs d'utilisation des réseaux publics d'électricité proposés par la CRE répondent aux enjeux des réseaux électriques : maîtriser les coûts d'acheminement, renforcer la qualité d'alimentation* et limiter les pointes de consommation.

Pour répondre aux enjeux en matière de qualité de service et de sécurisation des réseaux, la CRE a accordé une augmentation du revenu des gestionnaires de réseaux, lissée sur quatre ans.

Au 1^{er} août 2009, les tarifs ont augmenté de 3 % en basse et moyenne tension, de 2 % en haute tension. Pendant les trois années suivantes, l'évolution annuelle de ces tarifs suivra l'inflation, majorée respectivement de 1,3 % et de 0,4 %. En outre, l'écart entre la prévision et le réalisé des charges et recettes non-maîtrisables (par exemple, les pertes* et les investissements) sera pris en compte dans l'évolution tarifaire, dans la limite de -2 % à +2 %. Les gestionnaires de réseaux sont désormais récompensés s'ils réalisent des gains de productivité sur les charges maîtrisables. Pour éviter que ces gains ne se traduisent par une dégradation de la qualité, les gestionnaires de réseaux sont également récompensés s'ils réduisent le temps de coupure moyen.

Ces nouveaux tarifs encouragent davantage les clients à réduire les pointes de consommation fortement émettrices de CO₂, conformément aux orientations du Grenelle de l'environnement. En effet, l'écart entre les tarifs d'heures pleines et les tarifs d'heures creuses en basse et moyenne tension a été accru.

Proposition tarifaire de la Commission de régulation de l'énergie du 2 avril 2009 relative à l'utilisation des réseaux publics de distribution de gaz naturel

Par sa délibération du 2 avril 2009, la CRE a proposé aux ministres chargés de l'économie et de l'énergie les nouveaux tarifs d'utilisation des réseaux publics de distribution de gaz naturel exploités par les entreprises locales de distribution (ELD) ; ils ont été approuvés par l'arrêté du 24 juin 2009 et sont en vigueur depuis le 1^{er} juillet 2009.

Ces tarifs, élaborés par la CRE, introduisent, pour les huit ELD disposant d'un tarif spécifique, un cadre de régulation identique à celui défini pour GrDF dans son tarif, entré en vigueur le 1^{er} juillet 2008 en application de l'arrêté du 2 juin 2008. Ils réduisent les risques supportés par les opérateurs, sans changement de la structure tarifaire actuelle :

- la durée d'application des tarifs est portée à quatre ans, avec une grille tarifaire révisée annuellement à chaque 1^{er} juillet, proportionnellement à l'inflation et à un facteur d'évolution annuel spécifique à chaque ELD ;
- un mécanisme d'incitation financière est introduit, afin d'améliorer la qualité de service offerte par les ELD ;
- un mécanisme de correction des écarts est introduit, garantissant notamment aux opérateurs leurs recettes d'acheminement attendues au titre des quantités de gaz distribuées.

Le cadre de régulation applicable aux 14 ELD ne présentant pas de comptes dissociés, qui disposent d'un tarif commun, est semblable à celui appliqué aux autres ELD.

Plusieurs facteurs structurels expliquent les évolutions des tarifs des ELD, qui n'avaient pas été modifiés depuis le 1^{er} janvier 2006. La résorption accélérée des fontes grises en 2006 et 2007 et la réforme du régime des retraites pour le statut des industries électriques et gazières tendent à faire augmenter les tarifs des ELD. L'évolution du nombre de clients raccordés et des volumes de gaz distribués (ralentissement de la hausse, voire baisse pour certaines ELD) ne permet plus de compenser les hausses de coûts décrites ci-dessus.

Compte tenu de l'évolution de l'environnement financier et de la réduction des risques pour les ELD apportée par le nouveau cadre de régulation, le taux

de rémunération des capitaux investis est ramené de 7,25 % à 6,75 %.

Ces tarifs pluriannuels doivent donner à l'ensemble des acteurs du marché une meilleure visibilité sur les évolutions tarifaires et favoriser le développement de la concurrence sur le territoire des ELD.

Délibérations de la Commission de régulation de l'énergie portant approbation des règles d'allocation de la capacité aux interconnexions* françaises

L'article 30 du 3^e avenant, en date du 30 octobre 2008 à la convention du 27 novembre 1958 et portant concession à RTE EDF Transport SA du réseau public de transport d'électricité reprenant la rédaction du décret n° 2006-1731 du 23 décembre 2006 approuvant le cahier des charges type de concession du réseau public de transport d'électricité a confié à la CRE un nouveau pouvoir d'approbation des règles relatives à l'allocation de la capacité aux interconnexions françaises soumises par RTE.

La CRE a pour la première fois utilisé son pouvoir le 16 avril 2009 pour approuver les règles relatives à l'allocation de la capacité pour l'interconnexion France-Espagne.

La CRE a ensuite approuvé le 25 juin 2009 les règles relatives à l'allocation de la capacité pour l'interconnexion France-Italie.

Le 3 septembre 2009, la CRE a approuvé :

- les règles d'allocation de la région Centre-Ouest ;
- les règles d'allocation de la capacité infrajournalière* pour l'interconnexion France-Allemagne ;
- les règles d'allocation de la capacité infrajournalière pour l'interconnexion France-Belgique ;
- les règles Imports/Exports ;
- les règles pour l'interconnexion France-Suisse ;
- les règles pour l'interconnexion France-Angleterre.

Le 10 décembre 2009, la CRE a approuvé les nouvelles règles France-Italie.

La proposition de règles d'allocation de la région Centre-Ouest (CWE) s'inscrit dans un processus d'harmonisation et d'amélioration des règles d'allocation des capacités, piloté par les régulateurs, au sein de la région Centre-Ouest (France, Allemagne, Belgique,

Luxembourg, Pays-Bas). Ce processus d'harmonisation et d'amélioration a été complété par la création de la première plateforme régionale opérationnelle d'allocation de capacités en Europe (CASC-CWE) qui constitue un point de contact unique pour l'allocation des capacités d'interconnexion.

Les règles CWE d'allocation des capacités annuelles, mensuelles et journalières élaborées conjointement par RTE et les GRT de la région CWE remplacent trois ensembles de règles existant :

- les règles France-Allemagne ;
- les règles France-Belgique ;
- les règles des frontières des Pays-Bas avec l'Allemagne et la Belgique.

Les principales caractéristiques du jeu de règles harmonisées sont :

- la mise en place du mécanisme de revente automatique *use-it-or-sell-it** (UIOSI) des capacités de long terme non utilisées ;
- la fermeté des capacités nominées sur les frontières allemandes ;
- l'harmonisation des définitions de la Force Majeure, de la responsabilité des gestionnaires de réseaux de transport, des conditions de suspension et suppression de l'habilitation ;
- remplacement de la garantie bancaire par un dépôt sur un compte professionnel crédité des montants de chaque enchère (sauf pour l'enchère annuelle, seul 1/6^e du montant doit être fourni par le participant).

La prochaine révision des règles CWE aura lieu à l'occasion de la mise en œuvre du couplage de marché* CWE (mars/avril 2010).

Délibération de la Commission de régulation de l'énergie du 11 juin 2009 portant décision sur les règles d'élaboration des procédures de traitement des demandes de raccordement* aux réseaux publics de distribution d'électricité et le suivi de leur mise en œuvre

Après avoir constaté que les procédures de traitement des demandes de raccordement, appliquées jusqu'alors par les gestionnaires de réseaux publics de distribution aux seuls producteurs, demeuraient insuffisantes pour assurer le traitement transparent, objectif et non-discriminatoire de leur accès aux réseaux, et estimé que de tels principes devaient être

appliqués au raccordement de toutes les installations mentionnées à l'article 18 de la loi du 10 février 2000, la CRE a décidé, dans sa délibération du 11 juin 2009, en application du 2^e alinéa de l'article 37 de la loi du 10 février 2000, d'encadrer les conditions de raccordement de l'ensemble des utilisateurs aux réseaux publics de distribution d'électricité.

Délibération de la Commission de régulation de l'énergie du 11 juin 2009 portant communication sur les conditions d'approbation, le contenu et l'élaboration des procédures de traitement des demandes de raccordement au réseau public de transport d'électricité

Aux termes de l'article 13 du 3^e avenant en date du 30 octobre 2008 à la convention du 27 novembre 1958 portant concession à la société RTE EDF Transport SA (RTE) 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, la CRE approuve les procédures de traitement des demandes de raccordement au réseau public de transport des utilisateurs et des réseaux publics de distribution.

Le 11 juin 2009, la CRE a adopté, après une consultation publique, une communication dans laquelle elle précise les conditions d'approbation des projets de procédures de traitements des demandes de raccordement qui lui seront soumis et définit les orientations qu'elle souhaite voir suivre pour l'élaboration des procédures de traitement des demandes de raccordement au réseau public de transport et pour le suivi de leur mise en œuvre.

Délibérations de la Commission de régulation de l'énergie des 18 juin et 9 juillet 2009 sur les effacements diffus

Dans sa décision du 5 décembre 2007, la CRE a approuvé les règles transitoires relatives aux ajustements diffus qui introduisent des dérogations aux règles en vigueur. La période de mise en œuvre de ces règles transitoires devait s'achever un an après la première activation d'une offre d'effacements diffus par RTE et, au plus tard, le 30 juin 2009.

Aucune offre d'effacement n'ayant été déposée sur le mécanisme d'ajustement* pendant la période

d'application des règles transitoires, le groupe de travail chargé du suivi de l'expérimentation n'a pas été en mesure de vérifier la fiabilité de la mise en œuvre des effacements diffus, de déterminer la forme et la durée de l'effet report de charge, ni d'évaluer l'impact des effacements diffus sur les responsables d'équilibre* (RE).

Le 13 mai 2009, RTE a proposé à la CRE de prolonger la période de l'expérimentation.

Prenant acte des points d'accord entre l'ensemble des parties prenantes, et notamment de l'intérêt du concept des effacements diffus, la CRE a approuvé la prolongation de l'expérimentation proposée par RTE. La période de mise en œuvre de ces règles transitoires s'achèvera, au plus tard, le 30 juin 2010. Afin d'anticiper la fin de l'expérimentation, un retour d'expérience validant la pertinence technique et économique de la généralisation des effacements diffus sur des sites de consommation télérelevés et/ou profilés devra être envoyé à la CRE par les participants du groupe de travail Suivi de l'expérimentation ajustements diffus, le 30 avril 2010 au plus tard.

Si ce retour d'expérience s'avère positif, les règles pérennes de mise en œuvre des effacements diffus devront être approuvées par la CRE préalablement à leur entrée en vigueur.

Dans sa délibération du 9 juillet 2009, la CRE a formulé des recommandations sur les modalités de généralisation et de développement des ajustements diffus, ainsi que sur la valorisation économique des offres d'ajustement diffus.

La CRE rappelle que la loi du 10 février 2000 impose, dans le cadre du mécanisme d'ajustement, que l'opérateur d'effacements diffus rémunère les fournisseurs dont les clients se sont effacés pour l'énergie injectée par ces fournisseurs et valorisée par l'opérateur d'effacements diffus.

La CRE demande aux acteurs de poursuivre leurs discussions sur le niveau et les modalités de cette rémunération ainsi que sur les modalités d'intégration des effacements diffus dans le mécanisme d'ajustement.

Par ailleurs, la CRE considère que la mise en place d'un dispositif apportant aux acteurs la confiance nécessaire dans les données de comptage fournies

par les opérateurs d'effacements diffus, favorisera leur développement. Elle demande donc à RTE de lui faire une proposition avant le 31 décembre 2009, en concertation avec les acteurs.

En outre, la CRE souhaite élargir le champ de développement des effacements diffus. À cet effet, elle invite RTE :

- à définir en concertation avec les acteurs concernés les modalités de la contractualisation par RTE d'une capacité d'effacement de consommateurs raccordés aux réseaux publics de distribution, capacité qui devra être rémunérée à son juste prix. Sur la base des résultats de l'expérimentation, ces travaux devront permettre une contractualisation avant mi-2010 ;
- à étudier d'autres dispositifs permettant la valorisation des effacements diffus en dehors du mécanisme d'ajustement.

Ces travaux n'excluent pas la possibilité de mettre en place, par ailleurs, un dispositif public de soutien en faveur des effacements diffus au titre de leurs externalités positives.

Délibérations de la Commission de régulation de l'énergie du 2 juillet 2009 portant orientation sur la procédure de correction de changement de fournisseur en cas de contestation de souscription

Les réflexions sur les modalités de correction d'un changement de fournisseur non souhaité en électricité ont débuté dès 2006 au sein du groupe de travail Électricité (GTE) mis en place sous l'égide de la CRE. À la suite d'une communication de la CRE du 14 septembre 2006, préconisant qu'une solution soit trouvée pour permettre de protéger les intérêts du consommateur, une première procédure avait été élaborée.

Des évolutions réglementaires ayant un impact sur les modalités de souscription des consommateurs et les résultats du retour d'expérience ont montré la nécessité de faire évoluer la procédure.

Après avoir constaté que la concertation sur l'évolution de la procédure ne permettait pas d'aboutir à un consensus, la CRE a délibéré le 2 juillet 2009 afin d'encadrer les principes qui devraient être retenus. Elle recommande notamment que le fournisseur, qui estime que la contestation du consommateur relative à sa souscription est valable, ne facture pas ce dernier lors de la période litigieuse.

La CRE juge nécessaire qu'une procédure spécifique, simple et efficace, reprenant les principes ainsi définis soit mise en place, dans l'intérêt du bon fonctionnement des marchés de l'électricité et du gaz, au bénéfice du consommateur final.

Délibération de la Commission de régulation de l'énergie du 9 juillet 2009 relative à la rédaction du projet de cahier des charges d'un appel d'offres portant sur des installations au sol de production d'électricité à partir de l'énergie solaire

En application de l'article 8 de la loi du 10 février 2000, relative à la modernisation et au développement du service public de l'électricité, « lorsque les capacités de production ne répondent pas aux objectifs de la programmation pluriannuelle des investissements* (PPI), notamment ceux concernant les techniques de production et la localisation géographique des installations, le ministre chargé de l'énergie peut recourir à la procédure d'appel d'offres ».

Dans ce cadre, la CRE a transmis au ministre en charge de l'énergie, le 9 juillet 2009, le cahier des charges de l'appel d'offres portant sur des installations au sol de production d'électricité à partir de l'énergie solaire. Le 18 juillet 2009, le ministre a publié un avis d'appel d'offres au Journal officiel de l'Union européenne. La date limite de dépôt des candidatures est fixée au 25 janvier 2010.

Délibération du 9 juillet 2009 portant communication concernant l'approbation des modèles de contrat d'accès au réseau public de transport

L'article 14-I du cahier des charges de la concession du réseau public de transport d'électricité prévoyant que le gestionnaire du réseau public de transport « élabore des modèles de contrat d'accès au réseau qu'il soumet pour approbation à la Commission de régulation de l'énergie et qu'il inclut dans sa documentation technique de référence », la CRE a souhaité définir des orientations relatives à l'élaboration des modèles de contrat d'accès ainsi que les conditions d'approbation de ces modèles de contrats.

Elle a donc adopté une communication en ce sens dans laquelle est précisé que les modèles de contrat peuvent être distincts et différenciés en fonction du

type d'utilisateur, du niveau de tension, ou de toute autre caractéristique objective.

La CRE estime que la notion d'accès au réseau recouvre l'accès et l'utilisation dudit réseau mais ne comprend pas le raccordement physique des utilisateurs et qu'ainsi le périmètre contractuel soumis à la CRE pour approbation doit, *a minima*, contenir toutes les clauses relatives aux prestations effectuées en contrepartie du TURPE.

La CRE mettra en œuvre deux procédures d'approbation, soit une procédure dite de « révision » en cas de modifications substantielles des modèles, lors de laquelle la CRE procédera à une consultation publique préalablement à l'étude des modèles de contrats, soit une procédure dite d'« ajustement » en cas de modifications améliorant le modèle sans le bouleverser, lors de laquelle, si elle le juge nécessaire, la CRE mettra en place d'une consultation ciblée adaptée aux clauses modifiées.

Délibération du 16 juillet 2009 portant proposition tarifaire pour l'utilisation des terminaux méthaniers

La proposition tarifaire de la CRE concerne les installations de réception, stockage* et regazéification de gaz naturel liquéfié* (GNL) des terminaux de Fos-Cavaou, Fos-Tonkin et Montoir. Elle est d'une durée de trois ans, à compter du 1^{er} janvier 2010 pour les terminaux de Montoir et Fos-Tonkin, et de la date de mise en service commerciale pour le terminal* de Fos-Cavaou. Elle a pour objectif d'encourager l'arrivée de nouveaux expéditeurs* sur les terminaux méthaniers français et le développement de nouvelles capacités de regazéification en France.

Plusieurs évolutions majeures sont proposées par la CRE afin de réaliser ces objectifs. Le tarif pour chaque terminal méthanier est individualisé afin de refléter sa situation et ses coûts propres, et de donner une meilleure visibilité de sa trajectoire tarifaire. De plus, l'introduction d'un nouveau régime de rémunération des actifs et d'incitation à l'investissement favorisera les investissements dans les terminaux méthaniers, ce qui améliorera la sécurité d'approvisionnement française. Enfin, un mécanisme de compte de régulation

des charges et des produits* (CRCP), similaire à celui utilisé pour les tarifs d'utilisation des réseaux de transport ou de distribution de gaz naturel, est mis en place afin de corriger pour certains postes de charges ou de produits les éventuels écarts entre les prévisions retenues pour définir les tarifs et les réalisations.

Délibération du 3 septembre 2009 portant orientations relatives aux systèmes de comptage évolué pour le marché de détail du gaz naturel

Dans ses délibérations portant orientations relatives aux travaux des instances de concertation GTE (groupe de travail Électricité), GTG (groupe de travail Gaz) et GTC (groupe de travail Consommateurs), la CRE a demandé l'élargissement au gaz des réflexions préalablement lancées en électricité concernant les systèmes de comptage évolué. Les résultats des premiers travaux menés au sein du GTC, d'une consultation publique et d'une table ronde organisées par la CRE l'ont amenée à préciser ses orientations relatives au développement de systèmes de comptage évolué en gaz.

La CRE définit les grands principes devant être respectés par ces nouveaux systèmes. Tout d'abord, le comptage évolué devra améliorer le fonctionnement du marché du gaz, notamment en permettant la mise à disposition de la consommation réelle du client selon une périodicité mensuelle et la réalisation des modifications contractuelles (changement de fournisseur, mise en ou hors service) sur la base d'index mesurés (ou « réels ») et non pas estimés.

En cohérence avec le nouveau cadre réglementaire européen et national, la CRE attend également des systèmes de comptage évolué qu'ils facilitent le développement de nouveaux services visant à la maîtrise de l'énergie. Cela pourrait passer, par exemple, par la mise en place sur le compteur d'une interface de connexion permettant au fournisseur de disposer à une fréquence élevée des données de consommation de son client, ou par l'augmentation ponctuelle de la fréquence de relevé ou du pas de mesure.

Enfin, le déploiement de tels systèmes devra contribuer à l'amélioration de la performance des gestionnaires

de réseaux de distribution de gaz. La CRE précise que de tels dispositifs de comptage évolué ne devront comporter aucune fonctionnalité susceptible d'être exercée dans un cadre concurrentiel.

En ce qui concerne les caractéristiques techniques des systèmes de comptage, la CRE insiste sur la nécessaire recherche d'interopérabilité entre les interfaces GRD-fournisseur (interface compteur- « boîtier énergie » et interface SI GRD-SI fournisseur), entre l'interface compteur et les systèmes d'informations des GRD ainsi qu'au niveau européen.

Concernant les synergies industrielles, la CRE recommande que la mutualisation des projets de comptage évolué d'ERDF et de GrDF se limite à la phase de déploiement et ne soit mise en œuvre que sous certaines conditions (compatibilité des calendriers de déploiement, notamment).

La CRE souligne enfin la nécessité pour GrDF de lancer une phase d'expérimentation, en concertation avec le GT concerné, et souhaite conduire en parallèle une étude technico-économique sur le système de comptage évolué en gaz type AMR (*Automated Meter Reading*). La délibération précise les différentes étapes envisagées par la CRE pour le déploiement des systèmes de comptage évolué.

Délibération de la Commission de régulation de l'énergie du 10 septembre 2009 portant modification de la décision du 25 octobre 2007 relative à l'attribution des capacités commercialisables à la liaison entre les zones Nord et Sud du réseau de GRTgaz et à l'interface entre les réseaux de GRTgaz et de TIGF

Lors de sa décision du 25 octobre 2007, la CRE a mis en œuvre son pouvoir réglementaire et précisé les règles d'attribution des capacités commercialisables à la liaison entre les zones Nord et Sud du réseau de GRTgaz et à l'interface entre les réseaux de GRTgaz et de TIGF à compter du 1^{er} janvier 2009.

La CRE a publié, le 2 juillet 2009, une délibération portant orientations sur l'organisation de l'accès aux réseaux de transport de gaz naturel et sur les capacités commercialisées dans le cadre du dé-

veloppement des interconnexions gazières avec l'Espagne. Cette délibération annonçait notamment l'intention de la CRE de proposer de fixer à 0 €/MWh/jour et par an les termes de capacité entre la zone Sud de GRTgaz et la zone TIGF dans les deux sens.

À la suite de cette délibération, il a été décidé :

- que les *open seasons** seront lancées sur la base de la structure d'accès au réseau de transport* en France en vigueur depuis le 1^{er} janvier 2009 ;
- que GRTgaz et TIGF établiront, sous le contrôle de la Direction générale de l'énergie et du climat (DGEC) et de la CRE, un modèle commun du réseau gazier français et conduiront, avant mi-2010, une étude sur la base de ce modèle afin de définir les scénarios de flux pertinents et d'évaluer les risques de congestion*.

Pour permettre la commercialisation à long terme, dans le cadre des *open seasons*, des capacités entre les zones d'équilibrage* du réseau de GRTgaz et à l'interface entre les réseaux de GRTgaz et de TIGF, la CRE a modifié, par sa délibération du 10 septembre 2009, sa décision du 25 octobre 2007 de la façon suivante :

1. Les transporteurs GRTgaz et TIGF sont autorisés à commercialiser des capacités à la liaison entre les zones Nord et Sud de GRTgaz et à l'interface entre la zone GRTgaz Sud et la zone TIGF pour des durées supérieures à quatre ans, à compter du 1^{er} avril 2013 dans le cadre des *open seasons* « axe Ouest » et « axe Est » et sur la base des documents approuvés par les régulateurs français et espagnols et publiés sur le site de l'EREGE*.
2. Le 2. de la décision de la CRE du 25 octobre 2007 est abrogé et remplacé par :
« 2. Une partie des capacités est réservée pour des souscriptions annuelles ou saisonnières. La part de ces capacités correspond à 20 % des capacités commercialisables pour la liaison entre la zone Nord et la zone Sud de GRTgaz, dans les deux sens, et pour l'interface entre la zone Sud de GRTgaz et la zone TIGF, dans les deux sens. ».
3. Les capacités invendues dans le cadre des *open seasons* « axe Ouest » et « axe Est » seront commercialisées dans le cadre des ventes par guichet pour des durées comprises entre deux et quatre ans.

Délibération de la Commission de régulation de l'énergie du 8 octobre 2009 portant sur l'évolution des règles d'équilibrage sur le réseau de transport de gaz de GRTgaz

Depuis 2007, les règles d'équilibrage sur le réseau de transport de GRTgaz ont évolué vers un mécanisme de marché grâce à une plateforme spécifique Balancing GRTgaz gérée par Powernext. Sur cette plateforme, un prix journalier d'équilibrage est défini en fonction des transactions réalisées et est utilisé pour facturer une partie des déséquilibres de chaque expéditeur.

Afin de rapprocher la plateforme Balancing GRTgaz de Powernext Gas, des concertations ont été menées afin de définir les modalités d'intervention de GRTgaz sur Powernext Gas Spot et de déterminer la référence de prix la plus pertinente pour facturer les déséquilibres des expéditeurs.

Le 6 juillet 2009, GRTgaz a soumis à la CRE une proposition d'évolution des règles d'équilibrage sur le réseau de transport, applicables à compter du 1^{er} décembre 2009. GRTgaz y propose d'intervenir à partir du 1^{er} décembre 2009 sur Powernext Gas Spot pour couvrir une partie de son besoin de gaz pour l'équilibrage.

Les modalités d'intervention de GRTgaz sur Powernext Gas Spot sont dans la continuité de celles existantes sur Balancing GRTgaz sous réserve de certains ajustements nécessaires. Ainsi, le principe d'un prix journalier d'équilibrage, issu des transactions réalisées par GRTgaz sur le marché, est maintenu. En revanche, à défaut de transactions réalisées par GRTgaz lors d'une session, le prix journalier d'équilibrage sera désormais calculé sur la base du prix de référence *end-of-day* de Powernext.

De plus, afin de bénéficier du niveau de liquidité le plus important, GRTgaz a proposé de modifier ses plages d'intervention (de 15 h 45 à 16 h pour une livraison pour une livraison en cours de journée et de 16 h 30 à 16 h 45 pour une livraison le lendemain ou le lundi et le week-end).

Enfin, GRTgaz interviendra de façon non prévisible et au plus quatre fois lors des deux sessions journalières lors desquelles il choisira automatiquement les offres au meilleur prix lui permettant de couvrir ses besoins. Des contraintes ont été introduites sur le prix de ces

offres afin de ne pas risquer de perturber l'activité de Powernext Gas Spot.

Considérant que l'intervention de GRTgaz sur Powernext Gas Spot augmentera le nombre de contreparties pour GRTgaz ainsi que sa liquidité, et que la fiabilité du prix d'équilibrage utilisé pour la facturation des déséquilibres des expéditeurs sera donc améliorée, la CRE a approuvé les règles d'équilibrage sur le réseau de transport de GRTgaz.

Conformément au souhait des acteurs consultés, la plateforme Balancing GRTgaz sera néanmoins conservée jusqu'à la réalisation d'un retour d'expérience au 1^{er} semestre 2010 sur les modalités d'intervention de GRTgaz.

Délibération de la Commission de régulation de l'énergie du 15 octobre 2009 portant décision relative aux règles d'allocation des capacités de liaison de la zone d'équilibrage Nord vers la zone d'équilibrage Sud de GRTgaz

Depuis le 1^{er} janvier 2009, l'accès aux réseaux de transport de gaz naturel français est organisé en trois zones d'équilibrage exploitées par deux gestionnaires de réseaux de transport, TIGF dans le sud-ouest et GRTgaz sur le reste du territoire français.

Malgré les améliorations apportées par cette nouvelle structure, l'accès au sud de la France reste difficile pour les expéditeurs ne disposant pas d'approvisionnement depuis les terminaux méthaniers de Fos. En effet, l'essentiel des capacités d'accès à la zone d'équilibrage Sud de GRTgaz, ainsi qu'à la zone d'équilibrage de TIGF, repose aujourd'hui, à l'exception de l'approvisionnement de gaz naturel liquéfié (GNL), sur la liaison Nord vers Sud des zones d'équilibrage de GRTgaz. La capacité technique de transport sur cette liaison se décompose en 230 GWh/j de capacité ferme et 220 GWh/j de capacité interruptible*. 20 % de ces capacités sont commercialisées sur une base annuelle.

Les travaux du groupe de travail Allocation des capacités de la Concertation Gaz ont porté sur l'évolution des règles d'allocation des capacités sur la liaison Nord vers Sud des zones GRTgaz. Une courte majorité s'est dégagée en faveur d'un principe d'allocation au

prorata complété par l'option « allocation garantie ». L'application immédiate du principe d'allocation dit « aux besoins » n'a pas été retenue.

Par conséquent, GRTgaz a proposé à la CRE, le 24 septembre, la mise en œuvre de cette règle d'allocation.

La règle d'allocation au *prorata*, améliorée de l'option « allocation garantie » a fait l'objet d'une consultation de la CRE par courrier électronique entre le 28 septembre et le 5 octobre 2009.

S'appuyant sur les résultats de cette consultation, le constat d'un taux d'utilisation physique des capacités de liaison Nord vers Sud de 95,8 % sur la période du 1^{er} janvier 2009 au 31 août 2009, ainsi que l'évolution positive des signaux de marché, la CRE a approuvé la proposition de GRTgaz par sa délibération portant décision du 15 octobre 2009.

Celle-ci définit les règles d'allocation des capacités annuelles fermes et interruptibles sur la période du 1^{er} avril 2010 au 31 mars 2011 sur la liaison Nord vers Sud des zones d'équilibrage de GRTgaz.

Les capacités proposées à la commercialisation sur cette période d'une année sont les suivantes :

- 46 GWh/j de capacité ferme de GRTgaz Nord vers GRTgaz Sud ;
- 44 GWh/j de capacité interruptible de GRTgaz Nord vers GRTgaz Sud.

La concertation sera poursuivie pour définir les règles d'allocation pour les ventes de capacités pluriannuelles (2, 3 et 4 ans) et annuelles qui auront lieu l'année prochaine.

Délibération de la Commission de régulation de l'énergie du 29 octobre 2009 portant orientations pour les travaux des instances de concertation GTC, GTE et GTG relatifs au fonctionnement des marchés de détail de l'électricité et du gaz

Le groupe de travail Consommateurs (GTC), le groupe de travail Électricité (GTE) et le groupe de travail Gaz (GTG) ont été créés en 2005 par la CRE pour définir les modalités pratiques de fonctionnement des marchés de détail de l'électricité et du gaz. Ils rassemblent l'ensemble des acteurs concernés : représentants des

consommateurs, fournisseurs, gestionnaires de réseaux et pouvoirs publics.

Depuis leur création, ces groupes, placés sous l'égide de la CRE, ont permis de définir des procédures opérationnelles partagées par l'ensemble des professionnels du secteur. Plus de deux ans après l'ouverture totale des marchés à la concurrence, la majorité des procédures mises en place (changement de fournisseur, mise en service, résiliation...) ont prouvé leur efficacité puisque les évolutions qui sont intervenues depuis relèvent davantage d'une démarche d'amélioration continue, telle la réduction progressive du délai de changement de fournisseur à dix jours, que d'une remise en cause des règles initiales.

Une exception à ce constat reste la procédure de « correction de changement de fournisseur en cas de contestation de souscription ». La concertation n'ayant pu aboutir à un consensus, la CRE a délibéré le 2 juillet 2009 afin de préciser les principes devant encadrer les évolutions de cette procédure, dont l'existence est nécessaire dans l'intérêt du bon fonctionnement des marchés. En effet, bien que les proportions restent faibles par rapport au nombre de sites résidentiels passés en offre de marché* (moins de 1 %), la CRE constate que 50 % des réclamations reçues en 2008 par Énergie-info, dispositif partagé avec le médiateur national de l'énergie, portent sur des contestations de souscription et des résiliations non demandées.

L'année écoulée a été également caractérisée par la montée en puissance des travaux relatifs à l'évolution des systèmes de comptage, tant en électricité qu'en gaz, et à l'évaluation de leurs impacts sur les dispositifs existants (procédures et systèmes d'information « SI »).

En électricité, outre le suivi global du projet Linky d'ERDF et la préparation de la phase d'expérimentation, les travaux ont porté sur les conditions de développement des systèmes de comptage évolué sur les zones de desserte des ELD et sur les caractéristiques de ces systèmes pour les « grands » clients.

En gaz, la phase de concertation a permis aux acteurs d'appréhender les spécificités et les contraintes du marché du gaz, et de définir leurs attentes en matière de système de comptage évolué

sur le marché de masse. Les synergies éventuelles entre les systèmes de comptage en gaz et en électricité ont également été analysées. Ces éléments ont servi de base à la délibération de la CRE du 3 septembre 2009.

Dans sa délibération du 29 octobre 2009, la CRE dresse le bilan des travaux demandés dans sa délibération du 17 juillet 2008 ainsi que des autres travaux menés depuis, fait connaître les décisions qu'elle a prises et fixe les orientations pour les travaux et l'organisation des groupes de concertation à compter du 4^e trimestre 2009. Ainsi, l'année 2010 verra la création d'un groupe de travail relatif à la maîtrise de l'énergie de façon à permettre, d'une part, l'approfondissement des travaux menés sur les systèmes de comptage évolués et, d'autre part, la prise en compte de l'élément efficacité énergétique dans les travaux de concertation.

Enfin, le référentiel des dispositions applicables en marchés ouverts a été mis à jour pour tenir compte de l'évolution des procédures élaborées dans le cadre des instances de concertation placées sous l'égide de la CRE. Ces procédures sont communément admises et appliquées, tant par les utilisateurs que par les gestionnaires de réseaux, et constituent, comme l'a relevé le Comité de règlement des différends et des sanctions (CoRDs) de la CRE dans sa décision du 26 septembre 2007, des usages qui ne sont donc pas dépourvus de valeur normative.

La Commission de régulation de l'énergie a publié son deuxième rapport sur le fonctionnement des marchés de gros français de l'électricité et du gaz naturel le 17 décembre 2009

Sur le marché de l'électricité :

Le rapport rend compte des audits réalisés par la CRE relatifs aux méthodes de valorisation du parc nucléaire et hydraulique d'EDF.

Les conclusions de ces travaux, menés avec des consultants externes, ne remettent pas en cause les principes de valorisation retenus par EDF, qui consistent à minimiser les coûts de production. Les audits ont également porté sur les modalités d'intervention d'EDF Trading sur les marchés, en particulier sur ses outils d'optimisation journaliers. Les offres d'EDF Trading

sont globalement cohérentes avec les coûts marginaux. Une analyse des coûts marginaux et des prix *spot** sur la bourse EPEX a été effectuée : sur le fondement des résultats des audits, la CRE a constaté que le niveau des écarts entre prix *spot* et coûts ne traduit pas l'exercice d'un pouvoir de marché. Cet écart entre prix et coûts fera l'objet d'un suivi régulier spécifique par la CRE.

L'analyse de l'utilisation des différentes filières de production montre que la durée estimée de marginalité de la filière nucléaire est inférieure en 2008 à celle observée en 2007, tandis que les frontières sont désormais plus souvent marginales.

À l'échelon européen, les comparaisons de prix entre la France et les marchés avoisinants reflètent, d'une part, les différences structurelles des parcs de production, et, d'autre part, la forte sensibilité de la consommation française aux variations de température. Une baisse d'un degré de la température entraîne une augmentation de la demande de 2 100 MW du fait du recours important au chauffage électrique.

Sur le marché du gaz :

Les évolutions des marchés depuis 2008 interviennent dans un contexte marqué par plusieurs événements clés. Ces derniers sont liés, d'une part, à l'environnement international – avec notamment le retournement des cours du pétrole à l'été 2008, la récession économique et l'apparition d'excédents de gaz par rapport à la demande mondiale – et, d'autre part, à des développements spécifiques au marché français, comme la fusion en une seule zone au 1^{er} janvier 2009 des trois précédentes zones de transport au Nord en France (Nord-H, Est et Ouest).

Cette situation a permis le développement de la liquidité de marché en zone Nord. Les opportunités d'arbitrage entre les contrats d'importation à long terme indexés sur des produits pétroliers et des achats sur les marchés de gros se sont également accrues. Les niveaux actuels des prix de marché du gaz en France reflètent la situation du marché international du gaz et se situent nettement en dessous des niveaux des prix des contrats à long terme indexés pétrole. De ce fait, les gros consommateurs qui font jouer la concurrence pour leurs achats de gaz bénéficient, depuis le début de l'année 2009, de conditions de prix très favorables.

2. Calendrier européen et international 2009

2.1. Calendrier d'adoption du 3^e paquet

19 septembre 2007	Présentation des 5 textes du 3 ^e paquet par la Commission européenne
28 février 2008	Présentation de la « 3 ^e voie » (modèle ITO) lors du Conseil Énergie
6 mai 2008	Vote sur les 5 textes amendés au sein de la Commission ITRE du Parlement européen
18 juin 2008	Vote en 1 ^{re} lecture par le Parlement européen en session plénière (directive Électricité, règlement Électricité, règlement ACER)
9 juillet 2008	Vote en 1 ^{re} lecture par le Parlement européen en session plénière (directive Gaz, règlement Gaz)
10 octobre 2008	Accord du Conseil Énergie en 2 ^e lecture
22 avril 2009	Adoption du 3 ^e paquet en 2 ^e lecture au Parlement européen
25 juin 2009	Adoption définitive de l'ensemble des textes par le Conseil
14 août 2009	Publication au Journal officiel de l'Union européenne
3 septembre 2009	Entrée en vigueur du 3 ^e paquet
3 mars 2011	<p>Délai de transposition des directives 2009/72/CE et 2009/73/CE : dispositions applicables 18 mois après leur entrée en vigueur, à l'exception de certaines dispositions de l'article 9 relatif à la dissociation des réseaux et des gestionnaires de réseaux de transport applicables à compter du 3 mars 2012 et à l'exception de l'article relatif à la certification des pays tiers qui s'appliquera à partir du 3 mars 2013</p> <p>Application des règlements (CE) N° 713/2009, N° 714/2009 et N° 715/2009 : afin de conserver le caractère homogène du paquet législatif, leur application interviendra en même temps que les directives</p>

2.2. Calendrier des institutions de l'Union européenne

- **Calendrier de la Présidence tchèque (1^{er} semestre 2009)**
 - Conseils TTE⁽⁵⁷⁾-Énergie : 12 janvier (extraordinaire), 19 février, 12 juin
 - Conseils européens : 19-20 mars et 18-19 juin
- **Calendrier de la Présidence suédoise (2^e semestre 2009)**
 - Conseils TTE-Énergie : 23-24 juillet (extraordinaire), 7 décembre
 - Conseils européens : 29-30 octobre et 10-11 décembre

2.3. Fora européens

- **Forum de Florence** sur l'électricité, 4-5 juin et 10-11 décembre 2009
- **Forum de Madrid** sur le gaz, 28-29 mai 2009
- **Forum des citoyens pour l'énergie de Londres**, 29-30 septembre 2009
- **Forum de Bucarest** sur les énergies renouvelables et l'efficacité énergétique, 9-10 juin 2009

2.4. Travaux liés à la mise en œuvre du 3^e paquet

- **Participation au groupe de travail (APT) sur la mise en place de l'ACER et la période transitoire**
 - Suivi et validation en janvier 2009 de la consultation publique lancée fin 2008 relative à la période intermédiaire, l'élaboration des codes de réseau, les relations ACER/ GRT...
 - Rédaction du projet de règlement intérieur de l'ACER
 - Propositions relatives à la mise en place d'un processus d'élaboration des orientations-cadres et des codes de réseau
 - 1 à 2 réunions par mois
- **Contribution aux travaux du groupe à haut niveau Energy package (ENP WG) chargé du suivi du 3^e paquet**
 - Travaux sur les futurs statuts de l'ACER
 - Étude des dispositions relatives à la mise en œuvre de la séparation des activités de réseaux
 - Une réunion par mois

(57) TTE : Transports, télécommunications et énergie.

2.5. Autres activités dans le cadre du CEER/ERGEG

- **Participation à l'élaboration du programme de travail CEER/ERGEG 2010**
Réunions en juillet, août, et septembre 2009
- **Suivi des travaux liés à la Communauté de l'énergie**
Réunions de l'ENC Working Group
- **Rapport annuel DG TREN**
 - Envoi du rapport relatif à l'état d'ouverture des marchés de l'électricité et du gaz en France à la Commission européenne fin juillet 2009 (obligation communautaire)
 - Préparation du rapport « d'évaluation » de l'ERGEG dans le cadre du groupe de travail URB: synthèse et évaluation des différents rapports nationaux sur l'ouverture des marchés

2.6. Activités de l'International Strategy Group du CEER (ISG)

- **Réunions du groupe de stratégie internationale, présidé par la CRE:**
 - 21 janvier 2009 (Bruxelles)
 - 18 mars 2009 (Bruxelles)
 - 16 juin 2009 (Florence)
 - 2 septembre 2009 (Paris)
 - 1^{er} décembre 2009 (Bruxelles)
- **Réunions ISG (CEER) – pays tiers**
 - Organisation d'une table ronde CEER-Forum africain pour la réglementation des services publics sur le thème « La création du marché intérieur de l'énergie en Europe: quelles leçons pour l'Afrique? », 21 avril 2009 (Abidjan)
 - Participation à la 6^e conférence annuelle du Forum africain pour la réglementation des services publics portant sur le thème « Pour une régulation en faveur des pauvres: atteindre les objectifs du millénaire pour le développement par les services d'infrastructure en Afrique », 22-23 avril 2009 (Abidjan)
 - Rencontre des régulateurs indiens de l'électricité (CERC – *Central Electricity Regulatory Commission*) et du gaz (PNGRB – *Petroleum and Natural Gas Regulatory Board*), 18-19 mai 2009 (New Delhi)
 - Participation à la réunion CEER-Service fédéral des tarifs de la fédération de Russie (*Federal Tariff Service*), 23 mai 2009 (Rome)
 - Rencontre CEER-Autorité de régulation régionale du secteur de l'électricité de la Communauté économique des États d'Afrique de l'ouest (ARREC), 4 septembre 2009 (Paris)

• Autres événements internationaux:

- Participation à la table ronde des régulateurs de l'énergie des pays du G8 élargi, 23 mai 2009 (Rome)
- Participation au World Forum on Energy Regulation (WFER IV), 18 au 21 octobre 2009 (Athènes)

2.7. Travaux de l'Association des régulateurs méditerranéens de l'électricité et du gaz (MEDREG)

- **Réunions du groupe de travail sur les questions institutionnelles**, présidé par la CRE, les 16 mars (Zagreb) et 12 octobre (Paris):
 - Session de formation assurée par la Florence School of Regulation sur le cadre général de la régulation dans le secteur de l'énergie et son évolution
 - Préparation et lancement d'une étude comparative sur la protection des consommateurs dans le bassin méditerranéen *via* une enquête par questionnaire
- **Réunions de l'Assemblée générale MEDREG** les 9 juin (Le Caire) et 13 novembre (Nicosie)

2.8. Avancées de la zone Nord-Ouest: conférence à l'Assemblée nationale

La CRE a accueilli le 9 juin 2009, dans les locaux de l'Assemblée nationale, la 5^e Conférence gaz de l'initiative régionale Nord-Ouest ⁽⁵⁸⁾ *Stakeholders Group Meeting*.

Organisée deux fois par an, cette rencontre réunit les parties prenantes des pays de la région Nord-Ouest (régulateurs, acteurs de marché, gestionnaires de réseaux, gouvernements et Commission européenne) afin de faire le point sur l'intégration des marchés. Les enjeux sont nombreux: principale zone de consommation du marché gazier européen, elle regroupe un grand nombre de systèmes gaziers interconnectés et comprend les principaux *hubs* européens.

Au cours de cette journée de travail, les trois priorités de la région, que sont la transparence, les investissements et l'amélioration de l'accès à la capacité, ont fait l'objet de débats, auxquels s'est ajoutée une session d'analyse des spécificités propres à la région, notamment en cas de rupture d'approvisionnement.

(58) L'Allemagne, la Belgique, le Danemark, la France (zone nord), la Grande-Bretagne, l'Irlande, l'Irlande du Nord, les Pays-Bas, la Suède et la Norvège (observateur).

3. Conseil des régulateurs européens de l'énergie (CEER)

Allemagne

Matthias Kurth
Président
Federal Network Agency for
Electricity, Gas, Telecommunications,
Posts and Railway
(Bundesnetzagentur - BNetzA)
Tulpenfeld 4
53113 Bonn
Tel: +49 228 14 0
E-mail: poststelle@bnetza.de
www.bundesnetzagentur.de

Autriche

Walter Boltz
Président
Energie-Control GmbH (E-Control)
Rudolfplatz 13a
1010 Vienna
Tel: +43 1 24 7 240
E-mail: info@e-control.at
www.e-control.at

Belgique

François Possemiers
Président
Commission pour la Régulation
de l'Électricité et du Gaz (CREG)
Rue de l'Industrie, 26
1040 Bruxelles
Tel: +32 2 289 76 11
E-mail: info@creg.be
www.creg.be

Bulgarie

Angel Semerdjiev
Président
State Energy & Water Regulatory
Commission (SEWRC)
Dondukov 8-10
Sofia 1000
Tel: +3592 988 87 30
E-mail: dker@dker.bg
www.dker.bg

Chypre

Georgios Shammas
Président
Cyprus Energy Regulatory Authority
(CERA)
81-83 Griva Digeni Avenue
Iakovidi Building, 3rd Floor
1080 Nicosia
Tel: +357 22 666363
E-mail: cioannou@cera.org.cy
www.cera.org.cy

Danemark

Finn Dehlbæk
Directeur Général
Danish Energy Regulatory Authority
(DERA)
Nyropsgade 30
DK-1780 Copenhagen V
Tel: +45 72 26 80 70
E-mail: et@ks.dk
www.dera.dk

Espagne

María Teresa Costa Campí
Présidente
Comisión Nacional de Energía (CNE)
Calle Alcalá 47
28014 Madrid
Tel: +34 91 432 96 00
E-mail: dre@cne.es
www.cne.es

Estonie

Märt Ots
Directeur Général
Estonian Competition Authority -
Energy Regulatory Dept (ECA)
Auna str. 6
10317 Tallinn
Tel: +372 667 2400
E-mail: info@konkurentsiamet.ee
www.konkurentsiamet.ee

Finlande

Asta Sihvonon-Punkka
Directrice Générale
The Energy Market Authority (EMV)
Lintulahdenkatu 10
00500 Helsinki
Tel: +358 9 62 20 36 11
E-mail:
virasto@energiamarkkinavirasto.fi
www.energiamarkkinavirasto.fi

France

Philippe de Ladoucette
Président
Commission de régulation de l'énergie
(CRE)
15, rue Pasquier
75379 Paris Cedex 08
Tel: +33 1 44 50 41 00
E-mail: com@cre.fr
www.cre.fr

Grèce

Nikolaos Vasilakos
Président
Regulatory Authority for Energy
(RAE)
132 Pireus Avenue
11854 Athens
Tel: +30 210 372 74 00
E-mail: info@rae.gr
www.rae.gr

Hongrie

Zoltán Matos
Président
Hungarian Energy Office (HEO)
Köztársaság Tér 7
1081 Budapest
Tel: +36 1 459 7777
E-mail: eh@eh.gov.hu
www.eh.gov.hu

Irlande

Michael G. Tutty
Président
Commission for Energy Regulation
(CER)
The Exchange
Belgard Square North, Tallaght
Dublin 24
Tel: +353 1 4000 800
E-mail: info@cer.ie
www.cer.ie

Islande

Gudni A. Johannesson
Directeur Général
National Energy Authority Orkugardurdi
Grensásvegí 9,
108 Reykjavík
Tel: +354 569 6000
E-mail: os@os.is
www.os.is

Italie

Alessandro Ortis
Président
Autorità per l'Energia Elettrica e il
Gas (AEEG)
5 Piazza Cavour
20121 Milano
Tel: +39 02 65 56 52 01
E-mail: info@autorita.energia.it
www.autorita.energia.it

Lettonie

Valentina Andrejeva
Présidente
Public Utilities Commission (PUC)
Brivibas str. 55
Riga, LV-1010
Tel: +371 7097200
E-mail: sprk@sprk.gov.lv
www.sprk.gov.lv

Lituanie

Diana Korsakaitė
Présidente
National Control Commission
for Prices and Energy (NCC)
Algirdo st. 27
LT-03219 Vilnius
Tel: +370 5 2135270
E-mail: rastine.komisija@regula.is.lt
www.regula.lt

Luxembourg

Odette Wagener
Directrice
Institut Luxembourgeois
de Régulation (ILR)
45, allée Scheffer
L-2922 Luxembourg
Tel: +352 4588 45 1
E-mail: ilr@ilr.lu
www.ilr.lu

Malte

Dr. Reuben Balzan
Président
Malta Resources Authority (MRA)
Millenia, 2nd floor
Aldo Moro Road
Marsa
Tel: +356 21220619
E-mail: enquiry@mra.org.mt
www.mra.org.mt

Norvège

Agnar Aas
Directeur Général
Norwegian Water Resources &
Energy Directorate (NVE)
Middelthunsgate 29
P.O. Box 5091 Majorstua
0301 Oslo
Tel: +47 22 95 95 95
E-mail: nve@nve.no
www.nve.no

Pays-Bas

Peter Plug
Directeur Adjoint
Office of Energy Regulation
(Energiekamer)
Muzentoren
Wijnhaven 24
2511 WB The Hague
Tel: +31 70 330 35 00
E-mail: info@nmanet.nl
www.dte.nl

Pologne

Dr. Mariusz Swora
Président
The Energy Regulatory Office
of Poland (ERO)
64 Chlodna Str.
00-872 Warsaw
Tel: +48 22 6616302
E-mail: ure@ure.gov.pl
www.ure.gov.pl

Portugal

Vitor Manuel Da Silva Santos
Président
Energy Services Regulatory
Authority (ERSE)
Edifício Restelo
Rua Dom Cristóvão da Gama nº 1
1400-113 Lisboa
Tel: +351 21 303 32 00
E-mail: erse@erse.pt
www.erse.pt

République Tchèque

Josef Fiřt
Président
Energy Regulatory Office (ERO)
Masarykovo náměstí 5
586 01 Jihlava
Tel: +420 567 580111,
+420 564 578111
E-mail: eru@eru.cz
www.eru.cz

Royaume-Uni

Lord John Mogg
Président
Office of Gas and Electricity Markets
(Ofgem)
9, Millbank
London SW1P 3GE
Tel: +44 207 901 70 00
E-mail: media@ofgem.gov.uk
www.ofgem.gov.uk

Roumanie

Petru Lificiu
Président
Romanian Energy Regulatory Authority
(ANRE)
Constantin Nacu Str., 3
020995 Bucharest 37
Tel: +40 21 311 22 44
E-mail: anre@anre.ro
www.anre.ro

Slovaquie

Jozef Holjenčík
Président
Regulatory Office for Network
Industries (RONI)
Bajkalska 27
821 01 Bratislava
Tel: +421 2 58100436
www.urso.gov.sk

Slovénie

Irena Praček
Directrice
Energy Agency of the Republic
of Slovenia
Strossmayerjevaulica 30
2000 Maribor
Tel: +386 2 2340300
E-mail: info@agen-rs.si
www.agen-rs.si

Suède

Yvonne Fredriksson
Directrice Générale
Energy Markets Inspectorate(EI)
Box 155
631 03 Eskilstuna
Tel: +46 16 16 27 00
E-mail: registrator@ei.se
www.ei.se>

4. Glossaire

Accès des tiers au réseau (ATR) : droit reconnu à chaque utilisateur (client éligible, distributeur, producteur) d'utiliser un réseau de transport (ATRT) ou de distribution (ATRD) contre le paiement d'un droit d'accès. Lorsqu'il s'agit d'un accès réglementé, les tarifs d'utilisation du réseau sont proposés par le régulateur. Les conditions d'accès sont transparentes et non discriminatoires vis-à-vis des utilisateurs. Lorsqu'il s'agit d'un accès négocié, les conditions d'accès au réseau sont négociées entre le gestionnaire du réseau et les acteurs du marché (clients éligibles, producteurs...) au cas par cas.

Année gazière (stockage) : période de 12 mois allant du 1^{er} avril au 31 mars.

Biogaz ou bio-méthane : gaz issu de la fermentation de déchets animaux et végétaux - phénomène appelé « méthanisation ». Il se compose principalement de méthane (entre 50 et 70 %) et de gaz carbonique. Il peut être utilisé pour produire de l'électricité.

Biomasse : fraction biodégradable des produits, déchets et résidus provenant de l'agriculture, y compris les substances végétales et animales issues de la terre et de la mer, de la sylviculture et des industries connexes, ainsi que la fraction biodégradable des déchets industriels et ménagers.

Capacité interruptible : produit de capacité dont le transporteur n'est pas en mesure de garantir l'utilisation à tout moment pendant toute la durée de la souscription. En conséquence de quoi, dans certaines conditions, le transporteur peut refuser les demandes de nominations faites par l'expéditeur détenteur de ce produit de capacité interruptible.

CEER (Council of European Energy Regulators) : 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.

Centrale à cycles combinés : 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).

Cogénération : production simultanée de chaleur et d'électricité.

Comptage : mesure de la production ou de la consommation de gaz ou d'électricité.

Compte de régulation des charges et des produits (CRCP) : compte fiduciaire extra-comptable où seront placés tout ou partie des trop-perçus et, le cas échéant, tout ou partie des manques à gagner d'un gestionnaire de réseau public. Selon que le solde de ce compte est positif ou négatif, son apurement s'effectue par des diminutions ou des augmentations des charges à recouvrer par les tarifs d'utilisation des réseaux publics au cours des années suivantes.

Congestion : état de saturation d'une ligne électrique ou d'une canalisation de gaz ne permettant pas de procéder au transport ou à la distribution de toutes les quantités injectées ou soutirées, compte tenu des caractéristiques et des performances des équipements du réseau.

Contrat d'acheminement transport (contrat de transport) / contrat d'acheminement distribution (contrat de distribution) : contrat conclu entre un gestionnaire de réseau de transport ou de distribution et un expéditeur transport ou distribution, pour acheminer des quantités d'énergie entre un ou plusieurs points d'entrée et un ou plusieurs points de livraison.

Contrat de fourniture : contrat de vente d'électricité ou de gaz naturel d'un fournisseur à un client final ou à un négociant.

Conversion : le réseau de transport exploité par GRTgaz comporte deux zones distinctes : plusieurs zones alimentées en gaz à haut pouvoir calorifique (gaz H), et une zone alimentée en gaz à bas pouvoir calorifique (gaz B). Les deux gaz ne sont pas interchangeables. GRTgaz propose un service de conversion permettant aux expéditeurs d'échanger des ressources dont ils disposent en zone H contre du gaz B.

Couplage des marchés (enchères explicites, enchères implicites) : le couplage de plusieurs marchés signifie le traitement commun de leurs courbes d'offre et de demande selon leur pertinence économique, c'est-à-dire l'appariement des ordres d'achat les plus hauts avec les ordres de vente les plus bas, indépendamment du marché où ils ont été placés, mais en tenant compte des capacités d'interconnexion journalières. En d'autres termes, dans les limites de la capacité d'interconnexion rendue disponible, la contrepartie d'une transaction sur une bourse d'échange d'électricité peut provenir d'une bourse étrangère sans que les participants aient l'obligation d'acheter explicitement la capacité correspondante à la frontière concernée. C'est une forme d'enchère implicite, par opposition aux enchères explicites auxquelles les acteurs réalisant des échanges transfrontaliers d'énergie doivent acheter la capacité d'interconnexion correspondante.

Coûts évités : lorsqu'un opérateur est contraint d'acheter une quantité d'électricité dans le cadre des obligations d'achat imposées par les pouvoirs publics, cette quantité se substitue à une énergie qu'il aurait dû se procurer (production, achat). Les économies ainsi induites constituent les coûts évités.

Day-ahead (produit) : sur les marchés de gros de gaz et d'électricité, contrat passé la veille pour livraison le lendemain ou le prochain jour ouvré (achat/vente portant sur des quantités d'électricité ou des volumes de gaz).

Dissociation comptable : obligation faite aux entreprises intégrées de tenir des bilans et comptes de résultat séparés pour les activités de production (électricité), de transport, de distribution (électricité et gaz), de stockage (gaz), et les autres activités. Ces comptes, ainsi que les principes ayant régi leur élaboration (règles d'imputation, périmètres, relations financières entre activités) figurent dans l'annexe des comptes annuels des opérateurs.

Distributeurs non nationalisés (DNN) : voir ELD.

Domaines de tension :

Tension de raccordement (U)	Domaine de tension	
$U \leq 1 \text{ kV}$	BT	
$1 \text{ kV} < U \leq 50 \text{ kV}$	HTA	
$50 \text{ kV} < U \leq 130 \text{ kV}$	HTB 1	Domaines HTB
$130 \text{ kV} < U \leq 350 \text{ kV}$	HTB 2	
$350 \text{ kV} < U \leq 500 \text{ kV}$	HTB 3	

Éligibilité : capacité, pour un client final, de choisir librement son fournisseur d'électricité ou de gaz. Le cadre de l'éligibilité est fixé par l'article 22 de la loi n° 2000-108 du 10 février 2000 relative à la modernisation et au développement du service public de l'électricité complété par le décret n° 2004-597 du 23 juin 2004. Les clients éligibles sont autorisés à mettre en concurrence leur(s) fournisseur(s) d'électricité et à négocier librement les prix et les modalités de la fourniture. Depuis le 1^{er} juillet 2007, tous les clients sont éligibles.

Énergie renouvelable : énergie provenant de ressources que la nature renouvelle en permanence (eau, vent, soleil, matières organiques, géothermie).

Entreprise intégrée : entreprise verticalement ou horizontalement intégrée. Une entreprise horizontalement intégrée est une entreprise assurant au moins une des fonctions de produc-

tion, de vente, de transport ou de distribution d'électricité, ainsi qu'une autre activité en dehors du secteur de l'électricité. Une entreprise verticalement intégrée est une entreprise assurant au moins deux fonctions dans le secteur de l'électricité : production, transport, distribution ou commercialisation d'électricité.

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.

ENTSO (European Network of Transmission System Operators) : il s'agit des réseaux européens de gestionnaires de réseaux de transport 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.

EREG (European Regulators Group for Electricity and Gas) : créé par la Commission européenne dans le cadre de la mise en œuvre des directives de 2003, l'EREG 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'EREG 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 y sont invités en tant qu'observateurs. Pour réaliser ses objectifs, qui font également l'objet d'un programme de travail public, l'EREG dispose d'une structure comparable à celle du CEER. En outre, l'EREG 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.

Expéditeur transport ou expéditeur distribution : signataire d'un contrat d'acheminement transport ou distribution avec un gestionnaire de réseau transport ou distribution. Un expéditeur transport ou distribution peut être un client final éligible, un fournisseur ou leur mandataire.

Forum de Florence (électricité) et de Madrid (gaz) : rencontres périodiques, créées à l'initiative de la Commission européenne, réunissant, respectivement pour l'électricité et le gaz, les représentants des gouvernements, des régulateurs, des gestionnaires de réseaux de transport, des associations de producteurs, d'utilisateurs et de consommateurs sous l'égide de la Commission européenne.

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, Tégaz, 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.

Fourniture électrique : on distingue, dans la demande électrique, quatre formes de consommation :

- la fourniture électrique « de base » (ou « ruban ») qui est produite ou consommée de façon permanente toute l'année ;
- la fourniture de « semi-base » dont la période de production et de consommation est concentrée sur l'hiver ;
- la fourniture de « pointe » qui correspond à des périodes de production ou de consommation chargées de l'année ;
- la fourniture « en dentelle » qui constitue un complément d'une fourniture de « ruban ».

Forward (produit) : contrat à terme passé sur l'OTC (marché de gré à gré) pour livraison d'une quantité donnée à un prix donné sur une échéance supérieure à celle du produit *day-ahead*.

Future (produit) : contrat à terme négocié sur une bourse (marché organisé). Les échéances proposées varient selon les marchés organisés (semaine, mois, trimestre, semestre, année). L'échéance Y+1 correspond à l'année calendaire suivant l'année en cours.

Gas release : obligation faite à un fournisseur de céder, pour une période donnée, une partie de ses ressources en gaz à d'autres fournisseurs. Cette opération a généralement pour finalité de permettre à la concurrence de se développer, en offrant aux fournisseurs alternatifs la possibilité de sécuriser des approvisionnements sans devoir négocier de gré à gré avec le fournisseur historique.

Gaz naturel liquéfié (GNL) : gaz naturel amené à l'état liquide par refroidissement à moins 160 °C, dans le but principal de permettre son transport par des navires méthaniers.

Gestionnaire de réseau de transport (GRT) ou de distribution (GRD) : société responsable de la conception, de la construction, de l'exploitation, de l'entretien et du développement d'un réseau public de transport ou de distribution, assurant l'exécution des contrats relatifs à l'accès des tiers à ces réseaux.

Guichet :

- s'agissant de la programmation de la production et du mécanisme d'ajustement : heure limite de soumission, de modification, de retrait d'une offre d'ajustement, ou de re-déclaration du programme de production, des performances et des contraintes techniques d'un groupe ;
- s'agissant des interconnexions : heure limite de dépôt, soit des demandes de capacité d'interconnexion (allocation), soit des nominations des capacités acquises.

Hors pointe (ou produit off-peak) : sur le marché de gros de l'électricité, un contrat « hors pointe » implique la livraison d'une puissance constante pendant certaines plages horaires, qui sont généralement les heures pendant lesquelles la consommation est la plus basse. Ainsi, en France, la période « hors pointe » désigne les plages comprises entre 20 heures et 8 h du lundi au vendredi, ainsi que le week-end.

Hub : on distingue le hub notionnel du hub physique.

- Le hub notionnel est un point d'échange d'électricité ou de gaz qui ne peut pas être localisé géographiquement d'une manière précise (exemple : le NBP au Royaume-Uni, ou le réseau de transport d'électricité ou les points d'échange de gaz (PEG) en France. L'échange s'y fait entre l'entrée et la sortie du réseau de transport de la zone correspondante, sans plus de précision).
- Le hub physique est un point d'échange d'électricité ou de gaz qui peut être localisé géographiquement d'une manière précise (exemple : Zeebrugge en Belgique où l'échange se produit sur une plateforme physique).

Informations commercialement sensibles (ICS) : informations dont la révélation à des personnes non autorisées est susceptible de porter atteinte aux règles d'une concurrence libre et loyale entre les fournisseurs de gaz naturel et d'électricité. En gaz naturel, les informations dont la confidentialité doit être préservée sont encadrées par l'article 9 de la loi n° 2003-8 du 3 janvier 2003 et le décret n° 2004-183 du 18 février 2004. En électricité, elles sont encadrées par l'article 20 de la loi du 10 février 2000 et le décret n° 2001-630 du 16 juillet 2001 modifié par le décret n° 2007-1674

du 27 novembre 2007. Il appartient aux gestionnaires de réseaux de mettre à la disposition de tous les fournisseurs l'ensemble des informations nécessaires à un accès efficace au réseau pour leur permettre d'exercer leur activité.

Infrajournalier : marché des contrats conclus le jour J pour livraison le jour même ou pour le lendemain, si la transaction intervient après la période principale d'activité du marché *day-ahead*.

Interconnexion : équipements utilisés pour relier deux réseaux électriques ou canalisation reliant deux réseaux de transport de gaz.

Journée gazière : période de 23, 24 ou 25 heures consécutives, commençant à 6 heures un jour donné et finissant à 6 heures le jour suivant.

Marché OTC : marché de gré à gré (*Over The Counter* en anglais) sur lequel l'interaction est bilatérale. Il peut être intermédié, lorsque les ordres d'achat et de vente transitent par des courtiers (*brokers*) qui permettent à l'offre de rencontrer la demande, ou pur si les transactions se font directement entre opérateurs.

Mécanisme d'ajustement : mécanisme qui permet aux gestionnaires de réseaux de transport (RTE) de disposer de réserves de puissance mobilisables à brève échéance dès que se produit un déséquilibre entre l'offre et la demande. Participent à ce mécanisme les producteurs qui offrent leur capacité de modulation de production et aussi des consommateurs susceptibles de renoncer à une partie de leur consommation ou bien encore des traders qui importent ou exportent de l'électricité.

Modulation : terme désignant l'écart entre les conditions réelles de consommation de gaz par un client et celles correspondant à un enlèvement régulier sur l'année de sa consommation journalière moyenne. La couverture des variations de consommation (journalière, hebdomadaire ou saisonnière) est généralement assurée par les stockages souterrains, auxquels les clients et leurs fournisseurs peuvent avoir accès, soit directement (dans les pays où un accès des tiers aux stockages – régulé ou négocié – est prévu) ou sous la forme d'une prestation de service de modulation (cas de la France).

Monopole naturel : on désigne ainsi les secteurs d'activité économique qui se caractérisent par des rendements strictement croissants, c'est-à-dire que le coût de la dernière unité produite est inférieur à celui de toutes les précédentes. Dans ces conditions les coûts moyens de production sont strictement décroissants, c'est-à-dire que le coût moyen diminue avec le volume produit.

Il en découle qu'un opérateur unique est nécessairement plus performant que plusieurs opérateurs, dès lors qu'il est empêché d'abuser de sa situation de monopole. Les secteurs concernés sont généralement ceux dans lesquels les coûts d'investissements (coûts fixes) sont si élevés qu'il ne serait pas justifié de les multiplier pour permettre l'introduction de la concurrence. Les exemples de monopoles naturels généralement cités sont ceux des réseaux d'infrastructures : réseau ferroviaire, routier et autoroutier, réseau de distribution d'eau, de gaz, d'électricité.

Netting de capacité : cette action des gestionnaires de réseaux consiste à tenir compte des flux commerciaux nominés fermement dans chacun des sens dans le but de dégager de la capacité supplémentaire.

Nomination de capacités : à l'étape de nomination, un détenteur de capacités notifie aux gestionnaires des réseaux le volume qu'il souhaite exporter ou importer, dans la limite des capacités détenues.

Obligation d'achat : afin de favoriser le développement de la production d'électricité à partir de sources d'énergie renouvelables, la loi du 10 février 2000 oblige le rachat par EDF et par les entreprises locales de distribution, à des conditions imposées, de l'électricité produite par les installations de cogénération, par les installations qui valorisent les déchets ménagers ou qui visent l'alimentation d'un réseau de chaleur et par les installations utilisant des énergies renouvelables.

Offre de marché : offre dont les prix 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).

Open subscription period (vente à guichet) : fenêtre de réservation lors de laquelle toutes les demandes émises par les expéditeurs sont réputées avoir été reçues simultanément. À l'issue de cette période, toutes ces demandes sont traitées, le cas échéant en allouant au *pro rata* de la capacité disponible.

Ouvrage de raccordement (électricité) : tout élément de réseau électrique concourant à la connexion d'une installation privée d'un utilisateur au réseau public de transport ou de distribution d'électricité.

Ouvrage de raccordement (gaz) : canalisations et installations assurant le raccordement d'un client final ou d'un ré-

seau de distribution à un réseau de transport ou de distribution de gaz. Ces ouvrages de raccordement sont constitués d'un ou de plusieurs des éléments suivants : branchement, poste de livraison, extension de réseau de distribution.

Pertes sur les réseaux : les pertes représentent principalement l'énergie dissipée par effet joule lors du transport et de la distribution à laquelle s'ajoute l'énergie consommée mais non comptée (pertes dites non techniques : fraudes, erreurs de comptage) sur le réseau 20 kV et 400 V. Les pertes techniques dépendent essentiellement de la consommation, du plan de production et des échanges transfrontaliers. Elles varient suivant les saisons et les heures de la journée. En moyenne, le taux de pertes s'établit à 6 % des injections, ce qui représente environ 33 TWh par an.

Plafond de prix : mécanisme de régulation tarifaire par lequel l'autorité de régulation fixe à l'avance pour plusieurs années le rythme d'évolution des niveaux de prix. Ce mécanisme est généralement considéré comme incitatif à des améliorations de productivité car les entreprises dont les tarifs sont régulés peuvent bénéficier de tout ou partie des économies qu'elles réalisent durant la période pour laquelle les tarifs ont été fixés.

Point de comptage ou d'estimation : point d'un réseau de transport ou de distribution où une quantité d'énergie est déterminée à partir de compteurs ou d'estimations.

Point de conversion : point virtuel rattaché aux zones d'équilibrage Nord H et Nord B et où s'effectue le service de conversion entre ces deux zones.

Point de livraison : point d'un réseau de transport ou de distribution où un gestionnaire de réseau de transport ou de distribution met du gaz à la disposition d'un expéditeur, d'un client final ou d'un autre gestionnaire de réseau.

Point de sortie : point du réseau de transport de gaz naturel servant d'interface entre un réseau de transport principal et un réseau de transport régional.

Point d'échange de gaz (PEG) : point virtuel du réseau de transport de gaz français où les expéditeurs peuvent s'échanger des volumes de gaz. Il existe un PEG dans chacune des zones d'équilibrage du réseau français. Chaque PEG est un *hub* notionnel.

Point d'entrée : point d'un réseau de transport ou de distribution où un expéditeur transport ou distribution met du gaz à disposition d'un gestionnaire de réseau de transport ou distribution en exécution d'un contrat acheminement transport ou distribution signé avec lui.

Point d'interface transport/distribution (PITD) : point où le gaz acheminé par un gestionnaire de réseau de transport est pris en charge par le gestionnaire d'un réseau de distribution.

Pointe (produit) : sur le marché de gros de l'électricité, un contrat « pointe » implique la livraison d'une puissance constante pendant certaines plages horaires, qui sont généralement les heures pendant lesquelles la consommation est la plus élevée. Ainsi, en France, la période « pointe » désigne les plages comprises entre 8 h et 20 heures du lundi au vendredi. Les autres profils de livraison standard sont les profils « base », « hors pointe » ainsi que les blocs.

Pool : marché électrique obligatoire sur lequel les producteurs ont l'obligation d'offrir tous leurs moyens de production.

Poste de livraison (électricité) : ensemble formé par les installations (bâtiment, équipements et appareillages électriques) constituant l'interface entre une installation privée et le réseau public de transport ou de distribution d'électricité.

Poste de livraison (gaz) : installation située à l'aval d'un réseau de transport ou de distribution, assurant une ou plusieurs des fonctions suivantes : détente, régulation comptage. Un poste de livraison permet de livrer du gaz à un réseau de distribution ou à un client final.

Pression : suivant la nature du réseau, trois niveaux de pression sont généralement utilisés dans l'industrie du gaz :

- pour les grands transports internationaux, les pressions sont comprises entre 60 et 100 bar ;
- pour les réseaux français de transport principal et régional, de 40 à 80 bar ;
- pour les réseaux de distribution, on distingue la moyenne pression (de 400 mbar à 4 bar) et la basse pression, alimentant directement les clients domestiques, (inférieure ou égale à 50 mbar).

Producteur : personne physique ou morale qui produit du gaz naturel ou de l'électricité.

Production intermittente : production qui est irrégulière.

Profilage : désigne la méthode utilisée par les gestionnaires de réseaux de distribution pour estimer les consommations ou les productions, au pas demi-heure en électricité et journalier en gaz, des sites qui ne sont équipés que de compteurs à index. Cette méthode est basée sur la détermination, pour des catégories de clients, de la forme réputée de leur consommation (les profils).

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 d'électricité par source d'énergie primaire et, le cas échéant, par technique de production et par zone géographique.

Qualité de l'électricité : niveau de qualité de l'électricité livrée au réseau, évaluée en fonction de la fréquence et de la durée des coupures longues et brèves ainsi que de la qualité de l'onde de tension.

Qualité du gaz : ensemble des caractéristiques physiques (pression, température, pouvoirs calorifiques supérieur et inférieur, indice de Wobbe) et chimiques (teneurs en méthane, propane, butane, teneurs en azote et autres gaz inertes) d'un gaz naturel distribué.

Raccordement : action qui permet de relier physiquement un utilisateur au réseau.

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 de transport à haute pression et de grand diamètre, qui relient 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 clients finals de consommation importante, raccordés à celle-ci ;

- le réseau de distribution est un ensemble de canalisations de transport à moyenne et basse pression, qui assure l'acheminement du gaz vers les consommateurs finals et éventuellement vers d'autres réseaux de distribution.

Réseau interconnecté : réseau constitué de plusieurs réseaux de transport et de distribution d'électricité ou de gaz reliés entre eux par une ou plusieurs interconnexions.

Responsable d'équilibre (RE) : personne morale ayant signé avec RTE un Accord de Participation pour la qualité de responsable d'équilibre, en application duquel les signataires s'obligent l'un envers l'autre à compenser financièrement les écarts constatés *a posteriori*, dans le périmètre d'équilibre, entre l'électricité injectée et l'électricité consommée. Les écarts négatifs doivent être compensés financièrement par le RE à RTE, et les écarts positifs doivent être compensés financièrement par RTE au RE.

Réversibilité : faculté dont dispose un client éligible ayant souscrit une offre de marché de souscrire à nouveau, sous certaines conditions, une offre au tarif réglementé.

Service de modulation : prestation proposée en complément au contrat de transport/acheminement, en vue de gérer au mieux les irrégularités de la consommation de gaz des clients, au niveau journalier, mensuel ou saisonnier. Ce service est assuré en un point virtuel, dit point de modulation, au sein de chacune des zones d'équilibrage du réseau de transport.

Services système : services rendus par les moyens de réglage mis à disposition de RTE par les producteurs d'électricité pour l'assister dans le maintien de la fréquence et de la tension sur les réseaux électriques.

Soutirage : consommation physique des sites ou vente d'énergie (exportation ou fourniture déclarée) qui représente la consommation d'un périmètre donné.

Spot : marché de court terme, incluant les opérations pour livraison à courte échéance

Station de compression : installation industrielle visant à comprimer le gaz pour effectuer son transport par canalisation.

Stockage de gaz : ensemble des installations permettant de constituer une réserve de gaz, sous forme gazeuse (stockage souterrain) ou sous forme de gaz naturel liquéfié (stockage en réservoirs de surface).

Stockage en conduite: stockage du gaz par compression dans les réseaux de transport et de distribution de gaz.

Stockage souterrain: utilisation de formations géologiques (nappes aquifères ou dômes de sel) pour le stockage des hydrocarbures gazeux.

Subventions croisées: utilisation des ressources d'une activité au profit d'une autre dans des conditions ne reflétant pas celles qui régiraient les relations de marché entre deux entreprises distinctes.

Tarifs d'utilisation des réseaux de transport et de distribution d'électricité (TURPE): ces tarifs sont réglementés (déterminés par le gouvernement sur proposition de la CRE) et s'appliquent à l'identique à tous les clients. Ce poste de la facture n'est donc pas négociable avec le fournisseur, et son montant doit figurer sur les factures. Même si le fournisseur peut présenter ses formules de prix de façon intégrée (part « fourniture » + part « accès au réseau »), le coût de l'utilisation du réseau est facturé au fournisseur par le gestionnaire de réseau auquel est raccordé le consommateur.

Tarif intégré ou tarif réglementé de vente d'électricité: également appelé tarif historique, ce tarif réglementé est fixé par arrêté des ministres chargés de l'économie et de l'énergie après avis de la CRE. Trois types de contrats au tarif intégré existent :

- bleu (pour une puissance souscrite inférieure ou égale à 36 kVA) ;
- jaune (pour une puissance souscrite supérieure à 36 kVA) ;
- vert (pour une puissance souscrite supérieure à 250 kVA).

La tarification de l'électricité traduit les coûts de production et la mise à disposition de cette énergie aux consommateurs. Pour chaque contrat, le tarif comporte un abonnement et un prix de l'énergie effectivement consommée. Le montant annuel de l'abonnement et le prix de l'énergie dépendent de la puissance souscrite par l'abonné, de l'alimentation et du mode d'utilisation de ladite puissance au cours de l'année.

Tarif réglementé transitoire d'ajustement du marché (TaRTAM): également appelé tarif de retour, le TaRTAM est un tarif réglementé dont peuvent bénéficier, jusqu'au 30 juin 2009, les clients ayant exercé leur éligibilité et qui en font la demande avant le 1^{er} juillet 2007.

Tarif timbre-poste: principe de tarification qui permet d'avoir accès à toute une zone de desserte, contre le paiement d'un droit d'accès unique, indépendant de la distance parcourue par l'électricité. Ce tarif se subdivise en deux parties :

- un timbre d'injection : paiement par le producteur pour livrer son énergie en un point de connexion du réseau ;

- un timbre de soutirage : paiement par le consommateur pour être alimenté en un point de connexion du réseau.

Tarification « entrée-sortie »: système tarifaire en application sur les réseaux gaziers de nombreux pays européens (Grande-Bretagne, Pays-Bas, Italie, France). Il consiste à découpler les souscriptions de capacités à l'entrée et à la sortie du réseau principal, et à facturer séparément les deux composantes du transport (entrée et sortie).

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 qui assure la réception, le stockage du gaz naturel liquéfié (GNL) ainsi que l'expédition, vers le réseau de transport principal, après re-gazéification du GNL.

Union pour la Coordination du Transport de l'Électricité (UCTE): association qui a pour but de définir les règles d'exploitation des interconnexions entre les pays européens. Cette organisation regroupait les gestionnaires des réseaux de transport d'Europe continentale. L'UCTE a été fondue dans l'ENTSO-E le 1^{er} juillet 2009.

Use-it-or-lose-it (UIOLI): cette règle oblige les détenteurs de droits physiques de capacité d'interconnexion de nommer fermement l'énergie correspondante suffisamment à l'avance auprès des gestionnaires de réseaux.

Cette nomination ferme a pour triple intérêt :

- de limiter les risques de rétention de capacité de la part d'acteurs de marché malveillants ;
- de permettre aux gestionnaires de réseaux de réallouer au marché la capacité attribuée mais non utilisée ;
- de permettre aux gestionnaires de réseaux de réaliser du *netting* de capacité et donc d'allouer au marché la capacité supplémentaire ainsi dégagée.

Use-it-or-sell-it (UIOSI): règle donnant le choix pour un détenteur de droits « physiques » de capacité d'interconnexion entre :

- utiliser son droit physiquement, en nommant fermement l'énergie correspondante suffisamment à l'avance auprès des gestionnaires de réseaux ;
- transformer son droit « physique » en droit « financier ».

Dans ce cas, la capacité non utilisée est automatiquement réallouée au marché dans le cadre du mécanisme d'allocation suivant, et le détenteur initial du droit reçoit le bénéfice de la réallocation.

VPP: *Virtual Power Plant* ou enchères de capacités organisées par EDF.

- VPP base: il s'agit de produits reflétant une centrale fonctionnant en base. Le principe est que les enchérisseurs paient une prime fixe (en €/MW) chaque mois pour réserver une puissance disponible, et qu'ils envoient régulièrement à EDF un planning d'utilisation de ces capacités. Ils paient alors un prix d'exercice par MWh soutiré, proche du coût marginal des centrales nucléaires d'EDF. On a ainsi une structure de prix de la forme « coût fixe + coût variable ».

- VPP pointe: il s'agit de produits reflétant une centrale fonctionnant en pointe. Le principe est le même que pour les VPP base, mais le prix payé pour chaque MWh soutiré est une approximation du coût marginal des centrales de pointe d'EDF. Compte tenu de ce coût variable élevé, la

prime fixe payée par les enchérisseurs est plus faible que pour les VPP base.

Watt-crête (Wc): unité de mesure de la puissance maximale d'une installation photovoltaïque.

Zone d'équilibrage: zone géographique du réseau de transport principal sur laquelle l'expéditeur doit assurer l'équilibre journalier de son bilan d'entrée et de sortie de gaz.

Zones non interconnectées (ZNI): zones du territoire national qui ne sont pas interconnectées au réseau métropolitain continental (Corse, Martinique, Guadeloupe, Réunion, Guyane, Saint-Pierre et Miquelon, îles de Molène et d'Ouessant).

5. Sigles

ACER : Agence de coopération des régulateurs de l'énergie
ADEME : Agence de l'environnement et de la maîtrise de l'énergie
AMR : Automated Meter Reading
ARN : autorité de régulation nationale
ATRD : accès des tiers aux réseaux de distribution
ATRT : accès des tiers aux réseaux de transport
ATTM : accès des tiers aux terminaux méthaniers
BALIT : Balancing Inter TSO
BT : basse tension
CART : contrat d'accès au réseau de transport
CASC-CWE : Capacity Allocation Service Company for the Central-West-European Electricity Market
CEER : Council of European Energy Regulators
CCG : cycle combiné à gaz
CMS : Capacity Management System
CNR : Compagnie Nationale du Rhône
CoRDIS : Comité de règlements des différends et des sanctions
CRCP : compte de régulation des charges et des produits
CSPE : contribution au service public de l'électricité
CTA : contribution tarifaire d'acheminement
CTSS : contribution au tarif spécial de solidarité
DG COMP : Direction générale de la concurrence de l'Union européenne
DGCCRF : Direction générale de la concurrence, de la consommation et de la répression des fraudes.
DGEC : Direction générale de l'énergie et du climat
DNN : distributeur non nationalisé
EEX : European Energy Exchange
ELD : entreprise locale de distribution
ENTSO : European Network of Transmission System Operators
EPEX : European Power Exchange
ERDF : Électricité Réseau Distribution France
ERGEG : European Regulators Group for Electricity and Gas
EVI : entreprise verticalement intégrée
GNL : gaz naturel liquéfié
GRD : gestionnaire de réseau de distribution
GrDF : Gaz Réseau Distribution France
GRT : gestionnaire de réseau de transport

GRTgaz : Gestionnaire de Réseau de Transport Gaz
GTC : groupe de travail Consommateurs
GTE : groupe de travail Électricité
GTG : groupe de travail Gaz
HT : haute tension
ICS : informations commercialement sensibles
INSEE : Institut national de la statistique et des études économiques
LPX : Leipzig Power Exchange
MDE : maîtrise de la demande de l'énergie
MEEDDAT : ministère de l'Écologie, de l'Énergie, du Développement durable et de l'Aménagement du territoire
MEEDDM : ministère de l'Écologie, de l'Énergie, du Développement durable et de la Mer
NBP : National Balancing Point
NGIL : National Grid Interconnectors Limited
NOME : nouvelle organisation du marché de l'électricité
OMEGA : Ouverture du marché de l'énergie et gestion de l'acheminement
OPEX : operational expenditure
PEG : point d'échange gaz
PITD : point d'interface transport/distribution
PPI : programmation pluriannuelle des investissements
RE : responsable d'équilibre
RTE : Réseau de Transport d'Électricité
SI : système d'information
SNET : Société Nationale d'Électricité et de Thermique
STMFC : Société du Terminal Méthanier de Fos-Cavaou
TaRTAM : tarif réglementé transitoire d'ajustement du marché
TIGF : Total Infrastructures Gaz France
TSS : tarif spécial de solidarité
TTF : Title Transfer Facility (hub gazier virtuel des Pays-Bas)
TURPE : tarif d'utilisation des réseaux publics d'électricité
UCTE : Union pour la Coordination du Transport de l'Électricité
UFE : Union française de l'électricité
UIOLI : Use-it-or-lose-it
UIOSI : Use-it-or-sell-it
VPP : virtual power plant
ZNI : zone non interconnectée

6. Unités et conversions

6.1. Gaz

Volumes

1 mètre cube (m³) = 35,315 pieds cubes (pi³)
1 tonne de gaz naturel liquéfié (t GNL) = 1 350 m³ de gaz
1 m³ de GNL = 593 m³ de gaz

Conversion masse / volume-énergie

1 000 m³ de gaz naturel = 0,816 tonne équivalent pétrole (tep)
1 m³ de gaz naturel = 10,8 kilowattheure (kWh)
1 tonne de GNL = 1,3 tep

Conversion masse / volume en Btu (conventions Agence Internationale de l'Énergie)

Équivaut à	GNL	Gaz			
		Norvège	Pays-Bas	Russie	Algérie
1 m³	39 343	40 290	33 550	35 855	37 125
1 kg	51 300	49 870	42 830	51 675	47 920

Équivalences énergétiques

Équivaut à	GJ	kWh	MBtu	th	therm
1 gigajoule (GJ)	1	277,8	0,948	238,9	9,479
1 kWh	3,6×10 ⁻³	1	3,411×10 ⁻³	0,86	3,411×10 ⁻²
1 million MBtu	1,055	293,2	1	252	10
1 thermie	4,186×10 ⁻³	1,162	3,968×10 ⁻³	1	3,968×10 ⁻³
1 therm	0,1055	29,32	1×10 ⁻¹	25,2	1

1 baril de pétrole (West Texas Intermediate-WTI) = 0,17 MBtu
(conventions USDOE)

6.2. Électricité

Pour mesurer la puissance, c'est-à-dire l'énergie par unité de temps, l'unité utilisée est le watt (W). Le watt représente la puissance correspondant à une production d'énergie égale à un joule (J) par seconde.

Le joule représente le travail produit par un newton (N) dont le point d'application se déplace d'un mètre dans la direction de la force, sachant que le newton est la force qui communique à un corps ayant une masse d'un kilogramme, l'accélération d'un mètre par seconde.

Le kilowattheure (kWh) est l'énergie consommée par un appareil de puissance 1-kW pendant une heure.

Le volt (V) ou kilovolt (kV) exprime l'unité de tension, c'est-à-dire la différence de potentiel électrique entre deux points d'un conducteur parcouru par un courant (A) constant d'un ampère (unité d'intensité de courant électrique) lorsque la puissance dissipée entre ces points est égale à un watt.

Dans le domaine de l'énergie, les coefficients multiplicateurs des unités de base s'appliquent de la même manière que pour les autres unités physiques, à savoir :

Facteurs	Unités de puissance	Unités d'énergie
Kilo (k)	Kilowatt (kW) soit 1000 W	Kilowattheure (kWh) soit 1000 Wh
Méga (M)	Mégawatt (MW) soit 1000 kW	Mégawattheure (MWh) soit 1000 kWh
Giga (G)	Gigawatt (GW) soit un million de kW	Gigawattheure (GWh) soit un million de kWh
Tera (T)	Térawatt (TW) soit un milliard de kW	Térawattheure (TWh) soit un milliard de kWh

7. Index

3^e paquet énergie: 3, 14, 15, 16, 17, 18, 19, 21, 27, 109

A

Agence de coopération des régulateurs de l'énergie (ACER): 3, 15, 16, 17, 18, 19, 21, 22, 109, 121
 Allocation de capacités (open season): 6, 19, 22, 23, 27, 28, 29, 32, 34, 36, 37, 44, 57, 58, 62, 63, 101, 105, 106, 107, 115, 116
 Antifer (terminal méthanier): 45, 59
 Appel d'offres: 7, 12, 24, 25, 48, 64, 65, 66, 88, 103
 Artère de Gascogne: 33
 Artère de Guyenne: 33, 43, 44
 Artère du Béarn: 33, 44
 Artère du Rhône: 32, 33, 44
 Audit: 8, 9, 10, 44, 79, 80, 108
 Autorité concédante: 47, 54, 55, 57

B

Bagasse: 66
 BALIT (projet): 22, 23, 26, 121
 Biomasse: 12, 65, 66, 91, 113
 Biogaz, bio-méthane: 12, 49, 113
 Biriadou: 28, 30

C

Centrale solaire: 65, 67, 68
 Certification: 3, 16, 109
 Champsaur (rapport): 84
 Charges de service public: 7, 66, 68, 88, 90, 91, 92
 Code de bonne conduite: 6, 17, 19
 Codes de réseau européens: 19, 21, 27, 109, 114
 Comité de règlement des différends et des sanctions (CoRDIS): 4, 10, 11, 12, 13, 108, 121
 Commission nationale du débat public (CNDP): 32
 Comparateur d'offres: 96, 97
 Comptage évolué, compteur évolué/communicant/intelligent: 7, 64, 72, 73, 74, 75, 77, 94, 99, 104, 105, 107, 108
 Compte de régulation des charges et des produits (CRCP): 39, 40, 46, 48, 51, 113, 121
 Congestion: 19, 21, 24, 28, 32, 41, 42, 45, 62, 70, 105, 113
 Conseil européen des régulateurs de l'énergie (CEER): 5, 19, 110, 111, 113, 121
 Contribution au service public de l'électricité (CSPE): 88, 90, 91, 92, 121

D

Direction générale de la concurrence (DG COMP, Commission européenne): 37
 Dispositif de soutien: 7, 8, 66, 67, 88, 103
 Dunkerque (terminal méthanier): 30, 44, 45, 59, 61, 83

E

Effacement: 24, 25, 26, 70, 102, 103
 Elengy: 34, 35, 37, 49
 Énergie renouvelable: 2, 7, 8, 15, 40, 64, 65, 66, 68, 71, 75, 88, 90, 109, 114
 Énergie-Info: 7, 9, 10, 93, 94, 95, 96, 97, 107
 Entreprise locale de distribution (ELD): 29, 36, 46, 47, 58, 59, 74, 86, 88, 90, 91, 94, 100, 101, 107, 114, 121
 Entreprise intégrée: 6, 16, 17, 114
 ENTSO, ENTSO-E, ENTSO-G: 17, 21, 27, 114
 Éolien: 68, 69, 70, 71, 75, 76, 77, 90, 91
 Équilibrage: 6, 13, 19, 22, 29, 30, 31, 32, 44, 70, 105, 106, 107
 États membres: 5, 6, 11, 15, 16, 17, 18, 21, 24, 27, 29, 35, 59
 Exemption: 34, 38, 59, 60, 61, 62, 63

F

Fos-Cavaou (terminal méthanier): 33, 34, 35, 48, 49, 83, 104
 Fos-Tonkin (terminal méthanier): 34, 45, 48, 49, 83, 104

G

Gas release: 83, 115
 GDF SUEZ: 3, 33, 34, 36, 37, 86, 88, 89, 94
 Géothermie: 66
 Grenelle: 65, 66, 68, 71, 100
 Grille tarifaire: 46, 47, 48, 49, 67, 86, 100
 Groupe des régulateurs européens pour l'électricité et le gaz (ERGEG): 5, 6, 18, 19, 21, 23, 24, 27, 28, 29, 76, 105, 110, 114, 121

I

Incitation financière: 46, 48, 50, 51, 57, 58, 71, 100
 Indépendance des gestionnaires de réseaux: 5, 6, 14, 16, 17, 19
 Initiative régionale: 6, 21, 23, 24, 27, 28, 46, 110
 Interconnexion: 6, 17, 20, 22, 23, 24, 27, 28, 33, 37, 41, 42, 44, 45, 46, 59, 62, 63, 83, 101, 105, 116

K

Klauss (tempête): 52

L

Larrau: 28, 30, 33, 44, 45, 46

M

Maitrise de la demande d'énergie (MDE): 40, 43, 64, 72, 77, 121
 Marche unique européen: 24
 Mécanisme d'ajustement: 6, 21, 23, 24, 26, 102, 103, 116
 Médiateur national de l'énergie (MNE): 7, 9, 10, 88, 93, 94, 95, 96, 97, 107
 Modèle ITO: 16, 17, 109
 Montoir (terminal méthanier): 29, 33, 34, 37, 48, 49, 83, 104

N

Nouvelle organisation du marché de l'électricité (loi NOME) : 3, 9, 84

O

Obligation d'achat : 12, 13, 66, 68, 75, 88, 90, 92, 116
Opérateur d'ajustement : 26, 102

P

Pénalités : 43, 57, 58
Pertes : 39, 40, 42, 73, 117
Perthus : 28, 45, 46
Photovoltaïque : 65, 66, 67, 68, 69, 70, 71, 73, 75, 77, 90, 91
Pic de prix : 80, 81
Plateforme régionale d'enchères : 22
Poignant (rapport) : 67
Prime d'intégration au bâti : 67, 69
Production décentralisée : 15, 68, 70
Programmation pluriannuelle des investissements (PPI) : 7, 65, 103, 118

Q

Qualité d'alimentation, qualité de l'électricité : 42, 43, 50, 51, 52, 54, 100, 118
Qualité de service : 46, 47, 48, 50, 51, 54, 57, 58, 59, 93
Quentin (tempête) : 52

R

Régulation incitative : 38, 43, 47, 48, 49, 50, 51, 57, 58, 59
Réseau intelligent, smart grid : 74, 76
Responsable d'équilibre (RE) : 13, 23, 25, 26, 102, 118, 121

S

STMFC : 35, 121
Stockage : 5, 10, 29, 30, 32, 33, 34, 35, 36, 59, 76, 104, 119
Storengy : 29, 32, 34, 35, 36
Structure tarifaire : 43, 46, 47, 48, 86, 100
Surveiller, surveillance : 6, 10, 16, 17, 19, 78, 79, 83

T

Tarif de première nécessité : 88, 90
Tarif de solidarité : 91
Tarif d'utilisation des réseaux de distribution de gaz naturel (ATRD) : 6, 46, 57, 58
Tarif d'utilisation des réseaux de transport de gaz naturel (ATRT) : 6, 57, 58
Tarif d'utilisation des réseaux publics d'électricité (TURPE) : 39, 40, 42, 43, 50, 59, 71, 86, 100, 104, 119, 121
Tarif réglementé de vente (TRV) : 7, 84, 85, 86, 89, 91, 95, 97
Tarif réglementé transitoire d'ajustement du marché (TaRTAM) : 7, 84, 88, 92, 99, 119, 121
Tarifs d'accès aux terminaux méthaniers (ATTM) : 48, 121
Tarifs d'utilisation des infrastructures et réseaux gaziers : 43
Transparence : 16, 19, 23, 24, 28, 79, 80, 97, 110

V

Verdon (terminal méthanier) : 44, 59

Z

Zones non interconnectées (ZNI) : 65, 88, 120

8. Liste des encadrés, figures et tableaux



8.1. Encadrés

Encadré 1 : Publication du 5 ^e rapport de la CRE sur le respect des codes de bonne conduite et l'indépendance des gestionnaires de réseaux.....	19
Encadré 2 : La Commission nationale du débat public s'implique dans les projets relatifs au cœur de réseau	32
Encadré 3 : Le compte de régulation des charges et des produits (CRCP).....	39
Encadré 4 : Rapport d'information du député Serge Poignant sur l'énergie photovoltaïque à la Commission des affaires économiques de l'Assemblée nationale.....	67
Encadré 5 : Le regard des Français sur la consommation d'électricité et les compteurs électriques évolués	73
Encadré 6 : La CRE a publié ses premières conclusions à la suite du pic de prix de l'électricité du 19 octobre 2009.....	80
Encadré 7 : Vers une nouvelle organisation du marché de l'électricité	84
Encadré 8 : Le nouveau contexte réglementaire relatif aux tarifs réglementés de vente de gaz naturel.....	89
Encadré 9 : Évolution des principes de calcul du coût évité par l'obligation d'achat.....	92
Encadré 10 : Le comparateur d'offres : un nouvel outil pour faire son choix en toute transparence.....	97

8.2. Figures

Figure 1 : Pyramide des âges et âge moyen des effectifs (hors collège)	10
Figure 2 : Taux de souscription des capacités d'entrée, de sortie et de liaison pour le premier semestre 2010 (au 31 décembre 2009)	30
Figure 3 : Localisation des projets de centrales à cycle combiné à gaz (CCG) ayant fait l'objet d'une signature de contrat de raccordement avec GRTgaz	33
Figure 4 : Les stockages de gaz naturel en France	34
Figure 5 : Taux de remplissage des stockages de gaz (novembre 2009)	36
Figure 6 : Investissements prévisionnels annuels pris en compte lors de l'élaboration du TURPE 3 en comparaison de ceux financés par RTE et ERDF sur la période 2006-2008.....	40
Figure 7 : Programmes d'investissements 2010 de GRTgaz et TIGF (en M€).....	45
Figure 8 : Schéma incitatif progressif.....	50
Figure 9 : Comparaison régionale du temps annuel moyen de coupure longue de 2003 à 2008, sur les réseaux publics de distribution exploités par ERDF, par région ERDF (utilisateurs raccordés en BT, toutes causes confondues, en minutes)	52
Figure 10 : Évolution du temps de coupure équivalent par région RTE sur le réseau public de transport de 2002 à 2008 (en minutes).....	53
Figure 11 : Comparaison de l'énergie non distribuée sur le réseau de transport (en MWh).....	53

Figure 12 : Temps annuel moyen de coupure longue subi par les utilisateurs raccordés en BT (toutes causes confondues, en minutes, moyenné par département en 2008).....	55
Figure 13 : Évolution du seuil moyen des engagements annuels dans les contrats d'accès au réseau public de transport	56
Figure 14 : Les étapes du traitement d'une demande d'exemption.....	60
Figure 15 : Puissance éolienne raccordée et en file d'attente de raccordement au réseau métropolitain continental (en MW).....	69
Figure 16 : Puissance photovoltaïque raccordée au réseau métropolitain continental (en MW) et nombre de dossiers photovoltaïques en file d'attente de raccordement	69
Figure 17 : Répartition de la puissance du parc photovoltaïque français (en MW)	70
Figure 18 : Schéma de principe des compteurs électriques évolués.....	72
Figure 19 : Les réseaux électriques du futur : comment ça marche ?	77
Figure 20 : Coefficient de production des centrales nucléaires (% du parc de référence).....	82
Figure 21 : Relation entre contrats long terme et marché en France	82
Figure 22 : Électricité : bilan de l'ouverture du marché de détail (2008-2009)	85
Figure 23 : Gaz : bilan de l'ouverture du marché de détail (2008-2009)	87
Figure 24 : Évolution moyenne comparée des tarifs à souscription et en distribution publique de GDF SUEZ de 2005 à 2010 (base 100, janvier 2005).....	89
Figure 25 : Évolution des charges entre 2003 et 2010.....	90
Figure 26 : Évolution des volumes d'achats en métropole continentale entre 2003 et 2010.....	91

8.3. Tableaux

Tableau 1 : Nombre d'expéditeurs actifs sur les réseaux et les infrastructures de gaz naturel.....	29
Tableau 2 : Évolution des tolérances journalières d'équilibrage au 1 ^{er} janvier 2009 sur le réseau de transport de GRTgaz	31
Tableau 3 : Programme d'investissements 2010 de RTE approuvé par la CRE.....	41
Tableau 4 : Évolution annuelle des grilles tarifaires et des OPEX nettes des ELD.....	46
Tableau 5 : Évolution des tarifs des ELD au 1 ^{er} juillet 2009	47
Tableau 6 : Temps annuel moyen de coupure longue au niveau de la concession (en minutes)	54
Tableau 7 : Puissance des installations éoliennes et photovoltaïques (en MW).....	71
Tableau 8 : Électricité : bilan de l'ouverture du marché de détail (2008-2009)	85
Tableau 9 : Gaz : bilan de l'ouverture du marché de détail (2008-2009)	87

9. Table des matières

Le message du collège.....	2
----------------------------	---

PARTIE 1 **LE FONCTIONNEMENT** **DE LA CRE ET L'ACTIVITÉ DU CoRDiS**.....4

1. Les compétences et l'organisation de la CRE.....5

1.1. Présentation de la CRE.....5

1.1.1. Un champ de régulation national et européen.....	5
---	---

1.1.2. L'organisation des marchés de l'électricité et du gaz.....	5
---	---

1.2. Les missions de la CRE.....6

1.2.1. La CRE régule les réseaux d'électricité et de gaz.....	6
---	---

1.2.1.1. La CRE garantit le droit d'accès aux réseaux publics d'électricité et aux réseaux et installations de gaz naturel.....	6
---	---

1.2.1.2. La CRE veille au bon fonctionnement et au développement des réseaux d'électricité et de gaz, ainsi qu'à l'indépendance de leurs gestionnaires.....	6
---	---

1.2.1.3. La CRE contribue à la construction du marché intérieur européen de l'électricité et du gaz par l'harmonisation des règles d'accès aux réseaux et l'optimisation des interconnexions entre marchés nationaux.....	6
---	---

1.2.2. La CRE régule les marchés de l'électricité et du gaz.....	6
--	---

1.2.2.1. 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.....	6
--	---

1.2.2.2. La CRE veille au bon fonctionnement des marchés de détail.....	6
---	---

1.2.2.3. 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.....	7
--	---

1.2.2.4. La CRE informe l'ensemble des consommateurs.....	7
---	---

1.3. L'organisation de la CRE.....7

1.3.1. Les membres du collège.....	7
------------------------------------	---

1.3.2. Les services de la CRE.....	8
------------------------------------	---

1.4. L'activité en chiffres.....9

1.5. Les moyens budgétaires.....9

1.6. Les personnels.....9

2. Le Comité de règlement des différends et des sanctions (CoRDiS).....10

2.1. Les compétences, la composition et les activités du CoRDiS.....	10
--	----

2.2. Trois décisions ont revêtu une importance caractérisée.....	11
--	----

2.2.1. Le raccordement au réseau public de transport est possible pour un industriel déjà raccordé au réseau public de distribution.....	11
--	----

2.2.2. Un site indirectement raccordé au réseau public de distribution peut bénéficier d'une prestation de comptage de la part d'ERDF.....	12
--	----

2.2.3. Un producteur d'électricité a l'obligation de participer aux services système.....	13
---	----

PARTIE 2 **LA MISE EN ŒUVRE DU 3^e PAQUET ÉNERGIE** **VA RENFORCER LA RÉGULATION** **DANS CE SECTEUR**.....14

1. L'adoption du 3^e paquet énergie conduit à renforcer et à harmoniser par le haut les missions et les compétences des autorités de régulation nationales.....15

1.1. Le régulateur a un rôle accru dans la procédure de tarification d'utilisation des réseaux électriques et gaziers et des installations de gaz naturel liquéfié.....	15
---	----

1.2. La nouvelle procédure de certification renforce le contrôle du régulateur sur l'indépendance des gestionnaires de réseaux.....	16
---	----

1.3. La compétence du régulateur en matière de surveillance des marchés est étendue au marché de détail.....	16
--	----

1.4. Le régulateur reçoit de nouveaux pouvoirs généraux.....	16
--	----

2. Le souci de l'indépendance des gestionnaires de réseaux (*unbundling*) est au cœur du 3^e paquet........16

2.1. ... principalement pour les gestionnaires de réseaux de transport.....	16
---	----

2.2. ... mais aussi pour les gestionnaires de réseaux de distribution.....	17
--	----

3. L'Agence de coopération des régulateurs de l'énergie constitue un nouvel outil de coordination des régulateurs au niveau européen	18
3.1. L'ACER relaiera au niveau européen les actions des régulateurs nationaux	18
3.2. Les autorités de régulation nationales joueront un rôle actif auprès de l'ACER	19

PARTIE 3 **LE RÉGULATEUR CONTRIBUE AU BON FONCTIONNEMENT DES INFRASTRUCTURES, À L'INTERCONNEXION DES RÉSEAUX EUROPÉENS ET À LA SÉCURITÉ D'APPROVISIONNEMENT**

LES RÉSEAUX ÉLECTRIQUES

1. Les initiatives régionales et les travaux au sein de l'ERGEG contribuent à la construction effective du marché intérieur	21
1.1. En attendant la transposition et la mise en œuvre du 3 ^e paquet énergie, l'ERGEG prépare les futures règles de fonctionnement des réseaux électriques	21
1.1.1. Un projet pilote sur le raccordement et l'accès aux réseaux électriques est en cours	21
1.1.2. Les lignes directrices sur le mécanisme d'ajustement ont été publiées en septembre 2009	21
1.2. La CRE exerce une influence forte dans le processus d'intégration régionale des marchés de l'électricité, afin...	22
1.2.1. ... d'améliorer les mécanismes d'allocation de capacités de long terme	22
1.2.1.1. Un jeu de règles unique a été approuvé pour la région Centre-Ouest	22
1.2.1.2. La plateforme CASC-CWE sera étendue aux interconnexions de la région Centre-Sud	22
1.2.1.3. Un nouveau jeu de règles et une nouvelle plateforme d'allocation sur l'interconnexion France-Angleterre ont été mis en place	22
1.2.2. ... d'assurer la fermeté des capacités	23
1.2.3. ... d'intégrer progressivement les mécanismes d'ajustement	23
1.2.4. ... et de garantir une plus grande transparence	23
1.3. La CRE a publié en juin 2009 son 3 ^e rapport sur la gestion et l'utilisation des interconnexions françaises	24

2. L'action de la CRE favorise le renforcement de la sécurité d'exploitation et la participation des consommateurs d'électricité au mécanisme d'ajustement	24
2.1. La CRE encourage la participation des consommateurs au mécanisme d'ajustement	24
2.1.1. Un premier bilan de la participation des consommateurs industriels au mécanisme d'ajustement a été dressé	24
2.1.2. L'expérimentation des effacements diffus a été prolongée	25
2.2. Le fonctionnement du mécanisme d'ajustement et du système de responsable d'équilibre s'améliore	26
2.2.1. La CRE a approuvé l'introduction des nouvelles règles relatives au mécanisme d'ajustement et à la programmation	26
2.2.2. La CRE a approuvé l'introduction des nouvelles règles relatives au dispositif de responsable d'équilibre (fournisseur)	26

LES INFRASTRUCTURES ET LES RÉSEAUX GAZIERS

1. Les initiatives régionales et les travaux de l'ERGEG contribuent à la construction effective du marché intérieur	27
1.1. Dans la perspective de la transposition du 3 ^e paquet énergie, l'ERGEG participe à la définition des futures règles de fonctionnement des infrastructures et réseaux gaziers	27
1.2. Les initiatives régionales gaz permettent d'intégrer les marchés et de renforcer la sécurité d'approvisionnement	28
1.2.1. L'appel au marché pour l'allocation de capacités à l'interconnexion de Taisnières a été positif	28
1.2.2. L'intégration des marchés ibériques, français et nord-européens progresse	28
2. La CRE contribue à l'amélioration du fonctionnement des infrastructures gazières et au renforcement de la sécurité d'approvisionnement	28
2.1. L'accès aux infrastructures gazières est déterminant pour le bon fonctionnement des marchés	29

2.2. L'équilibrage sur le réseau de GRTgaz évolue	30
2.2.1. Un an après sa création, le fonctionnement de Powernext Gaz se révèle satisfaisant	30
2.2.2. La tolérance d'équilibrage a été redistribuée en faveur de la zone Sud	31
2.3. Le groupe de travail Concertation Gaz sur les réseaux de transport a donné ses premiers résultats	31
2.4. La question de l'accès des centrales de production d'électricité aux réseaux de transport de gaz naturel est stratégique	32
2.5. Les terminaux méthaniers font l'objet d'une régulation	34
2.5.1. Les capacités de Fos-Tonkin seront allouées	34
2.5.2. Le terminal de Fos-Cavaou est désormais en service	35
2.6. L'utilisation des stockages de gaz naturel affiche un bilan positif	35
3. GDF SUEZ s'est engagé auprès de la Commission européenne à limiter à 50 % sa part des capacités de long terme d'entrée en France	37

PARTIE 4 LA RÉGULATION EST AU SERVICE DES INVESTISSEMENTS ET DE LA QUALITÉ

1. Les nouveaux tarifs d'utilisation des réseaux d'électricité et des réseaux et infrastructures de gaz garantissent le niveau adéquat d'investissements	39
1.1. Les tarifs d'utilisation des réseaux d'électricité permettent une relance des investissements	39
1.1.1. Les nouveaux tarifs d'utilisation des réseaux d'électricité ont été approuvés et sont entrés en vigueur au 1 ^{er} août 2009	39
1.1.1.1. Les nouveaux tarifs offrent de la visibilité aux opérateurs tout en permettant les ajustements nécessaires	39
1.1.1.2. Le tarif de distribution prend en compte des objectifs de maîtrise de la demande de l'énergie grâce à la différenciation temporelle	40
1.1.2. Le régulateur s'assure de la programmation et de la réalisation des investissements nécessaires sur le réseau de transport	40
1.1.2.1. L'augmentation du niveau d'investissements sur le réseau de transport est confirmée	41

1.1.2.2. Le développement des infrastructures d'interconnexion doit se poursuivre	41
1.1.3. De nouveaux chantiers ont été lancés par la CRE en 2009	42
1.1.3.1. Un groupe de travail a été chargé de dresser un diagnostic des différentes évolutions possibles du dispositif de couverture des pertes sur les réseaux	42
1.1.3.2. Un groupe de travail a été chargé d'éclairer les futures décisions de la CRE concernant la qualité de l'alimentation sur les réseaux publics de distribution d'électricité	42
1.1.3.3. Une réflexion sur la structure des tarifs a été engagée pour renforcer la prise en compte des objectifs de maîtrise de la demande	43
1.2. Les investissements ont un impact sur les tarifs d'utilisation des infrastructures et réseaux gaziers	43
1.2.1. Le régulateur s'assure de la programmation et de la réalisation des investissements nécessaires sur les réseaux de transport	43
1.2.1.1. Le bilan de la mise en œuvre des programmes d'investissements 2009 a été dressé	43
1.2.1.2. Les programmes d'investissements annuels 2010 des gestionnaires de réseaux de transport de gaz naturel ont été approuvés	44
1.2.1.3. Les transporteurs GRTgaz et TIGF ont présenté leurs plans d'investissements indicatifs à dix ans	44
1.2.2. De nouveaux tarifs sont entrés en vigueur	46
1.2.2.1. ... au 1 ^{er} juillet 2009, pour les entreprises locales de distribution	46
1.2.2.2. ... au 1 ^{er} juillet 2009, pour le distributeur GrDF	48
1.2.2.3. ... au 1 ^{er} janvier 2010, pour les tarifs d'accès aux terminaux méthaniers	48
1.2.2.4. ... au 1 ^{er} avril 2010, pour le tarif de GRTgaz	49
1.2.3. L'injection de bio-méthane sur les réseaux de distribution de gaz naturel est à l'étude	49

2. La régulation incitative encourage les gestionnaires de réseaux à améliorer leur efficacité, tant en gaz qu'en électricité	49
2.1. En électricité, la qualité de service fait l'objet d'une incitation financière dans le TURPE	50
2.1.1. La qualité de service aux utilisateurs est une priorité	50

2.1.2. Du suivi au bilan de la qualité, le régulateur s'assure des performances des gestionnaires de réseaux publics d'électricité	51
2.1.2.1. La qualité de la fourniture d'électricité tend à se dégrader depuis 2000	52
2.1.2.2. L'année 2009 a été marquée par des événements exceptionnels	52
2.1.2.3. La qualité est disparate sur le territoire	54
2.1.2.4. Les besoins sont différents selon les utilisateurs des réseaux publics d'électricité	54
2.2. En gaz naturel, la qualité de service de GrDF, GRTgaz et TIGF a fait l'objet d'un premier rapport publié en novembre 2009	57

3. La CRE précise les conditions dans lesquelles une infrastructure électrique ou gazière peut bénéficier d'une exemption des règles à l'accès des tiers

3.1. Les terminaux méthaniers peuvent bénéficier d'une exemption	59
3.1.1. Les critères d'exemption sont définis par les directives européennes et la loi française	59
3.1.2. À l'occasion d'un premier dossier d'exemption, la CRE a fixé sa doctrine	60
3.1.2.1. Le traitement d'un dossier d'exemption est soumis à plusieurs principes directeurs	60
3.1.2.2. La CRE est étroitement impliquée à tous les stades de la procédure de demande d'exemption	60
3.1.3. Le terminal de Dunkerque LNG a obtenu son exemption	61
3.2. Les nouvelles interconnexions électriques peuvent être exemptées	62
3.2.1. L'exemption est prévue par la législation européenne	62
3.2.2. L'exemption n'est pas prévue dans la législation française	63
3.2.3. La CRE élabore une procédure de demande de dérogation pour les nouvelles interconnexions électriques exemptées	63
3.2.4. Une demande de dérogation pour une nouvelle interconnexion électrique a été présentée à la CRE	63

PARTIE 5 **LES ÉNERGIES RENOUVELABLES,** **LE COMPTAGE ÉVOLUÉ ET LES RÉSEAUX** **DU FUTUR SONT DES MOYENS PRIVILÉGIÉS** **EN FAVEUR DU DÉVELOPPEMENT DURABLE**

1. Deux dispositifs constituent des incitations à la production d'électricité à partir d'énergies renouvelables : les appels d'offres et les tarifs d'achat

1.1. Deux appels d'offres ont été lancés en 2009	65
1.1.1. Le premier appel d'offres a porté sur des centrales utilisant l'énergie issue de la biomasse	65
1.1.2. Le second appel d'offres a porté sur des centrales solaires au sol	65
1.2. Les tarifs d'achat ont été révisés	66
1.2.1. L'avis de la CRE sur le projet d'arrêté tarifaire pour l'électricité produite à partir de bagasse n'est favorable que pour les nouvelles installations	66
1.2.2. Le tarif d'obligation d'achat pour la filière biomasse a été fortement réévalué	66
1.2.3. Un nouveau tarif géothermie a pour objectif de dynamiser la filière française	66
1.2.4. Le tarif proposé pour les installations solaires ne prend pas en compte la baisse du prix des équipements photovoltaïques	67

2. Le développement des énergies renouvelables exige un effort pour leur raccordement aux réseaux publics d'électricité

2.1. Les demandes de raccordement augmentent de manière exponentielle avec le développement des installations de production décentralisée	68
2.2. Les réseaux insulaires atteignent les limites technologiques d'accueil de la production intermittente et non pilotable	70
2.3. Les conditions financières de raccordement évoluent et seront modifiées en vue de la mise en œuvre des schémas de raccordement des énergies renouvelables	71

3. Les outils de comptage contribuent à la maîtrise de la demande d'énergie	72
3.1. Le comptage évolué en électricité constitue un enjeu majeur	72
3.1.1. La CRE organise le suivi des projets de comptage évolué	72
3.1.1.1. Les groupes de concertation participent à la définition des projets en cours	73
3.1.1.2. La délibération de la CRE du 11 février 2010 encadre les modalités de l'évaluation de l'expérimentation du projet Linky d'ERDF	74
3.1.1.3. L'expérimentation engagée par ERDF sera complétée par un appel à manifestation d'intérêt de l'ADEME concernant la partie des équipements en aval des compteurs	74
3.1.2. La CRE a transmis au ministre une proposition de décret sur le comptage évolué	75
3.2. Le comptage évolué en gaz fait l'objet d'une concertation	75
4. Le comptage évolué constitue un premier pas vers les réseaux électriques du futur	75
4.1. Les énergies renouvelables doivent être intégrées aux réseaux	75
4.1.1. La production d'électricité à partir des sources d'énergies renouvelables va générer des flux d'énergie intermittents et diffus qui vont bousculer les règles habituelles d'exploitation des gestionnaires de réseaux	75
4.1.2. Les installations de production d'électricité à partir des sources d'énergies renouvelables bénéficient d'une priorité d'accès aux réseaux	75
4.2. De nouveaux usages vont se développer	76
4.3. Le raccordement de l'éolien maritime, l'équilibre entre l'offre et la demande et l'adaptation des réseaux de distribution pour l'accueil des véhicules électriques et hybrides rechargeables sont des enjeux considérables	76
4.4. L'EREGG exerce son influence sur les budgets de recherche accordés par la Commission européenne aux gestionnaires de réseaux et élabore sa position sur les réseaux intelligents	76
4.5. La CRE anticipe les enjeux tarifaires des réseaux intelligents du futur	76

PARTIE 6

LA CRE CONCOURT AU BON FONCTIONNEMENT DES MARCHÉS DE L'ÉLECTRICITÉ ET DU GAZ AU BÉNÉFICE DES CONSOMMATEURS

1. La CRE surveille la formation des prix sur les marchés de gros	79
1.1. La CRE a publié son 2^e rapport sur le fonctionnement des marchés de gros français de l'électricité et du gaz naturel	79
1.1.1. Pour le marché de gros de l'électricité, le rapport rend compte des travaux d'audit concernant la valorisation du parc de production d'EDF	79
1.1.2. Pour le marché de gros du gaz naturel, le rapport constate que les pics de prix ne révèlent pas d'abus de marché	81
1.2. De nouveaux indicateurs de surveillance des marchés de gros ont été publiés en 2009	83
2. La CRE contribue à garantir le bon fonctionnement des marchés de détail	83
2.1. La CRE fait le bilan du développement des marchés de détail sur l'année 2009	83
2.2. La CRE se prononce sur les tarifs réglementés de vente d'électricité et de gaz	86
2.2.1. Les tarifs réglementés de vente d'électricité ont évolué tant en niveau qu'en structure	86
2.2.2. Le cadre réglementaire relatif aux tarifs réglementés de vente de gaz naturel a été modifié	86
2.3. La CRE gère les mécanismes de compensation des charges supportées par les fournisseurs	88
2.3.1. Les charges de service public de l'électricité augmentent considérablement	88
2.3.1.1. L'obligation d'achat constitue le premier poste des charges constatées au titre de 2008	90
2.3.1.2. L'obligation d'achat en métropole restera le premier poste de charges en 2010 compte tenu du développement des filières éolienne et photovoltaïque	90
2.3.1.3. La contribution unitaire nécessaire en 2010 pour couvrir les charges s'élève à 6,51 €/MWh	90
2.3.1.4. Les plafonnements au titre de la valeur ajoutée sont en nette augmentation	91

2.3.2. Le tarif spécial de solidarité gaz fait l'objet d'une contribution spécifique	91	2.2. Calendrier des institutions de l'Union européenne	109
2.3.2.1. Les charges constatées au titre de 2008 sont nettement inférieures à celles qui étaient prévues	91	2.3. Fora européens	109
2.3.2.2. Les charges prévisionnelles au titre de 2010 progressent avec le nombre de bénéficiaires	92	2.4. Travaux liés à la mise en œuvre du 3 ^e paquet	109
2.3.2.3. Les charges notifiées aux fournisseurs pour 2008 ont été intégralement compensées	92	2.5. Activités dans le cadre du CEER/ERGEG	110
2.3.3. Les charges liées au TaRTAM restent très élevées	92	2.6. Activités de l'International Strategy Group du CEER (ISG)	110
2.4. La CRE organise la concertation pour améliorer le fonctionnement des marchés de détail	92	2.7. Travaux de l'Association des régulateurs méditerranéens de l'électricité et du gaz (MEDREG)	110
2.4.1. Les consommateurs participent à la concertation	93	2.8. Avancées de la zone Nord-Ouest : conférence à l'Assemblée nationale	110
2.4.2. Les instances de concertation ont fait évoluer les règles de fonctionnement de marché	93	3. Conseil des régulateurs européens de l'énergie (CÉER)	111
2.4.3. Les systèmes d'information doivent s'adapter aux évolutions des règles de marché et aux futurs enjeux	94	4. Glossaire	113
2.5. La CRE contribue, avec le médiateur national de l'énergie, à l'information des consommateurs	94	5. Sigles	121
2.5.1. Un déficit d'information des consommateurs subsiste	94	6. Unités et conversions	122
2.5.2. Le dispositif Énergie-Info est le guichet unique d'information des consommateurs	95	6.1. Gaz	122
		6.2. Électricité	122
		7. Index	123
ANNEXES	98	8. Liste des encadrés, figures et tableaux	125
1. Synthèse des principales délibérations de la CRE du 12 février 2009 au 17 décembre 2009	99	8.1. Encadrés	125
2. Calendrier européen et international 2009	109	8.2. Figures	125
2.1. Calendrier d'adoption du 3 ^e paquet	109	8.3. Tableaux	125
		9. Table des matières	126

Crédits photos :
Couverture : Terminal méthanier : GDF SUEZ/Blaise Porte, pylône : Fotolia, manomètre : GRTgaz/Philippe Dureuil, foule : Fotolia, ENR : Fotolia, barrage : Fotolia.
Pages intérieures : p. 2 : Alain Lebreton/François Daburon, pp. 4-5 : Alain Lebreton, pp. 14-15 : Fotolia, p. 18 : Parlement européen, pp. 20-21 : Fotolia,
p. 25 : Medianet RTE/Laurent Vautrin, p. 35 : GDF SUEZ/Gilles Crampes, pp. 38-39 : Fotolia, p. 61 : Hopi Production, pp. 64-65 : iStockphoto, p. 74 : Fotolia,
pp. 78-79 : Fotolia, p. 88 : Fotolia, pp. 98-99 : Fotolia

Réalisé par **créapix** - Agence conseil en communication éditoriale - Paris

Imprimé sur papier FSC  - Imprimerie Moderne de l'Est - 

ISBN 978-2-11-099352-6 - ISSN 1771-3188



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