



Rapport transmis à la DG ENER  
Juillet 2011

# SOMMAIRE

|              |  |           |
|--------------|--|-----------|
| <b>I .</b>   | <b>Présentation de la Commission de régulation de l'énergie .....</b>            | <b>1</b>  |
| 1            | La composition de la CRE.....  | 1         |
| 2            | Les moyens financiers de la CRE.....   | 1         |
| 3            | Les missions du Comité de règlement des différends et des sanctions (CoRDs)..... | 1         |
| 4            | Principales missions.....  | 2         |
| 5            | Principaux pouvoirs du Collège .....   | 2         |
| <b>II .</b>  | <b>La régulation du marché de l'électricité .....</b>                            | <b>4</b>  |
| 1            | Les échanges transfrontaliers d'énergie.....                                     | 4         |
| 1.1          | Les initiatives régionales : des progressions différentes .....                  | 4         |
| 1.2          | Les moyens d'action en vue de l'intégration des marchés.....                     | 5         |
| 2            | La régulation de l'accès aux réseaux de transport et de distribution.....        | 9         |
| 2.1          | Les tarifs d'accès aux réseaux .....   | 10        |
| 2.2          | L'ajustement .....   | 15        |
| 2.3          | Les principes de dissociation comptable.....                                     | 19        |
| 2.4          | Indépendance des gestionnaires de réseaux publics .....                          | 20        |
| <b>III .</b> | <b>Le fonctionnement du marché français de l'électricité .....</b>               | <b>23</b> |
| 1            | Le marché de gros .....  | 23        |
| 1.1          | Production - consommation.....   | 23        |
| 1.2          | Les prix de marché day-ahead .....   | 24        |
| 1.3          | Les marchés organisés.....   | 25        |
| 1.4          | Le marché OTC .....  | 25        |
| 1.5          | Le négoce transfrontalier .....  | 26        |
| 2            | Le marché de détail.....   | 34        |
| 2.1          | Les consommateurs.....   | 34        |
| 2.2          | Les parts de marché .....  | 35        |
| 2.3          | Les fournisseurs .....   | 38        |
| 2.4          | Les gestionnaires de réseaux .....   | 38        |
| 2.5          | Le changement de fournisseur .....   | 39        |
| 2.6          | Les prix de détail.....  | 41        |
| 2.7          | Les questions et les réclamations des consommateurs.....                         | 43        |
| 2.8          | Relations contractuelles entre les clients et les fournisseurs .....             | 45        |
| 3            | Analyse concurrentielle et abus de position dominante .....                      | 48        |
| 3.1          | Marché de gros .....   | 48        |
| 3.2          | L'affaire Gaz et Electricité de Grenoble (GEG).....                              | 50        |
| <b>IV .</b>  | <b>La régulation du marché du gaz naturel.....</b>                               | <b>52</b> |
| 1            | Le développement des initiatives régionales dans le gaz .....                    | 52        |
| 2            | Gestion et allocation de la capacité d'interconnexion .....                      | 56        |
| 2.1          | Les congestions sur le réseau de transport.....                                  | 56        |

|   |   |            |
|---|---|------------|
| 2.2   | Mécanismes visant à faire face à la congestion.....                           | 56         |
| 3   | La régulation des activités des sociétés de transport et de distribution..... | 61         |
| 3.1   | Nombre de gestionnaires de réseaux.....                                       | 61         |
| 3.2   | Les tarifs d'accès aux réseaux.....   | 63         |
| 3.3   | L'équilibrage.....  | 69         |
| 3.4   | Les principes de dissociation comptable.....                                  | 72         |
| 3.5   | Indépendance des gestionnaires de réseaux publics.....                        | 74         |
| <b>V . Le fonctionnement du marché français du gaz.....</b> |   | <b>77</b>  |
| 1   | Le marché de gros.....  | 77         |
| 1.1   | Etat des lieux.....   | 77         |
| 1.2   | Evolution des prix <i>day-ahead</i> sur le marché de gros du gaz.....         | 78         |
| 1.3   | Les marchés organisés.....  | 80         |
| 1.4   | Le marché OTC.....  | 80         |
| 1.5   | Les livraisons aux PEGs.....  | 81         |
| 2   | Le marché de détail.....  | 82         |
| 2.1   | Les consommateurs.....  | 82         |
| 2.2   | Les parts de marché.....  | 83         |
| 2.3   | Les fournisseurs.....   | 86         |
| 2.4   | Les gestionnaires de réseaux.....   | 86         |
| 2.5   | Le changement de fournisseur.....   | 87         |
| 2.6   | Les prix de détail.....   | 90         |
| 2.7   | Questions et les réclamations.....  | 91         |
| 3   | Analyse concurrentielle et abus de position dominante.....                    | 95         |
| 3.1   | Marché de gros.....   | 95         |
| <b>VI . Sécurité de l'approvisionnement.....</b>            |   | <b>97</b>  |
| 1   | Electricité.....  | 97         |
| 1.1   | La situation actuelle.....  | 97         |
| 1.2   | Les projets d'infrastructures.....  | 101        |
| 2   | Gaz.....  | 103        |
| 2.1   | La situation actuelle.....  | 103        |
| 2.2   | Les projets d'infrastructures.....  | 108        |
| <b>VII . Questions relatives au service public.....</b>     |   | <b>112</b> |
| 1   | Résumé des dispositions applicables.....                                      | 112        |
| 1.1   | Pour la mise en œuvre d'un système d'étiquetage.....                          | 112        |
| 1.2   | Pour l'application des critères visés à l'annexe A des directives.....        | 112        |
| 1.3   | Pour le traitement des clients vulnérables.....                               | 113        |
| 1.4   | Pour la fourniture de secours.....  | 114        |
| 2   | La réglementation des prix appliqués à l'utilisateur final.....               | 114        |
| 2.1   | Electricité.....  | 118        |
| 2.2   | Gaz.....  | 118        |

## Liste des tableaux

|  |           |
|--|-----------|
| <b>TABLEAU N°1 : LE PRIX DES ECARTS</b>  | <b>18</b> |
| <b>TABLEAU N°2 : STRUCTURE DU MARCHÉ FRANÇAIS</b>  | <b>23</b> |
| <b>TABLEAU N°3 : DIFFÉRENTIEL MOYEN ENTRE LES OFFRES À L'ACHAT ET LES OFFRES À LA VENTE</b>  | <b>26</b> |
| <b>TABLEAU N°4 : CAPACITÉS D'IMPORT ET D'EXPORT ENTRE LA FRANCE ET LES PAYS VOISINS EN 2010 (EN MW)</b>                              | <b>27</b> |
| <b>TABLEAU N°5 : CORRELATIONS DES PRIX ENTRE LA FRANCE ET LES PAYS VOISINS (<i>SPOT</i>J+1)</b>                                      | <b>28</b> |
| <b>TABLEAU N°6 : ÉCART DE PRIX MOYEN ENTRE LA FRANCE ET LES PAYS VOISINS (<i>SPOT</i>J+1)</b>  | <b>29</b> |
| <b>TABLEAU N°7 : ÉCART DE PRIX MOYEN ENTRE LA FRANCE ET LES PAYS VOISINS (<i>FORWARD</i> ANNUEL Y+1)</b>                             | <b>29</b> |
| <b>TABLEAU N°8 : RÉPARTITION DES CONSOMMATEURS FINAUX PAR TYPE DE SITE (AU 31 DÉCEMBRE 2010)</b>                                     | <b>35</b> |
| <b>TABLEAU N°9 : RÉPARTITION DE LA CONSOMMATION ANNUELLE DES CONSOMMATEURS FINAUX (AU 31 DÉCEMBRE 2010)</b>                          | <b>35</b> |
| <b>TABLEAU N°10 : PARTS DE MARCHÉ (AU 31 DÉCEMBRE 2010)</b>  | <b>36</b> |
| <b>TABLEAU N°11 : PARTS DE MARCHÉ DES 3 FOURNISSEURS HISTORIQUES LES PLUS SIGNIFICATIFS (EN NOMBRE DE SITES AU 31 DÉCEMBRE 2010)</b> | <b>37</b> |
| <b>TABLEAU N°12 : PARTS DE MARCHÉ DES 3 FOURNISSEURS ALTERNATIFS LES PLUS SIGNIFICATIFS (EN NOMBRE DE SITES AU 31 DÉCEMBRE 2010)</b> | <b>37</b> |
| <b>TABLEAU N°13 : PARTS DE MARCHÉ EN VOLUME (AU 31 DÉCEMBRE 2010)</b>  | <b>37</b> |
| <b>TABLEAU N°14 : PARTS DE MARCHÉ DES 3 FOURNISSEURS HISTORIQUES LES PLUS SIGNIFICATIFS EN VOLUME (AU 31 DÉCEMBRE 2010)</b>          | <b>37</b> |
| <b>TABLEAU N°15 : PARTS DE MARCHÉ DES 3 FOURNISSEURS ALTERNATIFS LES PLUS SIGNIFICATIFS EN VOLUME (AU 31 DÉCEMBRE 2010)</b>          | <b>38</b> |
| <b>TABLEAU N°16 : FACTURE AUX TARIFS RÉGLEMENTÉS DE VENTE D'ÉLECTRICITÉ (AU 31 DÉCEMBRE 2010)</b>                                    | <b>42</b> |
| <b>TABLEAU N°17 : FRACTION DE CAPACITÉ FERME ANNUELLE RESTITUABLE POUR CHAQUE POINT CONCERNÉ</b>                                     | <b>58</b> |
| <b>TABLEAU N°18 : TABLEAU RÉCAPITULATIF DES INFORMATIONS DEMANDÉES PAR LA DG ENER</b>  | <b>76</b> |

|  |            |
|--|------------|
| <b>TABLEAU N° 19 : IMPORTATIONS, EXPORTATIONS, ET PRODUCTION DE GAZ PAR ZONES</b>  | <b>78</b>  |
| <b>TABLEAU N°20 : REPARTITION DES CONSOMMATEURS FINALS PAR TYPE DE SITE (AU 31 DECEMBRE 2010)</b>  | <b>83</b>  |
| <b>TABLEAU N°21 : REPARTITION DE LA CONSOMMATION ANNUELLE DES CONSOMMATEURS FINALS (AU 31 DECEMBRE 2010)</b>                               | <b>83</b>  |
| <b>TABLEAU N°22 : PARTS DE MARCHE EN NOMBRE DE SITES DES 3 FOURNISSEURS LES PLUS SIGNIFICATIFS (AU 31 DECEMBRE 2010)</b>                   | <b>84</b>  |
| <b>TABLEAU N°23 : PARTS DE MARCHE EN NOMBRE DE SITES DES 3 FOURNISSEURS HISTORIQUES LES PLUS SIGNIFICATIFS (AU 31 DECEMBRE 2010)</b>       | <b>85</b>  |
| <b>TABLEAU N°24 : PARTS DE MARCHE EN NOMBRE DE SITES DES 3 FOURNISSEURS ALTERNATIFS LES PLUS SIGNIFICATIFS (AU 31 DECEMBRE 2010)</b>       | <b>85</b>  |
| <b>TABLEAU N°25 : PARTS DE MARCHE EN CONSOMMATION ANNUELLE DES 3 FOURNISSEURS LES PLUS SIGNIFICATIFS (AU 31 DECEMBRE 2010)</b>             | <b>85</b>  |
| <b>TABLEAU N°26 : PARTS DE MARCHE EN CONSOMMATION ANNUELLE DES 3 FOURNISSEURS HISTORIQUES LES PLUS SIGNIFICATIFS (AU 31 DECEMBRE 2010)</b> | <b>85</b>  |
| <b>TABLEAU N°27 : PARTS DE MARCHE EN CONSOMMATION ANNUELLE DES 3 FOURNISSEURS ALTERNATIFS LES PLUS SIGNIFICATIFS (AU 31 DECEMBRE 2010)</b> | <b>86</b>  |
| <b>TABLEAU N°28 : FACTURE AUX TARIFS REGLEMENTES DE VENTE DE GDF SUEZ AU 31 DECEMBRE 2010 (€/MWh)</b>                                      | <b>90</b>  |
| <b>TABLEAU N°29 : LE MIX DE PRODUCTION ELECTRIQUE DE LA FRANCE</b>   | <b>99</b>  |
| <b>TABLEAU N°30 : LE PARC ELECTRIQUE INSTALLE PAR SOURCE EN FRANCE (AU 31 DECEMBRE 2010)</b>   | <b>99</b>  |
| <b>TABLEAU N°31 : L'ADEQUATION DU SYSTEME ET LE CRITERE DE SECURITE</b>  | <b>102</b> |
| <b>TABLEAU N°32 : BILAN PHYSIQUE DU MARCHE FRANÇAIS EN 2010 EN COMPARAISON AVEC 2009 (EN TWh ET EN MTEP)</b>                               | <b>104</b> |
| <b>TABLEAU N°33 : VOLUME DE GAZ UTILE EN % ET EN TWh DU 1ER AVRIL 2008 AU 1ER OCTOBRE 2010</b>   | <b>106</b> |
| <b>TABLEAU N°34 : PRINCIPAUX PROJETS D'INFRASTRUCTURES GAZIERES (2010-2019)</b>  | <b>111</b> |
| <b>TABLEAU N°35 : LA REGLEMENTATION DES PRIX APPLIQUES A L'UTILISATEUR FINAL (POUR UN CLIENT RESIDENTIEL)</b>                              | <b>116</b> |
| <b>TABLEAU N°36 : LA REGLEMENTATION DES PRIX APPLIQUES A L'UTILISATEUR FINAL (POUR UN CLIENT PROFESSIONNEL)</b>                            | <b>117</b> |

## **Liste des illustrations**

|   |           |
|---|-----------|
| <b>FIGURE N° 1 : ÉVOLUTION DES PARTS DE MARCHE MENSUELLES POUR L'ÉNERGIE D'AJUSTEMENT A LA HAUSSE (EN %)</b>                                      | <b>16</b> |
| <b>FIGURE N° 2 : ÉVOLUTION DES PARTS DE MARCHE MENSUELLES POUR L'ÉNERGIE D'AJUSTEMENT A LA BAISSSE (EN %)</b>                                     | <b>17</b> |
| <b>FIGURE N° 3 : ÉVOLUTION DES PRIX MOYENS PONDERES MENSUELS SUR LE MECANISME D'AJUSTEMENT FRANÇAIS ET DU PRIX DU MARCHE POWERNEXT (EN €/MWh)</b> | <b>18</b> |
| <b>FIGURE N° 4 : TRANSACTIONS A L'INTERCONNEXION FRANCE – ALLEMAGNE EN 2010</b>   | <b>30</b> |
| <b>FIGURE N° 5 : TRANSACTIONS A L'INTERCONNEXION FRANCE – BELGIQUE EN 2010</b>  | <b>31</b> |
| <b>FIGURE N° 6 : TRANSACTIONS A L'INTERCONNEXION FRANCE – GRANDE-BRETAGNE EN 2010</b>   | <b>32</b> |
| <b>FIGURE N° 7 : TRANSACTIONS A L'INTERCONNEXION FRANCE – ESPAGNE EN 2010</b>   | <b>33</b> |
| <b>FIGURE N° 8 : TRANSACTIONS A L'INTERCONNEXION FRANCE – ITALIE EN 2010</b>  | <b>33</b> |

|  |            |
|--|------------|
| <b>FIGURE N° 9 : TRANSACTIONS A L'INTERCONNEXION FRANCE – SUISSE EN 2010</b>   | <b>34</b>  |
| <b>FIGURE N° 10 : TYPOLOGIE DES SITES DE FOURNITURE D'ELECTRICITE AU 31 DECEMBRE 2010</b>  | <b>36</b>  |
| <b>FIGURE N°11 : EVOLUTION DE L'INDICE HHI</b>   | <b>38</b>  |
| <b>FIGURE N°12 : LES FOURNISSEURS D'ELECTRICITE</b>  | <b>39</b>  |
| <b>FIGURE N°13 : TAUX DE SWITCH</b>  | <b>42</b>  |
| <b>FIGURE N°14 : ENERGIE CONCERNEE PAR LES QUESTIONS &amp; RECLAMATIONS DE CONSOMMATEURS (ELECTRICITE / GAZ / ELECTRICITE &amp; GAZ)</b> | <b>46</b>  |
| <b>FIGURE N°15 : RESEAUX DE TRANSPORT DE GAZ NATUREL ET TERMINAUX METHANIERS</b>   | <b>63</b>  |
| <b>FIGURE N°16 : LES REGLES DE FACTURATION DES DESEQUILIBRES JOURNALIERS SUR LE RESEAU GRTGAZ</b>  | <b>71</b>  |
| <b>FIGURE N°17 : PRIX DU DAY-AHEAD AU PEG NORD (MOYENNES MENSUELLES)</b>   | <b>79</b>  |
| <b>FIGURE N°18 : PRIX DU DAY-AHEAD AU PEG NORD ET COURS DU BRENT (JOURS OUVRES)</b>  | <b>80</b>  |
| <b>FIGURE N°19 : VOLUME DES LIVRAISONS NETTES DE GAZ SUR LE MARCHE DE GROS FRANÇAIS</b>  | <b>82</b>  |
| <b>FIGURE N°20 : TYPOLOGIE DES SITES DE FOURNITURE DE GAZ AU 31 DECEMBRE 2010</b>  | <b>84</b>  |
| <b>FIGURE N° 21 : EVOLUTION DE L'INDICE HHI</b>  | <b>86</b>  |
| <b>FIGURE N°22 : LES FOURNISSEURS DE GAZ NATUREL</b>   | <b>87</b>  |
| <b>FIGURE N°23 : TAUX DE SWITCH DE 2008 A 2010</b>   | <b>90</b>  |
| <b>FIGURE N°24 : ENERGIE CONCERNEE PAR LES QUESTIONS &amp; RECLAMATIONS DE CONSOMMATEURS (ELECTRICITE / GAZ / ELECTRICITE ET GAZ)</b>    | <b>93</b>  |
| <b>FIGURE N°25 : PROJETS DE CENTRALES DE PRODUCTION DE PLUS DE 100 MW ANNONCES EN FRANCE</b>   | <b>100</b> |
| <b>FIGURE N°26 : LOCALISATION DES GROUPEMENTS DE STOCKAGE, CAPACITES, INJECTIONS ET SOUTIRAGES</b>                                       | <b>105</b> |
| <b>FIGURE N°27 : SCHEMA DES TYPES DE TARIFS REGLEMENTES DE VENTE DU GAZ</b>  | <b>120</b> |
| <b>FIGURE N°28 : EVOLUTIONS TARIFAIRES DE GDF SUEZ (BASE 100 JANVIER 2007)</b>   | <b>121</b> |

## **Liste des encadrés**

|   |           |
|---|-----------|
| <b>ENCADRE N°1 : ETAT D'AVANCEMENT DE LA REGION CENTRE-OUEST</b>  | <b>4</b>  |
| <b>ENCADRE N°2 : ETAT D'AVANCEMENT DE LA REGION CENTRE-SUD</b>  | <b>5</b>  |
| <b>ENCADRE N°3 : ETAT D'AVANCEMENT DE LA REGION SUD-OUEST</b>   | <b>5</b>  |
| <b>ENCADRE N°4 : ETAT D'AVANCEMENT DE LA REGION FRANCE – ROYAUME-UNI – IRLANDE</b>  | <b>5</b>  |
| <b>ENCADRE N°5 : EVALUATION DE LA GESTIONS DES CONGESTIONS AUX INTERCONNEXIONS EN 2010</b>  | <b>6</b>  |
| <b>ENCADRE N°6 : ETAT D'AVANCEMENT DES TRAVAUX DE LA REGION NORD-OUEST (ALLEMAGNE, BELGIQUE, DANEMARK, FRANCE, GRANDE-BRETAGNE, IRLANDE, PAYS-BAS ET SUEDE)</b> | <b>54</b> |
| <b>ENCADRE N°7 : ETAT D'AVANCEMENT DES TRAVAUX DE LA REGION SUD (ESPAGNE, FRANCE, PORTUGAL)</b>   | <b>56</b> |

## Message du Collège



L'année 2010 a d'abord été marquée par le vote de la loi sur la nouvelle organisation du marché de l'électricité (loi NOME) qui confère à la CRE de nouvelles missions et modifie sa gouvernance en instaurant un collège de cinq membres à temps plein. L'année 2010 et ces récents mois ont aussi été marqués par des mouvements forts dans le secteur de l'énergie : hausse des prix des approvisionnements, développement des énergies renouvelables, jusqu'à la catastrophe de Fukushima et les interrogations qui en découlent sur la sûreté nucléaire.

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

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

Dans ce contexte de tension sur l'offre et la demande en énergie, la régulation est nécessaire pour protéger l'intérêt collectif et éviter la spéculation. La régulation doit toujours promouvoir une approche économiquement rationnelle : à un prix doit correspondre une réalité physique. La CRE et l'Autorité des Marchés Financiers (AMF) ont ainsi mis en place une coopération unique en Europe pour surveiller les marchés de quotas de CO<sub>2</sub>, dont les producteurs d'électricité et de gaz sont des acteurs importants.

La France concourt activement à la mise en œuvre du marché européen de l'énergie en défendant une approche raisonnée. Ainsi, dans le cadre du Conseil européen des régulateurs de l'énergie (CEER) et de la toute nouvelle Agence de coopération des régulateurs de l'énergie (ACER), la CRE s'efforce de promouvoir l'harmonisation plutôt que l'uniformisation en matière d'organisations de marchés ou de structures de réseaux. L'élaboration des codes de réseau, qui harmonisent les règles de fonctionnement des marchés de l'électricité et du gaz, illustre cette démarche. L'ouverture des marchés doit se faire au bénéfice du consommateur final. C'est dans cette perspective que la CRE a ouvert des chantiers importants, dont la mise en œuvre des compteurs communicants en gaz et en électricité afin d'améliorer sensiblement l'information du consommateur et lui donner toute liberté pour mieux consommer et mieux choisir son fournisseur ou bien encore favoriser une plus grande qualité du service de l'électricité partout sur le territoire.

## **Avertissement**

En vertu de l'article 32 de la loi n° 2000-108 du 10 février 2000, transposant les articles 23.1 et 25.1 des directives 2003/54 et 2003/55, la Commission de régulation de l'énergie vient de publier son rapport annuel.

La Direction générale de l'énergie de la Commission européenne souhaite, toutefois, obtenir des informations complémentaires dont disposent les autorités de régulation nationales. A ce titre, le présent rapport est transmis à la DG ENER

La Commission de régulation de l'énergie attire l'attention de la DG ENER sur le fait que certaines informations transmises ne relèvent pas de sa compétence exclusive. Ainsi, en matière de service public (article 3.9 de la directive 2003/54 et 3.6 de la directive 2003/55) et de sécurité d'approvisionnement (article 4 de la directive 2003/54 et article 5 de la directive 2003/55), la Commission de régulation de l'énergie détient des compétences partagées avec les ministres de l'économie et de l'énergie.



# **I. Présentation de la Commission de régulation de l'énergie**

## **1 La composition de la CRE**

Suite à l'adoption de la loi sur la nouvelle organisation du marché de l'électricité (loi Nome) du 7 décembre 2010, le collège de la CRE est désormais composé de cinq membres à temps complet. Ces membres sont nommés pour une durée de six ans en raison de leurs qualifications dans les domaines juridique, économique et technique. Ils ne sont pas révocables et leur mandat n'est pas renouvelable.

Le président du collège ainsi que deux membres sont nommés par décret du Président de la République après avis des commissions du Parlement compétentes en matière d'énergie. Les deux autres membres sont nommés respectivement par les présidents de l'Assemblée nationale et du Sénat.

## **2 Les moyens financiers de la CRE**

Dans un contexte de rigueur budgétaire, le budget alloué à la CRE en 2010 est resté identique à celui de l'année 2009. Par ailleurs, le plafond d'emplois n'a pas évolué depuis 2008. Au regard des nouvelles missions attribuées dans la loi Nome et la mise en œuvre du 3e paquet législatif réformant le marché intérieur de l'énergie, ces moyens s'avèrent notoirement insuffisants.

## **3 Les missions du Comité de règlement des différends et des sanctions (CoRDIS)**

Pour mémoire, ce comité est chargé d'exercer les missions de règlement de différends et de sanctions confiées à la Commission de régulation de l'énergie par la loi du 7 décembre 2006. Ses compétences ont été élargies en 2010 :

- aux litiges relatifs à l'accès aux installations de transport et de stockage géologique de CO<sub>2</sub>
- en cas d'abus du droit d'accès régulé à l'électricité nucléaire historique ou d'entrave à l'exercice de ce droit ou en cas de manquement d'un gestionnaire, d'un opérateur, d'un exploitant ou d'un utilisateur d'un réseau, d'un ouvrage ou d'une installation à une disposition législative ou réglementaire relative à l'accès auxdits réseaux, ouvrages et installations ou à leur utilisation.

Le nombre de saisine a augmenté en 2010 (17 saisines et 11 décisions).

En matière de sanction, le montant ne peut désormais excéder 8 % du chiffre d'affaires hors taxes lors du dernier exercice clos, porté à 10 % en cas de nouvelle violation de la même obligation. A défaut d'activité permettant de déterminer ce plafond, le montant de la sanction ne peut excéder 150 000 euros, porté à 375 000 euros en cas de nouvelle violation de la même obligation.

## **4 Principales missions**

Plusieurs lois modifiées, dont essentiellement la loi n° 2000-108 du 10 février 2000, la loi n° 2003-8 du 3 janvier 2003 et la loi n° 2010-1488 du 7 décembre 2010, ont chargé la CRE des missions suivantes :

- veiller au bon fonctionnement des marchés de l'électricité et du gaz naturel ;
- garantir l'accès aux réseaux publics d'électricité, aux ouvrages de gaz naturel, aux installations de GNL et de stockage de gaz naturel ;
- veiller au bon fonctionnement et au développement des réseaux publics d'électricité, des ouvrages de gaz naturel des installations de GNL ;
- garantir l'indépendance des gestionnaires de réseaux de transport et de distribution d'électricité et de gaz naturel ;
- garantir le financement des charges de service public de l'électricité ;
- rédiger et mettre en œuvre les cahiers des charges pour les appels d'offre de nouvelles capacités de production dans le cadre de la programmation pluriannuelle de la production d'électricité ;
- surveiller les transactions effectuées sur les marchés de gros, organisés ou non, ainsi que les échanges aux frontières ;

## **5 Principaux pouvoirs du Collège**

Les lois du 10 février 2000, du 3 janvier 2003, du 9 août 2004 et du 7 décembre 2006 ont octroyé, au Collège, les compétences suivantes :

- proposer les tarifs d'accès aux réseaux publics d'électricité et de gaz naturel et aux installations de GNL ;
- approuver le programme annuel d'investissement des gestionnaires de réseau de transport d'électricité (article 14 modifié de la loi n° 2000-108 du 10 février 2000) et de gaz (article 21 modifié de la loi n° 2003-8 du 3 janvier 2003) ;
- mener des enquêtes et recueillir toutes les informations nécessaires à l'accomplissement des missions qui lui sont confiées ;
- donner un avis, notamment, sur tous les projets de règlements relatifs à l'accès ou à l'utilisation des réseaux publics d'électricité, des ouvrages de gaz naturel et des installations de GNL, sur les projets de tarifs réglementés ou sur les conditions d'achat de l'électricité dans le cadre de l'obligation d'achat, sur les conditions et méthodes de calcul des opérations de raccordement au réseau de distribution de gaz existant proposés au ministre par les gestionnaires de réseaux de distribution ;
- prendre des décisions réglementaires dans le secteur de l'électricité et du gaz dans plusieurs domaines :
  - les missions des gestionnaires de réseaux publics de transport et de distribution d'électricité et de gaz en matière d'exploitation et de développement des réseaux ;
  - les missions des gestionnaires des installations de gaz naturel liquéfié et celles des opérateurs de stockages souterrains de gaz naturel ;
  - les conditions de raccordement aux réseaux publics de transport et de distribution d'électricité et de gaz ;
  - les conditions d'accès aux réseaux et de leur utilisation ;
  - la mise en œuvre et l'ajustement des programmes d'appel, d'approvisionnement et de consommation, et la compensation financière des écarts ;

- la conclusion de contrats d'achat et de protocoles par les gestionnaires de réseaux publics de transport ou de distribution ;
- les périmètres de chacune des activités comptablement séparées, les règles d'imputation comptable appliquées pour obtenir les comptes séparés et les principes déterminant les relations financières entre ces activités ;

Ce pouvoir réglementaire a été élargi avec en 2010. La CRE peut prendre des décisions réglementaires relatives :

- à la méthode d'identification des coûts liés à l'accès régulé à l'électricité nucléaire historique et au parc nucléaire historique ;
- aux règles de calcul et d'ajustement des droits des fournisseurs à l'accès régulé à l'électricité nucléaire historique.

La CRE dispose également de compétences dans les domaines suivants :

- l'évaluation du montant des charges imputables au tarif spécial de solidarité du gaz ;
- l'approbation des règles d'allocation des capacités aux interconnexions électriques (cahier des charges de concession du réseau public de transport d'électricité<sup>1</sup>);
- l'approbation des modèles de contrat d'accès au réseau public de transport d'électricité (cahier des charges de concession du réseau public de transport d'électricité) ;
- l'approbation des procédures de traitement des demandes de raccordement au réseau public de transport d'électricité (cahier des charges de concession du réseau public de transport d'électricité).

En 2010, la CRE s'est vue attribuer des nouvelles compétences dans :

- la fixation des tarifs de l'accès régulé à l'électricité nucléaire historique (ARENH) pour les opérateurs fournissant les consommateurs finals ;
- la fixation des volumes d'électricité pour chaque fournisseur ;
- la surveillance de la cohérence des prix proposés par les acteurs du marché de l'électricité avec leurs contraintes économiques, et notamment l'accès régulé à la base.

La CRE et l'Autorité de la Concurrence devront produire des rapports sur le dispositif de cession d'électricité en base par EDF à ses concurrents. En outre, la loi de 2010 prévoit également une consultation par la CRE du Conseil supérieur de l'énergie préalablement aux décisions, dont la liste sera déterminée par décret en Conseil d'Etat et qui peuvent avoir une incidence importante sur les objectifs de la politique énergétique.

\*  
\* \*

---

<sup>1</sup> 3<sup>ème</sup> avenant en date du 30 octobre 2008 à la convention du 27 novembre 1958 et portant concession à RTE EDF Transport SA du réseau public de transport d'électricité

## II . La régulation du marché de l'électricité

*En application de l'article 23 - § 1, points a) à g) de la directive 2003-54-CE*

### 1 Les échanges transfrontaliers d'énergie

La CRE est fortement impliquée dans le processus d'intégration des marchés. Elle participe à quatre des sept initiatives régionales lancées par la Commission Européenne en 2006 (Régions Centre-Ouest, Centre-Sud, Sud-Ouest et France-Royaume- Uni-Irlande).

Trois priorités ont été définies pour l'ensemble des sept régions :

- l'harmonisation et l'amélioration des méthodes de gestion des congestions aux interconnexions (calcul des capacités d'interconnexion disponibles et processus d'allocation de ces capacités) ;
- l'harmonisation de la transparence des marchés ;
- le développement des échanges d'énergie d'ajustement aux frontières.

#### 1.1 Les initiatives régionales : des progressions différentes

##### **Encadré n°1 : Etat d'avancement de la région Centre-Ouest**

L'année 2010 a été marquée par l'extension du « trilateral coupling » (TLC), le couplage de marché par les prix en place entre la France, la Belgique et les Pays-Bas, à l'Allemagne. Après l'identification en 2009 des problèmes de compatibilité entre le couplage par les prix appliqué dans le TLC et celui par les volumes appliqué entre l'Allemagne et le marché Nordpool, des solutions ont dû être élaborées en 2010. Leur résolution a permis de créer le plus important marché spot d'Europe qui s'étend de la France à la Finlande. De nouvelles extensions sont prévues bien que les dates définitives ne soient pas encore fixées.

Par ailleurs, le travail de coordination des règles d'allocation des capacités réalisé par les GRT de la région Centre-ouest et Centre-Sud avec l'appui des régulateurs a permis de déléguer le service d'allocation des capacités de long-terme dans la région Centre-Sud à la plate-forme CASC EU. Les règles appliquées dans les deux régions étant encore différentes, l'année 2011 sera dédiée à les harmoniser.

Enfin, la création d'une plate-forme unique d'allocation de capacité en infra-journalier pour la frontière entre la France et l'Allemagne facilite grandement les échanges comparé à la situation précédente où deux modes d'allocation différents coexistaient. Le développement de cette plate-forme s'inscrit pleinement dans le modèle cible défini pour l'infra-journalier et constitue une première en Europe continentale. En effet, le mécanisme d'allocation continue des capacités mis en place par les GRT permet à la bourse franco-allemande EPEX Spot d'opérer ses 2 hubs conjointement et d'allouer la capacité d'interconnexion aux acteurs sur le marché organisé implicitement.

### **Encadré n°2 : Etat d'avancement de la région Centre-Sud**

Dans la région Centre-Sud, après l'approbation du troisième jeu commun de règles d'allocation pour l'ensemble des frontières italiennes fin 2009, le quatrième jeu de règles a servi à préparer la délégation de service d'allocation des capacités aux frontières italiennes assuré par le GRT italien, TERNA, à la plate-forme CASC EU. Le travail d'harmonisation des règles des régions Centre-ouest et Centre-sud est au cœur du travail pour 2011.

Dans le même temps, les GRT et les régulateurs de la région ont suivi la mise en place du couplage de marché entre l'Italie et la Slovaquie. Le projet s'est concrétisé en toute fin d'année 2010 puisque le 31 décembre 2010 a eu lieu la première allocation implicite de capacité pour utilisation le 1<sup>er</sup> janvier 2011. L'extension du couplage de l'Italie à d'autres pays ainsi que la compatibilité du système avec celui de la région Centre-ouest seront évaluées en 2011.

### **Encadré n°3 : Etat d'avancement de la région Sud-Ouest**

Dans la région Sud-Ouest, suite à l'annonce des bourses d'échanges OMEL, EPEX Spot et NordPool Spot de coopérer pour la mise en place un couplage de marché via le prix, les gestionnaires de réseaux se sont engagés à effectuer les changements nécessaires au passage de la détermination des prix spot à midi.

Le 5 juillet 2010, les trois GRT de la région Sud-ouest ont officiellement lancé le projet d'une plate-forme commune d'échanges d'ajustement. Cette plate-forme, dont l'étape intermédiaire consiste à adopter le système mis en place entre la France et l'Angleterre (voir ci-dessous), sera ouverte à tous autres GRT intéressés et en ligne avec le modèle cible.

### **Encadré n°4 : Etat d'avancement de la région France – Royaume-Uni – Irlande**

Suite à la mise en place d'un dispositif transitoire d'échanges d'ajustement sur l'interconnexion France-Angleterre appelé « BALancing Inter TSO » (BALIT) en mars 2009, la CRE et OFGEM (le régulateur anglais) ont approuvé le lancement, par les GRT, de la dernière phase du projet pour décembre 2010. Les évolutions de ce mécanisme le rendent plus rapide et plus pertinent puisque les échanges sont possibles pour toutes les heures avec des prix reflétant la situation réelle du réseau. Ce modèle de coopération entre GRT au niveau de l'ajustement est le second en Europe après celui développé dans la région Nord. Son extension dans la région Sud-ouest est en cours.

## **1.2 Les moyens d'action en vue de l'intégration des marchés**

### **A. ELABORER DES ORIENTATIONS CADRES AU NIVEAU EUROPEEN**

Suite à la présentation du modèle cible pour le marché unique européen par le groupe d'experts issus des différentes parties prenantes appelé « Project Coordination Group » (PCG) au Forum de Florence en décembre 2009, la proposition de l'ERGEG de continuer le travail à travers un nouveau groupe a été acceptée. Ce groupe d'experts appelé « Ad Hoc Advisory Group » (AHAG), en charge de préciser le travail à réaliser pour atteindre ce modèle cible et de résoudre les problèmes susceptibles d'entraver les avancées, a conseillé

l'ERGEG dans la rédaction des orientations cadres sur l'allocation des capacités et la gestion des congestions.

En particulier, des sous-groupes spécifiques ont été créés pour traiter du calcul de capacité, de l'allocation de capacité en infra-journalier et de la gouvernance pour le modèle d'allocation de capacité en journalier.

Le Forum de Florence de décembre 2010 fut l'occasion de présenter l'état des lieux des réflexions des 3 sujets couverts :

- Sur l'amélioration du calcul des capacités, la nécessité d'une plus grande coordination des GRT a été détaillée, l'évaluation du risque inhérent au calcul de capacité et l'importance de la notion de fermeté ont été étudiées ;
- Sur les échanges infra-journaliers, l'organisation du futur marché en continu a été clarifiée : les GRT construiront une plate-forme commune d'allocation de capacité tandis que la liquidité des bourses d'échanges mise en commun ; concernant la gouvernance à appliquer pour l'allocation de la capacité en journalier, trois options sont possibles : une contractualisation entre un GRT et une bourse, un cadre général d'accord entre les GRT et les bourses avec des contrats bilatéraux au niveau local ou régional ou le vote d'une loi dans chaque Etat Membre imposant à la bourse d'échange de réaliser le couplage de marché. Les réflexions sur la gouvernance se poursuivent puisque la Commission européenne prévoit de rédiger des orientations.

La poursuite des discussions et de la rédaction des orientations cadres sur l'allocation des capacités et la gestion des congestions continuent en 2011, accompagnées d'un forum de discussion similaire à l'AHAG et piloté par l'Agence européenne de Coopération des Régulateurs de l'Energie (ACER).

#### **Encadré n°5 : Evaluation de la gestion des congestions aux interconnexions en 2010**

**Remarques :** Les indicateurs suivants sont communiqués à titre provisoire à la Commission Européenne à défaut de validation par les autres régulateurs. Par ailleurs, certaines données restent manquantes et peuvent conduire à des inexactitudes. En particulier, de nombreux d'indicateurs sur l'interconnexion France – Angleterre n'ont pas pu être calculés.

#### **Capacités d'interconnexion disponibles**

|                   | NTC heures de pointe (MW) | Eté 2010 | Hiver 2010/2011 |
|-------------------|---------------------------|----------|-----------------|
| <b>Allemagne</b>  | Export                    | 2600     | 2700            |
|                   | Import                    | 3200     | 3200            |
| <b>Angleterre</b> | Export                    | 2000     | 2000            |
|                   | Import                    | 2000     | 2000            |
| <b>Belgique</b>   | Export                    | 2900     | 3400            |
|                   | Import                    | 1300     | 2300            |
| <b>Espagne</b>    | Export                    | 1200     | 1300            |
|                   | Import                    | 500      | 500             |
| <b>Italie</b>     | Export                    | 2400     | 2575            |
|                   | Import                    | 870      | 995             |
| <b>Suisse</b>     | Export                    | 3000     | 3200            |
|                   | Import                    | 1100     | 1100            |

Sources : ENTSO-E

## Rente de congestion

|                   |        | Revenu brut total des enchères <sup>2</sup> (M€) | Rente de congestion théorique (M€) | Ratio         | Rappel 2009 |
|-------------------|--------|--|------------------------------------|---------------|-------------|
| <b>Allemagne</b>  | Export | 7,32   | 27,91                              | <b>26 %</b>   | 49 %        |
|                   | Import | 39,40  | 99,91                              | <b>39 %</b>   | 58 %        |
| <b>Angleterre</b> | Export | 63,75  | -                                  | -             | -           |
|                   | Import | -  | -                                  | -             | -           |
| <b>Belgique</b>   | Export | 1,04   | 0,03                               | <b>3496 %</b> | 2978 %      |
|                   | Import | 11,11  | 12,53                              | <b>89 %</b>   | 72 %        |
| <b>Espagne</b>    | Export | 6,51   | 13,13                              | <b>50 %</b>   | 100 %       |
|                   | Import | 19,10  | 50,96                              | <b>37 %</b>   | 101 %       |
| <b>Italie</b>     | Export | 112,05   | 294,97                             | <b>38 %</b>   | 50 %        |
|                   | Import | 2,43   | 7,28                               | <b>33 %</b>   | 57 %        |
| <b>Suisse</b>     | Export | -  | 262,16                             | -             | -           |
|                   | Import | -  | 20,69                              | -             | -           |

Sources : RTE, EPEX Spot, Belpex, OMEL, IPEX – Analyse : CRE

En 2010, la part française des revenus bruts des enchères pour l'allocation des capacités d'interconnexion a atteint 263 M€.

Conformément au règlement européen n°1228/2003, une part conséquente de la rente de congestion prévue pour la période tarifaire à venir sera consacrée aux investissements pour le développement des interconnexions.

## Utilisation des interconnexions

|  | Pourcentage du temps où le différentiel de prix est inférieur à 1 €/MWh | Pourcentage du temps où le différentiel de prix est supérieur à 1 €/MWh, et où l'interconnexion :<br>n'est pas utilisée à son maximum | est utilisée à son maximum <sup>3</sup> |
|--|---|---|---|
| <b>Allemagne</b>                                     | 25 %  | 57 %  | 18 %                                    |
| <b>Belgique</b>                                      | 89 %  | 0 %   | 11 %                                    |
| <b>Espagne</b>                                       | 8%  | 24 %  | 68 %                                    |
| <b>Italie</b>  | 4 %   | 34 %  | 62 %                                    |
| <b>Suisse</b>  | 17 %  | 80 %  | 3 %                                     |
| <b>Angleterre</b> (hors prix de marché) <sup>4</sup> |   | N.D.  | N.D.                                    |

<sup>2</sup> Le revenu des enchères infra-journalières sur France-Espagne n'est pas inclus dans ce total, puisque le prix attribué aux capacités infra-journalières n'est pas à comparer au différentiel de prix entre les marchés du jour pour le lendemain.

<sup>3</sup> L'utilisation de l'interconnexion est considérée comme maximale lorsque le flux net est supérieur à 99% de la capacité nette.

Sources : RTE, EPEX Spot, Belpex, OMEL, IPEX, SwissIX – Analyse: CRE

La mise en place du couplage de marché entre la France, la Belgique et les Pays-Bas a permis une utilisation optimale des capacités d'interconnexion entre la France et la Belgique. En effet, non seulement les prix de ces marchés convergent 89% du temps, mais surtout, lorsqu'un différentiel de prix apparaît, l'interconnexion est systématiquement utilisée à son maximum dans le sens de ce différentiel de prix.

La mise en place du couplage de marché entre la France et l'Allemagne, en place depuis novembre 2010, a radicalement amélioré l'utilisation de l'interconnexion. Comparé à 2009, la convergence des prix et la saturation de l'interconnexion a gagné 13 points avec seulement deux mois d'opération du couplage.

Par contre, la convergence des prix et l'utilisation efficace des interconnexions entre le marché français et ses autres marchés voisins restent faibles. Ceci s'explique par le fait que le mécanisme d'allocation explicite des capacités est sous-optimal et ne permet pas aux acteurs de marché de tirer pleinement profit des possibilités d'arbitrage entre les différents marchés. La généralisation des mécanismes d'allocation implicite pourra progressivement permettre une utilisation efficace de l'ensemble des interconnexions.

#### Estimation de la perte sociale due à l'absence de couplage de marché

|                   |        | Estimation de<br>la perte<br>sociale (M€) | Total<br>(M€) | Rappel<br>2009 |
|-------------------|--------|---|---------------|----------------|
| <b>Allemagne</b>  | Export | 16,33                                     | 36,71         | 60             |
|                   | Import | 20,37                                     |               |                |
| <b>Angleterre</b> | Export | N.D.                                      | N.D.          | N.D.           |
|                   | Import | N.D.                                      |               |                |
| <b>Espagne</b>    | Export | 1,48                                      | 3,23          | 26             |
|                   | Import | 1,75                                      |               |                |
| <b>Italie</b>     | Export | 12,88                                     | 26,01         | 38             |
|                   | Import | 13,12                                     |               |                |
| <b>Suisse</b>     | Export | 40,01                                     | 97,06         | 143            |
|                   | Import | 57,06                                     |               |                |
| <b>Total :</b>    |        |   | <b>163</b>    | <b>267</b>     |

Sources : RTE, EPEX Spot, OMEL, IPEX, SwissIX, Platts – Analyse : CRE

La perte sociale liée à l'absence de couplage de marché est estimée à 163 millions d'euros en 2010 sur l'ensemble des interconnexions françaises à l'exception de l'interconnexion France – Angleterre. Elle s'élevait, sans l'Angleterre, à 267 millions d'euros en 2009.

Cette amélioration est due en grande partie par une convergence des prix entre la France et la Suisse. On note aussi une utilisation des interconnexions plus efficace entre la France et l'Allemagne et entre la France et l'Espagne. Si la mise en place du couplage de marché entre la France et l'Allemagne explique l'amélioration observée sur cette frontière, celle observée sur la frontière avec l'Espagne résulte de l'arrêt de nomination systématique d'une partie de capacité de la France vers l'Espagne.

<sup>4</sup> L'absence d'un prix horaire fixé en J-1 en Angleterre ne permet pas de comparer, comme sur les autres frontières, l'utilisation de l'interconnexion (réalisée au pas demi-horaire) avec le différentiel de prix.



## **B. PREPARER DES LIGNES DIRECTRICES SUR L'INTEGRATION DES MARCHES D'AJUSTEMENT**

Au sein du groupe de travail « Réseau et marché d'électricité » du CEER, la CRE a participé à l'établissement de guides de bonnes pratiques sur l'intégration des marchés d'ajustement, qui ont été approuvés et publiés par l'ERGEG en 2009.

Les principes majeurs en étaient :

- le modèle d'échange GRT-GRT à privilégier afin de développer les échanges de services d'ajustement ;
- l'absence de réservation de capacités d'interconnexion en faveur des échanges de services d'ajustement ;
- l'absence de charge d'accès à la capacité d'interconnexion pour les échanges de services d'ajustement.

Avec la mise en place de l'ACER en mars 2011, ces orientations serviront de base pour la rédaction des orientations cadres relatives aux règles d'équilibrage.

## **C. Préparer des orientations pour l'intégration de nouvelles interconnexions exemptées dans le système régulé français**

L'article 7 du règlement (CE) 1228/2003 (ci-après article 7) sur les conditions d'accès au réseau pour les échanges transfrontaliers d'électricité fixe les conditions suivant lesquelles une nouvelle ligne d'interconnexion peut être exemptée par les autorités de régulation nationales de tout ou partie de la régulation en vigueur en termes d'accès des tiers, d'approbation des méthodologies de tarification et d'affectation des revenus générés par l'allocation des capacités de la ligne. Ces nouvelles interconnexions exemptées résultent du droit européen et n'ont pas de transcription dans la législation française. Dans le cas où une dérogation est accordée, les modalités d'accès au réseau de la nouvelle interconnexion ne seraient donc pas précisées dans la réglementation actuelle.

Dans le but de préciser ce cadre réglementaire, la CRE a lancé, en mai 2010, une consultation publique sur des orientations portant sur l'application de l'article 7 et sur les modalités d'accès au réseau de ces interconnexions. Une délibération portant communication sur ce sujet a été publiée le 30 septembre 2010 suite à cette consultation.

Cette délibération propose notamment la non-application du tarif d'utilisation des réseaux publics d'électricité aux nouvelles interconnexions exemptées, ainsi qu'un traitement non-discriminatoire entre interconnexions exemptées, d'une part, et interconnexions régulées et producteurs d'autre part, en termes de raccordement au réseau public d'électricité (en cas de manque de capacité d'accueil du réseau). Elle explique également comment la CRE appliquerait l'article 7 dans le contexte législatif français.

## **2 La régulation de l'accès aux réseaux de transport et de distribution**

En France, il existe un seul gestionnaire de réseau de transport, RTE, un important gestionnaire de réseaux de distribution, ErDF, représentant 95 % de la distribution d'électricité, et environ 160 Entreprises locales de distribution (ELD).

## 2.1 Les tarifs d'accès aux réseaux

La CRE propose les tarifs d'accès aux réseaux au gouvernement qui ne peut que les accepter ou les refuser, sans pouvoir les modifier. La loi du 13 juillet 2005 qui modifie l'article 4 de la loi du 10 février 2000 relatif à la compétence de la CRE en matière de tarification, prévoit que la proposition de la CRE entre en vigueur deux mois après sa transmission aux ministres chargés de l'économie et de l'énergie, sauf opposition de l'un des ministres dans ce délai.

Les nouveaux tarifs d'utilisation des réseaux publics d'électricité (TURPE 3), entrés en vigueur le 1<sup>er</sup> août 2009, présentent plusieurs évolutions majeures. Tout d'abord, ils sont établis pour 4 ans et évoluent annuellement selon une formule tenant compte de l'inflation majorée de 0.4% pour le réseau de transport et de 1.3% pour le réseau de distribution, ainsi que d'un facteur d'apurement du compte de régulation des charges et produits (CRCP) dans la limite de 2% en valeur absolue. Cette évolution permet aux opérateurs une meilleure visibilité tarifaire.

Par ailleurs, le périmètre du CRCP a été élargi, notamment pour protéger les opérateurs contre le risque d'une mauvaise prévision des soutirages ; les opérateurs sont ainsi assurés de recouvrer la trajectoire des revenus autorisés indépendamment des fluctuations de la demande.

Enfin, TURPE 3 inclut plusieurs dispositifs incitatifs visant au contrôle des charges d'exploitation maîtrisables, à l'amélioration de la qualité d'alimentation et de service, ainsi qu'à la minimisation du coût d'achat des pertes.

### A. LES TARIFS ENTRES EN VIGUEUR EN 2009 ONT EVOLUE LE 1<sup>ER</sup> AOÛT 2010

Les 3<sup>èmes</sup> tarifs d'utilisation des réseaux publics de transport et de distribution d'électricité (TURPE 3) sont entrés en vigueur le 1<sup>er</sup> août 2009. Le tarif d'utilisation du réseau public de transport a, ainsi, augmenté de 2 %, celui des réseaux publics de distribution de 3 %. Ces nouveaux tarifs sont prévus pour s'appliquer pendant quatre ans.

De 2010 à 2012, l'évolution des tarifs sera indexée chaque 1<sup>er</sup> août sur le taux d'inflation :

- augmenté de 0,4 % dans le cas du transport et de 1,3 % dans le cas de la distribution ;
- augmenté (ou diminué) d'un facteur d'apurement du compte de régulation des charges et des produits (CRCP) dans la limite d'un impact sur le TURPE de  $\pm 2$  %.

Dans ce cadre, les tarifs ont évolué le 1<sup>er</sup> août 2010 de +2,5 % en transport et de +3,4 % en distribution.

### B. LE COMPTE DE REGULATION DES CHARGES ET DES PRODUITS

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 en fonction de ces charges et recettes, les gestionnaires de réseaux publics seraient alors exposés à un risque financier ou pourraient au contraire bénéficier de facteurs exogènes susceptibles d'augmenter leur rentabilité. Il est donc légitime, soit de compenser les gestionnaires de réseaux des déficits, par le biais d'un ajustement tarifaire, soit de rétrocéder aux utilisateurs des réseaux les surplus.

La CRE a reconduit pour ce faire le compte de régulation des charges et des produits (CRCP), mis en place dans le cadre du TURPE 2<sup>5</sup>, permettant de mesurer et de compenser, pour des postes préalablement identifiés, les écarts entre les réalisations et les prévisions pris en compte lors de l'élaboration du TURPE 3.

Dès TURPE 2 les principaux postes de charges inclus dans le périmètre du CRCP sont les charges de capital et le coût d'achat des pertes sur les réseaux.

Pour TURPE 3, plusieurs postes de charges ou de produits ont été ajoutés au périmètre du CRCP, dont le plus important sont les recettes tarifaires.

En pratique, les opérateurs sont donc assurés de recouvrer les trajectoires de revenus autorisés en cas de choc sur les volumes, indépendamment des fluctuations qui pourraient survenir sur ces volumes du fait d'aléas climatiques ou économiques.

Ainsi les opérateurs bénéficient d'un cadre de régulation sécurisant, en particulier en termes de prévisibilité de leurs recettes d'exploitation. Les mécanismes d'indexation sur l'inflation procurent également une sécurité contre le risque de décalage entre l'inflation prévue et celle constatée sur cette période.

### C. REGULATION INCITATIVE DES CHARGES D'EXPLOITATION MAITRISABLES

Souhaitant qu'au cours de la période tarifaire les gestionnaires de réseaux améliorent l'efficacité technico-économique de leur activité, la CRE a mis en place des incitations à la maîtrise des charges d'exploitation.

À cet effet, la trajectoire du revenu autorisé de RTE<sup>6</sup> et d'ErDF<sup>7</sup> intégrera les objectifs de productivité proposés par les gestionnaires de réseaux.

Les gestionnaires de réseaux sont par ailleurs incités à réaliser des efforts de productivité additionnels au cours de la période tarifaire. En effet, si le montant effectivement réalisé de charges d'exploitation maîtrisables d'une année est inférieur au montant défini *ex ante* réévalué en fonction de l'inflation observée, la productivité supplémentaire dégagée est partagée à parts égales entre le gestionnaire de réseau et les consommateurs.

Ces dispositions sont accompagnées d'un schéma de régulation incitant les gestionnaires de réseaux à améliorer la qualité offerte aux utilisateurs afin qu'ils ne réalisent des gains de productivité au détriment du niveau de qualité.

### D. REGULATION INCITATIVE DU COUT D'ACHAT DES PERTES

L'achat des pertes en ligne par les gestionnaires de réseaux a un impact significatif sur le niveau du tarif. Les volumes annuels moyens de pertes en ligne sur les réseaux de RTE et d'ErDF représentent près de 33 TWh. À partir des prévisions à long terme (plus de trois ans à l'avance) du volume des pertes, le gestionnaire de réseau contractualise, sur le marché à

---

<sup>5</sup> 2<sup>nds</sup> tarifs d'utilisation des réseaux publics de transport et de distribution d'électricité en vigueur du 1<sup>er</sup> janvier 2006 au 31 juillet 2009.

<sup>6</sup> RTE est l'unique gestionnaire du réseau public de transport.

<sup>7</sup> ERDF est le principal gestionnaire de réseaux publics de distribution. Il dessert 95 % du territoire français continental.

terme, des produits annuels, trimestriels et mensuels. La contractualisation de ces produits à terme représente l'essentiel des achats liés à la compensation des pertes (environ 95 % du coût total).

Les écarts entre les montants prévisionnels et réalisés de ce poste de charges sont reportés au solde du CRCP. Toutefois, la CRE s'assure que RTE et ErDF mettent en œuvre tous les efforts nécessaires à la minimisation de ce poste de coût. Dans cette optique, la CRE a mis en place des incitations à la minimisation du coût d'achat des produits à terme.

Un coût d'achat cible des produits à terme sera établi annuellement pour refléter les conditions d'achat d'un gestionnaire de réseau de référence. Il sera calculé sur la base de la moyenne arithmétique non pondérée des cotations quotidiennes (Daily Settlement Price) observées *ex post* sur le marché organisé des produits à termes en France (Powernext Futures) et des volumes d'énergie que déclare le gestionnaire de réseau pour chacun des produits à terme nécessaires à la couverture de ses besoins prévisionnels de l'année.

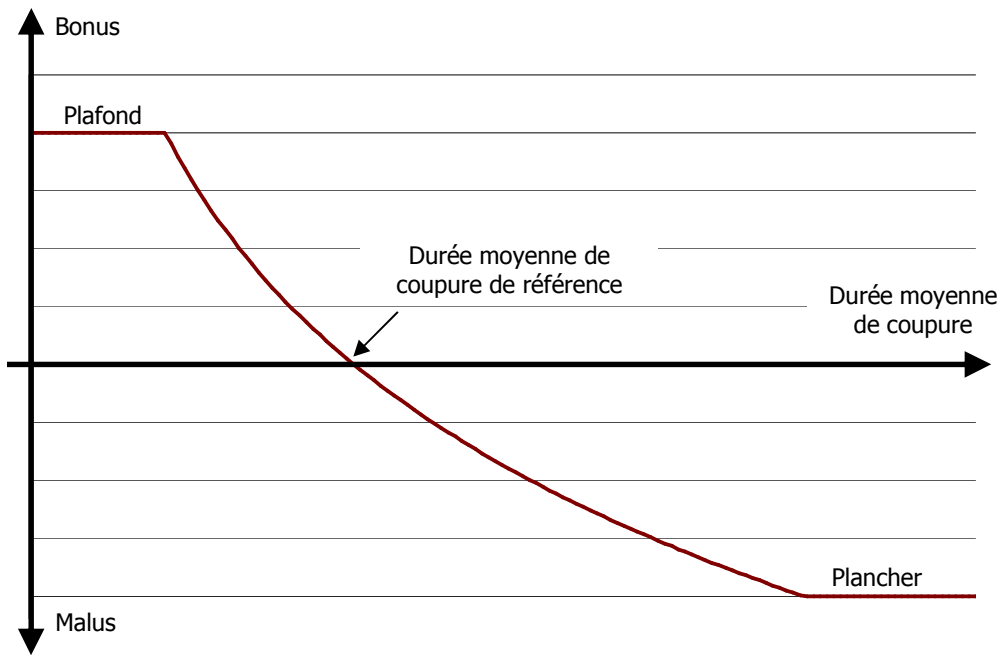
La différence entre le coût d'achat des produits à terme réalisé et le coût cible sera partagée en part égale entre les utilisateurs et le gestionnaire de réseau. Néanmoins, le coût supporté par les utilisateurs d'une mauvaise performance du gestionnaire de réseau (coût d'achat supérieur au coût cible) ne pourra être supérieur à 20 M€ pour RTE et 40 M€ pour ErDF. Ces planchers sont destinés à protéger les utilisateurs contre l'augmentation excessive des charges due à une contre-performance du gestionnaire de réseau et sont justifiés par le fait que les gestionnaires de réseaux peuvent contrôler leur niveau de risque en modifiant leur politique d'achat.

## E. REGULATION INCITATIVE DE LA QUALITE

Dans le cadre du TURPE 3, la CRE a mis en œuvre un mécanisme de régulation de la qualité d'alimentation. Pour une première mise en œuvre, la CRE a souhaité soumettre à des incitations financières uniquement sur la durée annuelle moyenne de coupure sur incident (hors événement exceptionnel).

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 qu'une « bonne » année en terme de durée moyenne annuelle de coupure).

Pour compenser ce phénomène de dissymétrie, la CRE a mis œuvre un schéma incitatif progressif dont la forme est représentée par la figure ci-dessous. En effet, si la CRE avait fait le choix d'une incitation linéaire, sa combinaison avec un aléa dissymétrique aurait conduit à un risque financier dissymétrique, facteur d'augmentation du coût du capital au détriment des utilisateurs des réseaux.



Afin de réduire le risque financier à la fois 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 millions d'euros par minute. Cette valeur correspond à une valorisation de l'énergie non distribuée d'environ 12 €/kWh ;
- pour ErDF : 4 millions d'euros par minute. Cette valeur correspond à une valorisation de l'énergie non distribuée d'environ 6 €/kWh.

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 un mécanisme de régulation incitative de la qualité de service constitué de deux types d'indicateurs :

- des indicateurs faisant l'objet d'un suivi par la CRE et d'une incitation financière en cas de non atteinte ou de dépassement d'objectifs préalablement définis. Ces incitations financières prennent la forme soit de bonus ou de 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 par la CRE.

Ainsi, depuis le 1<sup>er</sup> 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 ;
- le taux de disponibilité du portail SGE (Système de Gestion des Echanges : portail informatique au travers duquel ErDF et les fournisseurs échangent les informations nécessaires à leur activité).

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

- à la réalisation des 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, ... ;
- aux raccordements : délais de transmission des propositions techniques et financières et délais de réalisation des raccordements.

## 2.2 L'ajustement

### A. LES REGLES DU MECANISME D'AJUSTEMENT SONT APPROUVEES PAR LA CRE

La programmation et le mécanisme d'ajustement permettent à RTE d'anticiper les écarts et de rétablir l'équilibre entre la production et la consommation.

En vertu de la loi n° 2000-108 du 10 février 2000 sur la modernisation et le développement du service public de l'électricité, la Commission de régulation de l'énergie approuve les règles relatives à la programmation, au mécanisme d'ajustement et au recouvrement des charges d'ajustement.

Après une période de concertation avec les acteurs de marché, RTE a rédigé une nouvelle version des règles qui a été approuvée par la CRE le 18 mars 2010. Ce nouveau jeu de règles est entré en vigueur le 20 avril 2010. La principale modification concernant le mécanisme d'ajustement porte sur la réduction du délai de neutralisation à 1h, permettant d'accroître la flexibilité offerte aux producteurs pour adapter leurs productions aux aléas et à la demande de leurs clients. Cette réduction est permise en décentralisant le processus de transmission des programmes de marche aux centrales en infra-journalier aux responsables de programmation, à partir de juin 2010. L'autre modification importante concerne la baisse du seuil des unités d'agrégation à de 1 MW à 250 kW, afin de faciliter la participation au mécanisme d'ajustement des sites raccordés aux réseaux publics de distribution. Enfin, la valeur du facteur k ne figure plus dans les règles, et sa modification sera soumise à l'approbation de la CRE en dehors d'une modification des règles dans leur ensemble, afin de gagner en souplesse.

### B. UNE PROLONGATION DE LA TENDANCE VISANT A PARTICIPATION ACCRUE DE LA DEMANDE AU MECANISME D'AJUSTEMENT

Les deux projets de valorisation des capacités d'effacement des consommateurs sur le mécanisme d'ajustement ont poursuivi leurs cours en 2010.

Le premier concerne les sites raccordés aux réseaux publics de distribution. Ces sites étant de faible puissance, les réductions de consommation consenties sur chacun d'entre eux n'ont, individuellement, qu'un impact très limité. Il est donc nécessaire d'agréger une multitude de sites et de coordonner les réductions de consommation. On parle dans ce cas d'effacements diffus. L'expérimentation mise en place par le CRE en décembre 2007 a été prolongée en juin 2010 jusqu'à ce que des règles pérennes soient adoptées pour l'intégration des effacements diffus au mécanisme d'ajustement. Après deux tests d'activation effectués en janvier 2010, des offres d'effacements diffus ont été déposées et activées régulièrement sur le mécanisme d'ajustement à partir de novembre. Pour l'instant, un seul acteur semble à même d'atteindre le seuil minimum de participation au mécanisme d'ajustement (10 MW).

Le second projet concerne les sites raccordés au réseau public de transport. Le 2 avril 2008, la CRE a approuvé un projet de réservation contractuelle par RTE de puissance effaçable auprès de consommateurs raccordés au réseau public de transport. Un appel d'offres a été lancé au printemps 2008 visant à garantir la présence d'offres de consommateurs sur le mécanisme d'ajustement pour renforcer la sûreté du système. Le retour d'expérience présenté à la CRE après l'hiver 2008-2009 a montré un bilan plutôt positif. Ce projet de réservation d'effacement a donc été reconduit pour l'hiver 2009-2010. La CRE a approuvé le

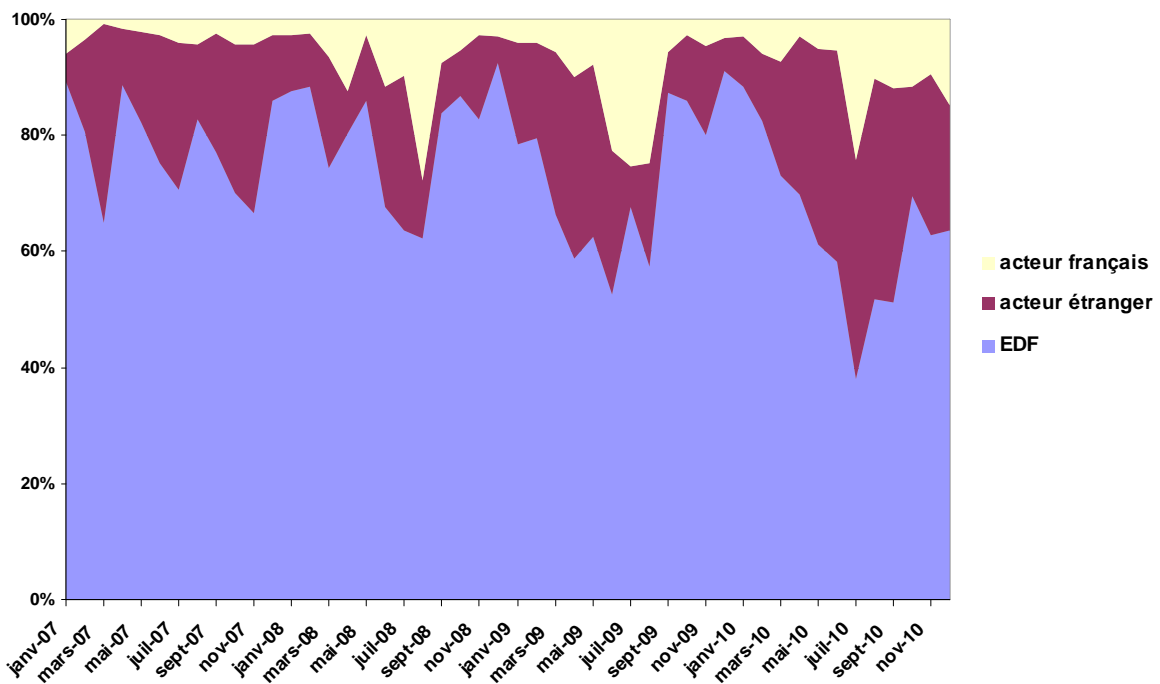
recouvrement des charges correspondantes le 29 octobre 2009. Un deuxième appel d'offres lancé fin 2010 a permis la contractualisation de nouvelles capacités pour 2011. A noter qu'un article de la loi sur la nouvelle organisation des marchés de l'électricité prévoit la mise en œuvre de contractualisation d'effacements similaire à ce qui a été mis en œuvre par RTE et la CRE de manière volontaire, sur des périodes de 3 ans.

### C. VERS UNE CONCURRENCE ACCRUE SUR LE MARCHÉ DE L'AJUSTEMENT

Les marchés de l'électricité et, en particulier le mécanisme d'ajustement, sont dominés par l'opérateur historique EDF. La concentration est encore plus remarquable sur le mécanisme d'ajustement car EDF possède la majorité du parc de barrages hydrauliques et des turbines à combustion de pointe capable de délivrer rapidement la puissance nécessaire à l'équilibrage du système. A noter que le renouvellement des concessions hydrauliques pourrait amener de nouveaux acteurs sur ce segment et donc accroître la concurrence sur le mécanisme d'ajustement.

C'est pourquoi la CRE s'efforce de développer les échanges transfrontaliers d'ajustement et de promouvoir la participation des consommateurs au mécanisme d'ajustement. Bien que la participation des consommateurs à ce mécanisme reste marginale, les acteurs d'ajustement étrangers représentent, quant à eux, la principale source de concurrence sur le mécanisme d'ajustement.

**FIGURE N° 1 : ÉVOLUTION DES PARTS DE MARCHÉ MENSUELLES POUR L'ÉNERGIE D'AJUSTEMENT A LA HAUSSE (EN %)**

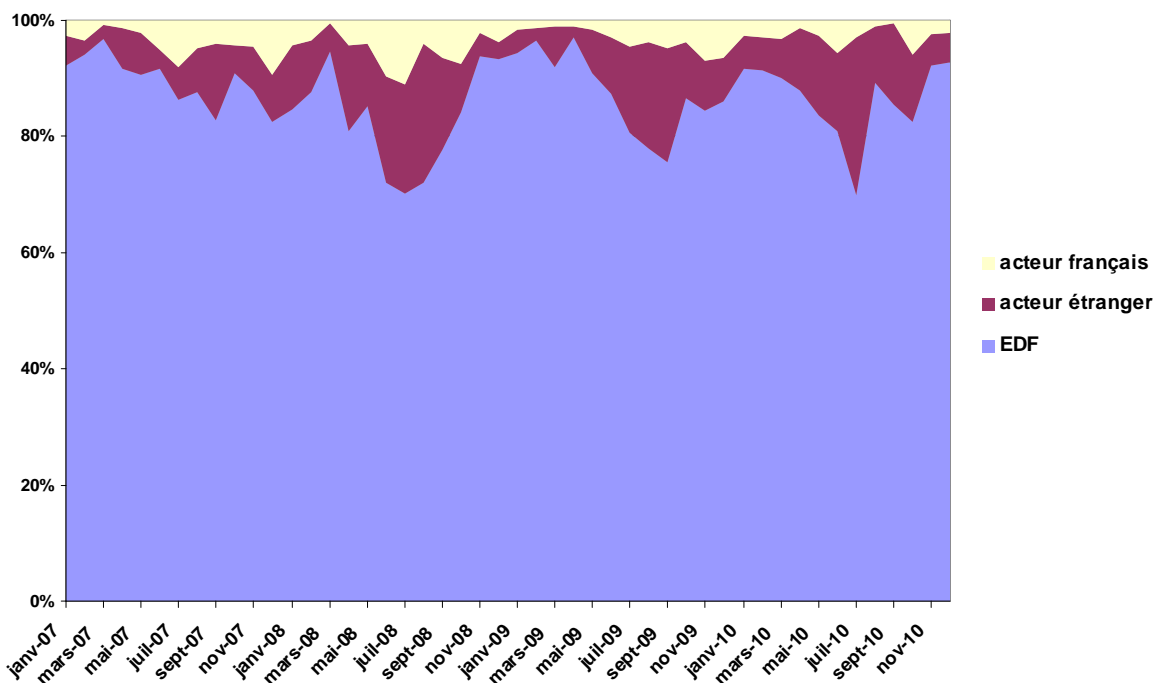


Le graphique ci-dessus montre qu'EDF assure une part de l'ajustement à la hausse oscillant autour de 70%, alors que les acteurs de marché étrangers fournissent entre 5 et 35% de l'énergie activée à la hausse. La participation des autres acteurs français est plus faible mais peut atteindre jusqu'à 25% des volumes en été. Globalement, la tendance est au développement de la concurrence avec la hausse de la participation des acteurs français et



étranger : en moyenne annuelle, la participation d'EDF diminue régulièrement (79,6% en 2008, 72,3% en 2009, 64,2% en 2010). Durant l'été 2010 particulièrement, les parts de marché d'EDF ont été assez basses, tombant en dessous de 40% en juillet.

**FIGURE N° 2 : ÉVOLUTION DES PARTS DE MARCHÉ MENSUELLES POUR L'ÉNERGIE D'AJUSTEMENT A LA BAISSÉ (EN %)**



Pour l'ajustement à la baisse en revanche, la concurrence est plus faible et la part de marché d'EDF atteint régulièrement 90%. Les parts de marché des autres acteurs français dépassent rarement les 5%. Par conséquent, la principale source de concurrence sur ce segment de marché provient des acteurs étrangers. De plus, on observe, depuis l'introduction du système d'échanges d'ajustement BALIT en mars 2009, une pénétration importante des offres anglaises, qui représentent près de 50% des volumes étrangers activés à la baisse. Ainsi, les offres proposés par National Grid, le GRT anglais, ont assuré jusqu'à 14% des ajustements à la baisse activés sur un mois.

#### D. MECANISME DE CALCUL DES ECARTS ET DES PRIX ASSOCIES

Tout acteur voulant effectuer des transactions d'énergie utilisant le réseau de RTE doit signer un accord de rattachement à un responsable d'équilibre, entité en charge du paiement des écarts observés au sein de son périmètre.

Les écarts des responsables d'équilibre sont calculés sur chaque demi-heure de la journée, et définis comme la différence entre l'injection totale et le soutirage total sur leurs périmètres, comprenant d'une part la différence entre l'injection physique et le soutirage physique mesuré mais aussi la différence entre les transactions nationales d'achat/vente et les transactions d'import/export aux interconnexions déclarées.

Le prix des écarts est calculé de la façon suivante :

**TABLEAU N°1 : LE PRIX DES ECARTS**

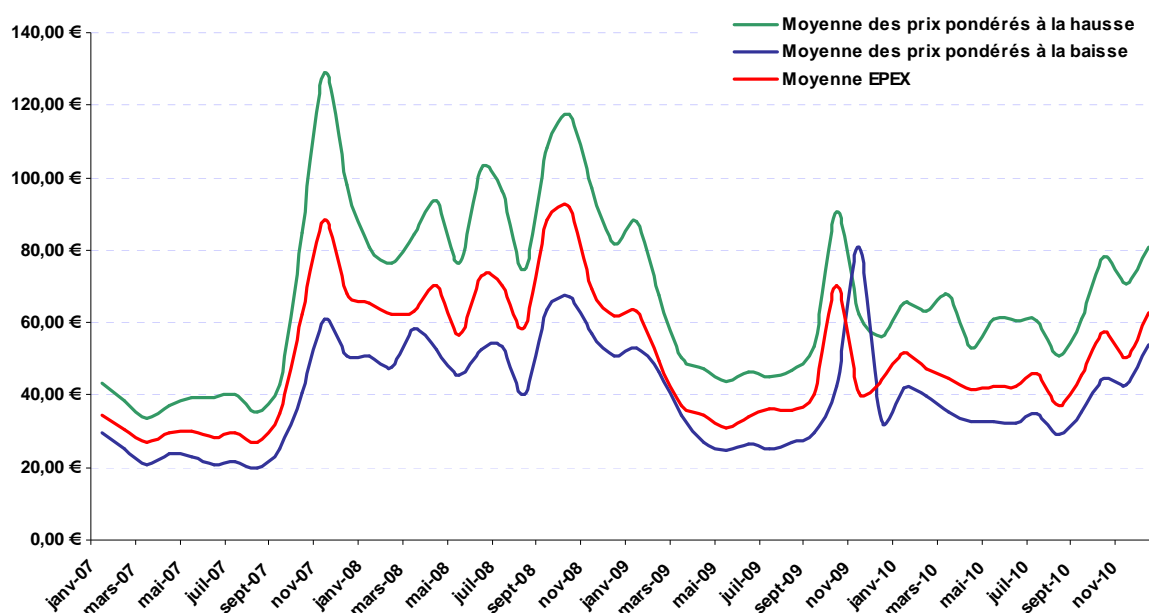
|                          | Cas où l'écart global du système est positif          | Cas où l'écart global du système est négatif          |
|--------------------------|---|---|
| Prix des écarts positifs | $\text{Min}(\text{PEpex}, \text{PMP Baisse} / (1+K))$ | PEpex   |
| Prix des écarts négatifs | PEpex   | $\text{Max}(\text{PEpex}, \text{PMP Hausse} * (1+K))$ |

- Epex représente le prix de la bourse (ou prix spot) pour la demi-heure concernée ;
- PMP Hausse représente le prix moyen pondéré par les volumes des ajustements à la hausse que RTE a dû activer pendant la demi-heure concernée ;
- PMP Baisse représente le prix moyen pondéré par les volumes des ajustements à la baisse que RTE a dû activer pendant la demi-heure concernée ;
- K est un paramètre visant à équilibrer sur un an les flux financiers liés au paiement des ajustements et au règlement des écarts.

Le 20 avril 2010, la valeur de K a été relevée de 0,05 à 0,12 afin de ramener le compte ajustement – écart vers un solde positif après deux années de gros déséquilibre (-37 M€ en 2008 et -40 M€ en 2009). 2010 s'est soldée par un compte positif de 38 M€.

Par construction, le prix des écarts négatifs est toujours supérieur au prix de marché sur EPEX Spot, et le prix des écarts positifs lui est toujours inférieur.

**FIGURE N° 3 : ÉVOLUTION DES PRIX MOYENS PONDERES MENSUELS SUR LE MECANISME D'AJUSTEMENT FRANÇAIS ET DU PRIX DU MARCHE POWERNEXT (EN €/MWH)**



Ce graphique permet d'observer la corrélation entre le prix spot sur la bourse de l'électricité française (EPEX Spot) et les prix moyens pondérés des offres activées à la hausse et à la baisse. Ainsi, comme le prix spot, les prix de l'ajustement ont fortement augmenté à partir de novembre 2007 et sont restés élevés pendant un an. A partir de la fin 2008, les prix de l'électricité ont connu une phase de décroissance marquée, retrouvant ainsi leur niveau d'avant novembre 2007. Depuis Septembre 2010 les prix sont repartis à la hausse en suivant les prix des marchés de gros.

### 2.3 Les principes de dissociation comptable

Les directives de 1996 et 1998 et les lois de transposition du 10 février 2000 et du 3 janvier 2003 ont imposée aux entreprises verticalement intégrées dans le secteur électrique l'obligation de tenir une comptabilité dissociée entre activités régulées et activités concurrentielles comme si « *les activités en question étaient exercées par des entreprises distinctes, en vue d'éviter les discriminations, les subventions croisées et les distorsions de concurrence* ».

En application des dispositions de l'article 25 de la loi du 10 février 2000, les principes de dissociation comptables (les règles d'imputation des postes de comptes de résultat et de bilan, les périmètres comptables des activités et les principes déterminant leurs relations financières) doivent être approuvés par la CRE après avis de l'Autorité de la concurrence.

Par ailleurs, la CRE dispose d'un pouvoir réglementaire supplétif qui lui permet de préciser les règles applicables à la dissociation comptable.

#### A. LES PRINCIPES GENERAUX DE LA DISSOCIATION COMPTABLE

Dans le secteur de l'électricité, les opérateurs (EDF et les ELD concernées) doivent établir des comptes dissociés pour les activités de production, de distribution ainsi que, le cas échéant, les comptes pour l'activité de négoce de gaz naturel et de leurs autres activités. Ces comptes doivent être communiqués, chaque année, à la CRE. A cela s'ajoute, la tenue de comptes dissociés, pour les activités de fourniture, entre clients ayant exercé leur éligibilité et clients ne l'ayant pas exercée. Depuis 2005, les opérateurs électriques ne sont plus tenus de publier leurs comptes dissociés.

La dissociation comptable est un moyen de s'assurer de la correcte affectation des coûts entre activités régulées et concurrentielles et, plus généralement, d'encadrer les relations financières entre ces activités. Elle est également un des outils pour garantir un fonctionnement indépendant des réseaux au sein des groupes verticalement intégrés. Elle s'inscrit dans un processus graduel qui s'est renforcé avec l'obligation de séparation juridique des réseaux prévue par la directive 2003/54 et transposée en France avec la loi du 9 août 2004 pour la séparation juridique des réseaux de transport et la loi du 7 décembre 2006 pour la séparation juridique des réseaux de distribution.

Les activités de transport et de distribution d'EDF ont été filialisées (en 2005 pour le transport avec RTE et en 2007 pour la distribution avec ErDF. De fait, ces entités établissent désormais leurs propres états financiers.

Toutefois, les deux filiales maintiennent des relations financières avec leur maison mères. Ces relations sont désormais transcrites dans des contrats ou s'inscrivent dans le cadre des relations usuelles entre maison-mère et filiale (comme par exemple pour ce qui concerne la remontée de dividendes). Dans ce cadre, les problématiques de l'indépendance des réseaux et de l'absence de subventions croisées restent entières. De ce point de vue, la CRE continue à veiller au respect de ces principes, notamment par le biais des audits en application des dispositions de l'article 27 de la loi du 10 février 2000 qu'elle mène régulièrement sur les comptes des opérateurs de réseaux. Ceux-ci sont réalisés soit par les agents de la CRE habilités à cet effet, soit par des cabinets d'audits extérieurs retenus après appel d'offres.

Concernant la séparation juridique des gestionnaires de réseau de distribution desservant plus de 100 000 clients sur le territoire métropolitain (la loi du 7 décembre 2006), cette obligation s'impose, outre EDF, à 4 opérateurs électriques : Electricité de Strasbourg, Usine Electricité de Metz, Sorégies et Régie du Sieds.

En cas de manquements à ces règles, le CoRDIS peut engager la procédure de mise en demeure et prononcer à l'encontre du gestionnaire les sanctions prévues au 1<sup>o</sup> du même article.

## **B. LA DISSOCIATION DE LA FOURNITURE**

La loi du 9 août 2004 imposait aux opérateurs de tenir, à compter du 1<sup>er</sup> juillet 2004, des comptes séparés pour les activités de fourniture aux clients éligibles et aux clients non éligibles. Ce périmètre était toutefois hétérogène puisqu'il ne permettait pas de distinguer les clients éligibles selon qu'ils aient exercé ou non leur éligibilité.

Ces règles de dissociation comptable des activités de fourniture ont été modifiées par la loi du 7 décembre 2006, qui impose désormais, à partir du 1<sup>er</sup> juillet 2007, à l'opérateur l'obligation de présenter des comptes dissociés de l'activité de fourniture entre les clients ayant exercé leur éligibilité et les clients n'ayant pas exercé leur éligibilité.

Les opérateurs concernés par ce nouveau périmètre sont EDF et les ELD exerçant dans le domaine de l'électricité et du gaz naturel.

### **2.4 Indépendance des gestionnaires de réseaux publics**

Au cours de l'année 2010, ni le cadre juridique lié à l'indépendance des gestionnaires de réseaux, ni les compétences de la CRE n'ont évolué en la matière. Par ailleurs, le régulateur n'a imposé aucune sanction liée à des questions d'indépendance.

## **A. L'INDEPENDANCE DES GESTIONNAIRES DE RESEAUX DE TRANSPORT**

Le gestionnaire du réseau de transport d'électricité (RTE) continue à faire preuve d'une réelle indépendance en termes d'organisation et de prise de décision, bien protégée par les dispositions légales en vigueur en France, qui sont allées au-delà du socle prévu par la directive 2003/54/CE.

L'attention de la CRE se porte sur le comportement de la maison-mère, qui ne doit pas remettre en cause cette indépendance.

Le gestionnaire de réseau de transport a d'ores et déjà commencé à se préparer aux évolutions juridiques en cours (3<sup>ème</sup> paquet énergie).

## **B. L'INDEPENDANCE DES GESTIONNAIRES DE RESEAUX DE DISTRIBUTION**

La directive 2003/54/CE rendait obligatoire la séparation juridique des gestionnaires de réseaux de distribution au plus tard au 1<sup>er</sup> juillet 2007. Au 31 décembre 2010, les 5 gestionnaires de réseaux de distribution d'électricité desservant plus de 100 000 clients étaient séparés juridiquement.

Après les phases de réorganisation liées à la séparation juridique, la plupart des gestionnaires de réseaux de distribution ont stabilisé leurs modes de fonctionnement. Ils ont mis à profit l'année 2010 pour améliorer l'encadrement de leurs relations avec la maison-mère (contractualisation des prestations, modification des statuts, etc.). Toutefois, dans certains cas, l'interaction avec celle-ci reste forte.

Les gestionnaires de réseaux de distribution doivent renforcer leur indépendance, quitte à remettre en cause certaines situations héritées de la période antérieure à l'ouverture des marchés.

En effet le recours aux services de la maison-mère est de nature à affaiblir l'indépendance d'une filiale. Dès lors, le recours à ces services doit être limité aux cas où il est impossible à la filiale d'obtenir ce service par des prestataires tiers ou quand elle ne peut l'obtenir par des prestataires tiers qu'à des conditions économiques défavorables par rapport à celles offertes par la maison-mère. Si certains liens forts peuvent se comprendre au regard du caractère récent de l'obligation de séparation juridique, la CRE estime que cette situation doit évoluer à l'avenir et, dans tous les cas, relever d'une décision justifiée du gestionnaire de réseau.

La CRE renouvelle son scepticisme face au modèle dit du « gestionnaire de réseau de distribution léger », choisi par deux gestionnaires de réseaux de distribution. En effet, dans ce cas, le gestionnaire de réseau ne possède pas les moyens techniques et humains nécessaires pour intervenir sur les réseaux, et confie l'essentiel de ces opérations à la maison-mère.

En outre, l'exigence du 3<sup>ème</sup> paquet d'assurer que toute confusion entre le gestionnaire de réseaux de distribution et l'entreprise verticalement intégrée soit impossible, devrait sans doute conduire à une évolution des logos, des dénominations et/ou marques commerciales de certaines entreprises.

Cette incertitude quant à l'évolution de l'identité visuelle des gestionnaires de réseaux de distribution ne doit pas empêcher ces entreprises de poursuivre le développement de leur notoriété.

Enfin, le degré d'ouverture du marché dans les secteurs des ELD reste faible. Selon les fournisseurs alternatifs, cette situation s'explique avant tout par le niveau important des coûts à supporter pour adapter leurs systèmes d'information afin de gérer des clients dans ces zones. Les ELD doivent donc se rapprocher d'ErDF et de GrDF en vue d'approfondir leurs efforts en matière d'interopérabilité de leurs systèmes.

### **C. ELEMENTS COMMUNS A L'INDEPENDANCE DES GESTIONNAIRES DE RESEAUX DE TRANSPORT ET DE DISTRIBUTION**

Les principes affirmés par la directive 2003/54/CE, doivent être respectés, à savoir :

- une indépendance totale de décision de la filiale, qui doit notamment se manifester en matière de communication, sous réserve du droit de supervision économique par la maison-mère ;
- la garantie des intérêts professionnels des personnels et des dirigeants des gestionnaires de réseaux leur permettant d'agir en toute indépendance.

En ce qui concerne la première exigence, si la situation des organes de direction est majoritairement conforme aux textes français et communautaires, il convient que les profils des membres des organes de surveillance soient davantage diversifiés et que les maisons-

mères ne créent pas de structure susceptible de compromettre l'indépendance des gestionnaires de réseaux.

La CRE est également attentive aux actions de communications menées par les gestionnaires de réseaux.

En effet, une communication indépendante permet non seulement aux acteurs de marché de disposer d'informations objectives et fiables, indispensables à la définition de leur stratégie (bilan prévisionnel, passage de l'hiver, etc.), mais aussi au consommateur de mieux comprendre le fonctionnement du marché de l'électricité. Elle contribue donc au développement d'une juste concurrence au profit d'un consommateur averti. Il est dès lors impératif que les gestionnaires de réseaux communiquent de manière indépendante et que la communication des maisons-mères soit limitée à leurs stricts domaines de compétence (production, commercialisation). En outre, les maisons-mères ne doivent ni bénéficier de retombées directes d'image, en se mettant en avant alors que certaines opérations sont conduites par les gestionnaires de réseaux, ni bénéficier d'informations opérationnelles privilégiées : ainsi, en cas de crise, les gestionnaires de réseaux doivent informer tous les fournisseurs de la même manière.

S'agissant de la seconde exigence certaines dispositions ou modes de fonctionnement propres à la branche des industries électriques et gazières gagneraient à être adaptés aux nouvelles règles concernant la garantie des intérêts professionnels des personnels et des dirigeants des gestionnaires de réseaux.

\*  
\* \*

### III. Le fonctionnement du marché français de l'électricité

En application de l'article 23, § 8 et 1, point h de la directive 2003/54/CE

Afin de mettre à la disposition du public des données de référence sur l'ouverture des marchés de l'électricité et du gaz, la CRE publie des indicateurs quantitatifs. Disponible sur le site Internet de la CRE ([www.cre.fr](http://www.cre.fr)), ces informations comportent une description des marchés de gros et de détail en France métropolitaine.

#### 1 Le marché de gros

##### 1.1 Production - consommation

Selon RTE, la consommation intérieure, incluant les pertes sur les réseaux de distribution et de transport, s'est élevée en 2010 à 513,3 TWh, supérieure à la consommation de 2009 de 5,5 %.

En 2010, la consommation maximale a été atteinte le 15 décembre 2010, avec 96 710 MW. Ce niveau constitue un record historique de consommation, dépassant ainsi le précédent record de 2009 (92 400 MW). Toujours selon RTE, la puissance installée en France s'élève à 123 500 MW en 2010, contre 120 200 MW en 2009, soit une augmentation de 2.7%.

A côté d'EDF qui exploite environ 91% de la puissance installée du parc de référence, les deux autres producteurs significatifs sont :

- GDF-Suez qui, à travers la CNR, la SHEM, les actifs de production et les participations dans le parc nucléaire, exploite 5% de la puissance installée;
- E.On France (la SNET, groupe E.On), qui détient 3 % de la puissance installée.

Ces trois producteurs détiennent au total 99 % de la puissance installée. La production d'électricité en France reste donc un marché très concentré. L'indice HHI pour le marché de la production électrique, calculé sur la base des capacités installées, est supérieur à 7 000.

Le tableau ci-dessous représente la structure du marché français en fonction des différents types d'utilisation des moyens de production :

**TABLEAU N°2 : STRUCTURE DU MARCHE FRANÇAIS**

| Ordre de mérite                 | Nombre de producteurs | Liste des producteurs   |
|---------------------------------|-----------------------|---|
| Base                            | 1                     | EDF   |
| Semi-Base                       | 4                     | EDF, E.On France, GDF-Suez, Poweo   |
| Pointe                          | 2                     | EDF   |
| Hydraulique                     | 2                     | EDF, GDF-Suez   |
| Petite production décentralisée | Plusieurs milliers    | Petits producteurs indépendants, entreprises locales de distribution, industriels (auto production) |

## 1.2 Les prix de marché day-ahead

Il existe en France des références de prix *day-ahead* représentatives et sur lesquelles s'appuient les acteurs de marché. Il n'y a pas de *pool* obligatoire en *day-ahead*. Néanmoins, il existe plusieurs plateformes sur lesquelles les acteurs de marché peuvent échanger ce type de produits. Des arbitrages s'opèrent entre ces différentes plateformes.

- Le prix EPEX Spot Auction (anciennement Powernext Day-ahead Auction, devenu EPEX Spot Auction depuis la collaboration d'EEX et Powernext en avril 2009) est un prix horaire, issu d'un mécanisme de fixage (confrontation automatique de courbes d'offres et de demandes). EPEX Spot Auction est considéré comme la bourse de l'électricité en France.

- Le trading continu (EpeX Spot Infracotinuier et par l'intermédiaire des courtiers) a représenté environ 21 TWh en 2010. Les produits échangés en continu donnent des références de prix en base, pointe, hors-pointe, et pour d'autres blocs horaires. Ces produits sont principalement échangés sur les plateformes de brokers. Seule une infime partie du négoce en *day ahead* continu a été négociée sur la plateforme continue d'EPEX Spot durant le premier trimestre de 2010.

Dans son rapport de surveillance publié en octobre 2010, la CRE a analysé la formation et la pertinence des prix *day-ahead* (EpeX Spot Auction). Elle y conclut que l'évolution des prix *day-ahead* a été généralement cohérente avec celle de l'équilibre offre-demande et avec l'évolution des cours des combustibles.

Le 12 janvier 2010, un pic de prix horaire est survenu sur EPEX Spot. Il a nécessité le déclenchement d'une procédure de secours (« RFQ » *request for quotes*), qui s'est soldée par des prix de 196 € pour l'heure 10 et 180 € pour l'heure 11.

A la suite de cet événement, la CRE a procédé à des investigations. Celles-ci ont, en particulier, porté sur les modifications des matrices d'offres transmises à EPEX Spot après le lancement de cette RFQ. EDF, en particulier, a été en mesure d'accroître son offre à la vente pour un volume de quelques centaines de MW en intégrant dans sa matrice d'offre la possibilité d'activer certains effacements dont le prix d'exercice était a priori hors marché ou présentant des conditions d'exercice spécifiques et qui n'avait donc pas été envisagée lors de l'élaboration de l'offre transmise pour l'enchère initiale (i.e. avant la RFQ). Cet épisode a conduit à constater qu'EDF n'offrait pas de façon automatique certains volumes liés à des effacements dans les matrices d'offres transmises à EPEX Spot.

La non-inclusion dans les offres transmises à EPEX Spot de ces capacités d'effacements comporte le risque de se traduire par des niveaux de prix plus élevés ou de perturber le déroulement opérationnel de la procédure de fixage sur le marché spot, par rapport à une situation où ces capacités seraient offertes de façon systématique à des niveaux de valorisation appropriés.

EDF a précisé qu'une partie des effacements représentant plus de 3 000 MW étaient déjà systématiquement proposés au marché. EDF a également informé la CRE que cette pratique allait être étendue aux effacements EJP Nord (effacement jour de pointe) et à certains effacements industriels.

La CRE considère que ces mesures opérationnelles apportent une évolution favorable au fonctionnement du marché de gros français de l'électricité et a pris note de l'engagement d'EDF de mettre en œuvre ces décisions à brève échéance.



### 1.3 Les marchés organisés

A la fin du quatrième trimestre 2010, 110 responsables d'équilibre sont présents sur le marché de gros français, soit 46 de moins que fin 2009. 87 responsables d'équilibre étaient présents sur EPEX Spot *Day-Ahead Auction* et 53 sur *Intraday*.

Parmi les volumes d'électricité commercialisés en 2010 sur EPEX Spot et EPD France :

- les volumes traités en infrajournalier restent limités. Les volumes échangés sont passés de 1,02 TWh en 2009 à 1,06 TWh au 31 décembre 2010, progressant de 4% d'une année sur l'autre, pour un total de 28 681 transactions ;
- les volumes traités sur le *day-ahead* auction ont stagné, passant de 51,64 TWh en 2009 à 52,62 TWh en 2010 (+0,02%);
- les volumes traités en *futures* ont présenté un repli significatif d'une année sur l'autre : 31,8 TWh ont été négociés sur Powernext Futures en 2010 contre 61,4 TWh en 2009, soit une diminution de 48%.

### 1.4 Le marché OTC

L'essentiel des transactions sur le marché français restent effectuées en gré-à-gré (OTC). Le marché OTC est constitué d'un segment de marché OTC direct (ou bilatéral direct) et d'un segment de marché OTC intermédié, c'est-à-dire couvrant les négociations conclues par l'intermédiaire des sociétés de courtage (ou brokers). Dans le cadre de ses activités de surveillance, la CRE reçoit régulièrement des informations de la part des courtiers (prix, volumes, contreparties,...).

Sur le marché OTC intermédié, six courtiers étaient actifs sur le marché de gros français de l'électricité en 2010. 69 acteurs sont intervenus sur le marché français par l'intermédiaire de ces courtiers en 2009, soit 7 de plus que l'année précédente. Sur ce segment de marché, il a été constaté que :

- les volumes traités en infrajournalier ont augmenté d'une année sur l'autre, passant de 0,026 TWh en 2009 à 0,029 TWh en 2010 (+12%) pour un total de 51 transactions ;
- les volumes traités en forwards ont reculé par rapport à l'année précédente : 491,5 TWh de *forwards* ont été négociés sur l'OTC intermédié en 2010 contre 529,6 TWh en 2009 (- 7,2%).

En 2010, les livraisons physiques résultant de transactions sur les marchés de gros ont progressé. Elles ont atteint un volume total de 352 TWh, en hausse (+2.9%) par rapport à 2009 (342 TWh).

Une mesure de la liquidité des marchés intermédiés est donnée par les écarts entre les offres à l'achat et les offres à la vente (Bid-ask spread). La valeur moyenne de ce différentiel en 2010 pour des produits à différentes maturités est présentée dans le tableau ci-dessous :

**TABLEAU N°3 : DIFFERENTIEL MOYEN ENTRE LES OFFRES A L'ACHAT ET LES OFFRES A LA VENTE**

| Différentiel bid-ask en €/MWh | Day-ahead |        | M+1  |        | Y+1  |        |
|-------------------------------|-----------|--------|------|--------|------|--------|
|                               | base      | pointe | base | pointe | base | pointe |
|                               | 0,3       | 0,4    | 0,6  | 0,7    | 0,6  | 0,8    |

M+1 : Month Ahead

Y+1 : Year Ahead

Source : CRE 2010

## 1.5 Le négoce transfrontalier

### A. LE MARCHÉ DE GROS FRANÇAIS INTEGRE A DES MARCHES SUPRA-NATIONAUX

Les marchés de l'électricité en Europe sont souvent considérés comme nationaux. Mais les interconnexions entre pays peuvent permettre l'émergence de marchés supranationaux.

Dans le cas de la France, il s'agit donc de déterminer si elle est incluse dans un marché plus large comprenant certains de ses pays frontaliers.

Trois critères peuvent être utilisés pour déterminer un marché pertinent géographique :

- la taille des interconnexions au regard de la capacité de production installée ;
- l'existence de congestion sur les interconnexions ;
- la proximité et la corrélation entre les prix dans les différentes zones.

On peut noter que ces indicateurs, bien qu'analysés individuellement, sont liés : avec une forte capacité d'interconnexion, on doit observer peu de congestions, et par conséquent, les prix doivent être très corrélés.

#### • **Critère 1 : taille des capacités d'interconnexion**

Le tableau suivant donne des estimations de capacité d'interconnexion (NTC) sur les différentes frontières pour l'hiver 2010.

**TABLEAU N°4 : CAPACITES D'IMPORT ET D'EXPORT ENTRE LA FRANCE ET LES PAYS VOISINS EN 2010 (EN MW)**

| Maximum des capacités d'import et d'export (en MW) entre la France et ses pays voisins 2010 |                 |          |           |        |        |         |       |
|---|-----------------|----------|-----------|--------|--------|---------|-------|
|   | Grande Bretagne | Belgique | Allemagne | Suisse | Italie | Espagne | Total |
| Import  | 2000            | 1650     | 4500      | 2300   | 995    | 1300    | 12745 |
| En % du parc installé français  | 2%              | 1%       | 4%        | 2%     | 1%     | 1%      | 10.3% |
| Export  | 2000            | 3600     | 2700      | 3200   | 2535   | 1400    | 15435 |
| En % du parc installé français  | 2%              | 3%       | 2%        | 3%     | 2%     | 1%      | 12.5% |

Source : CRE, sur la base de chiffres RTE

Les capacités d'interconnexions entre la France et les pays avoisinants représentent environ 10% des capacités de production installées en France. Ce pourcentage est conforme au critère publié dans les conclusions du Conseil Européen de Barcelone de Mars 2002 visant à établir le niveau d'interconnexion des pays à 10% de la capacité installée.

- **Critère 2 : congestions aux frontières**

Le travail mené au sein des initiatives régionales accélère l'intégration des marchés et élargit la délimitation des marchés pertinents en améliorant la gestion des congestions et en maximisant l'utilisation des interconnexions. Néanmoins, malgré une faible convergence des prix entre la France et certains pays frontaliers, les interconnexions sont très rarement utilisées au maximum de leur capacité, en raison de gestion inefficace des congestions.

Il existe cependant un contre-exemple : la frontière France-Belgique. En effet, grâce au couplage de marché pentalatéral entre la France, l'Allemagne, la Belgique, les Pays-Bas et le Luxembourg, en 2010, les prix ont convergé 85% des heures entre la France et la Belgique. Pendant les 15% des heures restantes, la capacité d'interconnexion est utilisée à son maximum, dans le sens du différentiel de prix.

- **Critère 3 : corrélation et proximité des prix**

Le tableau suivant montre les corrélations de prix spot entre la France et les pays avoisinants. Les corrélations mesurées pour l'année 2010 apparaissent similaires à celles observées les années précédentes. Les prix belges, suisses et allemands sont les plus corrélés aux prix français. La corrélation est plus faible avec les prix des autres pays.

**TABLEAU N°5 : CORRELATIONS DES PRIX ENTRE LA FRANCE ET LES PAYS VOISINS (SPOTJ+1)**

| <b>Produit <i>spot</i> (J+1) base</b> |                                      |                                     |   |                                    |  |                                       |
|---------------------------------------|--------------------------------------|-------------------------------------|---|------------------------------------|--|---------------------------------------|
| Corrélation des prix                  |                                      |                                     |   |                                    |  |                                       |
| Année                                 | Allemagne – France (EEX – Powernext) | Espagne – France (Omel – Powernext) | Grande Bretagne – France (Platts-Powernext) | Italie – France (IPEX – Powernext) | Belgique – France (Belpex – Powernext) | Suisse – France (Swissix – Powernext) |
| 2004                                  | 91 %                                 | 61 %                                | 53 %  | 50 %                               |  |                                       |
| 2005                                  | 89 %                                 | 69 %                                | 84 %  | 53 %                               |  |                                       |
| 2006                                  | 80 %                                 | 53 %                                | 72 %  | 64 %                               |  |                                       |
| 2007                                  | 80%                                  | 53%                                 | 86%   | 61%                                | 91%                                    | 87%                                   |
| 2008                                  | 88%                                  | 36%                                 | 56%   | 67%                                | 88%                                    | 91%                                   |
| 2009                                  | 40%                                  | 23%                                 | 27%   | 26%                                | 45%                                    | 40%                                   |
| 2009*                                 | 81%                                  | 52%                                 | 70%   | 51%                                | 94%                                    | 81%                                   |
| 2010                                  | 80%                                  | 30%                                 | 45%   | 33%                                | 94%                                    | 83%                                   |

Source : CRE d'après chiffres Platts, OMEL, IPEX, EEX, Belpex  
2009 \*: hors pic de prix du 19/10/09

On observe une forte corrélation des prix français avec les prix belges (94%) et les prix allemands (80%), conséquence du couplage pentatéral, ainsi qu'avec les prix suisses (83%). La corrélation des prix entre la France et l'Italie a diminué considérablement en 2010 par rapport à celle observée sur les années précédentes. Selon ces critères, on peut ainsi considérer que les marchés français, belge, allemand et suisse sont étroitement liés.

**TABLEAU N°6 : ECART DE PRIX MOYEN ENTRE LA FRANCE ET LES PAYS VOISINS (SPOTJ+1)**

| <b>Produit <i>spot</i> (J+1) base :</b><br>Ecart de prix moyen (en €/MWh) |   |  |  |                                       |   |  |
|---|---|--|--|---------------------------------------|---|--|
| Année   | Allemagne – France<br>(EEX – Powernext) | Espagne – France<br>(Omel – Powernext) | Grande Bretagne – France<br>(Platts-Powernext) | Italie – France<br>(IPEX – Powernext) | Belgique – France<br>(Belpex – Powernext) | Suisse – France<br>(Swissix – Powernext) |
| 2004  | 0,4                                     | -0,2                                   | 4,7  | 24,2                                  |   |  |
| 2005  | -0,7                                    | 7,0                                    | 8,6  | 11,8                                  |   |  |
| 2006  | 1,5                                     | 1,2                                    | 9,8  | 25,0                                  |   |  |
| 2007  | -2,8                                    | -1,7                                   | 1,3  | 30,1                                  | 0,9                                       | 5,1                                      |
| 2008  | -3,4                                    | -4,8                                   | 21,1   | 18,0                                  | 1,5                                       | 5,3                                      |
| 2009  | -4.2                                    | -6.1                                   | -1.8   | 20.7                                  | -3.7                                      | 4.9                                      |
| 2009 *  | -2.7                                    | -4.5                                   | -0.3   | 22.2                                  | -2.2                                      | 6.4                                      |
| 2010  | -3.0                                    | -10.5                                  | 0.5  | 16.6                                  | -1.2                                      | 3.5                                      |

Source : CRE, OMEL, IPEX, EEX, Belpex, Powernext

2009 \*: hors pic de prix du 19/10/09

**TABLEAU N°7 : ECART DE PRIX MOYEN ENTRE LA FRANCE ET LES PAYS VOISINS (FORWARD ANNUEL Y+1)**

| <b>Produit <i>forward</i> annuel (Y+1) base :</b><br>Ecart de prix moyen (en €/MWh) |   |  |
|---|---|--|
| Année   | Allemagne – France<br>(EEX – Powernext) | Grande Bretagne – France<br>(Platts-Powernext) |
| 2004  | 1,1                                     | 8,1  |
| 2005  | -1,1                                    | 19,7   |
| 2006  | -1,4                                    | 15,0   |
| 2007  | 1,43                                    | 2,51   |
| 2008  | -3,72                                   | 10,67  |
| 2009  | -2.55                                   | -1.88  |
| 2010  | -2.08                                   | -0.97  |

Source : CRE d'après chiffres Platts, EEX, Powernext

Les différentiels de prix ont diminué en 2010 par rapport à l'année précédente sur toutes les frontières, sauf sur la frontière espagnole.

La variation de l'écart de prix moyen la plus importante a lieu à la frontière espagnole pour laquelle le différentiel de prix passe de -6,1 €/MWh à -10,5 €/MWh. En revanche, les variations de l'écart de prix moyen les moins importantes ont lieu sur aux frontières allemande et britannique. Ces faibles variations des prix de l'électricité allemande et britannique apparaissent également sur le marché à terme où l'on constate des faibles variations des écarts des prix moyens : 0,47 €/MWh entre les prix français et allemand et, 0,91 €/MWh entre les prix français et britannique.

La persistance d'une marge positive entre les prix allemand et français de l'électricité peut par ailleurs témoigner de l'intégration par le marché d'une prime de risque sur le produit annuel pour livraison en France du fait de la plus grande volatilité du prix de l'électricité en France. Cette volatilité supérieure est due à la plus grande thermo sensibilité de la demande électrique française.

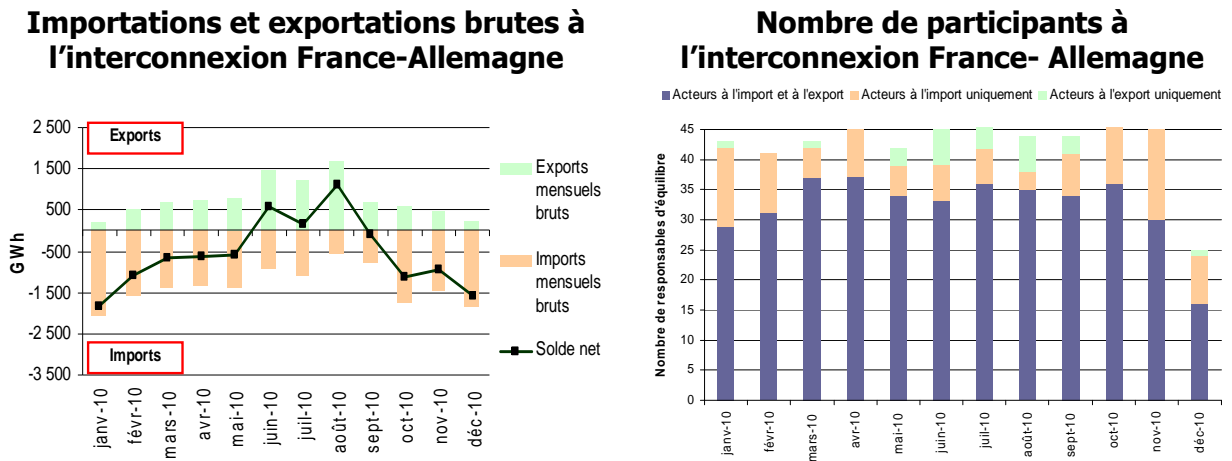
## B. DEVELOPPEMENT DES TRANSACTIONS AUX FRONTIERES EN 2010

### a. FRANCE-ALLEMAGNE

Le marché français a été importateur net d'Allemagne d'environ 7 TWh en 2010.

Le nombre de sociétés actives sur cette frontière a augmenté, passant de 39 fin 2009 à 43 en moyenne au cours de l'année 2010. La plupart des acteurs actifs à cette frontière sont des producteurs français et européens intégrés ainsi que des acteurs financiers. Les imports sont modérément concentrés ; en revanche, les exports restent très fortement concentrés.

**FIGURE N° 4 : TRANSACTIONS A L'INTERCONNEXION FRANCE – ALLEMAGNE EN 2010**



Données : RTE - Analyse : CRE

## b. FRANCE-BELGIQUE

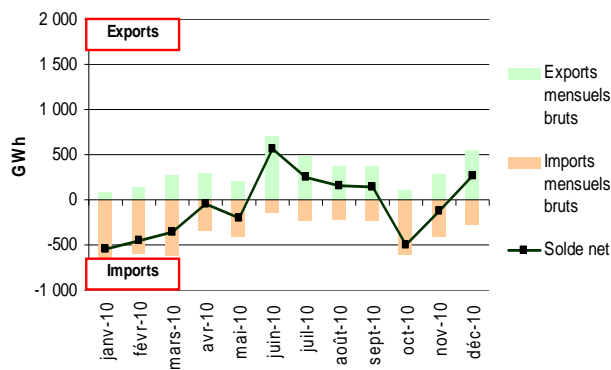
Le marché français a été importateur net depuis la Belgique d'environ 1 TWh en 2010. Le marché français n'a été exportateur net vers la Belgique qu'en février et mars.

Le nombre de sociétés actives sur cette frontière s'élève à 14 au cours de l'année 2010. La plupart des acteurs actifs à cette frontière sont des producteurs français et européens intégrés ainsi que des acteurs financiers. Les imports sont modérément concentrés; en revanche, les exports restent très fortement concentrés.

**FIGURE N° 5 : TRANSACTIONS A L'INTERCONNEXION FRANCE – BELGIQUE EN 2010**

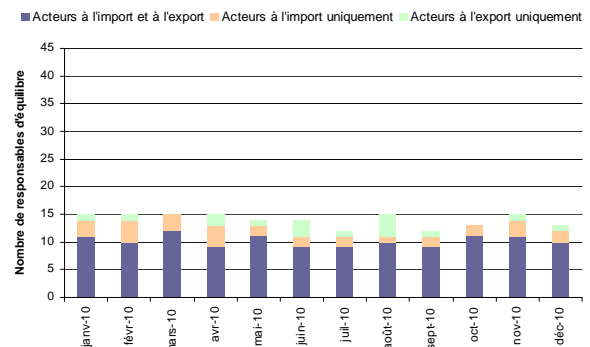
### Importations et exportations brutes à l'interconnexion France-Belgique

- Ensemble des flux -



### Nombre de participants à l'interconnexion France- Belgique

- Hors flux journaliers -



Données : RTE - Analyse : CRE

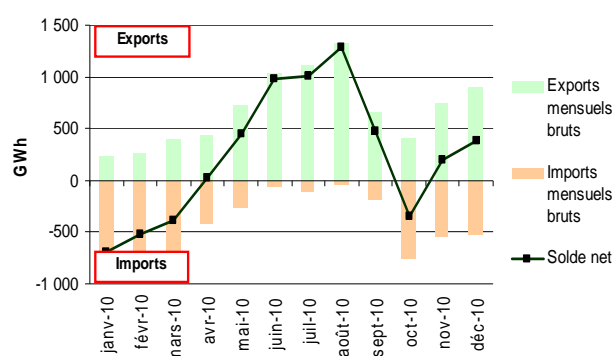
### C. FRANCE-GRANDE-BRETAGNE

Sur la totalité de l'année 2010, le marché français a été exportateur net vers la Grande-Bretagne d'environ 3 TWh.

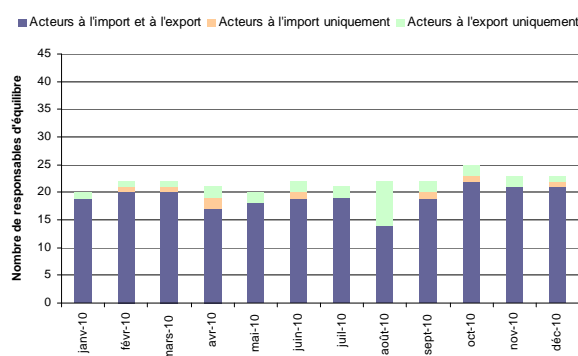
En 2010, 22 participants étaient actifs en moyenne à la frontière britannique. La plupart étaient des producteurs français et européens intégrés et des acteurs financiers. Le nombre et le type d'acteurs présents n'ont pas varié significativement. Les exports sont modérément concentrés; en revanche, les imports restent très fortement concentrés.

**FIGURE N° 6 : TRANSACTIONS A L'INTERCONNEXION FRANCE – GRANDE-BRETAGNE EN 2010**

#### Importations et exportations brutes à l'interconnexion France-Grande-Bretagne



#### Nombre de participants à l'interconnexion France-Grande-Bretagne



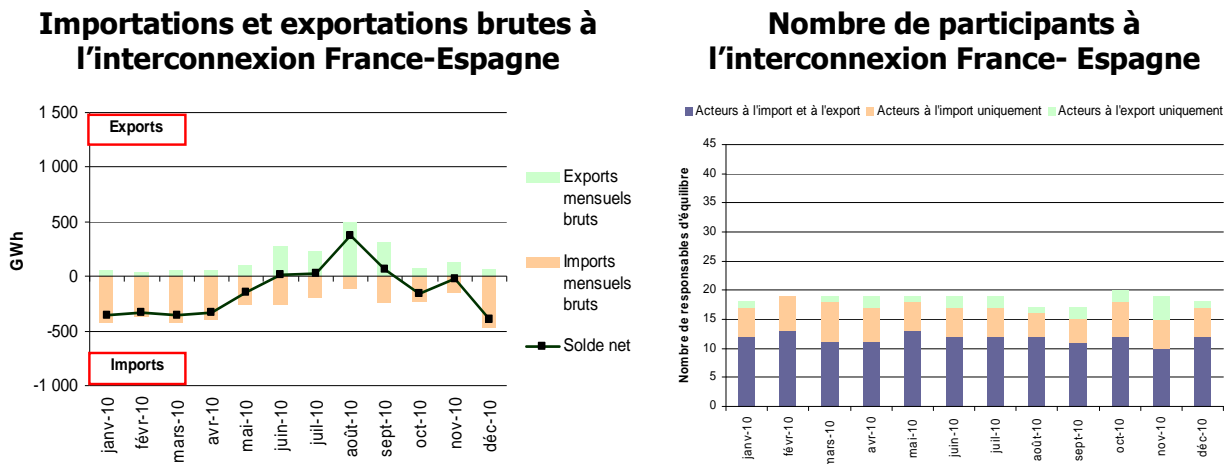
Données : RTE - Analyse : CRE

### d. FRANCE-ESPAGNE

Le marché français a été exportateur net vers l'Espagne d'environ 1,6 TWh en 2010. La France a été en position d'exportateur net vers l'Espagne entre juin et septembre 2010 inclus.

En moyenne 19 participants étaient actifs à la frontière espagnole en 2010. La plupart étaient des producteurs français et européens intégrés. Les imports ont été faiblement concentrés ; en revanche, les exports étaient très fortement concentrés, en raison de la forte part de marché d'un acteur.

**FIGURE N° 7 : TRANSACTIONS A L'INTERCONNEXION FRANCE – ESPAGNE EN 2010**



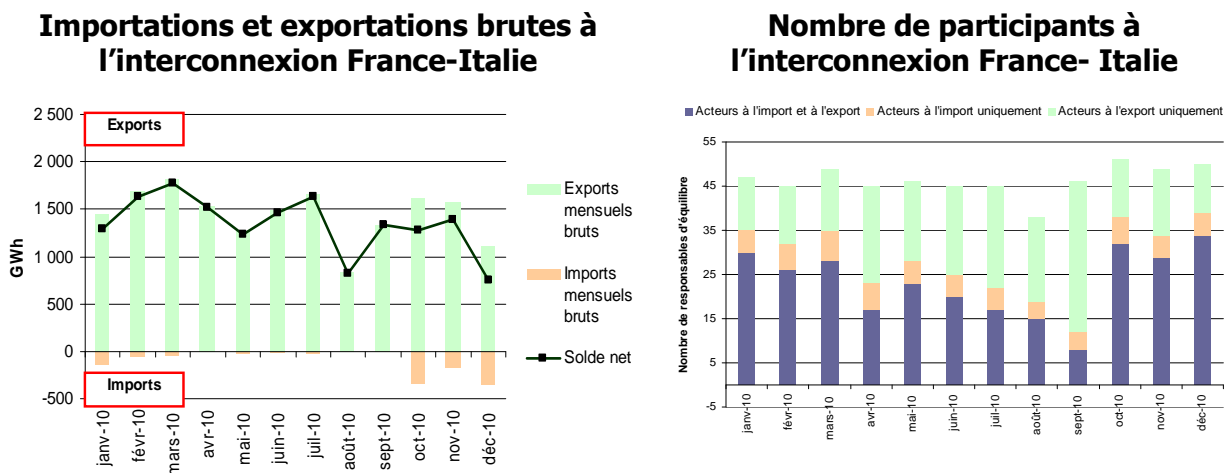
Données : RTE - Analyse : CRE

**e. FRANCE-ITALIE**

Le marché français a été exportateur net vers l'Italie d'environ 16 TWh en 2010. Le marché français a été exportateur net vers l'Italie durant tous les mois de l'année.

Le nombre de participants a varié entre 35 et 49 au cours de l'année 2010. Les producteurs français et européens intégrés ainsi que les acteurs financiers et les nouveaux entrants européens ont été à l'origine de la majorité des volumes de transaction. Les importations étaient modérément concentrées, et les exportations étaient faiblement concentrées.

**FIGURE N° 8 : TRANSACTIONS A L'INTERCONNEXION FRANCE – ITALIE EN 2010**



Données : RTE - Analyse : CRE



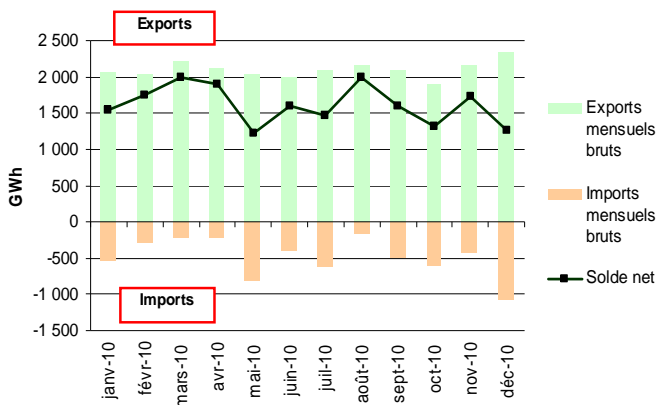
## f. FRANCE-SUISSE

Le marché français a été exportateur net vers la Suisse d'environ 19 TWh en 2010. Le marché français n'a été importateur net de Suisse qu'un nombre d'heures très limité.

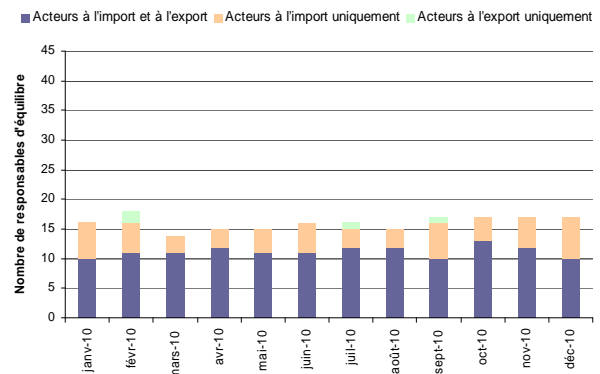
En moyenne 16 participants étaient actifs à la frontière suisse en 2010, dont la grande majorité est constituée de producteurs français et européens intégrés, qui sont à l'origine de la quasi-totalité des flux. Le nombre d'acteurs actifs n'a pas varié de manière significative. Les imports étaient modérément concentrés. Les exports sont restés extrêmement concentrés. Les producteurs français dominent largement les nominations aux exports, du fait du maintien de la priorité d'accès à l'interconnexion des contrats d'exportation de long terme.

**FIGURE N° 9 : TRANSACTIONS A L'INTERCONNEXION FRANCE – SUISSE EN 2010**

### Importations et exportations brutes à l'interconnexion France-Suisse



### Importations et exportations brutes à l'interconnexion France-Suisse par catégories d'acteurs



Données : RTE - Analyse : CRE

## 2 Le marché de détail

### 2.1 Les consommateurs

L'ouverture du marché français de l'électricité a connu plusieurs étapes de l'année 2000 à 2007. Depuis le 1<sup>er</sup> juillet 2007, tous les consommateurs, y compris les clients résidentiels, peuvent librement choisir leur fournisseur d'électricité. Au 31 décembre 2010, 35 millions de sites sont éligibles, ce qui représente 441 TWh de consommation annuelle d'électricité.

**TABLEAU N°8 : REPARTITION DES CONSOMMATEURS FINALS PAR TYPE DE SITE (AU 31 DECEMBRE 2010)**

|                        | Nombre de sites |
|------------------------|-----------------|
| Sites résidentiels     | 30 200 000      |
| Sites non résidentiels | 4 871 000       |

Source : Données 2010, GRD, RTE, Analyses CRE

**TABLEAU N°9 : REPARTITION DE LA CONSOMMATION ANNUELLE DES CONSOMMATEURS FINALS (AU 31 DECEMBRE 2010)**

|                        | Consommation 2010 en TWh |
|------------------------|--------------------------|
| Sites résidentiels     | 142                      |
| Sites non résidentiels | 299                      |

Source : Données 2010, GRD, RTE, Analyses CRE

Au cours de l'année 2010, l'ouverture du marché à la concurrence s'est poursuivie à un rythme soutenu pendant la première moitié de l'année et a connue une baisse pendant les 2 derniers trimestres. Le nombre de clients résidentiels en offre de marché a augmenté de seulement 13% (+ 186 000 sites) en 2010 contre 100% (+ 700 500 sites) en 2009. Les fournisseurs alternatifs, disposent au 31 décembre 2010 d'un portefeuille de 1 571 000 clients résidentiels sur un total de 30,2 millions de clients. Les fournisseurs historiques se partagent le reste du marché.

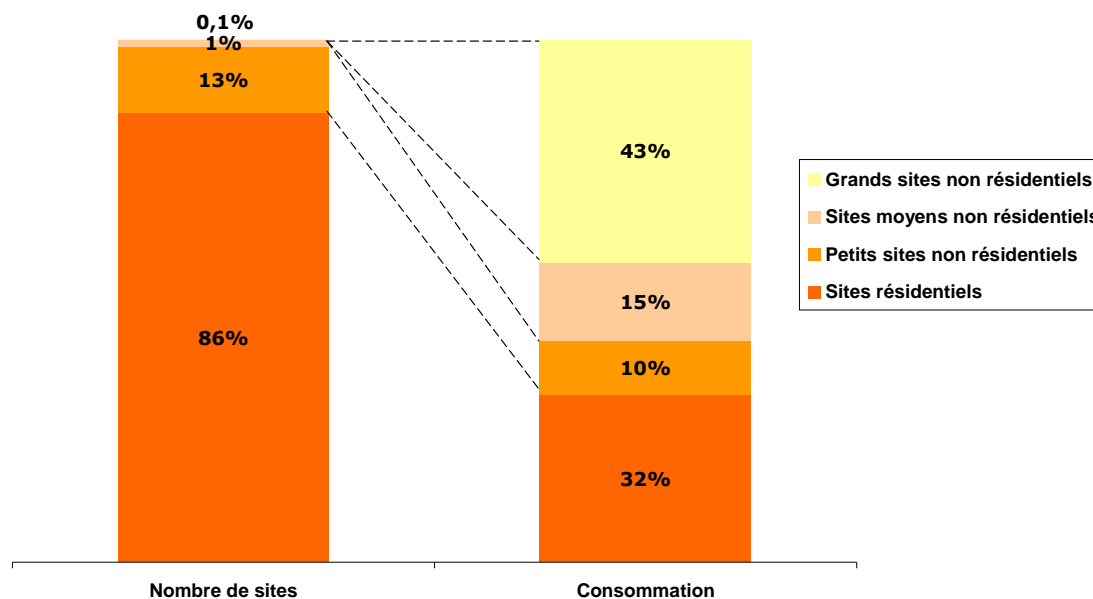
L'ouverture à la concurrence du marché non résidentiel a diminué en 2010. Le nombre de sites non-résidentiels en offre de marché a diminué de 3 % au cours de l'année 2010 (soit 24 000 sites de moins). On compte 362 000 clients non résidentiels chez les fournisseurs alternatifs, le reste du marché est partagé entre les fournisseurs historiques.

Les clients peuvent disposer de trois types de contrats :

- les contrats aux tarifs réglementés (proposés uniquement par les fournisseurs historiques).
- les contrats aux prix de marché (proposés par les fournisseurs historiques et par les fournisseurs alternatifs).
- les contrats au TaRTAM. L'accès à ce type de contrat suppose d'avoir préalablement souscrit un contrat en offre de marché.

La loi du 7 décembre 2006 a instauré un Tarif Réglementé et Transitoire d'Ajustement au Marché (TaRTAM) qui donnait le droit aux clients d'en bénéficier jusqu'à 2009 à condition d'avoir fait la demande avant le 1<sup>er</sup> juillet 2007. Cette loi a été modifiée par la loi du 7 décembre 2010 (loi NOME) qui donne le droit à un client en offre de marché de bénéficier du TaRTAM jusqu'à l'entrée en vigueur de la loi NOME à condition d'y avoir souscrit avant le 1<sup>er</sup> juillet 2010. Le TaRTAM est égal au tarif réglementé de vente hors taxes applicable au 15/08/2008, à un site de consommation présentant les mêmes caractéristiques, majoré de 23% pour les tarifs verts, 20% pour les tarifs jaunes et 10% pour les tarifs bleus<sup>8</sup>.

**FIGURE N° 10 : TYPOLOGIE DES SITES DE FOURNITURE D'ÉLECTRICITÉ AU 31 DÉCEMBRE 2010**



Source : données 2010, GRD, RTE, fournisseurs – Analyse : CRE

## 2.2 Les parts de marché

### A. ANALYSE EN TERME DE NOMBRE DE SITES

Un seul fournisseur (EDF) détient une part de marché supérieure à 5% du marché. Les parts de marché des 3 fournisseurs les plus significatifs (tous fournisseurs confondus) de chaque segment sont les suivants :

**TABLEAU N°10 : PARTS DE MARCHÉ (AU 31 DÉCEMBRE 2010)**

| Tous segments | Segment des grands sites non résidentiels | Segment des sites moyens non résidentiels | Segment des petits sites non résidentiels | Segment des sites résidentiels |
|---------------|---|---|---|--------------------------------|
| 96,4%         | 94,0%                                     | 98,6%                                     | 95,7%                                     | 96,6%                          |

Source : Données 2010, GRD, RTE, Analyses CRE

<sup>8</sup> Les segments sur lesquels s'appliquent ces coefficients de majoration sont indicatifs.

Pour avoir une vision plus détaillée du degré de concentration du marché français de l'électricité, les tableaux ci-après présentent les parts de marché des fournisseurs historiques et des fournisseurs alternatifs. Les fournisseurs historiques regroupent EDF, les entreprises locales de distribution (ELD) ainsi que leurs filiales. Un fournisseur historique n'est pas considéré comme un fournisseur alternatif en dehors de sa zone de desserte historique.

**TABLEAU N°11 : PARTS DE MARCHÉ DES 3 FOURNISSEURS HISTORIQUES LES PLUS SIGNIFICATIFS (EN NOMBRE DE SITES AU 31 DECEMBRE 2010)**

| Tous segments | Segment des grands sites non résidentiels | Segment des sites moyens non résidentiels | Segment des petits sites non résidentiels | Segment des sites résidentiels |
|---------------|---|---|---|--------------------------------|
| 93,6%         | 93,3%                                     | 98,6%                                     | 90,7%                                     | 93,9%                          |

Source : Données 2010, GRD, RTE, Analyses CRE

Les fournisseurs alternatifs en France regroupent l'ensemble des fournisseurs qui ne sont pas historiques.

**TABLEAU N°12 : PARTS DE MARCHÉ DES 3 FOURNISSEURS ALTERNATIFS LES PLUS SIGNIFICATIFS (EN NOMBRE DE SITES AU 31 DECEMBRE 2010)**

| Tous sites | Grands sites non résidentiels | Sites moyens non résidentiels | Petits sites non résidentiels | Sites Résidentiels |
|------------|-------------------------------|-------------------------------|-------------------------------|--------------------|
| 5,5%       | 3,1%                          | 0,5%                          | 8,3%                          | 5,2%               |

Source : Données 2010, GRD, RTE, Analyses CRE

## B. ANALYSE EN TERME DE VOLUME DE CONSOMMATION

Un seul fournisseur (EDF) détient une part de marché supérieure à 5%. Les tableaux suivants donnent les parts de marché en termes de volume des 3 fournisseurs les plus significatifs, des 3 fournisseurs historiques les plus significatifs et des 3 fournisseurs alternatifs les plus significatifs.

**TABLEAU N°13 : PARTS DE MARCHÉ EN VOLUME (AU 31 DECEMBRE 2010)**

| Tous segments | Segment des grands sites non résidentiels | Segment des sites moyens non résidentiels | Segment des petits sites non résidentiels | Segment des sites résidentiels |
|---------------|---|---|---|--------------------------------|
| 89,0%         | 82,8%                                     | 98,6%                                     | 96,6%                                     | 96,7%                          |

Source : Données 2010, GRD, RTE, Analyses CRE

**TABLEAU N°14 : PARTS DE MARCHÉ DES 3 FOURNISSEURS HISTORIQUES LES PLUS SIGNIFICATIFS EN VOLUME (AU 31 DECEMBRE 2010)**

| Tous segments | Segment des grands sites non résidentiels | Segment des sites moyens non résidentiels | Segment des petits sites non résidentiels | Segment des sites résidentiels |
|---------------|---|---|---|--------------------------------|
| 86,2%         | 74,0%                                     | 99,0%                                     | 92,2%                                     | 94,0%                          |

Source : Données 2010, GRD, RTE, Analyses CRE

**TABLEAU N°15 : PARTS DE MARCHÉ DES 3 FOURNISSEURS ALTERNATIFS LES PLUS SIGNIFICATIFS EN VOLUME (AU 31 DECEMBRE 2010)**

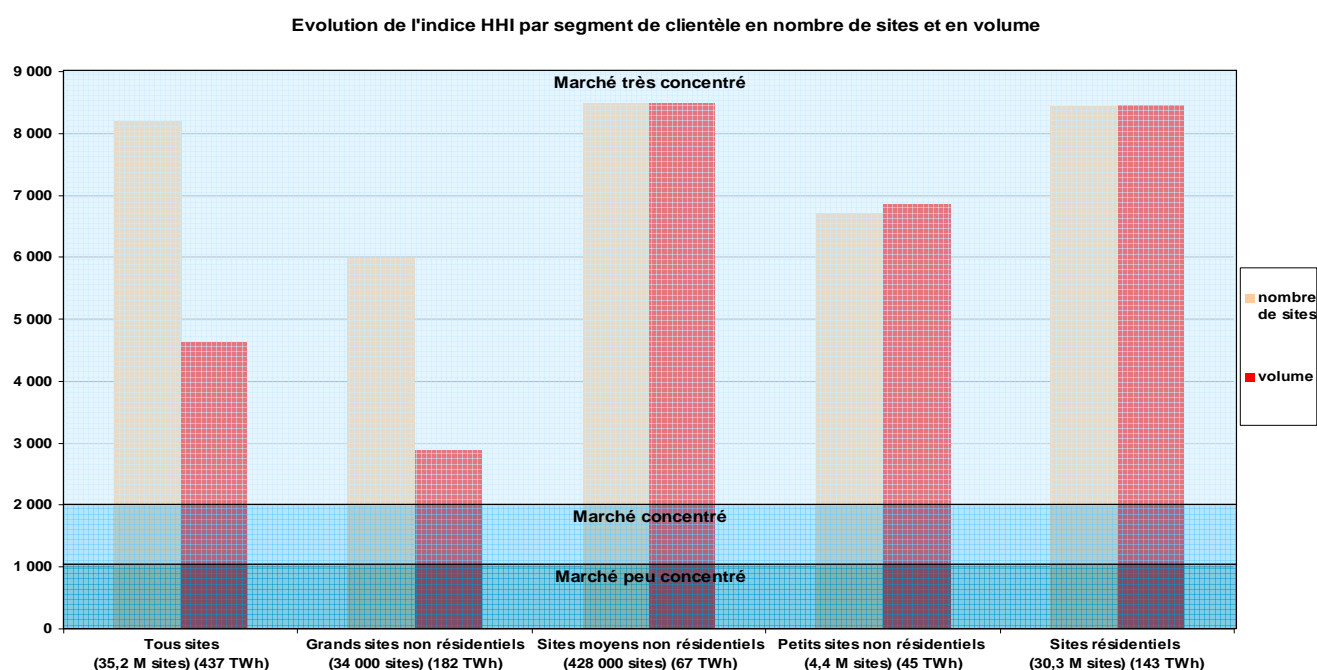
| Tous sites | Grands sites non résidentiels | Sites moyens non résidentiels | Petits sites non résidentiels | Sites Résidentiels |
|------------|-------------------------------|-------------------------------|-------------------------------|--------------------|
| 5,7%       | 13,0%                         | 0,5%                          | 7,3%                          | 5,2%               |

Source : Données 2010, GRD, RTE, Analyses CRE

### C. INDICATEUR HHI

Le graphique suivant donne l'indice de Herfindahl-Hirschman (HHI)<sup>9</sup> en nombre de sites et en volume pour les différents segments du marché de détail. Cet indice mesure la concentration du marché sur chaque segment de clientèle.

**FIGURE N°11 : EVOLUTION DE L'INDICE HHI**

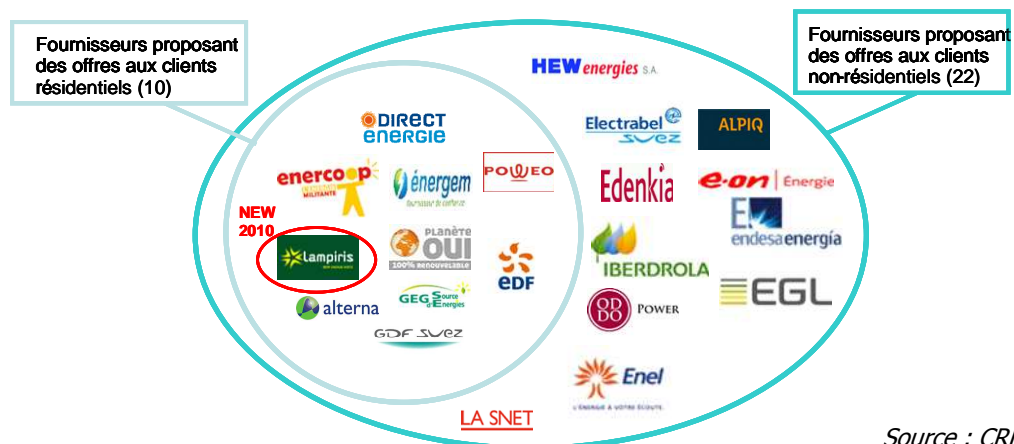


<sup>9</sup> L'indice HHI est égal à la somme des carrés des parts de marché des intervenants et mesure la concentration du marché (il est d'autant plus élevé que le marché est concentré). On considère généralement qu'un marché est peu concentré si son HHI est inférieur à 1000, et très concentré s'il est supérieur à 1800. Etant donné les spécificités des marchés de l'électricité et du gaz, cet indice ne doit être utilisé comme un indicateur du degré de concurrence qu'avec précaution. En effet, dans le cas de l'électricité, concentration et concurrence ne sont pas liés de façon aussi directe que sur la plupart des marchés.

## 2.3 Les fournisseurs

Au 31 décembre 2010, 18 fournisseurs alternatifs nationaux et déclarés auprès de la CRE, possèdent au moins un client en portefeuille. Parmi ces fournisseurs alternatifs, 7 proposent des offres aux clients résidentiels.

FIGURE N °12 : LES FOURNISSEURS D'ÉLECTRICITÉ



Source : CRE

### A-FOURNISSEURS HISTORIQUES AYANT ÉGALEMENT UNE ACTIVITÉ DE PRODUCTION

En France, on dénombre plus de 160 fournisseurs historiques, qui assurent historiquement la fourniture et la distribution dans les zones géographiques :

- EDF, qui a également une activité de production ;
- Environ 160 Entreprises Locales de Distributions (ELD), parmi lesquelles 56 ont une activité de production.

### B-FOURNISSEURS ALTERNATIFS AYANT ÉGALEMENT UNE ACTIVITÉ DE PRODUCTION

Au 31 décembre 2010, 3 fournisseurs alternatifs actifs depuis l'ouverture des marchés, sont dotés de capacités de production en France : le groupe GDF Suez, la SNET (Groupe E.ON) et Poweo.

## 2.4 Les gestionnaires de réseaux

RTE, filiale du groupe EDF depuis le 1<sup>er</sup> septembre 2005, est le gestionnaire du réseau de transport (GRT) d'électricité français, qui exploite, entretient et développe ce réseau.

ERDF, une filiale du groupe EDF depuis le 1<sup>er</sup> janvier 2008, exerce une activité de gestionnaire de réseau de distribution (GRD), ainsi que les 160 ELD en France.

## 2.5 Le changement de fournisseur

Des procédures standards ont été établies afin d'organiser le changement de fournisseur. Elles sont le fruit d'une concertation engagée par les différents acteurs du secteur (clients finaux, fournisseurs, distributeurs, transporteur, Administration). Les règles qui en découlent sont acceptées, tant par les utilisateurs que par les gestionnaires de réseaux et constituent des usages communément admis par la profession qui ne sont, à ce titre, pas dépourvus de valeur normative.

L'objectif qui avait été fixé par la CRE était que le changement de fournisseur soit simple, rapide, et gratuit.

### A. LES DIFFERENTES ETAPES DE LA PROCEDURE

Dans le cadre d'un contrat unique, qui couvre à la fois les conditions de la fourniture de l'électricité par le fournisseur et celles de son acheminement par le gestionnaire du réseau public de distribution, le changement de fournisseur se déroule de la façon suivante :

- le futur fournisseur doit assurer l'information du consommateur dans le respect des conditions fixées par la section 12 du Code de la consommation ;
- le client conclut un contrat avec son futur fournisseur, celui-ci devant matérialiser la volonté du client de changer de fournisseur ;
- le futur fournisseur informe le gestionnaire du réseau de distribution de la volonté du client de changer de fournisseur. Pour les clients particuliers, le code de la consommation prévoit, en cas de démarchage ou de vente à distance, un délai de rétractation de 7 jours. L'information du changement de fournisseur ne sera alors donnée au gestionnaire de réseau qu'à l'expiration de ce délai. Le futur fournisseur peut transmettre un auto-relevé du compteur (si le consommateur le lui a fourni) au gestionnaire de réseau ;
- le gestionnaire de réseau de distribution accuse réception de la demande :
  - il vérifie la recevabilité de la demande (cohérence des informations techniques, de l'index auto-relevé s'il a été fourni) ;
  - il informe le fournisseur actuel du client ;
- le gestionnaire du réseau de distribution estime les index de bascule du client (l'index auto-relevé, si fourni, servant à fiabiliser l'estimation) :
  - il envoie au fournisseur actuel les index à la date du changement de fournisseur et la facture du solde correspondant ;
  - il envoie au futur fournisseur les mêmes index et la première facture correspondant à la part fixe du tarif réseau.

Lors de la relève cyclique suivant un changement de fournisseur, si le gestionnaire de réseau détecte que l'index de bascule a été surestimé, le client pourra obtenir une régularisation « post-bascule » via une facture négative de son nouveau fournisseur. Ce principe ne remet pas en cause l'index contractuel de changement de fournisseur.

### B. LES MOTIFS DE REFUS

Le gestionnaire du réseau de distribution peut s'opposer à une demande de changement de fournisseur si :

- un changement de fournisseur est déjà en cours, suite à une demande antérieure ;
- une fraude a été constatée sur les installations de comptage.
- une erreur ou incohérence technique est décelée (Point de livraison (PDL) inexistant, PDL résilié...)

### C. LES MODALITES DE RESILIATION ET LES DELAIS

La loi du 7 décembre 2006 introduisant l'article L.121-89 dans le Code de la consommation indique, pour les clients résidentiels, qu'« *en cas de changement de fournisseur, le contrat est résilié de plein droit à la date de prise d'effet d'un nouveau contrat de fourniture d'énergie* ».

Le changement de fournisseur, sans modification de la puissance souscrite ni de la structure de comptage, se fait à date souhaitée par le client et le fournisseur, en respectant un délai minimum de 10 jours calendaires (selon les possibilités du GRD) et un maximum de 42 jours.

### D. COUTS LIES AU CHANGEMENT DE FOURNISSEUR

L'article 49 de la loi 2000-108 du 10 février 2000 relative à la modernisation et au développement du service public de l'électricité prévoit que, lorsqu'un client fait jouer son éligibilité pour un site et change de fournisseur, « *ses contrats en cours au tarif réglementé concernant la fourniture d'électricité de ce site sont résiliés de plein droit. Cette résiliation ne peut donner lieu à quelque indemnité que ce soit* ».

Enfin, « *lorsqu'un client ayant déjà exercé ses droits à l'éligibilité change à nouveau de fournisseur, il est seul redevable des coûts générés par ce changement, notamment au gestionnaire du réseau auquel il est raccordé* ».

Cependant, dans le cas des clients résidentiels, la loi n°2006-1537 du 7 décembre 2006 relative au secteur de l'énergie introduisant l'article L.121-89 dans le Code de la consommation précise « *que le fournisseur ne peut facturer au consommateur que les frais correspondant aux coûts qu'il a effectivement supportés, directement ou par l'intermédiaire du gestionnaire de réseau, au titre de la résiliation et sous réserve que ces frais aient été explicitement prévus dans l'offre. Ceux-ci doivent être dûment justifiés. Aucun autre frais ne peut être réclamé au consommateur au seul motif qu'il change de fournisseur.* »

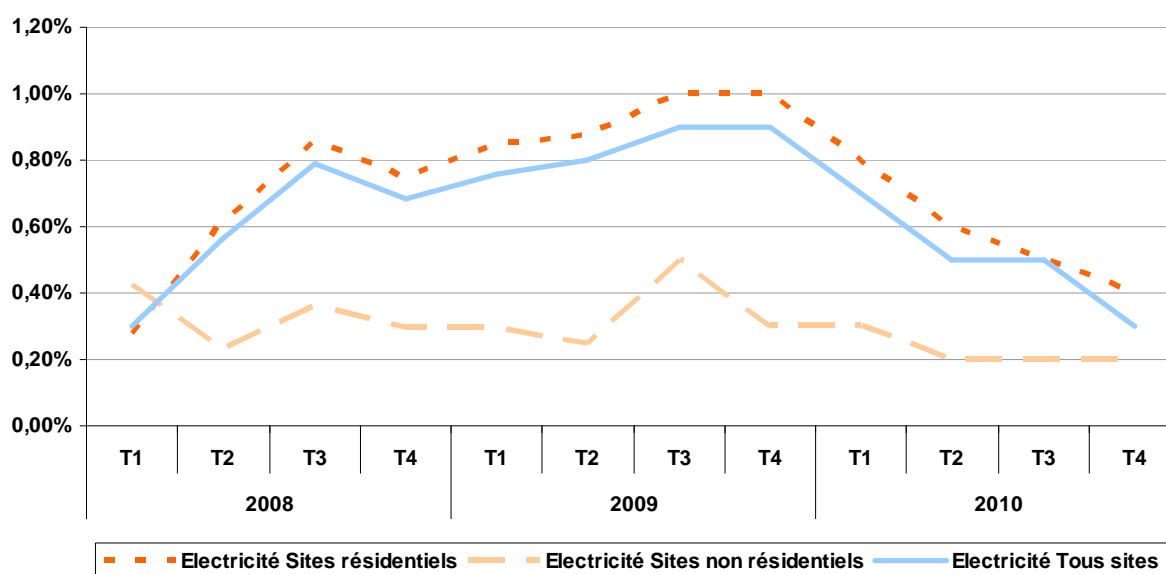
### E. ANALYSE DES TAUX DE CHANGEMENT DE FOURNISSEUR

D'après la définition retenue par l'ERGEG, le changement de fournisseur est défini comme l'action par laquelle un consommateur change de fournisseur. Un *switch* est considéré comme le mouvement librement choisi d'un client (défini en termes d'un contrat ou les points d'approvisionnement et la quantité d'électricité ou de gaz associé au contrat) d'un fournisseur à un autre. L'activité de *switch* est définie comme le nombre de changements dans une période de temps donnée. Le taux de *switch* est alors le ratio du nombre de changements de fournisseurs ajouté aux mises en services des fournisseurs alternatifs dans la zone desservant le client sur le nombre total des clients éligibles dans chaque segment de clientèle. Il est à noter que le taux de switch ne tient pas compte des contrats renégociés sans qu'il y ait changement de fournisseurs.

Les taux de switch ci-dessous n'incluent pas les changements de fournisseur des clients en direction des fournisseurs historiques (switch back) car les gestionnaires de réseau ne sont pas en mesure de distinguer les sites qui renégocient leur contrat chez un fournisseur historique de ceux qui reviennent vers ce fournisseur historique. Toutefois, cette restriction est sans impact notable sur la valeur du taux de switch calculé.



**FIGURE N°13 : TAUX DE SWITCH**



Source : Données 2010, GRD, RTE, Analyses CRE

## 2.6 Les prix de détail

### A. LES TARIFS

Le tableau suivant présente la décomposition de la facture des clients aux tarifs réglementés de vente d'électricité au 31 décembre 2010 :

**TABLEAU N°16 : FACTURE AUX TARIFS REGLEMENTES DE VENTE D'ELECTRICITE AU 31 DECEMBRE 2010**

|                             | Dc    | Ib    | Ig   | client résidentiel type** |
|-----------------------------|-------|-------|------|---------------------------|
| Tarif intégré HT (hors CTA) | 99,1  | 86,1  | 55,6 | 93,8                      |
| Tarif réseau (TURPE 3)      | 44,7  | 44,1  | 13,3 | 42,4                      |
| Part fourniture             | 54,4  | 41,9  | 42,3 | 51,4                      |
| CTA                         | 3,2   | 4,1   | 0,7  | 2,5                       |
| TCFE**                      | 9,0   | 3,0   | 0,5  | 9,0                       |
| CSPE*                       | 4,5   | 4,5   | 4,5  | 4,5                       |
| TVA***                      | 20,3  | 19,1  | 12,0 | 19,9                      |
| Tarif TTC                   | 136,1 | 116,8 | 73,4 | 129,7                     |

Source : Données 2010, Analyses CRE

(\*) La CSPE (contribution au service public de l'électricité) finance les dispositifs de soutien à la cogénération et aux énergies renouvelables, la péréquation tarifaire nationale et les dispositifs sociaux, le budget du médiateur national de l'énergie ainsi qu'une partie des charges liées au tarif réglementé transitoire d'ajustement du marché.

(\*\*) Les taxes locales correspondent à un pourcentage de 11 % à l'échelle nationale (13,2 %, pour Paris), appliqué à 80 % de la facture hors taxes dans le cas d'une puissance souscrite inférieure à 36 kVA et à 30 % de la facture hors taxes dans le cas d'une puissance souscrite comprise entre 36 kVA et 250 kVA. Pas de taxes locales pour les puissances supérieures à 250 kVA.

(\*\*\*) Pour les puissances inférieures ou égales à 36 kVA, la TVA correspond à 5,5 % de l'abonnement de la facture hors CSPE, 19,6 % sur le reste de la facture hors CSPE et 19,6% sur la CSPE. Pour les puissances supérieures à 36 kVA, la TVA correspond à 19,6 % appliqué à la facture hors taxes et aux autres taxes.

Remarques sur les hypothèses de calcul :

- la part réseau de la facture est calculée par application du tarif d'utilisation des réseaux aux caractéristiques des clients Eurostat (consommation annuelle  $c$ , consommation en heures creuses pour les résidentiels, puissance souscrite  $ps$  et durée d'utilisation  $c/(ps*8760)$  ;
- le tarif intégré HT est calculé par application des barèmes tarifaires aux caractéristiques des clients Eurostat ;
- la part fourniture de la facture est obtenue par différence entre la facture totale hors taxes et la facture réseau.

## B. TARIFS REGLEMENTES ET CONCURRENCE

La part fourniture du tarif réglementé de vente est obtenue en retranchant de ce tarif la part acheminement calculée à partir du tarif d'utilisation des réseaux publics d'électricité. Elle comprend les coûts de production, de commercialisation ainsi que la marge bénéficiaire du fournisseur.

La part fourniture des offres de marché des grands et moyens sites est fondée sur le prix des marchés de gros. Depuis janvier 2004, la part fourniture de ces offres a dépassé le niveau de la part fourniture des tarifs réglementés de vente. Cet effet est d'autant plus accentué que la part fourniture des tarifs réglementés de vente, pour certains de ces sites, ne reflète pas la réalité des coûts de fourniture, et peut être négative.

Pour les petits sites (résidentiels et non résidentiels), la part fourniture des tarifs réglementés de vente est également inférieure aux prix des marchés de gros, mais dans des proportions moins importantes que pour les grands et moyens sites.

## C. LES OFFRES DE MARCHÉ

Les offres de marché des fournisseurs alternatifs sont différentes selon le segment de clientèle. Pour les grands et les moyens sites non résidentiels, le prix des offres est, de manière générale, calé sur les prix du marché de gros. Pour les petits clients non résidentiels et résidentiels, il existe 2 types d'offres. Les plus nombreuses sont les offres dont le prix est défini par rapport au tarif réglementé de vente, et les autres dont le prix est construit par addition des tarifs d'accès au réseau et des prix de marché de gros.

La loi n°2010-1488 du 7 décembre 2010 portant nouvelle organisation du marché de l'électricité prévoit dans son article 16 que la CRE dispose d'un pouvoir de surveillance du marché de détail de l'électricité, et notamment qu'elle « surveille la cohérence des offres [...] faites par les producteurs, négociants et fournisseurs, notamment vers les consommateurs finals, avec leurs contraintes économiques et techniques ».

Sur ce fondement, la CRE a désormais la possibilité d'accéder à tous les contrats signés entre les fournisseurs et les clients finals, quelle que soit leur taille. L'article L. 121-87 du code de la consommation obligeait déjà les fournisseurs de clients dont la puissance souscrite est inférieure ou égale à 36 kVA à publier la description précise de leurs offres commerciales ainsi que leurs barème de prix.

Les fournisseurs alternatifs de petits clients non résidentiels et résidentiels proposent des offres qui comportent les caractéristiques suivantes :

- électricité certifiée d'origine renouvelable ou « verte » ;
- ampoules à économie d'énergie et d'autres cadeaux offerts lors de la souscription ;
- remise sur le prix si la consommation baisse ;
- prix fixe pendant une durée de un à deux ans.

Les offres de marché des fournisseurs alternatifs des clients résidentiels sont différentes. Pour un client type de 6 kVA base qui consomme 2600 KWh par an, ou un client type de 9 kVA heures pleines/heures creuses qui consomme 8500 KWh par an les offres peuvent être de 1% à 9% moins chères que les tarifs réglementés ou de 2% à 26% plus chères que les tarifs réglementés.

## **2.7 Les questions et les réclamations des consommateurs**

Le dispositif Energie-Info, composé du site internet d'information des consommateurs particuliers et professionnels [www.energie-info.fr](http://www.energie-info.fr) et d'un service d'information consommateurs joignable par téléphone (tél. 0810 112 212) ou par écrit (courriel, télécopie ou courrier), est accessible gratuitement à tous les consommateurs français depuis le 1<sup>er</sup> juillet 2007. Energie-Info permet aux consommateurs de poser une question ou d'être conseillés et assistés dans le cadre d'un litige avec un fournisseur et/ou un distributeur d'énergie. De plus, depuis novembre 2009, il propose un comparateur des offres gratuit de fourniture d'électricité et de gaz naturel, homologué par la CRE et le Médiateur national de l'énergie et accessible sur le site internet [www.energie-info.fr](http://www.energie-info.fr).

Ce dispositif est commun aux marchés de l'électricité et du gaz naturel. Il est co-piloté et co-financé par la CRE et le Médiateur national de l'énergie. Sa partie informative est mise à jour en coordination avec les Ministères en charge de la Consommation et de l'Énergie.

Energie-Info constitue le « guichet-unique » fournissant aux consommateurs l'ensemble des informations concernant leurs droits, la législation en vigueur et les voies de règlement des litiges à leur disposition.

Ce dispositif est commun aux marchés de l'électricité et du gaz naturel. Il traite à la fois des questions relatives à l'électricité, au gaz naturel, ou bien aux deux énergies simultanément.

En 2010, le Service Energie-Info a renseigné plus de 481 000 consommateurs (pour ceux souhaitant connaître les coordonnées des différents fournisseurs, soit environ 62% des appels, par l'intermédiaire d'un serveur vocal interactif). De plus, sur cette même période, le site internet a reçu 560 000 visiteurs.

### **A. QUESTIONS**

Les questions reçues par le service Energie-Info concernent les thèmes suivants : les procédures de mise en service, de résiliation ou de changement de fournisseur, le choix d'un fournisseur, les différents types de contrats existant (tarif réglementé et offres de marché) et les conditions de réversibilité (possibilité de revenir ou non au tarif réglementé après l'avoir quitté), le démarchage et le droit de rétractation, les conditions de validité d'une souscription de contrat (oralement ou par signature, selon les cas), la procédure de raccordement d'un logement aux réseaux de distribution d'électricité et de gaz naturel.

## B. RECLAMATIONS

Le service Energie-Info a une vision partielle des réclamations exprimées par les consommateurs sur les marchés de l'électricité et du gaz naturel.

Ces réclamations portent essentiellement sur :

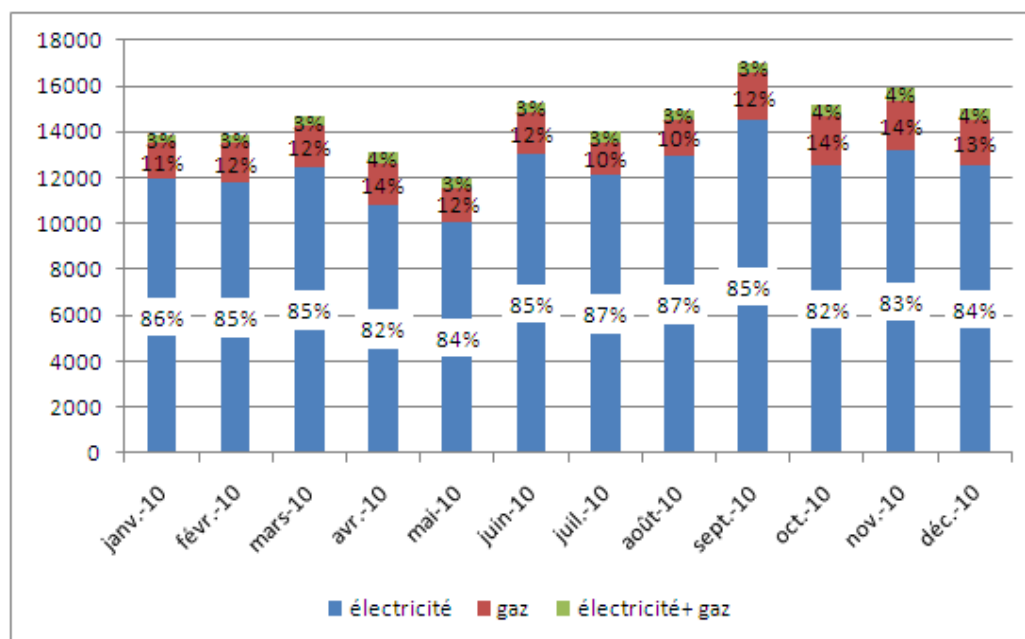
- des litiges liés à la facturation et à l'estimation des consommations par les fournisseurs,
- des résiliations non demandées, résultant essentiellement d'erreurs techniques de la part des fournisseurs,
- des pratiques commerciales jugées déloyales,
- des suspensions de fourniture faisant suite à un litige de facturation ou à des difficultés de paiement
- des litiges relatifs à la réalisation de raccordement aux réseaux de distribution d'électricité ou de gaz naturel.

Les réclamations concernent 2 % des demandes de consommateurs reçues par le service Energie Info. En 2010, ce service a reçu plus de 10 000 demandes de conseil et d'assistance relatives à des réclamations.

- **Litiges entre un consommateur et un fournisseur :** La loi n'a pas confié à la CRE de compétence dans ce domaine. Lorsqu'il répond à une telle réclamation, le service Energie-Info informe le consommateur sur ses démarches et sur ses droits, et peut l'orienter vers le médiateur national de l'énergie (chargé d'examiner les réclamations des consommateurs et de recommander des solutions aux litiges relatifs à l'exécution des contrats de fourniture d'électricité ou de gaz naturel), vers la Direction de la concurrence, de la consommation et de la répression des fraudes du Ministère de l'économie, de l'industrie et de l'emploi (compétente pour sanctionner les infractions au code de la consommation), ou vers la juridiction compétente  
A noter que le médiateur national de l'énergie a reçu 7066 saisines de consommateurs en 2010.
- **Litiges liés à l'accès ou à l'utilisation des réseaux :** Une fois les voies de résolution amiable d'un litige épuisées, le Comité de règlement des différends et des sanctions (CoRDIS) de la CRE peut, dans certains cas, être saisi par un consommateur. Ces cas sont très rares, la plupart des différends trouvant une solution amiable avant la saisine du CoRDIS.

## FIGURE N°14 : ENERGIE CONCERNEE PAR LES QUESTIONS & RECLAMATIONS DE CONSOMMATEURS (ELECTRICITE / GAZ / ELECTRICITE & GAZ)

(périmètre : appels clients traités de façon individualisée - hors serveur vocal + demandes écrites)



Source : Données 2010, Analyses CRE

## 2.8 Relations contractuelles entre les clients et les fournisseurs

### A. RELATIONS AVEC LES CLIENTS PROFESSIONNELS

Les fournisseurs d'électricité sont, dans leurs relations avec les clients professionnels, soumis au droit commun du *Code civil* et du *Code du commerce*.

Les fournisseurs sont soumis à une obligation de transparence à l'égard de ces consommateurs. Ils doivent expliquer clairement leurs obligations et toute disposition contractuelle obscure ou ambiguë sera interprétée en leur défaveur.

La structure et le contenu des contrats conclus avec des consommateurs professionnels sont en principe libres, sous réserve de ne pas aller à l'encontre de la réglementation applicable.

Pour les petits consommateurs professionnels<sup>10</sup>, une liste d'informations précontractuelles et contractuelles a été définie par le législateur<sup>11</sup>. Depuis la loi n° 2008-776 du 4 août 2008 de modernisation de l'économie, ces informations doivent être mises à la disposition du client par écrit ou sur support durable préalablement à la conclusion du contrat. Pour cette catégorie de clients, le fournisseur est également tenu d'offrir la possibilité de conclure un « contrat unique » qui regroupe la fourniture et l'accès au réseau.

Les contrats relatifs à l'accès au réseau sont transmis à la CRE. Leurs dispositions se doivent d'être transparentes et non discriminatoires. Lorsque cela est nécessaire pour le règlement

<sup>10</sup> Souscrivant une puissance électrique égale ou inférieure à 36 kilovoltampères

<sup>11</sup> Article 43 de la loi du 7 décembre 2006

d'un différend soumis au CoRDIS, celui-ci peut fixer, de manière objective, transparente, non discriminatoire et proportionnée, les modalités de l'accès aux réseaux, ouvrages et installations ou les conditions de leur utilisation.

La durée du contrat est libre. Elle peut être longue si le client le souhaite.

La CRE s'est déclarée favorable à la mise en place de contrats de long terme, dans lesquels les fournisseurs s'engagent sur des prix dont l'évolution, au cours du contrat, serait liée à des indices transparents. Ces contrats doivent néanmoins être conformes au droit de la concurrence, notamment pour ce qui concerne les opérateurs en position dominante. La conclusion de contrats de long terme de fourniture d'électricité ne doit pas avoir pour objet, ou pour effet, l'éviction de concurrents. Par ailleurs, les clients doivent pouvoir résilier leur contrat par anticipation et les pénalités qui leur sont appliquées doivent être raisonnables.

En application de l'article L. 441-6 du code de commerce qui s'impose à l'ensemble des fournisseurs dans leurs relations contractuelles avec des clients professionnels, ils sont tenus de communiquer à un client professionnel qui en fait la demande, leurs conditions générales de vente. Celles-ci constituent le socle de la négociation commerciale et comprennent les conditions de vente, le barème des prix unitaires, les réductions de prix et les conditions de règlement.

L'article 22-VI de la loi du 10 février 2000 prévoit également que les fournisseurs sont tenus de communiquer aux clients souscrivant une puissance appelée  $\leq 36$  kVA qui en feraient la demande leurs barèmes de prix ainsi que la description précise des offres commerciales auxquelles s'appliquent ces prix. Ces barèmes de prix doivent être identiques pour l'ensemble des clients éligibles de cette catégorie raccordés au réseau électrique continental.

Tout comme le contrat, le format de la facture est libre, excepté pour les petits consommateurs professionnels<sup>12</sup>.

Toute facture d'un fournisseur d'électricité doit *a minima* contenir les informations suivantes :

- ligne relative à l'énergie consommée facturée et au tarif d'utilisation des réseaux publics de transport et de distribution. Lorsque le fournisseur facture simultanément au consommateur la fourniture d'énergie et l'utilisation des réseaux publics de transport et de distribution, la loi du 10 février 2000 (article 22-VII) prévoit d'une part que l'énergie facturée pour les contrats d'une puissance souscrite  $\leq 36$  kVA doit l'être en fonction de l'énergie consommée et, d'autre part, que chaque kWh consommé doit être facturé « *au minimum [...] au montant prévu par le tarif d'utilisation des réseaux* » ;
- lorsque le fournisseur a conclu avec son client un contrat « *unique* » englobant la fourniture et l'acheminement de l'électricité, il facture simultanément à son client la fourniture d'énergie et l'utilisation des réseaux publics. Dans ce cas, il identifie sur la facture le montant correspondant à l'utilisation des réseaux publics par son client (article 5-I du décret n° 2001-365 du 26 avril 2001 relatif aux tarifs d'utilisation des réseaux publics de transport et de distribution d'électricité) ;

---

<sup>12</sup> L'arrêté du 2 juillet 2007 relatif aux factures de fourniture d'électricité ou de gaz naturel encadre les factures des petits professionnels et des particuliers.

- Pour les clients n'ayant pas exercé leur éligibilité, le fournisseur applique le tarif réglementé de vente. Les factures indiquent, pour la catégorie tarifaire concernée, la proportion correspondant aux coûts d'utilisation des réseaux publics. Le fournisseur reverse au gestionnaire de réseau les sommes qu'il a perçues au titre de l'utilisation de ce réseau (article 5-I du décret du 26 avril 2001) ;
- ligne relative à la contribution au service public de l'électricité (CSPE)
- ligne relative à la taxe sur la valeur ajoutée (TVA) en vertu du décret n° 2003-632 du 7 juillet 2003 ;
- ligne relative aux taxes locales (départementales et communales) en vertu du décret n° 2004-1210 du 15 novembre 2004 ;
- information sur l'origine de l'électricité fournie en application du décret n° 2004-388 du 30 avril 2004 (article 5) ;

D'autres lignes peuvent être librement ajoutées par les fournisseurs (par exemple pour détailler d'autres services délivrés par le fournisseur).

Pour les petits clients professionnels, l'arrêté du 2 juillet 2007 est allé plus loin et définit clairement les informations devant figurer sur les factures. Les postes d'information sont décrits de façon détaillée et le fournisseur doit indiquer au client le délai de préavis de résiliation de son contrat. Les petits clients professionnels sont également soumis aux nouvelles dispositions de l'article L. 121-87 du code de la consommation, introduites par l'article 89 de la loi n° 2008-776 du 4 août 2008 de modernisation de l'économie. Désormais, le consommateur n'est engagé auprès d'un fournisseur que par sa signature, sauf s'il demande expressément à bénéficier immédiatement de la fourniture d'énergie dans le cas d'un emménagement.

## **B. RELATIONS AVEC LES CLIENTS RESIDENTIELS**

Les fournisseurs d'électricité sont, dans leurs relations avec les clients résidentiels, soumis au Code civil et au Code de la consommation.

L'article 42 de loi du 7 décembre 2006 a introduit une nouvelle section dans le code de la consommation, règlementant les contrats de fourniture d'énergie.

Les offres des fournisseurs doivent comporter, comme le précise l'article L. 121-87 du code de la consommation, seize types d'informations précontractuelles pour permettre aux consommateurs de les comparer avant de fixer leur choix. Depuis la loi n° 2008-776 du 4 août 2008 de modernisation de l'économie, ces informations doivent être mises à la disposition du client par écrit ou sur support durable préalablement à la conclusion du contrat.

Les fournisseurs sont tenus d'offrir la possibilité aux clients résidentiels de souscrire un « contrat unique » couvrant à la fois l'acheminement et la fourniture.

Le contrat du fournisseur doit respecter un certain formalisme, il doit notamment :

- rappeler les éléments contenus dans l'offre ;
- être écrit ou disponible sur un support durable ;

- indiquer la date d'effet du contrat, les modalités d'exercice du droit de rétractation, les coordonnées du gestionnaire de réseaux (...).

Certaines dispositions sont encadrées :

- La durée des contrats : les fournisseurs ont l'obligation de proposer au consommateur résidentiel, parmi leurs offres, un contrat d'un an ;
- La résiliation des contrats : l'objectif étant d'éviter toute interruption de fourniture en cas de changement de fournisseur et de limiter la facturation de frais pour le consommateur.

L'article 89 de la loi n° 2008-776 du 4 août 2008 de modernisation de l'économie modifie l'article L. 121-89 du Code de la consommation. Désormais, le consommateur n'est engagé auprès d'un fournisseur que par sa signature, sauf s'il demande expressément à bénéficier immédiatement de la fourniture d'énergie dans le cas d'un emménagement.

### **3 Analyse concurrentielle et abus de position dominante**

#### **3.1 Marché de gros**

##### **A. LES VIRTUAL POWER PLANTS**

Depuis 2001, EDF est tenu de vendre des VPP (*Virtual Power Plants*) qui sont un élément essentiel du marché de gros français. Ce sont des capacités virtuelles de production mises régulièrement aux enchères par EDF à la suite de la décision de la Commission européenne (7 février 2001) l'autorisant à prendre une participation de 34,5 % dans l'électricien allemand EnBW.

En 2010, les VPP ont représenté 34 % des approvisionnements nécessaires aux opérateurs alternatifs pour couvrir la consommation de leurs clients éligibles et leurs engagements relatifs à la fourniture de pertes à RTE et au gestionnaire de réseau de distribution ERDF.

##### **B. LA TRANSPARENCE DE LA PRODUCTION**

La transparence des informations concernant la production est une condition essentielle du bon fonctionnement des marchés de gros.

Cette condition est particulièrement importante en France. En effet, du fait de la forte concentration des moyens de production, il est indispensable que l'ensemble des acteurs de marchés disposent d'informations leur permettant d'anticiper l'évolution de l'équilibre physique offre-demande du marché français.

Pour répondre aux attentes des acteurs, l'Union Française de l'Electricité (UFE) publie des informations *ex post* et *ex ante* sur la disponibilité et l'utilisation du parc des principaux producteurs français. RTE assure leur mise en ligne sur son site internet, sans toutefois en garantir l'exactitude.

- Les informations couvrent la totalité des grandes centrales françaises, qui représentent environ 91% du volume de production ;
- Ces informations prévisionnelles portent sur des durées allant du jour suivant aux trois années suivantes. Elles couvrent ainsi les principales échéances à terme traitées sur le marché français ;



- Les informations sur la disponibilité prévisionnelle de la veille corrigée des indisponibilités fortuites constatées sont publiées ;
- Les données de disponibilités prévisionnelles de court terme (c'est-à-dire de 1 à 7 jours) sont actualisées quotidiennement, y-compris les jours non-ouverts.

L'UFE a mise en place, à la fin de l'année 2010, la publication additionnelle des informations sur les indisponibilités totales non programmées de chaque unité de production de puissance nominale supérieure à 100, dans les 30 minutes suivant leur survenance.

Ces informations comporteront le nom de l'unité de production concernée, sa puissance, la date et l'heure de l'incident. Elles seront complétées au plus tard le lendemain par les causes de l'arrêt et la date estimée de remise en service.

## C. LA SURVEILLANCE DES MARCHES DE GROS

### a. LES ENJEUX DE LA SURVEILLANCE

L'article 28 de la loi du 10 février 2000, dans sa rédaction issue de la loi du 7 décembre 2006, a confié à la CRE la mission de surveillance des marchés. Il dispose que la CRE « *surveille, pour l'électricité et pour le gaz naturel, les transactions effectuées entre fournisseurs, négociants et producteurs, les transactions effectuées sur les marchés organisés ainsi que les échanges aux frontières. Elle s'assure de la cohérence des offres des fournisseurs, négociants et producteurs avec leurs contraintes économiques et techniques* ». La loi prévoit également que, si la CRE vient à détecter des pratiques délictueuses, son président saisit l'Autorité de la concurrence.

La surveillance d'un marché vise à détecter tout comportement anticoncurrentiel. Elle permet de vérifier que les acteurs qui disposent d'un pouvoir de marché n'en abusent pas, et que les transactions conclues sur les marchés n'ont pas pour objectif d'altérer le mécanisme de formation des prix.

Le prix sur un marché de gros détermine en effet :

- le revenu des ventes en gros réalisées par les opérateurs qui contrôlent des sources d'approvisionnement physiques (production, contrats d'importation de long terme) ;
- le coût d'approvisionnement des fournisseurs qui ne détiennent pas de telles sources d'approvisionnement.

Parmi les pratiques visées, on peut citer :

- la rétention de capacités de production qui vise à faire augmenter les prix par la création d'une pénurie artificielle ;
- la pratique de prix de vente excessivement bas, qui vise au contraire à faire baisser les prix en dessous de leur niveau normal et, ainsi, de réduire les revenus des concurrents ;
- l'envoi sur les plateformes de négociation, par un ou plusieurs acteurs, d'ordres d'achat ou de vente destinés à donner au marché une information erronée sur l'évolution des prix.

### b. LES RAPPORTS DE LA CRE EN MATIERE DE SURVEILLANCE DES MARCHES

Le rapport de la CRE sur le fonctionnement des marchés de gros français de l'électricité et du gaz naturel a été publié en octobre 2010. Il rend compte des activités de la CRE dans le domaine de la surveillance des marchés de gros. Il fait part aux acteurs de marché des

différents travaux de surveillance engagés par la CRE. Il capitalise sur l'expérience acquise dans ce domaine depuis que la loi du 7 décembre 2006 a donné compétence à la CRE pour surveiller les marchés.

La commission européenne a annoncé, le 15 septembre 2010, des mesures d'encadrement et de transparence concernant les produits dérivés OTC. Ces mesures découlent des engagements pris dans le cadre du G20 à la suite de la crise financière.

L'architecture de surveillance des marchés de gros de l'énergie continue de se préciser au plan européen. Le troisième paquet énergie prévoit la généralisation de la supervision des marchés de gros par les régulateurs nationaux, ainsi que par l'ACER. Les directives du troisième paquet posent également le principe de coopération entre les régulateurs sectoriels et financiers.

Au plan national, ce principe de coopération est d'ores et déjà prévu par la loi sur la régulation bancaire et financière (LRBF), adoptée par l'Assemblée nationale le 11 octobre 2010. Plusieurs dispositions prévues dans cette loi découlent des travaux de la commission présidée par Michel Prada à laquelle la CRE a contribué et dont les conclusions rendues en avril dernier ont fait l'objet d'un consensus. S'agissant de la surveillance du marché du CO<sub>2</sub>, la Commission Prada a recommandé de mettre en place au plan européen une architecture de surveillance harmonisée, donnant compétence aux régulateurs financiers sur l'ensemble des marchés du CO<sub>2</sub> et élargissant le champ de compétence des régulateurs de l'énergie à l'analyse des fondamentaux et des interactions entre marché du CO<sub>2</sub> et marchés de l'énergie.

La loi de régulation bancaire et financière met en œuvre ces recommandations au plan national et donne compétence à l'Autorité des marchés financiers (AMF) sur le marché au comptant du CO<sub>2</sub>. Elle étend la mission de la CRE à l'analyse de l'adéquation entre les transactions effectuées sur le marché du CO<sub>2</sub> et le marché de l'énergie.

La LRBF instaure également le principe d'une coopération entre l'AMF et la CRE. Le 10 décembre 2010, ces deux autorités de régulation ont signé un accord leur permettant de décliner les principales dispositions de cette loi. Cet accord met en avant la complémentarité de l'analyse sectorielle et de l'approche financière au profit de la régulation des marchés de l'énergie et du marché des quotas de CO<sub>2</sub>, celui-ci étant particulièrement représentatif d'un marché financiarisé étroitement lié au marché de l'énergie.

En termes d'architecture globale de surveillance, de telles dispositions prendront pleinement leur sens lorsqu'elles seront généralisées à l'ensemble des pays européens, les marchés sous-jacents (électricité, gaz, quotas d'émission) étant eux-mêmes traités à l'échelle européenne.

### **3.2 L'affaire Gaz et Electricité de Grenoble (GEG)**

Le 12 juillet 2005, la CRE a saisi le Conseil de la Concurrence de pratiques de l'opérateur historique Gaz et Electricité de Grenoble (GEG) à l'égard de la société Poweo dans le secteur de la fourniture et de la distribution d'électricité à Grenoble.

Poweo, fournisseur alternatif d'électricité et de gaz, a été autorisé par le ministère chargé de l'énergie à exercer une activité de fournisseur d'électricité. Afin d'approvisionner ses clients, il a signé un contrat d'accès au réseau de transport de l'électricité d'EDF (RTE) et avec les GRD

approvisionnement ses clients, à savoir GRD-EDF et les ELD.

A Grenoble, Poweo a signé le 5 janvier 2005 un contrat d'accès au réseau de distribution de GEG, dit contrat GRD-F.

Poweo a entrepris, à partir de février 2005, de démarcher les professionnels éligibles par l'intermédiaire de « revendeurs indirects », et de les convaincre de souscrire à ses offres.

Pour appuyer cette action commerciale, Poweo a lancé une campagne de publicité montrant des professionnels qui indiquaient leur satisfaction à l'égard des avantages procurés, chiffres à l'appui, par l'offre Poweo. L'opérateur historique GEG n'est pas resté sans réaction devant les démarches commerciales de son nouveau concurrent. Les faits portés à la connaissance du Conseil de la concurrence par la CRE sont intervenus à l'occasion de la contre-offensive de GEG.

Le 25 mars 2009, l'Autorité de la concurrence a rendu sa décision par laquelle elle sanctionne Gaz et Electricité de Grenoble (GEG), société d'économie mixte locale détenue conjointement par la ville de Grenoble (50 %), Suez Énergie Services (38,22 %), EDEV, filiale d'EDF (4,31 %) et COGAC, filiale de GDF (4,31 %), à hauteur de 320 000 euros, pour avoir abusé de sa position dominante sur le marché de la fourniture d'électricité aux petits professionnels en 2005.

L'Autorité a estimé que GEG, qui détenait le monopole de la fourniture d'électricité dans la région de Grenoble jusqu'au 1er juillet 2004, a abusé de la position dominante qu'elle occupait, en tant que fournisseur historique, en se livrant, courant 2005, à des pratiques de dénigrement à l'encontre de son concurrent Poweo et en associant à ces pratiques la diffusion d'une communication institutionnelle entretenant la confusion entre ses activités de distributeur exercées dans le cadre du service public et celles de fournisseur soumises à la concurrence. L'Autorité a estimé que la pratique reprochée à GEG est grave, car elle a permis d'exclure un nouvel acteur d'un marché qui venait de s'ouvrir à la concurrence.

En effet, à la suite de ces pratiques, Poweo, premier opérateur alternatif à prospecter le marché de l'électricité pour les petits professionnels, a vu sa progression ralentie puis stoppée au point de le déterminer à mettre un terme à son action commerciale à Grenoble. GEG a ainsi pu consolider sa position dominante, retrouvant, à quelque 190 clients près, la situation de monopole sur le marché pertinent qui était la sienne antérieurement au 1er juillet 2004. Au regard de ces éléments, l'Autorité de la concurrence a infligé à GEG une sanction de 320 000 €.

Cette décision a fait l'objet d'un recours devant la Cour d'appel de Paris qui, dans un arrêt rendu le 23 mars 2010 ([http://www.autoritedelaconcurrence.fr/doc/ca09d14\\_mars10pdf.pdf](http://www.autoritedelaconcurrence.fr/doc/ca09d14_mars10pdf.pdf)) rejette ledit recours, clôturant définitivement l'affaire opposant la société d'économie mixte Gaz et Electricité de Grenoble (SEM GEG) à l'opérateur alternatif Poweo en confirmant la sanction préalablement prononcée par l'Autorité de la concurrence.

## **IV . La régulation du marché du gaz naturel**

En application de l'article 25 § 1, de la directive 2003/55/CE

### **1 Le développement des initiatives régionales dans le gaz**

Le développement des échanges transfrontaliers est un facteur déterminant de la création d'un marché unique européen concurrentiel du gaz. Dans cette perspective, l'ERGEG a lancé, au printemps 2006, les initiatives régionales (IR), créées en fonction des problématiques propres à chaque zone. Depuis le 3 mars 2011, l'ACER assurera la coordination des travaux des initiatives régionales. Ces instances de coopération visent à favoriser l'intégration des marchés à un niveau régional, première étape avant l'achèvement du marché intérieur du gaz, par le biais d'actions concrètes. Plusieurs thèmes transversaux structurent les chantiers en cours au sein des IR dont l'accès aux interconnexions, l'interopérabilité, la transparence et les investissements. La CRE accorde une importance particulière à la coopération avec ses homologues européens et, par sa position géographique, participe aux initiatives Nord-Ouest (Allemagne, Belgique, Danemark, France, Grande-Bretagne, Irlande, Pays-Bas, Suède) et Sud (Espagne, France, Portugal).

#### **Encadré n°6 : État d'avancement des travaux de la Région Nord-Ouest (Allemagne, Belgique, Danemark, France, Grande-Bretagne, Irlande, Pays-Bas et Suède)**

La région Nord-Ouest constitue le cœur du marché gazier européen. Principale zone de consommation de l'UE, elle regroupe un grand nombre de systèmes gaziers interconnectés et comprend les principaux hubs européens. Les enjeux liés au développement des flux transfrontaliers dans la région sont donc très importants en termes de développement de la concurrence, d'émergence de places de marché efficaces et de renforcement des interactions entre pays au bénéfice de la sécurité d'approvisionnement.

Or, malgré la densité des infrastructures, il subsiste certains obstacles pour les expéditeurs, tels que des problèmes de compatibilité entre les différentes règles d'allocation, l'accès à l'information sur les capacités disponibles et la congestion physique et contractuelle. Améliorer la transparence, gérer les points d'interconnexion de manière plus efficace et accroître les capacités de transport transfrontalières sont les priorités.

Concernant les projets d'investissement, trois *open seasons* ont été menées entre la France et la Belgique d'une part et la France et le Luxembourg d'autre part.

#### **Open season pour le développement des capacités d'interconnexion à Taisnières**

En 2007, GRTgaz et Fluxys ont lancé un appel au marché (*open season*) pour développer les capacités de transport au point d'interconnexion de Taisnières H avec une mise à disposition de ces capacités prévue en décembre 2013.

A l'issue de l'open season et de sa prolongation début 2010, 14 expéditeurs ont réservé et confirmé 339 GWh/j de capacités fermes d'entrée en France depuis la Belgique pendant au moins 10 ans. Cette demande nécessite finalement la création de 50 GWh/j de capacité ferme d'entrée à Taisnières H.

#### **Open season pour la création d'un nouveau point d'interconnexion entre la France et la Belgique**

En mai 2010, une nouvelle *open season* a été lancée par GRTgaz et Fluxys avec pour objectif d'évaluer l'intérêt des acteurs de marché pour la création d'un nouveau point d'interconnexion entre les deux réseaux, à Veurne, à une centaine de kilomètres au nord de Taisnières, permettant de créer des capacités de transport de la France vers la Belgique. La phase non-engageante a montré un intérêt marqué pour le projet d'interconnexion, mais il était conditionné à la réalisation du terminal de Dunkerque. La décision finale d'investissement pour le projet Dunkerque LNG a été prise en juin 2011. La phase engageante de l'*open season* devrait être lancée en septembre 2011.

#### **Open Season France-Luxembourg**

Le transporteur luxembourgeois, CREOS, et GRTgaz ont lancé fin 2010 une *Open Season* coordonnée afin d'évaluer l'intérêt du marché pour des capacités de transport de gaz naturel à long terme de la France vers le Luxembourg. Le lancement de la phase engageante est prévu pour 2012.

## **Les marchés secondaires de capacités dans le Nord-ouest de l'Europe**

La CRE a co-piloté en 2009 un projet sur les marchés secondaires dans la région Nord-Ouest avec E.ON Ruhrgas.

Dans sa première phase (2008/2009), le projet a permis la création de deux plateformes d'échange de capacités (APX-ENDEX et trac-x) à la frontière entre l'Allemagne et les Pays-Bas (Bunde-Oude Statenzijl) et à la frontière entre l'Allemagne et le Danemark (Ellund). La deuxième phase entreprise à l'automne 2009 a permis de concrétiser la participation de la plateforme franco-belge Capsquare permettant l'échange de capacités au point d'interconnexion de Blarégny / Taisnières entre la Belgique et la France.

En 2010, un questionnaire a été soumis aux acteurs de marché afin de recueillir leurs avis sur le fonctionnement des marchés secondaires et d'identifier les barrières aux échanges. Les réponses obtenues ont montré un engouement certain pour les marchés secondaires afin d'optimiser l'utilisation de la capacité de transport. Pour autant, les expéditeurs reconnaissent ne pas toujours vendre leur capacité non-utilisée, notamment si sa valeur d'échange n'est pas assez élevée. Par ailleurs, la consultation a révélé que les expéditeurs n'achetaient pas systématiquement la capacité dont ils avaient besoin en raison de la lourdeur des procédures.

Plusieurs axes de travail ont été identifiés pour rendre les plateformes plus attractives et accroître le volume des échanges. Les expéditeurs ont souligné l'importance du *cleared trading* avec une plateforme centralisée disponible sur internet et garantissant la transparence, l'anonymat, la non-discrimination et la flexibilité. En ce qui concerne les produits offerts, les utilisateurs se sont exprimés en faveur d'un nombre limité de produits avec des quantités minimum standardisées.

Fin 2010, les participants ont décidé de suspendre temporairement la mise en œuvre de ce projet et d'attendre la finalisation des travaux sur l'orientation-cadre CAM et les lignes directrices CMP pour s'assurer de la cohérence des actions menées.

### **Encadré n°7 : État d'avancement des travaux de la Région Sud (Espagne, France, Portugal)**

La région Sud a pour priorité d'améliorer l'intégration du marché ibérique au reste de l'Europe. Le développement des interconnexions entre l'Espagne et la France est le principal chantier de cette région.

Dès 2007, les GRT espagnol Enagas, et français TIGF et GRTgaz ont travaillé à un plan commun de développement des infrastructures à l'horizon 2013 et 2015. Ce plan identifie les investissements à réaliser pour le renforcement des interconnexions existantes (à Larrau et Biriadou), ainsi que pour la création d'un nouveau corridor gazier à l'est des Pyrénées (le projet Midi-Catalogne, dit « Midcat »).

#### **Open seasons 2013 et 2015 pour le développement des capacités d'interconnexion entre la France et l'Espagne**

L'open season 2013 lancé en juillet 2009 a permis de décider du renforcement majeur du point d'interconnexion de Larrau. A compter de 2013, Larrau deviendra ainsi un point d'importation et d'exportation de gaz d'une capacité de 5,5 Gm<sup>3</sup>/an dans les deux directions, soit un tiers de la consommation du Sud de la France. A l'issue de cette *open season* (OS), huit expéditeurs se sont vus allouer de la capacité à cette interconnexion.

Poursuivant le développement des interconnexions entre la France et l'Espagne, les quatre transporteurs français et espagnols ont lancé en mai 2010, une seconde *open season*. La demande exprimée par le marché à cette occasion et le test économique qui s'en est suivi ont permis de valider le développement de 2 Gm<sup>3</sup>/an de capacité dans le sens Espagne vers France à Biriadou à compter de 2015. Trois expéditeurs se sont vus allouer de la capacité depuis l'Espagne jusqu'au PEG Nord lors de cette *open season*. En revanche, la demande exprimée était trop faible pour déclencher le développement du projet MidCat (Perthus), aucune capacité n'a donc été allouée par les transporteurs depuis GRTgaz Nord jusqu'à l'Espagne.

Ces deux phases de développement permettront de porter la capacité totale d'interconnexion de l'Espagne vers la France à 7,5 Gm<sup>3</sup>/an à compter de 2015, ce qui représente 14% de la consommation annuelle française et contribue ainsi significativement à la diversification des approvisionnements du pays.

Fin 2010, les régulateurs et GRT français et espagnols ont soumis un questionnaire aux acteurs de marché pour mieux comprendre les résultats de l'OS 2015 et améliorer les procédures à venir. Les réponses obtenues font apparaître un bon niveau de satisfaction quant aux résultats de l'open season. Les expéditeurs mentionnent également le reflet des coûts et la visibilité tarifaire comme éléments susceptibles d'amélioration dans le cadre des futurs appels au marché. Enfin, ils appellent de leurs vœux une analyse approfondie de la façon dont devrait être financé le développement d'infrastructures qui répondent à un impératif de sécurité d'approvisionnement.

## **2 Gestion et allocation de la capacité d'interconnexion**

### **2.1 Les congestions sur le réseau de transport**

L'activité des expéditeurs sur le réseau français s'est développée au cours de l'année 2010 permettant une augmentation significative de la concurrence sur les marchés de gros. En décembre 2010, 76 expéditeurs étaient actifs sur le réseau de GRTgaz et 23 sur le réseau TIGF, contre respectivement 57 et 19 en décembre 2009.

Depuis le 1<sup>er</sup> janvier 2009, l'accès aux réseaux de transport de gaz naturel français est organisé en trois zones de marché, GRTgaz Nord, GRTgaz Sud et TIGF. 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 aux zones Sud (GRTgaz) et Sud-ouest (TIGF) repose aujourd'hui, à l'exception de l'approvisionnement en GNL à Fos, sur la liaison nord-sud des zones d'équilibrage de GRTgaz. Or la capacité de transport commercialisable est limitée en ce point à 230 GWh/j de capacités fermes et 220 GWh/j de capacités interruptibles.

Cependant, la congestion physique observée sur la liaison Nord vers Sud ces dernières années s'est atténuée en 2010 en raison de la mise en service progressive du terminal de Fos Cavaou. L'arrivée de volumes importants de GNL depuis Fos a mécaniquement conduit à une baisse des flux de gaz de la zone Nord vers la zone Sud. La capacité ferme a ainsi été utilisée à hauteur de 85,4% en moyenne sur l'année 2010, contre 96% en 2009. Au mois de décembre 2010, soit après la mise en service complète du terminal de Fos Cavaou, ce taux d'utilisation a été ramené en moyenne à 52% contre 99,2% en décembre 2009.

Cette tendance au relâchement de la tension sur la liaison Nord-Sud se confirme également sur le plan contractuel. La dernière campagne de souscription organisée à l'été 2010 pour la capacité annuelle Nord vers Sud à compter du 1<sup>er</sup> avril 2011 s'est soldée par un invendu de 14 GWh/j (sur 46 GWh/j proposé).

Pour autant, la liquidité au PEG Sud reste inférieure à celle du PEG Nord et les acteurs de marché continuent à demander la fusion des zones d'équilibrage Nord et Sud de GRTgaz. Les récentes décisions d'investissements sur le réseau de GRTgaz et projets à l'étude (cf. Partie VI, 2.2) ainsi que l'expérimentation du mécanisme de couplage de marché sur 10 GWh/j de capacités à la liaison Nord-Sud à compter du 1<sup>er</sup> juillet 2011 s'inscrivent dans cette perspective d'une fusion future des deux zones.

### **2.2 Mécanismes visant à faire face à la congestion**

Différents mécanismes de traitement de ces congestions sont en place.

#### **A. LES CAPACITES RESTITUABLES**

Sur tous les points d'entrée, de sortie (à l'exception d'Oltingue) ou d'interface réseaux de GRTgaz, un mécanisme de capacités restituables est en place et est utilisé par des expéditeurs nouveaux entrants. Pour chaque point d'entrée, les expéditeurs ayant souscrit plus de R% de la capacité ferme annuelle totale s'engagent à remettre à disposition du marché une fraction R de leur capacité ferme annuelle ou saisonnière sous la forme de capacités restituables, afin que d'autres expéditeurs puissent en bénéficier. La fraction R de capacité restituable est définie dans le tableau suivant :



**TABLEAU N°17 : FRACTION DE CAPACITE FERME ANNUELLE RESTITUABLE POUR CHAQUE POINT CONCERNE**

| Point concerné | Dunkerque | Obergailbach | Taisnières H | Taisnières B |
|----------------|-----------|--------------|--------------|--------------|
| R              | 20 %      | 20 %         | 0 %          | 15 %         |

La capacité restituable est considérée comme de la capacité ferme. Elle est attribuée selon les règles de souscription et d'allocation des capacités sous forme d'*Open Subscription Period* (OSP) et est commercialisée pour des durées de 1 à 4 ans.

### **B. USE IT OR LOOSE IT (UIOLI) COURT TERME INTERRUPTIBLE**

Aux points d'entrée hors points d'interface transport terminaux méthaniers (PITTM), aux sorties vers les points d'interconnexion des réseaux (PIR) et sur la liaison Nord-Sud, lorsque toutes les capacités fermes ont été souscrites, les capacités souscrites mais non utilisées sont commercialisées sous forme interruptible.

Ce mécanisme permet aux expéditeurs de demander des capacités supplémentaires au-delà de leurs souscriptions et de les acquérir à un prix égal à 1/500ème du prix de la souscription annuelle ferme ou à 1/500ème de la somme du prix de la souscription saisonnière ferme d'été et du prix de la souscription saisonnière ferme d'hiver en ces points.

Les capacités UIOLI sont demandées la veille pour le lendemain. Les capacités pour le jour J sont donc demandées par le biais des nominations (au-delà des droits) à partir de 14h le jour J-1 jusqu' à 03h le jour J. Dans le cas où les capacités demandées dans le cadre de l'UIOLI ne peuvent être complètement servies, les capacités sont allouées au prorata des demandes reçues.

Au cours de l'année 2010, les quantités acheminées grâce au mécanisme d'UIOLI court terme ont représenté 6294 GWh.

### **C. UIOLI LONG TERME**

GRTgaz et TIGF peuvent recourir à la procédure UIOLI long terme qui a pour objet de re-commercialiser les capacités souscrites non utilisées.

Un expéditeur A peut demander au GRT la mise en œuvre de la procédure UIOLI long terme en un point d'interconnexion réseau si :

- Le GRT n'a pas pu satisfaire au moins une demande ferme et dûment justifiée, pour une capacité saisonnière, annuelle ou pluriannuelle sur un point d'interconnexion réseau ou un point d'interface transport
- L'expéditeur A informe le GRT qu'il a contacté tous les expéditeurs tiers inscrits sur la liste publiée sur le site Internet du GRT et qu'il n'a pu acquérir auprès d'eux la capacité demandée à un prix inférieur ou égal au tarif appliqué par le GRT pour cette capacité.

Le GRT examine alors si un ou plusieurs expéditeurs sont susceptibles de rétrocéder de la capacité au point d'interconnexion réseau. S'il identifie un expéditeur B qui a utilisé moins de 80% de sa capacité réservée pour une période de six mois consécutifs (dont un mois en hiver), le GRT peut lui demander de restituer une partie de la capacité journalière d'entrée ou de sortie équivalente à celle demandée par l'expéditeur A.

L'expéditeur B peut refuser la rétrocession notifiée par le GRT en apportant les justifications suivantes : obligation de service public, dispositions d'un contrat de fourniture ou d'approvisionnement en vigueur ou existence de circonstances exceptionnelles. Le GRT informe alors l'expéditeur B de sa décision définitive.

L'expéditeur B peut contester cette demande auprès de la CRE. En cas de décision de la CRE défavorable à l'expéditeur B, ce dernier paie au GRT un complément de prix égal à 10% du prix de la capacité contestée sur la période où la rétrocession a été demandée.

A ce jour, cette procédure n'a encore jamais été mise en œuvre.

#### **D. MARCHÉ SECONDAIRE DE CAPACITÉS ET CAPACITÉS AUX FRONTIÈRES**

Les expéditeurs ont la possibilité de procéder à des échanges de capacités (capacités d'entrée, capacités de sortie vers les Points d'Interconnexion Réseaux (PIR), capacités de liaison et capacités d'entrée et de sortie aux Points d'Interconnexion Transport Stockage (PITS)).

En règle générale, seul le droit d'usage des capacités fait l'objet de la cession, le propriétaire initial conservant ses obligations vis à vis du GRT. Le droit d'usage échangé peut aller jusqu'à un pas de temps journalier, quelle que soit la durée de la souscription initiale. Toutefois, lorsque la cession porte sur des souscriptions annuelles dans leur intégralité, l'acquéreur récupère l'ensemble des droits et obligations liés à ces souscriptions.

Dans le cas de TIGF, les transactions sont conclues sur une base bilatérale (de gré à gré). Elles sont notifiées séparément par les deux parties ayant signé un contrat de transport et validées par TIGF qui vérifie la cohérence entre cession et acquisition de capacités.

Depuis le 1<sup>er</sup> janvier 2009, le gestionnaire du réseau de transport belge Fluxys et GRTgaz opèrent une plateforme commune, nommée Capsquare, permettant à tout expéditeur de consulter les offres de capacités secondaires à l'achat et à la vente, de poster des offres, et de traiter les offres postées par les autres expéditeurs. Ces offres concernent des cessions temporaires (droits d'usage) sur des produits standards de durée inférieure à un an et des cessions complètes (titre) de capacités fermes annuelles.

La plateforme Capsquare regroupe :

- une offre d'échange multilatéral et anonyme de capacités entre expéditeurs ;
- une offre de notification, permettant l'enregistrement auprès de GRTgaz des capacités échangées de gré à gré ;

La liquidité du marché secondaire de capacités de transport de gaz reste limitée. 17.7 TWh/j de capacités ont été échangés sur la plateforme Capsquare lors de la première année d'expérimentation en 2009. On constate cependant une hausse des échanges depuis le début de l'année 2010. Ce sont 25 TWh/j de capacités qui ont ainsi été échangées sur la plateforme entre janvier 2010 et juillet 2010.

## E. LES MODALITES DE RESERVATION DES CAPACITES

La diversité des durées de souscription de capacités de transport est un outil de flexibilité supplémentaire qui permet de fluidifier l'accès aux capacités. Ces capacités peuvent être fermes ou, le cas échéant, interruptibles. Les règles d'attribution des capacités de transport sont publiées par chaque GRT sur leur site Internet.

Il est possible de réaliser :

- des souscriptions annuelles, avec un préavis long (supérieur à 7 mois)
- des souscriptions annuelles à préavis court (entre un et 7 mois)
- des souscriptions mensuelles ou quotidiennes.

GRTgaz et TIGF utilisent les règles d'allocation suivantes :

GRTgaz attribue les demandes de capacités de bandeaux annuels à préavis long selon le principe du premier arrivé, premier servi, jusqu'au dernier jour de M-8, à l'exception de celles qui entraînent la restitution de capacités par un autre expéditeur. Seulement 80% de la capacité ferme et 80% de la capacité interruptible annuelle peuvent être alloués à préavis long.

Les demandes de capacités de bandeaux annuels à préavis court sont attribuées dans un premier temps (entre le 11<sup>ème</sup> et le 20<sup>ème</sup> jour civil du mois M-7) suivant le principe des *Open Subscription Periods* (OSP). En cas de pénurie, la répartition des droits est ensuite effectuée au prorata des demandes. Dans le cas où, à l'issue de la précédente allocation, la totalité de la capacité ferme et de la capacité restituable a été allouée, GRTgaz ouvre une période d'OSP portant sur des réservations annuelles de capacité interruptible. Les autres demandes arrivant entre le 21<sup>ème</sup> jour civil du mois M-7 ou le 1<sup>er</sup> jour du mois M-6 (si OSP pour les demandes de capacité interruptible) et le dernier jour du mois M-2 sont attribuées suivant la règle du premier arrivé, premier servi.

Les demandes de capacités mensuelles sont attribuées entre le 21<sup>ème</sup> jour civil du mois M-2 et le 15<sup>ème</sup> jour civil de M-1. GRTgaz ouvre une OSP pour toutes les demandes reçues entre le 21<sup>ème</sup> jour de M-2 et le dernier jour de M-2. En cas de pénurie, la répartition des droits est effectuée au prorata des demandes. Toutes les demandes reçues entre le 1<sup>er</sup> et le 15<sup>ème</sup> jour civil du mois M-1 sont attribuées suivant la règle du premier arrivé, premier servi.

Les souscriptions quotidiennes de capacité pour chaque jour sont attribuées suivant le principe du premier arrivé premier servi à partir du 20<sup>ème</sup> jour civil de M-1 et jusqu'à 13h en J-1.

GRTgaz commercialise aux enchères chaque jour (entre 14h et 15h pour le lendemain) les capacités fermes quotidiennes restant disponibles.

La réglementation actuellement en vigueur prévoit que, sur le réseau de GRTgaz, les capacités de transport sont attribuées automatiquement aux points d'interface avec les terminaux méthaniers, en fonction des capacités de regazéification souscrites, et aux points d'interface avec les stockages, à hauteur des capacités de stockage souscrites.

## F. OBLIGATIONS DE TRANSPARENCE

Le développement d'un marché concurrentiel du gaz nécessite que tous les acteurs de marché puissent avoir accès, dans des conditions transparentes et non discriminatoires, à des informations détaillées sur les capacités, les flux et les prix ainsi que les principales conditions contractuelles. Ces informations doivent être publiées par les gestionnaires de réseau de transport (GRT).

Par une délibération publiée en 2003, la CRE avait demandé aux gestionnaires de réseau de transport de publier, à compter du 1<sup>er</sup> septembre 2003, les capacités fermes commercialisables, souscrites et disponibles ainsi que les flux quotidiens du mois écoulé pour les points d'entrée et de sortie et pour les points de liaison entre zones d'équilibrage. En juin 2006, une nouvelle délibération avait renforcé ces dispositions.

Ces données sont :

- les consommations, présentées par zone d'équilibrage ou toutes zones confondues, accompagnées des températures de référence ;
- les quantités de gaz échangées et le nombre de transactions sur les PEG ;
- les flux contractuels par point d'interconnexion et par liaison ;
- le prix du gaz naturel, résultant du marché de l'équilibrage sur les zones de GRTgaz.

Les GRT publient également leur programme prévisionnel, pour le semestre à venir, des réductions de capacités dues aux travaux d'entretien et de maintenance, avec une mise à jour au moins mensuelle.

Il convient d'observer que, dans l'ensemble, les deux GRT français respectent l'intégralité des dispositions du règlement 1775/2005<sup>13</sup> relatives à la transparence. Ces deux GRT vont même parfois plus loin que ces dispositions, notamment en ce qui concerne les flux et les capacités.

## G. ROLE DES SWAP COMME INSTRUMENT DE GESTION DE LA CONGESTION

Non applicable

## H. CONTRAT DE TRANSIT DE LONG TERME

Il existe deux flux gaziers transitant par la France :

- Entre le nord du territoire et la frontière franco-espagnole (Larrau): cet accord historique n'a pas été remis en cause et a donc exclu 77 GWh/j/an de la capacité commercialisable entre le Nord et le Sud.
- Entre le nord du territoire et la frontière franco-suisse (Oltingue)

Ces deux prestations sont assurées par Gaz de France Négoce (B3G). Les GRT n'ont pas d'offre de transit spécifique.

---

<sup>13</sup> Règlement n°1775/2005 du 28 septembre 2005 concernant les conditions d'accès aux réseaux de transport de gaz naturel.

## I. CALCUL DE LA CAPACITE TECHNIQUE

Les GRT déterminent les niveaux de capacités fermes et interruptibles commercialisables aux différents points de leur réseau. Leur méthodologie est fondée sur des scénarii de flux dans le réseau selon les sources d'approvisionnement disponibles et les prévisions de consommation.

### **3 La régulation des activités des sociétés de transport et de distribution**

#### **3.1 Nombre de gestionnaires de réseaux**

Depuis le 1<sup>er</sup> janvier 2005, il existe en France deux gestionnaires de réseau de transport (GRT) :

- GRTgaz, filiale de GDF SUEZ, opère un réseau de canalisations long d'environ 32 000 km, divisé en 2 zones d'équilibrage (zone Nord et zone Sud depuis 1<sup>er</sup> janvier 2009) ;
- TIGF, filiale de Total, opère un réseau long d'environ 6 000 km dans le sud-ouest de la France, qui constitue une zone d'équilibrage unique.

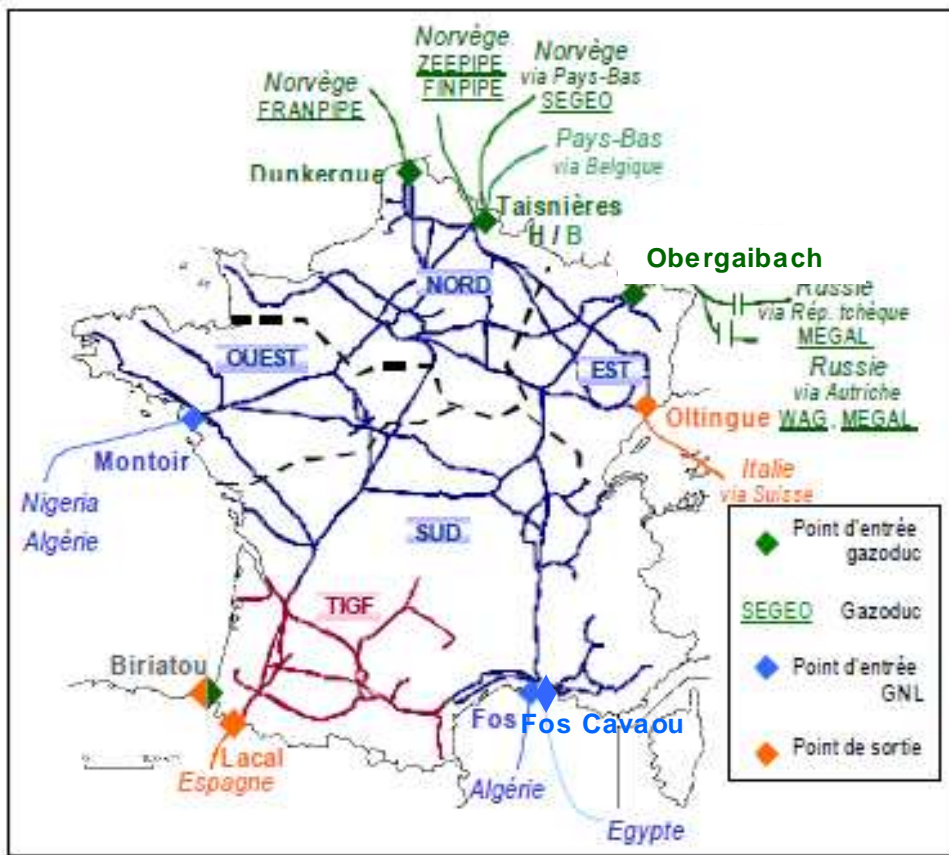
On compte 25 gestionnaires de réseaux de distribution (GRD) de gaz naturel, de taille très inégale, alimentant environ 11,5 millions de consommateurs en France :

- Gaz Réseau Distribution France (GrDF), filiale du groupe GDF SUEZ, assure la distribution de plus de 96 % des quantités de gaz naturel distribuées en France ;
- 24 autres GRD de plus petite taille, parmi lesquels Régaz et Réseau GDS qui assurent chacun la distribution d'environ 1,5 % du marché, les 22 autres GRD se partageant moins de 1 % du marché.

Depuis avril 2010, un nouveau GRD de gaz naturel, la SICAE de la Somme et du Cambrasis, est actif sur les communes d'Herbécourt et de Vrély, dans la Somme. La SICAE de la Somme et du Cambrasis n'exploitait jusqu'alors que des réseaux d'électricité et de gaz propane.

Les réseaux de transport et de distribution français ont une longueur d'environ 38 000 km et 195 000 km respectivement.

FIGURE N° 15 : RESEAUX DE TRANSPORT DE GAZ NATUREL ET TERMINAUX METHANIER



## 3.2 Les tarifs d'accès aux réseaux

### A. PROCEDURE

Les tarifs d'utilisation des réseaux de transport, des réseaux de distribution et des terminaux méthaniers actuellement en vigueur ont été fixés par décision conjointe des ministres chargés de l'Economie et de l'Energie, sur proposition de la CRE, conformément à la procédure prévue à l'article 7 de la loi du 3 janvier 2003.

Le cadre légal et réglementaire national définit les principales catégories de coûts qui doivent être prises en compte par la CRE. Ces coûts comprennent des charges d'exploitation et des charges de capital, qui se composent elles-mêmes d'une part d'amortissement des installations et de la rémunération financière du capital immobilisé. Le calcul de ces deux composantes est établi à partir de la valorisation et de l'évolution des actifs exploités par l'opérateur : la Base d'Actifs Régulés (BAR). Le calcul de la BAR et des charges de capital pour la période de validité des tarifs prend en compte les prévisions d'investissement fournies par les opérateurs.

La méthode retenue pour évaluer le taux de rémunération des actifs est fondée sur le coût moyen pondéré du capital (CMPC), à structure financière normative. Le niveau de rémunération de l'opérateur doit, d'une part, lui permettre de financer les charges d'intérêt sur sa dette et, d'autre part, lui apporter une rentabilité des fonds propres comparable à celle qu'il pourrait obtenir pour des investissements comportant des niveaux de risque comparables. Ce coût des fonds propres est estimé sur la base du modèle d'évaluation des actifs financiers (MEDAF).

#### a. TRANSPORT

Les tarifs d'utilisation des réseaux publics de transport de gaz naturel de GRTgaz et TIGF, proposés par la CRE le 10 juillet 2008, sont entrés en vigueur le 1<sup>er</sup> janvier 2009, en application de l'arrêté du 6 octobre 2008. Ils s'appliquent jusqu'au 31 mars 2013 pour GRTgaz et jusqu'au 31 mars 2011 pour TIGF. Le niveau tarifaire de TIGF n'a été adopté que pour 2 ans faute de visibilité suffisante sur l'impact de l'arrêté multi-fluides sur l'évolution des charges de l'opérateur.

Les tarifs d'utilisation du réseau de transport ont été conçus suivant la structure d'ensemble de 3 zones d'équilibrage (zone Nord, zone Sud et zone TIGF) en série et suivant la tarification « entrée-sortie » sur le réseau principal. Le cadre tarifaire a permis la fusion des zones Ouest, Nord, Est en une seule zone Nord décomposée en deux zones d'équilibrage physique liés respectivement au gaz H et au gaz B.

Les principales dispositions de ces tarifs sont les suivantes :

- pour les deux transporteurs, les principes de rémunération des actifs et d'incitation à l'investissement sont fixés pour quatre ans. Depuis le 1<sup>er</sup> janvier 2009, le cadre de régulation prévoit un taux de rémunération de la BAR de 7,25% (réel avant impôt). Le système d'incitation à l'investissement a été modifié au 1<sup>er</sup> janvier 2009 : la prime de 125 points de base est supprimée pour les nouveaux investissements, et une prime additionnelle de 300 points de base est désormais attribuée pour une durée de 10 ans aux investissements de nature à créer des capacités de transport additionnelles sur le réseau principal ou à réduire le nombre de zones d'équilibrage.



L'objectif de cette mesure étant de mieux cibler les incitations à l'investissement. Ce système d'incitation est appliqué de façon à ne pas se traduire par une remise en cause des décisions passées relatives aux primes et aux majorations du taux de rémunération.

- pour GRTgaz, la période tarifaire est de quatre ans, avec une trajectoire du revenu autorisé fixée sur la période et une régulation incitative à la productivité. Cette trajectoire du revenu autorisé est définie, hors impact du compte de régularisation des charges et des produits (CRCP), par :
  - la trajectoire des charges de capital calculée en fonction des prévisions d'investissements de GRTgaz prises en compte lors de l'élaboration de la proposition tarifaire par la CRE ;
  - la trajectoire des charges d'exploitation nettes est calculée pour chaque année de la période 2010 à 2012, hors variation significative du prix de l'énergie, à partir du niveau de charges de l'année précédente auquel est appliqué un coefficient correspondant à la somme de l'inflation et d'un facteur égal à + 1,1 %.

La grille tarifaire de GRTgaz évolue au 1<sup>er</sup> avril de chaque année à compter de 2010, en fonction de la mise à jour des prévisions de souscriptions de capacité, de l'inflation et des éventuelles variations significatives du prix de l'énergie ;

- pour TIGF, le tarif est fixé pour une période de deux ans.

Depuis le 1<sup>er</sup> janvier 2009, les tarifs comportent un prix unique de sortie du réseau principal, quelle que soit la zone de sortie sur le réseau régional.

La structure du réseau français est telle qu'il n'est pas possible d'avoir de concurrence entre infrastructures de transport.

## **b. DISTRIBUTION**

Le nouveau cadre de régulation des opérateurs de distribution a été fixé en deux temps. Les troisièmes tarifs d'utilisation des réseaux de distribution de gaz naturel (ATRD3) sont entrés en vigueur le 1<sup>er</sup> juillet 2008 pour GrDF, en application de l'arrêté du 2 juin 2008, et le 1<sup>er</sup> juillet 2009 pour les entreprises locales de distribution (ELD), en application de l'arrêté du 24 juin 2009.

Ces tarifs mettent en place un cadre de régulation incitant les opérateurs à améliorer leur efficacité, tant du point de vue de la maîtrise des coûts, que de la qualité de service (cf. B. Qualité de service). Ils se traduisent notamment par l'introduction :

- d'un tarif pluriannuel sur 4 ans, du 1<sup>er</sup> juillet 2008 au 30 juin 2012 pour GrDF et du 1<sup>er</sup> juillet 2009 au 30 juin 2013 pour les ELD, avec une évolution au 1<sup>er</sup> juillet de chaque année de la grille tarifaire selon des règles prédéfinies ;
- d'un compte de régularisation des charges et des produits (CRCP), permettant 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 établir ces tarifs ;
- d'une incitation à la maîtrise des coûts : les évolutions de la grille tarifaire au 1<sup>er</sup> juillet de chaque année prennent en compte l'inflation, ainsi que les efforts de productivité annuels spécifiques à GrDF et aux 8 ELD disposant d'un tarif propre, et un objectif de productivité identique pour les 14 ELD au tarif commun. L'objectif de productivité sur la grille tarifaire de chaque GRD correspond à un objectif de productivité sur ses charges d'exploitation maîtrisables.



- d'une incitation à l'amélioration de la qualité de service.

Ainsi, le tarif prévoit que la grille tarifaire de l'opérateur est ajustée mécaniquement au 1<sup>er</sup> juillet de chaque année par l'application à l'ensemble des termes tarifaires en vigueur du pourcentage de variation suivant :

$$Z = IPC - X + k$$

L'indice IPC correspond à la variation annuelle de l'indice des prix à la consommation hors tabac.

Le facteur X correspond à l'objectif de productivité fixé pour les quatre années de la période tarifaire.

Le facteur k correspond à l'évolution de la grille tarifaire, exprimée en pourcentage, résultant de l'apurement du solde du CRCP. Le facteur k est compris pour GrDF entre - 2 % et + 2 %. L'apurement du CRCP pour les ELD n'a eu lieu qu'au 1<sup>er</sup> juillet 2011.

Concernant GrDF, le facteur X a été fixé à 1,3 % pour les quatre années de la période tarifaire. Dans ces conditions et compte-tenu de la variation annuelle de l'indice IPC (+2,8 % en 2008 et +0,06 % en 2009) et des apurements du CRCP au 1<sup>er</sup> juillet 2010, la grille tarifaire de GrDF a augmenté de 1,5 % le 1<sup>er</sup> juillet 2009 et de 0,76% le 1<sup>er</sup> juillet 2010,.

De même, les tarifs d'utilisation des réseaux des ELD ont évolué au 1<sup>er</sup> juillet 2010 selon les variations annuelles de l'indice IPC (+0,06 % en 2009) et en fonction de leur objectif de productivité respectif.

Conformément aux dispositions de l'article 7 de la loi du 3 janvier 2003 modifiée, le tarif d'utilisation des réseaux de distribution de gaz naturel de GrDF et des ELD, autres que ceux concédés en application de l'article 25-1 de ladite loi, est péréqué à l'intérieur de la zone de desserte de chaque GRD : la gamme tarifaire applicable est identique pour tous les consommateurs reliés aux réseaux de distribution d'un même GRD dans cette zone.

## B. LA QUALITE DE SERVICE

Les derniers tarifs de transport et de distribution de gaz naturel ont introduit un cadre de régulation qui incite les gestionnaires des réseaux de transport et de distribution, à maîtriser leurs charges d'exploitation. Pour s'assurer que les gains de productivité réalisés par les gestionnaires de réseaux ne sont pas faits au détriment du niveau de qualité offerte aux utilisateurs des réseaux, la CRE a complété ce dispositif par un suivi d'indicateurs de la qualité de service, dont certains sont incités financièrement.

En novembre 2010, la CRE a publié le second rapport annuel sur la qualité de service des gestionnaires de réseaux gaziers et d'ErDF. Le suivi de la qualité de service de GrDF et des entreprises locales de distribution (ELD) de gaz naturel porte sur un an : du 1<sup>er</sup> juillet 2009 au 30 juin 2010 ; et celui de GRTgaz et de TIGF sur 18 mois : du 1<sup>er</sup> janvier 2009 au 30 juin 2010.

Le premier constat de ce rapport est que les opérateurs ayant déjà mis en œuvre le mécanisme de suivi de la qualité de service suivent la totalité des indicateurs mis en place par les tarifs et que les autres 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 fait désormais l'objet d'un suivi et d'une publication régulière par les opérateurs de réseaux gaziers.

Globalement, la qualité de service des gestionnaires de réseaux s'améliore progressivement sur la période de suivi ou se stabilise à un bon niveau pour les domaines les plus importants pour le bon fonctionnement du marché. Certains objectifs fixés par les tarifs sont atteints voire dépassés, ce qui engendre des bonus financiers pour les opérateurs concernés.

La CRE a lancé fin 2010 un audit sur le suivi de la qualité de service par GrDF, GRTgaz et TIGF. Les résultats de cet audit pourront être pris en compte lors de la prochaine mise à jour du mécanisme.

#### **a. EVOLUTION DE LA QUALITE DE SERVICE DES GESTIONNAIRES DE RESEAUX DE TRANSPORT**

Au 30 juin 2010, GRTgaz et TIGF ont mis en place la totalité des indicateurs de suivi de la qualité de service prévus par les tarifs ATRT4. Les tendances constatées en 2010 sont positives :

- La qualité de la relation entre les GRT et les expéditeurs progresse. La qualité des relèves aux points de consommation s'améliore, les taux de disponibilité des portails des deux GRT demeurent très satisfaisants et les objectifs tarifaires concernant le délai de traitement des demandes de réservation de capacités sur le réseau principal sont atteints.
- La qualité des données transmises par les GRT aux GRD pour calculer les allocations des quantités de gaz aux PITD s'est aussi nettement améliorée.
- Enfin, les émissions de gaz à effet de serre des deux GRT suivent des tendances divergentes : si les émissions de GRTgaz au 1<sup>er</sup> semestre 2010 diminuent très légèrement par rapport à 2009, celle de TIGF augmentent de manière significative sur le même semestre, notamment en raison de travaux de rénovation et d'opérations de test sur son réseau.

En 2010, les indicateurs de suivi de la qualité de service ont engendré 2,38 M€ de bonus pour GRTgaz au titre des bons résultats enregistrés. TIGF obtient quant à lui 626 k€ de bonus.

Ce second bilan de la qualité de service de GRTgaz et de TIGF a permis de constater une nette amélioration des performances des GRT et a conduit la CRE à proposer une remise à niveau des objectifs fixés par les tarifs entrés en vigueur le 1<sup>er</sup> avril 2011.

#### **b. EVOLUTION DE LA QUALITE DE SERVICE DE GRDF ET DES ELD**

Depuis le 1<sup>er</sup> juillet 2009, GrDF et les ELD ont mis en place la quasi-totalité des indicateurs de suivi de la qualité de service prévus par le tarif ATRD3.

La qualité de service de GrDF poursuit l'amélioration déjà observée l'année précédente et maintient un très bon niveau pour les domaines particulièrement importants pour le bon fonctionnement du marché soumis à une incitation financière comme les relations entre GrDF et les fournisseurs (écart de périmètre contractuel, fonctionnement d'OMEGA, traitement des réclamations des fournisseurs) ou encore les données transmises par GrDF aux GRT pour le calcul des allocations aux PITD.

Des résultats plus contrastés sont obtenus dans les autres domaines suivis. Ainsi, les délais de réalisation des principales prestations de GrDF (mises en service, mises hors service et raccordements) sont en légère amélioration, sauf pour les mises hors service, en raison de l'augmentation sensible du nombre de mises hors service du fait de la crise économique (+ 16% par rapport à l'année précédente). L'amélioration des relations entre GrDF et les clients finals est moins nette : le délai de traitement par GrDF des réclamations des consommateurs finals conserve les bons niveaux atteints l'année précédente mais se dégrade au 2<sup>ème</sup> trimestre 2010. En revanche, l'accessibilité des centres d'appel s'améliore notablement.

Pour la première fois, l'impact environnemental de GrDF a été mesuré, mettant au jour des émissions de 762,8 ktonnes équivalent CO<sub>2</sub> de gaz à effet de serre au cours de l'année 2009. Du 1<sup>er</sup> juillet 2009 au 30 juin 2010, les indicateurs de suivi de la qualité de service de GrDF incités financièrement ont généré au total 1,1 M€ de bonus pour GrDF, qui viendront augmenter son tarif.

Dans l'ensemble, la qualité de service des ELD est en amélioration sur la période de suivi et atteint un bon niveau. Cette amélioration est particulièrement sensible dans les domaines conditionnant le bon fonctionnement du marché, dont les indicateurs sont soumis à une incitation financière comme la qualité des données transmises par Régaz et Réseau GDS aux GRT pour le calcul des allocations aux PITD ou encore les relations entre Régaz, GEG et les fournisseurs (disponibilité du portail). L'amélioration est moins nette pour les autres domaines suivis comme les prestations des ELD ou les relations entre ces dernières et les clients finals.

Du 1<sup>er</sup> juillet 2009 au 30 juin 2010, les incitations financières appliquées aux ELD sont quasi nulles du fait des bons résultats atteints par les ELD, de la mise en œuvre de certaines incitations financières qu'à partir du 1<sup>er</sup> juillet 2010 et de la faible volumétrie des événements enregistrés.

Les indicateurs s'appliquant à GrDF et aux ELD ont fait l'objet d'une mise à jour au 1<sup>er</sup> juillet 2010 après consultation des acteurs du marché, dans l'objectif d'affiner le suivi de la qualité de service.

### **C. REFUS D'ACCES AU RESEAU DE TRANSPORT**

Il n'y a eu aucun refus d'accès sur l'année 2010.

### **D. TARIFS D'UTILISATION DES TERMINAUX METHANIERS**

Trois terminaux méthaniers sont aujourd'hui en service en France. Le terminal de Fos Tonkin situé à Fos-sur-Mer (capacité : 5.5 Gm<sup>3</sup>/an), et celui de Montoir-de-Bretagne (10 Gm<sup>3</sup>/an), dans le port autonome de Saint-Nazaire sont propriétés d'Elengy, filiale de GDF Suez. En avril 2010, un troisième terminal, Fos Cavaou, est entré en service commercial à Fos-sur-Mer. Il est géré par la Société du Terminal Méthanier de Fos Cavaou (STMFC), détenue par Elengy (69,7% des parts) et Total (30,3%). Il fonctionne à pleine capacité (8.25 Gm<sup>3</sup>/an) depuis le 1<sup>er</sup> novembre 2010.

En 2010, le terminal méthanier de Fos Tonkin a accueilli 128 navires et a émis sur le réseau de transport de gaz 51.2 TWh de gaz. Celui de Montoir-de-Bretagne a accueilli 75 navires et émis sur le réseau de transport 73 TWh de gaz. Enfin, entre son démarrage commercial, le

1<sup>er</sup> avril 2010, et décembre 2010, le terminal de Fos Cavaou a accueilli 23 navires et émis sur le réseau de transport 26.3 TWh. Pour mémoire, le terminal de Fos Cavaou n'a fonctionné qu'à 20% de sa capacité d'émission du 1<sup>er</sup> avril au 1<sup>er</sup> novembre 2010.

Les tarifs d'utilisation des terminaux méthaniers, proposés par la CRE le 24 juillet 2009, sont entrés en vigueur le 1<sup>er</sup> janvier 2010 pour Fos Tonkin et Montoir et le 1<sup>er</sup> avril 2010 pour Fos Cavaou, en application de l'arrêté du 20 octobre 2009. La nouvelle tarification s'applique pour une durée de 3 ans. Le tarif est individualisé par terminal, afin de prendre en compte la dynamique d'évolution propre à chaque infrastructure (les trajectoires de coûts et les projets d'évolution spécifiques à chaque terminal).

La CRE a modifié le régime d'incitation à l'investissement par rapport à la période tarifaire précédente. La prime de 125 points de base attribuée antérieurement à tous les investissements entrés en service à compter du 1<sup>er</sup> janvier 2004 est supprimée. Une prime additionnelle, afin de tenir compte des risques spécifiques liés à l'activité du GNL, de 200 points de base vient désormais s'ajouter au taux de base de rémunération des actifs (équivalent à celui appliqué aux actifs de transport soit 7.25%). Une seconde prime additionnelle vient également s'ajouter pour une durée de 10 ans aux nouveaux investissements de nature à créer une augmentation de plus de 20% des capacités de regazéification et si les règles d'allocation des capacités ont été validées par la CRE.

Est également introduit un compte de régulation des charges et des produits (CRCP), qui vient, comme en transport, corriger pour certains postes de charges ou de produits les écarts éventuels entre les prévisions retenues pour définir les tarifs et les réalisations, avec possibilité d'audits de la CRE en cas de dérive.

Voici les différents services de regazéification prévus dans la proposition tarifaire :

- Le service d'émission continue : ce service est destiné aux expéditeurs déchargeant sur un terminal dix cargaisons ou plus, en moyenne sur l'année. L'opérateur assure une émission continue sur la période contractuelle et aussi régulière que possible pour l'utilisateur, en fonction du programme global de déchargement du terminal. Lorsque plusieurs utilisateurs souscrivent le service d'émission continue, l'opérateur du terminal méthanier concerné propose à la CRE, pour approbation, des règles de mutualisation des capacités de regazéification entre les utilisateurs concernés.

- Le service d'émission en bandeau de 30 jours :

- Service « bandeau » : ce service est destiné aux expéditeurs déchargeant au plus une cargaison par mois, en moyenne sur l'année. Chaque cargaison est émise sous forme d'un bandeau constant, d'une durée de 30 jours à compter de la date de fin de déchargement ;
- Service « spot » : ce service est destiné aux déchargements de cargaisons sur un mois  $m$  donné, souscrits après le 20<sup>ème</sup> jour du mois  $m-1$ . La souscription s'effectue sur la base des créneaux vacants dans le programme mensuel à la date de la souscription. Chaque cargaison est émise sous la forme d'un bandeau constant d'une durée de 30 jours à compter de la date de fin du déchargement.

La nouvelle tarification introduit des flexibilités pour les expéditeurs bénéficiant du service d'émission en bandeau, avec la possibilité, à la demande, de retarder ou d'anticiper d'un ou deux jours le début de l'émission relative à une cargaison, l'émission étant maintenue constante sur 30 jours.

### 3.3 L'équilibrage

Les règles d'équilibrage sur les réseaux de transport sont rendues publiques sur les sites web des GRT. Leur évolution est définie par la CRE sur proposition des GRT et après consultation des acteurs du marché.

L'article 21 de la loi du 3 janvier 2003 confie aux gestionnaires des réseaux de transport de gaz (GRT) la responsabilité de l'équilibrage physique du réseau sur lequel ils opèrent.

A titre individuel, chaque expéditeur est soumis, sur chacune des quatre zones d'équilibrage où il a réservé des capacités de livraison, à une obligation d'équilibrage sur une base journalière. Chaque expéditeur doit donc équilibrer ses injections (importations, achats aux points d'échange de gaz (PEG), soutirages des stockages, production) et ses soutirages de gaz (consommation de son portefeuille de clients, ventes aux PEG, injection dans les stockages, exportations) sur les réseaux.

#### A. MECANISME D'EQUILIBRAGE DE GRTGAZ

Le mécanisme d'équilibrage de GRTgaz a évolué progressivement depuis 2007 vers un mécanisme basé sur le marché. Les prix issus des achats-ventes de GRTgaz sur le marché (prix de marché dits « P1 ») sont utilisés pour facturer une partie des déséquilibres des expéditeurs.

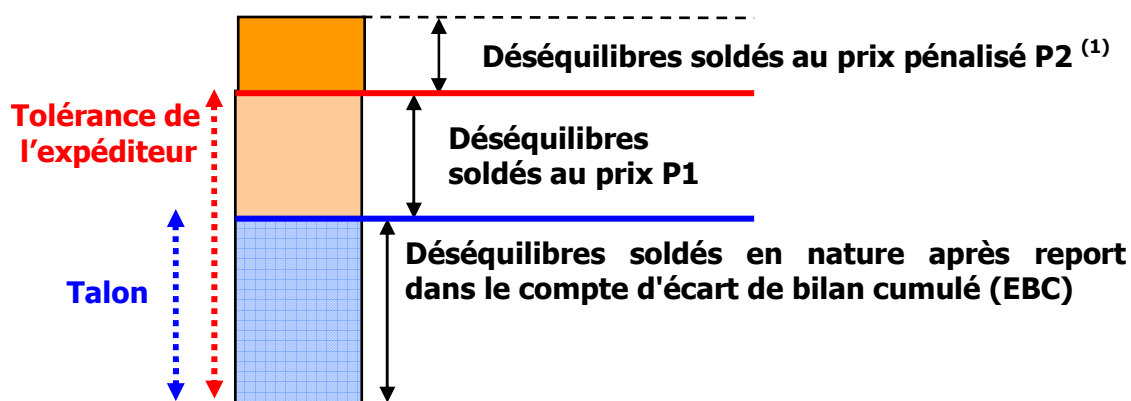
Une tolérance journalière est accordée aux expéditeurs livrant des clients finals:

- une tolérance standard, incluse dans le service d'acheminement et fonction du total des capacités de livraison souscrites par l'expéditeur dans la zone d'équilibrage considérée. L'offre actuelle de tolérance permet de prendre en compte la taille du portefeuille de l'expéditeur et la spécificité de chaque zone d'équilibrage.
- depuis le 1er juillet 2007, une tolérance optionnelle (payante) souscrite par l'expéditeur, s'ajoutant à la tolérance standard et pouvant atteindre  $\pm 3\%$  du total des capacités de livraison souscrites par l'expéditeur dans la zone d'équilibrage considérée.

Les règles de gestion des déséquilibres sont les suivantes :

- La part du déséquilibre journalier inférieure au talon des déséquilibres cumulables est cumulée dans un compte d'Ecart de Bilan Cumulé (EBC), avec la possibilité de cumuler jusqu'à 5 fois le talon.
- La part du déséquilibre journalier comprise entre le talon des déséquilibres cumulables et la tolérance fait l'objet d'un achat/vente entre GRTgaz et l'Expéditeur à prix de marché P1.
- La part du déséquilibre journalier au-delà de la tolérance fait l'objet d'une transaction d'achat ou de vente à un prix pénalisé P2. Si GRTgaz vend du gaz à l'Expéditeur P2 vaut 130% de P1, P2 vaut et 70% de P1 si à l'inverse GRTgaz achète du gaz à l'Expéditeur.
- Les dépassements des limites d'EBC font l'objet d'un règlement non libératoire à une pénalité P3 valant 20% de P1.

**FIGURE N°16 : LES REGLES DE FACTURATION DES DESEQUILIBRES JOURNALIERS SUR LE RESEAU GRTGAZ**



- (1) Prix pénalisé P2 à l'achat :  $\min(130\% \times \text{prix d'équilibrage P1})$   
Prix pénalisé P2 à la vente :  $\max(70\% \times \text{prix d'équilibrage P1})$

Source : CRE

## B. MECANISME D'EQUILIBRAGE DE TIGF

TIGF Transport équilibre physiquement son réseau principalement par un recours au stockage contractualisé avec TIGF Stockage.

Comme sur le réseau de GRTgaz, chaque expéditeur est soumis à une obligation d'équilibrage journalier sur le réseau de TIGF.

TIGF Stockage propose un service optionnel d'équilibrage permettant aux expéditeurs de minimiser en partie leurs déséquilibres avec leur propre gaz, par la correction a posteriori de leurs nominations en injection et en soutirage sur le stockage de TIGF.

La tolérance journalière d'équilibrage offerte à l'expéditeur sur le réseau de TIGF est proportionnelle à ses capacités de livraison (20% pour la part en deçà de 1000 MWh/j, 5% pour la part au-delà). L'expéditeur bénéficie également d'un compte d'écarts cumulés, au travers duquel les déséquilibres peuvent s'additionner d'un jour sur l'autre dans la limite de 3 fois la tolérance.

La part du déséquilibre journalier au-delà de la tolérance ou la part du déséquilibre cumulé au-delà de 3 fois la tolérance, font l'objet d'une transaction d'achat ou de vente entre TIGF et l'expéditeur à un prix pénalisé :

- achat à 50% du prix de marché ;
- vente à 150% du prix de marché.

## C. TRAVAUX D'ANTICIPATION DE LA MISE EN ŒUVRE DES OBLIGATIONS DU 3EME PAQUET

La CRE a engagé des discussions avec les deux GRT français pour définir une évolution progressive de leurs systèmes d'équilibrage respectif et s'assurer ainsi de la mise en conformité avec les principes posés par le 3<sup>ème</sup> paquet dans les meilleurs délais.

Au premier semestre 2010, les travaux de la Concertation Gaz<sup>14</sup> ont conduit à la définition des principes du système d'équilibrage cible qui sera mis en place par GRTgaz à l'horizon 2013.

En cohérence avec les dispositions européennes, la proposition de GRTgaz, approuvée par la CRE dans sa délibération du 30 septembre 2010, prévoit notamment :

- un principe d'équilibrage essentiellement fondé sur le recours au marché ;
- une incitation plus forte des expéditeurs à respecter l'équilibrage journalier par la suppression du talon et des comptes d'écarts cumulés ;
- un renforcement, en qualité comme en quantité, du niveau d'information fourni par GRTgaz aux expéditeurs sur la situation du réseau dans son ensemble et sur celle propre à chaque expéditeur ;
- des interventions de GRTgaz sur Powernext en lien direct avec le niveau de tension physique de son réseau et qui se concentreront davantage sur le marché *within-day*.

La CRE a demandé à GRTgaz de poursuivre les travaux dans le cadre de la Concertation Gaz afin de lui proposer pour le 30 juin 2011 une trajectoire permettant la mise en œuvre de cette cible.

Enfin, par cette même délibération, la CRE a également demandé à TIGF de présenter pour le 30 juin 2011 une étude sur les évolutions de son système d'équilibrage nécessaires pour se conformer aux principes européens (directive 2009/73/CE, règlement 715/2009 et projet d'orientation-cadre proposé par l'ERGEG.

---

<sup>14</sup> Dispositif de concertation avec les acteurs de marché, présidé conjointement par GRTgaz et TIGF et mis en place en 2008, conformément à la délibération de la CRE du 18 septembre 2008.



### 3.4 Les principes de dissociation comptable

Les directives de 1996 et 1998 et les lois de transposition du 10 février 2000 et du 3 janvier 2003 ont imposé aux entreprises verticalement intégrées dans le secteur gazier l'obligation de tenir une comptabilité dissociée entre activités régulées et activités concurrentielles comme si « *les activités en question étaient exercées par des entreprises distinctes, en vue d'éviter les discriminations, les subventions croisées et les distorsions de concurrence* ».

En application des dispositions de l'article 8 de la loi du 3 janvier 2003 modifiée, les principes de dissociation comptables (les règles d'imputation des postes de comptes de résultat et de bilan, les périmètres comptables des activités et les principes déterminant leurs relations financières) doivent être approuvés par la CRE après avis de l'Autorité de la concurrence.

Par ailleurs, la CRE dispose d'un pouvoir réglementaire supplétif qui lui permet de préciser les règles applicables à la dissociation comptable.

#### A. LES PRINCIPES GENERAUX DE DISSOCIATION COMPTABLE

Toute entreprise verticalement intégrée exerçant dans le secteur du gaz naturel doit établir des comptes dissociés pour les activités de distribution (pour les ELD concernées), de transport (pour TIGF), de stockage du gaz naturel ainsi qu'au titre de l'exploitation des installations de gaz naturel liquéfié. Le cas échéant, les entreprises doivent tenir des comptes séparés pour l'activité de négoce de l'électricité et pour l'ensemble de leurs autres activités en dehors du gaz naturel. A cela s'ajoute, la tenue de comptes dissociés, pour les activités de fourniture, entre clients ayant exercé leur éligibilité et clients ne l'ayant pas exercée. Les opérateurs gaziers ne sont pas tenus de publier leurs comptes dissociés. Ces comptes sont communiqués, chaque année, à la CRE.

La dissociation comptable est un moyen de s'assurer de la correcte affectation des coûts entre activités régulées et concurrentielles et, plus généralement, d'encadrer les relations financières entre ces activités. Elle est également un des outils pour garantir un fonctionnement indépendant des réseaux au sein des groupes verticalement intégrés. Elle s'inscrit dans un processus graduel qui s'est renforcé avec l'obligation de séparation juridique des réseaux prévue par les directives du 26 juin 2003 et transposée en France avec la loi du 9 août 2004 pour la séparation juridique des réseaux de transport et la loi du 7 décembre 2006 pour la séparation juridique des réseaux de distribution.

Les filialisations des réseaux de transport, GRTgaz et TIGF ont été réalisées en 2005.

En application de l'article 13 et suivants de la loi du 9 août 2004 relative au service public de l'électricité et du gaz et aux entreprises électriques et gazières modifiée par la loi du 7 décembre 2006, la séparation juridique des gestionnaires de réseau de distribution desservant plus de 100 000 clients sur le territoire métropolitain, devait intervenir au plus tard le 1<sup>er</sup> juillet 2007. Cette séparation juridique s'impose dans le secteur du gaz à GDF, Réseau GDS et Régaz. La filiale de distribution de GDF (GrDF) a été créée le 1<sup>er</sup> janvier 2008.

En décembre 2008, GDF Suez a créé deux nouvelles filiales dédiées aux terminaux méthaniers et aux stockages souterrains : Elengy et Storengy.



Les filiales produisent des comptes séparés, mais elles maintiennent des relations financières avec leurs maisons mères et peuvent également supporter des coûts partagés avec d'autres entités des groupes verticalement intégrés. Ces relations sont désormais transcrites dans des contrats ou s'inscrivent dans le cadre des relations usuelles entre maison-mère et filiale, (comme par exemple pour la remontée de dividendes).

Dans ce cadre, la CRE continue à s'assurer de l'indépendance des réseaux et de l'absence de subventions croisées, à veiller au respect de ces principes, notamment par le biais des audits en application des dispositions de l'article 27 de la loi du 10 février 2000 qu'elle mène régulièrement sur les comptes des opérateurs de réseaux. Ceux-ci sont réalisés soit par les agents de la CRE habilités, soit par des cabinets d'audits extérieurs retenus après appel d'offres.

En cas de manquements à ces règles, le CoRDIS peut engager la procédure de mise en demeure prévue au 3ème paragraphe de l'article 40 de la loi du 10 février 2000 et prononcer à l'encontre du gestionnaire les sanctions prévues au 1° du même article.

## **B. LA DISSOCIATION DE LA FOURNITURE**

La loi du 9 août 2004 imposait aux entreprises intervenant dans les secteurs de l'électricité et du gaz naturel de tenir des comptes séparés de leurs activités de fourniture entre clients éligibles et non éligibles.

Ces règles de dissociation comptable des activités de fourniture ont été modifiées par la loi du 7 décembre 2006 qui oblige désormais l'opérateur (depuis le 1<sup>er</sup> juillet 2007) à présenter des comptes dissociés de l'activité de fourniture entre les clients ayant exercé leur éligibilité et ceux n'ayant pas exercé leur éligibilité.

Les opérateurs concernés par ce nouveau périmètre sont GDF Suez et les ELD exerçant dans le domaine de l'électricité et du gaz naturel.

La CRE avait approuvé par délibération du 20 juillet 2006 les principes proposés par GDF Suez pour la tenue de comptes dissociés pour les activités de fourniture aux clients éligibles et de fourniture aux clients non éligibles, sous certaines réserves (cf. rapport précédent). Les principes proposés par les ELD pour la tenue de comptes dissociés pour les activités de fourniture aux clients éligibles et de fourniture aux clients non éligibles ont été approuvés par la CRE par délibération du 7 février 2007, sous certaines réserves (cf. rapport précédent).

La CRE a approuvé par délibération du 11 février 2010 les principes de tenue des comptes séparés de GDF Suez pour les activités de fourniture aux consommateurs finals ayant exercé leur éligibilité et aux consommateurs finals n'ayant pas fait usage de cette faculté. Les comptes dissociés selon ces principes devront toutefois être complétés par la présentation pour chaque activité des coûts de financements exposés par l'entreprise lors de ses demandes de révision tarifaire.

La CRE, comme l'Autorité de la concurrence, considère par ailleurs que GDF Suez doit communiquer de façon transparente sur ses modalités de dissociation.

### **3.5 Indépendance des gestionnaires de réseaux publics**

#### **A. L'INDEPENDANCE DES GESTIONNAIRES DE RESEAUX DE TRANSPORT**

Depuis 2005, en application de la loi du 9 août 2004, les gestionnaires de réseaux de transport (GRT) de gaz naturel sont des filiales juridiquement séparées des entreprises verticalement intégrées et font preuve d'une réelle indépendance en termes d'organisation et de prise de décision.

Dans le prolongement des constats effectués par la CRE en 2009, l'indépendance opérationnelle des gestionnaires de réseaux de transport reste, pour 2010, effective au regard des textes en vigueur.

#### **B. L'INDEPENDANCE DES GESTIONNAIRES DE RESEAUX DE DISTRIBUTION**

La séparation juridique des trois gestionnaires de réseaux de distribution desservant plus de 100 000 clients sur le territoire métropolitain (GrDF, Régaz et Réseau GDS) est effective depuis 2008.

L'indépendance des gestionnaires de réseaux publics de distribution est globalement satisfaisante. Il convient désormais de maintenir les efforts pour consolider les progrès réalisés en matière d'indépendance et favoriser la confiance dans les marchés de détail.

Conformément aux demandes de la CRE, plusieurs gestionnaires de réseaux de distribution ont lancé des initiatives en matière de notoriété. Ces actions commencent à porter leurs fruits et doivent être poursuivies. En effet, une communication indépendante permet non seulement aux acteurs de marché de disposer d'informations objectives et fiables, indispensables à la définition de leur stratégie, mais aussi au consommateur de mieux comprendre le fonctionnement des marchés ouverts à la concurrence.

#### **C. LE RESPECT DES CODES DE BONNE CONDUITE**

Conformément à la loi du 9 août 2004, transposant la directive européenne du 26 juin 2003, la CRE a publié en janvier 2011 son 6<sup>ème</sup> rapport sur le respect des codes de bonne conduite et l'indépendance des gestionnaires de réseaux. Tous les gestionnaires de réseaux de transport et de distribution soumis à cette obligation ont élaboré un code de bonne conduite et l'ont communiqué à la CRE. Ces codes portent les principes de non-discrimination, d'objectivité, de transparence et de confidentialité dont le respect par les gestionnaires de réseaux constitue une garantie d'impartialité nécessaire à l'effectivité d'une concurrence au service des consommateurs finals.

L'édition 2011 de ce rapport montre que les gestionnaires de réseaux ont atteint un degré de maturité satisfaisant dans le respect des codes de bonne conduite. Les modalités d'organisation mises en œuvre sont bien de nature à garantir la non-discrimination et la protection des informations commercialement sensibles. Par ailleurs, la documentation nécessaire à un accès transparent au réseau est disponible pour les utilisateurs.

Les enjeux se situent désormais sur la consolidation des acquis en matière de respect des codes de bonne conduite. Les gestionnaires de réseaux sont encouragés à prendre des initiatives régulières pour la formation et la sensibilisation du personnel au respect de ces règles de bonne conduite et à prendre en compte les axes de progrès identifiés par la CRE dans le rapport 2011 pour s'inscrire dans un processus d'amélioration continue.

Conformément aux dispositions des directives, les gestionnaires de réseaux de transport et les gestionnaires de réseaux de distribution desservant plus de 100 000 clients auront désormais l'obligation de se doter d'un responsable de la conformité chargé de veiller au respect des codes de bonne conduite. Le responsable de conformité des gestionnaires de réseaux de transport devra également veiller à la conformité avec les obligations d'indépendance imposées vis-à-vis des autres sociétés de l'entreprise verticalement intégrée.

**TABLEAU N°18 : TABLEAU RECAPITULATIF DES INFORMATIONS DEMANDEES PAR LA DG ENER**

|   | <b>Electricité</b>                                | <b>Gaz</b>  |
|---|---|---|
| Nombre de GRT   | 1   | 2   |
| GRD   | 169   | 25  |
| Application de la règle des 100 000 clients   | oui   | oui   |
| Séparation de propriété des GRT/GRD   | aucun   | Aucun   |
| Nombre de GRD avec moins de 100 000 clients   | 164   | 22  |
| Séparation juridique des GRT  | oui   | oui   |
| Nombre d'employés des gestionnaires de réseaux:<br>GRT                                | RTE : 8 300                                       | GRTgaz au 31/12/2010 :<br>2 984   |
| GRD   | ERDF : non communiqué                             | TIGF (moyenne annualisée<br>hors stockage) : 366<br><br>GrDF : 46 000<br>24 autres GRD : moins de<br>800 au total |
| Mise en œuvre de la séparation juridique<br>GRT                                       | oui   | - GRTgaz / TIGF : oui   |
| GRD   | oui<br>- Electricité de<br>Strasbourg au 01/01/09 | - GrDF : oui<br>- Régaz : oui<br>- Réseau GDS : oui   |
| Propriété du :<br>GRT   | RTE : 100 % EDF                                   | GRTgaz : 100 % GDF Suez<br>TIGF : 100 % Total   |
| GRD   | ERDF : 100 % EDF                                  | GrDF : 100% par GDF Suez<br>Autres : divers   |
| Séparation par rapport aux entités de production et<br>de fourniture du groupe<br>GRT | complète  | complète  |
| GRD   | complète (sauf<br>Electricité de<br>Strasbourg)   | complète  |
| Présentation comme entité séparée<br>GRT  | oui   | GRTgaz et TIGF : oui  |
| GRD   | ERDF : en cours                                   | GrDF : oui<br>Régaz et Réseau GDS : oui   |
| Publication de comptes séparés<br>GRT   | oui   | Oui   |
| GRD   | oui (sauf Electricité de<br>Strasbourg)           | Oui   |
| Règles détaillées adoptées par le régulateur<br>concernant la séparation comptable    | oui   | oui   |

| Conséquences d'une violation des règles  | Possibilité d'amendes | Possibilité d'amendes   |
|--|-----------------------|---|
| Audit spécifique des comptes séparés   | non                   | oui   |
| Rôle du <i>compliance officer</i>  | aucun                 | Aucun (en 2010)   |
| Sanctions possibles de la part du régulateur   | oui                   | oui   |
| Part de marché du principal GRT (en % du réseau total en kilomètres)   |                       | GRTgaz : 86%  |
| Localisation différenciée et/ou restrictions d'accès des filiales dédiées à la production et à la fourniture<br>GRT<br><br>GRD | RTE : oui<br><br>oui  | GRTgaz /GDF SUEZ : oui<br>TIGF / Total : oui<br>GrDF / GDF SUEZ : en cours, efforts de sécurisation des locaux en 2010<br>Régaz / Gaz de Bordeaux : incomplète (recommandations CRE)<br>Réseau GDS / Enerest : incomplète (recommandations CRE) |

Source : CRE

## V. Le fonctionnement du marché français du gaz

### 1 Le marché de gros

#### 1.1 Etat des lieux

Le marché français du gaz repose, pour l'essentiel des approvisionnements, sur des contrats à long terme signés entre les fournisseurs historiques et les sociétés nationales des pays producteurs. Toutefois, la part des fournisseurs alternatifs<sup>15</sup> dans les importations est croissante.

Le tableau ci-dessous donne les importations, les exportations et la production par zones de gestionnaires de réseaux de transport mesurées au cours de l'année 2010.

**TABLEAU N° 19 : IMPORTATIONS, EXPORTATIONS, ET PRODUCTION DE GAZ PAR ZONES**

| (Quantités en Gm <sup>3</sup> )                                      | Ensemble des fournisseurs |              | Fournisseurs alternatifs <sup>(2)</sup> |             |
|--|---------------------------|--------------|---|-------------|
| <b>Flux de gaz, par zones de GRT (y compris les transits et les</b>  |                           |              |   |             |
| <u>Zone Gaz de France réseau Transport</u>                           |                           |              |   |             |
| Importations   | <b>38,24</b>              |              | <b>12,85</b>                            | <b>34%</b>  |
| dont importations terrestres (frontières belge, allemande et suisse) |                           | <b>36,38</b> | <b>12,0</b>                             | <b>33%</b>  |
| dont Gaz Naturel Liquéfié (Fos, Montoir)                             |                           | <b>15,2</b>  | <b>0,89</b>                             | <b>6%</b>   |
| Exportations (frontières belge, allemande et suisse)                 | <b>6,29</b>               |              | <b>1,63</b>                             | <b>26%</b>  |
| Production   | <b>0,03</b>               |              | -                                       | -           |
| <u>Zone TIGF</u>   |                           |              |   |             |
| Alimentations à partir des zones Gaz de France réseau Transport      | <b>3,86</b>               |              | <b>0,53</b>                             | <b>14%</b>  |
| Importations (frontières espagnoles)                                 | <b>0,61</b>               |              | <b>0,61</b>                             | <b>100%</b> |
| Exportations (frontières espagnoles)                                 | <b>1,35</b>               |              | <b>0,13</b>                             | <b>10%</b>  |
| Production   | <b>0,66</b>               |              | -                                       | -           |

1

Source : CRE, d'après données GRTgaz - TIGF

Les 2 fournisseurs historiques, GDF Suez et Total, assurent à eux deux une part importante des importations. Les trois plus gros fournisseurs du marché en représentent 80.5 %. 43 expéditeurs ont importé du gaz en 2010.

Les points d'échange de gaz (PEG) ont été mis en place au début de l'année 2004 par GRTgaz et par TIGF. Ce sont des points virtuels, rattachés à chaque zone d'équilibrage, et où un expéditeur peut céder du gaz à un autre expéditeur. Initialement au nombre de cinq, elles ont été réduites à trois à la suite de la fusion des anciennes zones Nord, Est et Ouest, effective depuis le 1<sup>er</sup> janvier 2009.

<sup>15</sup> Les fournisseurs alternatifs sont les fournisseurs autres que les fournisseurs historiques (GDF Suez, Tegaz et les ELD).

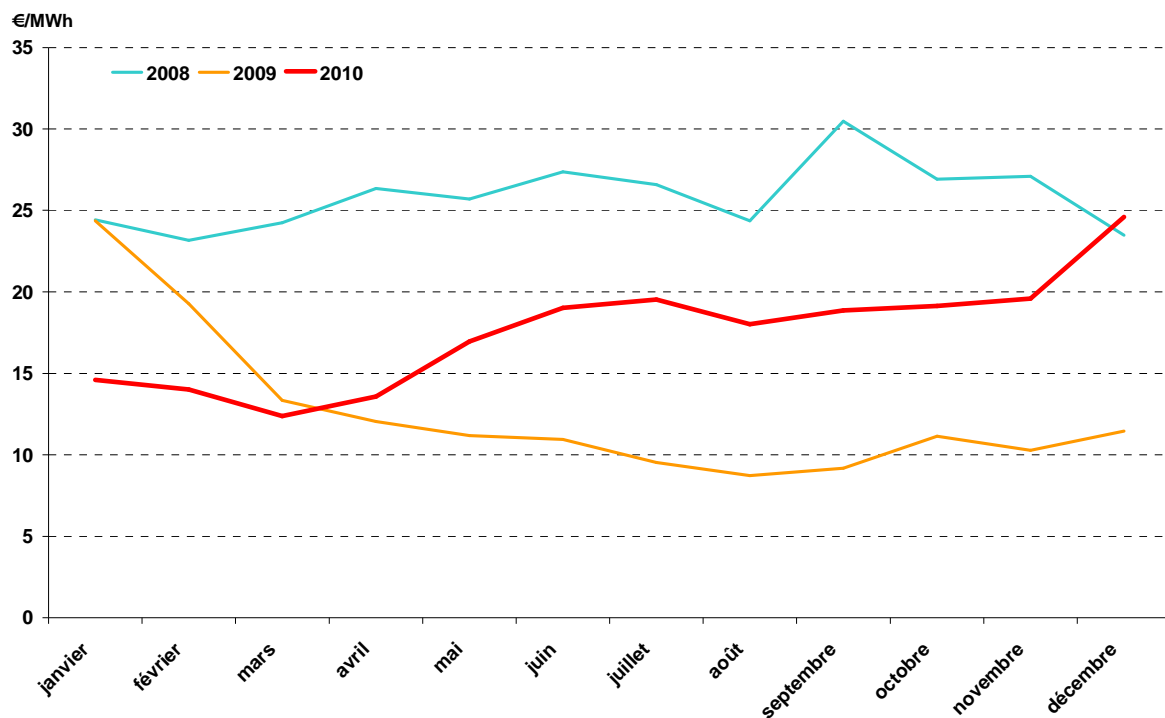
Les transactions y sont effectuées au jour le jour et peuvent résulter d'engagements à plus long terme.

## 1.2 Evolution des prix *day-ahead* sur le marché de gros du gaz

Après leur forte décrue en 2009, les prix du *day-ahead* se sont raffermis courant 2010 pour atteindre en fin d'année un niveau similaire à celui de janvier 2009. Les prix ont évolué à la baisse durant le premier trimestre 2010 du fait d'un relâchement de tension sur le marché inhérent à une offre abondante de gaz liée à d'importantes livraisons de GNL. La tendance s'est réamorcée à la hausse en avril 2010 du fait de la reprise économique et d'un hiver plus long et plus rigoureux.

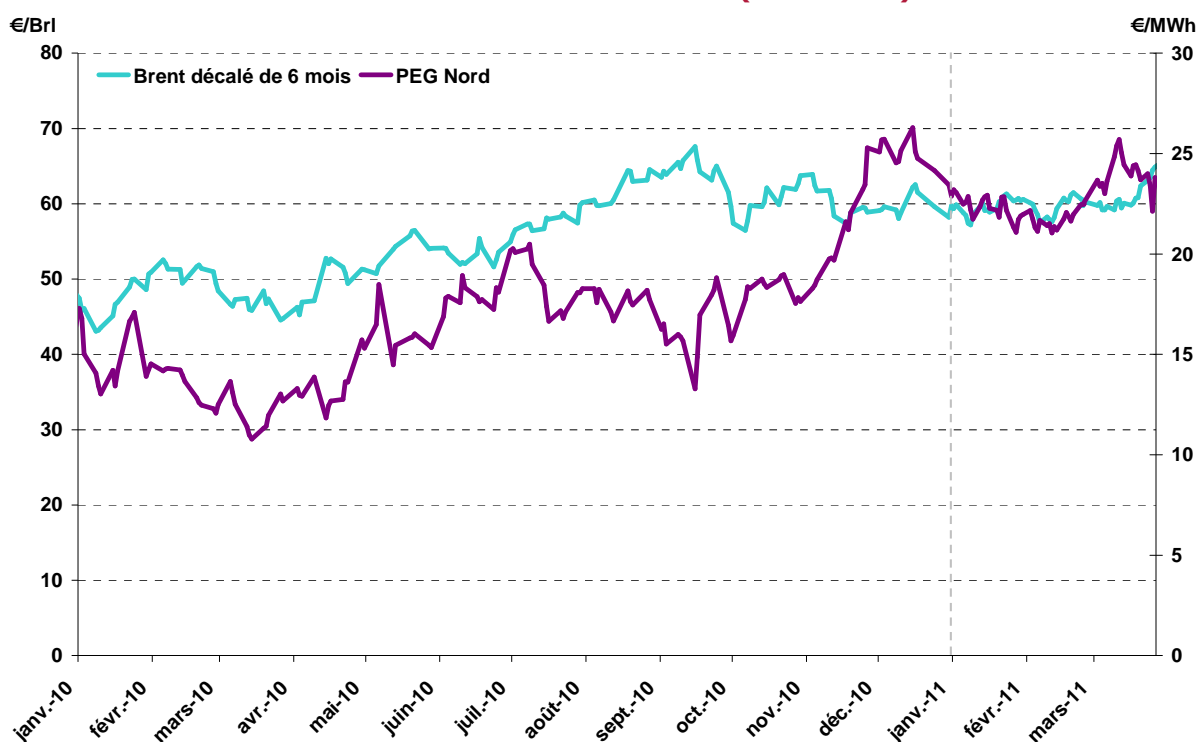
Le *day-ahead* a coté en moyenne 17,52 €/MWh en 2010 contre 12,62 €/MWh l'année précédente, soit une progression de 39%.

FIGURE N°17 : PRIX DU *DAY-AHEAD* AU PEG NORD (MOYENNES MENSUELLES)



Source : Argus, Powernext

**FIGURE N°18 : PRIX DU DAY-AHEAD AU PEG NORD ET COURS DU BRENT (JOURS OUVRES)**



Source : Powernext, Bloomberg

Sur l'année 2010 et au début de l'année 2011, les prix du marché de gros du gaz ont été plus volatiles que ceux de l'indice pétrolier Brent.

Le contexte de bulle gazière générée par l'augmentation de la production de gaz, notamment, par le bais du développement des gaz non-conventionnels, de la hausse des capacités de liquéfaction du GNL et de la croissance rapide de la production de gaz russe, a perduré en 2010. La décorrélacion entre prix de marché et prix des contrats de long terme indexés sur le pétrole et ses dérivés, amorcée en 2009, s'est prolongée en 2010, du fait notamment des évolutions observées des produits pétroliers et de la parité euro-dollar, affichant un différentiel maximal de plus de 14 €/MWh<sup>16</sup> en mars 2010. Cela a créé un contexte particulièrement incitatif à l'approvisionnement des fournisseurs et des consommateurs sur les marchés en Europe en général et en France en particulier. Ce contexte a également amené les producteurs et les fournisseurs à engager des discussions afin de revoir les modalités des contrats de long terme d'importation (révision des volumes, indexation sur des indices de marché, etc..). Toutefois, l'écart entre ces prix s'est progressivement réduit sur le reste de l'année.

<sup>16</sup> Le calcul de ce différentiel est basé sur une moyenne mensuelle des prix du produit (M+1) du PEG Nord et une moyenne mensuelle des indices de prix [publiés par HEREN] des contrats de long terme indexés sur le pétrole et ses dérivés entre la France et ses principaux fournisseurs (Algérie, Russie et Norvège).

### 1.3 Les marchés organisés

Le marché organisé français du gaz a démarré en novembre 2008 avec le lancement des services Powernext Gas Spot et Powernext Gas Futures. 23 acteurs étaient alors présents sur Powernext Gas Spot et sur Powernext Gas Futures en décembre 2009. Fin 2010, 38 acteurs étaient présents sur Powernext *Gas Spot* et 20 sur Powernext *Gas Futures*.

Parmi les volumes de gaz commercialisés en 2010 sur Powernext :

- les volumes traités en *Spot* (intra-journalier, *day ahead* et produits week end) représentent 13 778 GWh pour 10 414 transactions en 2010, soit quatre fois plus qu'en 2009.
- les volumes traités en *Futures* représentent 27 347 GWh pour 752 transactions en 2010. Globalement, l'activité a progressé de 78% par rapport à l'année précédente et a évolué de façon spectaculaire en décembre 2010 affichant un volume de 10 774 GWh. L'augmentation des transactions *Futures* est liée en particulier aux opérations d'un acteur. Ce dernier a indiqué à la CRE avoir fortement développé ses activités, tant dans une logique d'optimisation de son portefeuille que dans un but d'arbitrage. La croissance des échanges sur Powernext peut être nuancée par le fait que la liquidité des échanges sur la bourse ne représente qu'une part de l'ensemble des échanges sur les marchés de gros du gaz.

### 1.4 Le marché OTC

La CRE ne dispose pas d'information sur les transactions conclues de manière strictement bilatérale. Par contre, la CRE collecte des informations de transactions auprès des courtiers actifs sur les marchés français du gaz.

En 2010, quatre courtiers étaient actifs sur le marché de gros français du gaz et 37 acteurs sont intervenus sur le marché français par l'intermédiaire des courtiers.

- les volumes traités en *spot* (intra-journalier, *day ahead*, week end et Autres) ont augmenté de 92%, affichant 66.4 TWh fin 2010 contre 34.5 TWh à période identique l'année précédente. Le total des transactions est de 23 816 ;
- sur le marché à terme, les volumes négociés sont passés de 95,7 TWh en 2009 à 138 TWh en fin 2010. Soit une progression de 44% pour un nombre de transactions équivalant à 1939.



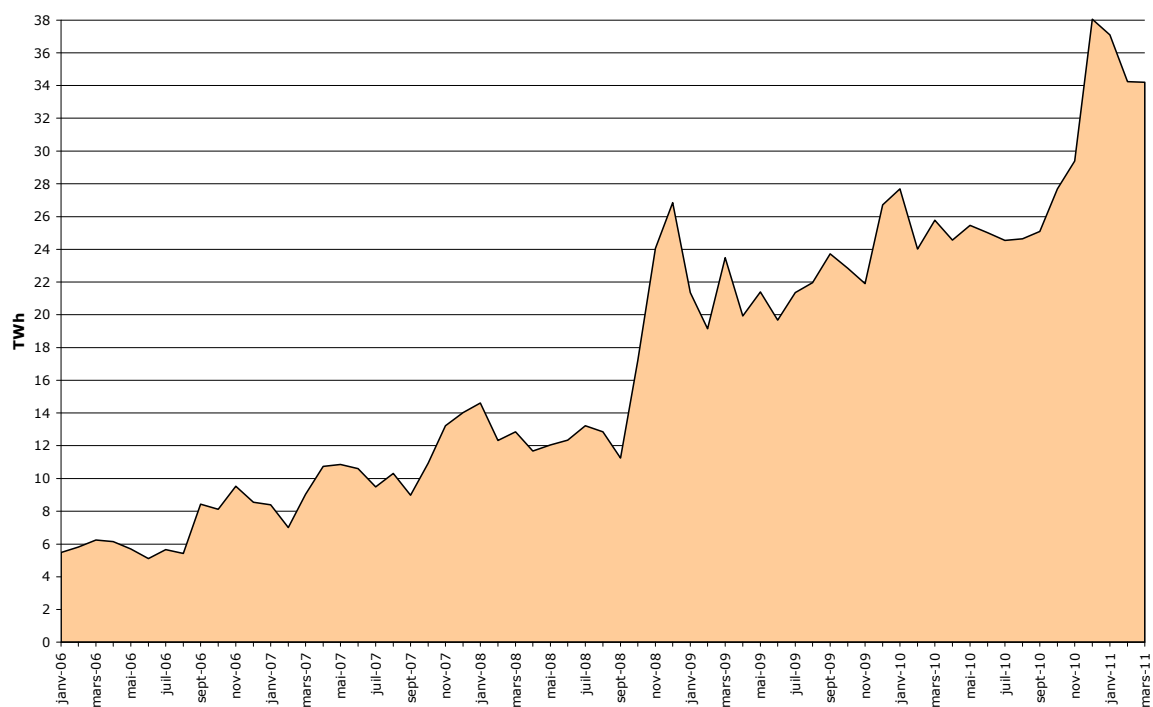
## 1.5 Les livraisons aux PEGs

Les livraisons résultant de ces transactions se réalisent aux Points d'Échange de Gaz (PEG), points virtuels permettant l'échange de gaz au niveau de chaque zone tarifaire. Les livraisons observées sur les PEG résultent :

- des transactions OTC conclues entre fournisseurs ;
- des transactions boursières conclues entre fournisseurs ;
- des livraisons correspondant aux programmes de cession temporaire de gaz (*Gas Release*) ;
- de l'approvisionnement en gaz des opérateurs de réseau pour leurs besoins propres.

Le graphique suivant montre les nominations journalières des acteurs auprès des GRT. Il ne s'agit pas du volume des transactions observées sur la période, mais des livraisons nettes physiques entre acteurs.

**FIGURE N° 19 : VOLUME DES LIVRAISONS NETTES DE GAZ SUR LE MARCHÉ DE GROS FRANÇAIS**



Sources : CRE d'après les données des GRT

En 2010, le volume des livraisons nettes de gaz résultant de transactions entre acteurs sur le marché de gros a augmenté de 22% par rapport à l'année 2009. Au cours de l'année 2010, 322 TWh de gaz ont ainsi été livrés aux PEGs.

## **2 Le marché de détail**

### **2.1 Les consommateurs**

L'ouverture du marché français du gaz a connu plusieurs étapes de l'année 2000 à 2008. Depuis le 1<sup>er</sup> juillet 2007, tous les consommateurs, y compris les clients résidentiels peuvent librement choisir leur fournisseur de gaz naturel. Au 31 décembre 2010, 11,4 millions de sites sont éligibles, ce qui représente 510 TWh de consommation annuelle de gaz naturel.

**TABLEAU N°20 : REPARTITION DES CONSOMMATEURS FINALS PAR TYPE DE SITE (AU 31 DECEMBRE 2010)**

|                        | Nombre de sites |
|------------------------|-----------------|
| Sites résidentiels     | 10 700 000      |
| Sites non résidentiels | 680 000         |

Source : Données 2010, GRD, GRT, Analyses CRE

**TABLEAU N°21 : REPARTITION DE LA CONSOMMATION ANNUELLE DES CONSOMMATEURS FINALS (AU 31 DECEMBRE 2010)**

|                        | Consommation 2010 en TWh |
|------------------------|--------------------------|
| Sites résidentiels     | 137                      |
| Sites non résidentiels | 370                      |

Source : Données 2010, GRD, GRT, Analyses CRE

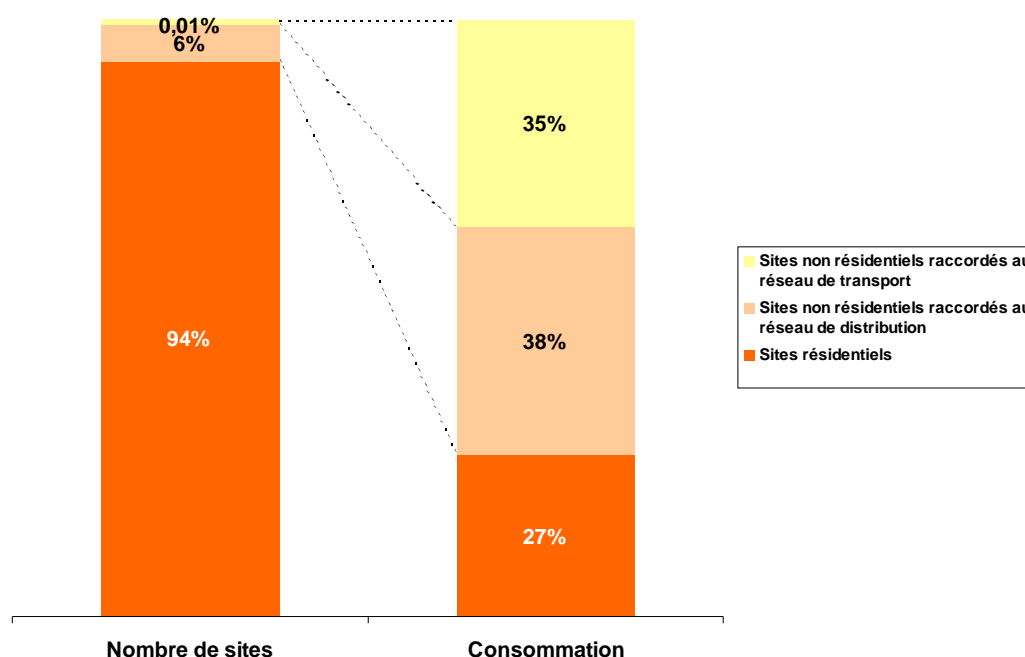
Au cours de l'année 2010, l'ouverture du marché résidentiel à la concurrence est restée modérée. Au 31 décembre 2010, les fournisseurs alternatifs disposaient d'un portefeuille de 775 000 clients résidentiels sur un total de 10,7 millions. Les fournisseurs historiques se partagent le reste du marché.

L'ouverture à la concurrence du marché non résidentiel a connu une progression constante mais modeste en 2010. On compte 125 000 clients non résidentiels chez les fournisseurs alternatifs sur un total de 681 000. Le reste du marché est partagé entre les fournisseurs historiques.

Les clients peuvent disposer de deux types de contrats :

- les contrats aux tarifs réglementés (proposés uniquement par des fournisseurs historiques).
- les contrats aux prix de marché (proposés par les fournisseurs historiques et par les fournisseurs alternatifs). L'accès à ce type de contrat suppose d'avoir exercé son éligibilité.

**FIGURE N°20 : TYPOLOGIE DES SITES DE FOURNITURE DE GAZ AU 31 DECEMBRE 2010**



Source : données 2010 GRT, GRD – Analyse : CRE

## 2.2 Les parts de marché

Au 31 décembre 2010, la part de marché des fournisseurs alternatifs, rapportée au nombre de sites total, est de 7,9 % (soit environ 23,3 % du volume de consommation total). Ce chiffre masque une réalité disparate sur les différents segments. Ainsi la pénétration des fournisseurs alternatifs est beaucoup plus importante sur le segment des sites non résidentiels raccordés au réseau de transport (41 % de la consommation annuelle) que sur le segment des sites résidentiels (7 % de la consommation annuelle).

### A. ANALYSE EN TERMES DE NOMBRE DE SITES

**TABLEAU N°22 : PARTS DE MARCHÉ EN NOMBRE DE SITES DES 3 FOURNISSEURS LES PLUS SIGNIFICATIFS (AU 31 DECEMBRE 2010)**

| Tous segments | Segment des sites transport (non résidentiels) | Segment des sites distribution non résidentiels | Segment des sites distribution résidentiels |
|---------------|--|---|---|
| 96%           | 79%  | 95%   | 96%   |

Source : Données 2010, GRD, GRT, Analyses CRE

Le nombre de fournisseurs dont la part de marché est supérieure à 5% s'élève à :

- 2 (tous segments) ;
- 5 (segment des sites non résidentiels transport) ;
- 2 (segment des sites non résidentiels distribution) ;
- 2 (segment des sites résidentiels)

**TABLEAU N°23 : PARTS DE MARCHÉ EN NOMBRE DE SITES DES 3 FOURNISSEURS HISTORIQUES LES PLUS SIGNIFICATIFS (AU 31 DECEMBRE 2010)**

| Tous segments | Segment des sites transport (non résidentiels) | Segment des sites distribution non résidentiels | Segment des sites distribution résidentiels |
|---------------|--|---|---|
| 92%           | 67%  | 81%   | 92%   |

Source : Données 2010, GRD, GRT, Analyses CRE

**TABLEAU N°24 : PARTS DE MARCHÉ EN NOMBRE DE SITES DES 3 FOURNISSEURS ALTERNATIFS LES PLUS SIGNIFICATIFS (AU 31 DECEMBRE 2010)**

| Tous segments | Segment des sites transport (non résidentiels) | Segment des sites distribution non résidentiels | Segment des sites distribution résidentiels |
|---------------|--|---|---|
| 7%            | 21%  | 18%   | 6%  |

Source : Données 2010, GRD, GRT, Analyses CRE

## B. ANALYSE EN TERME DE VOLUME DE CONSOMMATION

**TABLEAU N°25 : PARTS DE MARCHÉ EN CONSOMMATION ANNUELLE DES 3 FOURNISSEURS LES PLUS SIGNIFICATIFS (AU 31 DECEMBRE 2010)**

| Tous segments | Segment des sites transport (non résidentiels) | Segment des sites distribution non résidentiels | Segment des sites distribution résidentiels |
|---------------|--|---|---|
| 81%           | 74%  | 85%   | 96%   |

Source : Données 2010, GRD, GRT, Analyses CRE

Le nombre de fournisseurs dont la part de marché est supérieure à 5% s'élève à :

- 3 (tous segments) ;
- 4 (segment des sites non résidentiels transport) ;
- 3 (segment des sites non résidentiels distribution) ;
- 1 (segment des sites résidentiels)

**TABLEAU N°26 : PARTS DE MARCHÉ EN CONSOMMATION ANNUELLE DES 3 FOURNISSEURS HISTORIQUES LES PLUS SIGNIFICATIFS (AU 31 DECEMBRE 2010)**

| Tous segments | Segment des sites transport (non résidentiels) | Segment des sites distribution non résidentiels | Segment des sites distribution résidentiels |
|---------------|--|---|---|
| 75%           | 59%  | 79%   | 93%   |

Source : Données 2010, GRD, GRT, Analyses CRE

**TABLEAU N°27 : PARTS DE MARCHÉ EN CONSOMMATION ANNUELLE DES 3 FOURNISSEURS ALTERNATIFS LES PLUS SIGNIFICATIFS (AU 31 DECEMBRE 2010)**

| Tous segments | Segment des sites transport (non résidentiels) | Segment des sites distribution non résidentiels | Segment des sites distribution résidentiels |
|---------------|--|---|---|
| 14%           | 27%  | 16%   | 6%  |

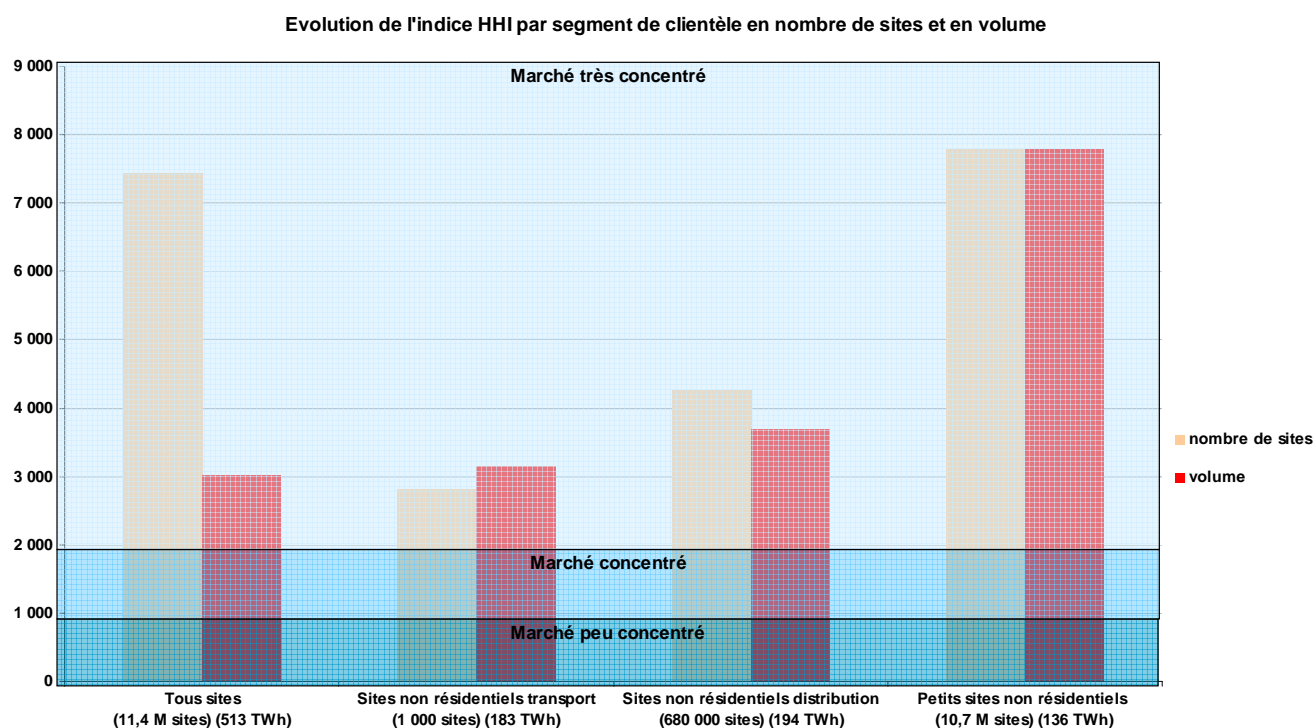
Source : Données 2010, GRD, GRT, Analyses CRE

Les fournisseurs étrangers alimentent 25% de la consommation des sites raccordés au réseau de transport et 2% de la consommation des sites raccordés au réseau de distribution.

### C. INDICATEUR HHI

Le graphique suivant donne l'indice de Herfindahl-Hirschman (HHI)<sup>17</sup> en nombre de sites et en volume pour les différents segments du marché de détail. Cet indice mesure la concentration du marché sur chaque segment de clientèle.

**FIGURE N°21 : EVOLUTION DE L'INDICE HHI**



Source : Données 2010, Analyses CRE

<sup>17</sup> L'indice HHI est égal à la somme des carrés des parts de marché des intervenants et mesure la concentration du marché (il est d'autant plus élevé que le marché est concentré). On considère généralement qu'un marché est peu concentré si son HHI est inférieur à 1000, et très concentré s'il est supérieur à 1800. Etant donné les spécificités des marchés de l'électricité et du gaz, cet indice ne doit être utilisé comme un indicateur du degré de concurrence qu'avec précaution. En effet, dans le cas de l'électricité, concentration et concurrence ne sont pas liés de façon aussi directe que sur la plupart des marchés.

## 2.3 Les fournisseurs

Au 31 décembre 2010, 17 fournisseurs alternatifs possèdent au moins un client en portefeuille. 7 fournisseurs alternatifs proposent des offres aux clients résidentiels. Sur les zones de desserte des ELD, les fournisseurs alternatifs sont quasiment inexistantes. Dans la situation actuelle du marché français, les fournisseurs alternatifs se concentrent en effet sur le territoire de GrDF.

Les quatre principaux pays fournisseurs de la France sont : la Norvège (31%), les Pays-Bas (18%), l'Algérie (16%) et la Russie (15%)<sup>18</sup>.

FIGURE N°22 : LES FOURNISSEURS DE GAZ NATUREL



### A. FOURNISSEURS HISTORIQUES

En France, on dénombre 24 fournisseurs historiques, qui assurent historiquement la fourniture et la distribution :

- Total sur le réseau de transport de gaz (Grand Sud-Ouest) ;
- 22 Entreprises Locales de Distribution (ELD) (sur leur propre zone de distribution) ;
- GDF-Suez (sur le reste du territoire).

### B. FOURNISSEURS AYANT UNE ACTIVITE D'EXPLORATION-PRODUCTION

Au 1er avril 2011, 9 fournisseurs alternatifs actifs ainsi que GDF Suez et Total ont des activités d'exploration-production. Ces activités sont essentiellement localisées à l'étranger.

## 2.4 Les gestionnaires de réseaux

En France, deux fournisseurs (GDF Suez et Total) ont une activité de gestionnaire de réseau de transport (GRT).

GDF Suez ainsi que les vingt-deux ELD ont une activité de gestionnaire de réseau de distribution (GRD).

<sup>18</sup> Source : DGEMP

## 2.5 Le changement de fournisseur

Des procédures standard ont été établies afin d'organiser le changement de fournisseur. Elles sont le fruit d'une concertation engagée par les différents acteurs du secteur (clients finaux, fournisseurs, distributeurs, transporteurs, administration). Les règles qui en découlent sont acceptées, tant par les utilisateurs, que par les gestionnaires de réseaux et constituent des usages communément admis par la profession qui ne sont, à ce titre, pas dépourvus de valeur normative.

L'objectif de la CRE était de rendre le changement de fournisseur plus simple, plus rapide et gratuit.

### A. LES DIFFERENTES ETAPES DE LA PROCEDURE

Dans le cadre d'un contrat unique, qui couvre à la fois les conditions de la fourniture de gaz naturel par le fournisseur et celles de son acheminement par le gestionnaire du réseau public de distribution, le changement de fournisseur se déroule de la façon suivante :

- le futur fournisseur doit assurer l'information du consommateur dans le respect des conditions fixées par la section 12 du Code de la consommation ;
- le client conclut un contrat avec son futur fournisseur, celui-ci devant matérialiser la volonté du client de changer de fournisseur;
- Le futur fournisseur informe le gestionnaire du réseau de distribution de la volonté du client de changer de fournisseur. Pour les clients particuliers, le Code de la consommation prévoit, en cas de démarchage ou de vente à distance, un délai de rétractation de 7 jours. L'information du changement de fournisseur ne sera alors donnée au gestionnaire de réseau qu'à l'expiration de ce délai ; Le futur fournisseur peut transmettre un auto-relevé du compteur (si le consommateur le lui a fourni) au gestionnaire de réseau ;
- le gestionnaire de réseau de distribution accuse réception de la demande :
  - il vérifie la recevabilité de la demande (cohérence des informations techniques, de l'index auto-relevé s'il a été fourni) ;
  - il informe le fournisseur actuel du client ;
- le gestionnaire du réseau de distribution estime les index de bascule du client (l'index auto-relevé, si fourni, servant à fiabiliser l'estimation) :
  - il envoie au fournisseur actuel les index à la date du changement de fournisseur et la facture du solde correspondant ;
  - il envoie au futur fournisseur les mêmes index et la première facture correspondant à la part fixe du tarif réseau.

Dans le cas des clients à relève mensuelle ou journalière, les gestionnaires de réseaux de distribution (GRD) imposent un relevé spécial des compteurs, facturé au futur fournisseur.

Lors de la relève cyclique suivant un changement de fournisseur, si le gestionnaire de réseau détecte que l'index de bascule a été surestimé, le client pourra obtenir une régularisation « post-bascule » via une facture négative de son nouveau fournisseur. Ce principe ne remet pas en cause l'index contractuel de changement de fournisseur.

## B. LES MOTIFS DE REFUS

Le gestionnaire du réseau de distribution peut s'opposer à une demande de changement de fournisseur si :

- un changement de fournisseur est déjà en cours, suite à une demande antérieure ;
- une fraude a été constatée sur les installations de comptage.
- une erreur ou incohérence technique est décelée (Point de comptage et d'estimation (PCE) inexistant, PCE résilié...).

## C. LES MODALITES DE RESILIATION ET LES DELAIS

La loi du 7 décembre 2006 introduisant l'article L.121-89 dans le Code de la consommation indique, pour les clients résidentiels qu' « *en cas de changement de fournisseur, le contrat est résilié de plein droit à la date de prise d'effet d'un nouveau contrat de fourniture d'énergie* ».

Le changement de fournisseur, sans modification de fréquence de relève ou d'installation de comptage, se fait à date souhaitée par le client et le fournisseur, en respectant un délai minimum de 10 jours calendaires (selon les possibilités du GRD) et un maximum de 42 jours.

## D. COUTS LIES AU CHANGEMENT DE FOURNISSEUR

L'article 3 de la loi n° 2003-8 du 3 janvier 2003 relative aux marchés du gaz et de l'électricité et au service public de l'énergie,, précise que « *lorsqu'un client éligible exerce cette faculté pour un site, le contrat de fourniture [...] pour ce site, conclu à un prix réglementé, est résilié de plein droit sans qu'il y ait lieu à indemnité à la charge de l'une ou l'autre partie* ».

Par ailleurs, la loi n°2006-1537 du 7 décembre 2006 relative au secteur de l'énergie, introduisant l'article L.121-89 dans le Code de la consommation précise, pour les clients résidentiels que « *le fournisseur ne peut facturer au consommateur que les frais correspondant aux coûts qu'il a effectivement supportés, directement ou par l'intermédiaire du gestionnaire de réseau, au titre de la résiliation et sous réserve que ces frais aient été explicitement prévus dans l'offre. Ceux-ci doivent être dûment justifiés. Aucun autre frais ne peut être réclamé au consommateur au seul motif qu'il change de fournisseur.* »

## E. ANALYSE DES TAUX DE CHANGEMENT DE FOURNISSEUR

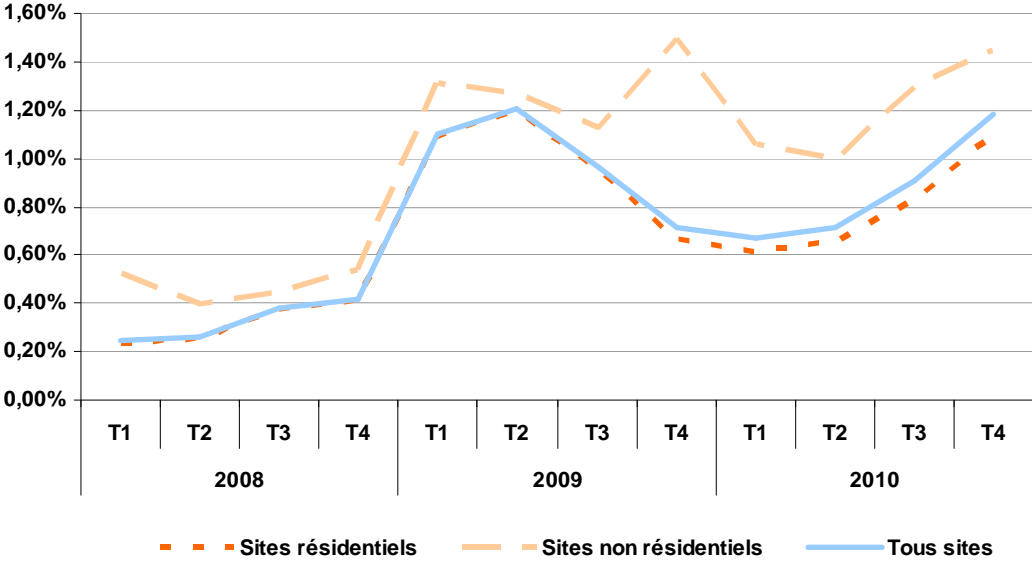
Selon la définition élaborée par l'ERGEG, le changement de fournisseur est défini comme « l'action par laquelle un consommateur change de fournisseur ». Un *switch* est considéré comme le mouvement librement choisi d'un client (défini en termes d'un contrat ou les points d'approvisionnement et la quantité d'électricité ou de gaz associé au contrat) d'un fournisseur à un autre. L'activité de *switch* est définie comme le nombre de changements dans une période de temps donnée. Le taux de *switch* est alors le ratio du nombre de changements de fournisseurs ajouté aux mises en services des fournisseurs alternatifs dans la zone desservant le client sur le nombre total des clients éligibles dans chaque segment de clientèle. Il est à noter que le taux de *switch* ne tient pas compte des contrats renégociés sans qu'il y ait changement de fournisseurs.

Les taux de *switch* ci-dessous n'incluent pas les changements de fournisseur des clients en direction des fournisseurs historiques (*switch back*) car les gestionnaires de réseau ne sont



pas en mesure de distinguer les sites qui renégocient leur contrat chez un fournisseur historique de ceux qui reviennent vers ce fournisseur historique. Toutefois, cette restriction est sans impact notable sur la valeur du taux de *switch* calculé.

**FIGURE N°23 : TAUX DE SWITCH DE 2008 A 2010**



Source : Données 2010, Analyses CRE

## 2.6 Les prix de détail

### A. LES TARIFS REGLEMENTES

#### a. LES TARIFS REGLEMENTES DE VENTE DE GAZ NATUREL

Le tableau suivant présente la décomposition de la facture des clients aux tarifs réglementés de vente de gaz au 31 décembre 2010 :

**TABLEAU N°28 : FACTURE AUX TARIFS REGLEMENTES DE VENTE DE GDF SUEZ AU 31 DECEMBRE 2010 (€/MWh)**

|  | Client D3   | Client I1   | Client I4   |
|--|-------------|-------------|-------------|
| Part approvisionnement <sup>(1)</sup>                      | 31,7        | 31,8        | 27,2        |
| Part transport   | 2,6         | 2,2         | 1,1         |
| Part distribution  | 11,7        | 7,8         | -           |
| Part stockage  | 2,7         | 1,8         | 0,6         |
| <b>Facture hors TVA aux tarifs réglementés</b>             | <b>48,7</b> | <b>43,6</b> | <b>28,9</b> |
| Prélèvements réglementaires sur les frais de réseaux (CTA) | 1,0         | 0,2         | 0,02        |
| TICGN <sup>(2)</sup>                                       | -           | 1,19        | 1,19        |
| TVA  | 8,0         | 7,9         | 5,8         |
| <b>Facture TTC aux tarifs réglementés</b>                  | <b>57,7</b> | <b>52,8</b> | <b>35,9</b> |

(1) obtenue par différence

(2) les locaux à usage d'habitation sont exonérés de TICGN

Remarques sur les hypothèses de calcul :

- toutes les données s'entendent en €/MWh
- la TVA s'applique à hauteur de 19,6% sur la part variable et de 5,5% sur la part fixe
- les clients types présentent les caractéristiques suivantes :
  - Client D3 = ménage ayant une consommation annuelle de 23,26 MWh (tarif B1)
  - Client I1 = industriel ayant une consommation annuelle de 116,3 MWh (tarif B2i)
  - Client I4 = industriel ayant une consommation annuelle de 116,3 GWh avec 250 jours de modulation (tarif STS pour un consommateur raccordé au réseau de grand transport)

Ces hypothèses sont les mêmes que celles retenues lors des rapports précédents.

### B. LES OFFRES DE MARCHÉ

La répartition des prix de quelques offres de marché par rapport aux offres au tarif réglementé à la fin de l'année 2010 est la suivante (pour un client situé à Paris) :

Pour des clients de type Base (750 KWh par an), on trouve :

- 2 offres de marché de 3 fournisseurs différents dont les prix sont 3% à 5% moins chers que les tarifs réglementés.

- 4 offres de marché d'un fournisseur historique et d'un fournisseur alternatif dont les prix sont 23% à 48% plus chers que les tarifs réglementés.

Pour des clients de type chauffage B1 (17 000 kWh par an), on trouve :

- 4 offres de marché de 5 fournisseurs alternatifs et un fournisseur historique dont les prix sont 3% à 9% moins chers que les tarifs réglementés.
- 3 offres de marché d'un fournisseur historique et d'un fournisseur alternatif dont les prix sont 1% à 9% plus chères que les tarifs règlementés.

## 2.7 Questions et les réclamations

Le dispositif Energie-Info, composé du site internet d'information des consommateurs particuliers et professionnels [www.energie-info.fr](http://www.energie-info.fr) et d'un service d'information consommateurs joignable par téléphone (tél. 0810 112 212) ou par écrit (courriel, télécopie ou courrier), est accessible gratuitement à tous les consommateurs français depuis le 1<sup>er</sup> juillet 2007. Energie-Info permet aux consommateurs de poser une question ou d'être conseillés et assistés dans le cadre d'un litige avec un fournisseur et/ou un distributeur d'énergie. De plus, depuis novembre 2009, il propose un comparateur des offres gratuit de fourniture d'électricité et de gaz naturel, homologué par la CRE et le Médiateur national de l'énergie et accessible sur le site internet [www.energie-info.fr](http://www.energie-info.fr).

Ce dispositif est commun aux marchés de l'électricité et du gaz naturel. Il est co-piloté et co-financé par la CRE et le Médiateur national de l'énergie. Sa partie informative est mise à jour en coordination avec les Ministères en charge de la Consommation et de l'Énergie.

Energie-Info constitue le « guichet-unique » fournissant aux consommateurs l'ensemble des informations concernant leurs droits, la législation en vigueur et les voies de règlement des litiges à leur disposition.

Ce dispositif est commun aux marchés de l'électricité et du gaz naturel. Il traite à la fois des questions relatives à l'électricité, au gaz naturel, ou bien aux deux énergies simultanément.

En 2010, le Service Energie-Info a renseigné plus de 481 000 consommateurs (pour ceux souhaitant connaître les coordonnées des différents fournisseurs, soit environ 62% des appels, par l'intermédiaire d'un serveur vocal interactif). De plus, sur cette même période, le site web a reçu 560 000 visites.

### A. QUESTIONS

Les questions reçues par le service Energie-Info concernent les thèmes suivants : les procédures de mise en service, de résiliation ou de changement de fournisseur, le choix d'un fournisseur, les différents types de contrats existant (tarif réglementé et offres de marché) et les conditions de réversibilité (possibilité de revenir ou non au tarif réglementé après l'avoir quitté), le démarchage et le droit de rétractation, les conditions de validité d'une souscription de contrat (oralement ou par signature, selon les cas), la procédure de raccordement d'un logement aux réseaux de distribution d'électricité et de gaz naturel.

## B. RECLAMATIONS

Le service Energie-Info a une vision partielle des réclamations exprimées par les consommateurs sur les marchés de l'électricité et du gaz naturel.

Ces réclamations portent essentiellement sur :

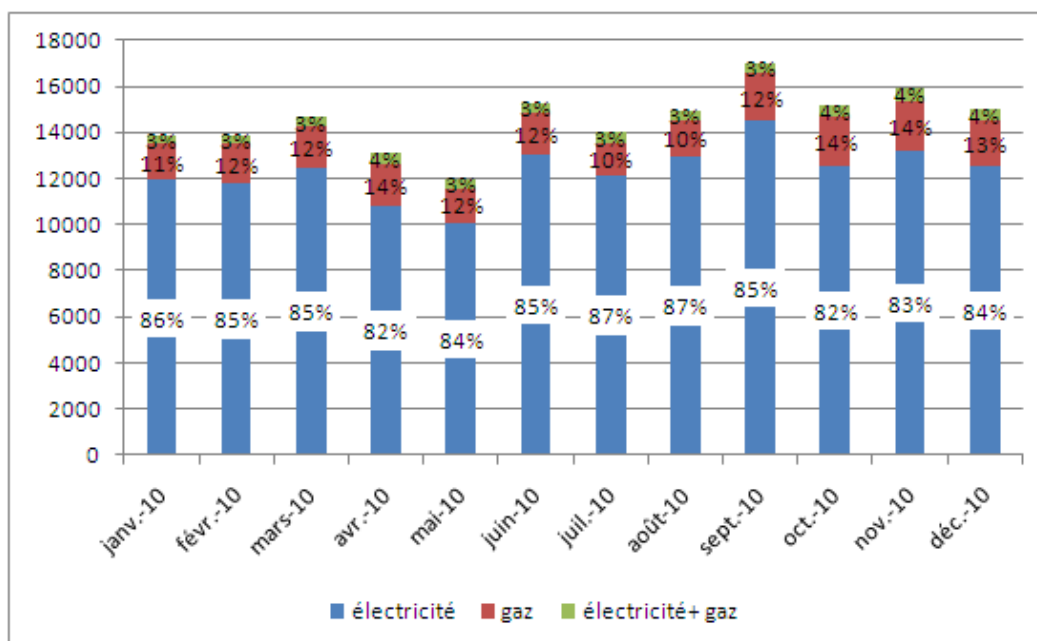
- des litiges liés à la facturation et à l'estimation des consommations par les fournisseurs,
- des résiliations non demandées, résultant essentiellement d'erreurs techniques de la part des fournisseurs,
- des pratiques commerciales jugées déloyales,
- des suspensions de fourniture faisant suite à un litige de facturation ou à des difficultés de paiement
- des litiges relatifs à la réalisation de raccordement aux réseaux de distribution d'électricité ou de gaz naturel.

Les réclamations concernent environ 2 % des demandes de consommateurs reçues par le service Energie Info. En 2010, ce service a reçu plus de 10 000 demandes de conseil et d'assistance relatives à des réclamations.

- **Litiges entre un consommateur et un fournisseur :** La loi n'a pas confié à la CRE de compétences dans ce domaine. Lorsqu'il répond à une telle réclamation, le service Energie-Info informe le consommateur sur ses démarches et sur ses droits, et peut l'orienter vers le Médiateur national de l'énergie (chargé d'examiner les réclamations des consommateurs et de recommander des solutions aux litiges relatifs à l'exécution des contrats de fourniture d'électricité ou de gaz naturel) ou bien vers la Direction de la concurrence, de la consommation et de la répression des fraudes (DGCCRF) du Ministère de l'Economie, de l'industrie et de l'Emploi (compétente pour sanctionner les infractions au Code de la consommation) ou vers la juridiction compétente.  
A noter que le Médiateur national de l'énergie a reçu 7066 saisines de consommateurs en 2010.
- **Litiges liés à l'accès ou à l'utilisation des réseaux :** Une fois les voies de résolution amiable d'un litige épuisées, le Comité de règlement des différends et des sanctions (CoRDIS) de la CRE peut, dans certains cas, être saisi par un consommateur. Ces cas sont très rares, la plupart des différends trouvant une solution amiable avant la saisine du CoRDIS.

**FIGURE N°24 : ENERGIE CONCERNEE PAR LES QUESTIONS & RECLAMATIONS DE CONSOMMATEURS (ELECTRICITE / GAZ / ELECTRICITE & GAZ)**

(Périmètre : appels clients traités de façon individualisée - hors serveur vocal + demandes écrites)



## C- RELATIONS CONTRACTUELLES ENTRE LES CLIENTS ET LES FOURNISSEURS

### a. RELATIONS AVEC LES CLIENTS PROFESSIONNELS

Les fournisseurs de gaz sont, dans leurs relations avec les clients professionnels, soumis au droit commun du *Code civil* et du *Code du commerce*.

Les fournisseurs sont soumis à une obligation de transparence à l'égard de ces consommateurs. Ils doivent expliquer clairement leurs obligations et toute disposition contractuelle obscure ou ambiguë sera interprétée en leur défaveur.

La structure et le contenu des contrats conclus avec des consommateurs professionnels sont en principe libres, sous réserve de ne pas aller à l'encontre de la réglementation applicable.

Pour les petits consommateurs professionnels, une liste d'informations précontractuelles et contractuelles a été définie par le législateur. Depuis la loi n° 2008-776 du 4 août 2008 dite « de modernisation de l'économie », ces informations doivent être mises à la disposition du client par écrit ou sur support durable préalablement à la conclusion du contrat. Pour cette catégorie de clients, le fournisseur est également tenu d'offrir la possibilité de conclure un « contrat unique » qui regroupe la fourniture et l'accès au réseau.

Les contrats relatifs à l'accès au réseau sont transmis à la CRE. Leurs dispositions se doivent d'être transparentes et non discriminatoires. Lorsque cela est nécessaire pour le règlement d'un différend soumis au CoRDiS, celui-ci peut fixer, de manière objective, transparente, non discriminatoire et proportionnée, les modalités de l'accès aux réseaux, ouvrages et installations ou les conditions de leur utilisation.

La durée du contrat est libre. Elle peut être longue si le client le souhaite. La CRE s'est déclarée favorable à la mise en place de contrats de long terme, dans lesquels les fournisseurs s'engagent sur des prix dont l'évolution, au cours du contrat, serait liée à des indices transparents. Ces contrats doivent néanmoins être conformes au droit de la concurrence, notamment pour ce qui concerne les opérateurs en position dominante. La conclusion de contrats de long terme de fourniture de gaz ne doit pas avoir pour objet, ou pour effet, l'éviction de concurrents. Par ailleurs, les clients doivent pouvoir résilier leur contrat par anticipation et les pénalités qui leur sont appliquées doivent être raisonnables.

En application de l'article L. 441-6 du code de commerce qui s'impose à l'ensemble des fournisseurs dans leurs relations contractuelles avec des clients professionnels, ils sont tenus de communiquer à un client professionnel qui en fait la demande, leurs conditions générales de vente.

Celles-ci constituent le socle de la négociation commerciale et comprennent les conditions de vente, le barème des prix unitaires, les réductions de prix et les conditions de règlement.

Tout comme le contrat, le format de la facture est libre, excepté pour les petits consommateurs professionnels<sup>19</sup>. Pour ces derniers, l'arrêté du 2 juillet 2007 est allé plus loin et définit clairement les informations devant figurer sur les factures. Les postes d'information sont décrits de façon détaillée et le fournisseur doit indiquer au client le délai de préavis de résiliation de son contrat. Les petits clients professionnels sont également soumis aux nouvelles dispositions de l'article L. 121-87 du Code de la consommation, introduites par l'article 89 de la loi n° 2008-776 du 4 août 2008. Désormais, le consommateur n'est engagé auprès d'un fournisseur que par sa signature, sauf s'il demande expressément à bénéficier immédiatement de la fourniture d'énergie dans le cas d'un emménagement.

---

<sup>19</sup> L'arrêté du 2 juillet 2007 relatif aux factures de fourniture d'électricité ou de gaz naturel encadre les factures des petits professionnels et des particuliers.

### **3 Analyse concurrentielle et abus de position dominante**

#### **3.1 Marché de gros**

##### **A. LES DISPOSITIFS DE GAS RELEASE**

Le dispositif du programme de Gas release a pris fin le 31 décembre 2008, les acteurs concernés n'ayant pas souhaité reconduire le dispositif.

##### **B. LA SURVEILLANCE DES MARCHES DE GROS**

Parallèlement aux activités de surveillance des marchés de gros de l'électricité, la CRE exerce sa mission de surveillance des marchés de gros du gaz, telle qu'elle lui a été confiée par la loi du 10 février 2000, modifiée par la loi du 7 décembre 2006.

###### **a. LE RAPPORT DE SURVEILLANCE**

Le rapport de surveillance des marchés de gros du gaz et de l'électricité a été publié en octobre 2010. Le rapport met en avant les évolutions récentes des marchés de gros gaziers sur l'année 2009 et sur le premier semestre 2010.

2009 a été propice au développement des échanges sur les marchés de gros du gaz. L'offre s'est révélée abondante sur les marchés mondiaux du fait de la production de gaz non conventionnel aux Etats-Unis et de l'arrivée de volumes importants de GNL. Face à une demande restée déprimée en raison du contexte de récession, notamment en Europe et en France, les prix de gros observés sur les principales places européennes ont atteint des points bas en 2009 et se sont inscrits en net retrait par rapport aux prix des contrats d'approvisionnement à long terme indexés sur les produits pétroliers. Dans ce contexte, les marchés de gros du gaz ont constitué une source d'approvisionnement attractive pour les fournisseurs de clients finals et ont représenté, côté producteurs, un débouché pour les volumes de gaz non vendus dans le cadre des clauses de *take-or-pay* des contrats à long terme.

Les volumes livrés aux PEG ont ainsi augmenté de 90 TWh, reflétant ainsi la progression des échanges sur les marchés de gros dans un contexte de baisse de la consommation : les livraisons aux PEG représentaient en 2009 presque la moitié du volume total des livraisons physiques, contre 29% en 2008. La zone Nord concentre toujours l'essentiel des livraisons.

Les volumes des transactions ont quant à eux plus que doublé pour la quasi-totalité des produits, aussi bien sur le marché *Spot* que sur le marché à terme. Cette croissance en volume ne se reflète que marginalement sur la taille du marché du fait de la baisse spectaculaire des prix du gaz en 2009 : les transactions négociées s'élèvent à 2,2 milliards d'euros en 2009, en progression de 13% par rapport à 2008.

L'évolution des prix de gros sur les marchés gaziers a pour sa part été marquée tout au long de 2009 et sur les premiers mois de 2010 par une déconnexion nette avec les références de prix issus de contrats à long terme indexés sur le pétrole. Cette déconnexion a été la conséquence des excédents de gaz sur les marchés mondiaux dans un contexte de demande déprimée, même si celle-ci montre en 2010 des signes de reprise.

Les prix de marché ont donc fortement baissé en 2009, avant d'entamer un mouvement haussier, qui s'accélère depuis le printemps 2010. Cette tendance, observée sur les principales places européennes, a réduit l'écart entre prix de marché et prix des contrats de long terme indexés sur le pétrole, même si cet écart reste encore significatif.

C'est dans ce contexte que la CRE a mené un audit de la formule d'approvisionnement de GDF Suez, dont les conclusions ont été rendues publiques par délibération du 31 août 2010.

## **b. RELATIONS AVEC LES CLIENTS RESIDENTIELS**

Les fournisseurs de gaz naturel sont, dans leurs relations avec les clients résidentiels, soumis au Code civil et au Code de la consommation.

L'article 42 de loi du 7 décembre 2006 a introduit une nouvelle section dans le Code de la consommation, règlementant les contrats de fourniture d'énergie.

Les offres des fournisseurs doivent comporter, comme le précise l'article L. 121-87 du Code de la consommation, seize types d'informations précontractuelles pour permettre aux consommateurs de les comparer avant de fixer leur choix. Depuis la loi n° 2008-776 du 4 août 2008, ces informations doivent être mises à la disposition du client par écrit ou sur support durable préalablement à la conclusion du contrat.

Les fournisseurs sont tenus d'offrir la possibilité aux clients résidentiels de souscrire un « contrat unique » couvrant à la fois l'acheminement et la fourniture.

Le contrat du fournisseur doit respecter un certain formalisme, il doit notamment :

- rappeler les éléments contenus dans l'offre ;
- être écrit ou disponible sur un support durable ;
- indiquer la date d'effet du contrat, les modalités d'exercice du droit de rétractation, les coordonnées du gestionnaire de réseaux (...).

Certaines dispositions sont encadrées :

- La durée des contrats : les fournisseurs ont l'obligation de proposer au consommateur résidentiel, parmi leurs offres, un contrat d'un an ;
- La résiliation des contrats : l'objectif étant d'éviter toute interruption de fourniture en cas de changement de fournisseur et de limiter la facturation de frais pour le consommateur.

L'article 89 de la loi n° 2008-776 du 4 août 2008 de modernisation de l'économie modifie l'article L. 121-89 du Code de la consommation. Désormais, le consommateur n'est engagé auprès d'un fournisseur que par sa signature, sauf s'il demande expressément à bénéficier immédiatement de la fourniture d'énergie dans le cas d'un emménagement.

\*  
\* \*



## **VI . Sécurité de l'approvisionnement**

La CRE attire l'attention sur le fait que la plupart des informations transmises dans ce chapitre relèvent de la compétence du Ministre chargé de l'Energie.

La sécurité d'approvisionnement en électricité est en premier lieu assurée par la planification des moyens de production. Cette planification a lieu tous les deux ans lors de l'adoption de la programmation pluriannuelle des investissements de production. L'article 6 de la loi du 10 février 2000 prévoit que le « *Ministre chargé de l'Energie arrête et rend publique la programmation pluriannuelle des investissements de production qui fixe les objectifs en matière de répartition des capacités de production par source d'énergie primaire et, le cas échéant, par technique de production et par zone géographique* ». Pour atteindre ces objectifs, des mesures de soutien, en faveur de certaines énergies primaires par exemple, peuvent être adoptées. Des appels d'offres peuvent également être lancés.

Par ailleurs, le contexte actuel, caractérisé par une intégration des marchés non encore effective et un développement des échanges transfrontaliers, nécessite d'assurer, au delà de l'existence de capacités installées suffisantes, la disponibilité de capacités de production permettant de faire face à la demande.

Pour le gaz, la CRE n'a aucune responsabilité en matière de sécurité des approvisionnements, qui reste l'apanage du gouvernement. Cependant, l'article 18 de la loi du 3 janvier 2003 prévoit un rapport au parlement (PIP Gaz – Plan Indicatif Pluriannuel des investissements dans le secteur du Gaz<sup>20</sup>) qui décrit l'évolution prévisible de la demande en gaz naturel, sa répartition géographique et l'adéquation de l'infrastructure gazière (stockages souterrains, terminaux méthaniens, canalisations de transport, ouvrages d'interconnexion), ainsi que l'évolution prévisible à 10 ans de la contribution des contrats à long terme d'approvisionnement du marché français. Ce document, élaboré en parallèle des Programmes Pluriannuels des Investissements de production électricité et de chaleur, a été révisé au deuxième semestre 2008 pour la période 2009-2020.

### **1 Electricité**

En application de l'article 4 de la directive 2003/54/CE

#### **1.1 La situation actuelle**

##### **A. LA DEMANDE D'ELECTRICITE A LA POINTE**

La consommation intérieure a augmenté de 5,5% en 2010 par rapport à l'année 2009. L'hiver, le gradient de consommation atteint désormais – 2 300 MW/°C, c'est-à-dire que la consommation instantanée augmente de 2 300 MW lorsque la température baisse de 1°C.

La consommation instantanée a atteint un nouveau record par trois fois en 2010 : 93 080 MW le 10 février, 94 600 MW le 14 décembre, pour s'établir le mercredi 15 décembre à 96 710 MW.

---

<sup>20</sup> [http://www.developpement-durable.gouv.fr/spip.php?page=article&id\\_article=10634](http://www.developpement-durable.gouv.fr/spip.php?page=article&id_article=10634)

## B. LE MIX ENERGETIQUE

Au 31 décembre 2010, la capacité de production totale installée était de 123,5 GW, dont 5,6 GW d'éolien. En 2010, 550,3 TWh ont été produits en France, soit 6% de plus qu'en 2009. Ceci résulte notamment d'une meilleure disponibilité du parc de production nucléaire, ainsi qu'une meilleure production hydraulique. Le bilan net exportateur s'est établi à 29,5 TWh, en forte hausse de 19% par rapport à 2009.

**TABLEAU N°29 : LE MIX DE PRODUCTION ELECTRIQUE DE LA FRANCE**

|                      | Electricité produite en 2010 | Variation 2010/2009 | Part dans le mix énergétique |
|----------------------|------------------------------|---------------------|------------------------------|
| Nucléaire            | 407,9 TWh                    | + 4,6 %             | 74,1%                        |
| Thermique            | 59,4 TWh                     | + 8,3 %             | 10,8%                        |
| Hydraulique          | 68 TWh                       | + 9,9 %             | 12,4%                        |
| Eolien               | 9,6 TWh                      | + 22,2 %            | 1,7%                         |
| Autres renouvelables | 4,8 TWh                      | + 11,1 %            | 0,9%                         |

Source : Données publiques RTE

**TABLEAU N°30 : LE PARC ELECTRIQUE INSTALLE PAR SOURCE EN FRANCE (AU 31 DECEMBRE 2010)**

| Puissance disponible (GW)      | Parc actuel 31 décembre 2010 |
|--------------------------------|------------------------------|
| Nucléaire                      | 63,1                         |
| Thermique à combustion fossile | 27,4                         |
| Hydraulique                    | 25,4                         |
| Eolien                         | 5,6                          |
| Autres énergies renouvelables  | 1,2                          |

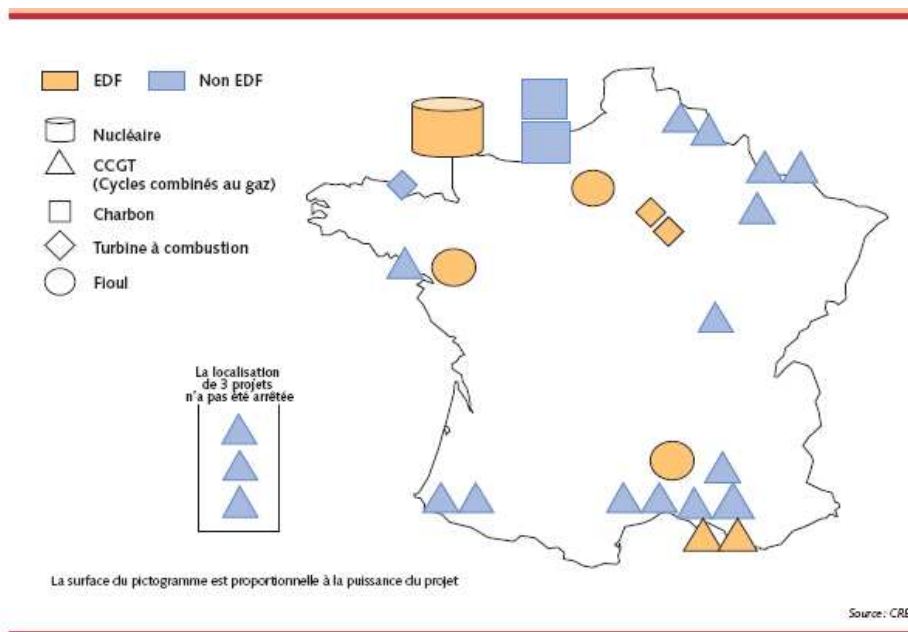
Source : Données publiques RTE

## C. LES INVESTISSEMENTS DANS LE SECTEUR DE LA PRODUCTION

La loi du 10 février 2000 sur le service public de l'électricité prévoit que les nouvelles installations de production d'électricité et les installations modifiées doivent bénéficier d'une autorisation d'exploiter ou faire l'objet d'une déclaration auprès du ministère en charge de l'énergie.

La puissance installée en 2010 sur le réseau français a augmenté d'environ 1430 MW, notamment grâce au raccordement de 2 centrales à cycle combiné gaz (CCCG), 2 turbines à combustion (TAC), 1 ferme éolienne en 225 kV, et de 3 groupes thermiques à combustible renouvelable en 63 kV. Des centrales à cycle combiné gaz, ainsi que des centrales nucléaires sont en construction ou en projet. Les investissements dans les réseaux ont diminué en 2010. En effet, RTE a mis en service 656 km de circuits neufs ou renouvelés en 2010 contre 951 km en 2009. Les déposes d'ouvrages et modifications diverses réalisées en 2010 représentent une diminution de 600 km.

**FIGURE N° 25 : PROJETS DE CENTRALES DE PRODUCTION DE PLUS DE 100MW ANNONCES EN FRANCE**



La figure ci-dessus présente les principaux projets de nouveaux moyens de production annoncés en France pour une mise en service au plus tard en 2012. Ils représentent une capacité totale de plus de 14 GW.

Au total, une vingtaine de projets de centrales à gaz sont prévus pour une mise en service d'ici 2015, concernant en majorité des centrales à cycles combinés au gaz (CCCG), d'une puissance moyenne de 400 MW. Deux projets de TAC, d'une capacité respective de 210 MW et 370 MW, doivent être mis en service en 2011.

A plus long terme, un projet de centrale à charbon d'une puissance de 800 MW devrait voir le jour en 2016. Enfin, outre la construction de l'EPR sur le site de Flamanville, un nouveau projet nucléaire d'une puissance de 1650 MW, sur le site de Penly, a été annoncé pour une mise en service en 2017.

Si l'aboutissement de certains projets est incertain du fait du contexte économique, d'autres sont déjà en phase de réalisation. Plus de 9 GW sont portés par des opérateurs alternatifs, tous actifs sur le marché de détail : Endesa, Poweo, GDF-Suez. Les projets des fournisseurs alternatifs sont des installations dites « de semi-base ».

Le gouvernement peut lancer un appel d'offres, mis en œuvre par la CRE, s'il estime que les moyens de production existants et prévus ne permettent pas de répondre aux objectifs arrêtés par le Ministre chargé de l'Energie dans le cadre de la programmation pluriannuelle des investissements de production.

Depuis début 2004, plusieurs appels d'offres ont été lancés. Le dernier en date est celui portant sur la construction en 2011 d'au moins une centrale solaire au sol dans chaque région française, pour une puissance cumulée maximale de 300 MW. Cette capacité de 300 MW est répartie en 27 tranches, réparties sur quatre zones géographiques.

Par ailleurs, des obligations d'achat sont destinées à favoriser le développement de certaines filières. EDF et les ELD doivent ainsi acheter, sous certaines conditions et à des tarifs fixés par l'Etat, l'énergie produite par :

- les installations utilisant des énergies renouvelables (petites installations hydrauliques, éolien, photovoltaïque, valorisation des déchets ménagers, biomasse/biogaz, géothermie) ;
- les installations de cogénération.

#### D. L'ADEQUATION OFFRE-DEMANDE

Selon les prévisions de RTE, en ne tenant compte que du parc de production actuel augmenté des projets dont la réalisation semble fortement crédible et diminué de tous les déclassements probables, l'équilibre entre l'offre et la demande devrait être assuré jusqu'en 2013. Le critère de sécurité utilisé est l'espérance mathématique de durée de défaillance annuelle, qui doit être inférieure à trois heures par an.

**TABLEAU N°31 : L'ADEQUATION DU SYSTEME ET LE CRITERE DE SECURITE**

|                                     |         |         |          |          |
|-------------------------------------|---------|---------|----------|----------|
| Trajectoire probable                | 2012    | 2013    | 2014     | 2015     |
| Probabilité de défaillance          | 8,6%    | 10,5%   | 14,5%    | 21,6%    |
| Energie de défaillance en espérance | 5,3 GWh | 8,2 GWh | 14,1 GWh | 31,9 GWh |
| Espérance de durée de défaillance   | 2h39    | 3h24    | 4h59     | 8h01     |
| Puissance manquante                 | -       | 0,4 GW  | 1,4 GW   | 3,0 GW   |

Source : Prévisions RTE

Cette analyse de la défaillance tient compte d'un solde des échanges à 0. Or, en cas d'insuffisance de la production sur le sol français, il est possible d'avoir recours à l'importation, dans la mesure où les pays voisins sont en mesure d'assurer une production supérieure à leurs besoins nationaux. La puissance manquante reste inférieure aux capacités totales d'importation, supérieures à 8 GW.

## 1.2 Les projets d'infrastructures

RTE est confronté à d'importants défis dans l'exercice de ses missions relatives au développement du réseau :

- la nécessaire intégration des marchés électriques européens qui stimule les besoins de développement des capacités d'interconnexion ;
- le maintien du niveau de sécurité d'alimentation dans certaines zones fragilisées par leur faible niveau de production locale et par les difficultés d'acceptabilité de nouvelles infrastructures électriques pourtant essentielles ;
- de nombreuses demandes de raccordement de moyens de production impulsées par la reprise d'un cycle d'investissements et par le développement des énergies renouvelables initié par le Plan Energie Climat.

Ces enjeux requièrent, pour la décennie à venir, des investissements conséquents dans le réseau public de transport d'électricité. Le niveau annuel d'investissements devrait atteindre en moyenne 1 234 M€ pour la période 2009-2012, soit une hausse de 65 % par rapport à la période 2006-2008.

Toutefois, au-delà du développement des infrastructures d'interconnexion, le niveau des échanges transfrontaliers n'en demeure pas moins conditionné par le bon développement du réseau national de grand transport situé en amont. Une attention particulière doit en effet être portée aux contraintes du réseau intérieur qui seraient susceptibles de limiter le développement des interconnexions.

### A. LE RENFORCEMENT DES CAPACITES D'ÉCHANGE FRANCE – ESPAGNE

La capacité commerciale d'échanges entre la France et l'Espagne se situe aujourd'hui à environ 1 400 MW de la France vers l'Espagne et à 500 MW de l'Espagne vers la France. Le taux d'interconnexion de la péninsule ibérique est ainsi actuellement en net retrait des recommandations du Conseil européen de Barcelone en 2002 (10% de la consommation nationale).

L'objectif actuellement poursuivi par les gestionnaires de réseau de transport est d'atteindre à court-terme une capacité commerciale de 2600 MW.

Suite aux recommandations du coordinateur européen Mario Monti, le gouvernement espagnol et le gouvernement français ont conclu un accord pour la réalisation d'une nouvelle ligne souterraine, à courant continu, entre les postes 400 kV de Baixas (FR) et Santa Llogaia (SP) afin d'atteindre le palier de 2 600 MW. Cette nouvelle interconnexion requiert la création d'un tunnel transfrontalier pour le passage du col du Perthus. Le coût estimé du projet est de 371 M€ pour la partie française avec une date de mise en service prévue pour 2014.

A long terme, l'objectif de capacité d'interconnexion est de 4 000 MW. A cet effet, de nouvelles études ont été engagées par les deux gestionnaires de réseau. A l'occasion du sommet franco-espagnol du 23 mai 2011, les ministres espagnols et français de l'industrie leur ont fixés comme objectif de présenter d'ici fin 2011 des propositions concrètes, en cohérence avec les objectifs européens d'intégration des marchés.

## **B. L'OPTIMISATION DE L'INTERCONNEXION FRANCE – ITALIE**

Suite à l'étude bilatérale (projet TEN-E) réalisée par RTE et Terna visant à accroître la capacité de l'interconnexion France – Italie, RTE engagé les projets d'optimisation du réseau alpin dont la part française s'élève à 134 M€. En 2010 RTE a poursuivi les travaux de changements de conducteurs engagés en 2009, ceux-ci sont prévus pour s'achever en 2013.

A plus long terme, Terna et RTE se sont engagés à réaliser une interconnexion à courant continu d'environ 1000 MW entre la Savoie et le Piémont via la nouvelle galerie de sécurité du tunnel de Fréjus. La mise en service de cette interconnexion est envisagée pour 2017.

L'accroissement de la capacité d'interconnexion entre la France et l'Italie demeure toutefois limité par des congestions sur les frontières France – Suisse et Suisse – Italie. RTE et SWISSGRID ont par conséquent engagé des études communes sur ce sujet.

## **C. LE RENFORCEMENT DE L'INTERCONNEXION FRANCE – ANGLETERRE**

Fin 2010, RTE et son homologue britannique ont signé un accord de financement d'études de faisabilité destiné notamment à engager la recherche d'un tracé sous-marin pour une nouvelle interconnexion entre la France et l'Angleterre. Toutefois, l'absence d'un cadre de régulation anglais adapté au développement d'interconnexions régulées semble constituer un frein pour ce projet. Dans ce contexte, le régulateur britannique a engagé des travaux en vue de faire évoluer ce régime de régulation afin de constituer un cadre approprié pour le développement d'interconnexions entre la Grande Bretagne et le continent. Les efforts engagés par RTE et son homologue britannique devront permettre de statuer sur ce projet d'ici fin 2012.

## **D. LE RENFORCEMENT DE L'INTERCONNEXION FRANCE – BELGIQUE**

En 2010, il n'y a pas eu d'évolutions notables sur cette interconnexion.

## **E. LES PROJETS IMPORTANTS D'INVESTISSEMENT DANS LE RESEAU INTERIEUR**

En 2010, RTE a achevé le renforcement de l'axe 400 kV Tamareau – Tavel (augmentation des capacités de transit entre le Sud-Est et le Sud-Ouest de la France) ainsi que les mesures d'urgence prises pour renforcer la sécurité d'alimentation du Var et des Alpes Maritimes. Celles-ci devront être complétées par la création à l'horizon 2015 d'axes 225 kV visant à sécuriser durablement l'Est de la région PACA.

En Bretagne, la réalisation d'une injection 400/225 kV au poste de Morbihan fin 2010 a permis d'améliorer la situation du Sud de la Bretagne. RTE s'est par ailleurs engagé à installer dans cette région, entre 2011 et 2015, un volume significatif de moyens de compensation de réactif destinés au maintien de la tension en 400 kV et en 225 kV. Toutefois, le faible niveau de production locale et la fragilité structurelle rémanente, en particulier du Nord de la Bretagne, exposent celle-ci à des risques de coupure en l'absence de nouveaux projets de production sur la zone. En particulier, la mise en service d'un moyen de production conventionnel d'ici 2015 à l'Ouest d'un axe Lorient – St Briec demeure indispensable. Concernant l'accueil de production, les principaux projets portent notamment sur le développement de capacité d'accueil pour le raccordement de producteurs d'électricité sur la zone industrielle de Fos dans le Sud-Est de la France ainsi que la création d'un nouvel axe 400 kV en Normandie pour l'insertion du futur EPR dans le réseau électrique.

## 2 Gaz

En application de l'article 5 de la directive 2003/55/CE et de l'article 5 de la directive 2004/67/CE

### 2.1 La situation actuelle

L'approvisionnement gazier en France repose essentiellement sur les importations, qui ont permis de couvrir 98,5% de la consommation annuelle. Les entrées brutes se sont établies à 564,8 TWh en 2010.

**TABLEAU N°32 : BILAN PHYSIQUE DU MARCHÉ FRANÇAIS EN 2010 EN COMPARAISON AVEC 2009 (EN TWh ET EN MTEP)**

| En TWh             |       |       |                              |       |       |
|--------------------|-------|-------|------------------------------|-------|-------|
| APPROVISIONNEMENTS |       |       | DEBOUCHES                    |       |       |
|                    | 2010  | 2009  |                              | 2010  | 2009  |
| Déstockage         | 134,8 | 107,3 | Stockage                     | 104,3 | 116,5 |
| Production         | 8,3   | 9     | Exportations                 | 46,3  | 63,4  |
| Importations       | 563,4 | 572,1 | Consommations clients finals | 550,7 | 503,3 |
| En Mtep            |       |       |                              |       |       |
| APPROVISIONNEMENTS |       |       | DEBOUCHES                    |       |       |
|                    | 2010  | 2009  |                              | 2010  | 2009  |
| Déstockage         | 11,5  | 9,1   | Stockage                     | 8,8   | 9,9   |
| Production         | 0,7   | 0,8   | Exportations                 | 3,9   | 5,4   |
| Importations       | 47,9  | 48,6  | Consommations clients finals | 46,8  | 42,8  |

Source : CRE, d'après GRTgaz et TIGF (flux physiques ; données non corrigées du climat)

#### a. CAPACITE DE STOCKAGE

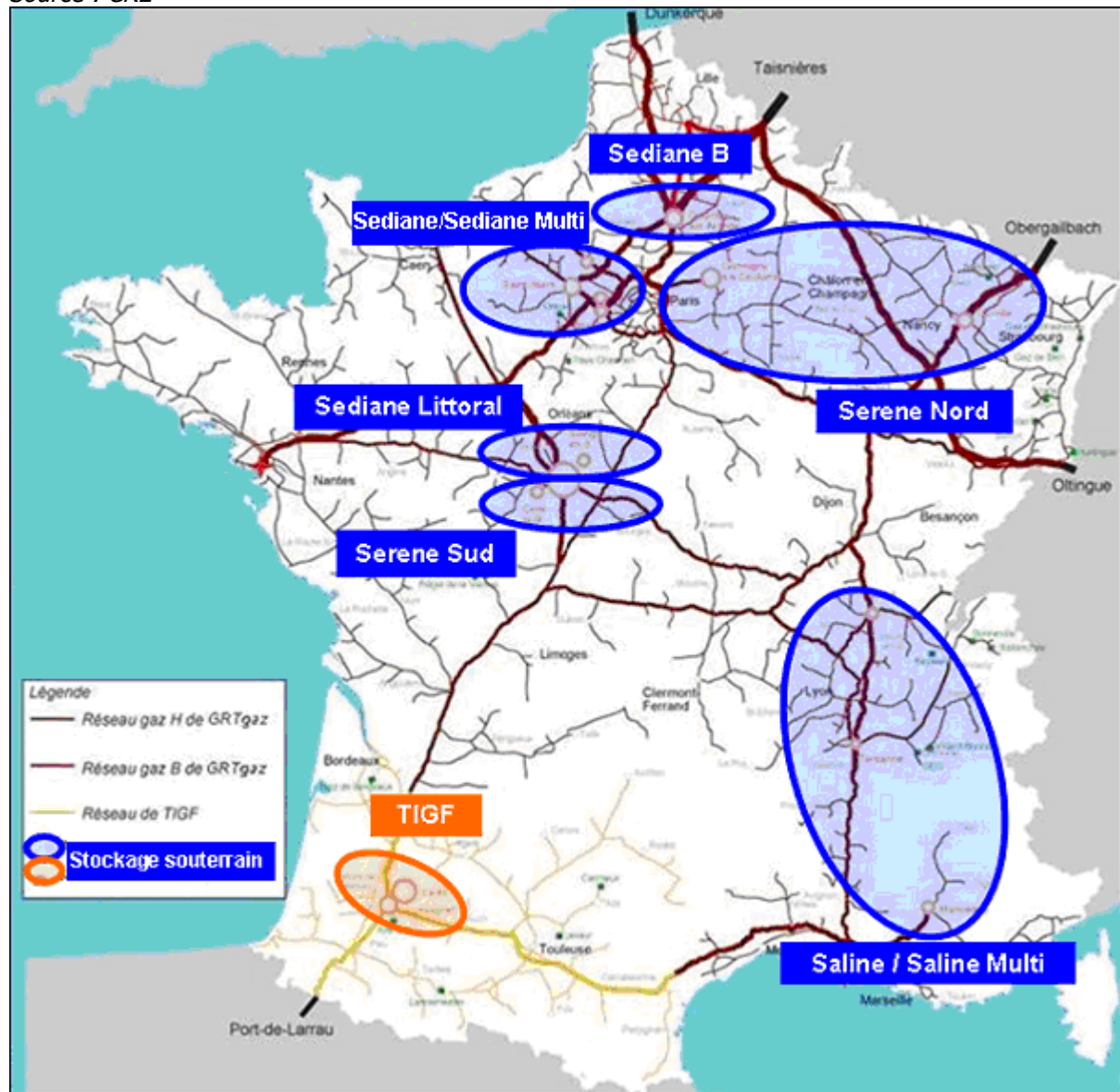
La capacité de stockage en France est de 143 TWh, représentant 28 % de la consommation annuelle française de gaz naturel. Le débit de pointe avoisine les 200 millions de m<sup>3</sup> par jour, soit 2,3 TWh par jour. Ces capacités de stockage se répartissent entre opérateurs de la façon suivante :

- 113,4 TWh (9,7 Mtep soit 80% de la capacité totale) pour Storengy sur 12 sites, dont 9 en nappes aquifères (centrés sur le bassin parisien) et 3 en cavités salines (dans le sud-est), répartis en 7 groupements sur le réseau de GRTgaz ;
- 29,4 TWh (2,5 Mtep soit 20% de la capacité totale) pour TIGF sur 2 sites en nappes aquifères dans le sud-ouest de la France (réseau de TIGF).



**FIGURE N°26 : LOCALISATION DES GROUPEMENTS DE STOCKAGE ; CAPACITES, INJECTIONS ET SOUTIRAGES**

Source : CRE



|                         | Capacité |      | Soutirage |        | Injection |        |
|-------------------------|----------|------|-----------|--------|-----------|--------|
|                         | TWh      | Mtep | GWh/j     | ktep/j | GWh/j     | ktep/j |
| Groupe Serene Nord      | 24,1     | 2,07 | 239       | 20,6   | 218,2     | 18,8   |
| Groupe Serene Sud       | 25,6     | 2,2  | 279,7     | 24,5   | 230,1     | 19,8   |
| Groupe Sediane          | 13,3     | 1,14 | 315,6     | 27,1   | 213,8     | 18,4   |
| Groupe Sediane Multi    | 0,3      | 0,03 | 4,9       | 0,42   | 4,9       | 0,42   |
| Groupe Sediane Littoral | 26,3     | 2,26 | 354       | 30,4   | 269,7     | 23,2   |
| Groupe Saline           | 10,4     | 0,9  | 576,1     | 49,5   | 103,5     | 8,9    |
| Groupe Saline Multi     | 0,13     | 0,01 | 6,9       | 0,6    | 6,9       | 0,6    |
| Groupe Sediane B        | 13,3     | 1,1  | 283       | 24,3   | 97,1      | 8,3    |
| TIGF                    | 29,4     | 2,5  | 406       | 34,5   | 279       | 23,7   |

Source : sites de Storengy et de TIGF



**TABLEAU N°33 : VOLUMES DE GAZ UTILE EN % ET EN TWh DU 1<sup>ER</sup> AVRIL 2008 AU 1<sup>ER</sup> OCTOBRE 2010**

|                                | 01-Avr-08 | 01-Oct-08 | 01-Avr-09 | 01-Oct-09 | 01-Avr-10 | 01-Oct-10 |
|--------------------------------|-----------|-----------|-----------|-----------|-----------|-----------|
| Mini en TWh                    | 0         | 110       | 6         | 111       | 0         | 113       |
| Maxi en TWh                    | 64        | 137       | 89        | 140       | 65        | 143       |
| Mini en Mtep                   | 0         | 9,4       | 0,5       | 9,4       | 0         | 9,5       |
| Maxi en Mtep                   | 5,4       | 11,6      | 7,5       | 11,9      | 5,5       | 12,2      |
| Mini en %                      | 0%        | 80%       | 4%        | 79%       | 0%        | 79%       |
| Maxi en %                      | 47%       | 100%      | 64%       | 100       | 46,7      | 100%      |
| Quantité en stock en TWh       | 51        | 136       | 27,3      | 136       | 34        | 124       |
| Quantité en stock en Mtep      | 4,3       | 11,6      | 2,3       | 11,6      | 2,9       | 10,5      |
| Gaz en stock/ capacité totale* | 37%       | 100%      | 19,5%     | 97%       | 24%       | 87%       |

Source : CRE

\* Les capacités totales de stockage en 2008, 2009 et 2010 s'élevaient en moyenne sur l'année à respectivement, 136,5 TWh, 140 TWh et 143 TWh.

### **b. TERMINAUX METHANIERS**

Depuis 2010, trois terminaux méthaniers sont opérationnels (Fos Tonkin, Montoir-de-Bretagne et Fos Cavaou). Les deux premiers sont gérés par la société Elengy, filiale du groupe GDF Suez. Le terminal de Fos Cavaou est quant à lui géré par la Société du Terminal Méthanier de Fos Cavaou (STMFC), détenue par Elengy (69,7% des parts) et Total (30,3%).

Fos Tonkin, mis en service en 1972, peut recevoir des navires jusqu'à 74 000 m<sup>3</sup> et offre une capacité de regazéification de 7 Gm<sup>3</sup>/an. Mis en service en 1980, le terminal de Montoir offre une capacité de regazéification de 10 Gm<sup>3</sup>/an et peut recevoir des navires allant jusqu'à 200 000 m<sup>3</sup>. Enfin, le terminal de Fos Cavaou qui est entré en service en avril 2010 et fonctionne à pleine capacité depuis novembre 2010. Il offre désormais une capacité de regazéification de 8,25 Gm<sup>3</sup>/an et peut recevoir des navires jusqu'à 220 000 m<sup>3</sup>.

En 2010, le taux d'utilisation de Fos Tonkin était de 72%, celui de Montoir de 62% et celui de Fos Cavaou de 83%. La France est l'un des principaux importateurs de GNL en Europe et reçoit 28% de son approvisionnement en gaz sous forme de gaz liquide (155,6 TWh en 2010).

En vertu de la loi du 3 janvier 2003, les terminaux méthaniers sont des infrastructures ouvertes aux tiers et dont les conditions d'accès sont régulées. A ce titre, les tarifs d'utilisation de ces terminaux sont fixés par les ministres chargés de l'économie et de l'énergie sur proposition de la CRE.

En vertu de la même loi, les nouvelles grandes infrastructures gazières (interconnexions entre les Etats membres, installations de GNL ou stockage) peuvent, en application de l'article 22 de la directive 2003/55/CE, bénéficier d'une exemption à l'accès des tiers.

Les exemptions sont délivrées par le ministre après avis de la CRE. Afin de permettre aux porteurs de projets de remettre un dossier d'exemption le plus pertinent possible, la CRE a travaillé à l'élaboration d'une doctrine d'analyse des demandes ayant pour objectif 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.

Le 26 juin 2009, la société Dunkerque LNG, filiale à 100 % du groupe EDF, a sollicité auprès du ministre chargé de l'énergie une exemption totale à l'accès régulé des tiers pour le projet

de terminal méthanier situé dans le port autonome de Dunkerque. Le projet envisage la construction d'un terminal méthanier ayant une capacité de 10 Gm<sup>3</sup> ou 13 Gm<sup>3</sup> par an.

La CRE a émis un avis favorable à cette demande d'exemption par la délibération du 23 juillet 2009. L'autorisation de bénéficier de l'exemption, pour l'ensemble de la capacité du terminal et pour une durée de 20 ans, a été accordée à la société Dunkerque LNG par arrêté du 18 février 2010 préalablement modifié conformément à l'avis de la Commission européenne du 20 janvier 2010. La décision finale d'investissement a été prise par EDF en juin 2011.

### **C. PROGRAMMES DE MAINTENANCE**

Les gestionnaires de réseaux informent au plus vite les expéditeurs, les opérateurs de réseaux de distribution intéressés et les clients directement raccordés au réseau de transport des indisponibilités du réseau et de leur traitement, que ce soit dans le cadre de périodes de maintenance programmées ou dans le cas d'incidents de natures diverses affectant les capacités en entrée, en liaison et en sortie.

En cas de travaux programmés ou de raccordement sur les réseaux ou d'entretien des installations existantes, sont communiqués :

- avant l'été, le planning des travaux N+1 qui peuvent avoir une incidence sur le niveau des capacités disponibles aux points d'entrée et réductions de capacité (niveau, durée) ;
- les dates des travaux ainsi qu'une estimation du niveau de réduction des capacités au moins 2 mois à l'avance ;
- cette estimation devient engageante à J-5.

Par ailleurs, obligation est faite aux gestionnaires de réseaux de transport de tenir à disposition de la CRE toute information relative aux politiques de maintenance et de renouvellement ainsi qu'un bilan de leur application.

### **d. MESURES D'URGENCE**

L'arrêté du 27 octobre 2006 relatif aux mesures nationales d'urgence visant à garantir la sécurité de l'approvisionnement en gaz naturel en cas de crise, prévoit la mise en place d'un plan national d'urgence gaz dans les cas suivants :

- rupture ou insuffisance des approvisionnements en gaz ;
- impossibilité, transitoire ou durable, d'assurer l'équilibre entre l'offre et la demande sur le marché français ;
- dysfonctionnement local ou d'ampleur nationale des réseaux et des installations ou tout autre type de crise.

L'objectif de ce plan d'urgence est de mettre en place un dispositif mobilisable très rapidement pour prévenir ou retarder les conséquences d'une crise. Parmi les mesures d'urgence, le gouvernement dispose d'un droit de réquisition des personnes, des biens et des services et d'un droit de contrôle de répartition des ressources en énergie et matières premières. Le Conseil des ministres, par décret, peut ainsi décider de certaines mesures d'exception prises pour faire face à une pénurie énergétique, y compris localisée. Les mesures en question peuvent s'appliquer en particulier à la production, l'importation, la circulation, le transport, la distribution, le stockage et le déstockage de gaz et consister en une mobilisation, un rationnement, une fixation des conditions techniques et financières de vente des produits. Si la crise est telle que la totalité des besoins en France ne peut plus être satisfaite, les clients sont alimentés selon un ordre de priorité.

Une cellule de crise est ainsi mise en œuvre par la Direction Générale de l'Énergie et du Climat (rattachée au ministère chargé de l'Énergie) et réunit les opérateurs gaziers et organismes concernés.

Elle fournit les éléments de synthèse nécessaires au ministre, assure la communication externe et la coordination avec les opérateurs, décide des mesures appropriées et vérifie leur mise en œuvre.

Le décret n°2004-251 du 19 mars 2004 soumet l'ensemble des opérateurs gaziers à des obligations de service public visant à prévenir des situations de rupture d'approvisionnement et notamment :

- les fournisseurs doivent assurer une continuité de fourniture et, à cet effet, sont tenus de présenter une diversification suffisante de leurs approvisionnements en gaz naturel ;
- tout transporteur, tout distributeur ou exploitant de GNL doit assurer à tout instant la sécurité et l'efficacité de son réseau ou de son installation ;
- les titulaires de concessions de stockage souterrain de gaz naturel assurent l'exploitation des stockages d'une manière compatible avec le fonctionnement sûr et efficace des réseaux de gaz naturel interconnectés.

En outre, les fournisseurs ont pour obligation d'assurer la continuité de la fourniture aux consommateurs finals, à l'exception de ceux ayant accepté contractuellement une fourniture susceptible d'interruption, dans les circonstances pénalisantes suivantes :

- disparition pendant six mois maximum de la principale source d'approvisionnement en gaz ;
- hiver froid tel qu'il s'en produit statistiquement un tous les cinquante ans ;
- température extrêmement basse pendant une période de trois jours au maximum telle qu'il s'en produit statistiquement une tous les cinquante ans.

Face à la survenance d'une crise, les premières mesures sont prises par l'industrie du gaz dans le cadre réglementaire et dans le respect des contrats existants. Ces mesures peuvent être mises en œuvre hors mise en place de la cellule de crise. L'administration doit alors être informée en temps réel de l'évolution de la crise. Si ces mesures se révèlent insuffisantes, de nouvelles mesures sont prises par le Ministère chargé de l'Énergie.

## 2.2 Les projets d'infrastructures

### A. LES DEVELOPPEMENTS PREVUS SUR LE RESEAU DE GRTGAZ

L'enveloppe globale des projets envisagés par GRTgaz dans son plan à dix ans 2010-2019 est stable par rapport à celle de l'année précédente. On constate un report de certains investissements liés au développement de nouvelles capacités (fluidification). Ces décalages s'expliquent par la non-réalisation du projet Midcat à la suite de l'*open season* France-Espagne 2015 et le report de la décision d'investissement pour le projet de terminal méthanier à Dunkerque.

#### A. LES INVESTISSEMENTS DECIDES

Parmi les projets d'investissements de fluidification décidés figure le développement des capacités d'interconnexion depuis la Belgique vers la France. En 2008, GRTgaz et Fluxys ont lancé une procédure d'*open season*, qui s'est prolongée en 2010, pour développer les capacités de transport au point d'interconnexion de Taisnières H avec une mise à disposition de ces capacités prévue au mois de décembre 2013. La demande exprimée par le marché à cette occasion conduit à la création de 50 GWh/j de capacité ferme d'entrée à Taisnières H.

Le projet de développement de 55GWh/j de capacités d'interconnexion dans le sens Espagne vers France à Port de Larrau (cf. infra) déclenche un renforcement des capacités d'interconnexion entre les réseaux de TIGF et GRTgaz. Ce projet doit aussi être mené à bien pour l'horizon 2013.

Les renforcements du cœur de réseau de GRTgaz déclenchés par les deux projets précédemment cités ont été approuvés par la CRE dans sa délibération du 17 décembre 2009.

#### B. LES PROJETS A L'ETUDE

Plusieurs projets de développement des capacités d'interconnexion sont aujourd'hui en discussion.

Fin mai 2010, GRTgaz et Fluxys ont lancé une *open season* conjointe pour la création d'une nouvelle interconnexion avec la Belgique à Veurne, permettant la circulation du gaz depuis la France vers la Belgique. La demande non-engageante reçue suffit au déclenchement du projet d'interconnexion à Veurne mais elle est conditionnée à la réalisation du terminal de Dunkerque.

Le projet de construction d'une station de désodorisation à Taisnières permettant l'émission de gaz H désodorisé vers la Belgique, à l'étude en 2010, résulte quant à lui de l'engagement pris par GDF Suez vis-à-vis de la Commission européenne au moment de la fusion.

L'interconnexion depuis la France vers le Luxembourg, aujourd'hui d'une faible capacité (0.3 GWh/j), pourrait également faire l'objet d'un renforcement. Le transporteur luxembourgeois, CREOS, et GRTgaz ont lancé fin 2010 une consultation publique afin d'évaluer l'intérêt du marché pour des capacités de transport de gaz naturel à long terme de la France vers le Luxembourg. Le lancement de la phase engageante est prévu pour 2012.

Un projet de développement des capacités d'interconnexion avec la Suisse à Oltingue a aussi été initié en 2008-2009.

En novembre 2010, l'opérateur de transport suisse ENI GTI a organisé une consultation pour connaître l'intérêt du marché pour la création de capacités depuis la Suisse vers la France. La décision finale d'investissement prise fin 2010 par l'opérateur italien SNAM Rete Gas pour une capacité de sortie à l'interconnexion italo-suisse de Passo Gries d'environ 350GWh/j constitue également une étape importante pour la poursuite du projet.

Le raccordement de la Corse au gazoduc GALSI, dont la mise en service est annoncée pour 2015, est aussi à l'étude. Ce projet est inscrit dans le Programme Pluriannuel d'Investissement publié au Journal Officiel le 15 décembre 2009.

En ce qui concerne le développement de la capacité à la liaison entre les zones Nord et Sud, GRTgaz évoque dans son plan à dix ans une première option qui consisterait à créer 200 GWh/j de capacité supplémentaire au moyen d'investissements sur le cœur de réseau pour un coût évalué à 1 700 M€. Le délai de réalisation de ce programme d'investissements serait de 6 à 7 ans. Ensuite, au-delà de 2016 et dans l'hypothèse où ces investissements auraient été réalisés, la fusion des deux zones de GRTgaz nécessiterait un investissement supplémentaire de 700 M€. A ce sujet, il est à noter qu'une partie des investissements du cœur de réseau dans la zone Nord est déclenchée par la construction du terminal de Dunkerque qui conduit à la réalisation de l'arc de Dierrey. En outre, la mise en œuvre du projet ERIDAN, déclenché début 2011 - de façon exceptionnelle - sans recourir à une procédure d'*open season*, permettra de supprimer la congestion au sein de la zone Sud et donc de faciliter la fusion des deux zones de GRTgaz souhaitée par les acteurs de marché.

## B. LES DEVELOPPEMENTS PREVUS SUR LE RESEAU DE TIGF

### A. LES PROJETS DECIDES

Le plan prévisionnel de développement du réseau Grand Transport 2010-2019 de TIGF fait état de 386,2 M€ d'investissements décidés pour la période 2010-2015.

Ces derniers intègrent les développements des capacités d'interconnexion entre la France et l'Espagne décidés au terme de l'*open season* 2013. La décision coordonnée des transporteurs français et espagnols est intervenue en janvier 2010 et s'est arrêtée sur le développement de 55 GWh/j au point d'interconnexion de Larrau. Les renforcements du cœur de réseau de TIGF seront réalisés en conséquence :

- Le projet Artère du Béarn, qui consiste en la construction d'une canalisation entre Lacq et Lussagnet et dont la mise en service est prévue pour fin 2012 ;
- Le projet GIRLAND, qui consiste en la construction d'une canalisation entre Lussagnet et Captieux, dont la mise en service est prévue pour fin 2013 et d'un 3<sup>ème</sup> compresseur complétant les installations de Sauveterre de Guyenne à l'horizon 2014.

Les résultats de l'*open season* 2015 sont également pris en compte dans les investissements décidés. La consultation du marché pour cette deuxième phase de développement de l'interconnexion France-Espagne s'est clôturée début juillet 2010. La demande exprimée a permis de valider le scénario de développement du point d'interconnexion physique de Biriadou, portant création de 55 GWh/j de capacité. Cette décision conduit au déclenchement du projet EUSKADOUR sur le cœur de réseau de TIGF. Ce projet correspond à la construction d'une canalisation entre Arcangues et Coudures dont la mise en service est prévue fin 2015.

## B. LES PROJETS A L'ETUDE

Enfin, TIGF se réfère au projet de construction d'une nouvelle interconnexion avec l'Espagne (projet MidCat) comme investissement non encore décidé qui pourrait intervenir après 2019.

## C. PROJETS DE TERMINAUX METHANIERES

On recense deux projets d'extension des terminaux existants. Le premier projet concerne le terminal de Fos Tonkin situé à Fos-sur-Mer. En 2010, Elengy a lancé une procédure d'*open season*, sur la base d'un test de marché, avec 2 projets de prolongation du terminal après 2014 : un projet « haut » permettant une émission annuelle de 7 Gm<sup>3</sup> et un projet « bas » à 5,5 Gm<sup>3</sup> de GNL. Le besoin d'investissement n'a pas été confirmé par la demande exprimée par le marché à cette occasion. Une nouvelle consultation du marché sera organisée en 2011. Le second projet concerne l'extension des capacités du terminal de Montoir à 12,5 Gm<sup>3</sup>/an, à l'horizon 2014, et potentiellement 16,5 Gm<sup>3</sup>/an à terme.

Un projet de construction d'un nouveau terminal méthanier, Fos Faster, est également à l'étude. Ce terminal, d'une capacité annoncée de 8 ou 16 Gm<sup>3</sup>/an et situé dans le golfe de Fos, est porté par Vopak et Shell. Le processus d'*open season* sera lancé en juin 2011 et la décision finale d'investissement devrait intervenir début 2013. La mise en service du terminal est prévue pour fin 2016.

**TABLEAU N°34 : PRINCIPAUX PROJETS D'INFRASTRUCTURES GAZIERES (2010-2019)**

|                                | <b>Projets décidés</b>   | <b>Projets à l'étude</b>  |
|--------------------------------|--|---|
| <b>Points d'interconnexion</b> | <ul style="list-style-type: none"><li>- Développement des capacités d'interconnexion avec l'Espagne (Larrau – open season 2013, Biriadou – open season 2015) et renforcement consécutif de l'interconnexion entre les réseaux de TIGF et GRTgaz</li><li>- Renforcement de l'interconnexion de Taisnières H dans le sens Belgique vers France</li></ul> | <ul style="list-style-type: none"><li>- Création d'une nouvelle interconnexion avec la Belgique à Veurne</li><li>- Création d'une nouvelle interconnexion avec l'Espagne (MidCat)</li></ul> |
| <b>Terminaux méthaniers</b>    | <ul style="list-style-type: none"><li>- Création du terminal méthanier de Dunkerque</li></ul>  | <ul style="list-style-type: none"><li>- Création du terminal méthanier de Fos Faster</li><li>- Extension des terminaux de Fos Tonkin et de Montoir</li></ul>                                |
| <b>Renforcement du réseau</b>  | <ul style="list-style-type: none"><li>- Renforcement du cœur de réseau consécutif à la création de nouvelles capacités d'entrée (GIRLAND, arc de Dierrey)</li><li>- Projet ERIDAN, pré requis pour toute nouvelle création de capacité d'entrée dans la zone Sud</li></ul>   | <ul style="list-style-type: none"><li>- Renforcement de la liaison entre les zones Nord et Sud de GRTgaz</li></ul>  |

## D. LA MISE EN ŒUVRE DES ENGAGEMENTS DE GDF SUEZ

Le 8 juillet 2009, GDF Suez s'est engagé auprès de la Direction générale de la concurrence de la Commission Européenne à limiter à 50% sa part des capacités de long terme (durée supérieure à 1 an) d'entrée sur les réseaux français de transport à partir de 2014 et pour une durée de 10 ans. Après un test de marché mené par la Commission européenne, ces engagements ont été approuvés et rendus juridiquement contraignants le 3 décembre 2009.

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 a été amené à restituer à GRTgaz et aux opérateurs de terminaux méthaniers une partie des capacités d'entrée à long terme qu'il détient aux principaux points d'interconnexion terrestres que sont Obergailbach et Taisnières H ainsi que sur les terminaux méthaniers de Montoir-de-Bretagne et Fos Cavaou.

Ces restitutions, organisées début 2010, ont été accompagnées de la possibilité d'obtenir une capacité équivalente sur les réseaux de transport amont en Allemagne, en Belgique et sur le gazoduc Interconnector reliant le Royaume-Uni à la Belgique :

- Les capacités proposées au point d'entrée Obergailbach à hauteur de 80 GWh/j ont été souscrites à hauteur de 50 GWh/j sur une durée de 10 ans sur la route NCG / PEG Nord.
- Les capacités mises à disposition au point d'entrée Taisnières H, permettant un couplage entre les places de marché française, belge et britannique, ont été souscrites en totalité (10GWh/j) sur 10 ans.
- Sur les 4 Gm<sup>3</sup>/an proposés aux terminaux de Montoir et de Fos Cavaou, 1 Gm<sup>3</sup>/an a été souscrit à Montoir pour une durée de 10 ans à partir du 1<sup>er</sup> octobre 2011 et 1 Gm<sup>3</sup>/an à Cavaou pour une durée de 5 ans à partir du 1<sup>er</sup> octobre 2011 également.

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.

\*  
\* \*



## VII . Questions relatives au service public

En application de l'article 3, paragraphe 9 de la directive électricité  
En application de l'article 3, paragraphe 6 de la directive gaz

### 1 Résumé des dispositions applicables

#### 1.1 Pour la mise en œuvre d'un système d'étiquetage

L'article 5 du décret n° 2004-388 du 30 avril 2004 dispose que les fournisseurs sont tenus d'informer les consommateurs finals sur l'origine de l'électricité fournie. Cette information passe par la facture ou un document joint et les documents promotionnels qu'ils distribuent.

#### 1.2 Pour l'application des critères visés à l'annexe A des directives

Les dispositions de l'annexe A des directives sont, pour l'essentiel, déjà transposées par les textes existants, et en premier lieu dans le Code de la consommation.

Néanmoins, afin de parfaire cette transposition, la loi du 7 décembre 2006 a introduit dans le Code de la consommation une nouvelle section consacrée à l'électricité et au gaz naturel.

L'article 42 définit ainsi les informations que les fournisseurs d'électricité ou de gaz naturel sont tenus de mettre à disposition des consommateurs aux stades précontractuels et contractuels.

L'article 43 étend l'application de certains articles du code de la consommation aux petits clients professionnels définis de la façon suivante : « *consommateurs finals non domestiques souscrivant une puissance électrique égale ou inférieure à 36 kilovoltampères* » ou « *consommant moins de 30 000 kilowattheures par an* », pour le gaz naturel.

Par ailleurs, l'article 7 institue un Médiateur national de l'énergie, chargé de recommander des solutions aux litiges entre les consommateurs et les fournisseurs d'électricité ou de gaz naturel et de participer à l'information des consommateurs d'électricité ou de gaz naturel sur leurs droits.

Concernant le point relatif à la gratuité du changement de fournisseur pour les clients résidentiels, la loi du 7 décembre 2006 introduisant l'article L.121-89 dans le Code de la consommation précise *que « le fournisseur ne peut facturer au consommateur que les frais correspondant aux coûts qu'il a effectivement supportés, directement ou par l'intermédiaire du gestionnaire de réseau, au titre de la résiliation et sous réserve que ces frais aient été explicitement prévus dans l'offre. Ceux-ci doivent être dûment justifiés. Aucun autre frais ne peut être réclamé au consommateur au seul motif qu'il change de fournisseur. »*



### 1.3 Pour le traitement des clients vulnérables

Des dispositions sociales en vue de la protection des consommateurs vulnérables (exclusivement des clients particuliers et non des entreprises) ont été prises en application de la loi du 10 février 2000 pour l'électricité et de la loi du 7 décembre 2006 pour le gaz.

#### A. ELECTRICITE

Le décret n° 2001-531 du 20 juin 2001 instaure un dispositif permettant de « préserver ou garantir l'accès à l'électricité » des personnes en situation de précarité. Ce décret a été complété par le décret 2005-971 du 10 août 2005 relatif à la procédure applicable en cas d'impayés. Il a été abrogé par le décret n°2008-780 du 13 août 2008 relatif à la procédure applicable en cas d'impayé des factures d'électricité, de gaz, de chaleur et d'eau.

Les consommateurs en difficulté peuvent bénéficier d'un service de maintien de l'énergie et d'une aide au paiement des factures en liaison avec les services sociaux, à travers le Fonds de solidarité pour le logement (FSL). Le décret du 13 août 2008 relatif à la procédure applicable en cas d'impayés des factures d'électricité, de gaz, de chaleur et d'eau précise que les fournisseurs d'électricité et de gaz ne peuvent procéder à des coupures en cas d'impayés des clients résidentiels bénéficiant d'une notification d'aide en cours accordée par le FSL pour le logement concerné ; démontrant avoir déposé au FSL depuis moins de 2 mois une demande d'aide relative à une situation d'impayé d'une facture de gaz ; présentant, entre le 1er novembre et le 15 mars, une attestation prouvant le bénéfice d'une aide du FSL au cours des 12 derniers mois.

Le décret n° 2004-325 du 8 avril 2004 modifié définit la « *tarification spéciale de l'électricité comme produit de première nécessité* » : les consommateurs à faibles revenus (bénéfice aligné sur celui de la couverture maladie universelle complémentaire) peuvent disposer d'un abattement sur le tarif réglementé de vente de l'électricité, applicable au 100 premiers kWh consommés dans le mois.

Le nombre de clients éligibles pour ce tarif est de 2 millions. Environ 630 000 clients bénéficiaient de ce tarif au 31 décembre 2010.

Les coûts supportés par les fournisseurs au titre de ces dispositions sociales fait l'objet d'une compensation par la Contribution au service public de l'électricité (CSPE).

#### B. GAZ

Les consommateurs en difficulté peuvent bénéficier d'un service de maintien de l'énergie et d'une aide au paiement des factures en liaison avec les services sociaux, à travers le Fonds de solidarité pour le logement (FSL). Le décret du 13 août 2008 relatif à la procédure applicable en cas d'impayés des factures d'électricité, de gaz, de chaleur et d'eau précise que les fournisseurs d'électricité et de gaz ne peuvent procéder à des coupures en cas d'impayés des clients résidentiels bénéficiant d'une notification d'aide en cours accordée par le FSL pour le logement concerné ; démontrant avoir déposé au FSL depuis moins de 2 mois une demande d'aide relative à une situation d'impayé d'une facture de gaz ; présentant, entre le 1er novembre et le 15 mars, une attestation prouvant le bénéfice d'une aide du FSL au cours des 12 derniers mois.

La loi du 7 décembre 2006 prévoit que les consommateurs ayant droit à la tarification spéciale de l'électricité bénéficient également d'un Tarif spécial de solidarité (TSS) applicable à la fourniture de gaz naturel. Le décret n°2008-778 du 13 août 2008 relatif à la fourniture de gaz naturel au tarif spécial de solidarité précise les modalités de mise en œuvre du TSS :

- Le TSS peut être proposé par l'ensemble des fournisseurs de gaz auprès des consommateurs ayant droit au TPN
- La déduction est établie en fonction des usages qui sont fait du gaz et du nombre de personnes composant le foyer

Environ 323 000 clients bénéficiaient du TSS au 31 décembre 2010.

Les fournisseurs qui appliquent le TSS supportent des charges composées des pertes de recettes et des coûts de gestion spécifiques. La compensation de ces charges est financée par une contribution unitaire payée par tous les fournisseurs de gaz sur chaque MWh facturé. Le montant de cette contribution a été fixé par arrêté le 28 octobre 2009, sur proposition de la CRE. Les modalités du mécanisme de compensation sont précisées dans le décret n°2008-779 du 13 août 2008.

## **1.4 Pour la fourniture de secours**

### **A. FOURNITURE DE SECOURS EN ELECTRICITE**

L'article 22 (IV bis) de la loi n°2000-108 du 10 février 2000 prévoit la désignation d'un ou plusieurs fournisseurs de secours si le ministre chargé de l'énergie interdit à un fournisseur d'exercer l'activité d'achat pour revente. Un décret fixera les modalités d'application ainsi que les conditions selon lesquelles le fournisseur de secours se substitue au fournisseur défaillant dans ses relations contractuelles avec les utilisateurs et les gestionnaires de réseaux.

### **B. FOURNITURE DE DERNIER RECOURS EN GAZ**

Les modalités de mise en application de la fourniture de dernier recours décrites dans l'arrêté du 19 mai 2008 s'appliquent à l'ensemble des clients non domestiques assurant des missions d'intérêt général (clients MIG) liées à la satisfaction des besoins essentiels de la nation (hôpitaux, services d'accueil des enfants de moins de 6 ans...).

L'arrêté décrit les modalités techniques permettant de basculer l'ensemble des clients MIG depuis le portefeuille du fournisseur défaillant vers un nouveau fournisseur (pouvant être un fournisseur de dernier recours ou non), à partir de la date de défaillance constatée par le ministre chargé de l'énergie.

La liste des fournisseurs de dernier recours a été publiée dans l'arrêté du 19 septembre 2008 sur la base des candidatures retenues lors de la procédure d'appel d'offres. Les fournisseurs de dernier recours sont désignés pour une période de 3 ans.

## **2 La réglementation des prix appliqués à l'utilisateur final**

Tous les consommateurs sont éligibles depuis le 1<sup>er</sup> juillet 2007.

La possibilité de disposer d'une offre réglementée sur un site dépend de la situation du client sur ce site.

**TABLEAU N°35 : LA REGLEMENTATION DES PRIX APPLIQUES A L'UTILISATEUR FINAL (POUR UN CLIENT RESIDENTIEL)**

| <b>ELECTRICITE – DOMESTIQUES</b>                        |   | <b>Cadre au 31 décembre 2010</b>  |
|---|---|---|
| J'utilise déjà l'électricité dans mon logement          | Si mon contrat actuel est au tarif réglementé | 1) Si je souscris une puissance $\leq 36$ kVA, je peux conserver mon contrat actuel, sans limitation de durée.<br>2) Si je souscris une puissance $> 36$ kVA, je peux conserver mon contrat actuel, jusqu'au 31 décembre 2015.<br>3) Je peux souscrire une offre de marché.   |
|   | Si mon contrat actuel est en offre de marché  | 1) Si je souscris une puissance $\leq 36$ kVA, je peux souscrire une offre au tarif réglementé, à n'importe quel moment et sans limite de temps.<br>2) Si je souscris une puissance $> 36$ kVA et que j'ai souscrit une offre de marché depuis plus d'un an à compter de la promulgation de la loi NOME, je peux, jusqu'au 31 décembre 2015, souscrire une offre au tarif réglementé pour une durée minimum d'un an.<br>3) Je peux souscrire une autre offre de marché. |
| J'emménage dans un logement précédemment occupé ou neuf |   | 1) Si je souscris une puissance $\leq 36$ kVA, je peux souscrire une offre au tarif réglementé, sans limite de temps.<br>2) Si je souscris une puissance $> 36$ kVA, je peux souscrire, jusqu'au 31 décembre 2015, une offre au tarif réglementé.<br>3) Je peux souscrire une offre de marché   |
| <b>ELECTRICITE – DOMESTIQUES</b>                        |   | <b>Cadre au 31 décembre 2010</b>  |
| J'utilise déjà l'électricité dans mon logement          | Si mon contrat actuel est au tarif réglementé | 1) Si je souscris une puissance $\leq 36$ kVA, je peux conserver mon contrat actuel, sans limitation de durée.<br>2) Si je souscris une puissance $> 36$ kVA, je peux conserver mon contrat actuel, jusqu'au 31 décembre 2015.<br>3) Je peux souscrire une offre de marché.   |
|   | Si mon contrat actuel est en offre de marché  | 1) Si je souscris une puissance $\leq 36$ kVA, je peux souscrire une offre au tarif réglementé, à n'importe quel moment et sans limite de temps.<br>2) Si je souscris une puissance $> 36$ kVA et que j'ai souscrit une offre de marché depuis plus d'un an à compter de la promulgation de la loi NOME, je peux, jusqu'au 31 décembre 2015, souscrire une offre au tarif réglementé pour une durée minimum d'un an.<br>3) Je peux souscrire une autre offre de marché. |
| J'emménage dans un logement précédemment occupé ou neuf |   | 1) Si je souscris une puissance $\leq 36$ kVA, je peux souscrire une offre au tarif réglementé, sans limite de temps.<br>2) Si je souscris une puissance $> 36$ kVA, je peux souscrire, jusqu'au 31 décembre 2015, une offre au tarif réglementé.<br>3) Je peux souscrire une offre de marché   |

| <b>GAZ NATUREL - DOMESTIQUES</b>                        |   | <b>Cadre au 31 décembre 2010</b>  |
|---|---|---|
| J'utilise déjà le gaz naturel dans mon logement         | Si mon contrat actuel est au tarif réglementé | 1) Je peux conserver mon contrat actuel.<br>2) Je peux souscrire une offre de marché.   |
|   | Si mon contrat actuel est en offre de marché  | 1) Je peux souscrire une offre au tarif réglementé, à n'importe quel moment.<br>2) Je peux souscrire une autre offre de marché. |
| J'emménage dans un logement précédemment occupé ou neuf |   | 1) Je peux souscrire une offre au tarif réglementé.<br>2) Je peux souscrire une offre de marché.                                |

Source : CRE

**TABLEAU N°36 : LA REGLEMENTATION DES PRIX APPLIQUES A L'UTILISATEUR FINAL (POUR UN CLIENT PROFESSIONNEL)**

| <b>ELECTRICITE – NON DOMESTIQUES</b>  |   | <b>Cadre au 31 décembre 2010</b>  |
|---|---|---|
| J'utilise déjà l'électricité dans mon local professionnel   | Si mon contrat actuel est au tarif réglementé | 1) Si je souscris une puissance $\leq$ 36 kVA, je peux conserver mon contrat actuel, sans limitation de durée.<br>2) Si je souscris une puissance $>$ 36 kVA, je peux conserver mon contrat actuel, jusqu'au 31 décembre 2015.<br>3) Je peux souscrire une offre de marché.   |
|   | Si mon contrat actuel est en offre de marché  | 1) Si je souscris une puissance $\leq$ 36 kVA, je peux souscrire une offre au tarif réglementé, à n'importe quel moment et sans limite de temps.<br>2) Si je souscris une puissance $>$ 36 kVA et que j'ai souscrit une offre de marché depuis plus d'un an à compter de la promulgation de la loi NOME, je peux, jusqu'au 31 décembre 2015, souscrire une offre au tarif réglementé pour une durée minimum d'un an.<br>3) Je peux souscrire une autre offre de marché. |
| Je demande la mise en service de l'électricité dans un local professionnel précédemment occupé ou qui vient d'être raccordé au réseau d'électricité |   | 1) Si je souscris une puissance $\leq$ 36 kVA, je peux souscrire une offre au tarif réglementé, sans limite de temps.<br>2) Si je souscris une puissance $>$ 36 kVA, je peux souscrire, jusqu'au 31 décembre 2015, une offre au tarif réglementé.<br>3) Je peux souscrire une offre de marché   |

| <b>GAZ NATUREL – NON DOMESTIQUES Cadre au 31 décembre 2010)</b> |   |  |
|---|---|--|
| J'utilise déjà le gaz naturel dans mon local                    | Si mon contrat actuel est au tarif réglementé | 1) Je peux conserver mon contrat actuel.<br>2) Je peux souscrire une offre de marché.  |
|   | Si mon contrat actuel est en offre de marché  | 1) Je peux conserver mon contrat actuel.<br>2) Je peux souscrire une autre offre de marché.<br>3) Si je consomme moins de 30 000 kWh par an, je peux souscrire une offre au tarif réglementé   |
| J'emménage dans un local neuf ou précédemment occupé            |   | 1) Je peux souscrire une offre de marché.<br>2) Si je consomme moins de 30 000 kWh par an, je peux souscrire une offre au tarif réglementé<br>3) Si je consomme plus de 30 000 kWh par an, je peux souscrire une offre au tarif réglementé à condition que l'occupant précédent du site n'ait pas exercé son éligibilité |

Source : CRE

Les tarifs réglementés de vente (prix des offres réglementées) sont fixés par les Ministres chargés de l'Economie et de l'Energie, après avis de la CRE. En application de la loi du 10 février 2000 en électricité et la loi du 3 janvier 2003 en gaz, les tarifs doivent couvrir les coûts des fournisseurs, c'est-à-dire les coûts d'acheminement et les coûts de fourniture (approvisionnement et commercialisation/gestion clientèle).

En application de la loi<sup>21</sup> du 7 décembre 2006, les clients ayant souscrit une offre de marché en électricité peuvent demander à leur fournisseur l'application du tarif réglementé transitoire d'ajustement de marché (TaRTAM).

Ce tarif s'applique de plein droit, à compter de la date à laquelle la demande est formulée, jusqu'à la date de mise en place effective du dispositif d'accès régulé à l'électricité nucléaire historique (ARENH). Au 1<sup>er</sup> janvier 2010, il était égal au tarif réglementé de vente hors taxes en vigueur au 15 août 2008 majoré de 23 % pour les tarifs verts, 20 % pour les tarifs jaunes et 10 % pour les tarifs bleus<sup>22</sup>. Il a augmenté de 0,6% en 2010.

Comme le tarif réglementé de vente, le TaRTAM couvre la fourniture et l'accès au réseau.

Il n'y a pas de compensation perçue par les fournisseurs en contrepartie de l'obligation de fournir de l'énergie aux tarifs réglementés de vente de gaz et d'électricité. Par contre, les fournisseurs au TaRTAM sont compensés de l'écart entre leurs coûts de fourniture et la part fourniture du TaRTAM (égale au TaRTAM diminué du tarif d'utilisation des réseaux). La CRE est chargée d'évaluer cette compensation, sur la base des déclarations des fournisseurs. Elle est financée par les producteurs nucléaires et hydrauliques ayant une capacité de production supérieure à 2 000 MW, soit EDF et la Compagnie Nationale du Rhône (CNR).

Au 31 décembre 2010, environ 11 900 sites sont fournis au TaRTAM.

<sup>21</sup> Loi n° 2006-1537 du 7 décembre 2006 relative au secteur de l'énergie

<sup>22</sup> Tarifs bleus : puissance souscrite  $P \leq 36$  kVA – tarifs jaunes :  $36$  kVA <  $P \leq 250$  kVA – tarifs verts :  $P > 250$  kVA

## 2.1 Electricité

Il existe une vingtaine de tarifs réglementés, en fonction de la puissance souscrite. Ils sont appliqués par EDF et les entreprises locales de distribution.

Après une baisse moyenne d'environ 24 % sur 10 ans en euros constants, les tarifs de vente réglementés d'électricité :

- ont augmenté de 3 % en moyenne le 1<sup>er</sup> juillet 2003 ;
- ont diminué de 1,2 €/MWh le 1<sup>er</sup> janvier 2004, montant équivalent à la hausse de la contribution au service public de l'électricité pour 2004 ;
- ont augmenté de 1,7% le 15 août 2006 ;
- ont augmenté de 1,1 % (pour les tarifs bleus) et 1,5% (pour les tarifs jaunes et verts) le 16 août 2007 ;
- ont augmenté de 2% pour les tarifs bleus, 6% pour les tarifs jaunes et 8% pour les tarifs verts le 15 août 2008 ;
- ont augmenté de 1,9 % pour les tarifs bleus, 4% pour les tarifs jaunes et 5% pour les tarifs verts le 15 août 2009.
- ont augmenté de 3,2% pour les tarifs bleus (3% pour les tarifs bleus résidentiels et 4% pour les tarifs bleus professionnels), 4,5% pour les tarifs jaunes, 5,5% pour les tarifs verts le 15 août 2010.

Ils sont composés :

- d'une part réseau, égale au tarif d'utilisation des réseaux fixé par la décision du 5 juin 2009 (TURPE 3);
- d'une part fourniture.

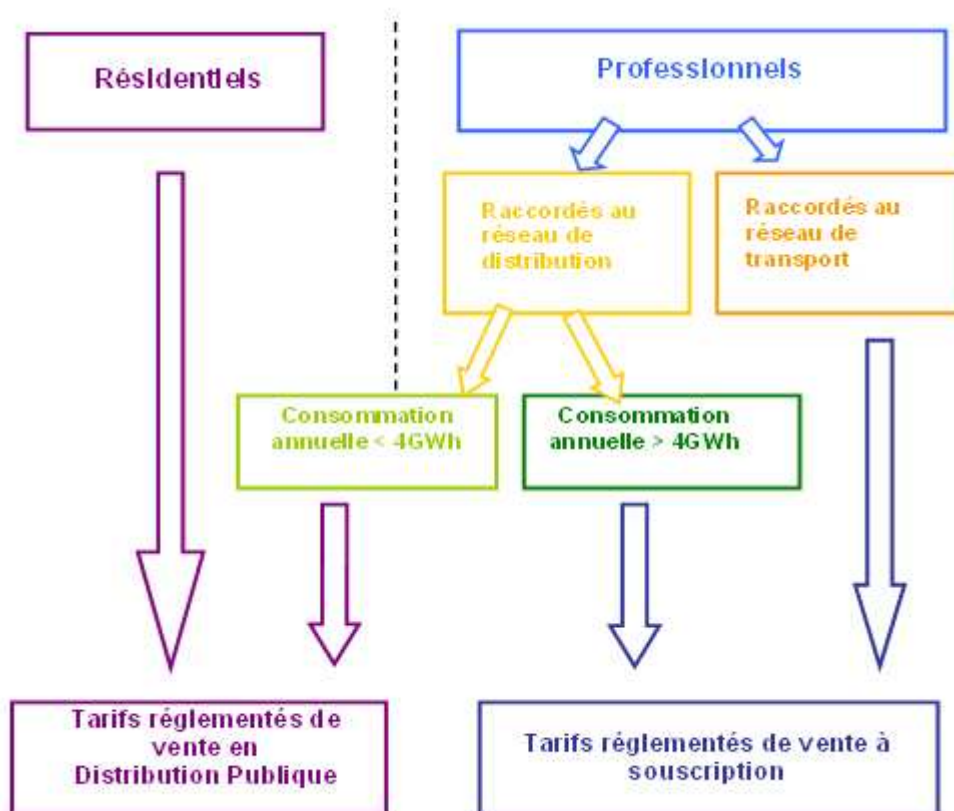
Dans son avis relatif à l'évolution tarifaire d'août 2010, la CRE a estimé que la hausse en niveau envisagée, à nouveau plus importante sur les tarifs jaunes et verts que sur les tarifs bleus, permettait de couvrir les coûts de fourniture sur chacune des catégories tarifaires bleu, jaune et vert, en tenant compte de la valeur historique des actifs pour la détermination des capitaux engagés et du coût des capitaux d'EDF.

## 2.2 Gaz

Les tarifs réglementés de vente du gaz sont de deux types :

- les tarifs à souscription, pour les professionnels raccordés au réseau de transport du gaz et ceux raccordés au réseau de distribution consommant plus de 4 GWh par an ;
- les tarifs en distribution publique pour les professionnels raccordés au réseau de distribution consommant moins de 4 GWh par an et les résidentiels.

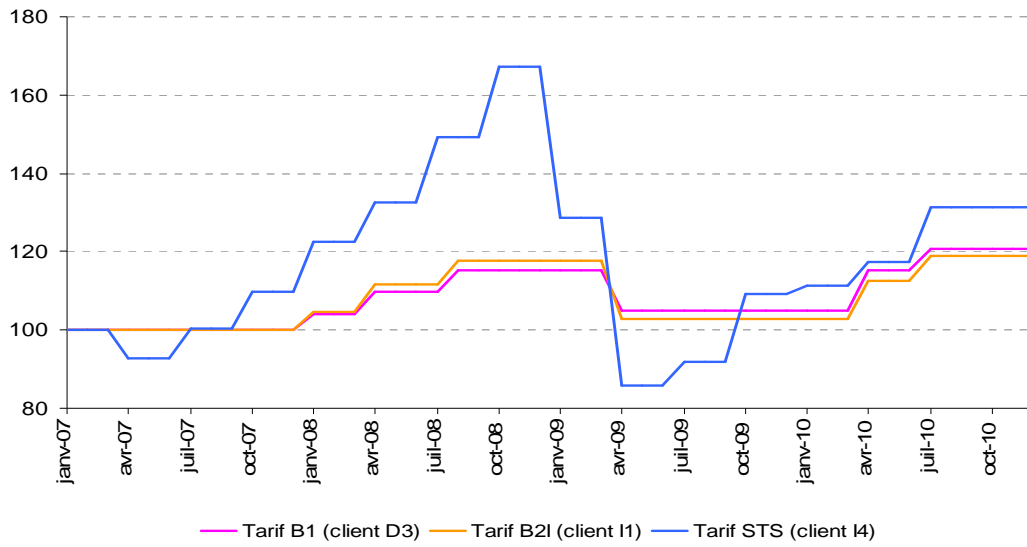
**FIGURE N°27 : SCHEMA DES TYPES DE TARIFS REGLEMENTES DE VENTE DU GAZ**



Conformément à la réglementation en vigueur, les tarifs réglementés de vente de gaz de TEGAZ et des ELD ont évolué tous les 3 mois en 2010, pour répercuter les variations des coûts d’approvisionnement (orientés à la hausse tout au long de l’année, avec quelques exceptions de fournisseurs ayant pu renégocier leurs contrats d’approvisionnement). Toutes ces évolutions ont été soumises à l’avis de la CRE. Certains de ses avis ont été défavorables, principalement lorsque les tarifs ne couvraient pas les coûts ou lorsque les évolutions composantes du tarif, tel que le tarif d’utilisation des réseaux publics de distribution, n’avait pas été répercuté.

Le cadre tarifaire fixé par le décret du 18 décembre 2009 est entré en vigueur pour la plupart des fournisseurs historiques en 2010. Désormais, un arrêté fixe les barèmes de chaque fournisseur ainsi qu’une formule traduisant l’évolution de ses coûts d’approvisionnement. Après la publication d’un tel arrêté, le fournisseur a la possibilité de saisir directement la CRE pour y répercuter la variation de ses coûts d’approvisionnement. Cela permet des évolutions plus transparentes, à la fois pour les consommateurs toujours aux tarifs réglementés, et les fournisseurs alternatifs.

**FIGURE N °28 : EVOLUTIONS TARIFAIRES DE GDF SUEZ (BASE 100 JANVIER 2007)**



Source : Données 2010, Analyses CRE

\*  
\* \*