



COMMISSION
DE RÉGULATION
DE L'ÉNERGIE



Marchés

Observatoire des marchés de l'électricité et du gaz

2^e trimestre 2011

SOMMAIRE

Introduction	3
Le marché de l'électricité	4
Le marché de détail de l'électricité.....	4
1. Introduction	4
2. Les segments de clientèle et leur poids respectif	5
3. Etat des lieux au 30 juin 2011	6
4. Analyse en dynamique : Deuxième trimestre 2011	13
5. Prix de vente sur le marché de détail de l'électricité.....	16
Le marché de gros de l'électricité	21
1. Introduction	21
2. Activité sur le marché de gros français	22
3. Prix sur le marché de gros français et comparaison européenne	26
4. Les fondamentaux du marché de l'électricité	31
5. Volumes d'imports/exports.....	33
6. Concentration du marché français de l'électricité	34
Le marché du gaz	37
Le marché de détail du gaz	37
1. Introduction	37
2. Les segments de clientèle et leur poids respectif	38
3. Etat des lieux au 30 juin 2011	39
4. Analyse en dynamique : Deuxième trimestre 2011	46
5. Prix de vente du gaz naturel sur le marché de détail.....	49
Le marché de gros du gaz	53
1. Les principales dates concernant le marché de gros français.....	53
2. La formation des prix du gaz et les marchés du gaz en Europe	53
3. Activité sur le marché de gros français	57
4. Suivi des infrastructures.....	60
5. Concentration du marché français du gaz	60
Glossaire propre à l'observatoire du marché de l'électricité	63
Glossaire propre à l'observatoire du marché du gaz	65

Introduction

L'observatoire des marchés a pour objectif de présenter à un large public des indicateurs de suivi de l'ouverture des marchés. Il porte sur les marchés de gros et de détail de l'électricité et du gaz en France métropolitaine.

Cet observatoire, actualisé tous les trimestres, est publié sur le site internet de la CRE (www.cre.fr). Une version anglaise est également disponible.

Depuis le 1er juillet 2007, tous les consommateurs ont la possibilité de choisir leur fournisseur d'électricité ou de gaz.

Le marché de l'électricité

Le marché de détail de l'électricité

1. Introduction

L'ouverture du marché français de l'électricité a connu plusieurs étapes :

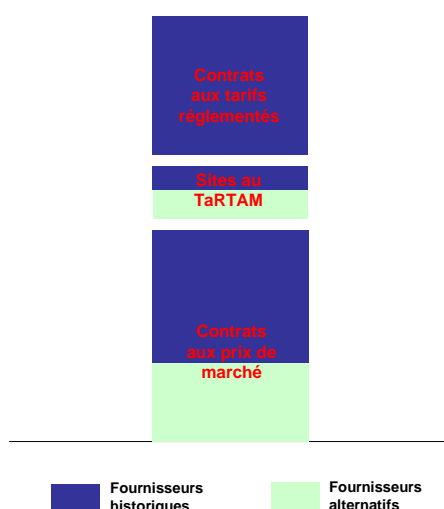
- à partir de juin 2000, éligibilité de tous les sites ayant une consommation annuelle d'électricité supérieure à 16 GWh.
- à partir de février 2003, éligibilité de tous les sites ayant une consommation annuelle d'électricité supérieure à 7 GWh.
- à partir de juillet 2004, éligibilité de toutes les entreprises et collectivités locales
- à partir de juillet 2007, éligibilité de tous les consommateurs, y compris les clients résidentiels.

Au 30 juin 2011, 35,2 millions de sites sont éligibles¹, ce qui représente environ 446² TWh de consommation annuelle d'électricité.

Les clients peuvent disposer de 3 types de contrats :

- les contrats aux tarifs réglementés (proposés uniquement par des fournisseurs historiques)
- les contrats en offre 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.

Répartition des contrats d'électricité
-schéma illustratif-



Les principales sources de l'observatoire sont les fournisseurs historiques, RTE et les sept plus grands gestionnaires de réseaux de distribution : Electricité Réseau Distribution France (ex EDF

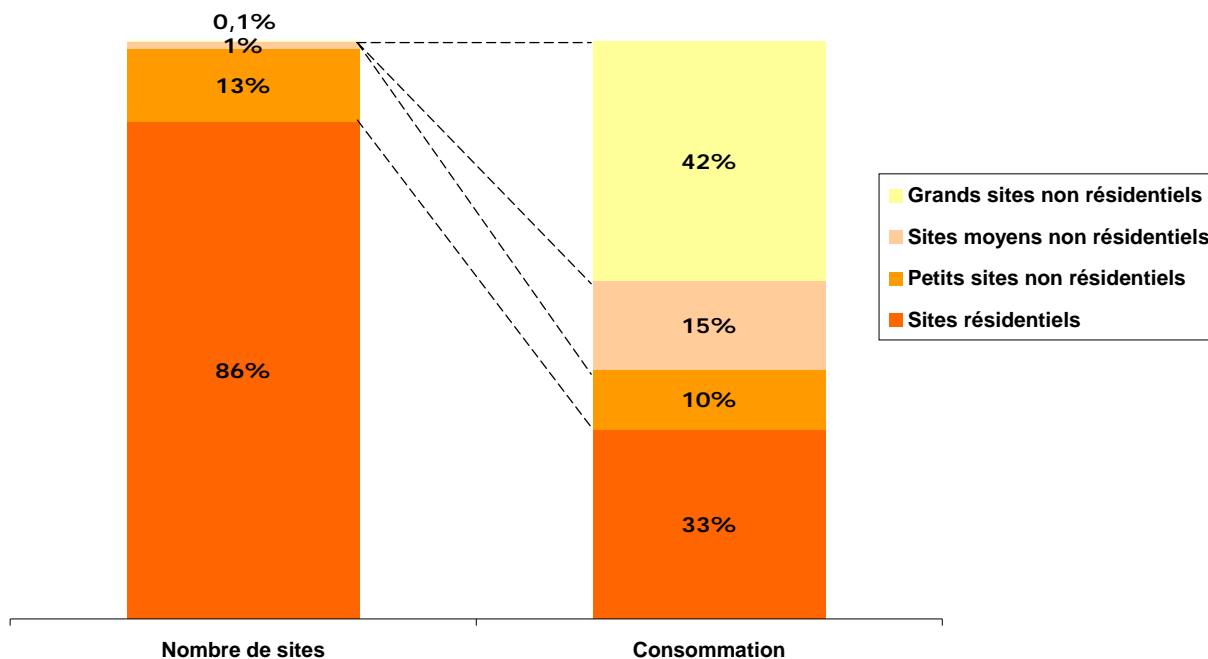
¹ Hors zones non interconnectées (voir le glossaire électricité pour la définition des zones non interconnectées).

² Dans la suite du document, le périmètre d'étude est limité à la consommation des clients raccordés aux principaux gestionnaires de réseaux, qui représente 437 TWh.

Réseau de Distribution), Electricité de Strasbourg, Gaz et Electricité de Grenoble, URM (ex Usine d'Electricité de Metz), SICAE de l'Oise, Gérédis Deux-Sèvres (ex Sorégies Deux-Sèvres) et SRD (Sorégies). Ces gestionnaires de réseaux couvrent plus de 98% des sites français et de la consommation nationale d'électricité.

2. Les segments de clientèle et leur poids respectif

Typologie des sites



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

Le marché se divise en quatre segments :

- **Grands sites non résidentiels** : sites dont la puissance souscrite est supérieure ou égale à 250 kW. Ces sites sont des grands sites industriels, des hôpitaux, des hypermarchés, de grands immeubles etc. (consommation annuelle supérieure à 1 GWh en général).
- **Sites moyens non résidentiels** : sites dont la puissance souscrite est comprise entre 36 et 250 kW. Ces sites correspondent à des locaux de PME par exemple (consommation annuelle comprise en général entre 0,15 GWh et 1 GWh).
- **Petits sites non résidentiels** : sites dont la puissance souscrite est inférieure à 36 kVA. Ces sites correspondent au marché de masse des non résidentiels (les professions libérales, les artisans, etc.) Leur consommation annuelle est en général inférieure à 0,15 GWh.
- **Sites résidentiels** : sites résidentiels dont la puissance souscrite est inférieure à 36 kVA. Leur consommation annuelle est en général inférieure à 10 MWh.

3. Etat des lieux au 30 juin 2011

A. Tableaux de synthèse du trimestre écoulé

Synthèse en nombre de sites

Situation (en nombre de sites)	Sites résidentiels		Sites non résidentiels	
	Au 30 juin 2011	Au 31 mars 2011	Au 30 juin 2011	Au 31 mars 2011
Nombre total de sites	30 300 000	30 300 000	4 907 000	4 894 000
– Sites aux tarifs réglementés	28 626 000	28 674 000	4 202 000	4 174 000
– Sites en offre de marché, dont :	1 674 000	1 626 000	705 000	720 000
• Sites au TaRTAM tous fournisseurs, dont :	–	–	7 220	12 300
o fournisseurs historiques	–	–	1 790	1 800
o fournisseurs alternatifs	–	–	5 430	10 500
• Sites non au TaRTAM tous fournisseurs, dont :	1 674 000	1 626 000	698 000	708 000
o fournisseurs historiques	13 000	14 000	337 000	347 000
o fournisseurs alternatifs	1 661 000	1 612 000	361 000	361 000
Parts de marché des fournisseurs alternatifs	5,4 %	5,3 %	7,4 %	7,6 %

Sources : RTE, GRD, Fournisseurs historiques – Analyse : CRE

Synthèse en consommation annualisée

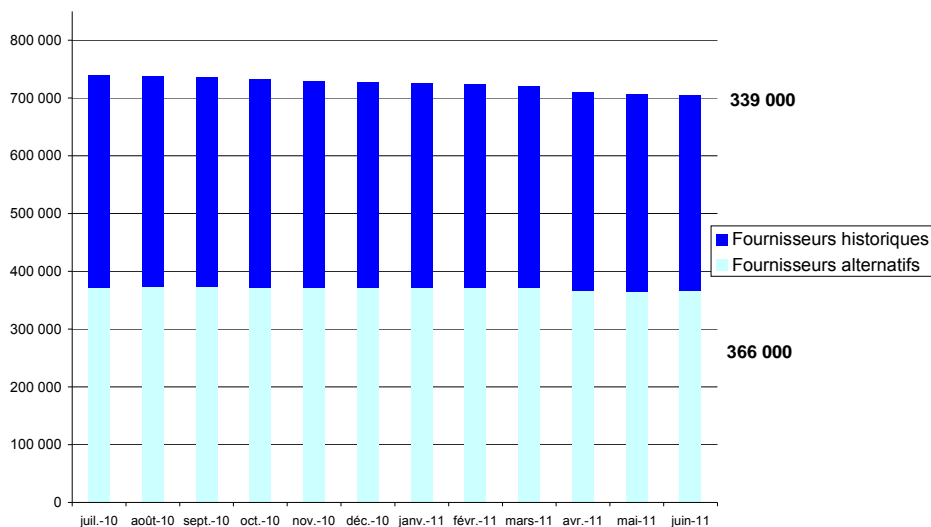
Situation (en consommation annualisée)	Sites résidentiels		Sites non résidentiels	
	Au 30 juin 2011	Au 31 mars 2011	Au 30 juin 2011	Au 31 mars 2011
Consommation totale des sites	142 TWh	143 TWh	295 TWh	294 TWh
– Sites aux tarifs réglementés	134,2 TWh	135,4 TWh	161 TWh	162,3 TWh
– Sites en offre de marché, dont :	7,8 TWh	7,6 TWh	134 TWh	131,7 TWh
• Sites au TaRTAM tous fournisseurs, dont :	–	–	75 TWh	73,7 TWh
o fournisseurs historiques	–	–	35,7 TWh	34,3 TWh
o fournisseurs alternatifs	–	–	39,3 TWh	39,4 TWh
• Sites non au TaRTAM tous fournisseurs, dont :	7,8 TWh	7,6 TWh	59 TWh	57,9 TWh
o fournisseurs historiques	~ 0 TWh	0,1 TWh	43 TWh	50,8 TWh
o fournisseurs alternatifs	7,8 TWh	7,5 TWh	15 TWh	7,1 TWh
Parts de marché des fournisseurs alternatifs	5,4 %	5,2%	18,0 %	15,8 %

Sources : RTE, GRD, Fournisseurs historiques – Analyse : CRE

Note technique : Les données de ventes brutes sont arrondies, en revanche les parts de marché des fournisseurs alternatifs sont calculées à partir des données réelles.

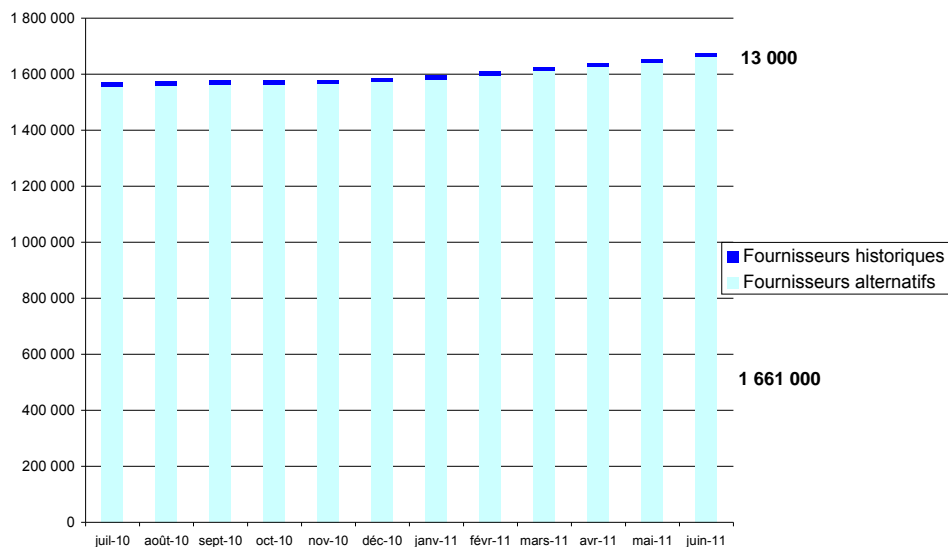
B. Evolution du nombre de sites en offre de marché

Nombre de sites en offre de marché - sites NON RÉSIDENTIELS -



Sources : GRD, RTE, Fournisseurs historiques – Analyse : CRE
NB : Les sites au TaRTAM sont comptabilisés avec les sites en offre de marché.

Nombre de sites en offre de marché - sites RÉSIDENTIELS -

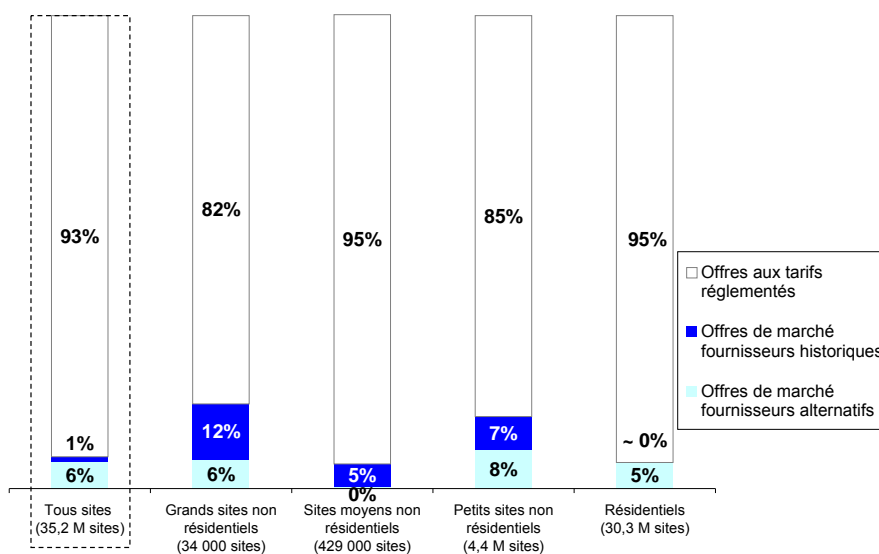


Sources : GRD, RTE, Fournisseurs historiques – Analyse : CRE

Au 30 juin 2011, environ 705 000 sites non résidentiels et 1 674 000 sites résidentiels sont en offre de marché.

C. Parts de marché en nombre de sites au 30 juin 2011

Répartition des sites par type d'offre au 30 juin 2011



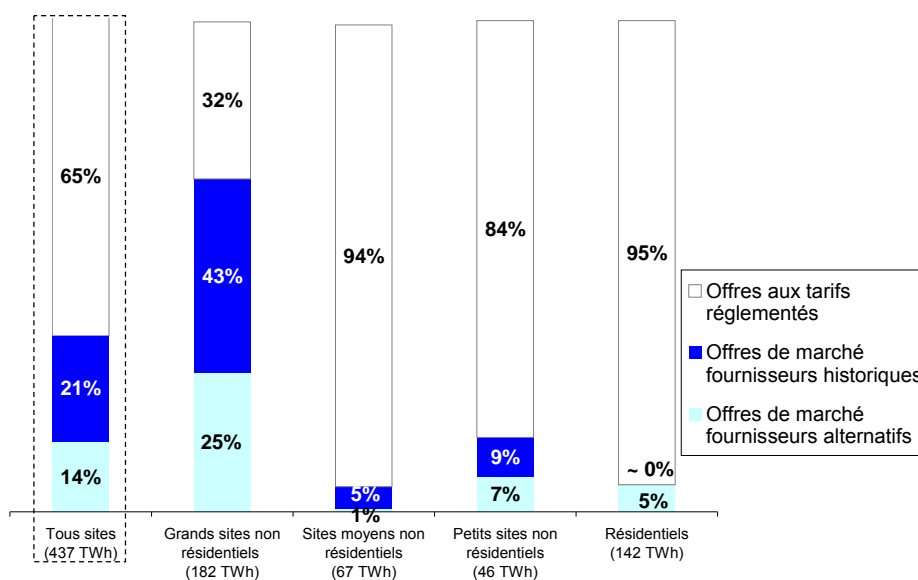
Sources : GRD, RTE, Fournisseurs historiques – Analyse : CRE

NB : Les sites au TaRTAM sont comptabilisés avec les sites en offre de marché.

Au 30 juin 2011, environ 7% des sites sont en offre de marché. Parmi eux, environ 6% ont fait le choix d'un fournisseur alternatif.

D. Parts de marché en consommation au 30 juin 2011

Répartition des consommations par type d'offre au 30 juin 2011



Sources : GRD, RTE, Fournisseurs historiques – Analyse : CRE

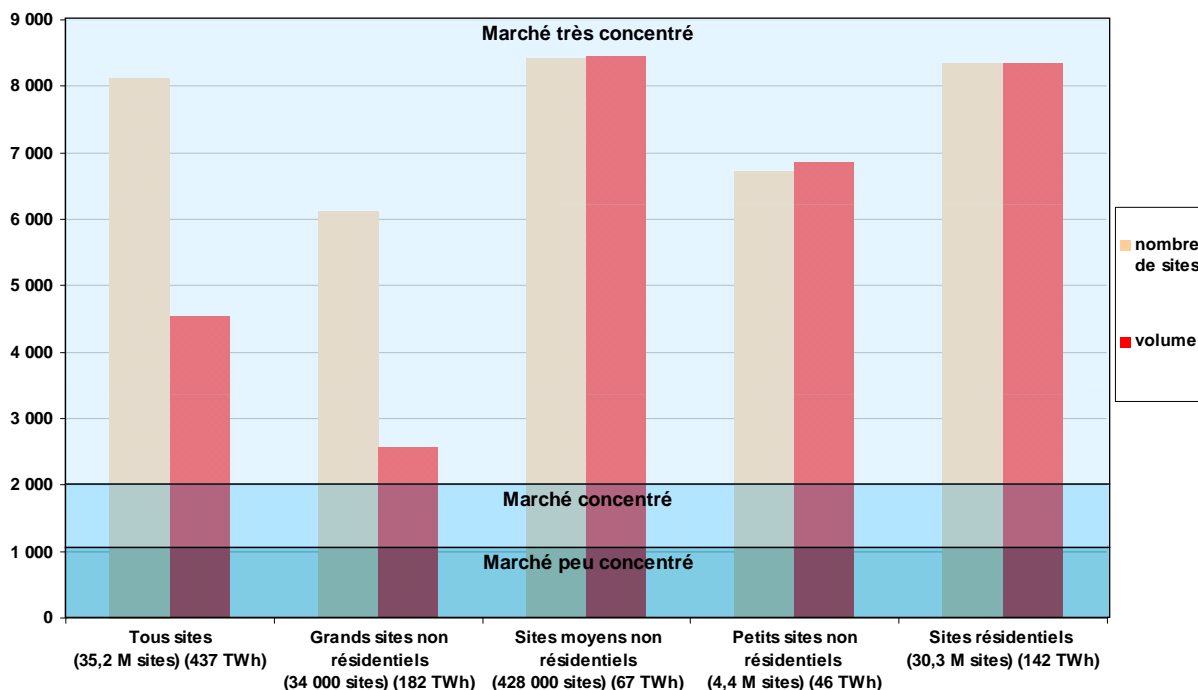
NB : Les sites au TaRTAM sont comptabilisés avec les sites en offre de marché.

Au 30 juin 2011, environ 35% de la consommation est fournie par des offres de marché, dont 14% auprès d'un fournisseur alternatif.

E. Indice HHI par segment de marché

Le graphique suivant donne l'indice de Herfindahl-Hirschman (HHI)³ 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.

Evolution de l'indice HHI par segment de clientèle en nombre de sites et en volume



Source : Analyse CRE

F. Données sur le TaRTAM

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^{er} 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^{er} 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.

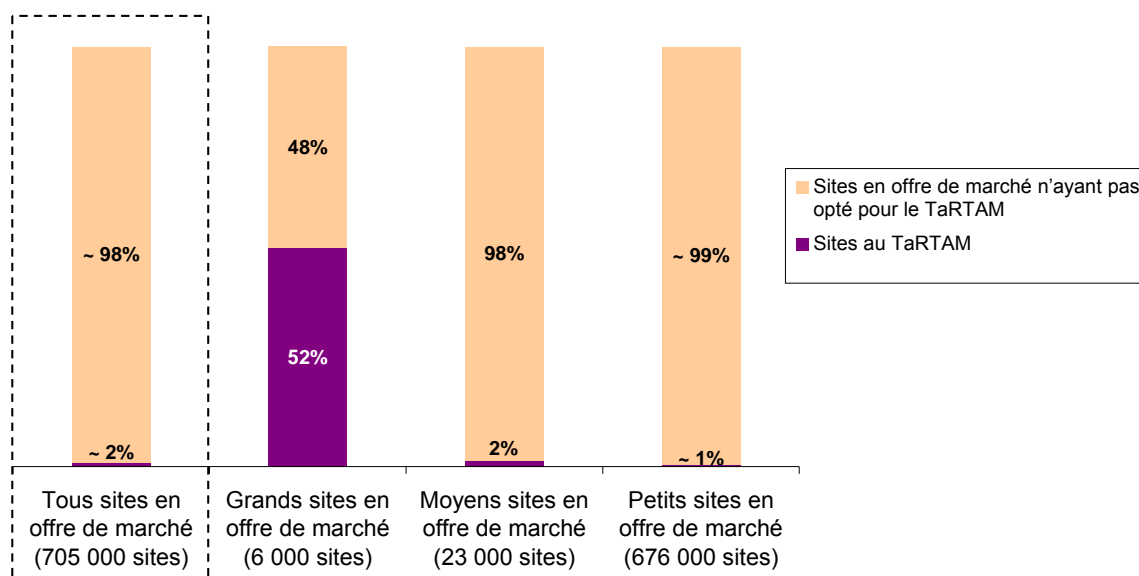
Au 30 juin 2011, 7 220 sites environ, soit 1% des sites non résidentiels en offre de marché, sont au TaRTAM. Ils représentent une consommation annuelle de 75 TWh, soit 57% de la consommation des sites non résidentiels en offre de marché.

22 fournisseurs alimentent des clients au TaRTAM. Les fournisseurs alternatifs alimentent 75% des sites et 52% de la consommation au TaRTAM.

³ 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 1 000, et très concentré s'il est supérieur à 1 800.

Étant données 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 liées de façon aussi directe que sur la plupart des marchés.

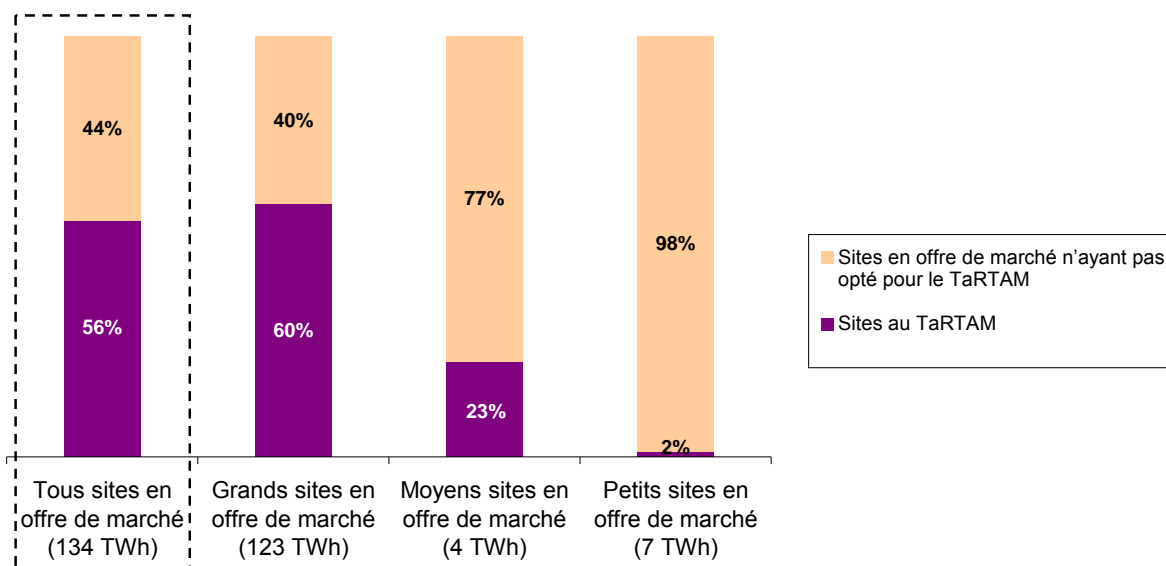
Part des sites au TaRTAM rapportée à l'ensemble des sites non résidentiels en offre de marché au 30 juin 2011



Sources : Fournisseurs – Analyse : CRE

Exemple de lecture : au 30 juin 2011, sur les 23 000 sites moyens en offre de marché, 2% ont choisi le TaRTAM.

Part de la consommation des sites au TaRTAM rapportée à la consommation de l'ensemble des sites non résidentiels en offre de marché au 30 juin 2011



Sources : Fournisseurs – Analyse : CRE

G. Fournisseurs d'électricité actifs au 30 juin 2011

Liste des fournisseurs nationaux déclarés auprès de la CRE⁴
et actifs⁵ au 30 juin 2011










Fournisseur, Marques commerciales		Grands sites non résidentiels	Sites moyens non résidentiels	Petits sites non résidentiels	Sites Résidentiels
Fournisseurs alternatifs⁶ d'électricité					
Alpiq Energie		●			
Direct Energie – EBM Entreprises SAS		●		●	●
Edenkia		●			
E.ON Energie		●			
Enercoop		●	●	●	●
EGL		●			
Endesa Energia		●			
Enel France		●			
Energem				●	●
GDF Suez	 	●		●	●
Lampiris				●	●
HEW Energies		●			

⁴ Nom et marque(s) commerciale(s) des fournisseurs actualisés au 19 août 2011 à partir du moteur de recherche des fournisseurs par code postal.

⁵ Un fournisseur est dit actif sur un segment donné s'il remplit l'une de ces conditions :

- il a au moins un site en contrat unique ;
- il est responsable d'équilibre d'au moins un site en CARD/CART ;
- il est responsable d'équilibre et a livré une partie de la consommation d'un site au cours du trimestre précédent.

⁶ Voir le glossaire pour la définition d'un fournisseur alternatif.

Fournisseur, Marques commerciales		Grands sites non résidentiels	Sites moyens non résidentiels	Petits sites non résidentiels	Sites Résidentiels
Iberdrola		•			
Oddo Power		•			
Planète UI				•	•
Poweo				•	•
SNET		•			
Fournisseurs historiques⁷ d'électricité					
Alterna				•	•
EDF	 	•	•	•	•
GEG Source d'Energies		•	•	•	•

Sources : GRD, RTE, énergie-info – Analyse : CRE

La table recense les fournisseurs qui, au dernier jour du trimestre de l'observatoire et pour chaque segment de clientèle :

- sont inscrits dans le moteur de recherche des fournisseurs par code postal, en ligne sur le site www.energie-info.fr⁸ ;
- sont nationaux, c'est-à-dire qu'ils ont déclaré proposer des offres dans au moins 90% des communes de France métropolitaine raccordées au réseau de l'électricité (hors Corse) ;
- sont actifs, c'est-à-dire qu'ils remplissent l'une de ces conditions :
 - avoir au moins un site en contrat unique ;
 - être responsable d'équilibre d'au moins un site en CARD/CART ;
 - être responsable d'équilibre et avoir livré une partie de la consommation d'un site au cours du trimestre précédent.

Les fournisseurs qui n'ont pas souhaité s'inscrire sur le moteur de recherche des fournisseurs par code postal ou qui n'ont pas déclaré desservir plus de 90% des communes ne sont pas cités.

⁷ Voir le glossaire pour la définition d'un fournisseur historique.

⁸ Mis en ligne en septembre 2008, le moteur de recherche est construit à partir des renseignements donnés volontairement par les fournisseurs. Le site internet www.energie-info.fr est développé par la CRE et le médiateur national de l'énergie, en collaboration avec la DGCCRF et la DGEC.

Au 30 juin 2011, environ 160 fournisseurs non nationaux d'électricité sont actifs sur le territoire, dont les fournisseurs historiques (entreprises locales de distribution⁹). Ces fournisseurs présents localement ou régionalement sur le territoire proposent des offres à un ou plusieurs segments de clientèle.

4. Analyse en dynamique : Deuxième trimestre 2011

A. Tableau de synthèse du trimestre écoulé

Les ventes brutes mensuelles d'un fournisseur correspondent au nombre de sites ayant conclu un contrat au cours du trimestre considéré à l'occasion d'une mise en service ou d'un changement de fournisseur. Les ventes brutes, en offre de marché ou au tarif réglementé, mesurent l'efficacité commerciale du fournisseur en termes d'acquisition de nouveaux sites.

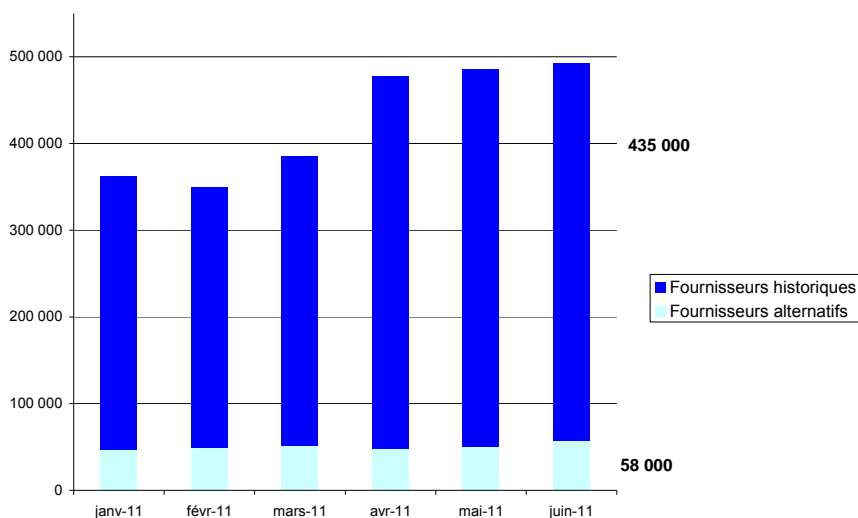
AU COURS DU TRIMESTRE (en nombre de sites)	Résidentiels		Non résidentiels	
	T2 2011	T1 2011	T2 2011	T1 2011
Ventes brutes totales, dont :	1 294 000	982 000	163 000	116 000
- fournisseurs historiques	1 146 000	849 000	154 000	101 000
- fournisseurs alternatifs	148 000	133 000	9 000	15 000
Parts de marché des fournisseurs alternatifs sur les ventes brutes du segment	11,4 %	13,5%	5,5 %	12,9%

Sources : GRD, RTE, Fournisseurs historiques – Analyse : CRE

Note technique : Les données de ventes brutes sont arrondies, en revanche les parts de marché des fournisseurs alternatifs sont calculées à partir des données réelles.

B. Ventes brutes sur les mois écoulés

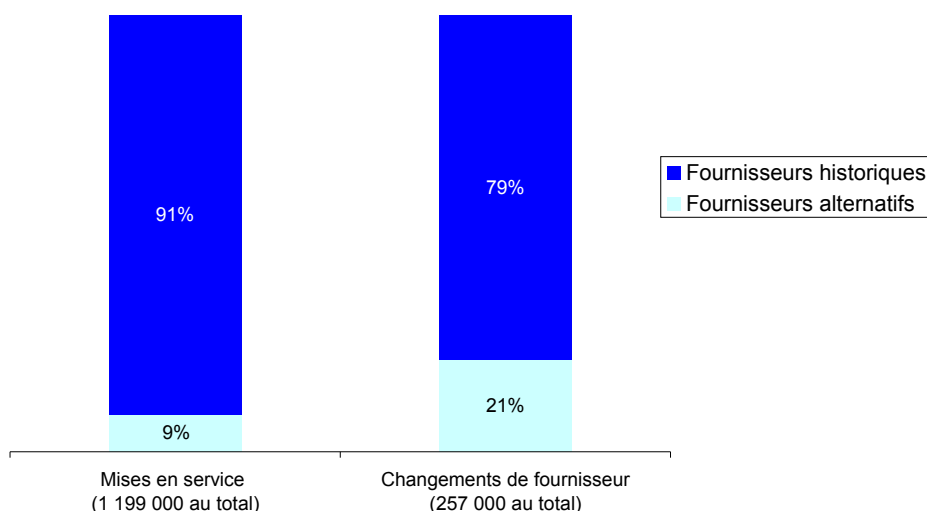
Ventes brutes totales mensuelles



Sources : GRD, RTE, Fournisseurs historiques – Analyse : CRE

⁹ Voir le glossaire pour la définition d'une entreprise locale de distribution.

Répartition des ventes brutes par type de fournisseur au cours du deuxième trimestre 2011



Sources : GRD, RTE, Fournisseurs historiques – Analyse : CRE

Exemple de lecture : au cours du deuxième trimestre 2011, les fournisseurs alternatifs ont réalisé 9% des 1 199 000 mises en service effectuées.

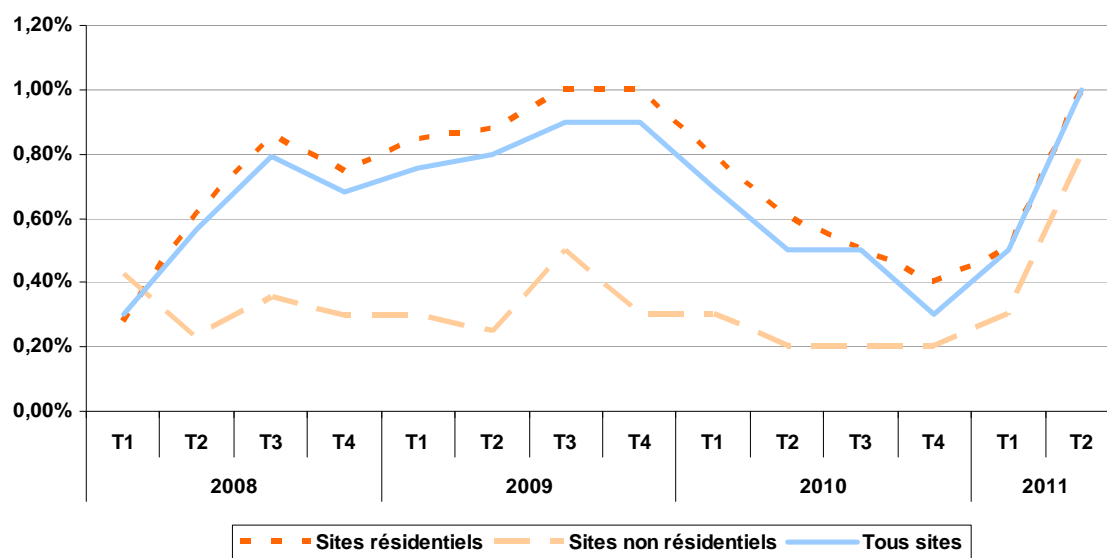
C. Taux de changement de fournisseurs (taux de switch)

D'après la définition de 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.

La méthode de calcul du taux de switch établie par l'ERGEG est la suivante :

- Somme sur une période (typiquement un trimestre)
 - Des changements de fournisseur chez tous les fournisseurs
 - Des mises en service de nouveaux sites
 - chez les fournisseurs alternatifs
 - chez les fournisseurs historiques en dehors de leur zone historique de desserte
- Divisée par le nombre de sites à la fin de la période

Évolution du taux de *switch* par segment de clientèle



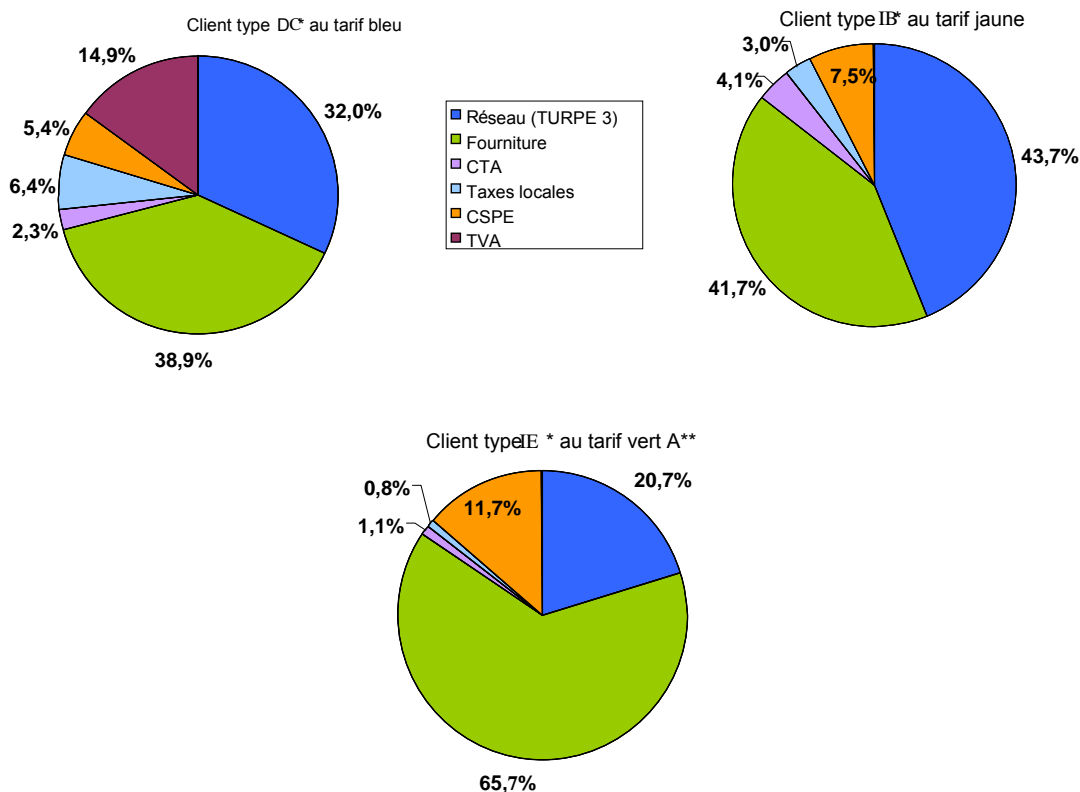
Sources : RTE, GRD – Analyse : CRE

Exemple de lecture : au cours du deuxième trimestre 2011, 1% des clients résidentiels ont soit :

- changé de fournisseur
- effectué une mise en service par un fournisseur alternatif
- effectué une mise en service par un fournisseur historique en dehors de sa zone de desserte.

5. Prix de vente sur le marché de détail de l'électricité

A. Postes de coûts couverts par la facture au tarif réglementé de vente au 30 juin 2011



Source : Analyse CRE

- **Réseau**: part du tarif réglementé de vente couvrant les coûts d'acheminement supportés par les fournisseurs évalués par le tarif TURPE 3 (le tarif d'utilisation des réseaux publics d'électricité).
- **Fourniture**: part du tarif réglementé de vente couvrant la fourniture de l'électricité.
- **CTA**: Contribution Tarifaire d'Acheminement qui permet de financer les droits spécifiques relatifs à l'assurance vieillesse des personnels relevant du régime des industries électriques et gazières.
- **Taxes locales**: les nouvelles taxes ont été redéfinies par la loi NOME. Les graphiques prennent en compte la valeur maximale réglementaire prévue.
- **CSPE**: Contribution au Service Public de l'Électricité permettant de compenser les opérateurs supportant des charges de service public de l'électricité et à financer le budget du Médiateur National de l'Énergie.

* Selon la définition de client type d'Eurostat :

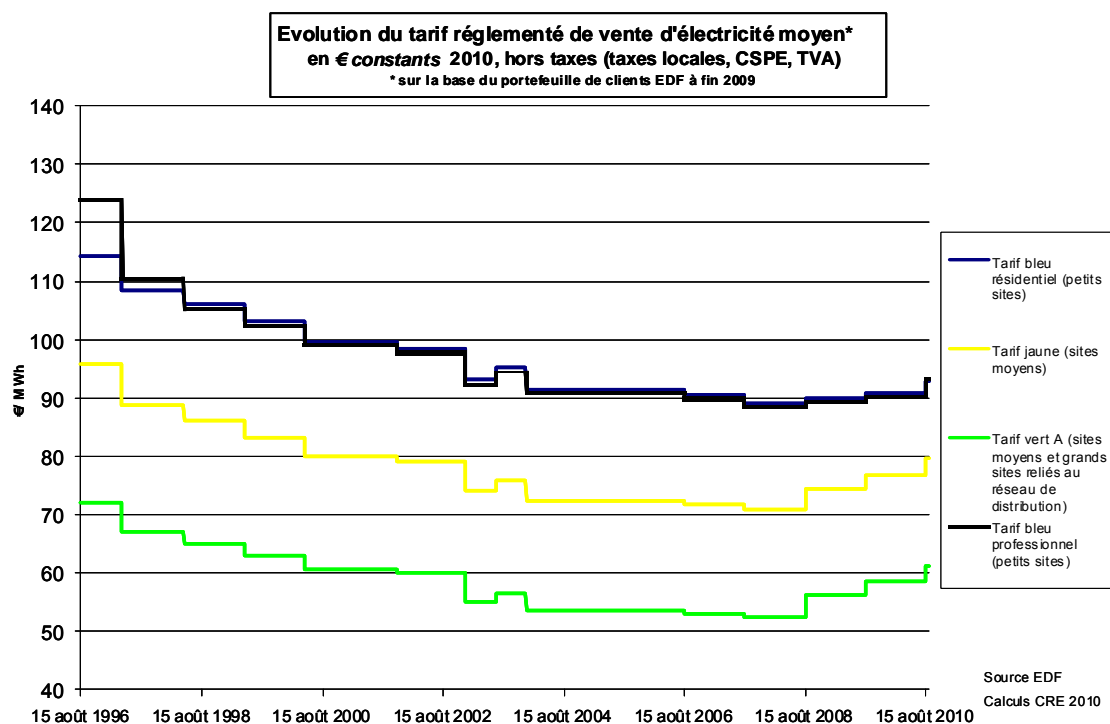
DC : client résidentiel consommation entre 2500 et 5000 KWh

IB : client industriel consommation entre 20- 500 MWh

IE : client industriel consommation entre 20 000 et 70 000 MWh

** Note : Pour les tarifs jaunes et les tarifs verts A, la TVA ne figure pas parmi les postes de coûts couverts par la facture car les clients à ces tarifs bénéficient généralement d'une exonération de TVA. Les clients au tarif vert A sont reliés au réseau de distribution.

B. Évolution des tarifs réglementés de vente de l'électricité sur le marché de détail



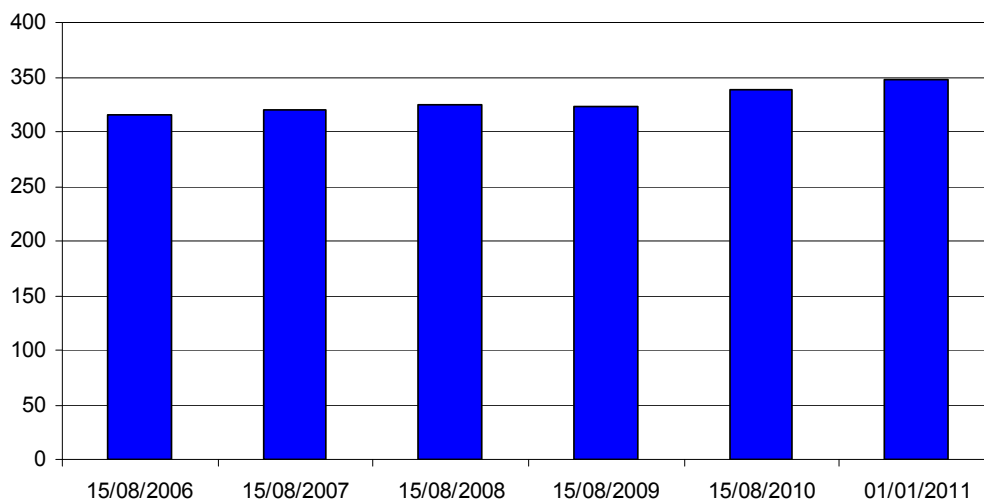
Date	Tarifs Bleus	Tarifs jaunes	Tarifs verts
16 août 2008	+ 2%	+ 6%	+ 8%
15 août 2009 *	+ 1,9%	+ 4%	+ 5%
15 août 2010 *	+ 3,2%	+ 4,5%	+ 5,5%

*Hausse moyenne tenant compte d'une modification tarifaire en structure.

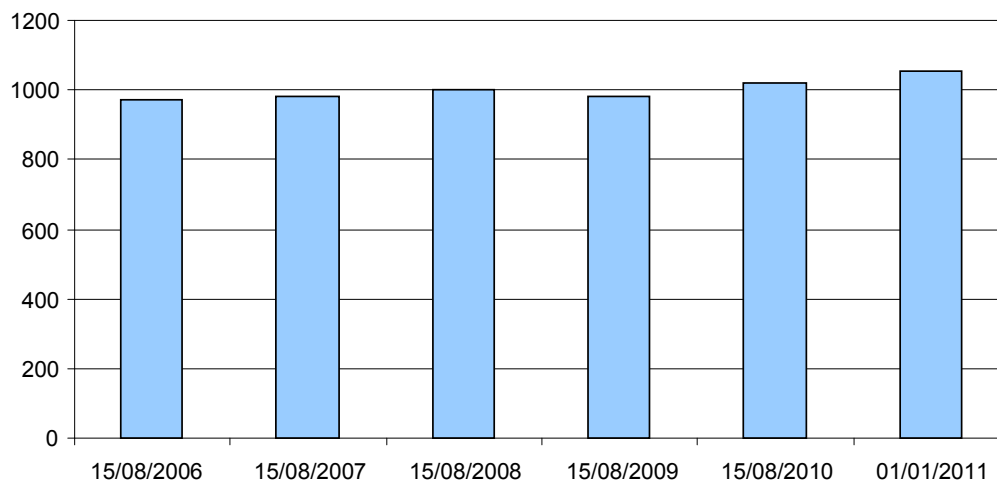
C. Evolution de la facture annuelle au tarif réglementé de vente

La facture annuelle est donnée pour un client moyen au tarif bleu base avec une puissance souscrite de 6 kVA (consommation de 2 400 KWh), et pour un client moyen au tarif bleu HP/HC avec une puissance souscrite de 9 kVA (consommation de 8 500 KWh, répartie en 54% heures pleines et 46% heures creuses). La facture couvre le tarif réglementé de vente, la CSPE, la CTA, les taxes locales¹⁰ et la TVA.

Evolution de la facture annuelle d'électricité pour un client moyen au tarif Base 6 kVA
€ TTC/an



Evolution de la facture annuelle d'électricité pour un client moyen au tarif HP/HC 9 kVA
€ TTC/an



Source : Analyse CRE

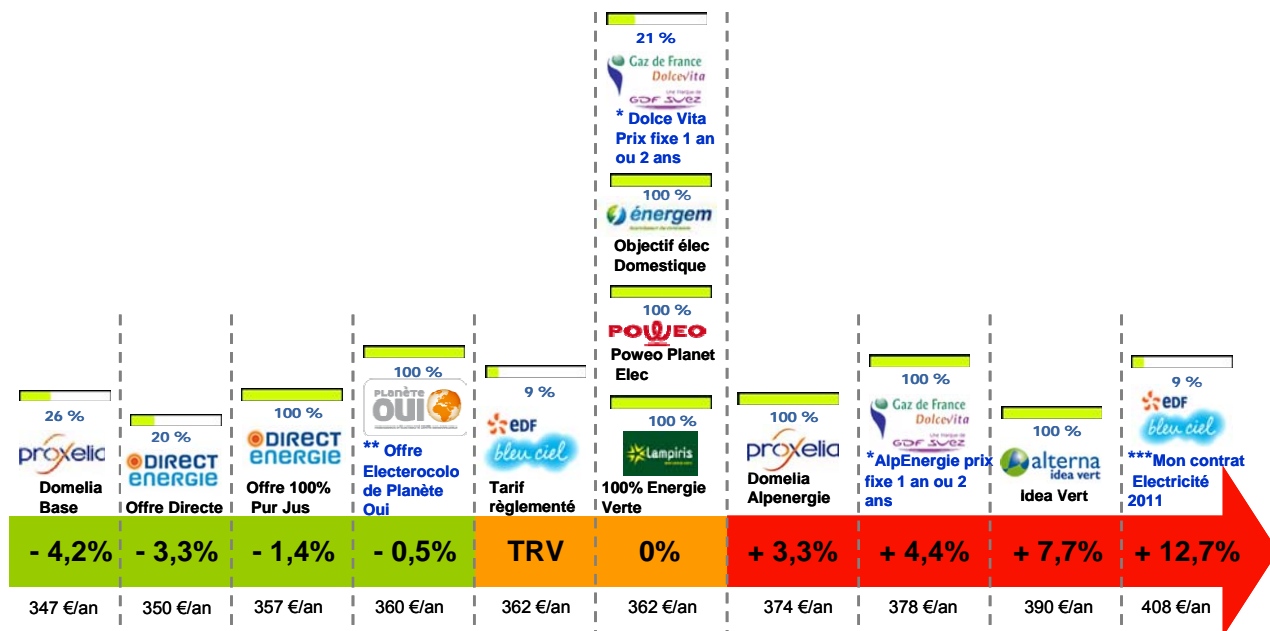
¹⁰ Depuis le 1^{er} trimestre 2011, les taxes locales ont été établies sur la base du maximum réglementaire prévu.

D. Comparaison des offres au 24 août 2011

Deux offres existent sur le marché :

- les tarifs réglementés de vente
- les offres de marché, soit à prix indexé sur les tarifs réglementés de vente, soit à prix fixe indépendant des tarifs réglementés de vente

Comparaison des offres pour un client Base 6 kVA



Exemple de lecture:

Comparaison réalisée sur un client résidentiel :	
<ul style="list-style-type: none"> • de puissance souscrite 6 kVA, • de consommation annuelle 2 400 KWh en Base • Situé à Paris 	
Facture TTC estimée par an hors « promo »	
% d'énergie verte	100 %
Logo fournisseur:	EDF
Nom offre:	Tarif réglementé
Différence de prix par rapport aux TRV	TRV
Estimation de facture annuelle	362€/an

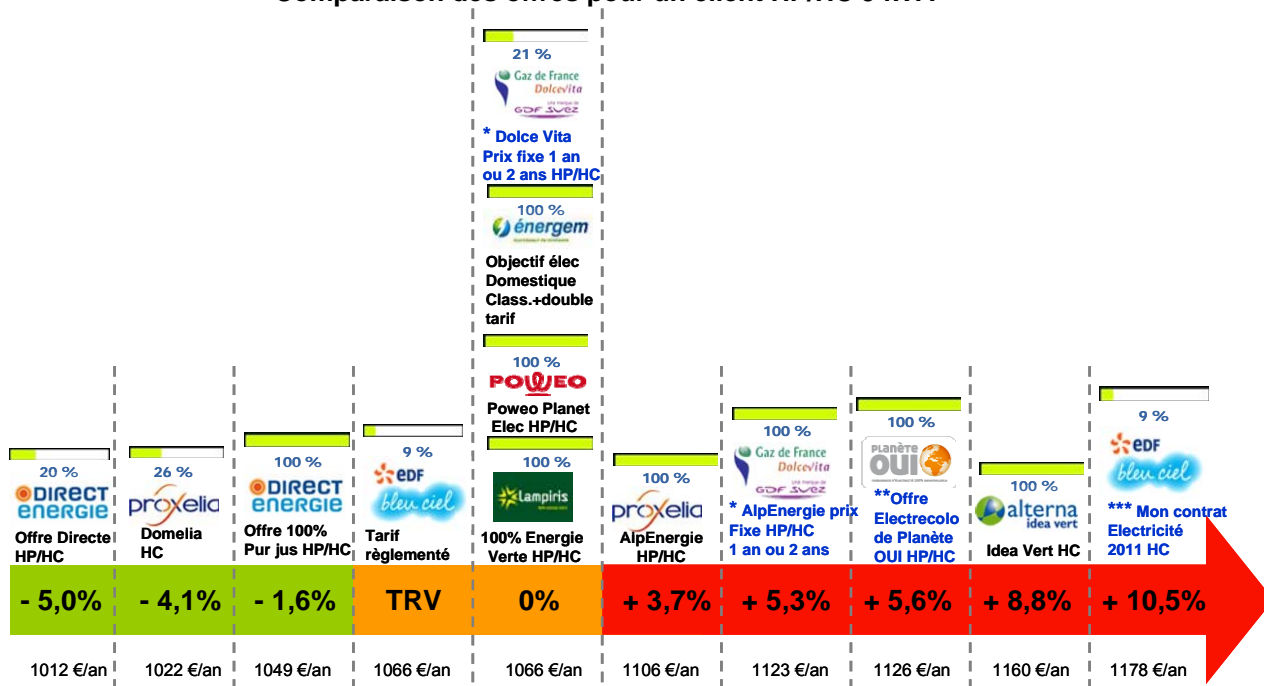
Source: Comparateur d'offres énergie-info

* Offres à prix fixes pendant la durée du contrat et révision des prix à date d'échéance.

** Prix indexé sur le tarif réglementé de vente, sauf sur les Heures creuses. Les tarifs sont modifiés dans les 6 mois suivant la publication du tarif réglementé de vente au journal officiel.

*** La part acheminement de la facture est indexée sur le Tarif d'utilisation des réseaux publics d'électricité (Turpe, fixé par les pouvoirs publics). La part fourniture évolue librement, une fois par an et dans la limite de 0,5c€/kWh. (Cf. CGV)

Comparaison des offres pour un client HP/HC 9 kVA



Comparaison réalisée sur un client résidentiel type:

- de puissance souscrite **9 kVA**,
- de consommation annuelle **8 500 KWh** en **HP/HC**
- Situé à Paris

Facture TTC estimée par an hors « promo »

Exemple de lecture:

% d'énergie verte	100 %
Logo fournisseur:	EDF bleu ciel
Nom offre:	Tarif réglementé
Différence de prix par rapport aux TRV	TRV
Estimation de facture annuelle	1066 €/an

Source: Comparateur d'offres énergie-info

* Offres à prix fixes pendant la durée du contrat et révision des prix à date d'échéance.

** Prix indexé sur le tarif réglementé de vente, sauf sur les Heures creuses. Les tarifs sont modifiés dans les 6 mois suivant la publication du tarif réglementé de vente au journal officiel.

*** La part acheminement de la facture est indexée sur le Tarif d'utilisation des réseaux publics d'électricité (Turpe, fixé par les pouvoirs publics). La part fourniture évolue librement, une fois par an et dans la limite de 0,5c€/kWh. (Cf. CGV)

Le marché de gros de l'électricité

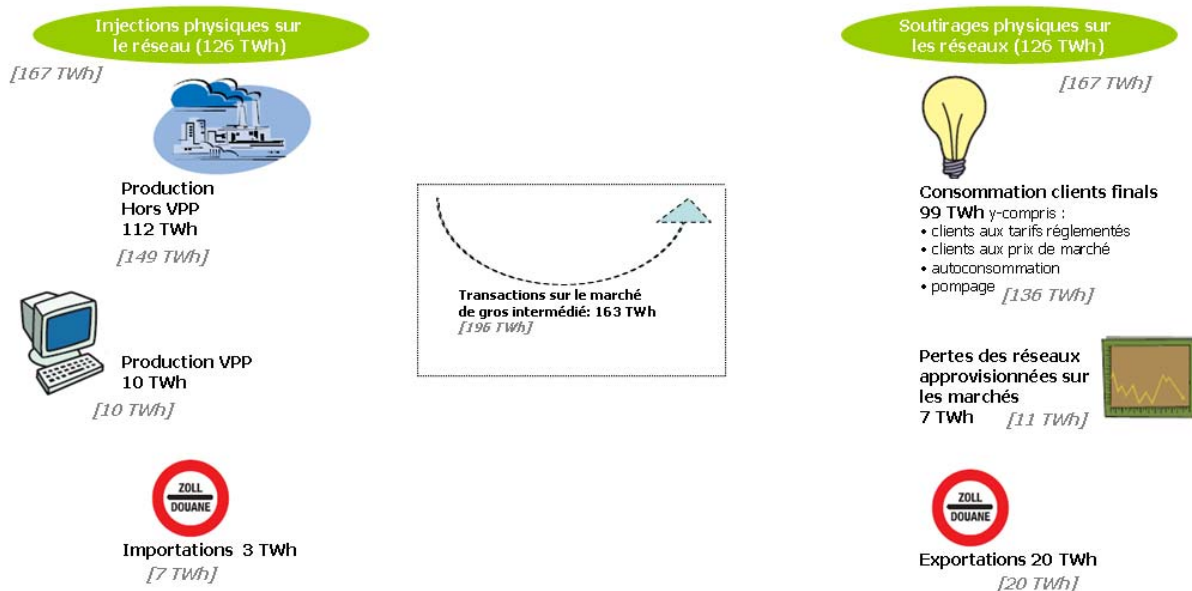
1. Introduction

A. Les principales dates concernant le marché de gros français

- **Novembre 2000** : la CRE valide la première version du contrat de responsable d'équilibre (RE)
- **Début 2001** : premiers achats de pertes sur le marché par RTE
- **Mai 2001** : premières cotations OTC publiées concernant le marché français
- **Septembre 2001** : premières mises aux enchères de capacités de production par EDF (VPP)
- **Novembre 2001** : lancement du marché Powernext Day-Ahead
- **Juin 2004** : lancement du marché Powernext Futures
- **Juillet 2004** : premiers achats de pertes sur le marché par ERDF
- **Janvier 2006** : mise en place d'enchères de capacités explicites aux frontières (à l'exception de la Suisse)
- **Novembre 2006** : démarrage du market coupling entre la France, la Belgique et les Pays-Bas.
- **Juillet 2007** : lancement des marchés Powernext Intraday et Continuous
- **Mars 2009** : apparition d'un sixième courtier sur le marché de gros de l'électricité
- **Avril 2009** : fusion de Powernext et EEX ; lancement d'EPEX Spot et d'EPD pour les produits à terme
- **Novembre 2010** : extension du market coupling entre la France, la Belgique et les Pays-Bas au Luxembourg et à l'Allemagne.

B. Bilan du marché de gros français

Le graphique ci-dessous présente les flux d'énergie entre les différents segments amont et aval du marché de gros français au cours du deuxième trimestre 2011. Il fait apparaître les volumes injectés et soutirés, ainsi que les transactions ayant eu lieu sur le marché de gros intermédiaire français.



Source : RTE – données [T1] et T2 2011 - Analyse : CRE

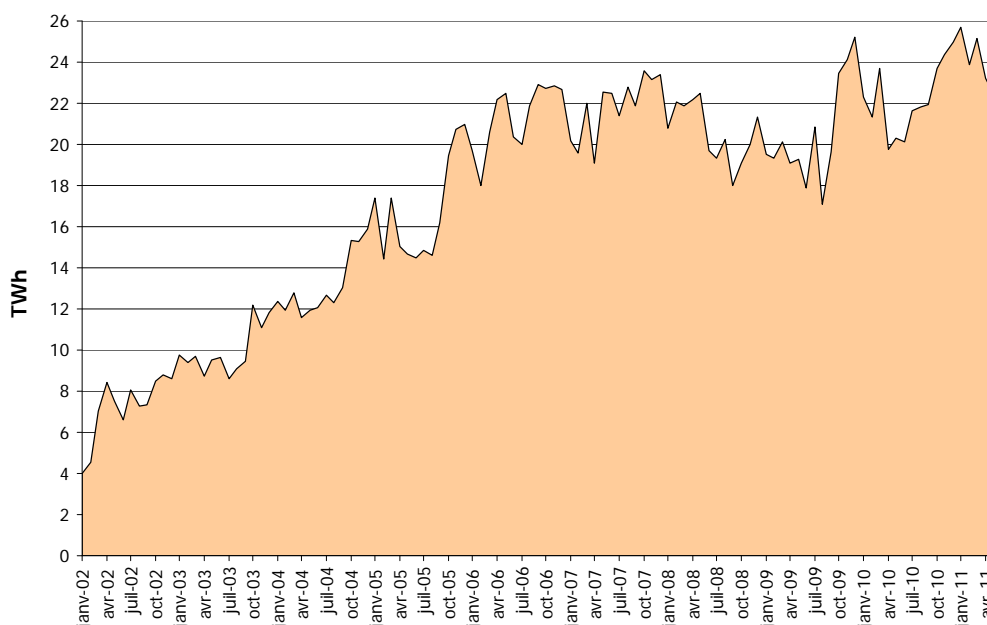
2. Activité sur le marché de gros français

A. Activité sur le marché de gré à gré

L'essentiel du commerce de gros de l'électricité s'effectue sur le mode du gré à gré (OTC), au travers de transactions directes ou via des intermédiaires (société de courtage et plateformes de négoce). La CRE a rendu publics (cf. cahier d'indicateurs électricité) les volumes agrégés des transactions effectuées via ces intermédiaires.

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

Volume des livraisons nettes résultant de transactions de gré à gré



Source : RTE – Analyse : CRE

Le volume des livraisons sur le marché de gré à gré s'élève à 69,5 TWh au deuxième trimestre 2011. En baisse de 7% par rapport au trimestre précédent et en hausse de 15% par rapport à la même période l'année précédente, ce volume a représenté 67% de la consommation nationale au deuxième trimestre 2011, contre 52% au premier trimestre 2011 (55% également à la même période l'année précédente).

B. Evolution du négoce sur le marché intermédié français

Le marché intermédié français de l'électricité regroupe le négoce effectué sur les marchés organisés et sur les plateformes de courtage (OTC intermédié). Les évolutions commentées sur la période sous revue sont observables dans la section *Développement du négoce en France* des indicateurs électricité publiés par la CRE.

Vue globale du négoce sur le deuxième trimestre 2011

Produits spot :

19,7 TWh ont été échangés sur le marché spot au deuxième trimestre 2011, pour plus de 16 620 transactions. L'activité a donc diminué par rapport au trimestre précédent en volume (-7%) mais le nombre de transactions a nettement progressé (+19%). Par rapport à l'année 2010 à la même période, les produits spot ont connu une forte hausse à la fois en termes de volume (+17%) et de transactions (+12%).

Le nombre de transactions a surtout augmenté sur le marché de l'intraday, parallèlement à une hausse très nette des volumes : 0,24 TWh ont été échangés au deuxième trimestre 2011 contre 0,19 au trimestre précédent. Le marché de l'intraday ne représente cependant que 1% du total des volumes échangés sur le spot.

Sur le *day-ahead*, les volumes ont diminué par rapport au trimestre précédent (-7%) mais ils ont augmenté de 17% par rapport au même trimestre de l'année précédente. Cette évolution est le résultat combiné d'une forte baisse des volumes négociés sur la bourse (-14% par rapport à T1 2011) et d'une forte hausse des volumes négociés sur les plateformes de courtage (+18%).

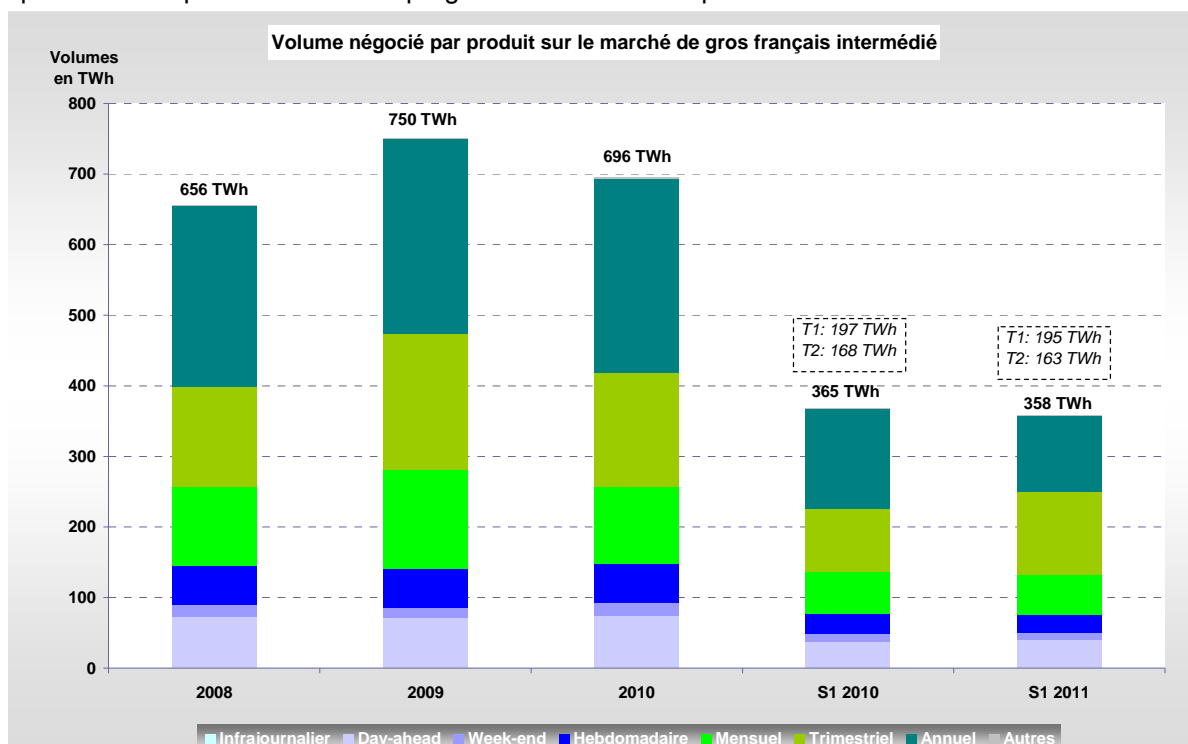
72% des volumes négociés en *day-ahead* au cours du trimestre l'ont été sur les marchés organisés, part en baisse par rapport à celle observée au trimestre précédent (78%).

Produits à terme¹¹ :

Au deuxième trimestre 2011, 122 TWh ont été échangés sur l'ensemble des produits à terme¹², soit un recul de 18% par rapport au trimestre précédent et de 10% par rapport à la même période l'année précédente. La liquidité sur ces produits a également baissé avec une diminution des transactions de 11% par rapport au trimestre précédent mais elle a augmenté de 7% comparée à la même période en 2010.

La très grande majorité des échanges pour les produits à terme se font sur les marchés OTC, EPD France ne captant que 9% des volumes (9% des transactions). Le recul des échanges a été tiré par une diminution sur les plateformes de courtage (-21% en volume et -14% en nombre de transactions) alors que l'activité a progressé sur le marché organisé (respectivement +15% et +35%).

Comparativement à 2010 à la même période, les volumes échangés sur EPD France ont augmenté d'un tiers environ, alors que sur les plateformes de courtage les volumes ont baissé de 12%. La liquidité sur les produits à terme a progressé de 5% sur les plateformes et de 38% sur la bourse.



¹¹ L'ensemble des évolutions décrites dans les commentaires qui suivent portent sur les produits à terme de la section Développement du négoce en France des indicateurs des marchés de gros de l'électricité.

¹² Les produits à terme dont la période de livraison est supérieure ou égale au mois (Produits Mensuels, Trimestriels ou Annuels).

Produits mensuels :

La liquidité au deuxième trimestre est restée stable alors que les volumes échangés étaient en légère augmentation : 2 481 transactions de produits mensuels représentant 27,3 TWh ont eu lieu au deuxième trimestre 2011 (soit respectivement -1% et +7% par rapport au trimestre précédent). Les volumes échangés sont nettement supérieurs à ceux de 2010 pour la même période, de même que les transactions (respectivement +24% et +27%).

Les produits M+1, qui représentent 65% du total des volumes pour les produits mensuels, ont stagné en liquidité, même si les volumes ont progressé par rapport au trimestre précédent (6%). Les échanges sur les produits M+2 ont connu un recul au deuxième trimestre 2011, à la fois en termes de volumes (-14%) et de liquidité (-17%), cette baisse a été compensée par la forte augmentation des produits M+3 (+68% en volumes et +35% en nombre de transactions).

Par rapport à l'année précédente, les volumes échangés sur les produits mensuels ont augmenté de 5,2 TWh : cette hausse est essentiellement due à l'augmentation des produits M+2 (+38%) et M+3 (+58%) alors que le volume des produits M+1 a augmenté de 14%. Parallèlement, la liquidité a progressé pour tous les produits : d'un tiers environ pour les produits M+1 et M+3, et de 10% pour les produits M+2.

Produits trimestriels :

Le négoce de produits trimestriels au deuxième trimestre 2011 a reculé dans son ensemble. Les volumes échangés se sont élevés à 50,4 TWh pour 2 518 transactions, soit une baisse de 9,8 TWh (-16%) par rapport au trimestre précédent mais sont restés nettement supérieurs à ceux de 2010 à la même période (+16,0 TWh, soit +46%).

Les volumes et les transactions ont diminué pour les produits Q+1, Q+3 et Q+4, alors qu'ils ont augmenté pour les produits Q+2 dont les volumes négociés ont dépassé le niveau des produits Q+1 : 23,6 TWh ont été négociés pour livraison au deuxième trimestre 2011 à travers environ 1 124 transactions. Ces chiffres représentent une augmentation à la fois en termes de volume (+69%) et de transactions (+70%) par rapport au trimestre précédent. Comparativement à 2010 à la même période, les volumes et les transactions ont également progressé respectivement de 84% et 52%.

Après les produits Q+2, les produits Q+1 ont été les plus négociés. Avec 17,3 TWh échangés pour 977 transactions, l'activité sur ces produits a diminué par rapport au trimestre précédent, en volume (-16%) et en nombre de transactions (-4%). Ces chiffres sont toutefois supérieurs à ceux de 2010 à la même période (respectivement +8% et +14%).

Les produits Q+3 et Q+4 ont représenté 6,9 TWh et 2,6 TWh au deuxième trimestre 2011, soit une baisse de 68% et 36% par rapport au trimestre précédent. Ces volumes représentent 305 et 112 contrats échangés, contre respectivement 984 et 180 au premier trimestre 2011. En comparaison avec 2010, les volumes échangés sur ces deux produits ont connu une forte augmentation respectivement de 74% et 66%. Leur liquidité progressant de 93% pour ces deux produits.

Produits annuels :

A l'image des produits trimestriels, le négoce des produits calendaires a diminué d'un tiers au deuxième trimestre 2011, avec 44,4 TWh échangés pour 895 transactions contre 64,0 TWh pour 1 267 transactions au trimestre précédent. Par rapport à l'année précédente, les volumes échangés sur ces produits ont baissé de 34,2 TWh (-43%), avec parallèlement une baisse de 48% pour la liquidité.

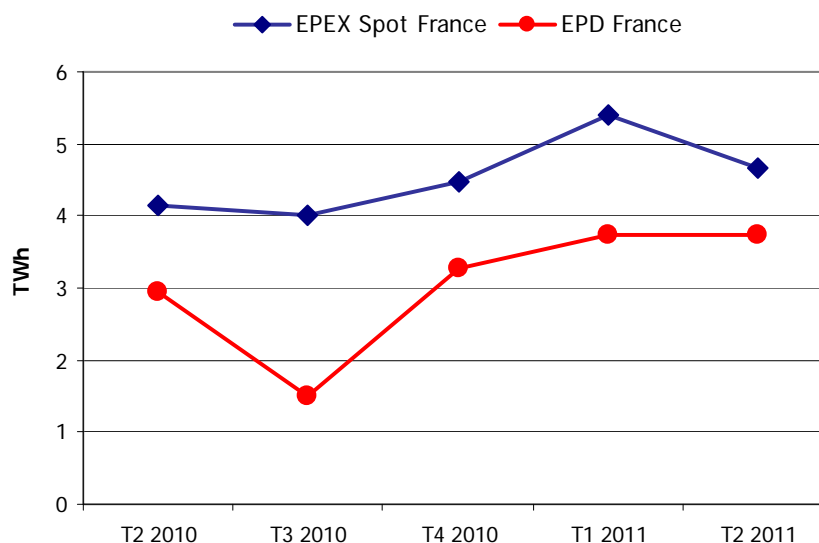
Par rapport au trimestre précédent, le recul du négoce a touché tous les produits : les volumes ont baissé d'un quart pour les produits Y+1 et Y+3 et de près de la moitié pour les produits Y+2. Le nombre de transactions a suivi une évolution similaire pour les produits Y+1 et Y+2 alors que pour les produits Y+3 la liquidité a légèrement progressé (+2%).

En comparaison avec le deuxième trimestre de 2010, l'activité sur tous les produits diminue nettement pour tous les produits : les volumes ont baissé de 25% pour les produits Y+1, de 74% pour les produits Y+2 et de 58% pour les produits Y+3. Les transactions ont baissé respectivement de 37%, 72% et 37%.

C. Activité sur les marchés organisés et comparaison internationale

Le volume en *day-ahead* échangé sur EPEX Spot a diminué au cours du deuxième trimestre 2011 par rapport au trimestre précédent (4,7 TWh échangés en moyenne par mois) mais est supérieur à celui de la même période l'année précédente. Sur le marché *futures* d'EPD France, les volumes ont stagné (-0,4%) par rapport au trimestre précédent mais sont restés supérieurs par rapport à 2010 à la même période (+27%).

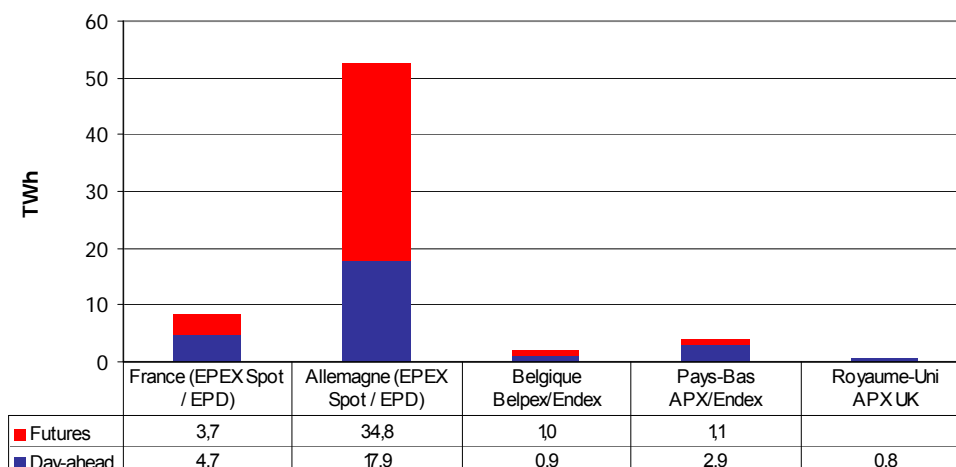
Volumes moyens mensuels des transactions sur les marchés organisés français - toutes échéances confondues -



Source : EPEX Spot, EPD France

L'activité sur les marchés français se situe en deuxième place par rapport aux autres marchés européens mais reste très largement inférieure à l'activité en Allemagne.

Volumes moyens mensuels des transactions sur les principaux marchés organisés européens (hors marchés obligatoires ou quasi-obligatoires) - Deuxième trimestre 2011 -



Source : EPEX Spot, EPD France, Belpex, Endex, APX

3. Prix sur le marché de gros français et comparaison européenne

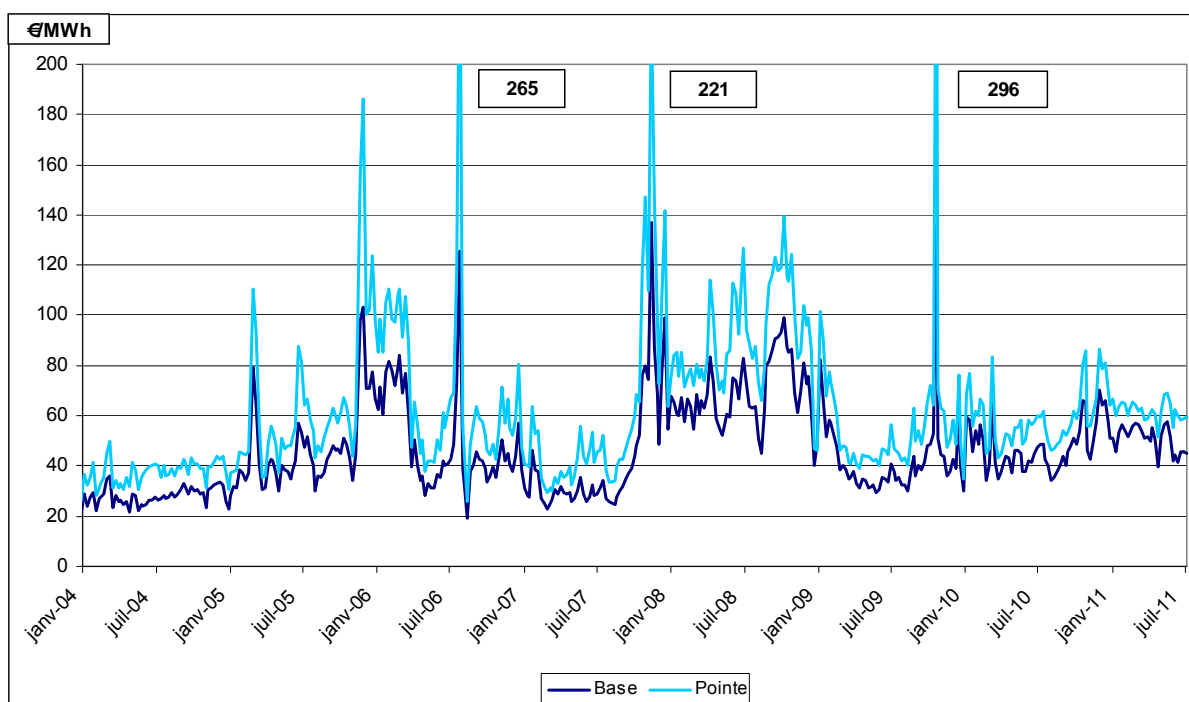
Cette section porte sur l'évolution des prix observés sur les bourses de l'électricité en Europe, sur les prix issus de la presse spécialisée pour les prix britanniques. Les évolutions commentées sont observables dans la section *Evolution des prix de l'électricité* des indicateurs électricité publiés par la CRE.

Le premier semestre 2011 a été marqué par l'accident nucléaire de Fukushima et ses suites, dont notamment le moratoire sur le nucléaire allemand, le 14 mars 2011, annonçant le retrait temporaire de 7 centrales du réseau. Ce moratoire a été confirmé le 21 mai 2011, signifiant le caractère définitif du retrait de 5,3 GW de capacité nucléaire, ainsi que la sortie de cette filière en Allemagne d'ici 2022. Des effets de ces décisions ont pu être sentis sur les prix de l'électricité, en Allemagne et en France notamment.

A. Prix day-ahead

Les prix *day-ahead* cotés sur EPEX Spot ont affiché une moyenne de 49,0 €/MWh en base et 61,2 €/MWh en pointe au second trimestre 2011, soit des baisses respectives de 8% et 3% par rapport au trimestre précédent. Ils ont en revanche été sensiblement plus élevés qu'en 2010 à la même période : +16% pour le prix base et +15% pour le prix pointe. Le ratio pointe/base continue donc de diminuer.

**Prix *day-ahead* sur EPEX Spot
- moyennes hebdomadaires -**



Sources : EPEX Spot – Analyse : CRE

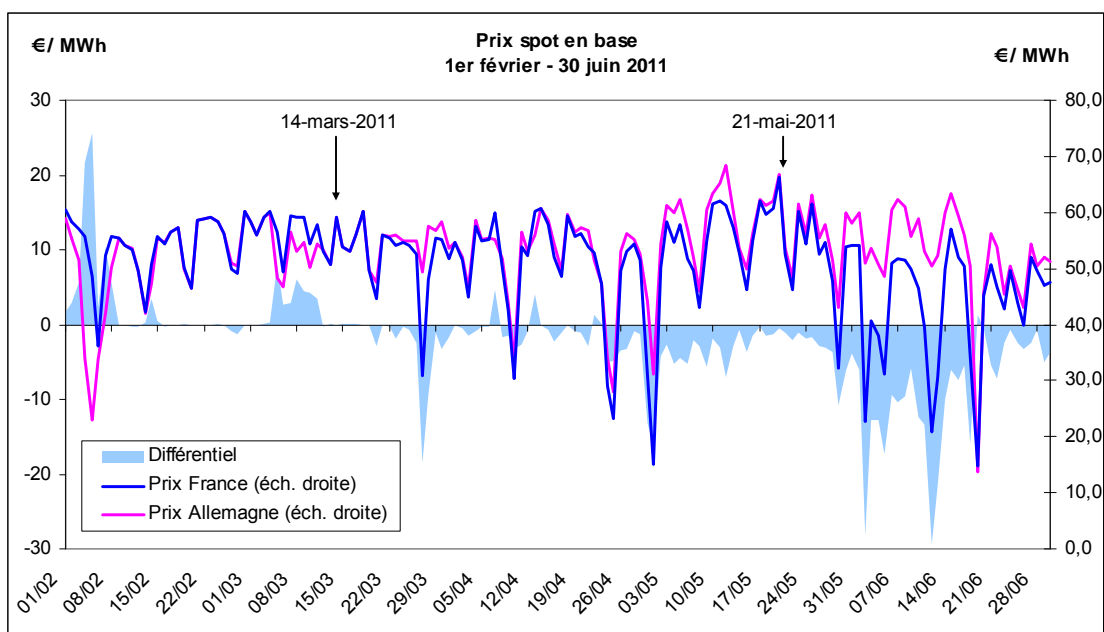
Il n'y a pas eu de pic de prix notable sur le marché day-ahead EPEX France entre avril et juin 2011.

Sur le marché allemand, les prix spot sont restés plutôt stables par rapport au premier trimestre : +2,5% en base (à 53,6 €/MWh) et +1% en pointe (62,5 €/MWh). Cependant, ils ont très fortement augmenté par rapport à la même période l'année précédente, la base et la pointe enregistrant des hausses respectives de 29% et 21%. Les prix français et allemands ont exactement convergé durant

58% des heures au cours du second trimestre 2011, contre 72% au premier trimestre (et 52% entre le début du couplage et la fin 2010).

Les différentiels de prix France-Allemagne se sont inversés et écartés sur le second trimestre, à la fois en base (-4,64 €/MWh) et en pointe (-1,26 €/MWh), par rapport aux niveaux observés pendant le premier trimestre 2011 (spreads de 1,14 €/MWh en base et 0,91 €/MWh en pointe) ; les prix français, qui étaient en moyenne légèrement supérieurs au premier trimestre 2011, sont donc devenus largement inférieurs au prix allemands sur le second trimestre. Par rapport au second trimestre de l'année précédente, on constate cette même tendance, puisque les différentiels France-Allemagne en base et pointe étaient respectivement de 0,70 €/MWh et 1,82 €/MWh.

On note une évolution du spread France-Allemagne dans un sens favorable à la France au second trimestre 2011. Les écarts constatés entre les prix français et allemands ont particulièrement augmenté à compter du mois de juin : tandis que le spread base France-Allemagne est de -2,54 €/MWh entre le 15 mars et le 21 mai, il passe à -8,89 €/MWh sur le mois de juin 2011. Cependant, ce changement est à relativiser vis-à-vis d'un contexte de températures particulièrement douces en France, et surtout d'une disponibilité nucléaire particulièrement bonne (voir paragraphe 4 ci-dessous).

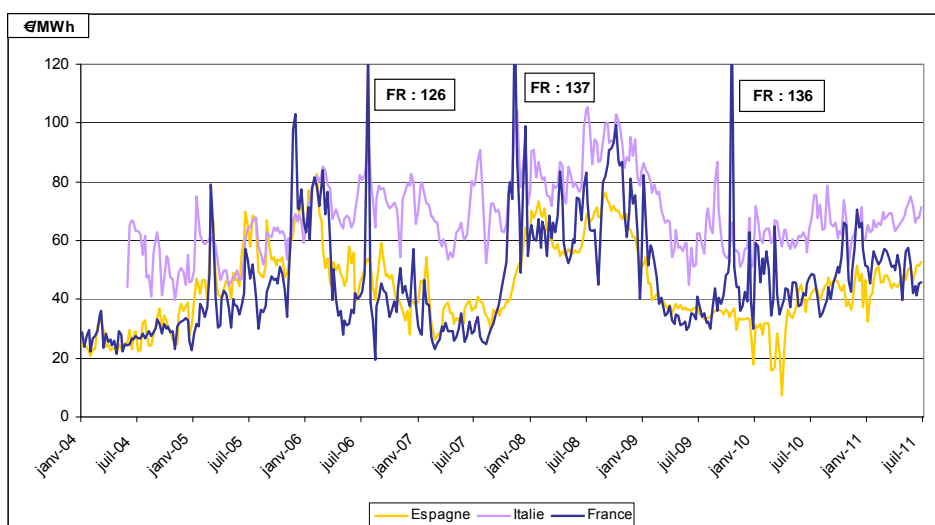
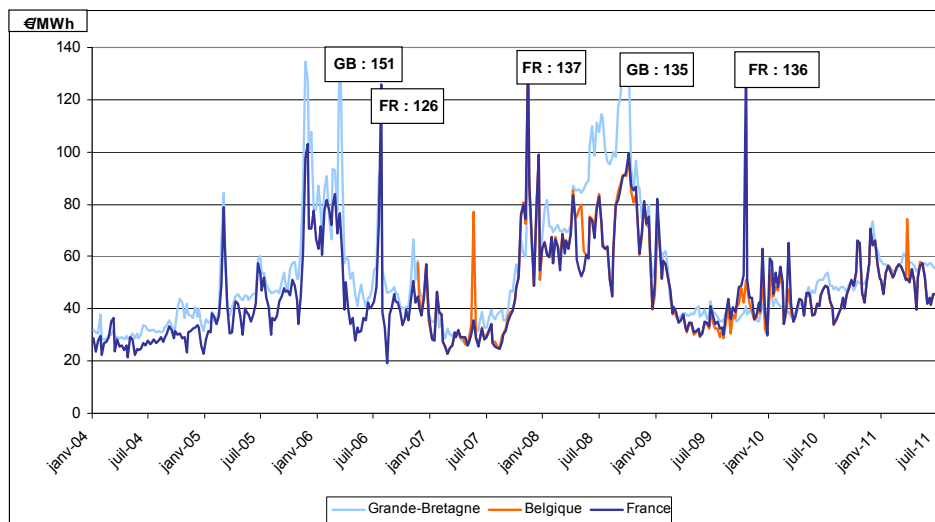
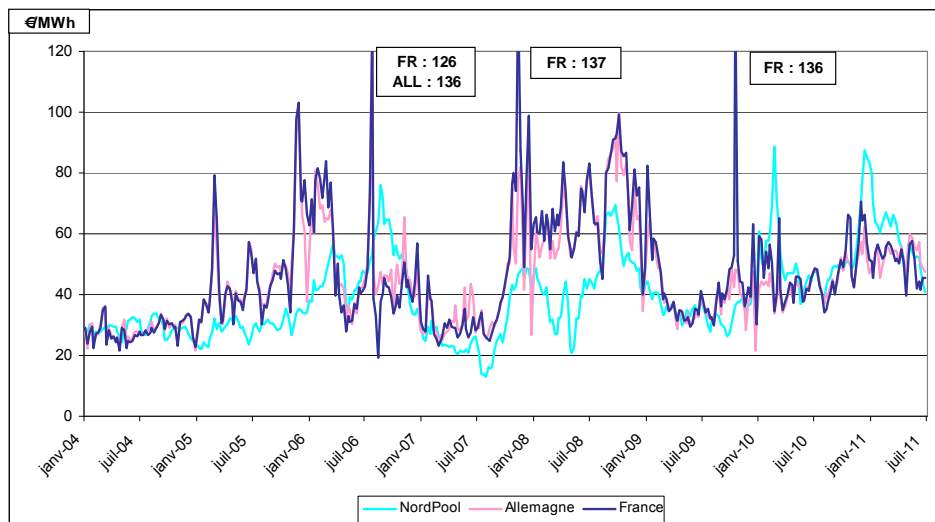


Sources : EPEX Spot – Analyse : CRE

Les autres prix base européens ont évolué de façons inégales par rapport au premier trimestre: -0,3% au Royaume-Uni, +2,7% en Italie, +6,5% en Espagne, -8% en Suisse, -10,5% en Belgique et enfin -21% sur Nordpool.

Vis-à-vis du Royaume-Uni, de l'Espagne et de l'Italie, le prix français est devenu moins cher qu'auparavant (-4 à -7€/MWh), augmentant les spreads négatifs (Italie, UK) et réduisant les spreads positifs (Espagne). Les prix se sont cependant raffermis relativement au premier trimestre vis-à-vis de la Suisse, de la Belgique et de Nordpool, réduisant les spreads négatifs de 1 à près de 10€/MWh. Sur le second trimestre de 2011, les différentiels les plus importants sont ceux avec l'Italie (-19,4 €/MWh) et le Royaume-Uni (-7,8 €/MWh), tandis que ceux avec l'Espagne (0,86 €/MWh) et la Belgique (-0,11 €/MWh) tendent vers 0.

Prix *day-ahead* Base sur les principaux marchés européens - moyennes hebdomadaires -

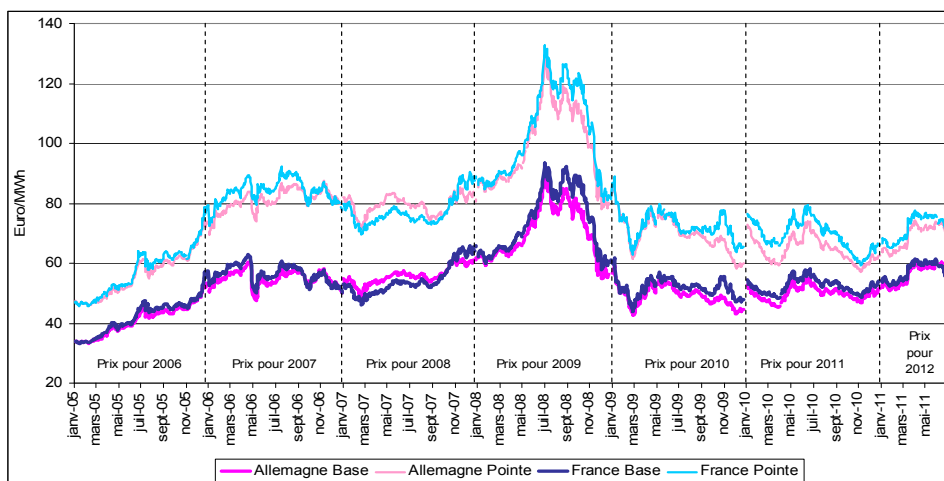


Sources : EPEX Spot France / Allemagne, Belpex, Omel, NordPool, Ipx – Analyse : CRE

B. Prix futures

Le prix du *future* annuel (Y+1) en base sur EPD France a augmenté en moyenne de 7,9% en T2 2011 par rapport au premier trimestre, passant 55,2 €/MWh de à 59,5 €/MWh en moyenne. Cette forte hausse a été également constatée sur le prix du *future* allemand en base (+9,6%), passant de 53,7 à 58,9 €/MWh.

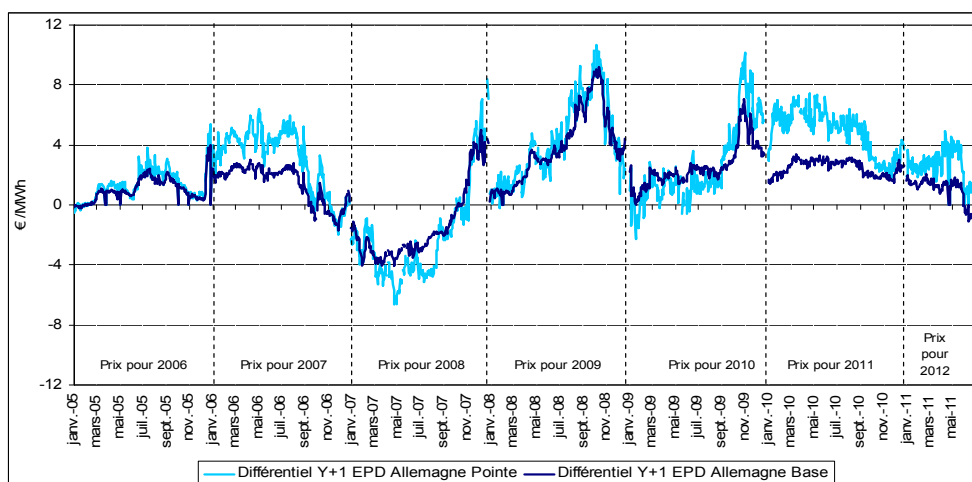
Prix futures Y+1 en France et en Allemagne - prix journaliers -



Sources : EPD France / Allemagne

L'écart de prix moyen Y+1 base entre la France et l'Allemagne a connu un recul important entre T1 2011 et T2 2011, en passant de 1,5 €/MWh à 0,6 €/MWh (Allemagne moins chère) en moyenne. En revanche en pointe, l'écart de prix France/Allemagne a peu changé, restant sur une moyenne de 2,8 €/MWh tout comme au premier trimestre 2011 (Allemagne moins chère). L'année 2011 se caractérise plus globalement par resserrement des spreads entre les produits à terme français et allemands. Le couplage des deux marchés étant en place depuis novembre 2010, ce resserrement pourrait notamment être interprété comme une anticipation du marché vis-à-vis d'une meilleure convergence des prix entre les deux pays.

Différentiels de prix futures Y+1 entre la France et l'Allemagne - différentiels de prix journaliers -



Sources : EPD France / Allemagne

Produits calendaires :

Les prix des produits calendaires ont augmenté en moyenne en T2 2011 comparativement à T1 2011, qu'il s'agisse des produits Y+1, Y+2 ou Y+3, en France comme en Allemagne. En T2 2011, comme au trimestre précédent, l'écart de prix constaté entre France et Allemagne est plus réduit pour les maturités longues : celui-ci est en effet de 0,6 €/MWh sur le Y+1, contre 0,2 €/MWh sur le Y+2 et 0,1 €/MWh sur le Y+3 (Allemagne moins chère). A noter que les écarts se sont réduits de façon importante par rapport au dernier trimestre, où ils étaient compris entre 0,6 et 1,5 €/MWh.

Produits trimestriels :

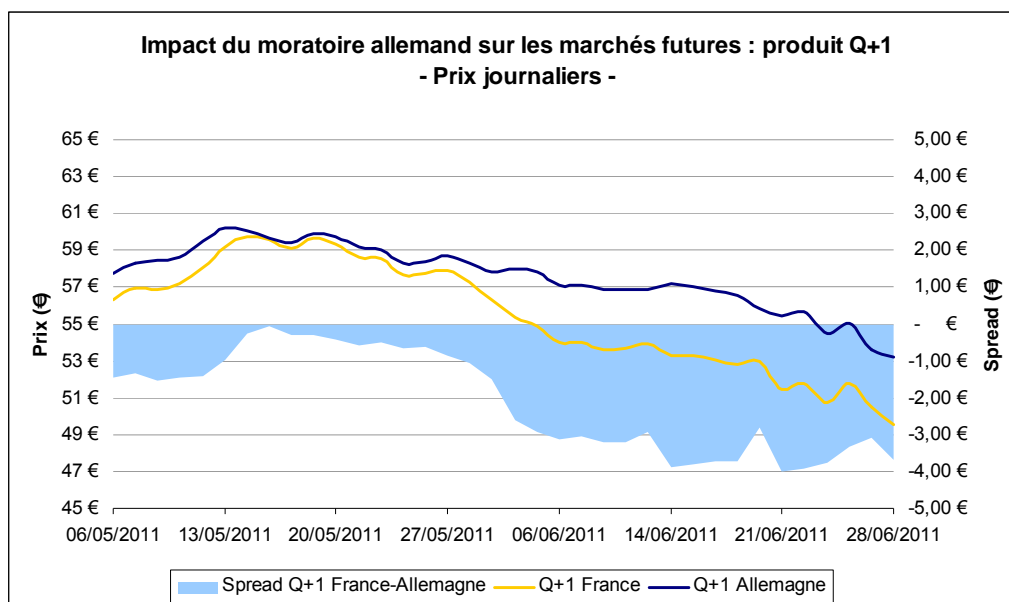
Entre T1 2011 et T2 2011, le prix moyen du produit trimestriel français Q+1 base a augmenté de 13%, le prix du produit Q+2 base a augmenté de 41%, et le prix du produit Q+3 base a augmenté de 12%. En Allemagne sur la même période, le prix du Q+1 base a augmenté de 16%, le prix du Q+2 base a augmenté de 29%, et le prix du Q+3 base a augmenté de 14%. L'écart des évolutions observées entre les deux pays sur le produit Q+2 peut être attribué aux effets du moratoire allemand (voir paragraphe en fin de partie) et au fait que la consommation française est davantage thermosensible que la consommation allemande.

Produits mensuels :

Les prix moyens des produits mensuels français M+1 à M+3 ont eu des évolutions très différentes : les cours des contrats ont respectivement varié de +4%, -1% et +14% entre le premier et le second trimestre 2011. Ce phénomène n'a pas été observé en Allemagne, où les prix des produits mensuels ont tous augmenté : 8% sur la maturité M+1, 10% pour la maturité M+2, et +16% pour le contrat M+3. Cette évolution des prix allemands peut être attribuée au moratoire décrété sur le nucléaire allemand (voir paragraphe en fin de partie), qui compense l'effet de saisonnalité traditionnellement observé (prix moins élevés pour les contrats à livraison en été).

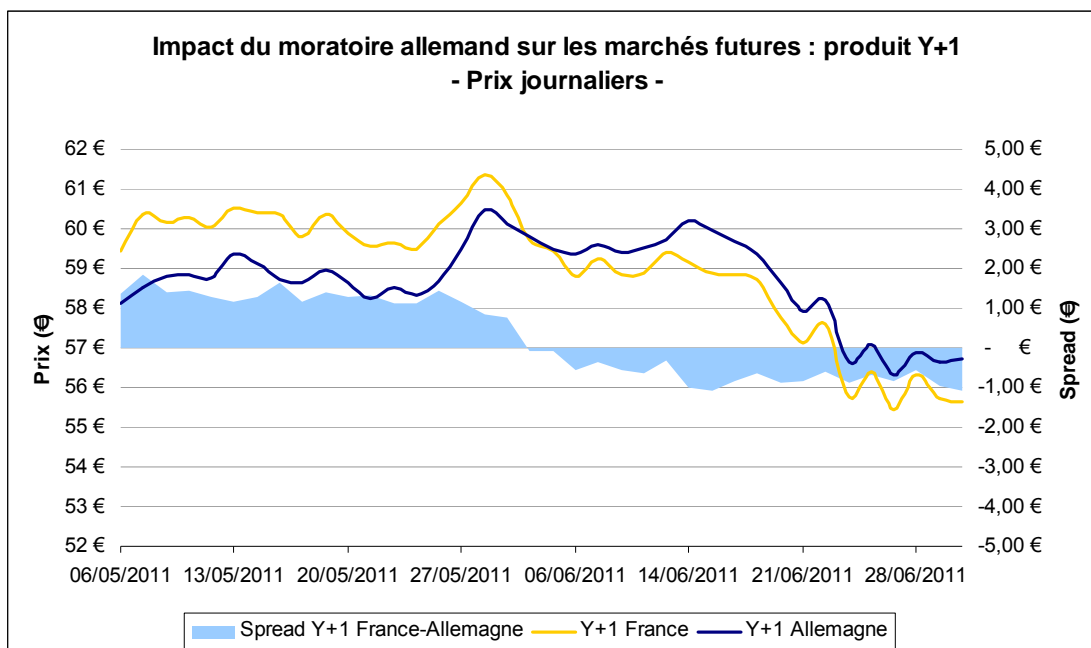
Evolution des prix futures autour du 21/05/2011

Après l'inversion du spread observée après la mi-mars 2011 sur les produits à termes trimestriels Q+1 en France et en Allemagne, la confirmation du moratoire le 21 mai 2011 a été suivie d'une augmentation de ce même spread. Ainsi en Juin 2011, le spread France-Allemagne évolue dans un intervalle de -3 à -4€/MWh, tandis qu'il était d'environ -1€/MWh auparavant.



Sources : EPD France / Allemagne

Concernant les produits calendaires Y+1, les marchés ont assisté à une baisse des cours, ainsi qu'à une brutale et simultanée inversion du spread fin mai 2011, le produit Y+1 France devenant 0,5 à 1€ moins cher que son équivalent allemand.



Sources : EPD France / Allemagne

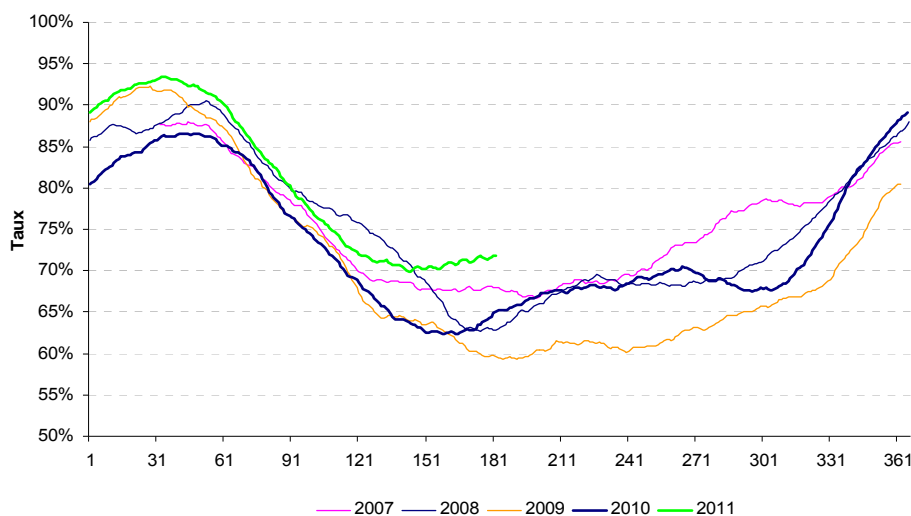
4. Les fondamentaux du marché de l'électricité

En moyenne trimestrielle, les prix à terme pour livraison en 2012 de l'électricité et des combustibles associés ont connu une nette progression entre T1 2011 et T2 2011.

Les prix à terme de l'électricité pour livraison en 2012 ont ainsi poursuivi la hausse entamée sur le trimestre précédent (+8%, avec une moyenne de 59,52 €/MWh au T2 2011). Cette évolution est concomitante avec un mouvement globalement similaire des cours des combustibles fossiles. Sur le trimestre, les prix du gaz et du charbon progressent ainsi respectivement de 6% et 1%, hausse qui peut être reliée à l'augmentation de près de 6% du prix du baril de pétrole brut (en dollars hors effet de change). L'augmentation du prix de l'électricité intervient également dans la continuité des effets du moratoire sur le nucléaire allemand décrété en mars. Le prix du CO₂ a progressé de 8% sur cette même période.

Les prix de l'électricité augmentant plus rapidement que les prix des combustibles fossiles, les marges des installations de production ont arrêté de se dégrader au T2 2011 (+25% pour la filière charbon, et +43% pour la filière gaz en moyenne par rapport à T1 2011), effaçant ainsi les pertes observées au T1 2011. De plus, l'avantage comparatif de la production au charbon relativement à celle au gaz (écart entre les coûts marginaux théoriques des deux filières de production matérialisés par les clean spark spread et clean dark spread) a augmenté de 20% sur la même période (marge de la filière charbon plus importante).

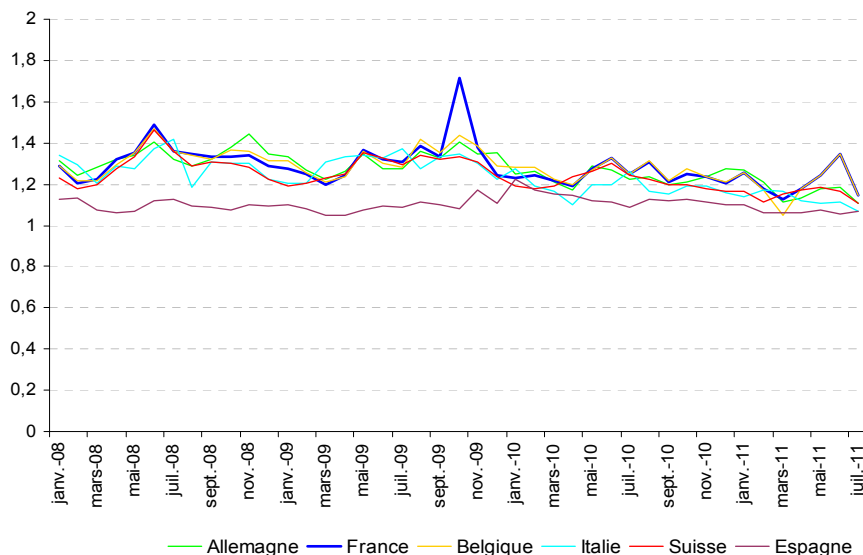
Taux de production du parc nucléaire : - moyenne mobile sur 30 jours-



Source : RTE – Analyse : CRE

En termes de production d'électricité, le taux de production nucléaire moyen pour le parc français ressort en forte hausse en T2 2011 relativement au taux enregistré en T2 2010 l'année précédente (73% contre 67%). L'amélioration ainsi constatée provient de la poursuite de l'augmentation du taux de disponibilité du parc nucléaire.

Ratio Pointe/Base – prix spots moyens

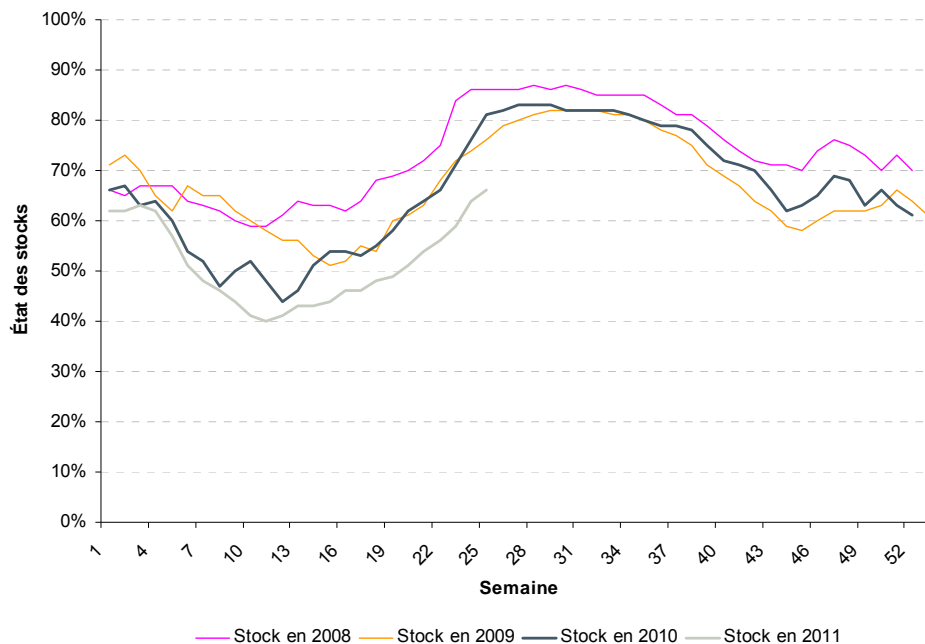


Source : EPEX Spot, IPEX, Belpex, Omel

Contrairement au trimestre précédent, le ratio base/pointe est en hausse (+6% en T2 2011 par rapport au T1 2011), ce qui traduit la divergence observée entre prix base et pointe. Cet écart s'interprète comme une diminution du prix spot base plus rapide que la diminution du prix spot pointe sur la période (-7% pour la base, -2% seulement pour la pointe). Cette observation semble être plus

spécifique à la France qu'aux autres pays interconnectés (en particulier l'Allemagne, où prix spot base et pointe n'ont augmenté que légèrement et dans des proportions similaires)

Stocks hydrauliques

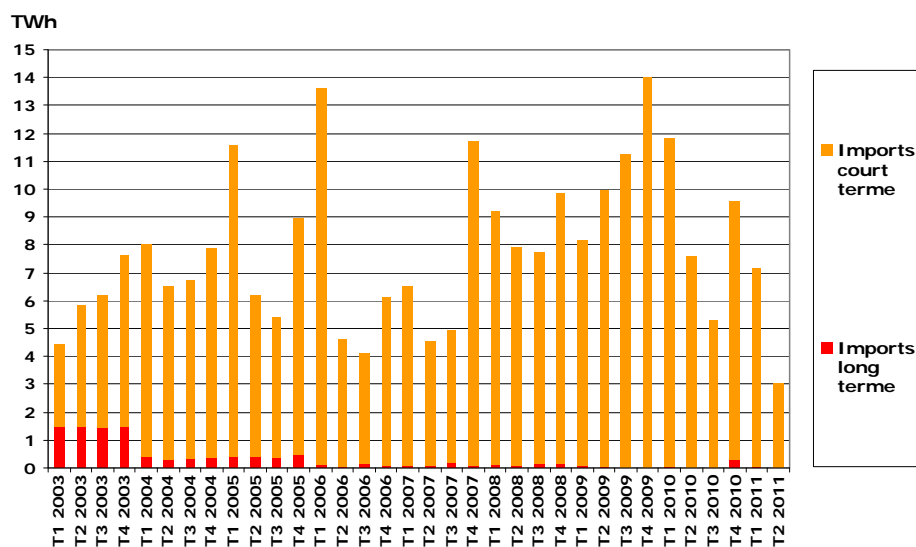


Source : RTE – Analyse : CRE

5. Volumes d'imports/exports

Les importations ont à nouveau diminué en T2 2011. Cette diminution est de 58% par rapport au T1 2011, et de 60% par rapport au même trimestre l'année dernière. On peut voir dans ce constat le prolongement des effets du moratoire allemand sur le nucléaire, qui a provoqué une baisse des exportations de l'Allemagne vers la France.

Somme des importations par trimestre

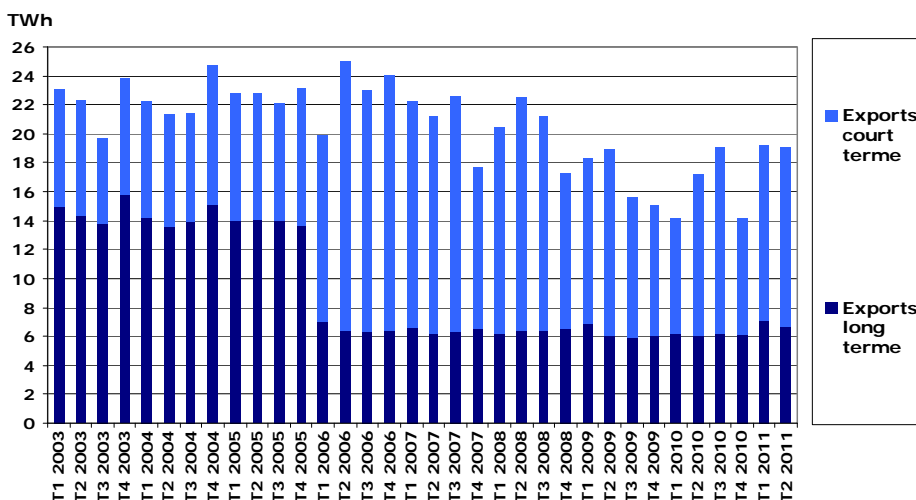


Source : RTE – Analyse : CRE

Les exportations se sont maintenues en volume en T2 2011 par rapport au T1 2011. Les volumes exportés au 2ème trimestre 2011 affichent ainsi un niveau supérieur à celui observé l'année précédente (+11%). Cette augmentation semble elle aussi due en partie au moratoire allemand sur le nucléaire.

Le solde net exportateur se situe à 16,2 TWh, en augmentation de 35% par rapport au T1 2011 (solde net exportateur de 12 TWh).

Somme des exportations par trimestre



Source : RTE – Analyse : CRE

6. Concentration du marché français de l'électricité

Au cours du 2ème trimestre 2011, sur les 148 responsables d'équilibre présents sur le marché, seuls 29 étaient actifs dans le domaine de la production d'électricité en France. 44 d'entre eux détenaient des capacités issues des enchères VPP, tandis que 35 effectuaient des ventes à des consommateurs. 71 responsables d'équilibre étaient par ailleurs actifs à l'import ou à l'export, et 81 avaient notifié des échanges de blocs dont 71 d'entre eux suite à des transactions effectuées sur la bourse.

A. Concentration des différents segments du marché de gros français

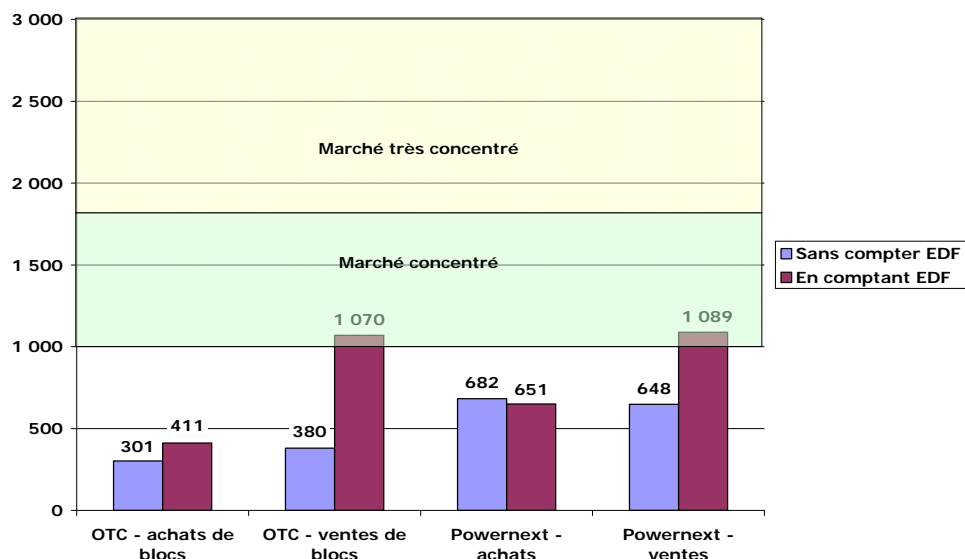
Le graphique suivant donne l'indice de Herfindahl-Hirschman (HHI)¹³ pour les différents segments du marché de gros français. L'indice est calculé sur les livraisons nominées auprès de RTE, et non sur les transactions conclues sur le marché pendant la période.

Au 2ème trimestre 2011, les achats sur les marchés OTC et sur Powernext sont restés des segments de marché peu concentrés avec ou sans le groupe EDF. En revanche, les ventes sur les marchés OTC et sur Powernext passent de la zone de faible concentration à la zone de concentration moyenne selon que l'on inclut le groupe EDF ou non.

¹³ 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 1 000, et très concentré s'il est supérieur à 1 800.

Étant données les spécificités des marchés de l'électricité, 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 liées de façon aussi directe que sur la plupart des marchés.

**Indice de concentration HHI
- livraisons sur le marché de gros -
- Deuxième trimestre 2011 -**



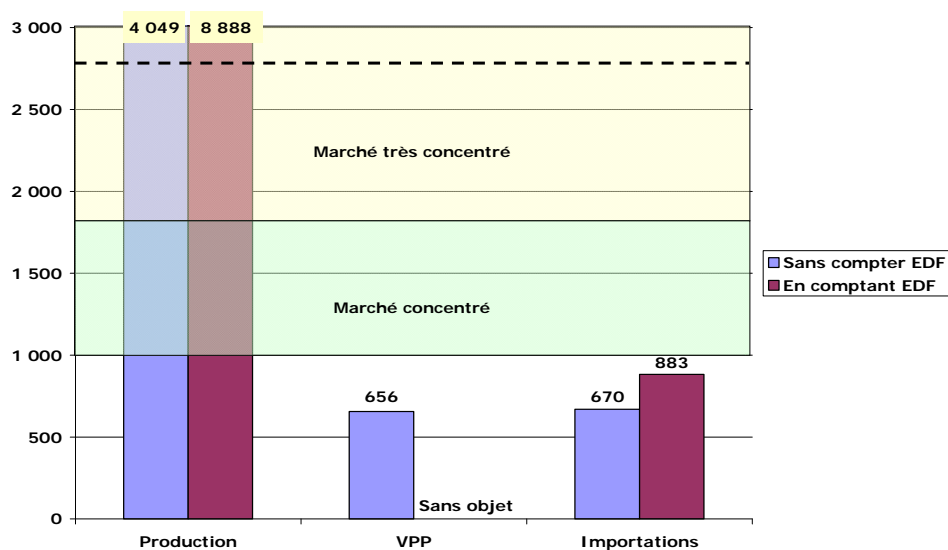
Source : RTE – Analyse : CRE

B. Concentration des différents segments en amont et en aval du marché de gros français

Les graphiques suivants montrent la concentration des marchés amont (injections) et aval (soutirages).

Parmi les injections, la production est particulièrement concentrée, que le groupe EDF soit pris en compte ou non. Ceci reflète le faible nombre de grands producteurs français. Les autres segments (VPP, importations) apparaissent comme des segments de marché peu concentrés, que le groupe EDF soit pris en compte ou non.

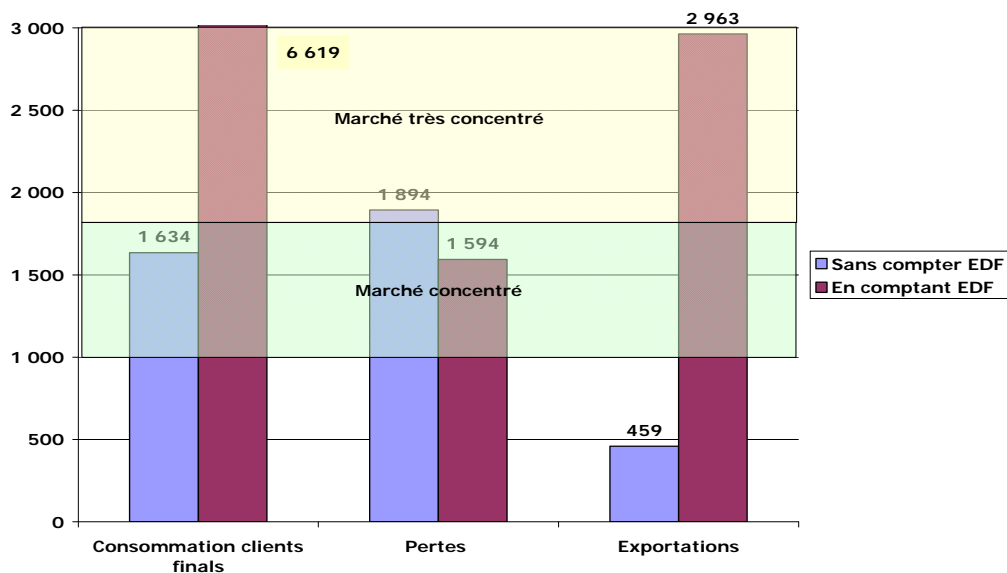
**Indice de concentration HHI – injections
- Deuxième trimestre 2011 -**



Source : RTE – Analyse : CRE

La vente aux clients finals et les exportations sont quant à elles particulièrement concentrées lorsque le groupe EDF est pris en compte, mais apparaissent comme des segments de marché beaucoup moins concentrés lorsque le groupe EDF n'est pas pris en compte. Le marché des pertes se situe dans la fourchette haute de la zone de moyenne concentration si le groupe EDF n'est pas pris en compte, et dans la fourchette basse de la zone de forte concentration si le groupe EDF est pris en compte.

Indice de concentration HHI – soutirages - Deuxième trimestre 2011 -



Source : RTE – Analyse : CRE

Le marché du gaz

Le marché de détail du gaz

1. Introduction

L'ouverture du marché français du gaz¹⁴ a connu plusieurs étapes :

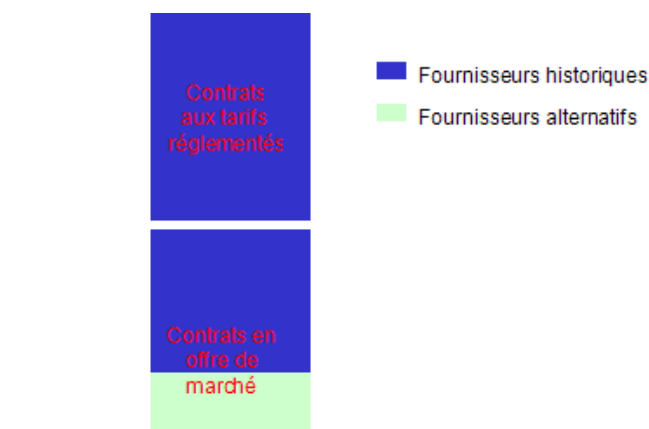
- à partir d'août 2000, éligibilité de tous les sites ayant une consommation annuelle de gaz supérieure à 237 GWh et de tous les producteurs d'électricité ou producteurs simultanés d'électricité et de chaleur quel que soit leur niveau de consommation annuelle,
- à partir d'août 2003, éligibilité de tous les sites ayant une consommation annuelle de gaz supérieure à 83 GWh,
- à partir de juillet 2004, éligibilité de toutes les entreprises et collectivités locales,
- à partir de juillet 2007, éligibilité de tous les consommateurs, y compris les résidentiels.

L'ensemble du marché représente, au 30 juin 2011, 11,4 millions de sites et une consommation annuelle d'environ 518 TWh¹⁵.

Les clients peuvent disposer de deux types de contrats :

- les contrats aux tarifs réglementés (proposés uniquement par des fournisseurs historiques)
- les contrats en offre de marché (proposés par les fournisseurs historiques et par les fournisseurs alternatifs).

Répartition des contrats de gaz - schéma illustratif -



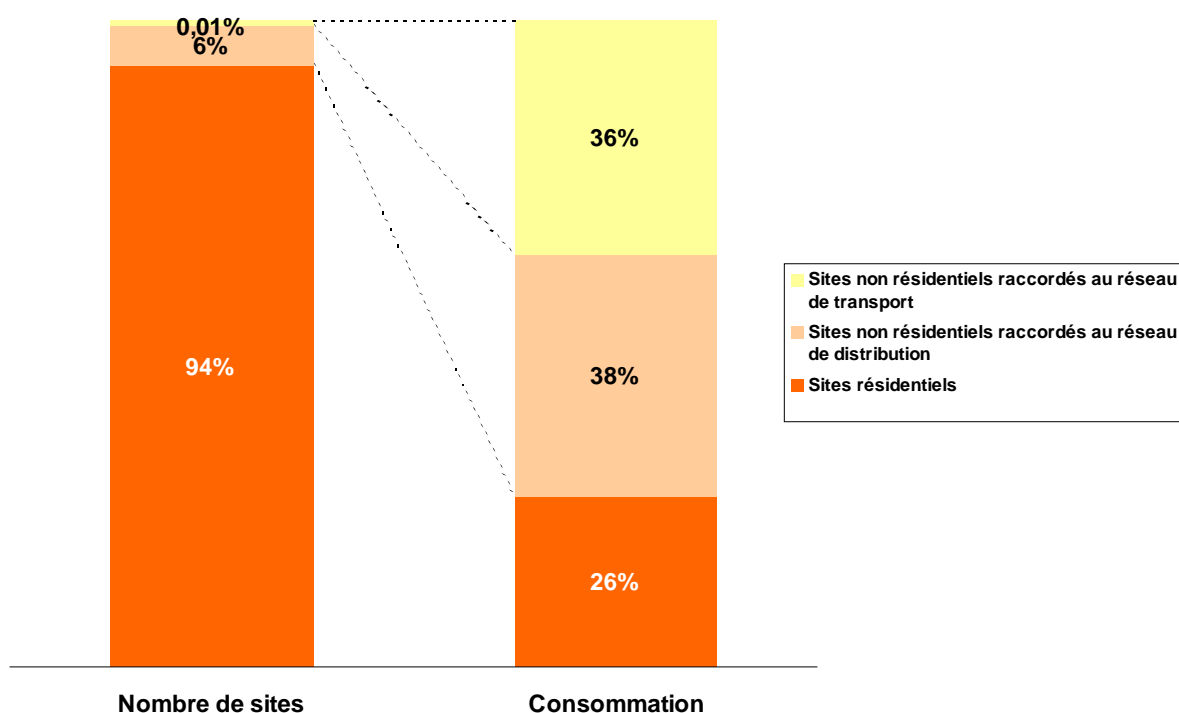
Les principales sources d'information de l'observatoire sont les gestionnaires de réseaux de transport (GRTgaz et TIGF), les 4 principaux gestionnaires de réseaux de distribution (GrDF, Régaz, Réseau GDS et Gaz Électricité de Grenoble) et les principaux fournisseurs historiques (GDF Suez, Tégaz, Énerest et Gaz de Bordeaux).

¹⁴ Gaz naturel, hors grisous, gaz industriels et réseaux de GPL.

¹⁵ Dans la suite du document, le périmètre d'étude est limité aux clients raccordés aux principaux réseaux (distribution et transport) qui représentent 515 TWh de consommation annualisée.

2. Les segments de clientèle et leur poids respectif

Typologie des sites



Sources : GRT, GRD – Analyse : CRE

Le marché se divise en trois segments :

- **Sites non résidentiels transport** : grands sites industriels raccordés au réseau de transport.
- **Sites non résidentiels distribution** : marché de masse des sites non résidentiels et grands sites industriels raccordés au réseau de distribution.
- **Sites résidentiels** : sites de consommation des clients particuliers.

3. Etat des lieux au 30 juin 2011

A. Tableaux de synthèse du trimestre écoulé

Synthèse en nombre de sites

	Résidentiels		Non résidentiels	
Situation (en nombre de sites)	Au 30 juin 2011	Au 31 mars 2011	Au 30 juin 2011	Au 31 mars 2011
Nombre total de sites, dont :	10 654 000	10 703 000	677 000	680 000
→ Sites en offre de marché dont :	1 370 000	1 326 000	277 000	274 000
• fournisseurs historiques	485 000	483 000	146 000	145 000
• fournisseurs alternatifs	885 000	843 000	131 000	129 000
→ Sites au tarif réglementé	9 284 000	9 377 000	400 000	406 000
Parts de marché des fournisseurs alternatifs	8,3 %	7,9 %	19,4 %	19,0 %

Sources : GRT, GRD, Fournisseurs historiques – Analyse : CRE

Synthèse en consommation annualisée

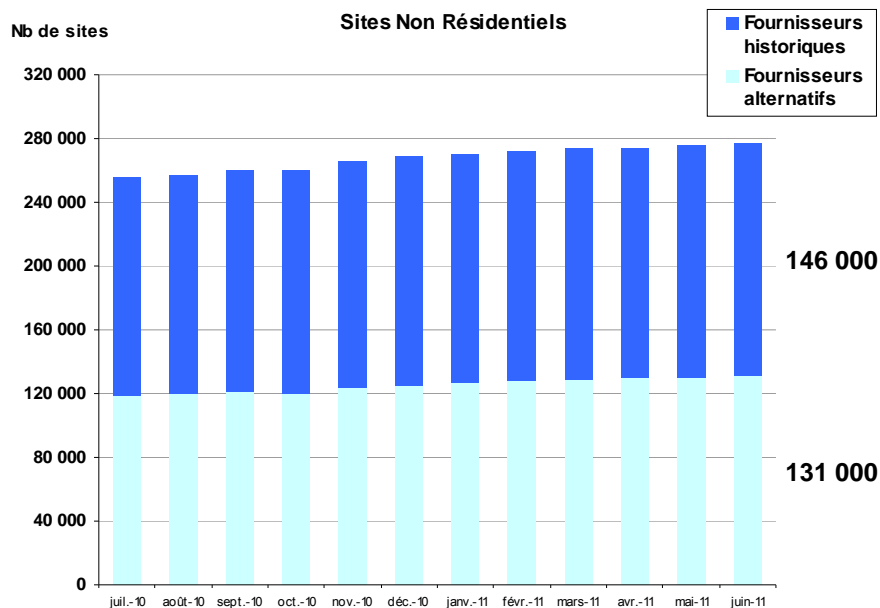
	Résidentiels		Non résidentiels	
Situation (en consommation annualisée)	Au 30 juin 2011	Au 31 mars 2011	Au 30 juin 2011	Au 31 mars 2011
Consommation totale des sites	134,9 TWh	136,4 TWh	380 TWh	377 TWh
→ Consommation fournie en offre de marché dont :	17,6 TWh	17,2 TWh	276 TWh	271 TWh
• fournisseurs historiques	7,1 TWh	7,3 TWh	154 TWh	153 TWh
• fournisseurs alternatifs	10,5 TWh	9,9 TWh	122 TWh	118 TWh
→ Consommation fournie aux tarifs réglementés	117,3 TWh	119,2 TWh	104 TWh	106 TWh
Parts de marché des fournisseurs alternatifs	7,8 %	7,3 %	32,1 %	31,3 %

Sources : GRT, GRD, Fournisseurs historiques – Analyse : CRE

Note technique : Les données en nombre de sites et consommation annualisée sont arrondies, en revanche les parts de marché des fournisseurs alternatifs sont calculées à partir des données réelles.

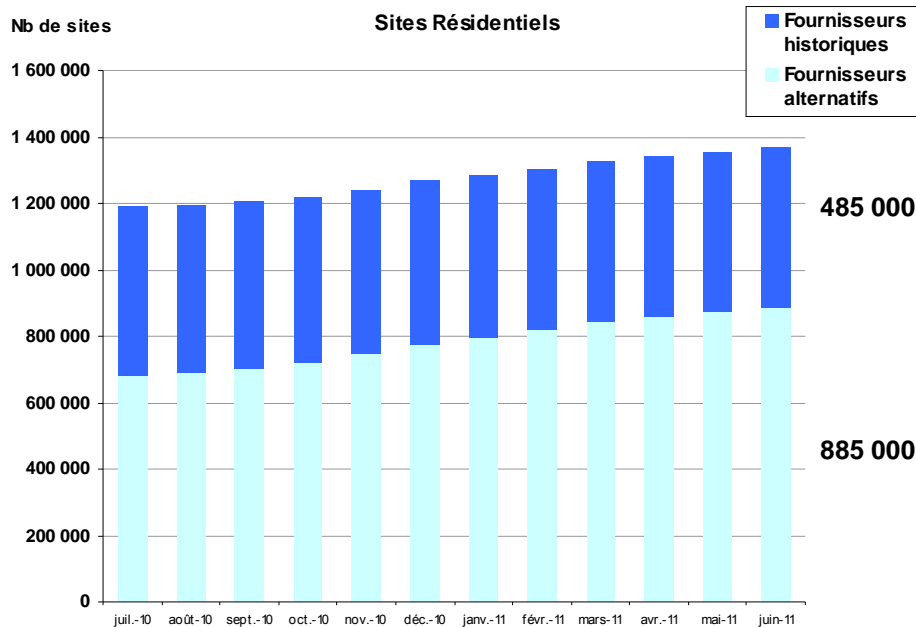
B. Evolution du nombre de sites en offre de marché

Nombre de sites en offre de marché



Sources : GRT, GRD, Fournisseurs historiques – Analyse : CRE

Nombre de sites en offre de marché

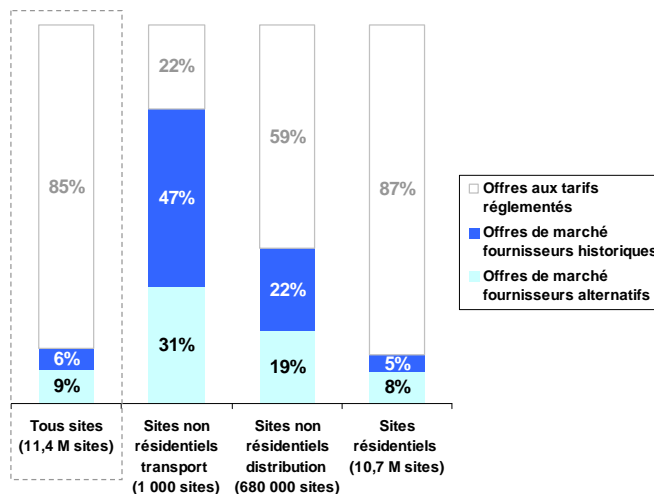


Sources : GRT, GRD, Fournisseurs historiques – Analyse : CRE

Au 30 juin 2011, 1 647 000 sites ont choisi une offre de marché, dont 1 016 000 auprès d'un fournisseur alternatif.

C. Parts de marché en nombre de sites au 30 juin 2011

Répartition des sites par type d'offre au 30 juin 2011

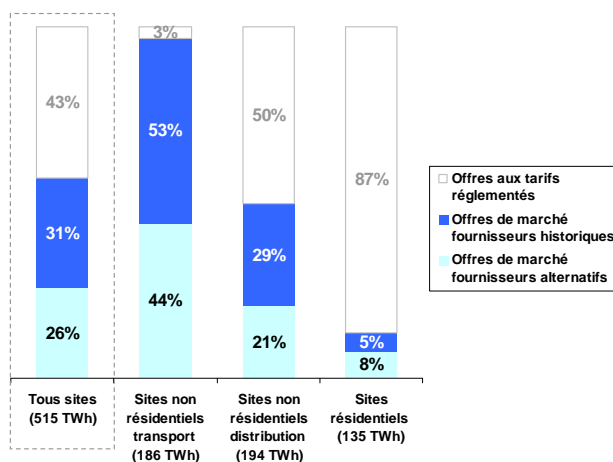


Sources : GRT, GRD, Fournisseurs historiques – Analyse : CRE

Au 30 juin 2011, environ 15% des sites sont en offre de marché, dont 9% auprès d'un fournisseur alternatif.

D. Parts de marché en consommation annualisée au 30 juin 2011

Répartition des consommations annualisées par type d'offre au 30 juin 2011



Sources : GRT, GRD, Fournisseurs historiques – Analyse : CRE

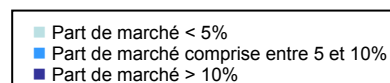
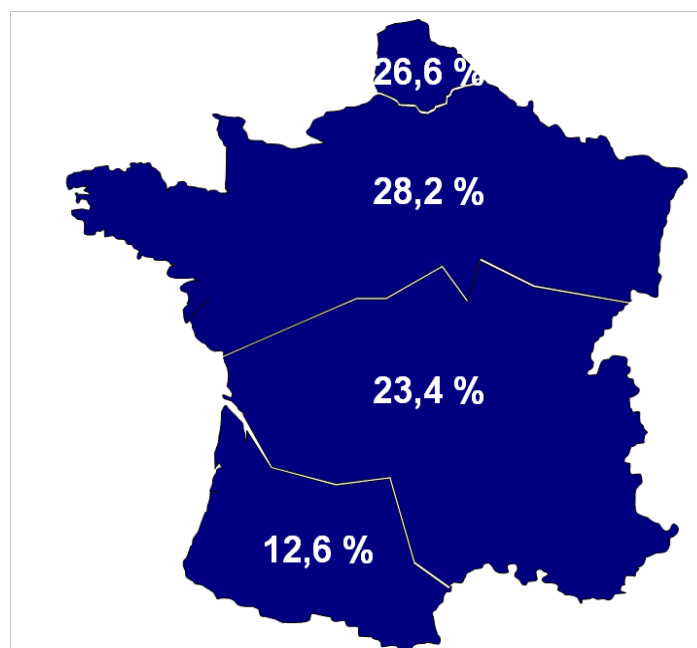
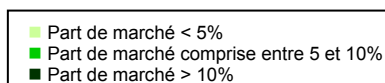
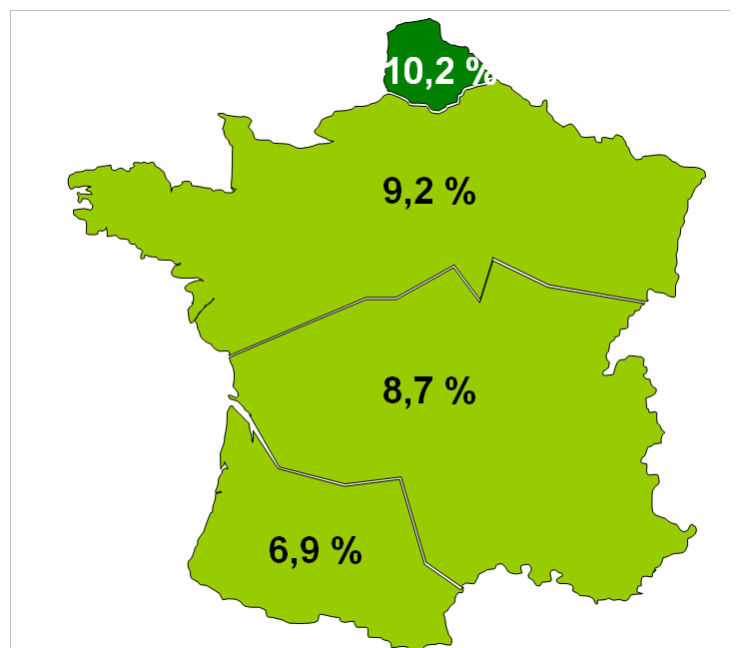
Au 30 juin 2011, environ 57% de la consommation est fournie par des offres de marché, dont 26% auprès d'un fournisseur alternatif.

E. Analyse par zone géographique

Parts de marché des fournisseurs alternatifs par zone d'équilibrage¹⁶ au 30 juin 2011

– en nombre de sites –

– en consommation annualisée –



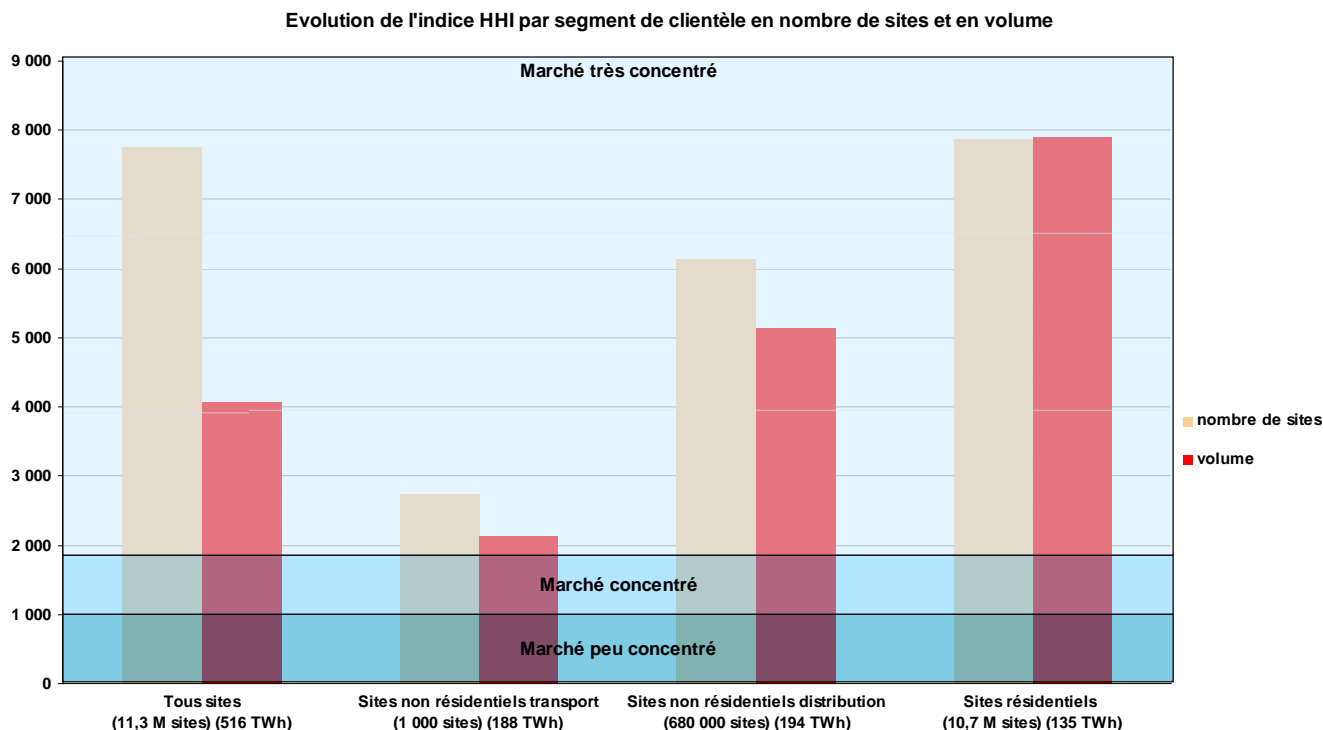
Sources : GRT, GRD – Analyse : CRE

Exemple de lecture : Au 30 juin 2011, dans la zone Nord-gaz B, 10,2% des sites et 26,6% de la consommation sont approvisionnés par un fournisseur alternatif.

¹⁶ Voir glossaire en fin de document pour la définition des zones d'équilibrage.

F. Indice HHI par segment de marché

Le graphique suivant donne l'indice de Herfindahl-Hirschman (HHI)¹⁷ 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.







Source : Analyses CRE

¹⁷ 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 1 000, et très concentré s'il est supérieur à 1 800.

Étant données 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 du gaz, concentration et concurrence ne sont pas liées de façon aussi directe que sur la plupart des marchés.

G. Fournisseurs de gaz naturel actifs au 30 juin 2011

Liste des fournisseurs nationaux déclarés auprès de la CRE¹⁸
et actifs¹⁹ au 30 juin 2011









Fournisseur, Marque(s) commerciale(s)		Sites non résidentiels transport	Sites non résidentiels distribution	Sites résidentiels
Fournisseurs alternatifs²⁰ de gaz naturel				
Altergaz		•	•	•
Antargaz			•	•
Direct Énergie			•	•
E.ON Energie		•	•	
EDF		•	•	•
Endesa Energia		•	•	
ENI S.p.A succursale France		•	•	
		•	•	
Enovos		•	•	
Gas Natural		•	•	
Gaz de Paris			•	
Gazprom Marketing & Trading Ltd		•		

¹⁸ Nom et marque(s) commerciale(s) des fournisseurs actualisés au 26 août 2011 à partir du moteur de recherche des fournisseurs par code postal.

¹⁹ Un fournisseur est dit actif sur un segment donné s'il remplit l'une de ces conditions :

- il a au moins un site en contrat unique ;
 - il est responsable d'équilibre d'au moins un site en CARD/CART ;
- il est responsable d'équilibre et a livré une partie de la consommation d'un site au cours du trimestre précédent.

²⁰ Voir le glossaire pour la définition d'un fournisseur alternatif et d'un fournisseur historique.

Iberdrola		•		
Poweo		•	•	•
VNG – Verbundnetz Gas AG		•	•	
Wingas GmbH & Co. KG		•	•	
Fournisseurs historiques²¹ de gaz naturel				
Enerest			•	•
GDF Suez	 	•	•	•
Tégaz		•	•	

Sources : GRT, GRD, énergie-info, CRE – Analyse : CRE

La table recense les fournisseurs qui, au dernier du trimestre de l'observatoire et pour chaque segment de clientèle :

- sont inscrits dans le moteur de recherche des fournisseurs par code postal, en ligne sur le site www.energie-info.fr²² ;
- sont nationaux, c'est-à-dire qu'ils ont déclaré proposer des offres dans au moins 90 % des communes Françaises raccordées au réseau de gaz naturel²³ ;
- sont actifs, c'est-à-dire qu'ils sont expéditeurs et fournissent au moins un client du segment considéré.

Les fournisseurs qui n'ont pas souhaité s'inscrire sur le moteur de recherche des fournisseurs par code postal ou qui n'ont pas déclaré desservir plus de 90% des communes ne sont pas cités.

Au 30 juin 2011, environ 30 fournisseurs non nationaux sont actifs sur le territoire dont 22 fournisseurs historiques (entreprises locales de distribution²⁴) et 8 fournisseurs alternatifs. Ces fournisseurs présents localement ou régionalement sur le territoire proposent des offres à un ou plusieurs segments de clientèle

²¹ Voir le glossaire pour la définition d'un fournisseur alternatif et d'un fournisseur historique.

²² Mis en ligne en septembre 2008, le moteur de recherche est construit à partir des renseignements donnés volontairement par les fournisseurs. Le site internet energie-info.fr est développé par la CRE et le médiateur national de l'énergie, en collaboration avec la DGCCRF et la DGEC.

²³ Lors de l'inscription d'un fournisseur dans le moteur de recherche, le fournisseur doit indiquer pour chaque segment de clientèle les communes pour lesquelles il propose ses offres.

Cette condition de déploiement géographique n'est pas appliquée pour les fournisseurs de sites non résidentiels transport.

²⁴ Voir le glossaire pour la définition d'une entreprise locale de distribution.

4. Analyse en dynamique : Deuxième trimestre 2011

A. Tableau de synthèse du trimestre écoulé

Les ventes brutes mensuelles d'un fournisseur correspondent au nombre de sites ayant conclu un contrat au cours du mois considéré à l'occasion d'une mise en service ou d'un changement de fournisseur. Les ventes brutes, en offre de marché ou au tarif réglementé, mesurent l'efficacité commerciale du fournisseur en termes d'acquisition de nouveaux sites.

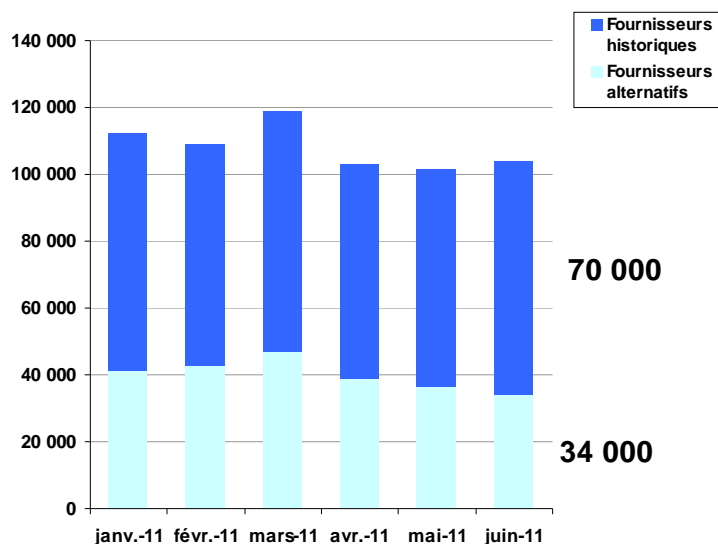
	Résidentiels		Non résidentiels	
AU COURS DU TRIMESTRE (en nombre de sites)	T2 2011	T1 2011	T2 2011	T1 2011
Ventes brutes totales, dont :	289 000	315 000	20 000	24 000
• fournisseurs historiques	187 000	194 000	12 000	15 000
• fournisseurs alternatifs	102 000	121 000	8 000	9 000
Parts de marché des fournisseurs alternatifs sur les ventes brutes du segment	35,3 %	38,4 %	40,0 %	37,5 %

Sources : GRT, GRD – Analyse : CRE

Note technique : Les données de ventes brutes sont arrondies, en revanche les parts de marché des fournisseurs alternatifs sont calculées à partir des données réelles.

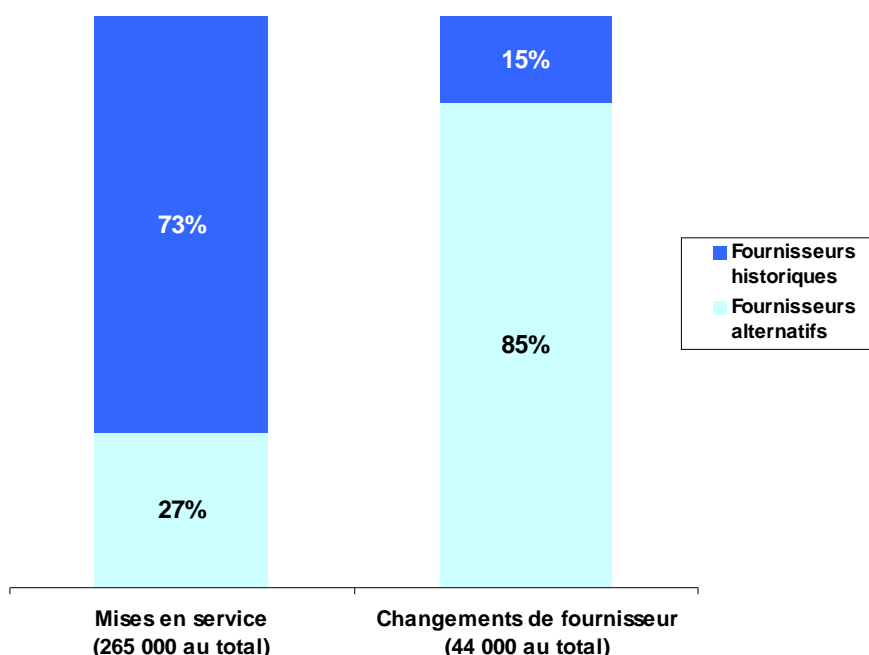
B. Ventes brutes des trimestres écoulés

Ventes brutes totales mensuelles



Sources : GRT, GRD – Analyse : CRE

Répartition des ventes brutes par type de fournisseur au cours du deuxième trimestre 2011



Sources : GRT, GRD – Analyse : CRE

Exemple de lecture : Au cours du deuxième trimestre 2011, les fournisseurs alternatifs ont réalisé 27% des 265 000 mises en service effectuées.

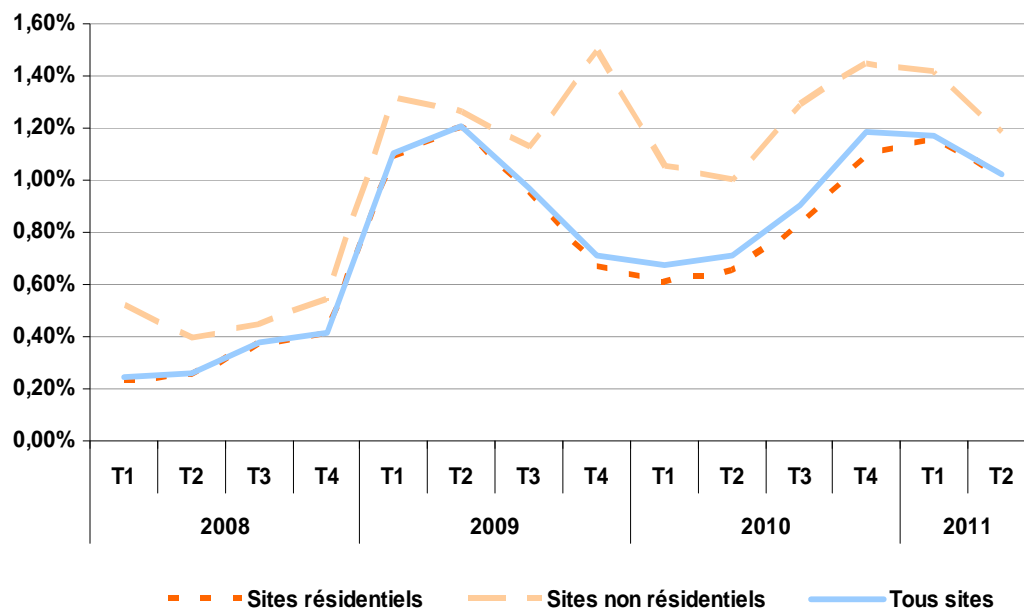
C. Taux de changement de fournisseurs (taux de switch)

D'après la définition de 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.

La méthode de calcul du taux de switch établie par l'ERGEG est la suivante :

- Somme sur une période (typiquement un trimestre)
 - Des changements de fournisseur chez tous les fournisseurs
 - Des mises en service de nouveaux sites
 - chez les fournisseurs alternatifs
 - chez les fournisseurs historiques en dehors de leur zone historique de desserte
- Divisée par le nombre de sites à la fin de la période

Évolution du taux de *switch* par segment de clientèle entre le 1^{er} trimestre 2008 et le 2^{ème} trimestre 2011

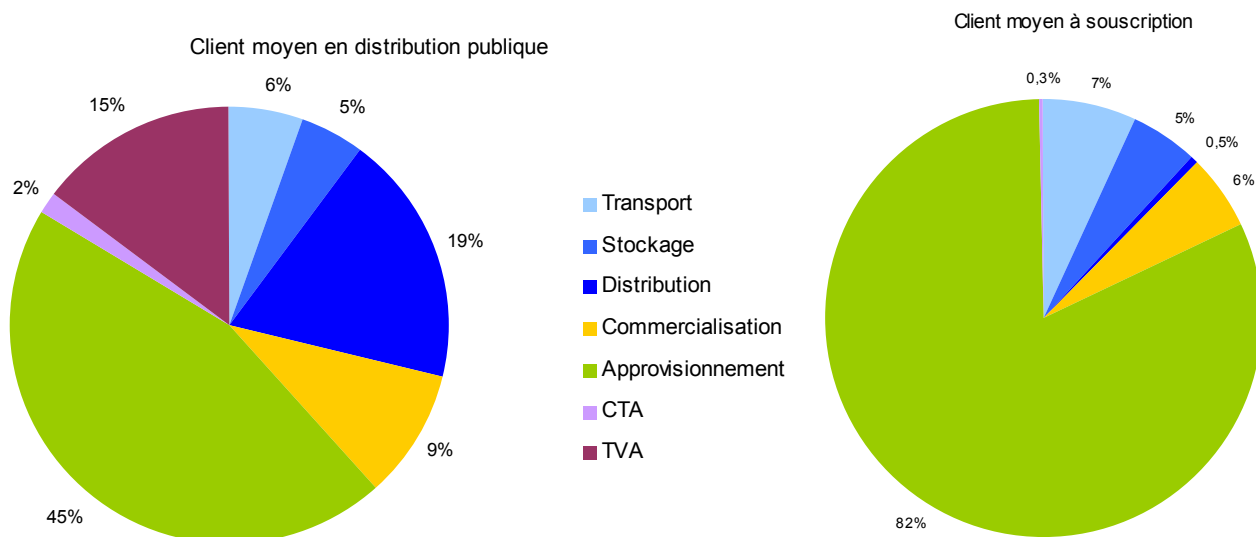


Exemple de lecture : au cours du deuxième trimestre 2011, 1,01% des clients résidentiels ont soit :

- changé de fournisseur
- effectué une mise en service par un fournisseur alternatif
- effectué une mise en service par un fournisseur historique en dehors de sa zone de desserte.

5. Prix de vente du gaz naturel sur le marché de détail

A. Postes de coûts couverts par la facture au tarif réglementé de vente de GDF Suez au 30 juin 2011



Transport, stockage et distribution : part du tarif réglementé de vente couvrant les coûts de transport, stockage et distribution du gaz naturel. Les coûts de transport et de distribution sont déterminés par application du tarif d'utilisation des réseaux de gaz.

Commercialisation : part du tarif réglementé de vente couvrant les coûts de commercialisation supportés par GDF Suez

Approvisionnement : part du tarif réglementé de vente couvrant les coûts d'approvisionnement en gaz naturel de GDF Suez

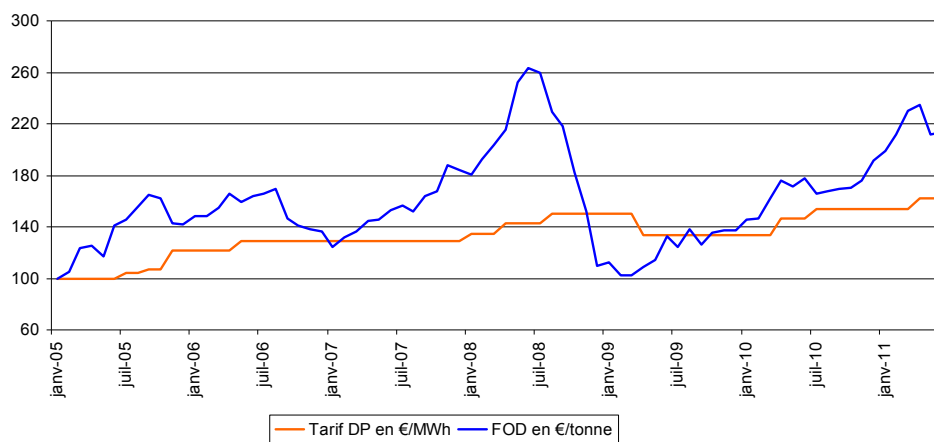
CTA : Contribution Tarifaire d'Acheminement. Elle permet de financer les droits spécifiques relatifs à l'assurance vieillesse des personnels relevant du régime des industries électriques et gazières

B. Evolution des prix de vente du gaz naturel sur le marché de détail

Le graphique ci-dessous présente l'évolution comparée en base 100 des tarifs réglementés de vente de gaz naturel de GDF Suez pour un client B1 consommant 17 MWh/an et du cours du fioul domestique en €/tonne.

On constate qu'entre janvier 2005 et juin 2011, le gaz naturel a augmenté de 60% alors que le fioul a augmenté de 125 %.

Prix du gaz (en €/MWh) et du FOD (en €/tonne) HT
Base 100 en 2005

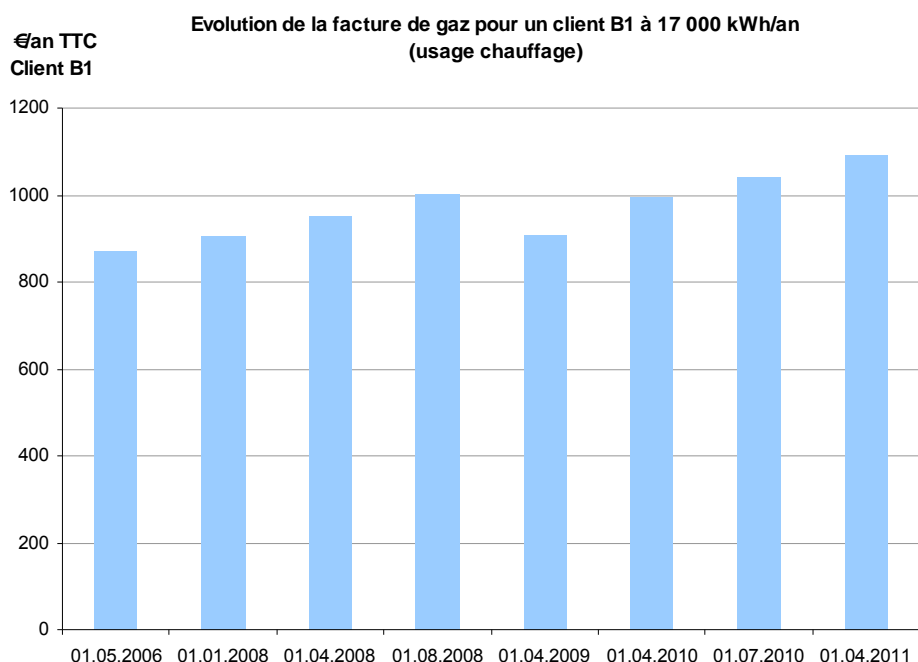
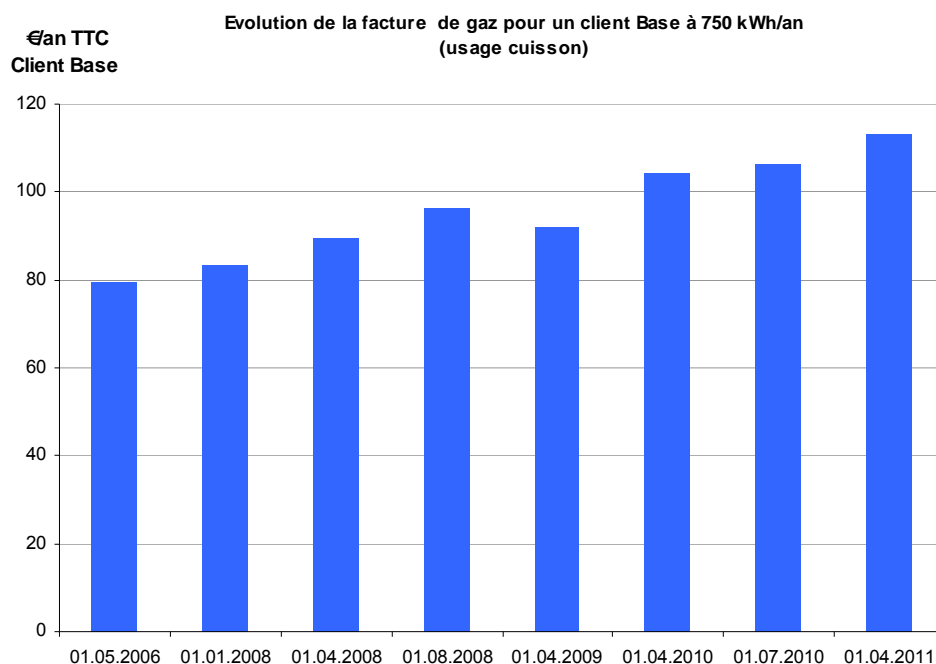


Date	Evolution moyenne des tarifs en distribution publique
juil-05	+ 4,1%
sept-05	+ 2,8%
nov-05	+ 13,7%
mai-06	+ 5,8%
janv-08	+ 4,3%
avr-08	+ 6,3%
août-08	+ 5,3%
avr-09	- 11,3%
avr-10	+ 9,7%
juil-10	+ 5,1%
avr-11	+ 5,2%

C. Evolution de la facture annuelle au tarif réglementé de vente

Les graphiques suivants donnent, à chaque date d'évolution tarifaire, la facture annuelle résultant des tarifs en vigueur pour deux clients type : un client type au tarif Base de GDF Suez avec une consommation annuelle de 750 kWh (usage cuisson), et un client type au tarif B1 (niveau 2) avec une consommation annuelle de 17 000 kWh (usage chauffage).

La facture couvre le tarif réglementé de vente, la CTA et la TVA.

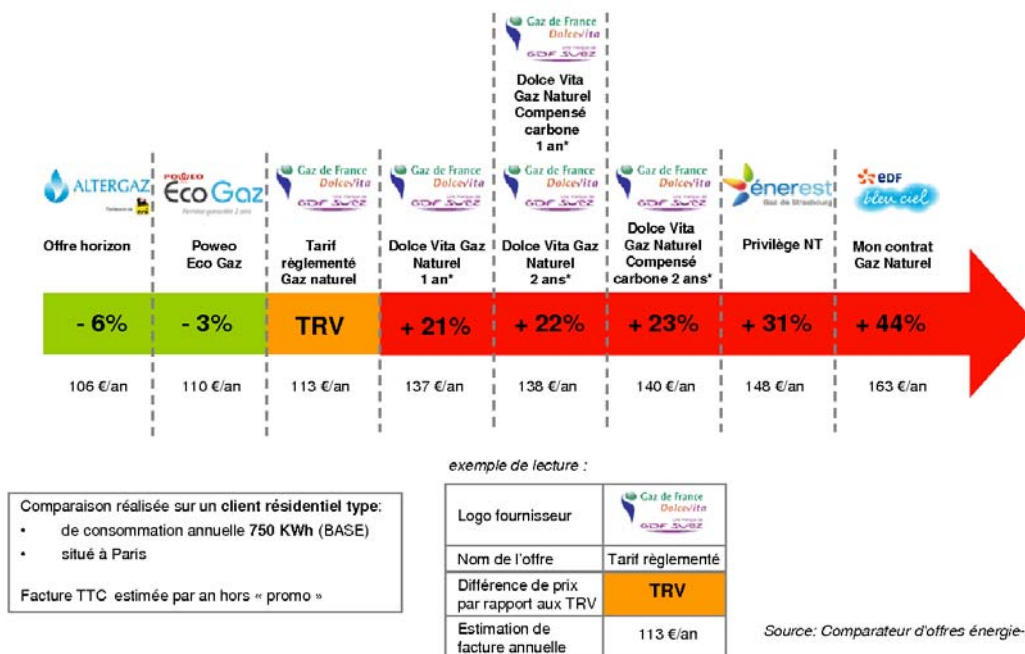


D. Comparaison des offres

Deux offres existent sur le marché :

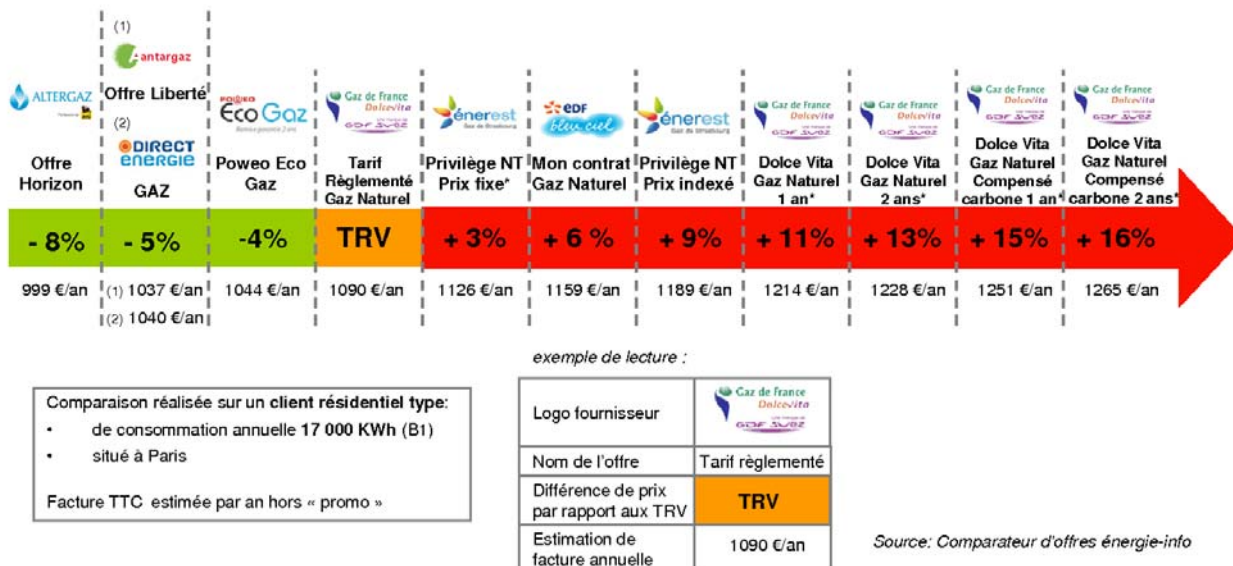
- les tarifs réglementés de vente
- les offres de marché, soit à prix indexé sur les tarifs réglementés de vente, soit à prix fixe indépendant des tarifs réglementés de vente

Comparaison des offres pour un client type Base (cuisson)



* Offres à prix fixes pendant la durée du contrat et révision des prix à date d'échéance.

Comparaison des offres pour un client type B1 (chauffage)



* Offres à prix fixes pendant la durée du contrat et révision des prix à date d'échéance.

Le marché de gros du gaz

1. Les principales dates concernant le marché de gros français

- 2004 : premiers indices publiés concernant les prix PEG Nord.
- Janvier 2005 : lancement du programme de *Gas release* en France portant sur un volume annuel de 16,3 TWh pendant 3 ans.
- Avril 2007 : lancement de la plateforme *Powernext Balancing* GRTGaz destinée à permettre à GRTGaz de couvrir ses besoins d'équilibrage journaliers en faisant appel au marché.
- Novembre 2008 : lancement du marché *Powernext Gas Spot* et *Powernext Gas Futures*.
- Janvier 2009 : fusion des 3 zones d'équilibrage GRTgaz au Nord de la France (Nord-H, Est et Ouest).
- Décembre 2009 : GRTgaz couvre une partie de ses besoins d'équilibrage journalier directement sur la plateforme *Powernext Gas Spot* (abandon de la plateforme *Powernext Balancing* GRTGaz)
- Novembre 2010 : mise en service du terminal méthanier de Fos Cavaou à 100%.
- Décembre 2010 : commercialisation de capacités de transport journalières et mensuelles entre Zeebrugge et le PEG Nord
- Janvier 2011 : GRT gaz et le luxembourgeois CREOS lancent une consultation de marché pour le développement de capacités de transport fermes de la France vers le Luxembourg
- Mai 2011 : Powernext lance un produit *Spread* PEG Sud/ PEG Nord sur sa plateforme *Powernext Gas Spot*
- Juin 2011 : GRT Gaz et Powernext annonce la mise en place du 1^{er} couplage de marchés dans le secteur du gaz naturel en Europe, sur la plateforme *Powernext Gas Spot* dès le 1^{er} juillet

2. La formation des prix du gaz et les marchés du gaz en Europe

A. Structure de l'approvisionnement français

La quasi-totalité de la consommation française de gaz est assurée par des importations. L'équilibre des flux gaziers sur le système français entre l'amont et l'aval est illustré par le diagramme ci-dessous.

Au cours du deuxième trimestre 2011, les importations ont représenté 143 TWh contre 183 TWh par rapport au premier trimestre 2011, soit une baisse de 22%. Les volumes importés ont régressé de 8% en comparaison avec le deuxième trimestre 2010.

La structure des approvisionnements est stable et bien diversifiée. Les principaux fournisseurs restent la Norvège (28%), les Pays-Bas (20%), la Russie (16%) et l'Algérie (12%)²⁵. Des importations depuis d'autres pays, dont le Nigeria, l'Égypte et le Qatar, se font sous forme de GNL.

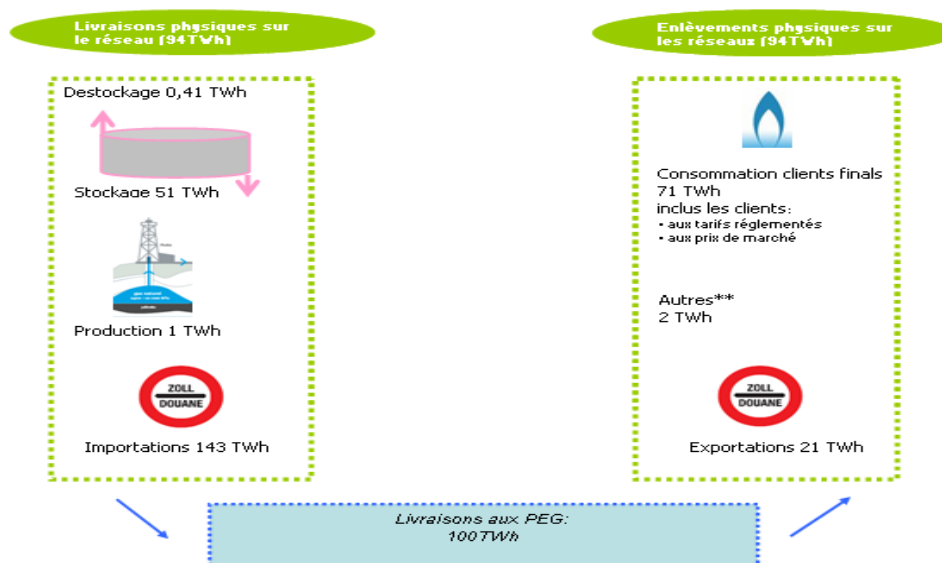
Les importations nettes ont représenté près de 122 TWh couvrant la quasi-totalité des besoins de la consommation contre 73% au trimestre précédent.

Depuis la chute du prix du gaz en 2009, de nombreux pays importateurs ont demandé à leurs fournisseurs d'introduire une variable marché spot à leurs clauses d'indexation des contrats long-terme. Plusieurs exportateurs ont accepté d'introduire cette variable, mais dans une certaine mesure. L'indexation des contrats reste principalement basée sur les prix du pétrole et ses dérivés.

Les approvisionnements en France restent largement dominés par les contrats de long terme conclus entre les principales compagnies européennes et leurs fournisseurs, dont Gazprom (Russie), Sonatrach (Algérie), Statoil (Norvège) ou encore Gas Terra (Pays-Bas).

²⁵ Source : Base de données PEGASE, Direction générale Énergie et climat. Attention, les données ne portent que sur les mois d'avril et de mai faute de disponibilité de celles du mois de juin.

Approvisionnement et débouchés des acteurs du marché français au second trimestre 2011



Sources : GRTgaz, TIGF

*sur base de la consommation prévisionnelle

** Le poste Autres correspond au volume consommé par les GRT et les GRD pour assurer le fonctionnement du réseau (autoconsommation, erreur de comptage, pertes...)

B. Evolution de la consommation en France

La consommation française a baissé de 63% au cours du second trimestre 2011, enregistrant 71 TWh contre 194 TWh au premier trimestre 2011. Elle a diminué de 17% par rapport au second trimestre de l'année dernière (86 TWh) en raison de températures relativement élevées par rapport aux normales de saison.

C. Prix *day-ahead* en France²⁶ et comparaison européenne

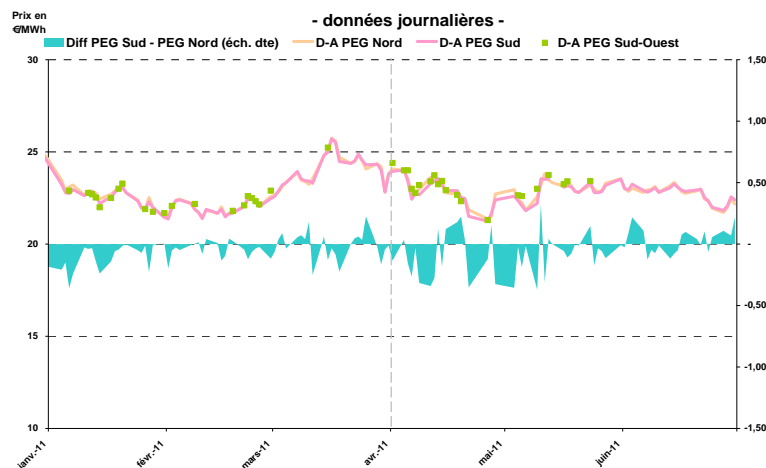
Sur le marché français, les prix *day-ahead* sont restés stables en moyenne au cours du second trimestre 2011 par rapport au précédent et ont affiché un différentiel moyen de 0,07 €/MWh entre ceux du PEG Nord et les prix du PEG Sud. Le *day-ahead* a coté en moyenne 22,87 €/MWh au second trimestre 2011 contre 22,96 €/MWh au trimestre précédent. Les prix étaient en repli au cours du mois d'avril [dans la continuité de ceux du mois de mars] en réaction à des températures supérieures aux normales de saison et à un bon niveau d'approvisionnement en GNL. En fin du mois d'avril et début du mois de mai, les prix se sont à nouveau inscrits à la hausse sous l'influence du marché britannique dans un contexte de faible liquidité. Malgré la baisse des flux en provenance de Mer du Nord et la réduction des capacités d'exploitation [en raison de maintenances] sur plusieurs points d'entrée de gaz [en l'occurrence Montoir de Bretagne, Fos Cavou et Dunkerque], les prix sont restés stables durant les mois de mai et de juin. La tendance d'évolution était baissière en fin de trimestre du fait des niveaux élevés des températures et d'une offre abondante. En comparaison avec le second trimestre 2010, le prix du *day-ahead* a progressé de 38% au PEG Nord [avec 16,59 €/MWh au second trimestre 2010].

Au PEG Sud, le prix moyen du *day-ahead* est passé de 22,91 €/MWh au premier trimestre 2011 à 22,82 €/MWh au second trimestre. Il a enregistré une hausse de 36% à période identique en 2010.

Le PEG Sud Ouest est resté peu liquide particulièrement sur le mois de juin où il n'y a eu aucune cotation. Le prix du *day-ahead* moyen a représenté 23,16 €/MWh contre 22,52 €/MWh par rapport au premier trimestre 2011.

²⁶ Les prix des transactions bilatérales sur l'OTC n'étant pas publics, les prix utilisés dans cette section sont les prix de référence publiés dans la presse spécialisée ou les références de prix déterminées sur les bourses du gaz.

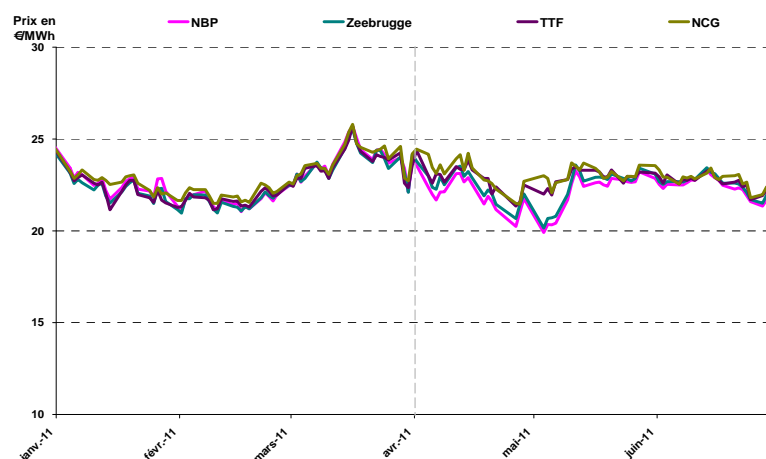
Prix day-ahead sur les marchés de gros français



Source : Powernext

La tendance d'évolution des prix du *day-ahead* sur les marchés européens voisins a été similaire à celle des PEGs durant le second trimestre 2011. La baisse amorcée en mars dernier s'est poursuivie en avril et début mai, de façon plus marquée sur le NBP et Zeebrugge conduisant à trois épisodes de décrochages des prix entre les marchés britannique et belge d'une part, et les ceux des marchés français (PEG Nord), allemand (NCG) et néerlandais (TTF) d'autre part. La régression des prix sur le NBP est due à une forte réduction de la demande [en raison de températures élevées par rapport aux normales de saison] confrontée à une offre abondante et à des niveaux de stockages de plus en plus importants. Les exportations via l'Interconnector ont fortement baissé durant le second trimestre 2011 [par rapport trimestre dernier] et se sont accentués au mois de juin du fait d'un confortable approvisionnement à l'échelle continentale au regard des conditions climatiques et d'un bon taux de remplissage des stockages qui a limité le recours au gaz britannique. Les prix *day-ahead* des places européennes ont coté en moyenne 22,63 €/MWh au second trimestre 2011 contre 22,70 €/MWh au trimestre précédent. Le différentiel moyen de prix entre le PEG Nord et les marchés voisins est passé de 0,25 €/MWh au premier trimestre 2011 à 0,31 €/MWh au cours du second trimestre.

Prix day-ahead sur les principaux marchés de gros européens – données journalières –

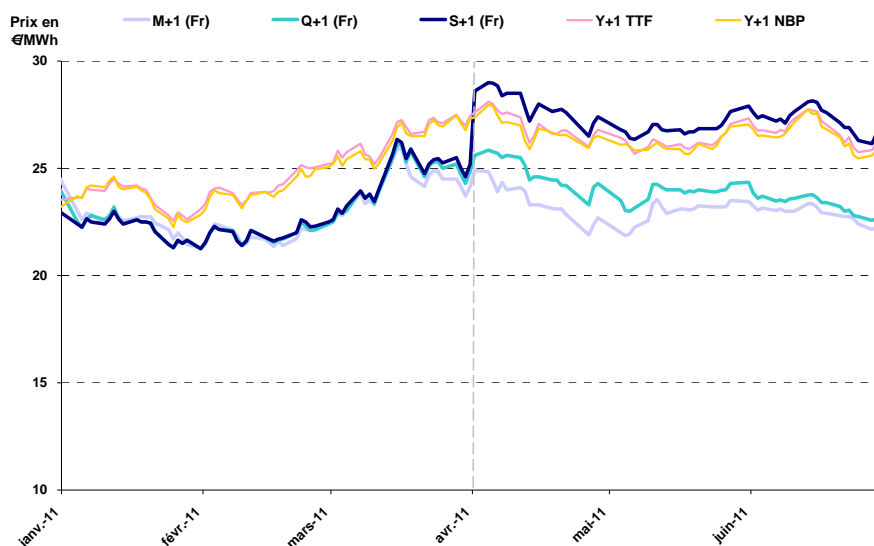


Source : Heren

D. Prix à terme en Europe

Au cours du second trimestre 2011, le niveau des prix à terme s'est accru en moyenne de 8% par rapport au trimestre précédent sur l'ensemble des places de marché. Au PEG Nord, la plus forte progression incombe aux contrats saisonniers affichant 27,35 €/MWh au second trimestre 2011 contre 23,01 €/MWh au trimestre précédent. Ces derniers ont enregistré une cotation record au début du mois d'avril avec 29 €/MWh, affichant ainsi une nette déconnection avec de prix avec les autres produits à terme sur le PEG (Mensuels et trimestriels). Toutefois, un alignement plus marqué [des produits saisonniers sur le PEG Nord] avec les prix des produits annuels du NBP (26,48 €/MWh) et du TTF (26,68 €/MWh) a été constaté. Les prix à terme sur les marchés britannique et néerlandais ont subi l'influence des prix du pétrole et ont ostensiblement augmenté jusqu'à atteindre, en avril, un niveau de prix comparable à celui de juillet 2008. En cause, un contexte d'incertitude géopolitique persistante au Moyen-Orient et en Afrique [notamment au Nigéria et en Libye dont les exportations sont quasiment à l'arrêt]. Par ailleurs, le recul du dollar par rapport à l'euro a favorisé la hausse des matières premières parmi lesquelles le pétrole. Malgré la baisse des prix du pétrole sur le reste du trimestre, les prix à terme du gaz se sont tout de même maintenu en raison des doutes persistants quant à la hausse de la demande japonaise en matière de GNL [afin de compenser les pertes des capacités nucléaires depuis Fukushima] mais aussi du fait de la confirmation de l'Allemagne quant à la fermeture de 17 réacteurs nucléaires à l'horizon 2022 [d'où une potentielle hausse de la demande du gaz sur pour la production de l'électricité en Allemagne dans un contexte de prix élevés du charbon].

Prix à terme sur les marchés européens



Source : Heren

3. Activité sur le marché de gros français

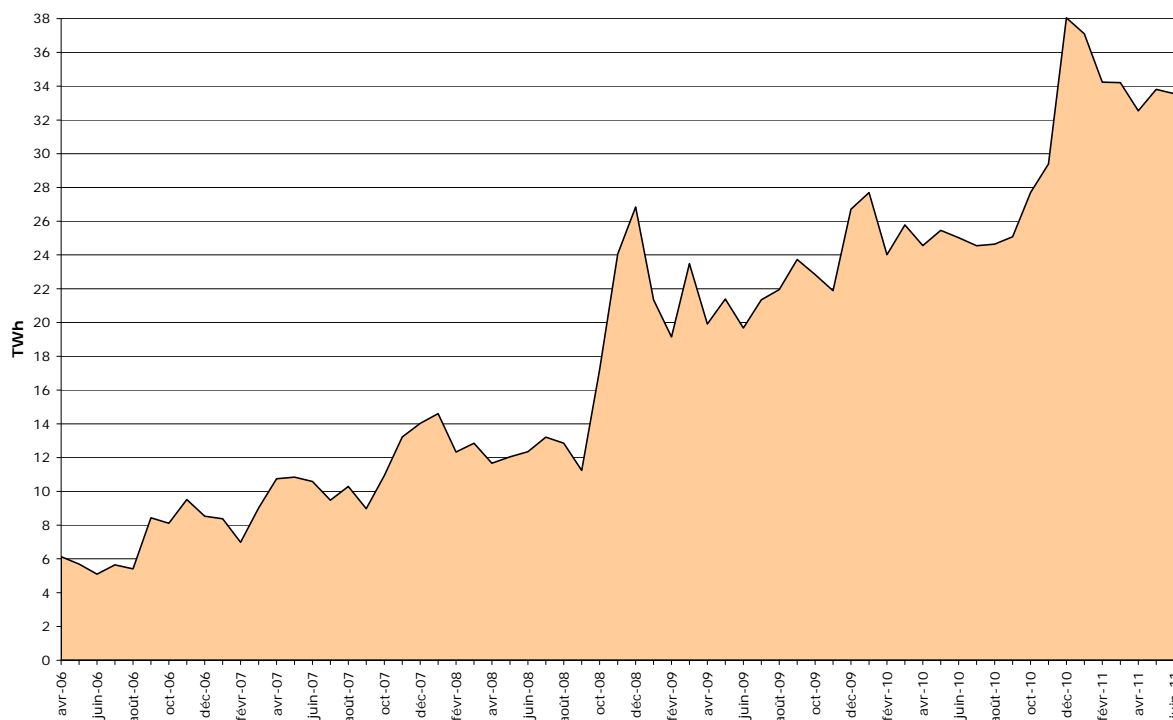
L'essentiel du commerce de gros du gaz s'effectue sur le mode du gré à gré (OTC), au travers de transactions directes ou via des intermédiaires (sociétés de courtage et plates-formes de négoce). La CRE rend public (cf. cahier d'indicateurs gaz) les volumes agrégés des transactions effectuées via ces intermédiaires.

Les livraisons résultant de ces transactions se réalisent aux Points d'Echange 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 entres acteurs.

Volume des livraisons de gaz aux PEG Français



Source : GRT – Analyse : CRE

NB : sur ce graphique figurent tous les échanges de gaz entre fournisseurs, y compris les livraisons correspondant au programme de cession temporaire de gaz (*gas release*) et l'approvisionnement en gaz des opérateurs de réseau.

Durant le second trimestre 2011, les livraisons de gaz ont avoisiné 100 TWh, soit une baisse de 5,3% par rapport au trimestre précédent. Ce volume a augmenté de 33% en comparaison avec le second trimestre de l'année dernière.

A. Evolution du négoce sur le marché intermédié français

L'activité sur le marché intermédié est en recul au second trimestre 2011 de 24%, affichant un volume négocié de 90 TWh contre 119 TWh au premier trimestre 2011.

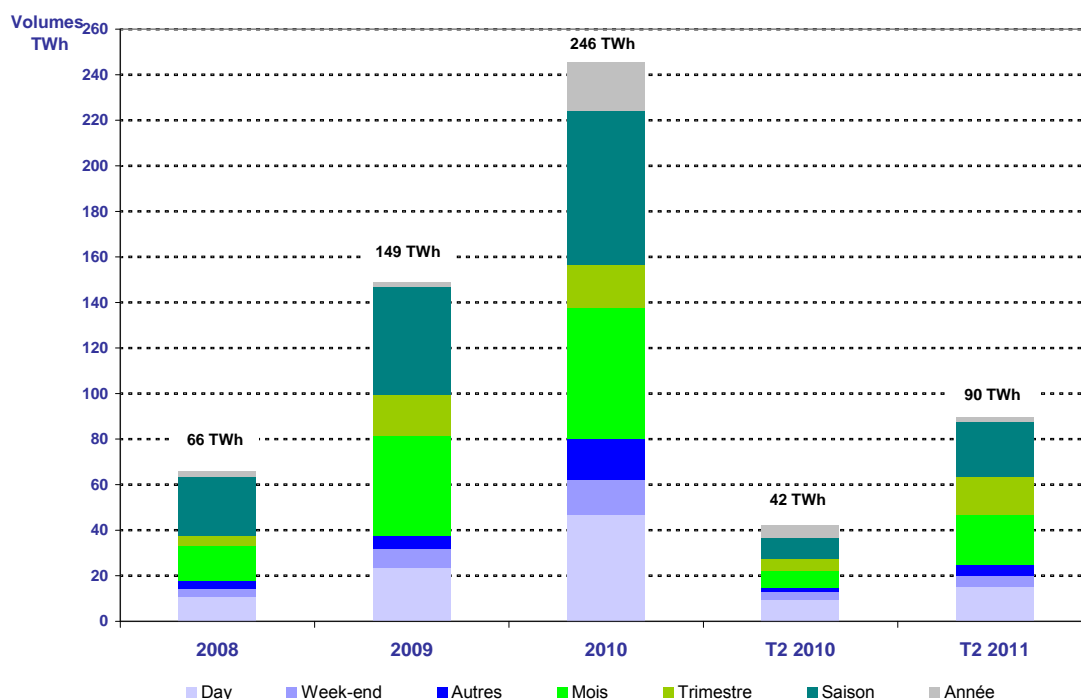
Sur le marché à terme, le volume échangé a doublé au second trimestre 2011 affichant 65 TWh contre 27 TWh à période identique l'année précédente. Cette hausse est portée par l'ensemble des segments des produits trimestriels (+ 227%), mensuels (+ 192%) et saisonniers (+ 164%). Les contrats annuels sont en revanche en régression de près de 66% en ce second trimestre.

Le marché à terme a représenté 72% du volume global négocié au cours du second trimestre 2011 contre 65% à période identique l'année dernière.

Le négoce sur le marché spot a totalisé 25 TWh de volume échangé au cours du second trimestre 2011 contre 15 TWh à la même période en 2010, soit une hausse de 67%. La plus forte progression revient au négoce sur les produits journaliers [standards et non standards]. L'activité sur les produits Day ahead a augmenté de 61% avec un volume négocié de 15 TWh sur le second trimestre 2011 contre 9 TWh à période identique en 2010.

Le marché spot a représenté 28% du volume échangé au cours du second trimestre 2011 contre 35% à période identique l'année dernière.

Répartition des volumes négociés par produit sur le marché intermédié



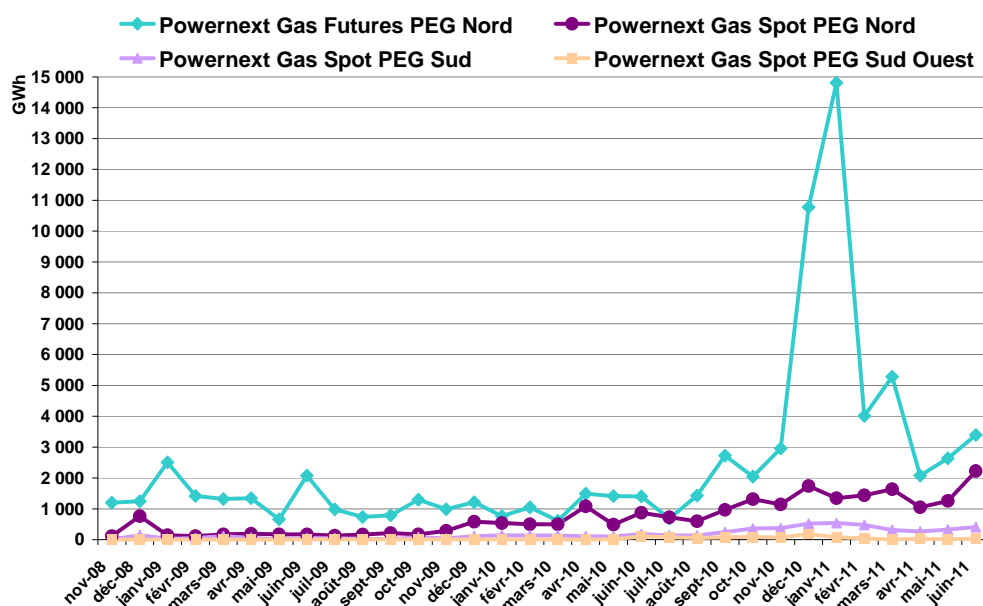
Source: Powernext, Brokers – Analyse : CRE

B. Activité sur les marchés organisés et comparaison internationale

Le nombre de transactions conclues sur le marché organisé *Powernext Gas Spot* en France au second trimestre 2011 s'élève à 3 568 transactions portant sur un volume de 5,6 TWh, soit une baisse de 4% en comparaison avec le trimestre précédent.

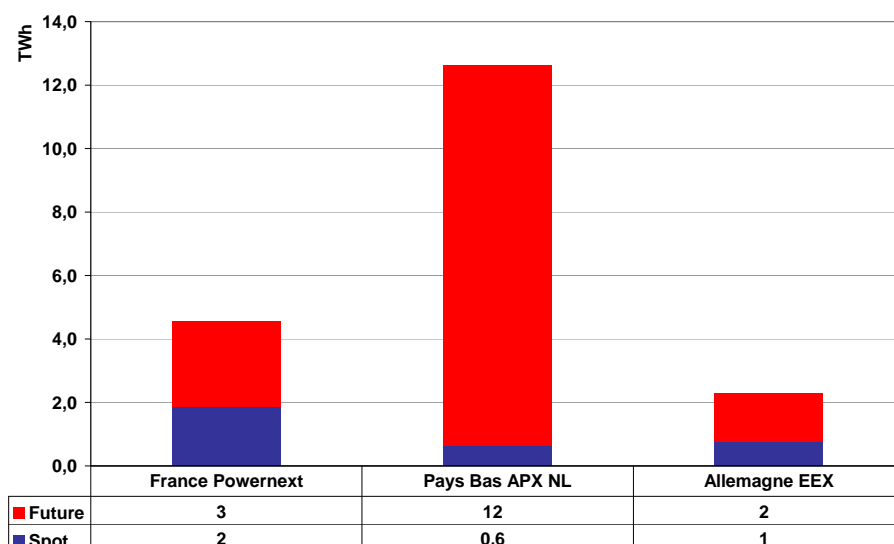
Au cours du second trimestre 2011, le volume des transactions conclues sur le marché organisé *Powernext Gas Futures* au PEG Nord s'élève à 8,1 TWh, soit une régression de 66% par rapport au trimestre précédent.

Volume mensuel des transactions sur les marchés organisés français depuis leur création – toutes échéances confondues –



Le pic d'activité observé fin 2010-début 2011 était fortement liée aux opérations d'un acteur, qui avait fait part à la CRE d'un important développement de ses activités de négoce sur le marché de gros. Cet acteur, qui n'est pas un acteur historique du marché français, a indiqué à la CRE avoir par la suite diminué son activité dans le contexte d'évolution de la stratégie de l'entreprise dans les activités de trading et par ailleurs de renforcement de ses méthodes de gestion du risque. Ces variations des volumes échangés sur Powernext doivent être nuancées 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.

Activité sur les principaux marchés organisés européens – Volume mensuel moyen au second trimestre 2011 –



Sources : Powernext, APX, EEX — Analyse : CRE

L'activité des marchés de gros européens sur le court terme est restée stable en ce deuxième trimestre 2011 alors qu'elle a régressé sur le terme par rapport au trimestre précédent. En revanche, ces hubs s'inscrivent toujours dans une dynamique d'évolution et d'accroissement de leur liquidité en comparaison avec le second trimestre 2010. Le National Balancing Point (NBP) demeure le plus mature de par sa liquidité et maintient son influence sur les hubs continentaux particulièrement ceux avec lesquels il existe une interconnexion physique directe (BBL pour TTF et Interconnector pour ZEE). Le TTF est en développement continu de son activité tant en volume qu'en nombre de transactions du fait de la flexibilité de son offre de gaz et sa proximité avec d'autres réserves physiques (Royaume-Uni et Norvège) mais aussi grâce à la possibilité de négoce 24 heures sur 24 sur les marchés du gaz naturel via APX NL. En France, le PEG Nord a continué à afficher une convergence de prix toujours aussi importante avec le TTF et le NCG et laisse présager d'une croissance de liquidité plus importante à venir avec la mise en place du couplage de marchés en juillet.

4. Suivi des infrastructures

En ce qui concerne les réseaux de transport, on constate au cours du 2ème trimestre 2011 que l'utilisation de la liaison entre les zones Nord et Sud de GRTgaz continue à être plus faible que par le passé. Le taux d'utilisation de la capacité ferme a été de 80 % au cours du 2ème trimestre 2011 contre 95 % au 2ème trimestre 2010. L'apport de gaz supplémentaire dans la zone sud depuis la mise en service à pleine capacité du terminal de Fos Cavaou en novembre 2011 explique ce constat. D'autre part, on observe que la quantité de GNL importée en France a augmenté significativement. 89 TWh de GNL ont été déchargés sur les trois terminaux français depuis le début de l'année 2011 contre 69 TWh sur la même période en 2010. Enfin, on note qu'au 30 juin 2011 le niveau des stockages est légèrement supérieur à celui constaté à la même date en 2010 soit 82,4 TWh contre 77,3 TWh. Ceci s'explique notamment par un printemps plus doux et une consommation en baisse par rapport au 2ème trimestre 2010. Pour autant les niveaux de remplissage des stockages restent inférieurs à ceux constatés en 2008 et en 2009 ce qui s'explique par une baisse de l'attractivité du recours au stockage par rapport aux autres sources de flexibilité accessibles aux expéditeurs (faiblesse des spreads de prix hiver/été sur les marchés de gros).

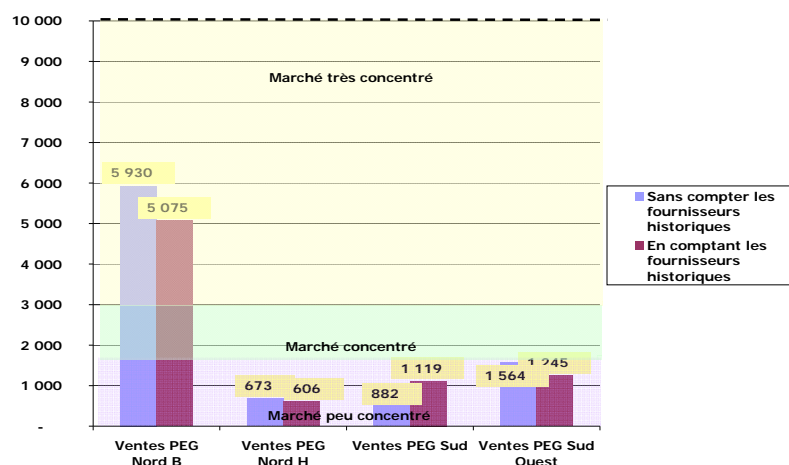
5. Concentration du marché français du gaz

A la fin du second trimestre 2011, 93 expéditeurs sont actifs aux PEG. 39 acteurs étaient présents sur Powernext Gas Spot et 34 sur Powernext Gas Futures.

A. Concentration aux PEG

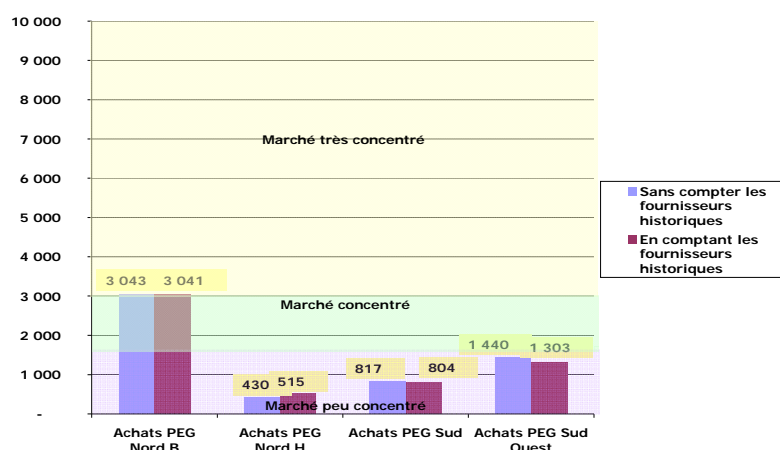
Le graphique suivant donne l'indice de Herfindahl-Hirschman (HHI²⁶) pour les différents segments du marché de gros français. Cet indice est calculé sur la base des enlèvements et livraisons nominés auprès de GRTgaz ou TIGF, et non sur les transactions conclues sur le marché pendant la période. Au cours du second trimestre 2011, les achats aux PEG sont moins concentrés que les ventes en incluant ou pas les fournisseurs historiques.

Indice de concentration HHI – Ventes aux PEG – second trimestre 2011 –



Sources : GRTgaz, TIGF – Analyse : CRE

Indice de concentration HHI – Achats aux PEG – second trimestre 2011 –



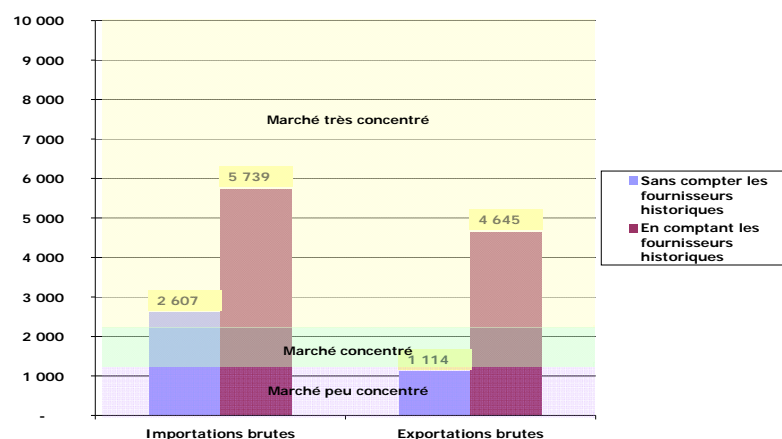
Sources : GRTgaz, TIGF – Analyse : CRE

B. Concentration aux interconnexions

Les graphiques suivants montrent la concentration des importations (livraisons sur le réseau de transport aux points d'interconnexion) et des exportations (enlèvement depuis le réseau français aux points d'interconnexion).

Lors du second trimestre 2011, les exportations et les importations sont moins concentrées lorsque les fournisseurs historiques ne sont pas pris en compte. Toutefois, le marché est plus concentré sur le segment des importations en comparaisons avec celui des exportations.

Indice de concentration HHI – importations/exportations – second trimestre 2011 –



Sources: GRTgaz, TIGF – Analyse : CRE

Glossaire propre à l'observatoire du marché de l'électricité

Fournisseur historique : les fournisseurs historiques regroupent EDF et les Entreprises Locales de Distribution (ELD) ainsi que les filiales qu'ils contrôlent. Un fournisseur historique n'est pas considéré comme un fournisseur alternatif en dehors de sa zone de desserte historique.

Fournisseur alternatif : les fournisseurs alternatifs regroupent les fournisseurs qui ne sont pas des fournisseurs historiques.

Les entreprises dont l'activité est suivie à travers l'observatoire sont :

- des responsables d'équilibre si les sites alimentés sont en contrat d'accès au réseau,
- des fournisseurs si les sites alimentés sont en contrat unique.

Nombre de sites : pour le dénombrement des sites, les sites ayant plusieurs fournisseurs sont affectés au portefeuille de leur fournisseur principal (Responsable d'Equilibre pour les clients en CARD et CART).

Principales bourses électriques en Europe (électricité) :

- **PWX** : bourse française Powernext, non obligatoire (www.powernext.fr).
- **EEX** : bourse allemande European Energy Exchange, non obligatoire (www.eex.de).
- **APX** : bourse néerlandaise Amsterdam Power Exchange, obligatoire pour les imports et les exports aux Pays-Bas (www.apx.nl).
- **Omel** : pool espagnol, quasi obligatoire (www.omel.es).
- **NordPool** : bourse scandinave, non obligatoire (une des bourses électriques les plus anciennes d'Europe, www.nordpool.no).

Produits de gros :

- **Day ahead** : contrat passé la veille pour livraison le lendemain
- **Future** : contrat standard passé pour livraison d'une quantité donnée à un prix donné sur une échéance donnée, nécessitant le versement d'une prime et d'un dépôt de garantie. Les échéances proposées varient selon les marchés organisés (semaine, semestre, trimestre, mois, année). L'échéance Y+1 correspond à l'année calendaire suivant l'année en cours.
- **Base** : 24 heures sur 24, 7 jours sur 7 (c'est pourquoi les moyennes mensuelles glissantes pour les produits Base sont calculées sur 28 jours i.e. sur les jours ouvrés ainsi que les week-ends).
- **Pointe (Europe continentale)** : de 8 heures à 20 heures, du lundi au vendredi (c'est pourquoi les moyennes mensuelles glissantes pour les produits Pointe sont calculées sur 20 jours i.e. sur les jours ouvrés uniquement).

Segments du marché de détail : le marché de détail est divisé en quatre segments :

- **Grands sites non résidentiels** : sites dont la puissance souscrite est supérieure ou égale à 250 kW. Leur consommation annuelle est supérieure à 1 GWh en général.
- **Sites moyens non résidentiels** : sites dont la puissance souscrite est comprise entre 36kVA et 250 kW. Leur consommation annuelle est comprise en général entre 0,15 GWh et 1 GWh.
- **Petits sites non résidentiels** : sites non résidentiels dont la puissance souscrite est inférieure ou égale à 36 kVA. Leur consommation annuelle est en général inférieure à 0,15 GWh.
- **Sites résidentiels** : la puissance souscrite des sites résidentiels est inférieure ou égale à 36 kVA. La segmentation non résidentiel/résidentiel est établie par les GRD sur la base des données historiques ou sur déclaration des fournisseurs.

Segments du marché de gros :

- **Production**
 - **VPP** : « Virtual Power Plant » ou enchères de capacités organisées par EDF suite à une décision de la Commission Européenne (http://www.edf.fr/index.php4?coe_i_id=244)

- **Achats et ventes en gros (OTC)²⁷** : notifications d'échanges de blocs c'est à dire quantités nominées à RTE la veille pour le lendemain, hors les transactions sur Powernext
 - **Importations et exportations** : http://www.rte-france.com/htm/fr/offre/offre_inter_1.htm
 - **Achats et ventes sur Powernext**, la bourse française de l'électricité : www.powernext.fr
 - **Consommation finale** : ventes à des sites en tant que responsable d'équilibre ou sous forme de blocs
 - **Ventes aux gestionnaires de réseaux pour la compensation de leurs pertes** : http://www.rte-france.com/htm/fr/offre/offre_perte.htm
- **TaRTAM** : Tarif Réglementé Transitoire d'Ajustement au Marché. Sauf mention contraire, les sites au TaRTAM sont toujours comptabilisés avec les sites en offres de marché.
- **VPP - Produits vendus aux enchères par EDF** :
- **Les VPP base** : il s'agit de produits reflétant une centrale fonctionnant en base. Le principe est que les enchérisseurs paient une prime fixe (en Euro/MW) chaque mois pour réserver une puissance disponible, et qu'ils envoient régulièrement à EDF un planning d'utilisation de ces capacités. Ils paient alors un prix d'exercice par MWh soutiré, proche du coût marginal des centrales nucléaires d'EDF. On a ainsi une structure de prix de la forme "coût fixe + coût variable".
 - **Les VPP pointe** : il s'agit de produits reflétant une centrale fonctionnant en pointe. Le principe est le même que pour les VPP base, mais le prix payé pour chaque MWh soutiré est une approximation du coût marginal des centrales de pointe d'EDF. Compte tenu de ce coût variable élevé, la prime fixe payée par les enchérisseurs est plus faible que pour les VPP base.

Zones non interconnectées (ZNI) : zones du territoire national qui ne sont pas reliées (par des lignes électriques) au réseau métropolitain continental (Corse, Martinique, Guadeloupe, Réunion, Guyane, Saint-Pierre et Miquelon, îles de Molène et d'Ouessant).

²⁷ « Over the Counter » ou de gré à gré

Glossaire propre à l'observatoire du marché du gaz

Fournisseur historique : les fournisseurs historiques regroupent GDF Suez, Tegaz, les Entreprises Locales de Distribution (ELD) et les filiales qu'ils contrôlent. Un fournisseur historique n'est pas considéré comme un fournisseur alternatif en dehors de sa zone de desserte historique.

Fournisseur alternatif : les fournisseurs alternatifs regroupent les fournisseurs qui ne sont pas des fournisseurs historiques.

Les entreprises dont l'activité est suivie à travers l'observatoire sont :

- les expéditeurs livrant du gaz aux sites de consommation raccordés au réseau de transport
- les fournisseurs livrant du gaz aux sites de consommation raccordés au réseau de distribution (résidentiels et non résidentiels).

Consommation : la consommation annualisée pour les sites transport est calculée à partir de la consommation relevée en 2007 et, pour les sites multifournisseurs, la part de la consommation affectée à chaque fournisseur s'effectue au prorata des capacités de transport souscrites.

La consommation annualisée des sites distribution est la consommation annuelle de référence (CAR) de chaque site mise à jour au 1er avril 2008.

Nombre de sites : un site multifournisseur est affecté au fournisseur dont la capacité de transport souscrite est la plus élevée.

Segments de marché : le marché est divisé en 3 segments :

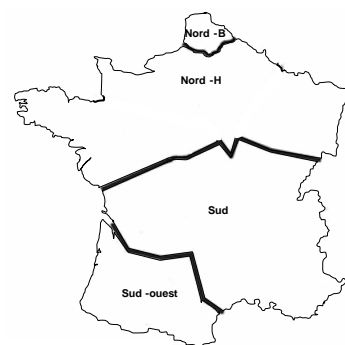
- les clients non résidentiels raccordés au réseau de transport
- les clients non résidentiels raccordés au réseau de distribution
- les clients résidentiels raccordés au réseau de distribution

La distinction non résidentiel/résidentiel est établie par les GRD sur la base des données historiques ou sur déclaration des fournisseurs.

« **Take-or-Pay** » : clause d'un contrat de fourniture de gaz ou d'électricité par laquelle le vendeur garantit la mise à disposition auprès de l'acheteur et qui garantit en contrepartie le paiement d'une quantité minimal d'énergie, qu'il en prenne livraison ou non.

Zone d'équilibrage : zone géographique du réseau de transport de gaz sur laquelle l'équilibre doit être assuré entre les entrées et les sorties de gaz.

Zone Nord-B/Nord-H : la zone d'équilibrage Nord-B est alimentée en gaz-B, qui provient essentiellement des Pays-Bas et qui se distingue par sa teneur plus élevée en azote (B pour "Bas pouvoir calorifique"). La zone d'équilibrage Nord-H est alimentée en gaz-H, qui est identique au gaz distribué sur le reste du territoire et qualifié de gaz-H pour "Haut pouvoir calorifique".



Gas release : pour introduire de la concurrence dans le sud de la France, un programme de cession temporaire de gaz ou gas release a été mis en place en 2005 pour une durée de trois ans.

Gaz de France remet sur le marché 15 TWh par an au point d'échange «sud», soit au total, sur toute la durée du programme, 45 TWh à travers des appels d'offres et des négociations de gré à gré. Pour sa part, Total remet sur le marché, au point d'échange de gaz «sud-ouest», 1,1 TWh par an, pour une durée de trois ans ce qui représente sur toute la durée du programme 3,3 TWh.

Point d'échange de gaz – PEG : point virtuel, rattaché à une zone d'équilibrage, où un expéditeur peut céder du gaz à un autre expéditeur.