



Marchés

Observatoire des marchés de l'électricité et du gaz

3^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 septembre 2011	6
4. Analyse en dynamique : Troisième trimestre 2011.....	14
5. Prix de vente sur le marché de détail de l'électricité.....	17
Le marché de gros de l'électricité	22
1. Introduction	22
2. Activité sur le marché de gros français.....	23
3. Prix sur le marché de gros français et comparaison européenne	27
4. Les fondamentaux du marché de l'électricité.....	33
5. Volumes d'imports/exports.....	35
6. Concentration du marché français de l'électricité	36
Le marché du gaz	39
Le marché de détail du gaz	39
1. Introduction	39
2. Les segments de clientèle et leur poids respectif	40
3. Etat des lieux au 30 septembre 2011	41
4. Analyse en dynamique : Troisième trimestre 2011.....	48
5. Prix de vente du gaz naturel sur le marché de détail.....	51
Le marché de gros du gaz.....	55
1. Les principales dates concernant le marché de gros français.....	55
2. La formation des prix du gaz et les marchés du gaz en Europe	55
3. Activité sur le marché de gros français	59
4. Suivi des infrastructures.....	63
5. Concentration du marché français du gaz	63
Glossaire commun de l'observatoire des marchés de l'électricité et du gaz.....	66
Glossaire propre à l'observatoire du marché de l'électricité	67
Glossaire propre à l'observatoire du marché du gaz.....	69

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 :

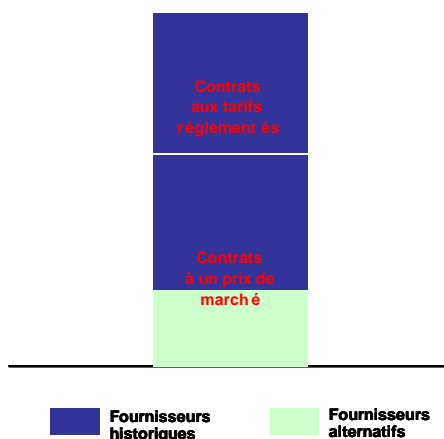
- à partir de juin 2000, éligibilité de tous les sites ayant une consommation annuelle d'électricité supérieure à 16 GWh.
- à partir de février 2003, éligibilité de tous les sites ayant une consommation annuelle d'électricité supérieure à 7 GWh.
- à partir de juillet 2004, éligibilité de toutes les entreprises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

Au 30 septembre 2011, 35,3 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 à un prix de marché (proposés par les fournisseurs historiques et par les fournisseurs alternatifs).

**Répartition des contrats d'électricité
-schéma illustratif-**

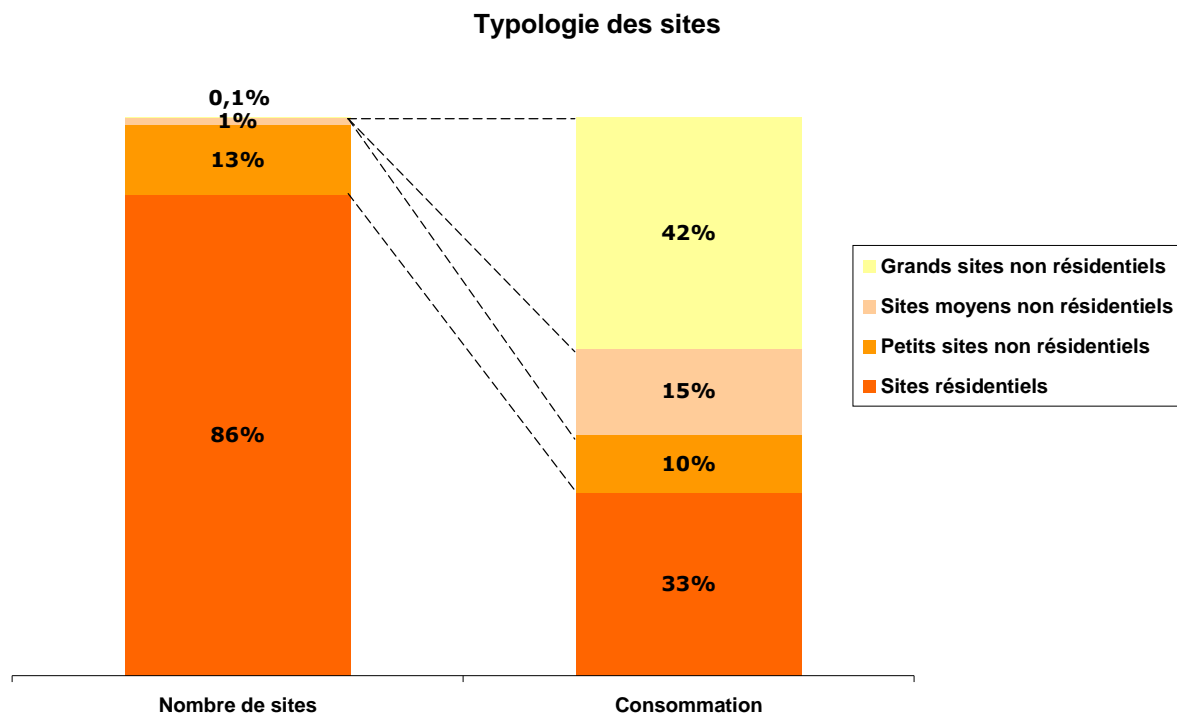


Les principales sources de l'observatoire sont les fournisseurs historiques, RTE et les sept plus grands gestionnaires de réseaux de distribution : Electricité Réseau Distribution France (ex EDF Réseau de Distribution), Electricité de Strasbourg, Gaz et Electricité de Grenoble, URM (ex Usine d'Electricité 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.

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.

2. Les segments de clientèle et leur poids respectif



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 septembre 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 septembre 2011	Au 30 juin 2011	Au 30 septembre 2011	Au 30 juin 2011
Nombre total de sites	30 490 000	30 300 000	4 909 000	4 907 000
– Sites aux tarifs réglementés	28 739 000	28 626 000	4 209 000	4 202 000
– Sites en offre de marché, dont :	1 751 000	1 674 000	700 000	705 000
• Sites au TaRTAM tous fournisseurs, dont :	–	–	–	7 220
o fournisseurs historiques	–	–	–	1 790
o fournisseurs alternatifs	–	–	–	5 430
• Sites non au TaRTAM tous fournisseurs, dont :	1 751 000	1 674 000	700 000	698 000
o fournisseurs historiques	12 000	13 000	333 000	337 000
o fournisseurs alternatifs	1 739 000	1 661 000	367 000	361 000
Parts de marché des fournisseurs alternatifs	5,7 %	5,4 %	7,5 %	7,4 %

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

Synthèse en consommation annualisée

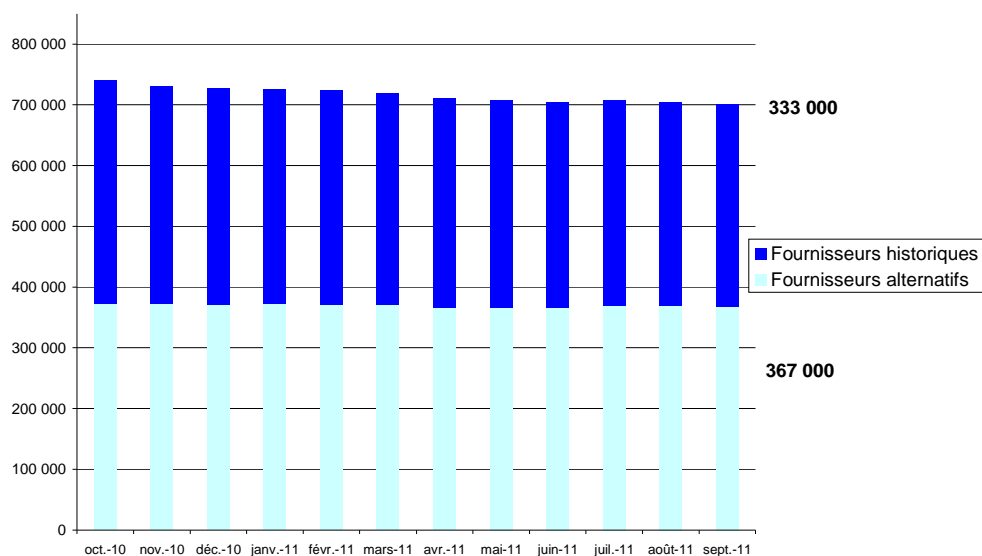
Situation (en consommation annualisée)	Sites résidentiels		Sites non résidentiels	
	Au 30 septembre 2011	Au 30 juin 2011	Au 30 septembre 2011	Au 30 juin 2011
Consommation totale des sites	143,2 TWh	142 TWh	293,5 TWh	295 TWh
– Sites aux tarifs réglementés	135 TWh	134,2 TWh	162 TWh	162 TWh
– Sites en offre de marché, dont :	8,2 TWh	7,8 TWh	131,5 TWh	133 TWh
• Sites au TaRTAM tous fournisseurs, dont :	–	–	–	75 TWh
o fournisseurs historiques	–	–	–	35,7 TWh
o fournisseurs alternatifs	–	–	–	39,3 TWh
• Sites non au TaRTAM tous fournisseurs, dont :	8,2 TWh	7,8 TWh	131,5 TWh	58 TWh
o fournisseurs historiques	~ 0,1 TWh	~ 0 TWh	74,2 TWh	43 TWh
o fournisseurs alternatifs	8,1 TWh	7,8 TWh	57,3 TWh	14 TWh
Parts de marché des fournisseurs alternatifs	5,6 %	5,4 %	19,5 %	18,0 %

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.

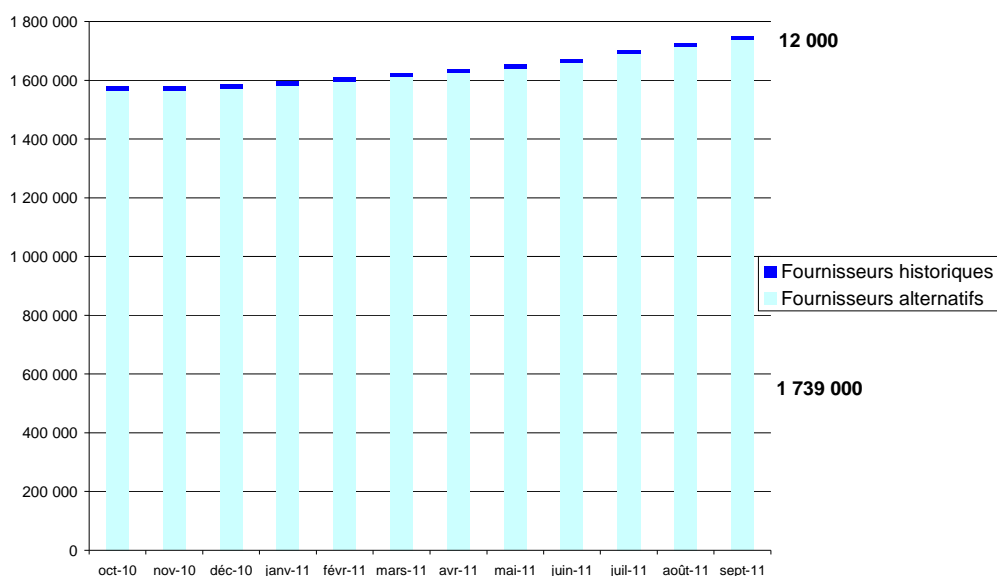
B) Evolution du nombre de sites en offre de marché

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



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

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



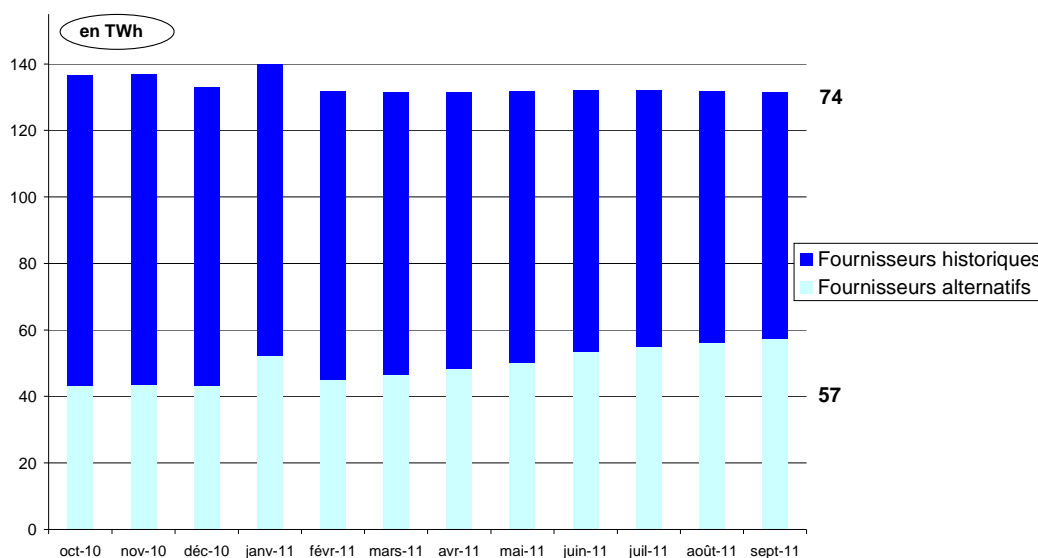
Sources : GRD, RTE, Fournisseurs historiques – Analyse : CRE

Au 30 septembre 2011, environ 700 000 sites non résidentiels et 1 751 000 sites résidentiels sont en offre de marché.

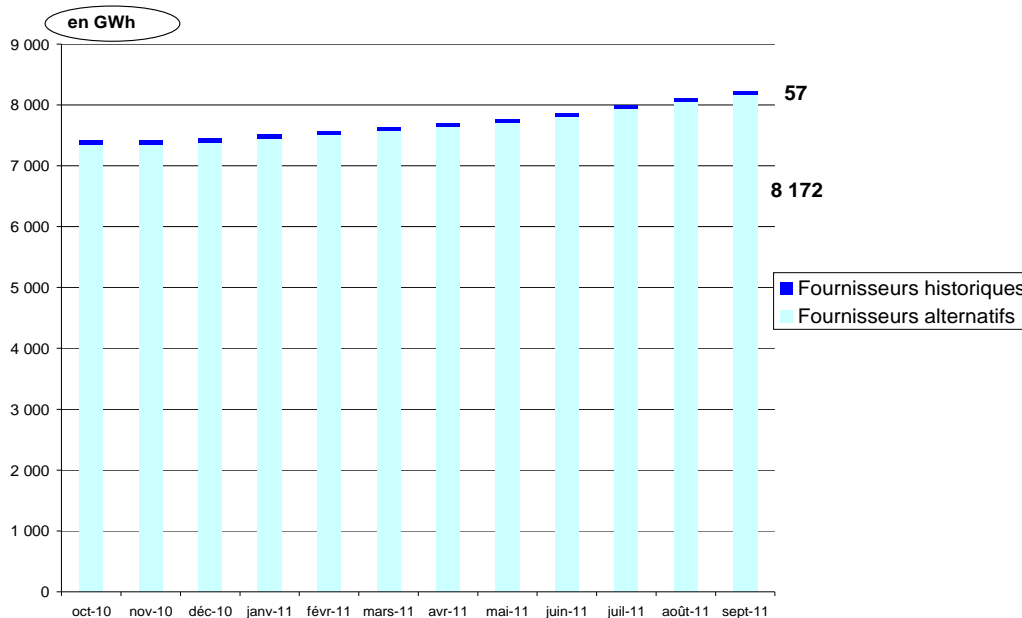
C) Evolution de la consommation annualisée des sites en offre de marché

La mise en place de l'ARENH est effective depuis le 1^{er} juillet 2011 et change la situation du marché. Entre le mois de mai 2011 et le mois de septembre 2011, les fournisseurs alternatifs ont capté à hauteur de 7,2 TWh de nouveaux clients, la plupart étant déjà en offre de marché chez EDF et quelques uns venant des tarifs réglementés, soit 16% de progression de portefeuille en volume. Ces mouvements ont pour la plupart été observés sur le segment des grands clients non résidentiels. En revanche, aucun mouvement significatif n'a été identifié pour les sites résidentiels, les petits et moyens sites professionnels.

Consommation annualisée des sites en offre de marché - sites NON RÉSIDENTIELS -



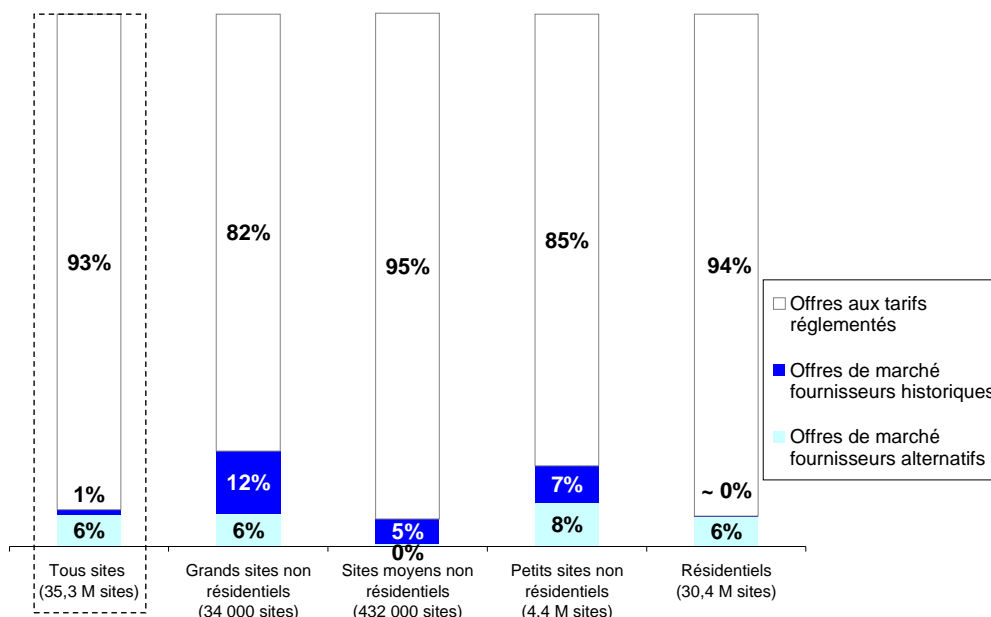
Consommation annualisée des sites en offre de marché - sites RÉSIDENTIELS -



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

D) Parts de marché en nombre de sites au 30 septembre 2011

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

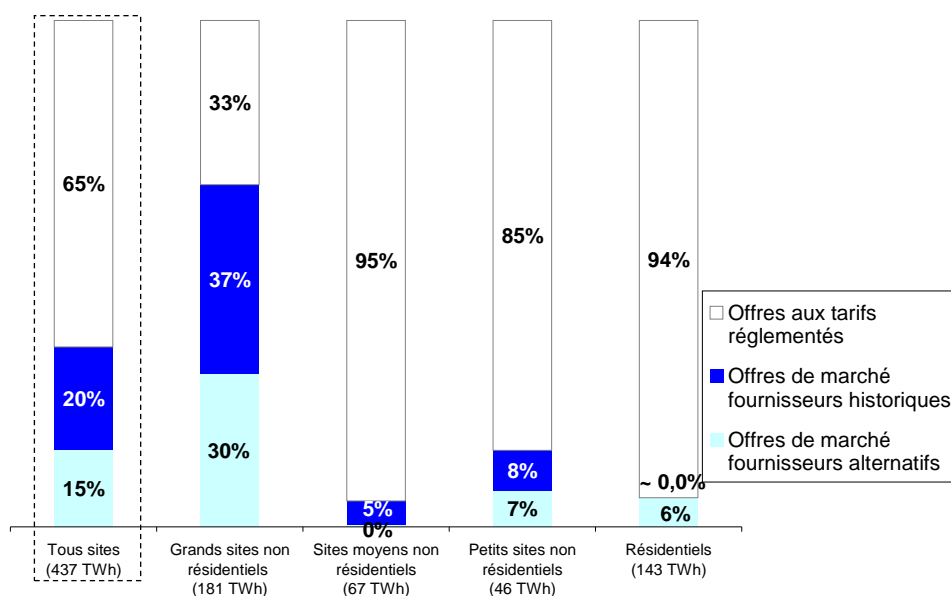


Sources : GRD, RTE, Fournisseurs historiques – Analyse : CRE

Au 30 septembre 2011, environ 7% des sites sont en offre de marché. Parmi eux, environ 86% ont fait le choix d'un fournisseur alternatif.

E) Parts de marché en consommation au 30 septembre 2011

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

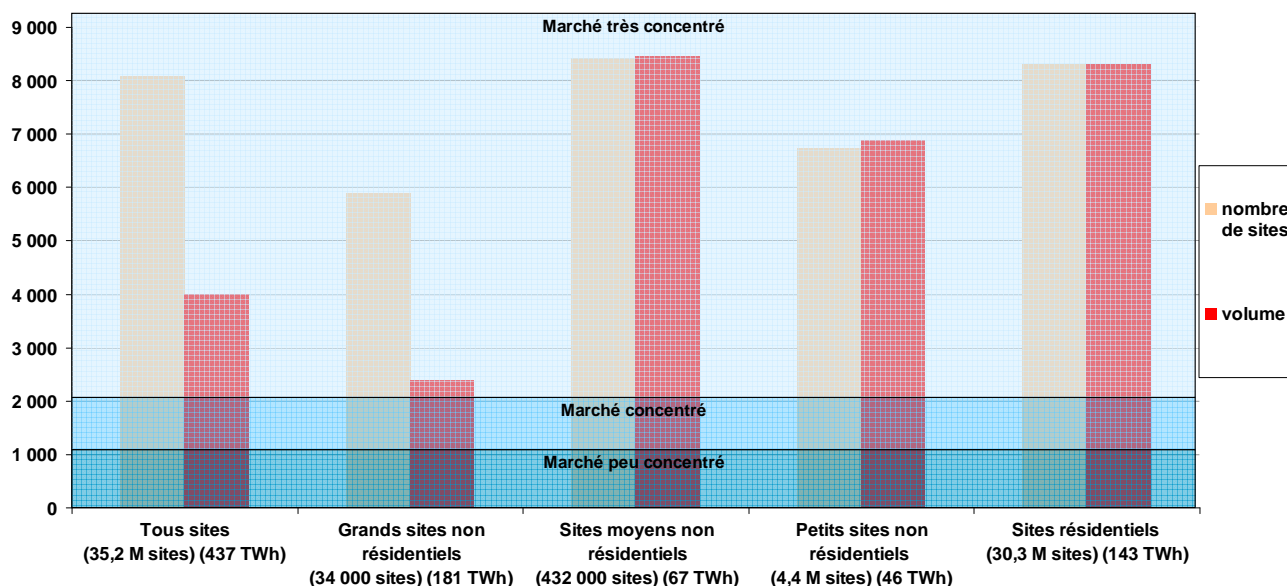


Sources : GRD, RTE, Fournisseurs historiques – Analyse : CRE

F) 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

G) Données sur le dispositif ARENH

La loi du 7 décembre 2010 a instauré le dispositif d'accès régulé à l'électricité nucléaire historique (ARENH), qui donne le droit à tout fournisseur d'acheter de l'électricité d'origine nucléaire à EDF à prix régulé. Cette électricité est exclusivement destinée à l'alimentation de clients finals situés en France métropolitaine.

Les textes d'application définissent les modalités d'accès à l'ARENH : le décret du 28 avril 2011 décrit ainsi la procédure à suivre pour qu'un fournisseur soit déclaré éligible à l'ARENH, puis en fasse la demande, ainsi que le principe d'un complément de prix qui assure la neutralité financière pour EDF et le fournisseur dans le cas où le volume alloué est supérieur au droit du fournisseur constaté ex-post.

Le volume d'ARENH alloué à un fournisseur dépend de la consommation prévisionnelle, mesurée sur un certain nombre d'heures défini par l'arrêté du 17 mai 2011, de son portefeuille de clients sur la période de livraison à venir.

Les périodes de livraison sont de douze mois avec des guichets semestriels qui permettent aux fournisseurs de réviser le volume d'ARENH nécessaire à couvrir la consommation de leurs clients, sous des contraintes de monotonie et de volume global qui ne peut excéder 100 TWh par an pour l'ensemble des fournisseurs.

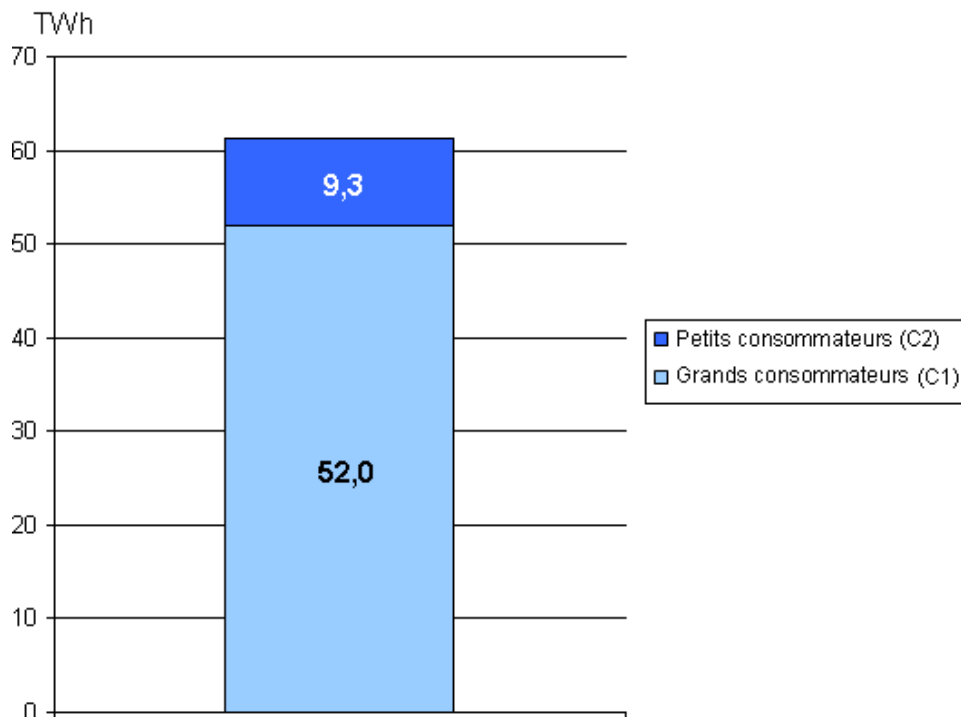
Le produit livré est défini par l'arrêté du 16 mai 2011 et peut être de deux formes, selon que le fournisseur alimente des clients profilés relevant des profils RES et PRO, dits petits consommateurs

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.

(catégorie C2) ou des clients ne relevant pas de cette catégorie, dits grands consommateurs ainsi que les acheteurs pour les pertes (catégorie C1). Jusqu'en 2015, le produit livré pour la catégorie C1 est plat, tandis que le produit livré pour la catégorie C2 est modulé. Par ailleurs, le prix de l'ARENH a été fixé par l'arrêté du 17 mai 2011 à 40 €/MWh.

Volume total d'ARENH prévu pour la première période de livraison juillet 2011- juin 2012
















Source : Analyse CRE

Conformément à l'article L. 366-5 du code de l'énergie, la CRE publie sur son site la liste des fournisseurs (33 au total) ayant signé un accord-cadre avec Electricité de France : <http://www.cre.fr/media/fichiers/marches/liste-des-fournisseurs-ayant-signé-un-accord-cadre-avec-electricite-de-france>

H) Fournisseurs d'électricité actifs au 30 septembre 2011

Liste des fournisseurs nationaux déclarés auprès de la CRE⁴
et actifs⁵ au 30 septembre 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				●	●
VATTENFALL		●			

⁴ Nom et marque(s) commerciale(s) des fournisseurs actualisés au 17 novembre 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 OUI				•	•
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 septembre 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 : Troisième trimestre 2011

A) Tableau de synthèse du trimestre écoulé

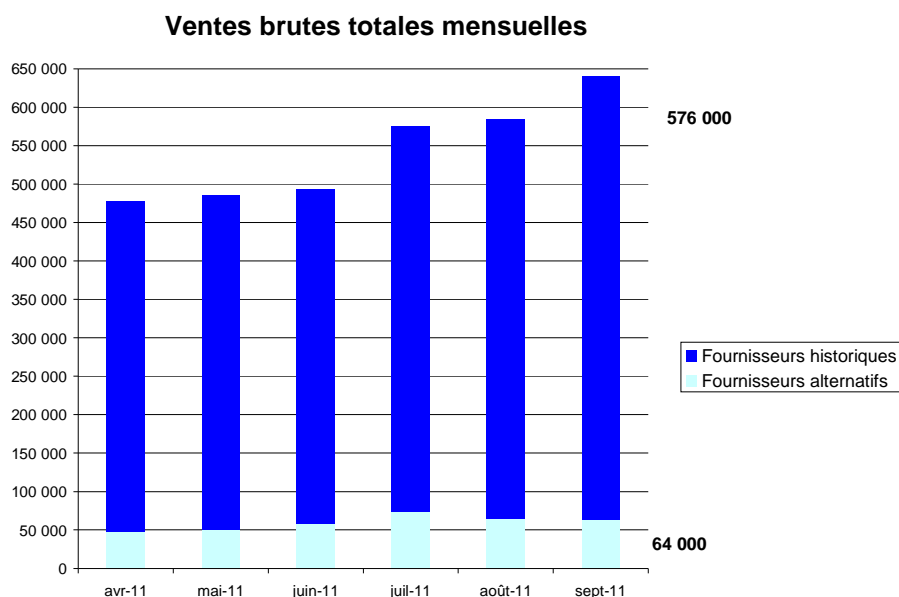
Les ventes brutes mensuelles d'un fournisseur correspondent au nombre de sites ayant conclu un contrat au cours du trimestre considéré à l'occasion d'une mise en service ou d'un changement de fournisseur. Les ventes brutes, en offre de marché ou au tarif réglementé, mesurent l'efficacité commerciale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

	Résidentiels		Non résidentiels	
AU COURS DU TRIMESTRE (en nombre de sites)	T3 2011	T2 2011	T3 2011	T2 2011
Ventes brutes totales, dont :	1 638 000	1 294 000	161 000	163 000
• fournisseurs historiques	1 448 000	1 146 000	149 000	154 000
• fournisseurs alternatifs	190 000	148 000	12 000	9 000
Parts de marché des fournisseurs alternatifs sur les ventes brutes du segment	11,6 %	11,4%	7,4 %	5,5 %

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.

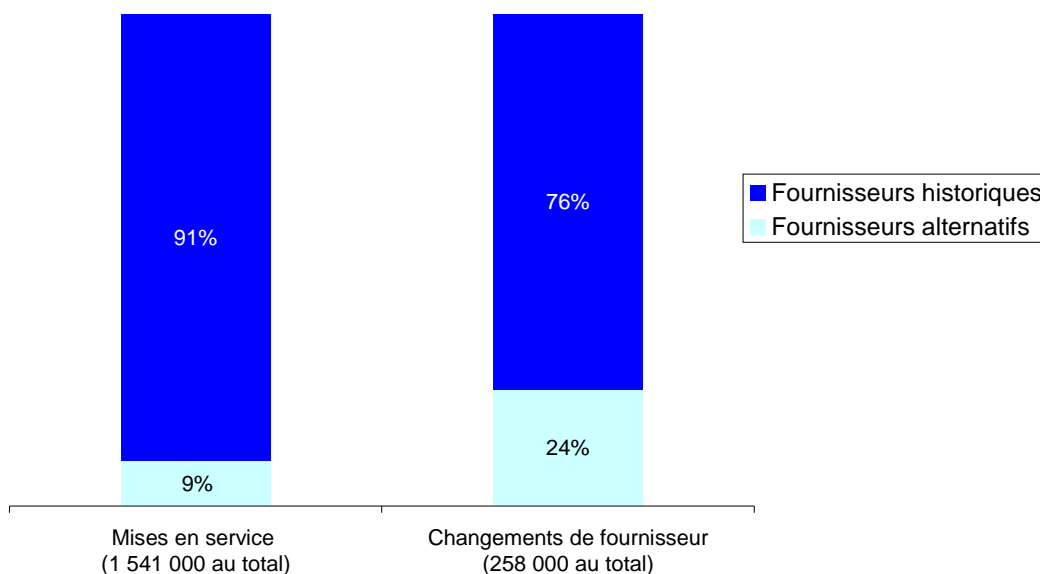
B) Ventes brutes sur les mois écoulés



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 troisième trimestre 2011



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

Exemple de lecture : au cours du troisième trimestre 2011, les fournisseurs alternatifs ont réalisé 9% des 1 541 000 mises en service effectuées.

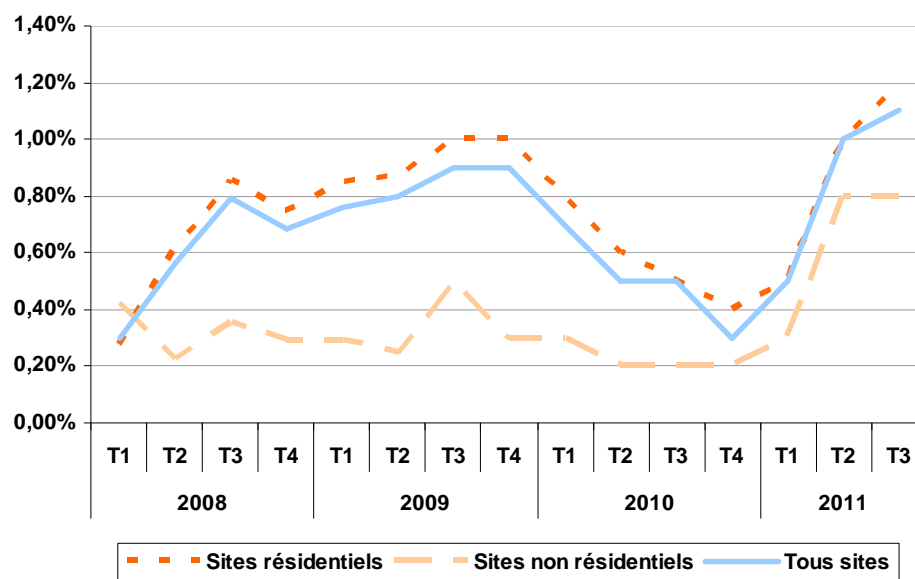
C) Taux de changement de fournisseur (taux de switch)

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



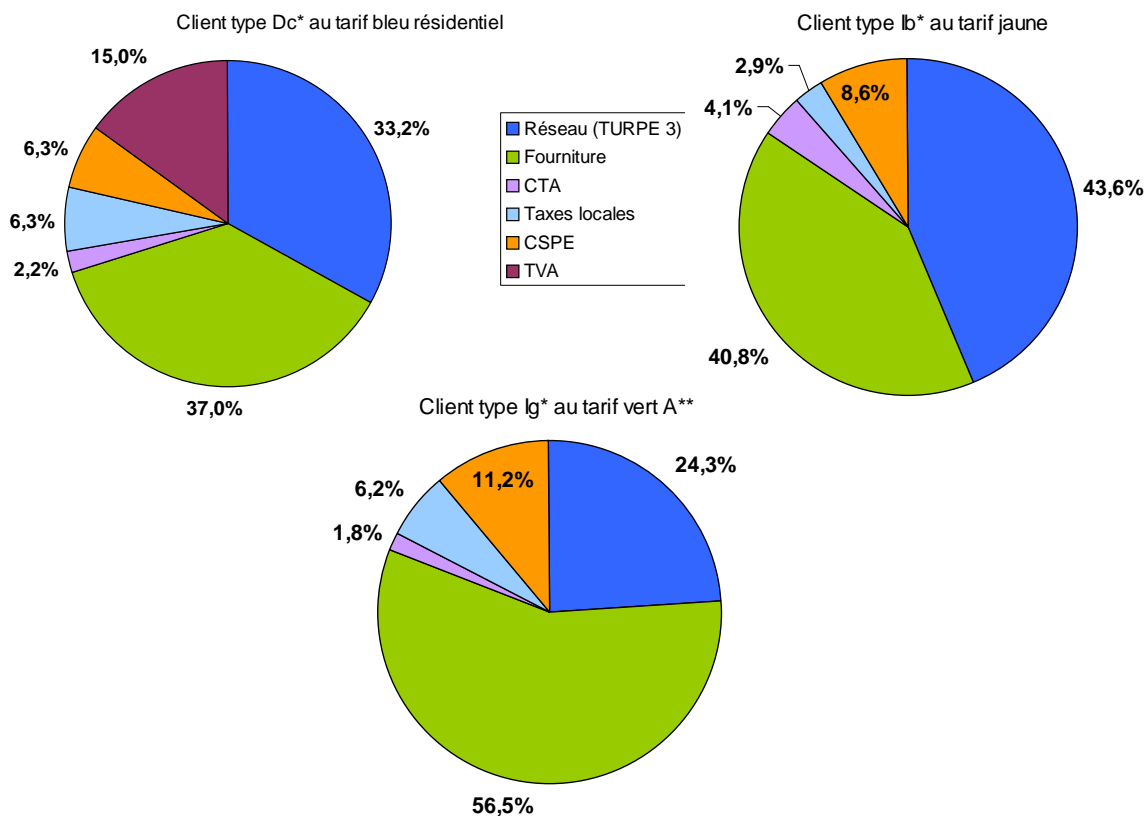
Sources : RTE, GRD – Analyse : CRE

Exemple de lecture : au cours du troisième trimestre 2011, 1,2 % 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 septembre 2011



Source : EDF – 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

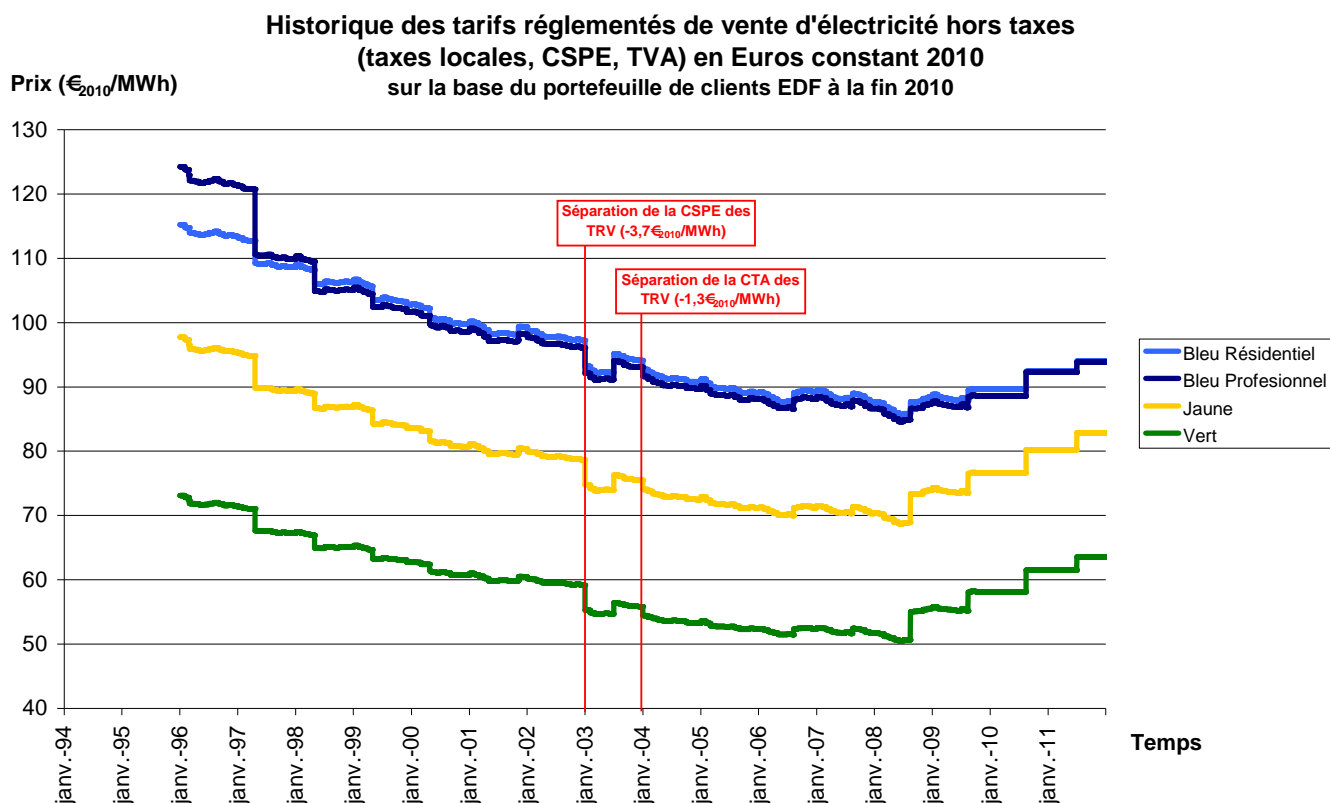
IB : client industriel consommation entre 20- 500 MWh

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) Evolution 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%
1 juillet 2011	+ 1,7%	+ 3,2%	+ 3,2%

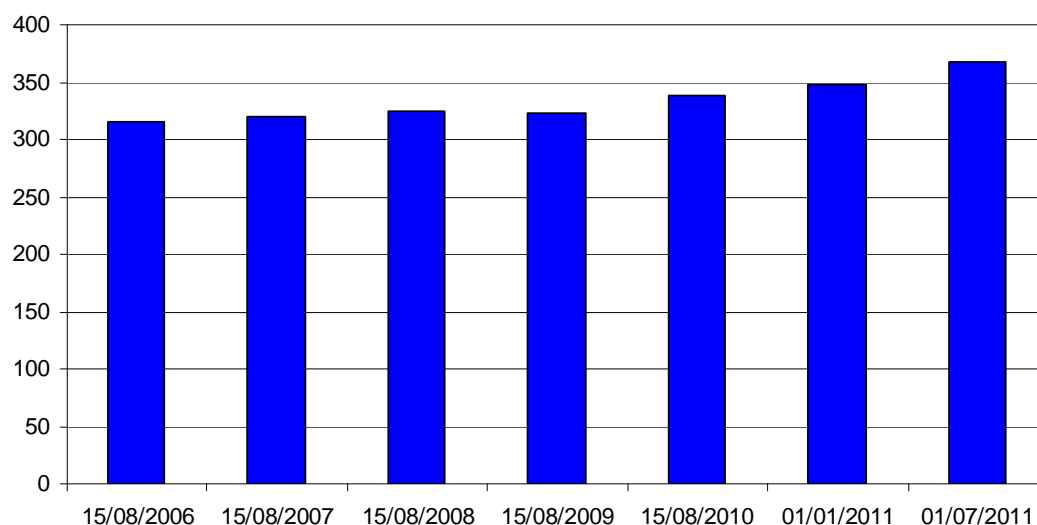
*Hausse moyenne tenant compte d'une modification tarifaire en structure.

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

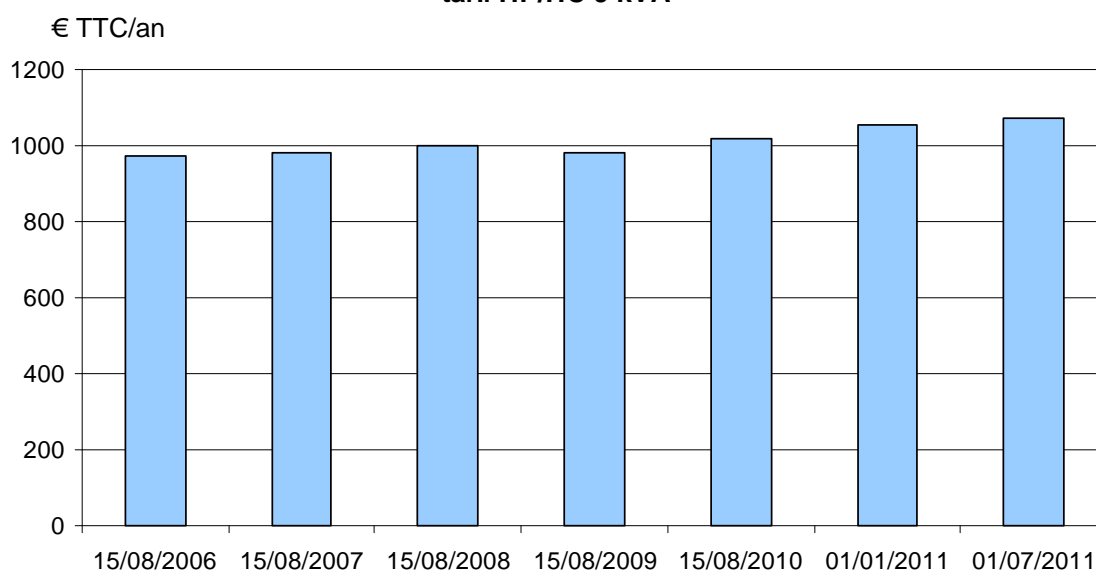
La facture annuelle est donnée pour un client moyen au tarif bleu base avec une puissance souscrite de 6 kVA (consommation de 2 400 KWh), et pour un client moyen au tarif bleu HP/HC avec une puissance souscrite de 9 kVA (consommation de 8 500 KWh, répartie en 54% heures pleines et 46% heures creuses).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

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

**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



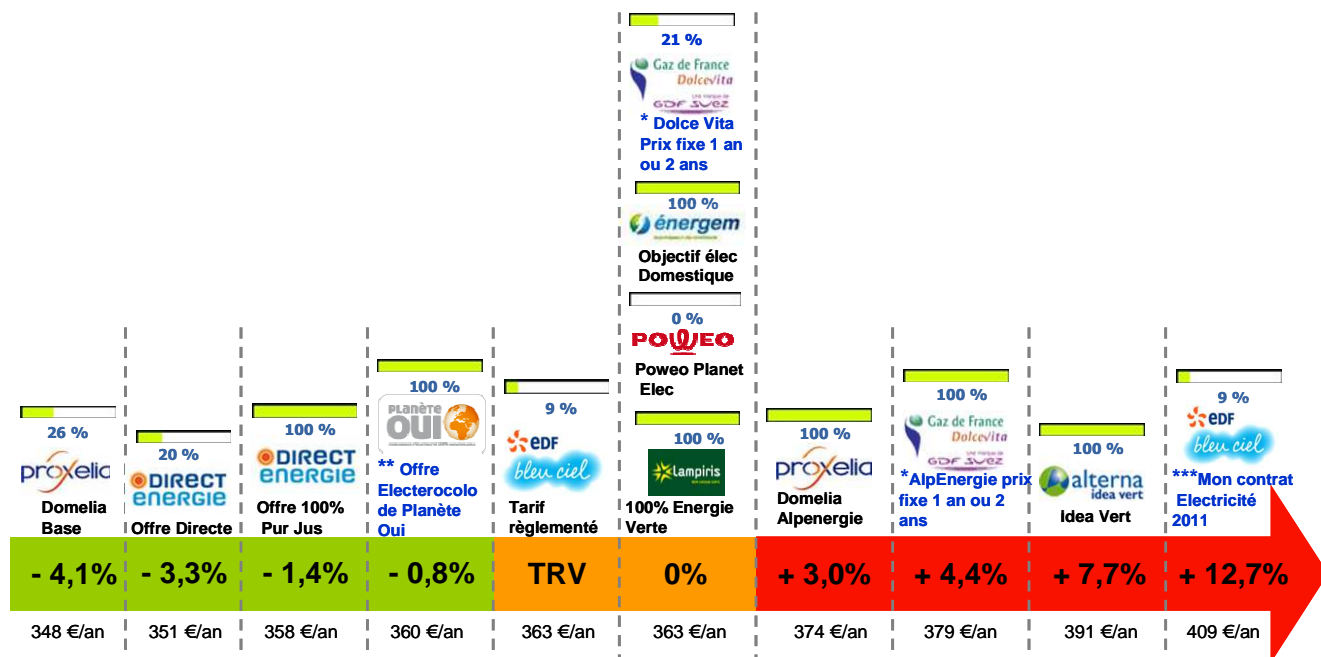
Source : Analyse CRE

D) Comparaison des offres au 30 septembre 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 bleu ciel
Nom offre:	Tarif réglementé
Différence de prix par rapport aux TRV	TRV
Estimation de facture annuelle	363€/an

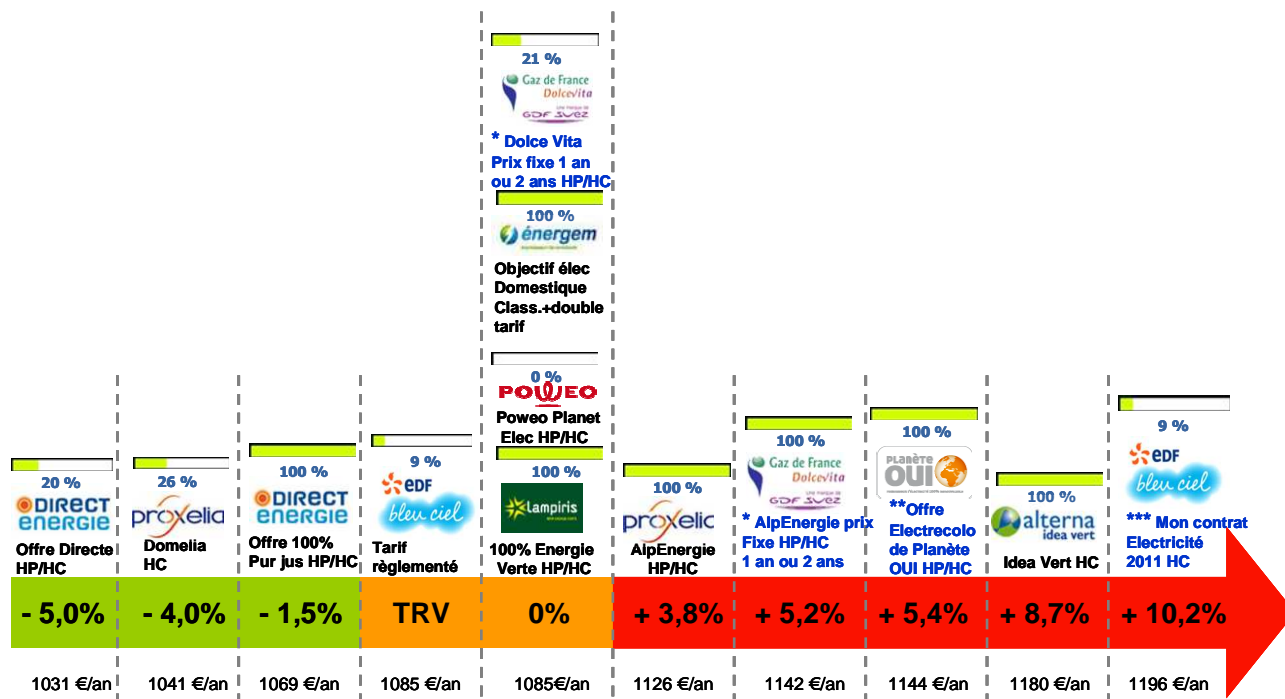
Source: Comparateur d'offres énergie-info

* 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
Nom offre:	Tarif réglementé
Différence de prix par rapport aux TRV	TRV
Estimation de facture annuelle	1085 €/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

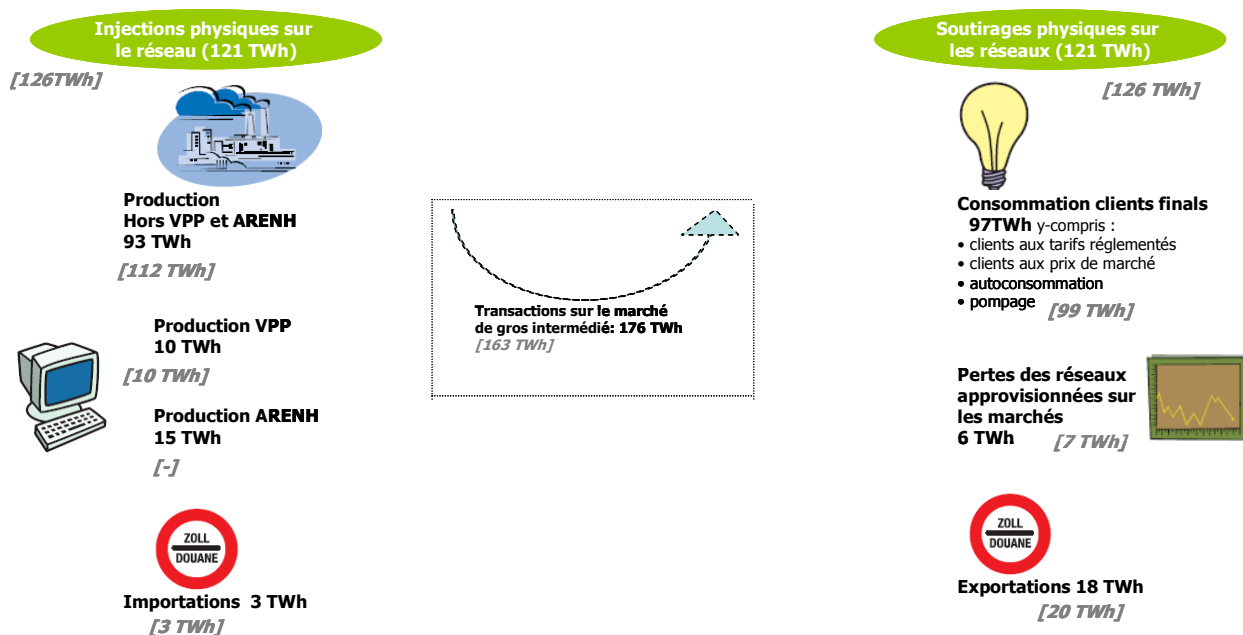
1. Introduction

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.
- **Juillet 2011** : ouverture des droits à l'ARENH

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 troisième trimestre 2011. Il fait apparaître les volumes injectés et soutirés, ainsi que les transactions ayant eu lieu sur le marché de gros intermédiaire français. On note que 15 TWh ont été produits au titre de l'ARENH.



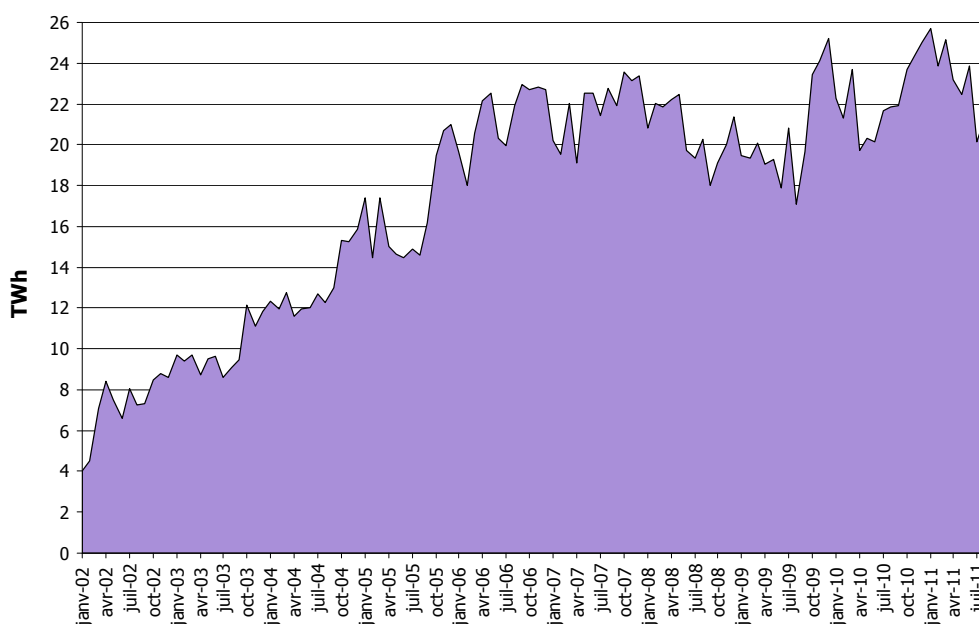
2. Activité sur le marché de gros français

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 (hors ARENH).

Volume des livraisons nettes résultant de transactions de gré à gré (hors ARENH)



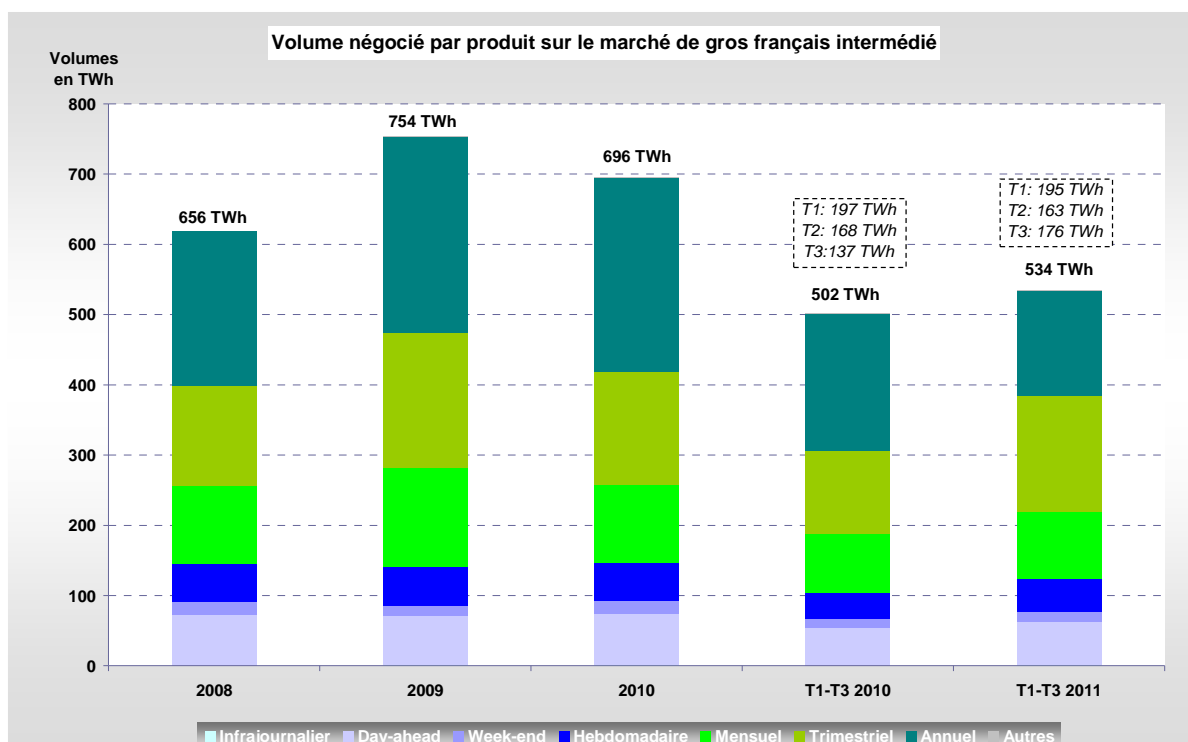
Source : RTE – Analyse : CRE

Le volume des livraisons sur le marché de gré à gré s'élève à 66,8 TWh au troisième trimestre 2011. En baisse de 4% par rapport au trimestre précédent et en hausse de 2% par rapport à la même période l'année précédente, ce volume a représenté 67% de la consommation nationale, soit la même proportion qu'au deuxième trimestre 2011, contre 63% 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 troisième trimestre 2011



Source : brokers, EPEX Spot France, EPD France ; Analyse : CRE

Produits spot :

21 TWh ont été échangés sur le marché spot au troisième trimestre 2011, pour environ 21 000 transactions. L'activité a donc progressé par rapport au trimestre précédent, en volume (+3%) mais surtout en liquidité (+17%). 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 (+30%) et de transactions (+66%).

Sur le marché de l'intraday, les volumes ont légèrement baissé (0,22 TWh, -3%) alors que le nombre de transactions a augmenté (5 600). 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 progressé par rapport au trimestre précédent (+4%) et par rapport à 2010 (+29%). Cette progression reflète une forte augmentation de l'activité sur les marchés OTC (+13%), alors qu'elle stagne sur le marché organisé. La part des volumes day-ahead négociés sur EPEX Spot continue ainsi de diminuer : elle s'établit à 67% au troisième trimestre 2011 contre 75% en 2010.

Produits à terme¹¹ :

Au troisième trimestre 2011, 120 TWh ont été échangés sur l'ensemble des produits à terme¹², soit un niveau similaire au trimestre précédent, mais supérieur à celui de T3 2010 (+19%). De même, la liquidité sur ces produits est restée stable par rapport au trimestre précédent avec environ 6000 transactions, soit une hausse de 41% comparé à la même période en 2010.

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).

La très grande majorité des échanges pour les produits à terme se font sur les marchés OTC, EPD France ne captant que 6% des volumes (6% des transactions). Ainsi, la baisse de l'activité par rapport au trimestre précédent sur le marché organisé (-22% en volume et -25% en nombre de transactions) n'a que peu d'effet sur les volumes totaux, l'activité sur les plateformes de courtage étant restée stable.

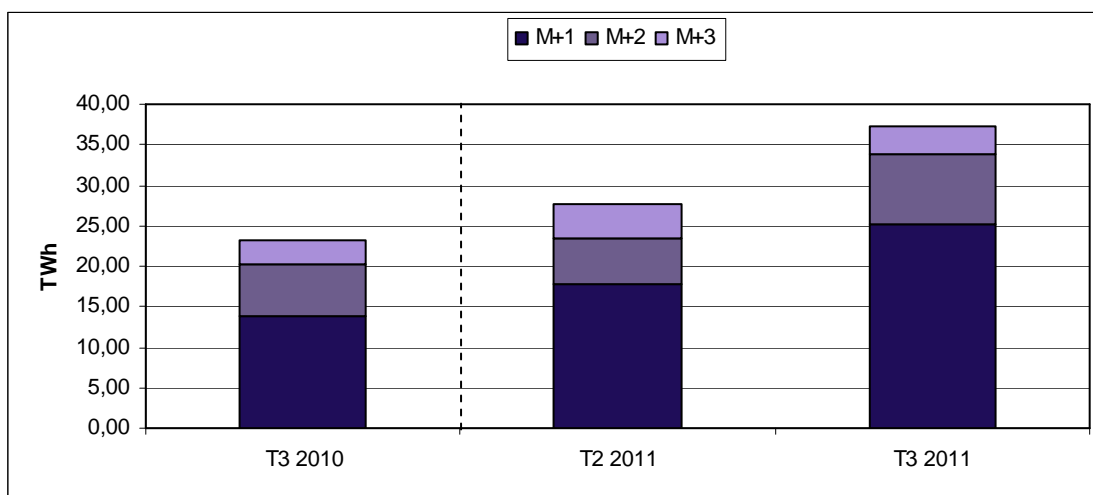
Comparativement à 2010 à la même période, les volumes échangés sur EPD France ont plus que doublé, alors que sur les plateformes de courtage les volumes ont augmenté de 16%. La liquidité sur les produits à terme a progressé de 39% sur les plateformes et de 77% sur la bourse.

Par ailleurs, la structure des échanges est différente entre le marché OTC et la bourse. Les différents types de produit (mensuels, trimestriels, annuels) représentent chacun environ un tiers des volumes échangés sur l'OTC, alors que les échanges sur EPD France sont dominés par le négoce des produits annuels (64% des volumes).

Produits mensuels :

Les volumes échangés sur les produits mensuels ont fortement augmenté au troisième trimestre 2011 : environ 3100 transactions de produits mensuels représentant 37 TWh ont eu lieu.

Cette hausse a eu lieu sur les produits M+1 et M+2, qui sont les produits les plus négociés, tant en termes de volume que de liquidité. Seuls les produits M+3 ont connu une baisse par rapport au trimestre précédent (environ -15% en volumes et en transactions), mais les chiffres restent en hausse par rapport à l'année dernière.

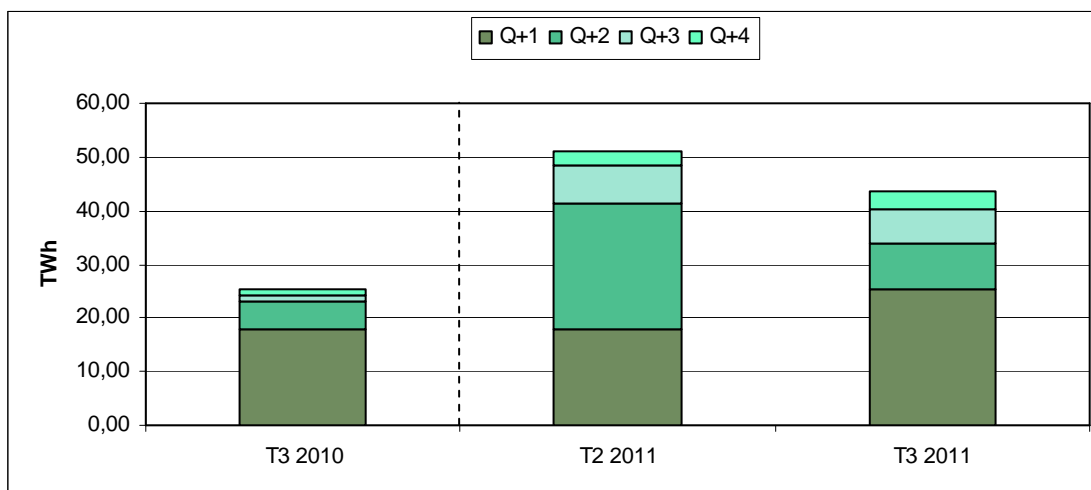


Source : brokers, EPEX Spot France, EPD France ; Analyse : CRE

Produits trimestriels :

Le négoce de produits trimestriels au troisième trimestre 2011 a reculé dans son ensemble. Les volumes échangés se sont élevés à 44 TWh pour 2 000 transactions, soit une baisse de 14% par rapport au trimestre précédent, mais sont restés nettement supérieurs à ceux de 2010 à la même période (+72%).

Les volumes et les transactions ont diminué pour les maturités Q+2 et Q+3, alors qu'ils ont augmenté pour les produits Q+1 et Q+4. Ainsi, le produit trimestriel Q4 2011, pour livraison au dernier trimestre 2011, reste le plus négocié: 25 TWh ont été échangés à travers environ 1 300 transactions. Comparativement à 2010 à la même période, les volumes et les transactions ont progressé pour tous les produits, notamment pour les produits Q+3 et Q+4.



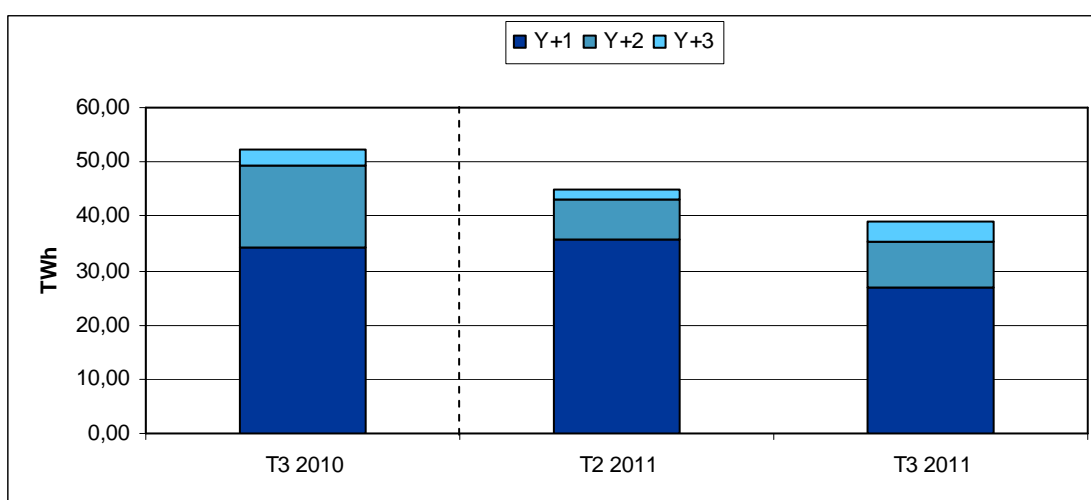
Source : brokers, EPEX Spot France, EPD France ; Analyse : CRE

Produits annuels :

Les volumes échangés sur les produits annuels ont continué à baisser au troisième trimestre 2011 avec 39 TWh échangés, soit -13% par rapport au trimestre précédent et -25% par rapport à 2010. Avec environ 900 transactions, la liquidité est restée stable d'un trimestre à l'autre, mais elle est inférieure de 23% à celle observée une année auparavant.

Par rapport au trimestre précédent, le recul des échanges sur les produits annuels est surtout dû à la baisse sur les produits Y+1 (-25%), qui représentent près de 70% de l'ensemble des produits annuels, alors que le négoce des produits Y+2 et Y+3 a augmenté (respectivement +12% et +140% en volumes).

En comparaison avec le troisième trimestre de 2010, l'activité a diminué sur les produits Y+1 et Y+2 mais a augmenté sur les produits Y+3.

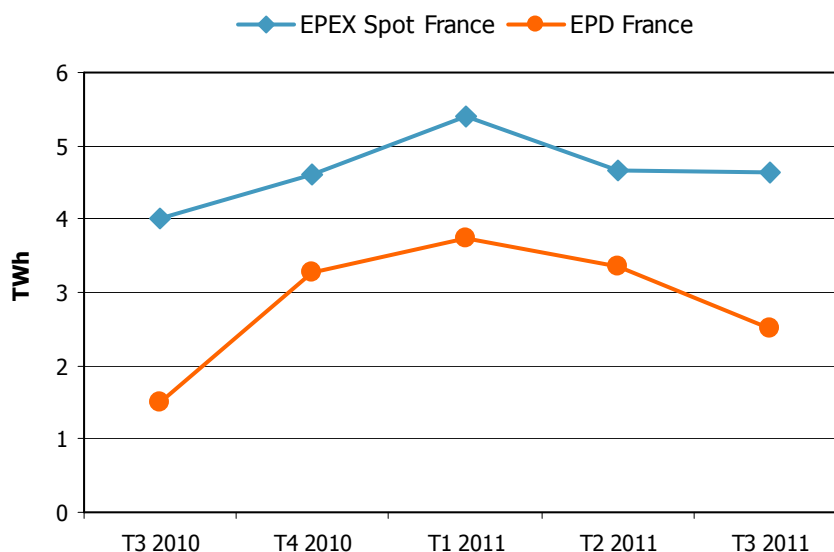


Source : brokers, EPEX Spot France, EPD France ; Analyse : CRE

C)Activité sur les marchés organisés et comparaison internationale

Le volume en *day-ahead* échangé sur EPEX Spot est resté stable au cours du troisième trimestre 2011 par rapport au trimestre précédent (4,6 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 baissé par rapport au trimestre précédent mais restent supérieurs par rapport à 2010 à la même période (+1 TWh).

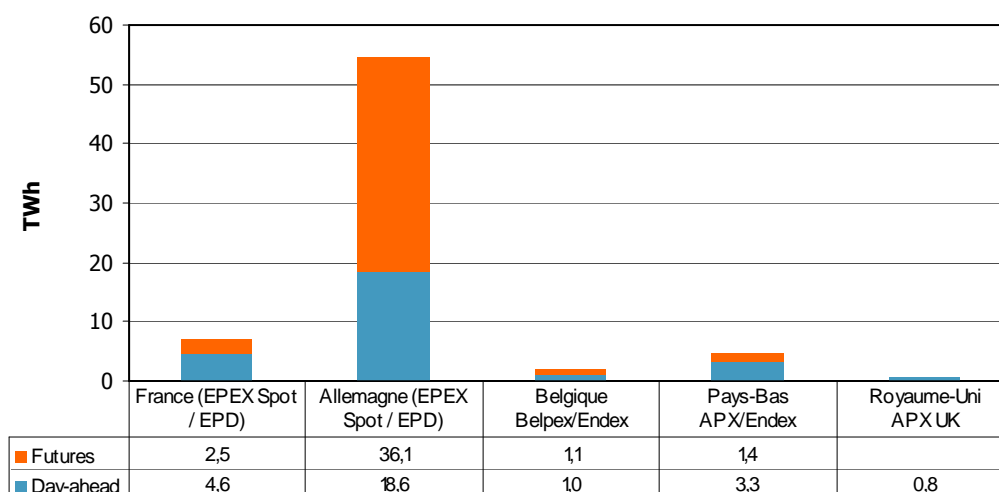
Volumes moyens mensuels des transactions sur les marchés organisés français - toutes échéances confondues -



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) - Troisième trimestre 2011 -



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

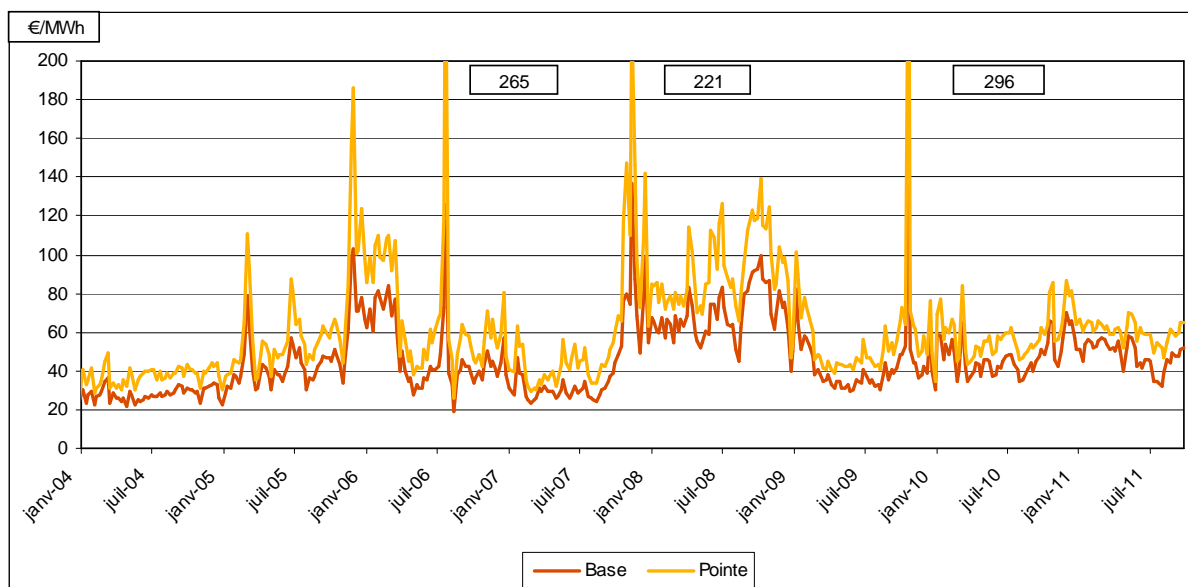
3. Prix sur le marché de gros français et comparaison européenne

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.

A) Prix day-ahead

Les prix *day-ahead* cotés sur EPEX Spot ont affiché une moyenne de 43 €/MWh en base et 57 €/MWh en pointe au troisième trimestre 2011, soit des baisses respectives de 12% et 7% par rapport au trimestre précédent. Si le prix en base est au même niveau qu'en 2010 à la même période, le prix en pointe est supérieur de 6%.

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

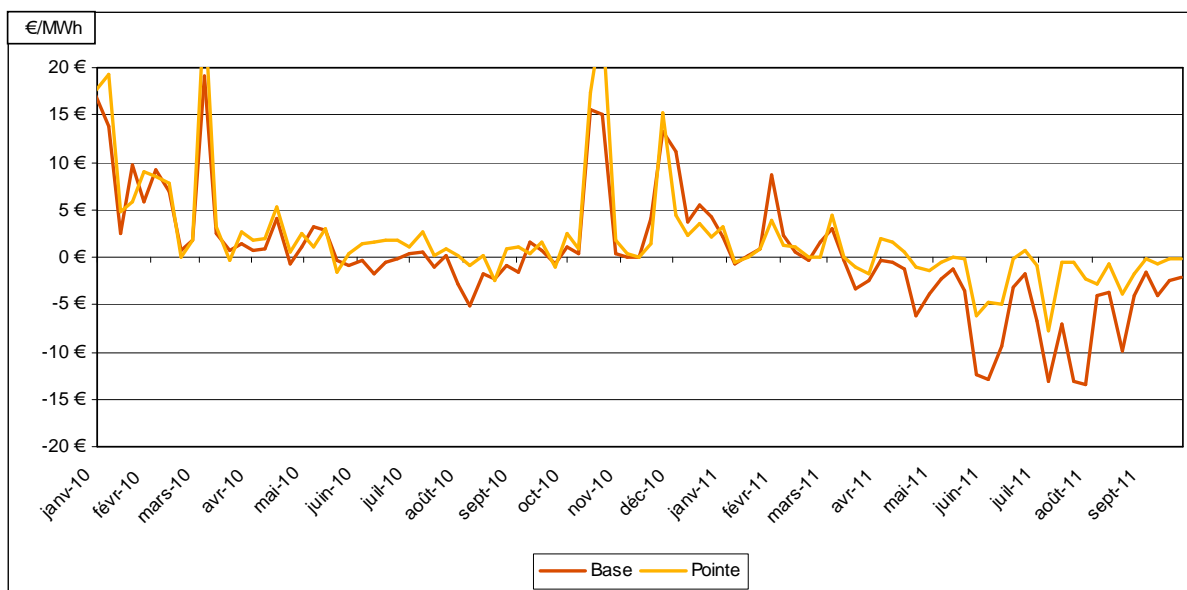


Sources : EPEX Spot – Analyse : CRE

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

Sur le marché allemand, les prix spot base et pointe ont baissé d'environ 6% par rapport au deuxième trimestre à 49 €/MWh et 59 €/MWh. Cependant, ils sont nettement supérieurs à ceux de 2010 (+ 13% en base et +10% en pointe). Les prix français et allemands ont exactement convergé durant 56% des heures au cours du troisième trimestre 2011, contre 58% au deuxième trimestre.

Différentiels day-ahead France - Allemagne - moyennes hebdomadaires -

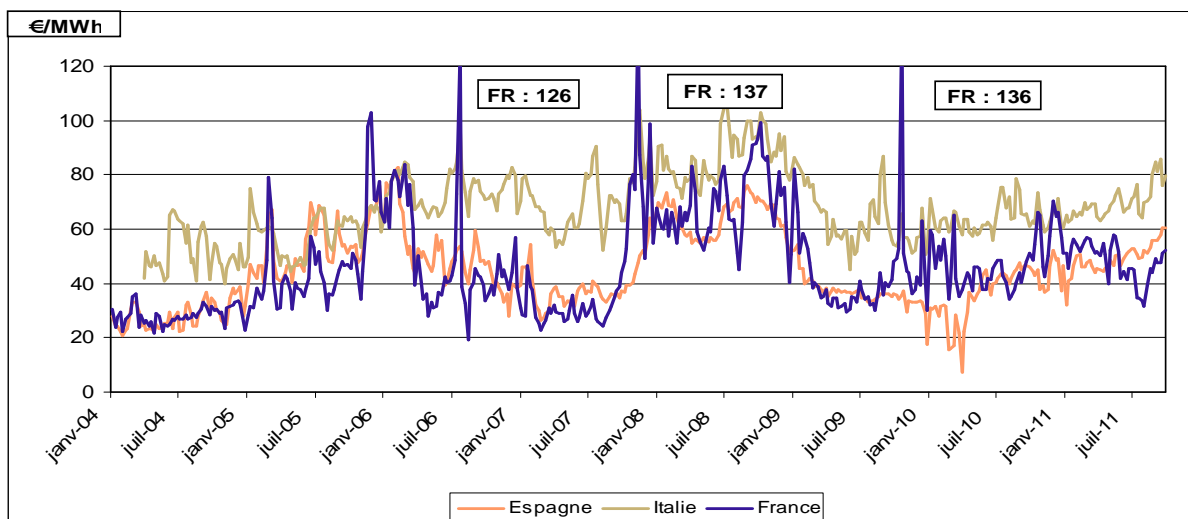
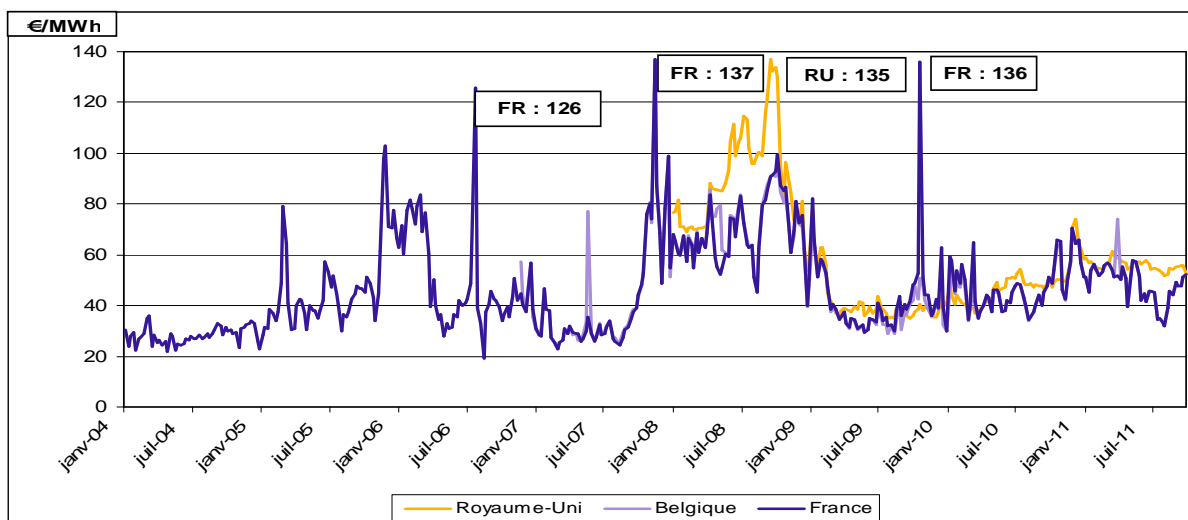
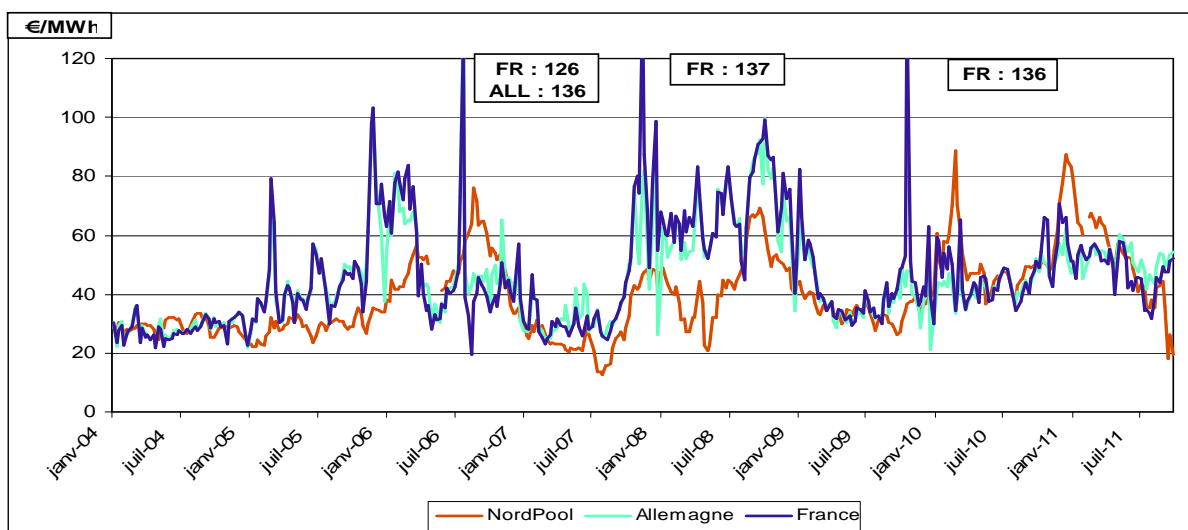


Sources : EPEX Spot – Analyse : CRE

Les différentiels de prix France-Allemagne se sont creusés sur le troisième trimestre, à la fois en base (-6,5 €/MWh) et en pointe (-1,2 €/MWh). En 2010 à la même période, les différentiels France-Allemagne en base et pointe étaient respectivement de -1 €/MWh et 0,2 €/MWh.

Les autres prix base européens ont évolué de façon différente. Les prix belges sont restés similaires aux prix français et ont baissé de 13%. Les prix au Royaume-Uni et en Suisse ont également baissé de respectivement de 5% et 10%. A l'inverse, les prix italiens et espagnols ont augmenté de 10% et 13%. On note des prix particulièrement bas au Nordpool qui s'établissent en moyenne à 36 €/MWh, soit 31% de moins qu'au trimestre précédent. Hormis ces derniers, les prix français et belges ont été les moins chers des prix européens. Les différentiels en base se sont creusés partout et s'établissent entre -6,8 €/MWh avec la Suisse et -32,4 €/MWh avec l'Italie. On note que les différentiels en pointe sont largement inférieurs, entre -1 €/MWh et -2 €/MWh pour l'Allemagne, le Royaume-Uni, l'Espagne, et la Suisse, et -19 €/MWh pour l'Italie.

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

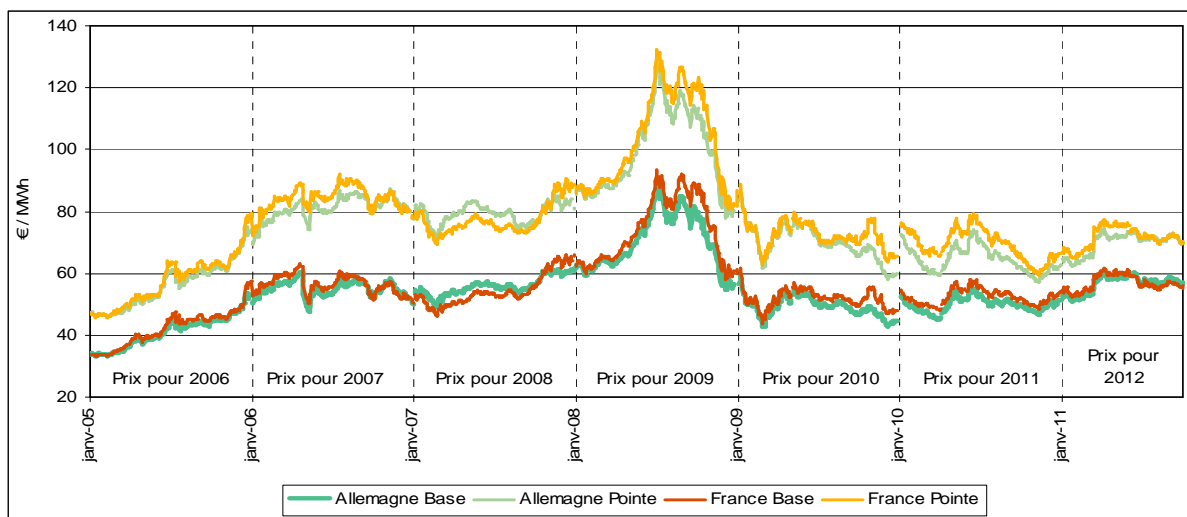


Sources : EPEX Spot France / Allemagne, Belpex, Omel, NordPool, Ipx, Heren – Analyse : CRE

B) Prix futures

Les prix du *future* annuel (Y+1) en base ont baissé de 6% en France et 2% en Allemagne à respectivement 56,2 €/MWh et 57,4 €/MWh en moyenne: les prix français sont donc devenus moins chers que les prix allemands. La baisse a été similaire sur les produits pointe dont les prix s'établissent à des niveaux très proches des deux côtés du Rhin: 71,4 €/MWh en France et 71,3 €/MWh en Allemagne.

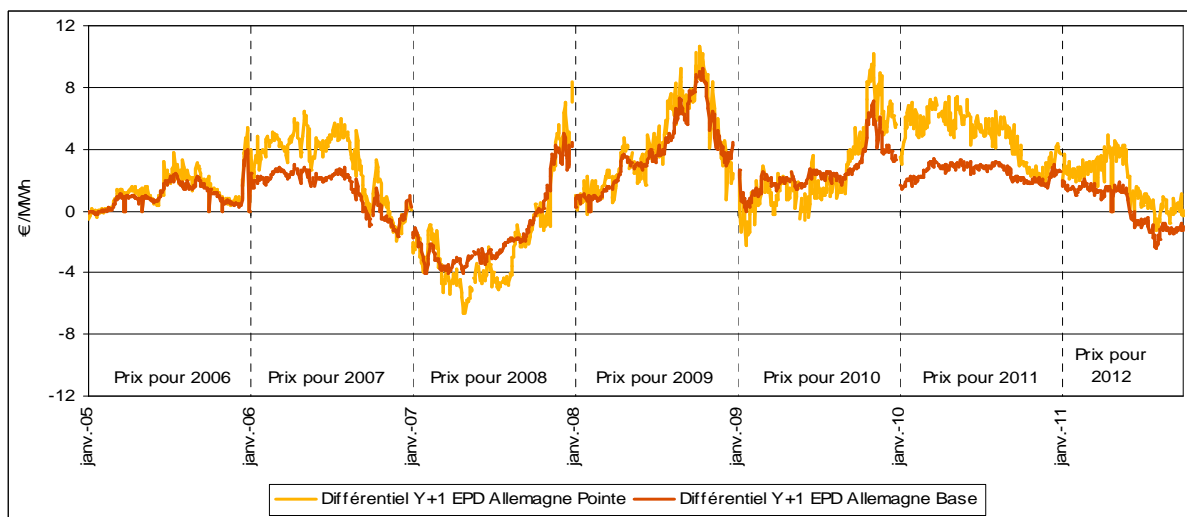
Prix futures Y+1 en France et en Allemagne - prix journaliers -



Sources : EPD France / Allemagne

L'écart de prix moyen Y+1 entre la France et l'Allemagne est devenu négatif en base, passant de 0,65 €/MWh à -1,25 €/MWh en moyenne, et proche de 0 en pointe. Ces évolutions sont les effets du couplage de marché et du moratoire allemand sur le nucléaire, qui renchérit les prix anticipés.

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

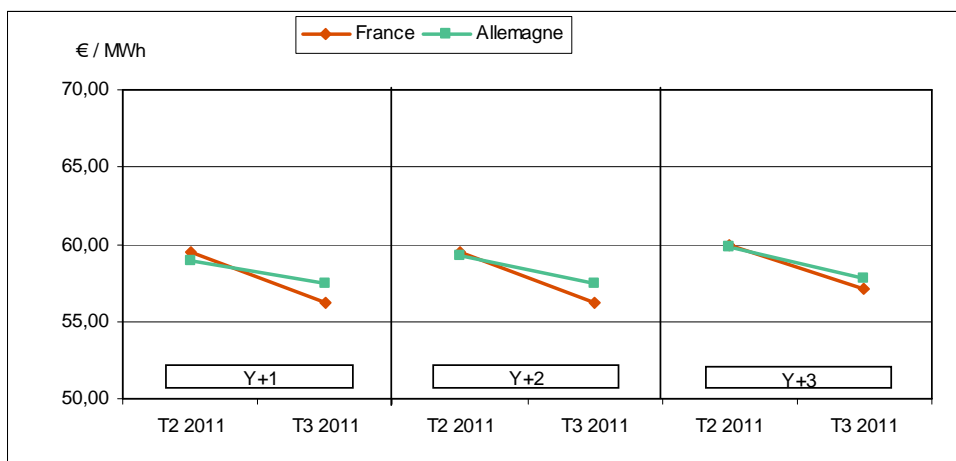


Sources : EPD France / Allemagne

Produits calendaires :

Les prix des produits calendaires ont baissé en moyenne en T3 2011 comparativement à T2 2011, qu'il s'agisse des produits Y+1, Y+2 ou Y+3, en France comme en Allemagne. Il s'agit là d'une inversion de tendance pour le produit Y+1, qui s'était apprécié de 7,9% au second trimestre 2011. Pour toutes ces maturités, on constate une inversion des différentiels avec des prix français devenus moins chers.

Prix des produits calendaires pour la France et l'Allemagne - moyennes trimestrielles -

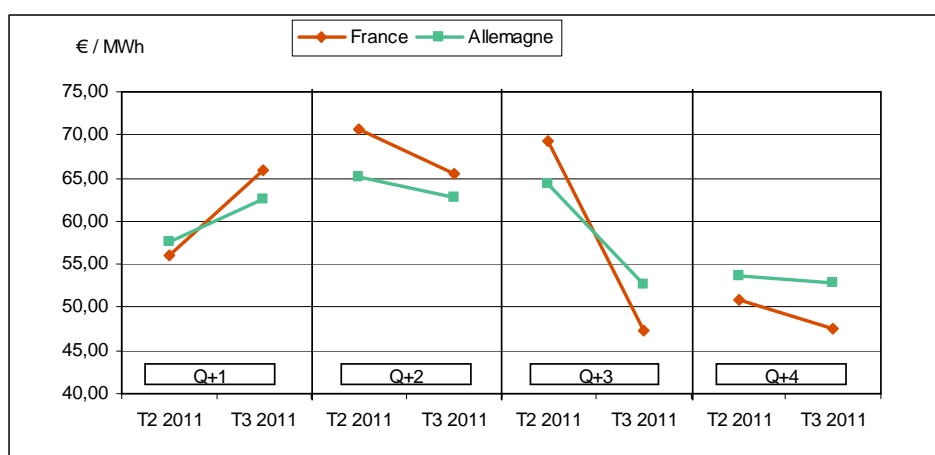


Sources : EPD France / Allemagne

Produits trimestriels :

Les prix des produits Q+1 et Q+2, qui sont au troisième trimestre pour livraison en hiver, sont plus chers en France qu'en Allemagne, reflet de la thermo-sensibilité de la consommation française qui n'est pas compensée par la sortie du nucléaire outre-Rhin. Les prix des produits Q+3 et Q+4 ont diminué plus fortement en France où ils sont devenus moins chers.

Prix des produits trimestriels pour la France et l'Allemagne - moyennes trimestrielles -

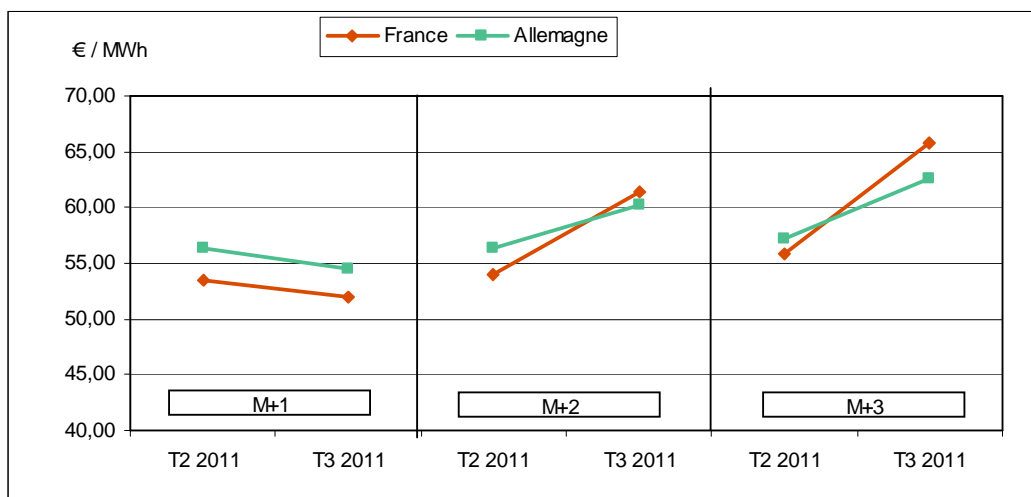


Sources : EPD France / Allemagne

Produits mensuels :

Les prix moyens des produits mensuels M+1 à M+3 ont évolué de façon similaire en France et en Allemagne, avec une légère baisse pour le M+1 et une hausse plus marquée pour le M+2 et le M+3. Pour ces deux derniers produits, pour livraison à l'automne, la hausse a été plus forte en France où les prix dépassent au troisième trimestre 2011 les prix allemands.

**Prix des produits trimestriels pour la France et l'Allemagne
- moyennes trimestrielles -**



Sources : EPD France / Allemagne

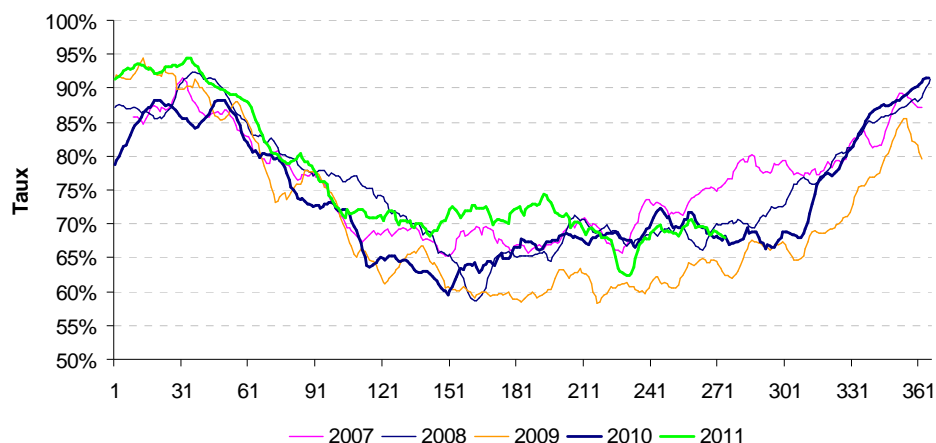
4. Les fondamentaux du marché de l'électricité

La rupture de tendance observée au troisième trimestre sur le prix à terme pour livraison en 2012 de l'électricité (56,58 €/MWh, soit -5,0% du 1^{er} juillet au 30 septembre après une hausse de 7,9% au deuxième trimestre) est concomitante à l'évolution à la baisse du cours de baril de pétrole brut (79,3 €/MWh, soit une diminution de -2,4%). Sur le troisième trimestre, les prix à terme du gaz et du charbon sont restés relativement stables (respectivement de -1,2% et -0,1%). Le prix du CO₂ a connu un net recul de 20,4% sur la même période. La forte baisse du prix du CO₂ intervient dans la continuité des effets de la publication de la Commission européenne de sa proposition de directive relative à l'efficacité énergétique.

La comparaison cette fois avec les prix constatés l'an passé à la même période laisse apparaître une hausse des prix de l'électricité et des combustibles. Le prix moyen de l'électricité constaté au troisième trimestre n'augmente toutefois que de 8,2% contre 21,1% pour le charbon. La hausse de prix est encore plus importante pour le pétrole et pour le gaz, respectivement de 32,3% et 37,6%. Le prix du CO₂ a diminué au troisième trimestre de 13,2% par rapport à la même période de l'an passé.

En ce qui concerne la production d'électricité en France, le taux de production moyen du parc nucléaire est resté stable à 68,8 % (+0,2%) en T3 2011 relativement au taux enregistré en T3 2010 l'année précédente. On observe toutefois une forte baisse du taux de production du parc nucléaire entre le 12 et le 16 août (Figure ci-dessous) qui s'explique notamment par une augmentation des indisponibilités fortuites durant cette période.

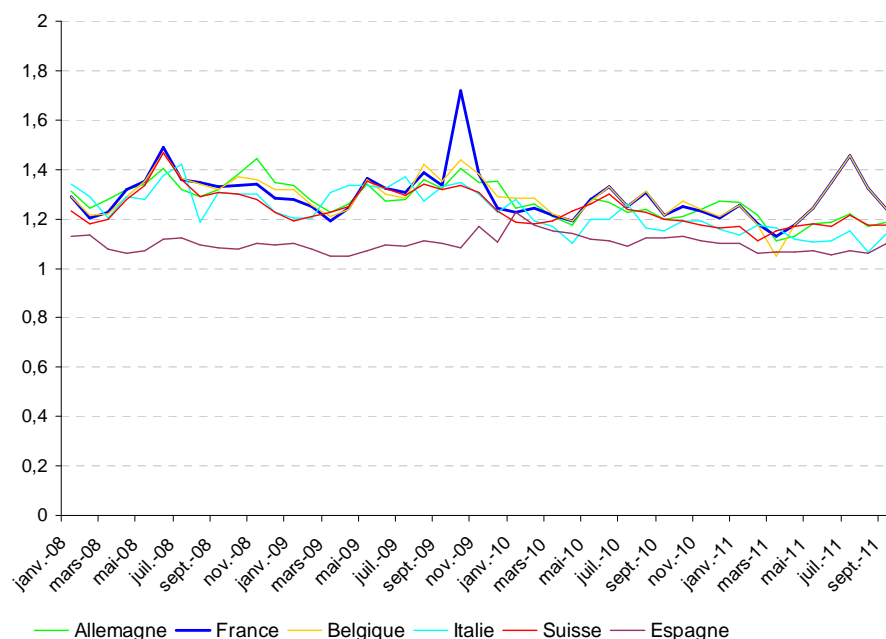
Taux de production du parc nucléaire : - moyenne mobile sur 30 jours-



Source : RTE – Analyse : CRE

Le ratio Pointe/Base poursuit lui son augmentation (+7% en T3 2011 par rapport au T2 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 considérée (-12,9% pour la base, -7,3% pour la pointe). Elle est due sur ce trimestre à des prix spot particulièrement bas aux heures creuses. Cette observation semble être plus spécifique à la France qu'aux autres pays interconnectés (en particulier l'Allemagne, où les prix spot base et pointe ont diminué dans des proportions similaires, -8,3% pour la base et -6,2% pour la pointe).

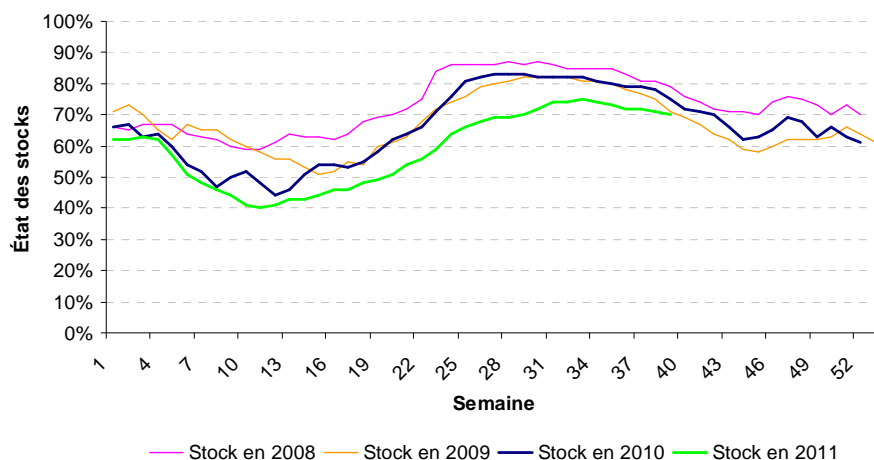
Ratio Pointe/Base – prix spots moyens



Source : EPEX Spot, IPEX, Belpex, Omel

Le niveau des stocks hydrauliques continue sa tendance haussière et atteint fin septembre 70% contre 69% début juillet. Toutefois, le niveau de stocks hydrauliques reste inférieur relativement au niveau enregistré fin septembre de l'année précédente (-7%).

Stocks hydrauliques

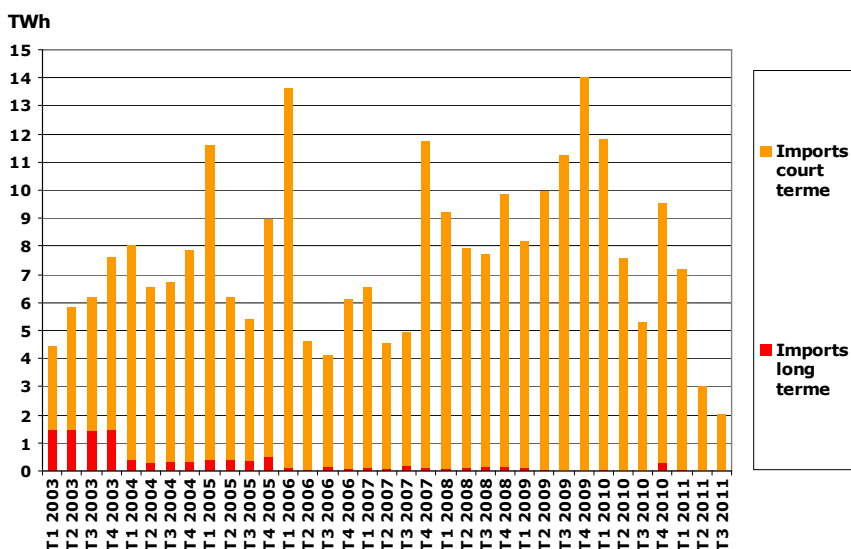


Source : RTE – Analyse : CRE

5. Volumes d'imports/exports

Les importations ont à nouveau diminué en T3 2011. Cette diminution est de 32% par rapport au T2 2011, et de 61% par rapport au même trimestre l'année précédente, et ce malgré la légère baisse de la disponibilité moyenne du parc nucléaire français (-2,1% par rapport au second trimestre 2011). En effet, la baisse de la production en résultant n'a pas compensé la baisse de la consommation et des exports.

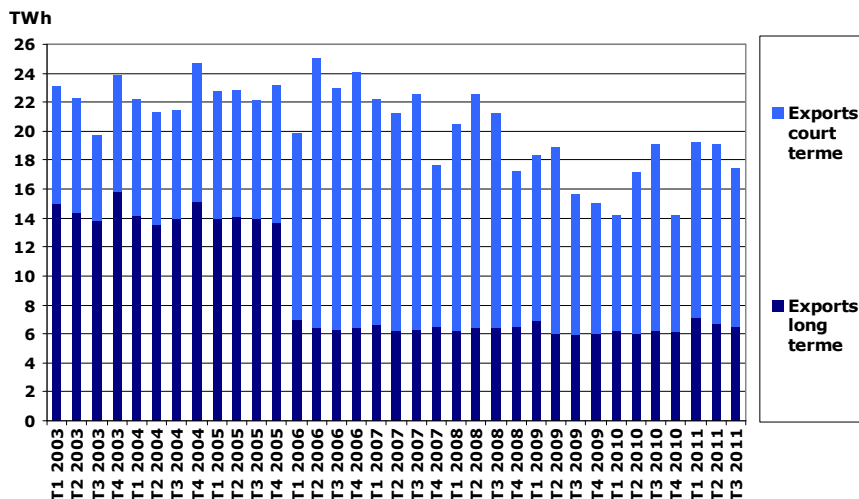
Somme des importations par trimestre



Source : RTE – Analyse : CRE

Les exportations ont diminué de 9% en volume en T3 2011 par rapport au T2 2011. Par rapport au 3^{ème} trimestre de l'année précédente les volumes exportés affichent également un niveau inférieur passant de 19,1 TWh en T3 2010 à 17,5 TWh en T3 2011, soit une diminution de -9%. Le solde net exportateur se situe à 15,5 TWh, en baisse de 4% par rapport au T2 2011 (solde net exportateur de 16,2 TWh) et en hausse de 11,5% par rapport au T2 2011 (solde net exportateur 13,9 TWh).

Somme des exportations par trimestre



Source : RTE – Analyse : CRE

6. Concentration du marché français de l'électricité

Au cours du 3^{ème} trimestre 2011, sur les 169 responsables d'équilibre présents sur le marché, seuls 15 étaient actifs dans le domaine de la production d'électricité en France. 38 d'entre eux détenaient des capacités issues des enchères VPP et 17 des droits d'accès régulé à l'électricité nucléaire historique (ARENH), tandis que 24 effectuaient des ventes à des consommateurs. 63 responsables d'équilibre étaient par ailleurs actifs à l'import ou à l'export, et 86 avaient notifié des échanges de blocs et 72 d'entre eux suite à des transactions effectuées sur la bourse.

A) Concentration des différents segments du marché de gros français

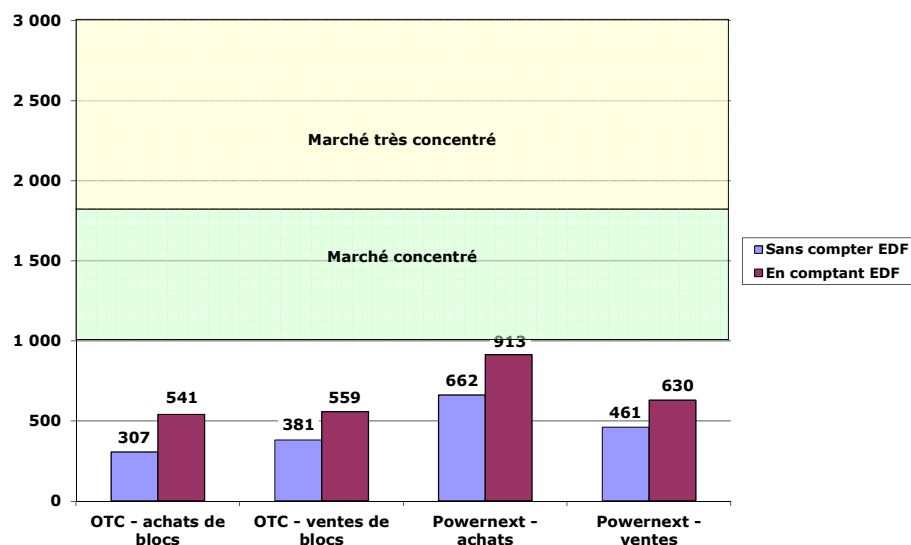
Le graphique suivant donne l'indice de Herfindahl-Hirschman (HHI)¹³ pour les différents segments du marché de gros français. L'indice est calculé sur les livraisons nominées auprès de RTE, et non sur les transactions conclues sur le marché pendant la période.

Au 3^{ème} trimestre 2011, les achats et les ventes sur les marchés OTC et sur Powernext sont restés des segments de marché peu concentrés avec ou sans le groupe EDF.

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 -
- Troisième trimestre 2011 -**



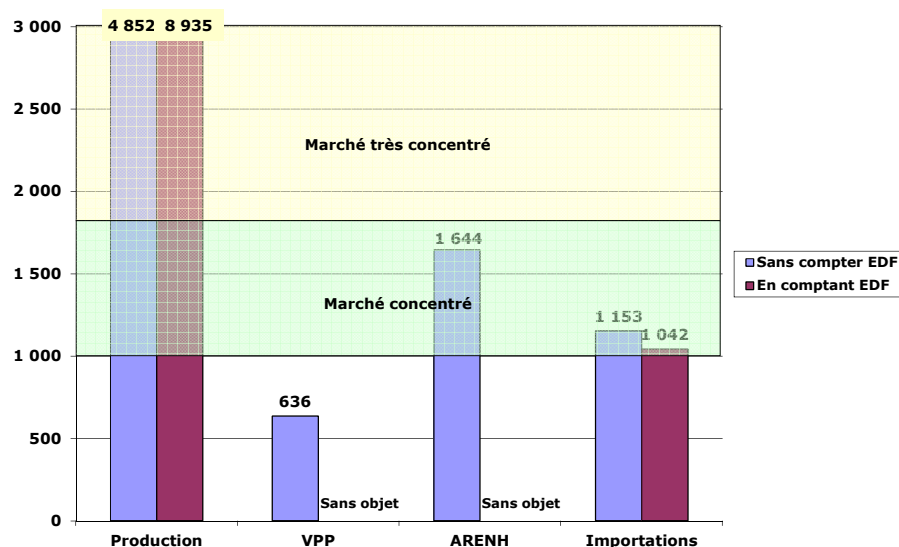
Source : RTE – Analyse : CRE

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. Le segment des VPP apparaît comme un segment de marché peu concentré tandis que les autres segments (ARENH, importations) apparaissent comme des segments de marché concentrés, que le groupe EDF soit pris en compte ou non.

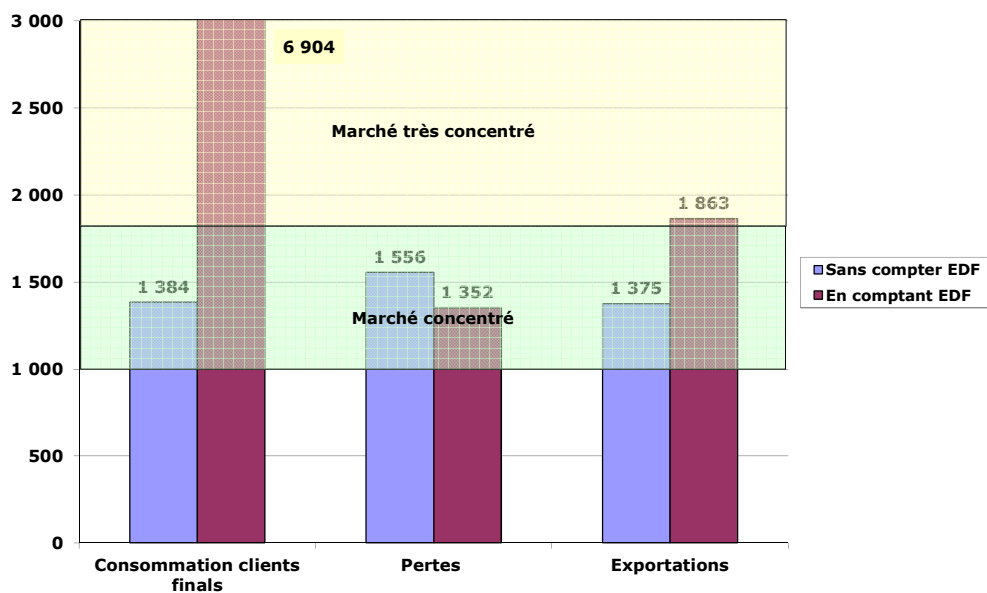
**Indice de concentration HHI – injections
- Troisième trimestre 2011 -**



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 - Troisième 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 :

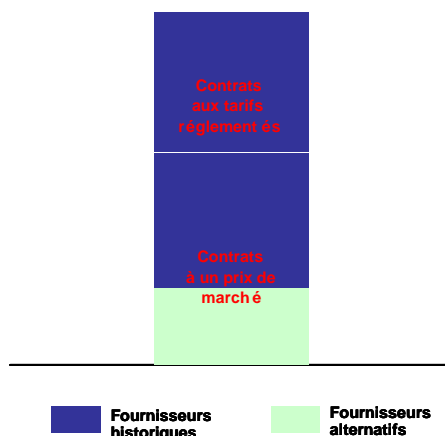
- à partir d'août 2000, éligibilité de tous les sites ayant une consommation annuelle de gaz supérieure à 237 GWh et de tous les producteurs d'électricité ou producteurs simultanés d'électricité et de chaleur quel que soit leur niveau de consommation annuelle,
- à partir d'août 2003, éligibilité de tous 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 septembre 2011, 11,3 millions de sites et une consommation annuelle d'environ 526 TWh¹⁵.

Les clients peuvent disposer de deux types de contrats :

- les contrats aux tarifs réglementés (proposés uniquement par des fournisseurs historiques)
- les contrats à un prix de marché (proposés par les fournisseurs historiques et par les fournisseurs alternatifs).

Répartition des contrats de gaz
- schéma illustratif -

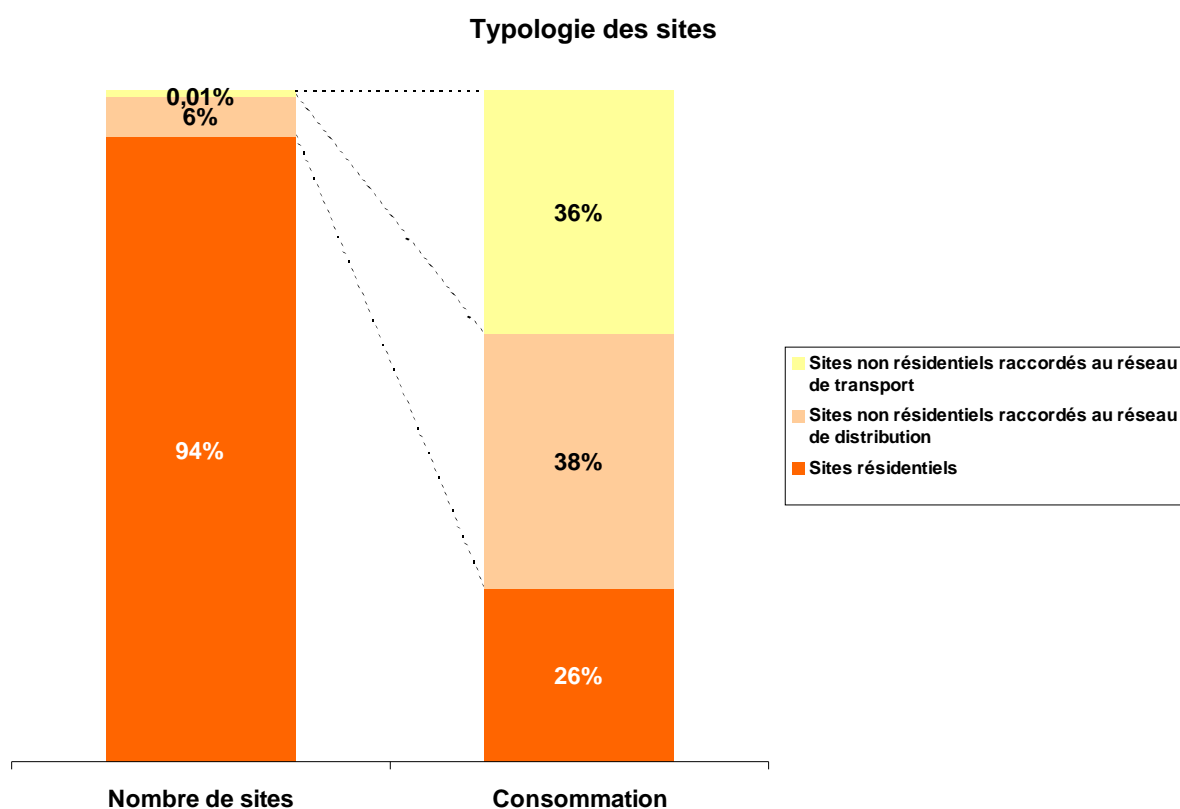


Les principales sources d'information de l'observatoire sont les gestionnaires de réseaux de transport (GRTgaz et TIGF), les 4 principaux gestionnaires de réseaux de distribution (GrDF, Régaz, Réseau GDS et Gaz Électricité de Grenoble) et les principaux fournisseurs historiques (GDF Suez, Tégaz, Énerest 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 524 TWh de consommation annualisée.

2. Les segments de clientèle et leur poids respectif



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 septembre 2011

A) Tableaux de synthèse du trimestre écoulé

Synthèse en nombre de sites

	Résidentiels		Non résidentiels	
Situation (en nombre de sites)	Au 30 septembre 2011	Au 30 juin 2011	Au 30 septembre 2011	Au 30 juin 2011
Nombre total de sites, dont :	10 630 000	10 654 000	673 000	677 000
– Sites en offre de marché, dont :	1 412 000	1 370 000	280 000	277 000
• fournisseurs historiques	480 000	485 000	146 000	146 000
• fournisseurs alternatifs	932 000	885 000	134 000	131 000
– Sites au tarif réglementé	9 218 000	9 284 000	393 000	400 000
Parts de marché des fournisseurs alternatifs	8,8 %	8,3 %	19,9 %	19,4 %

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

Synthèse en consommation annualisée

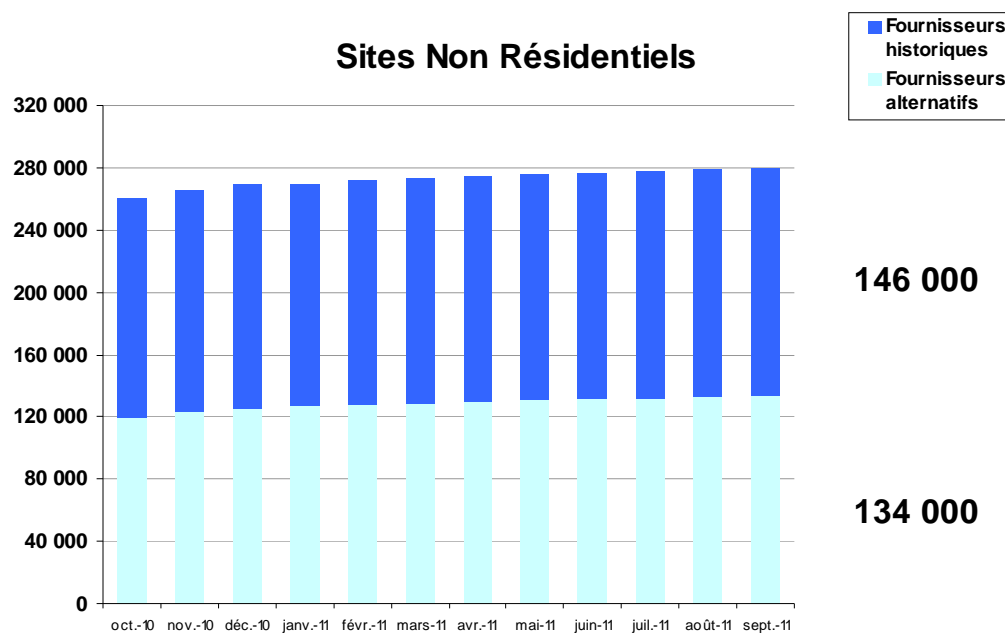
	Résidentiels		Non résidentiels	
Situation (en consommation annualisée)	Au 30 septembre 2011	Au 30 juin 2011	Au 30 septembre 2011	Au 30 juin 2011
Consommation totale des sites	134,4 TWh	134,9 TWh	390 TWh	380 TWh
– Consommation fournie en offre de marché, dont :	18,1 TWh	17,6 TWh	283 TWh	276 TWh
• fournisseurs historiques	7 TWh	7,1 TWh	155 TWh	154 TWh
• fournisseurs alternatifs	11,1 TWh	10,5 TWh	128 TWh	122 TWh
– Consommation fournie aux tarifs réglementés	116,3 TWh	117,3 TWh	107 TWh	104 TWh
Parts de marché des fournisseurs alternatifs	8,3 %	7,8 %	32,8%	32,1 %

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.

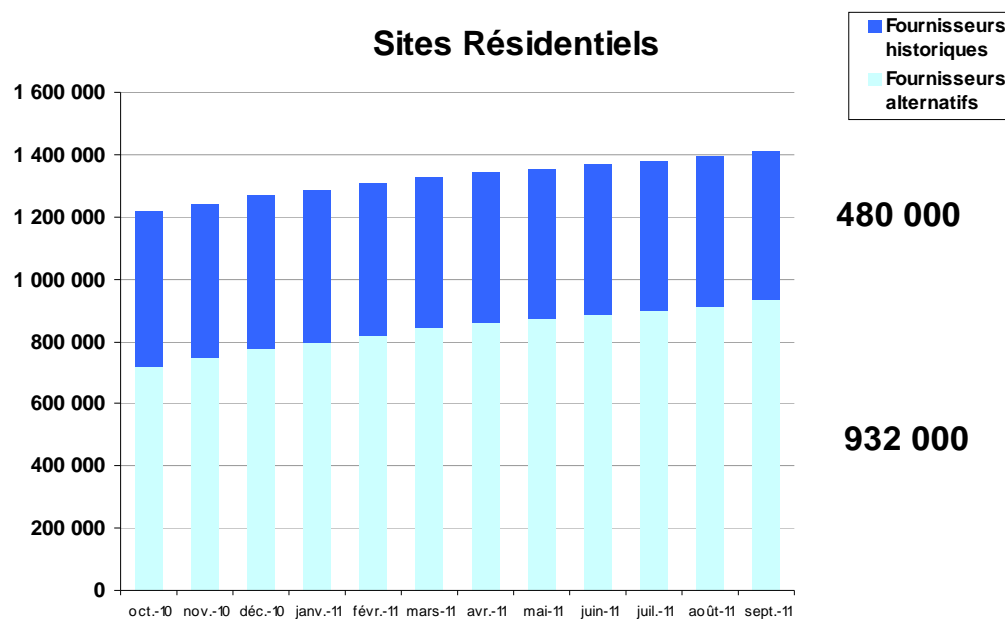
B) Evolution du nombre de sites en offre de marché

Nombre de sites en offre de marché



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

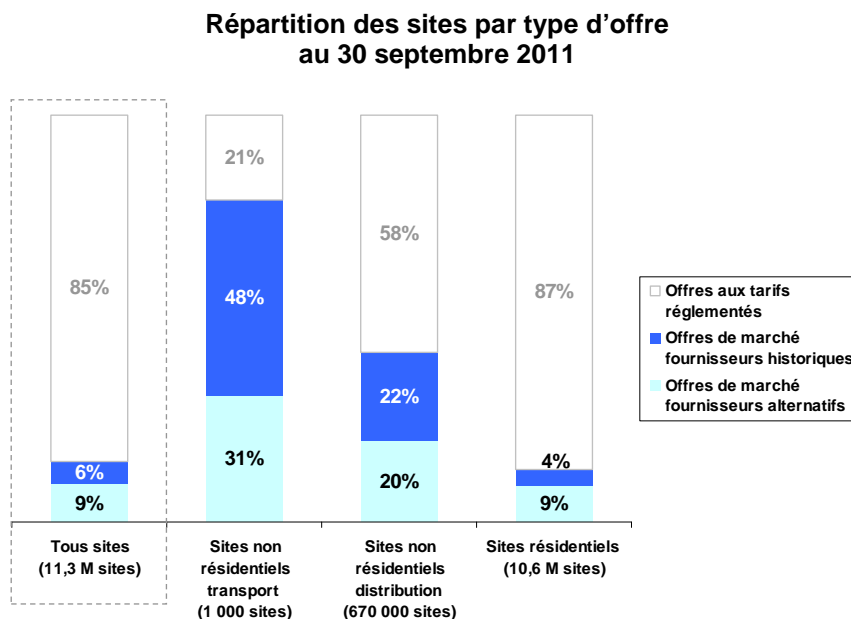
Nombre de sites en offre de marché



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

Au 30 septembre 2011, 1 692 000 sites ont choisi une offre de marché, dont 1 066 000 auprès d'un fournisseur alternatif.

C) Parts de marché en nombre de sites au 30 septembre 2011

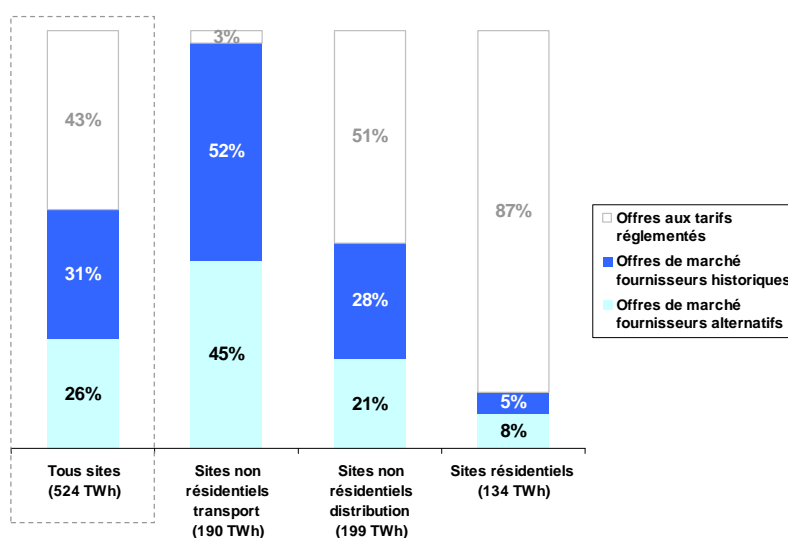


Sources : GRT, GRD, Fournisseurs historiques – Analyse : CRE

Au 30 septembre 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 septembre 2011

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



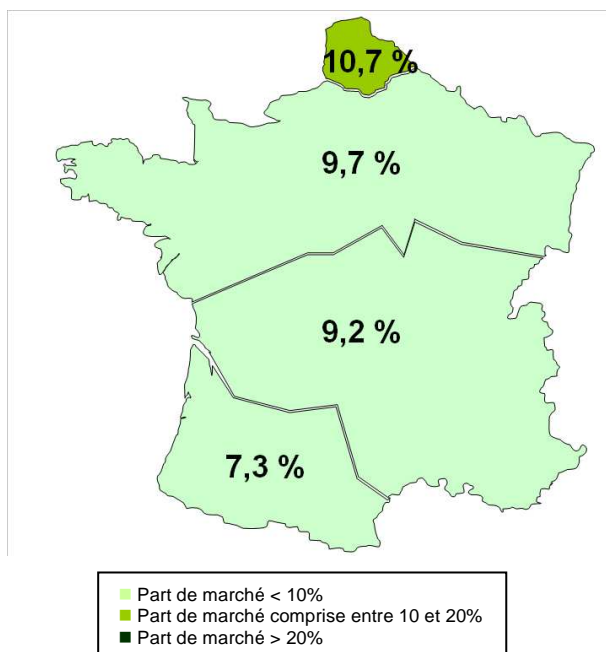
Sources : GRT, GRD, Fournisseurs historiques – Analyse : CRE

Au 30 septembre 2011, environ 57% de la consommation est fournie par des offres de marché, dont 27% auprès d'un fournisseur alternatif.

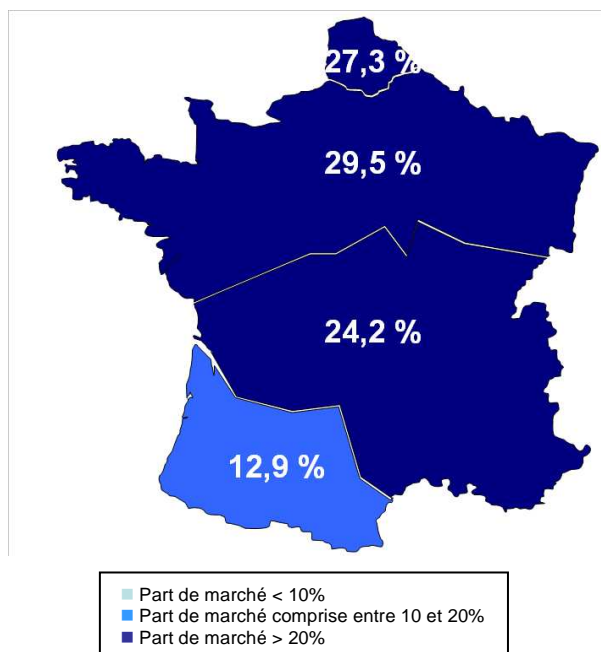
E) Analyse par zone géographique

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

– en nombre de sites –



– en consommation annualisée –



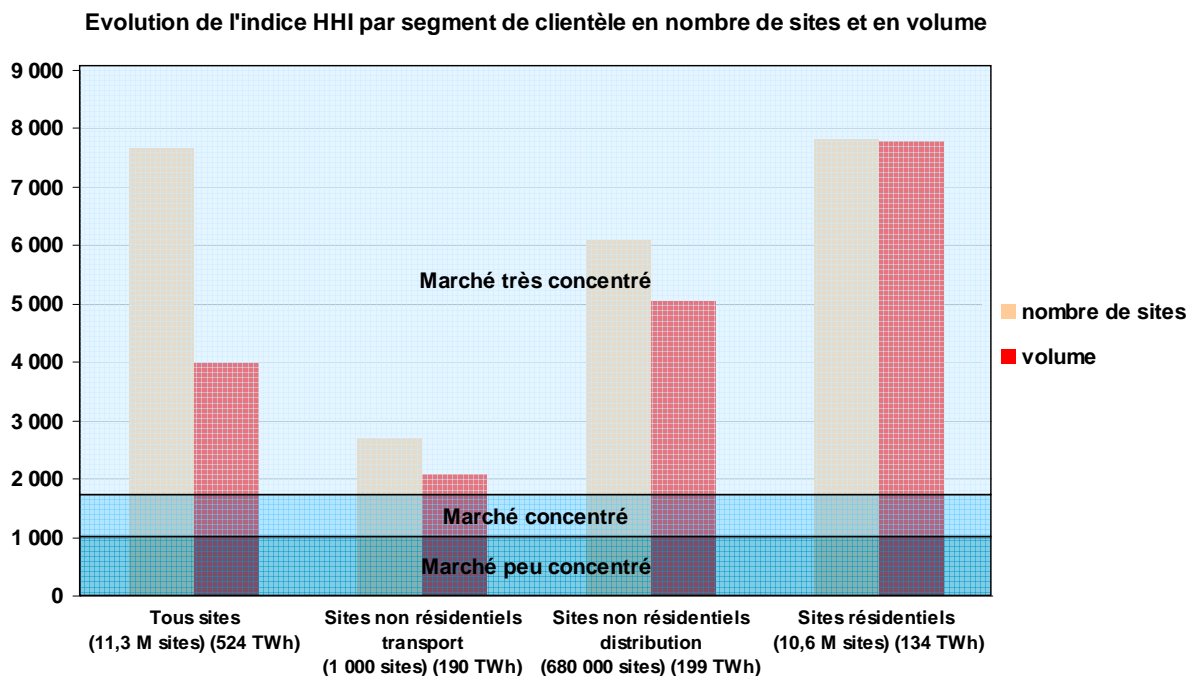
Sources : GRT, GRD – Analyse : CRE

Exemple de lecture : Au 30 septembre 2011, dans la zone Nord-gaz B, 10,7% des sites et 27,3% 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.
















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 septembre 2011

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

Fournisseur, Marque(s) commerciale(s)		Sites non résidentiels transport	Sites non résidentiels distribution	Sites résidentiels
Fournisseurs alternatifs ²⁰ 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		●	●	
Iberdrola		●		
Poweo		●	●	●
VNG – Verbundnetz Gas AG		●	●	
Wingas GmbH & Co. KG		●	●	

¹⁸ Nom et marque(s) commerciale(s) des fournisseurs actualisés au 14 novembre 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.

Fournisseurs historiques ²¹ 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'un fournisseur alternatif et d'un fournisseur historique.

4. Analyse en dynamique : Troisième 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.

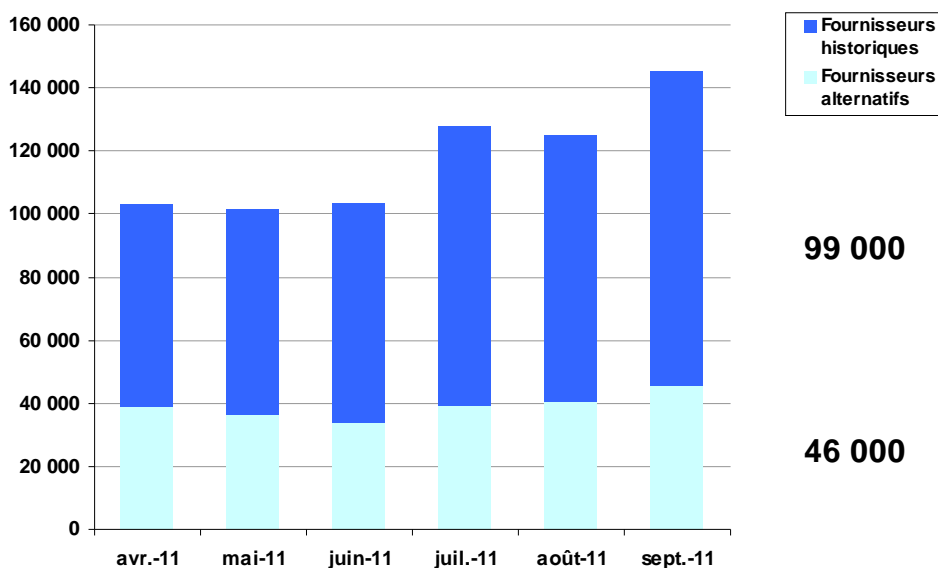
AU COURS DU TRIMESTRE (en nombre de sites)	Résidentiels		Non résidentiels	
	T3 2011	T2 2011	T3 2011	T2 2011
Ventes brutes totales, dont :	372 000	289 000	26 000	20 000
– fournisseurs historiques	256 000	187 000	16 000	12 000
– fournisseurs alternatifs	116 000	102 000	10 000	8 000
Parts de marché des fournisseurs alternatifs sur les ventes brutes du segment	31,2 %	35,3 %	38,5 %	40 %

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.

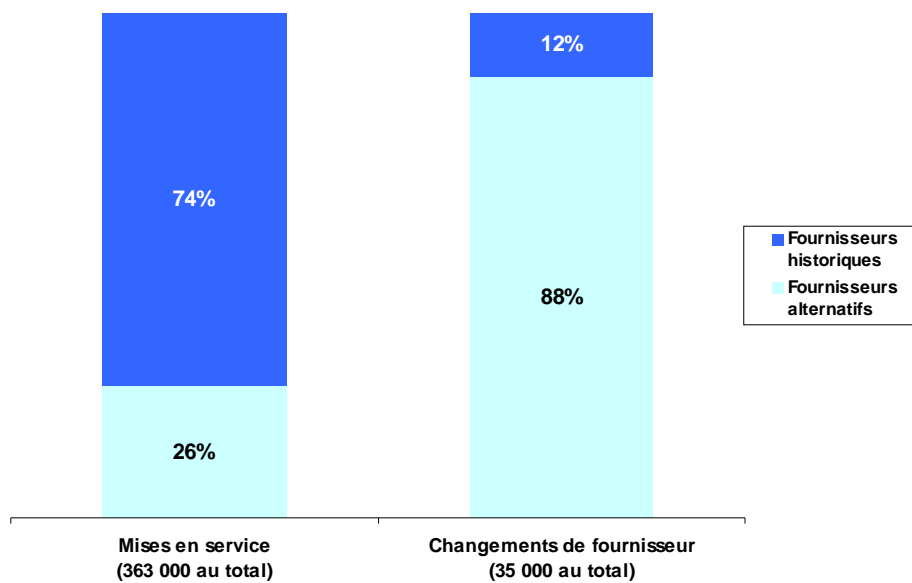
B) Ventes brutes des trimestres écoulés

Ventes brutes totales mensuelles



Sources : GRT, GRD – Analyse : CRE

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



Sources : GRT, GRD – Analyse : CRE

Exemple de lecture : Au cours du troisième trimestre 2011, les fournisseurs alternatifs ont réalisé 26% des 363 000 mises en service effectuées.

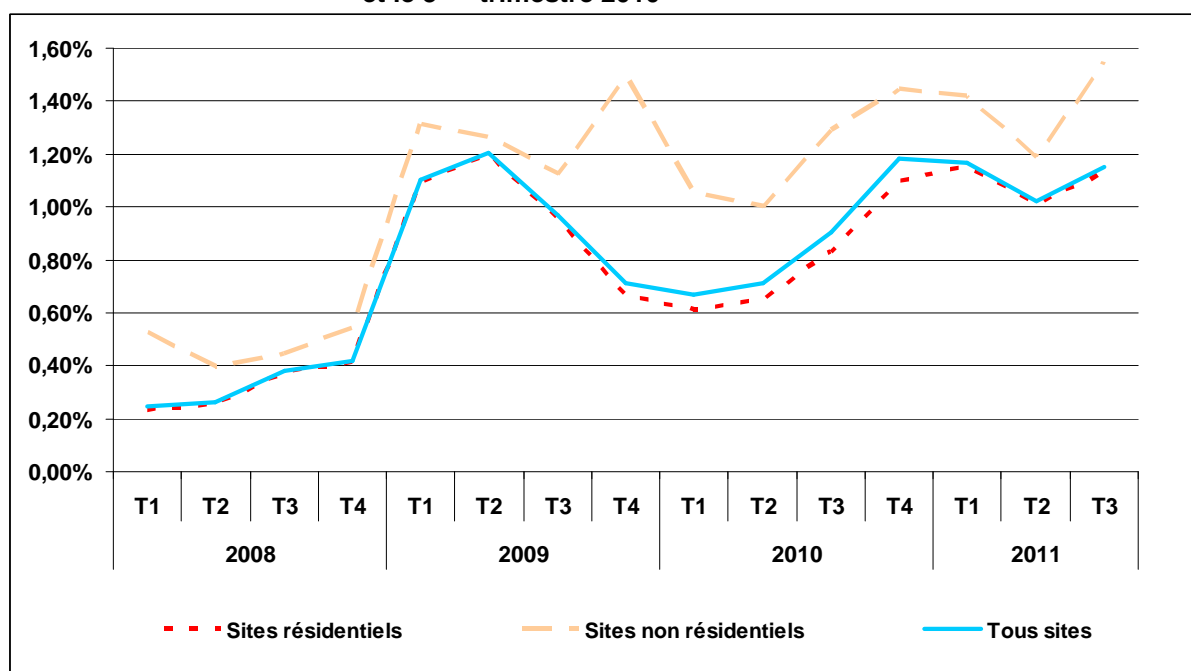
C) Taux de changement de fournisseurs (taux de switch)

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 3^{ème} trimestre 2010

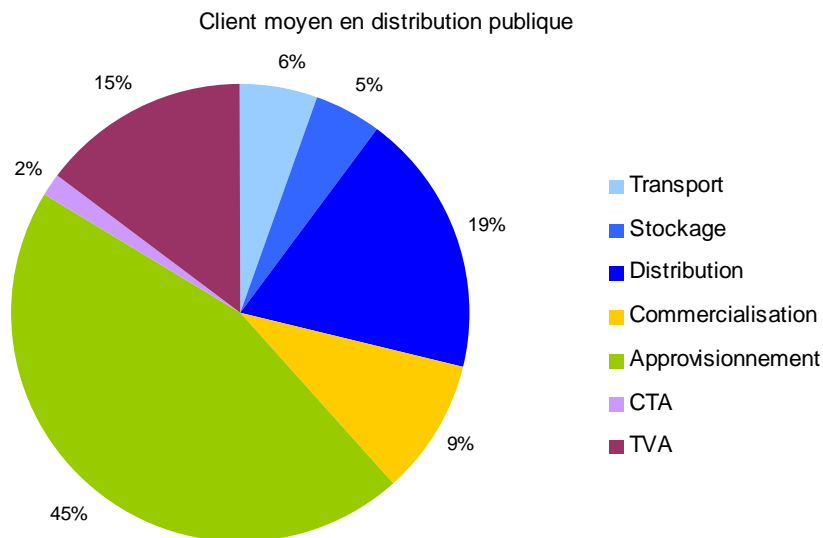


Exemple de lecture : au cours du troisième trimestre 2010, 1,13% des clients résidentiels ont soit :

- 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 septembre 2011



Source : GDF Suez – Analyse : CRE

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

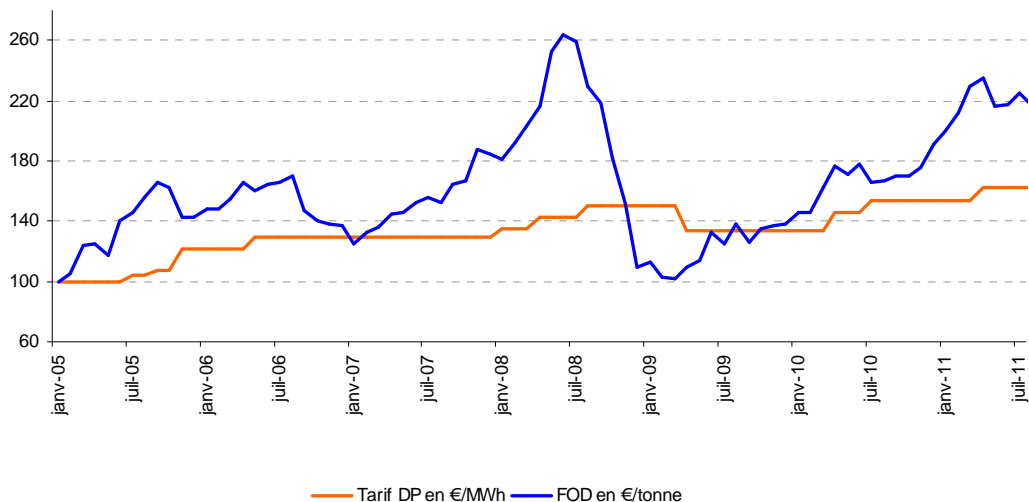
CTA : Contribution Tarifaire d'Acheminement. Elle permet de financer les droits spécifiques relatifs à l'assurance vieillesse des personnels relevant du régime des industries électriques et gazières

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 septembre 2011, le gaz naturel a augmenté de 60% alors que le fioul a augmenté de 127 %.

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

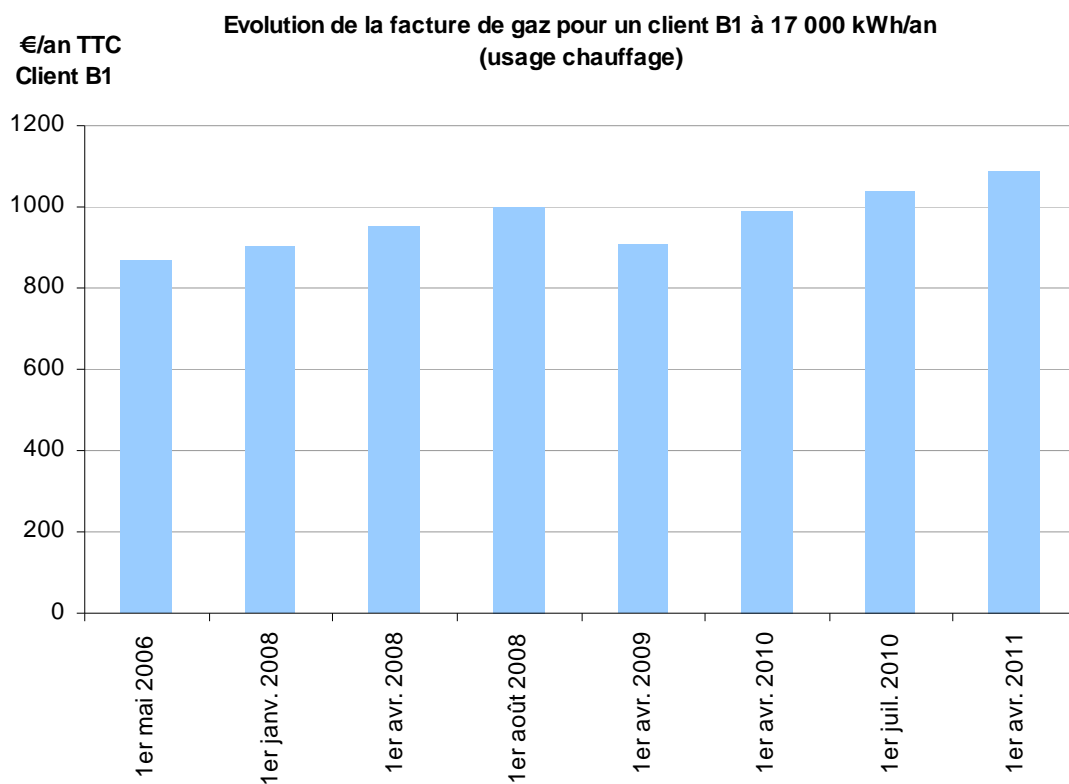
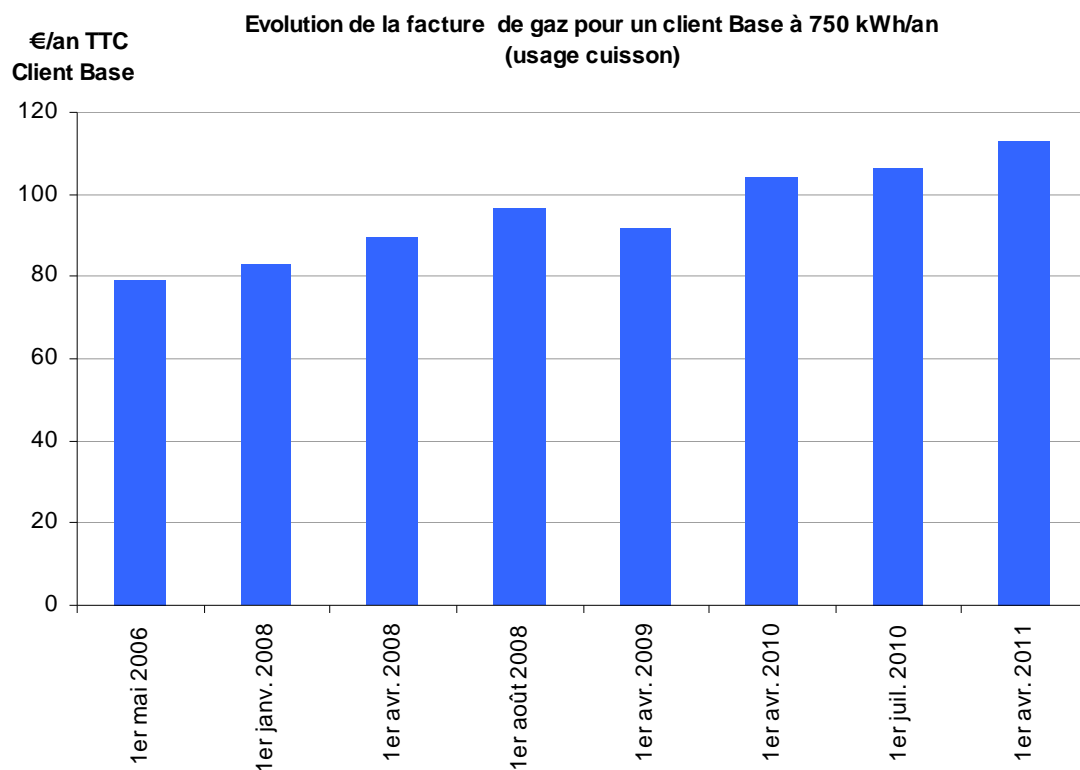


Date	Evolution moyenne des tarifs en distribution publique
juil-05	+ 4,1%
sept-05	+ 2,8%
nov-05	+ 13,7%
mai-06	+ 5,8%
janv-08	+ 4,3%
avr-08	+ 6,3%
août-08	+ 5,3%
avr-09	- 11,3%
avr-10	+ 9,7%
juil-10	+ 5,1%
avr-11	+ 5,2%

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.

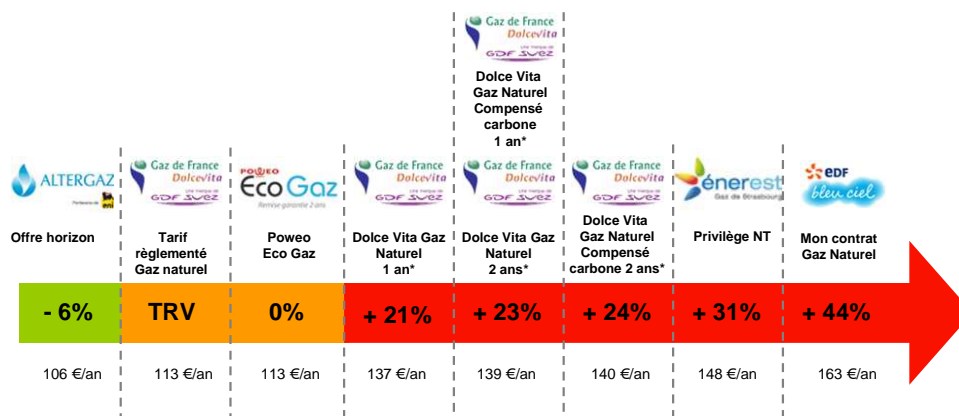


D) Comparaison des offres (au 30 septembre 2011)

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 type Base (cuisson)



exemple de lecture :

Comparaison réalisée sur un **client résidentiel type** :

- de consommation annuelle **750 KWh** (BASE)
- situé à Paris

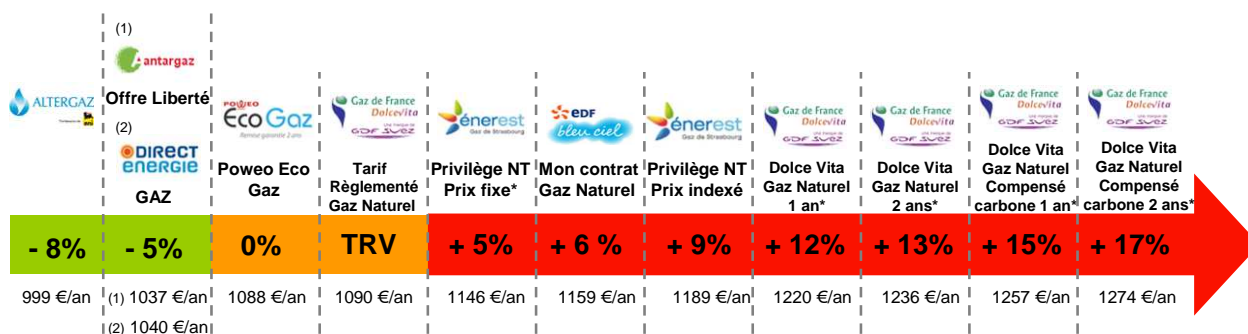
Facture TTC estimée par an hors « promo »

Logo fournisseur	
Nom de l'offre	Tarif réglementé
Différence de prix par rapport aux TRV	TRV
Estimation de facture annuelle	113 €/an

Source: Comparateur d'offres énergie-info

* 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)



exemple de lecture :

Comparaison réalisée sur un **client résidentiel type** :

- de consommation annuelle **17 000 KWh** (B1)
- situé à Paris

Facture TTC estimée par an hors « promo »

Logo fournisseur	
Nom de l'offre	Tarif réglementé
Différence de prix par rapport aux TRV	TRV
Estimation de facture annuelle	1090 €/an

Source: Comparateur d'offres énergie-info

* 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*
- Juillet 2011 : Mise en place du premier service de couplage de marchés entre le PEGs Nord et Sud de GRTGaz sur la plateforme *Powernext Gas Spot*

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 troisième trimestre 2011, les importations ont représenté 131 TWh contre 143 TWh au trimestre précédent, soit une baisse de 9%. Les volumes importés ont augmenté de 11% en comparaison avec le troisième trimestre 2010.

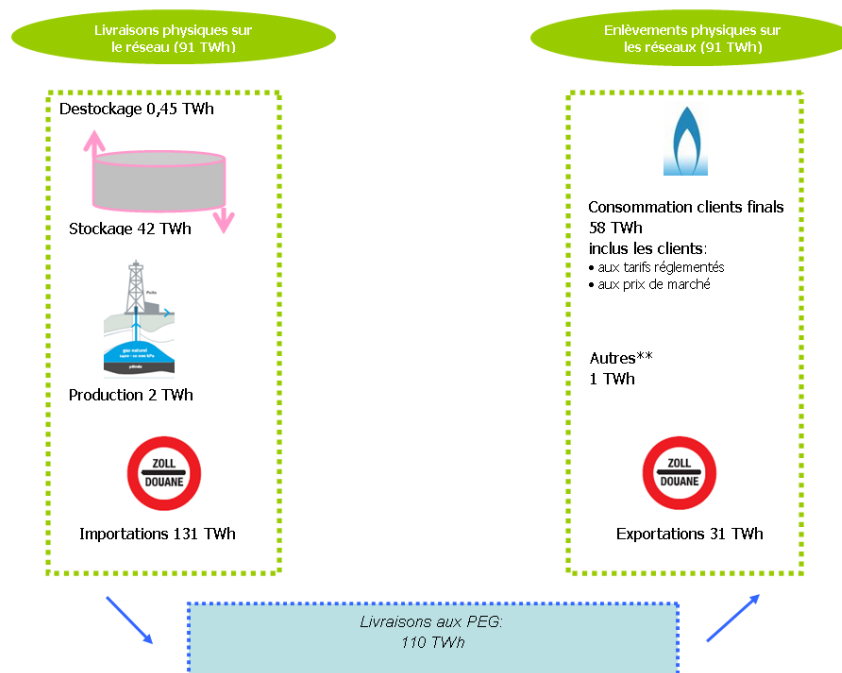
La structure des approvisionnements est stable et bien diversifiée. Les principaux fournisseurs restent la Norvège (37%), les Pays-Bas (17%), la Russie (15%) et l'Algérie (14%). Des importations depuis d'autres pays, dont le Nigeria, l'Égypte et le Qatar, se font sous forme de GNL.

Les importations nettes ont représenté près de 100 TWh couvrant la totalité des besoins de consommation. Celles-ci étaient de 128 TWh au second trimestre 2011, la baisse est donc de 22% relativement 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).

Approvisionnement et débouchés des acteurs du marché français au troisième 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 18% au cours du troisième trimestre 2011, enregistrant 58 TWh contre 71 TWh au second trimestre 2011. En revanche, celle-ci a augmenté de 4% par rapport au troisième trimestre 2010 (56 TWh).

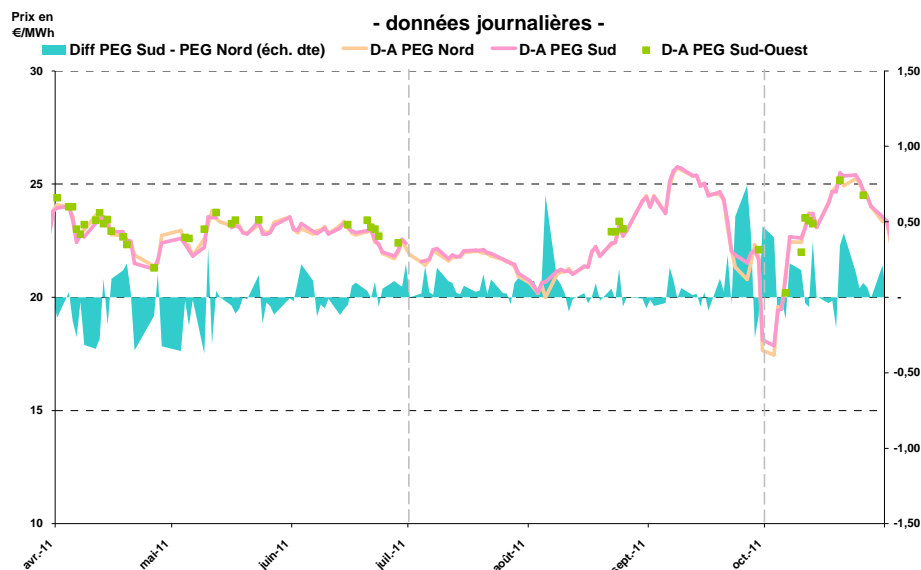
C) Prix *day-ahead* en France²⁵ et comparaison européenne

En France, les prix *day-ahead* sur le marché organisé ont affiché une volatilité importante au cours du troisième trimestre 2011 suivant la tendance des hubs voisins. Le pic de prix au PEG Nord en début septembre (25,7 €/MWh) contraste avec le niveau observé à la fin du même mois (17,7 €/MWh). En moyenne, le prix *day-ahead* au PEG Nord est en baisse de 2% au troisième trimestre 2011 (22,4 €/MWh) par rapport au trimestre précédent (22,9 €/MWh). Ce prix se situe cependant en hausse de 19% par rapport au troisième trimestre 2010 (18,2 €/MWh).

Le différentiel de prix sur la bourse entre les PEG Nord et Sud s'est situé en moyenne à 0,08 €/MWh contre 0,04 €/MWh le trimestre précédent. La faible liquidité au PEG Sud Ouest sur la période (voir ci-dessous) ne permet pas d'effectuer une analyse pertinente de l'évolution des prix.

²⁵ 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

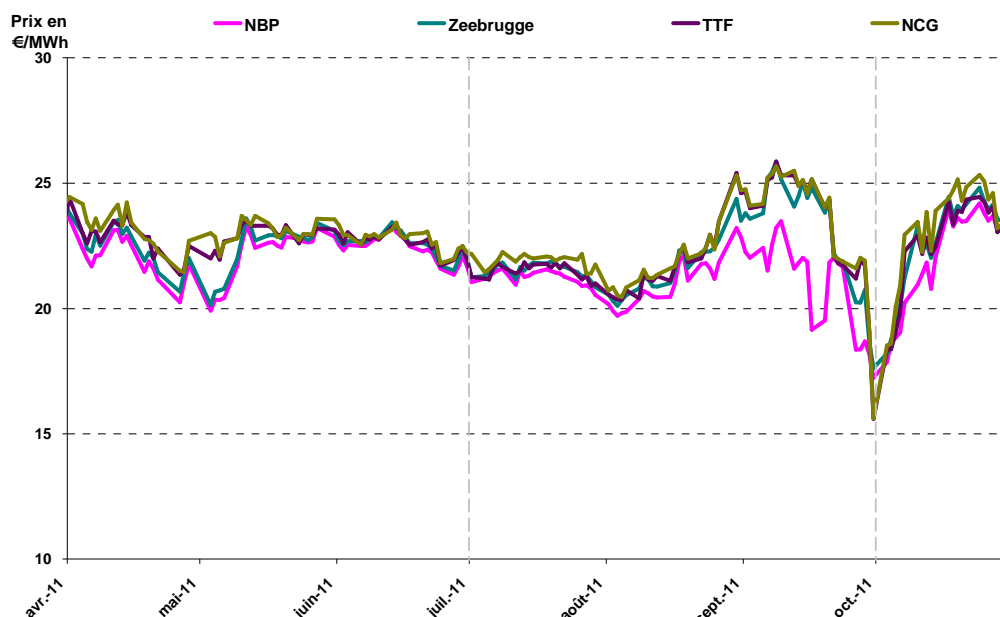
Sur l'ensemble des hubs européens, les prix *day-ahead* ont affiché une tendance à la baisse en juillet comme conséquence des conditions climatiques de la période estivale et des approvisionnements confortables. Ces prix ont remonté en août, tirés notamment par des températures inférieures aux normales saisonnières et par le remplissage anticipé des stockages dans le continent. La tendance haussière s'est accentuée en fin de mois avec la fermeture fortuite de l'Europipe (qui relie la Norvège et l'Allemagne) entre le 25 août et le 5 septembre déviant les importations norvégiennes vers le hub britannique, d'où les forts transits via l'Interconnector et le Langed.

La quasi-saturation de l'interconnexion entre le Royaume-Uni et la Belgique fin août/début septembre conséquence de cette indisponibilité, puis la maintenance de l'Interconnector entre le 7 et le 22 septembre, ont provoqué un écart entre les prix du NBP et celui des hubs continentaux sur la fin août et l'essentiel de septembre. En effet, le gaz excédentaire a été bloqué au Royaume-Uni conservant le prix spot au NBP à des niveaux plus bas que dans le continent, où la consommation tirait les prix à la hausse. Avec la remise en service de l'Interconnector, les prix se sont rapprochés.

Fin septembre, les prix spot de l'ensemble des hubs européens ont suivi un comportement atypique, atteignant des niveaux particulièrement bas (le plus bas de l'année en cours pour l'ensemble des hubs avec une moyenne de 17 €/MWh). Les observateurs de marché ont mis en avant des températures plus élevées que les moyennes de saison impactant la consommation de gaz à la fin du mois de septembre et début d'octobre. A cette baisse de la demande s'ajoute le bon niveau des flux de GNL vers l'Europe en fin septembre et de sources de flexibilité réduites. Une diminution de la demande asiatique en fin de mois a en effet comblé les anticipations de tension sur l'approvisionnement de GNL en Europe, du fait notamment de la maintenance d'installations de liquéfaction au Qatar.

Les prix spots ont retrouvé leurs niveaux précédant cet épisode, au cours d'octobre, avec le retour progressif des températures aux normales de saison et l'arrivée de l'hiver et des conditions plus habituelles d'approvisionnement.

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



Source : Heren

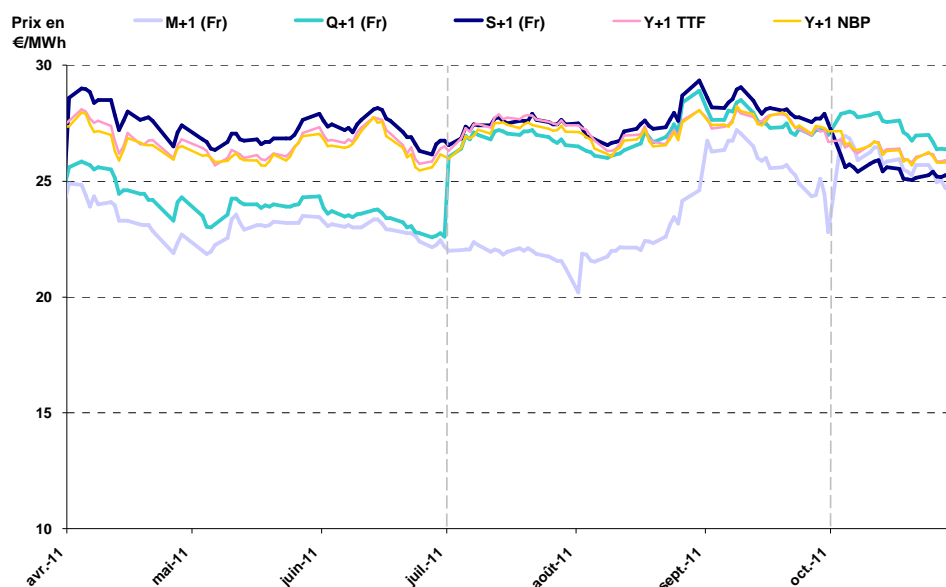
D) Prix à terme en Europe

Au cours du troisième trimestre 2011, le prix des produits à terme s'est accru en moyenne de 4% par rapport au trimestre précédent sur l'ensemble des places de marché (32% par rapport au troisième trimestre 2010). Au PEG Nord, la plus forte progression a été observée sur les contrats trimestriels qui affichent 27,1 €/MWh au troisième trimestre 2011 contre 24,9 €/MWh au trimestre précédent, soit une hausse de 13%. Les prix trimestriels s'alignent ainsi avec les prix de saison hivernale qui commence en quatrième trimestre.

Au cours de juillet, les prix des produits mensuels ont été à la baisse (- 4%) par rapport au mois précédent. Ceux-ci ont progressé en août (+ 2%) et en septembre (+ 15%) tirés par les prévisions de hausse de la demande et particulièrement par l'incertitude autour de la maintenance d'installations GNL au Qatar durant septembre. Ils ont stagnés à la fin du mois d'août et début de septembre à environ 26 €/MWh pour ensuite suivre une régression jusqu'à la fin du mois. Cette tendance baissière s'explique notamment par la réévaluation à la baisse des prévisions des consommations pour le mois d'octobre et par l'état confortable des approvisionnements, notamment de GNL, à court terme.

Les prix des produits saisonniers et annuels ont été relativement insensibles aux fortes variations du spot et ont affiché un comportement stable au troisième trimestre 2011. En moyenne, ceux-ci se sont situés à 27,4 €/MWh contre 26,8 €/MWh au trimestre précédent, soit une hausse de 3%. Le contexte économique et géopolitique global a pu avoir une influence stabilisatrice sur le niveau des prix à long terme au cours de ce trimestre.

Prix à terme sur les marchés européens



Source : Heren

3. Activité sur le marché de gros français

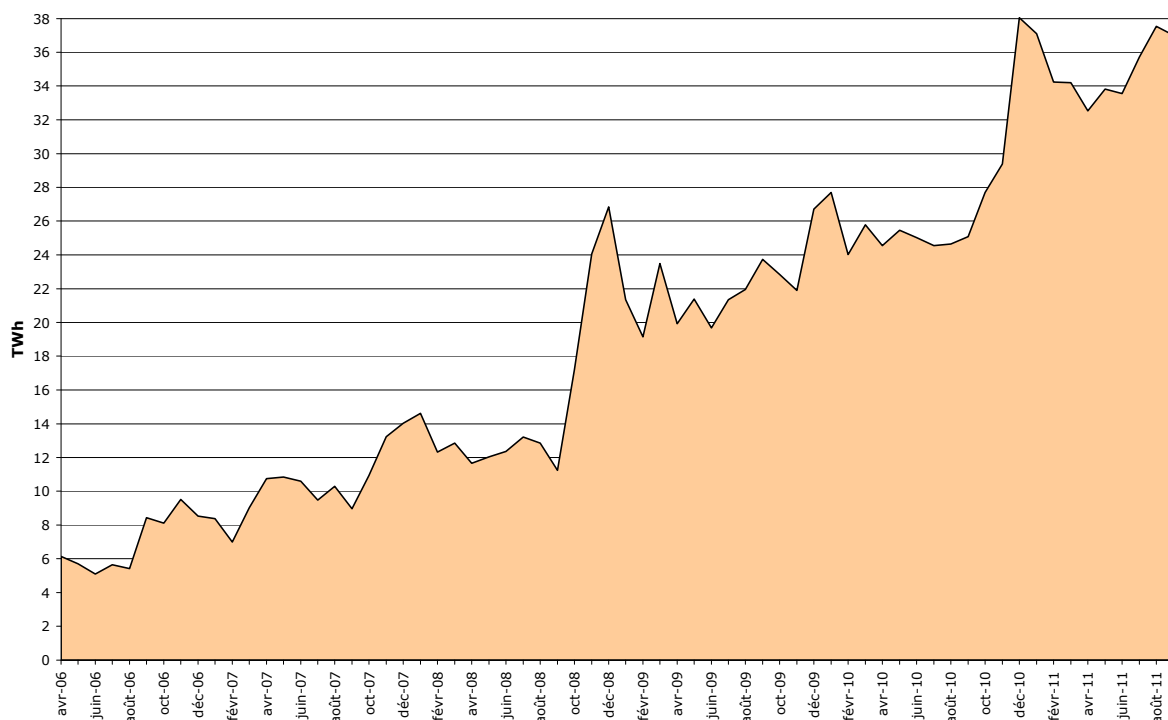
L'essentiel du commerce de gros du gaz s'effectue sur le mode du gré à gré (OTC), au travers de transactions directes ou via des intermédiaires (sociétés de courtage et plates-formes de négoce). La CRE rend public (cf. cahier d'indicateurs gaz) les volumes agrégés des transactions effectuées via ces 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 troisième trimestre 2011, les livraisons de gaz ont avoisiné 110 TWh, soit une hausse de 10% par rapport au trimestre précédent. Ce volume a augmenté de 48% en comparaison avec le troisième trimestre de l'année dernière.

A) Evolution du négoce sur le marché intermédiaire français

L'activité sur le marché intermédiaire est en recul de 10% ce troisième trimestre 2011, affichant un volume négocié de 81 TWh contre 90 TWh au trimestre précédent. Cette baisse a été portée par les produits trimestriels (-70%) et les produits saisonniers (-34%) qui ont pesé plus que l'augmentation des volumes négociés sur le reste des produits (notamment que la hausse de 9% sur le *day-ahead*).

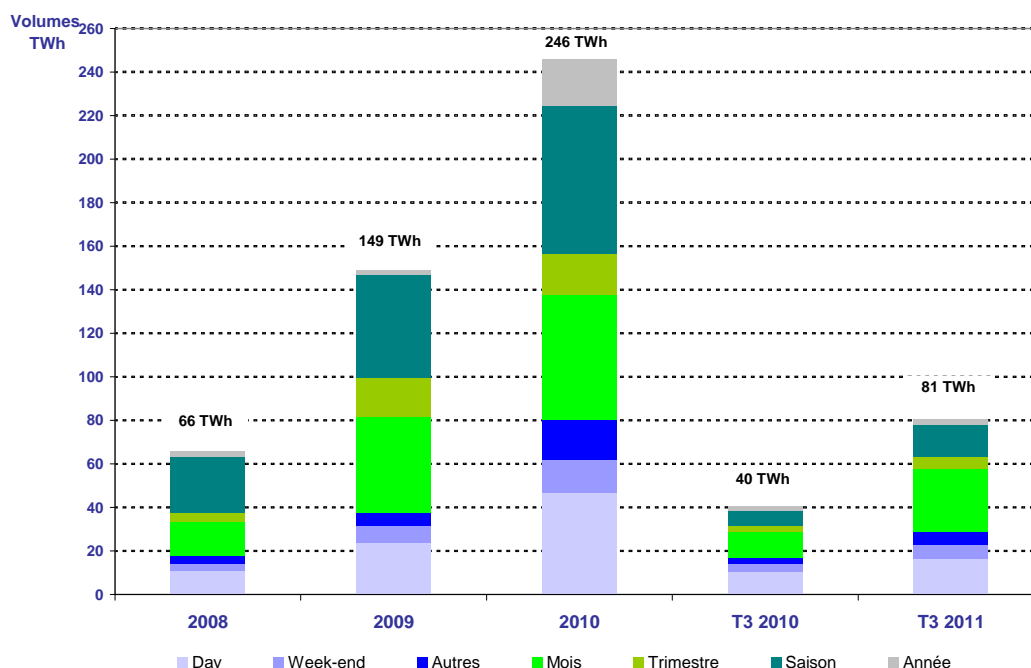
Le volume négocié a doublé au cours du troisième trimestre 2011 en comparaison à la même période en 2010 (40 TWh). Sur le marché à terme, le volume échangé a doublé, affichant 52 TWh contre 23 TWh l'année précédente. Cette hausse est portée par l'ensemble des produits mensuels (+ 142%), saisonniers (+ 126%), trimestriels (+ 75%) et annuels (29 %).

Le marché à terme a représenté 64% du volume global négocié au cours du troisième trimestre 2011 contre 58% à période identique l'année dernière.

Le négoce sur le marché spot a totalisé 29 TWh de volume échangé au cours du troisième trimestre 2011 contre 17 TWh à la même période en 2010, soit une hausse de 72%. L'activité sur les produits *day-ahead* a augmenté de 58% avec un volume négocié de 17 TWh sur le troisième trimestre 2011 contre 11 TWh à période identique en 2010. Les volumes échangés sur les produits *weekend* et *autres maturités spot* ont doublé affichant chacun 6 TWh sur le troisième trimestre 2011 contre 3 TWh à période identique en 2010.

Le marché spot a représenté 36% du volume échangé au cours du troisième trimestre 2011 contre 42% à période identique l'année dernière.

Répartition des volumes négociés par produit sur le marché intermédié



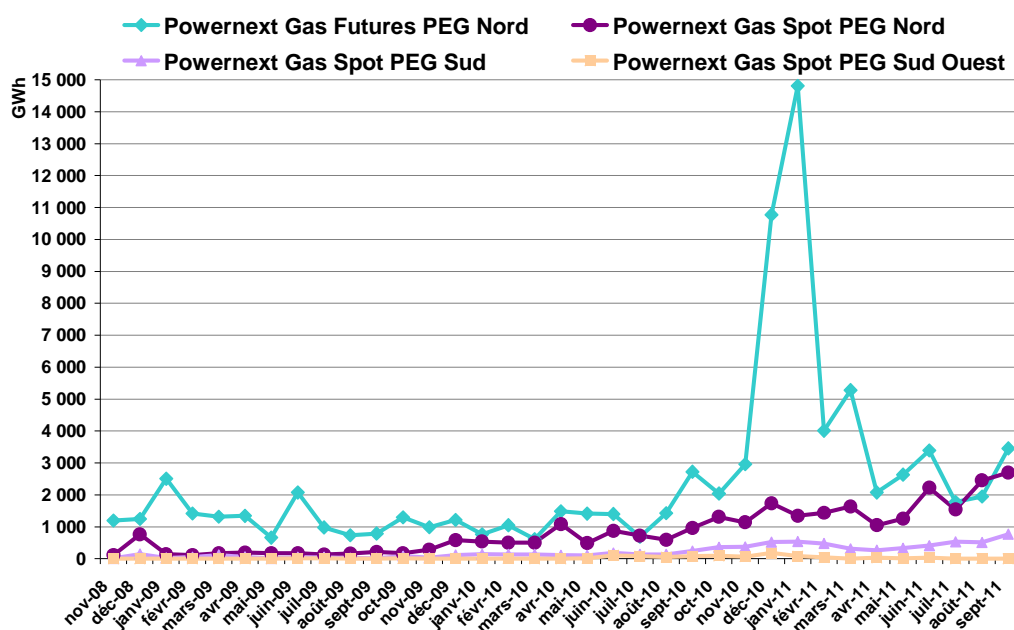
Source: Powernext, Brokers – Analyse : CRE

B) Activité sur les marchés organisés et comparaison internationale

Le nombre de transactions conclues sur le marché organisé *Powernext Gas Spot* en France au troisième trimestre 2011 s'élève à 5 972 transactions portant sur un volume de 8,5 TWh, soit une hausse de 51% en comparaison avec le trimestre précédent.

Au cours du troisième trimestre 2011, le volume des transactions conclues sur le marché organisé *Powernext Gas Futures* au PEG Nord s'élève à 7,2 TWh, soit une régression de 11% par rapport au trimestre précédent. La liquidité sur le PEG Sud Ouest a été très limitée au cours du troisième trimestre 2011 en comparaison avec le trimestre précédent, avec seulement quatre jours d'activité en août et un jour en septembre.

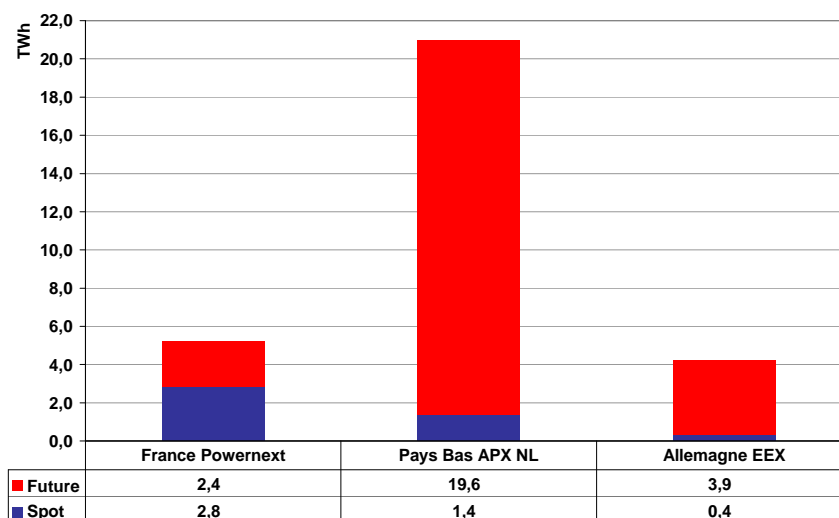
Volume mensuel des transactions sur les marchés organisés français depuis leur création – toutes échéances confondues –



Source : Powernext – Analyse : CRE
(Données novembre 2008 : du 26 au 30 novembre)

Les 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 troisième trimestre 2011 –



Sources : Powernext, APX, EEX — Analyse : CRE

Le négoce sur le spot dans le marché de gros a augmenté en France (+51%) et aux Pays-Bas (+115%) au cours du troisième trimestre 2011 par rapport au trimestre précédent. En revanche, l'activité sur le spot allemand a régressé (-53%). Sur le marché à terme, le volume négocié a diminué en France (-11%) alors qu'il a augmenté sur les hubs néerlandais (+63%) et allemand (+155%).

L'activité des marchés de gros européens est à la hausse par rapport au trimestre précédent (+ 56% de volume négocié), portée notamment par l'augmentation des volumes négociés aux Pays-Bas (+ 8,3 TWh). En France, le développement du négoce des produits à court terme a comblé la baisse de l'activité sur le marché des futures. Le National Balancing Point (NBP) demeure le marché le plus liquide 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 notamment 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 importante avec le TTF et le NCG et semble poursuivre sa dynamique de liquidité croissante.

4. Suivi des infrastructures

Au troisième trimestre 2011, le niveau d'utilisation de la liaison entre les zones GRTgaz dans le sens Nord vers Sud a été inférieur à ce qu'il était sur la même période en 2010. Ainsi, le taux d'utilisation des capacités fermes aura été de 74% sur T3 2011 contre 78% sur T3 2010.

Le premier retour d'expérience sur le couplage de marché mis en place entre les zones GRTgaz Nord et GRTgaz Sud à partir de juillet 2011 a montré que ce mécanisme permet l'atteinte des objectifs qui avaient été définis à savoir un rapprochement des prix entre le PEG Sud et le PEG Nord ainsi qu'une augmentation de la liquidité au PEG Sud. Sur les 10 GWh/j de capacité ferme mis à disposition via le mécanisme de couplage de marché, 56% ont été réservés entre le 1^{er} juillet et le 30 septembre 2011. Le prix moyen de vente de la capacité Nord-Sud en *Day-ahead* s'est établi à environ 0.03 €/MWh.

49 déchargements de méthaniers ont été effectués dans les 3 terminaux français contre 54 au troisième trimestre 2010, pour un volume total de 36 TWh (38 TWh en 2010). Il est à noter que le terminal de Fos Cavaou, opérationnel à hauteur de 100% de ses capacités depuis novembre 2010, a réceptionné 13 TWh (soit 36% du volume total).

Au même titre qu'en 2010, les niveaux de stockage restent inférieurs à ceux observés sur la même période les années précédentes. A fin septembre, les stocks cumulés pour Storengy et TIGF sont de 123,3 TWh. Ce dernier point s'explique par une baisse relative de la compétitivité du stockage par rapport aux sources de flexibilité concurrentes.

5. Concentration du marché français du gaz

A la fin du troisième trimestre 2011, 96 expéditeurs sont actifs aux PEG. 42 acteurs étaient présents sur Powernext Gas Spot et 36 sur Powernext Gas Futures.

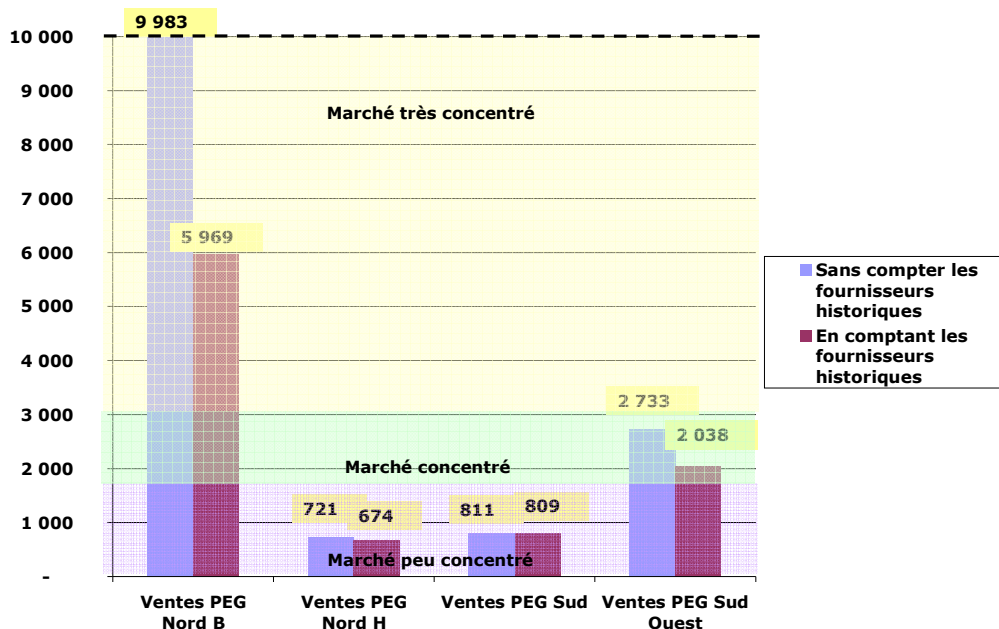
A) Concentration aux PEG

Les graphiques suivants donnent 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 des livraisons nominés auprès de GRTgaz ou TIGF, et non sur les transactions conclues sur le marché pendant la période.

Au cours du troisième trimestre 2011, la concentration à la vente et à l'achat sur les marchés PEG Nord H et PEG Nord B a augmenté par rapport au trimestre précédent. Sur le PEG Nord B, la forte concentration observée s'explique par le faible nombre d'acteurs présents sur le marché (un seul fournisseur alternatif a intervenu à la vente et deux à l'achat sur cette période). Malgré une légère augmentation de la concentration sur le PEG Nord H, ce hub continue à être le marché français le moins concentré tant à la vente comme à l'achat.

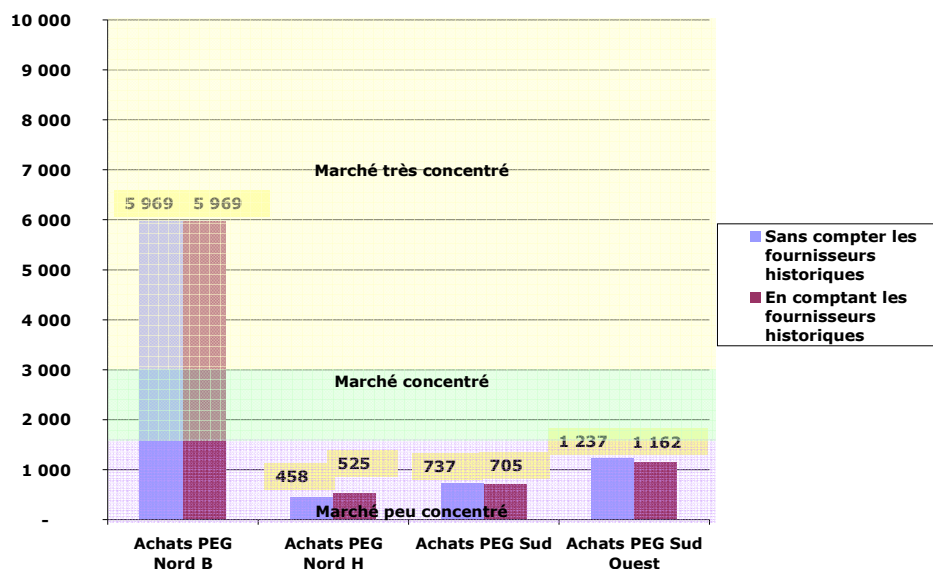
La concentration a diminué dans le PEG Sud tant à l'achat comme à la vente au cours de ce troisième trimestre 2011. Le PEG Sud Ouest a affiché une concentration à la vente supérieure à celle du trimestre précédent, tirée notamment par des fournisseurs alternatifs, et une moindre concentration à l'achat.

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



Sources : GRTgaz, TIGF – Analyse : CRE

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



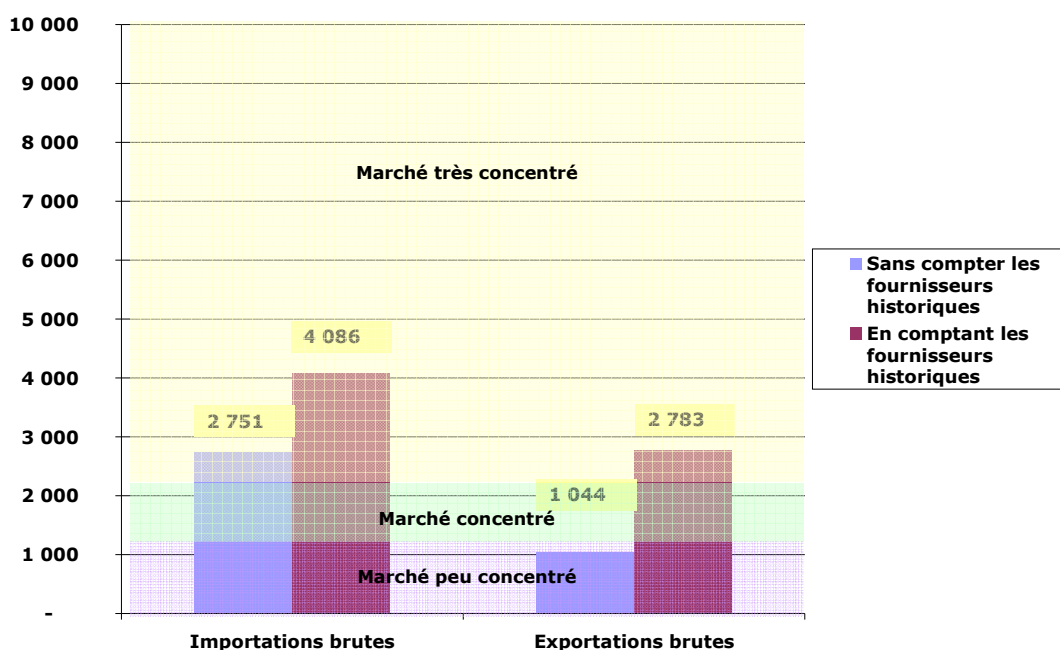
Sources : GRTgaz, TIGF – Analyse : CRE

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).

Au cours du troisième trimestre 2011, l'influence des fournisseurs historiques sur les niveaux de concentration des importations et des exportations a diminué considérablement par rapport au trimestre précédent. Le marché continue à être plus concentré sur le segment des importations que sur celui des exportations.

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



Sources: GRTgaz, TIGF – Analyse : CRE

Glossaire commun de l'observatoire des marchés de l'électricité et du gaz

Entreprise Locale de Distribution (ELD) : distributeur non nationalisé qui assure la distribution de gaz ou d'électricité sur un territoire déterminé.

Livraison sur le marché de gros : déclaration journalière d'un acteur, auprès d'un Gestionnaire de Réseau de Transport, des échanges de gaz ou d'électricité devant avoir lieu le lendemain avec chacune de ses contreparties. Chaque livraison peut résulter d'une ou plusieurs transactions préalablement conclues sur le marché de gros.

Mise en service : cas d'un client s'installant sur un site. Deux cas sont possibles :

- **Mise en service sur un nouveau site** : le client arrive sur un site nouvellement construit, auquel cas une pose du compteur puis une mise en service de l'installation doivent être opérées. Par exemple, un mécanicien s'installe dans un garage nouvellement construit.
- **Mise en service sur un site existant** : le client arrive sur un site suite au départ d'un autre client, auquel cas la pose du compteur a déjà été effectuée. La mise en service doit être ensuite opérée afin que le client nouvellement arrivé puisse être alimenté en énergie.

Nombre de sites : par convention, les données pour un mois M (ou un trimestre T) incluent :

- les mises en service réalisées au cours du mois M (du trimestre T)
- les changements de fournisseurs réalisés au cours du mois M (du trimestre T).

Les données en nombre de sites sont arrondies, en revanche les parts de marché des fournisseurs alternatifs sont calculées à partir des données réelles.

Produit *forward* : contrat standard passé pour livraison d'une quantité donnée à un prix donné sur une échéance donnée (marché de gré à gré).

Produit *future* : contrat standard passé pour livraison d'une quantité donnée à un prix donné sur une échéance donnée (marchés organisés).

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.

Produit *day ahead* : contrat passé la veille pour livraison le lendemain.

Site : lieu de consommation de gaz ou d'électricité d'un même client. Un site peut comprendre plusieurs points de livraison (compteurs). Plusieurs sites peuvent dépendre d'un même client.

Site en offre de marché : site ayant signé un contrat hors tarifs réglementés avec son fournisseur historique ou un fournisseur alternatif.

Transaction sur le marché de gros : conclusion d'un contrat entre deux acteurs du marché de gros portant sur la livraison de gaz ou d'électricité sur une période déterminée à un prix donné. Le nombre de transactions sur un marché de gros traduit son niveau d'activité, ou liquidité.

Ventes brutes mensuelles : Les ventes brutes d'un fournisseur sont égales à la somme :

- du nombre de sites mis en service (en offre de marché ou au tarif réglementé)
- du nombre de sites ayant choisi ce fournisseur à l'occasion d'un changement de fournisseur

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)²⁶** : notifications d'échanges de blocs c'est à dire quantités nominées à RTE la veille pour le lendemain, hors les transactions sur Pownernext
 - **Importations et exportations** : http://www.rte-france.com/htm/fr/offre/offre_inter_1.htm
 - **Achats et ventes sur Pownernext**, la bourse française de l'électricité : www.pownernext.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).

²⁶ « 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 2010 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 1^{er} avril 2011.

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 :

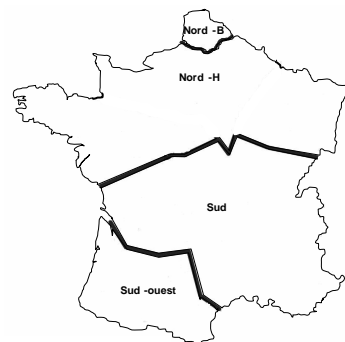
- les clients non résidentiels raccordés au réseau de transport
- les clients non résidentiels raccordés au réseau de distribution
- les clients résidentiels raccordés au réseau de distribution

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.