



Marchés

Observatoire des marchés de l'électricité et du gaz

3^e trimestre 2012

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 2012	6
4. Analyse en dynamique : Troisième trimestre 2012.....	13
5. Prix de vente sur le marché de détail de l'électricité.....	13
Le marché de gros de l'électricité	17
1. Introduction	17
2. Activité sur le marché de gros français.....	18
3. Prix sur le marché de gros français et comparaison européenne	25
4. Les fondamentaux du marché de l'électricité	31
5. Volumes d'imports/exports.....	32
6. Concentration du marché français de l'électricité	33
Le marché du gaz	36
Le marché de détail du gaz	36
1. Introduction	36
2. Les segments de clientèle et leur poids respectif	37
3. Etat des lieux au 30 septembre 2012	38
4. Analyse en dynamique : Troisième trimestre 2012.....	45
5. Prix de vente du gaz naturel sur le marché de détail.....	48
Le marché de gros du gaz	52
1. Les principales dates concernant le marché de gros français.....	52
2. La formation des prix du gaz et les marchés du gaz en Europe	52
3. Activité sur le marché de gros français	56
4. Suivi des infrastructures.....	60
5. Concentration du marché français du gaz	60
Glossaire commun de l'observatoire des marchés de l'électricité et du gaz	63
Glossaire propre à l'observatoire du marché de l'électricité	64
Glossaire propre à l'observatoire du marché du gaz	66

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 :

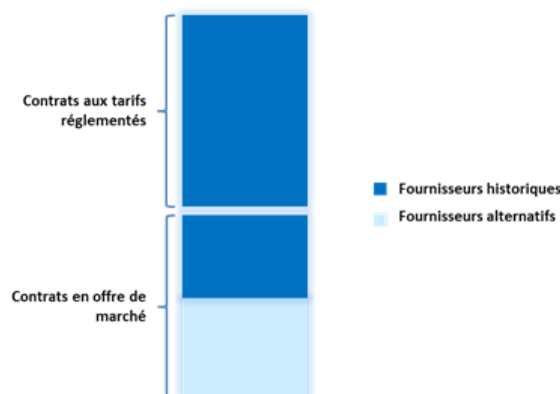
- à partir de juin 2000, éligibilité de tous les sites ayant une consommation annuelle d'électricité supérieure à 16 GWh.
- à partir de février 2003, éligibilité de tous les sites ayant une consommation annuelle d'électricité supérieure à 7 GWh.
- à partir de juillet 2004, éligibilité de toutes les entreprises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

Au 30 septembre 2012, 35,6 millions de sites sont éligibles¹, ce qui représente environ 438² TWh de consommation annuelle d'électricité.

Les clients peuvent disposer de 2 types de contrats :

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

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

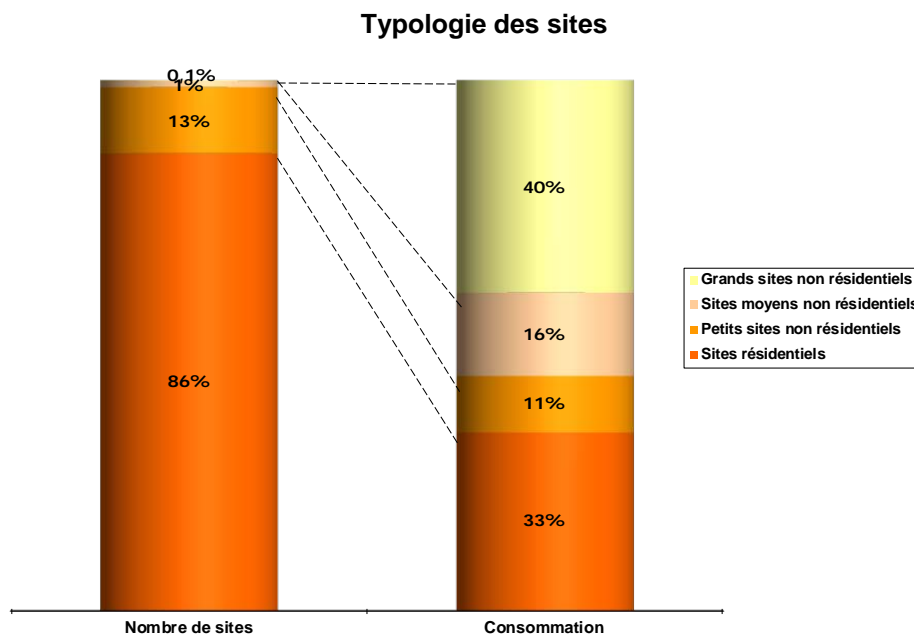


Les principales sources de l'observatoire sont les fournisseurs historiques, RTE et les sept plus grands gestionnaires de réseaux de distribution : Electricité Réseau Distribution France (ex EDF Réseau de Distribution), Electricité de Strasbourg, Gaz et Electricité de Grenoble, URM (ex Usine d'Electricité 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 432 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 2012

A. Tableaux de synthèse du trimestre écoulé

Note : en l'absence exceptionnelle de données concernant les petits clients non résidentiels du fournisseur EDF, les chiffres manquants au 30 septembre 2012 pour cette catégorie de client sont pris identiques à ceux du 30 juin 2012

Synthèse en nombre de sites

	Sites résidentiels		Sites non résidentiels	
Situation (en nombre de sites)	Au 30 septembre 2012	Au 30 juin 2012	Au 30 septembre 2012*	Au 30 juin 2012
Nombre total de sites	30 772 000	30 656 000	4 932 000	4 932 000
– Sites aux tarifs réglementés	28 702 000	28 665 000	4 249 000	4 248 000
– Sites en offre de marché, dont :	2 070 000	1 991 000	683 000	684 000
o fournisseurs historiques	10 000	11 000	309 000	309 000
o fournisseurs alternatifs	2 060 000	1 980 000	374 000	375 000
Parts de marché des fournisseurs alternatifs	6,7%	6,5%	7,6%	7,6%

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

* Les données concernant les petits clients non résidentiels d'EDF sont prises identiques à celles du 30 juin 2012

Synthèse en consommation annualisée

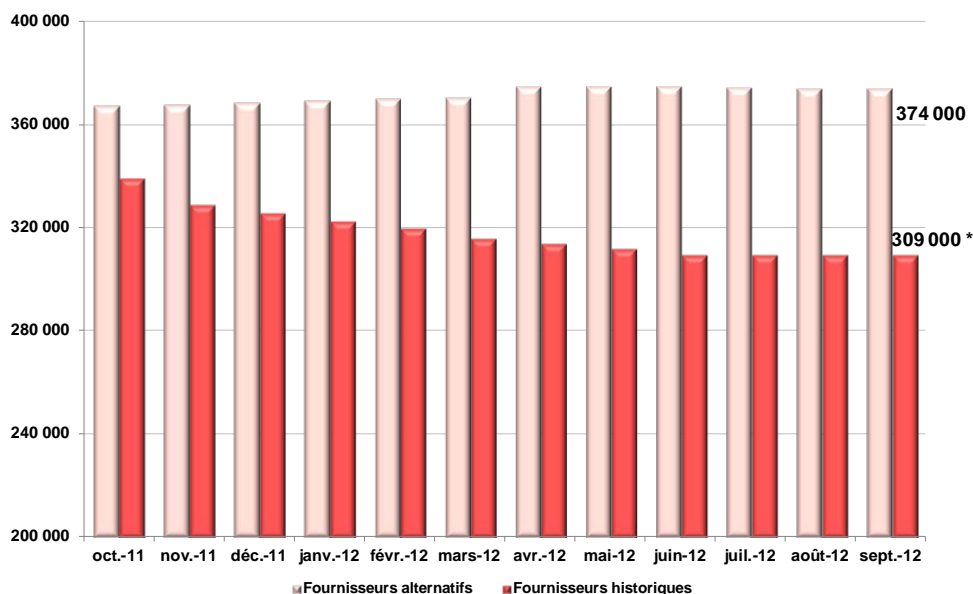
	Sites résidentiels		Sites non résidentiels	
Situation (en consommation annualisée)	Au 30 septembre 2012	Au 30 juin 2012	Au 30 septembre 2012*	Au 30 juin 2012
Consommation totale des sites	144,8 TWh	144,2 TWh	286,1 TWh	294,6 TWh
– Sites aux tarifs réglementés	135,1 TWh	134,9 TWh	161,7 TWh	166,9 TWh
– Sites en offre de marché, dont :	9,7 TWh	9,3 TWh	124,4 TWh	127,7 TWh
o fournisseurs historiques	~ 0,05 TWh	~ 0,05 TWh	66,9 TWh	68,5 TWh
o fournisseurs alternatifs	9,7 TWh	9,3 TWh	57,5 TWh	59,2 TWh
Parts de marché des fournisseurs alternatifs	6,6%	6,4%	20,0%	20,0%

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

* Les données concernant les petits clients non résidentiels d'EDF sont prises identiques à celles du 30 juin 2012

B. Evolution du nombre de sites en offre de marché

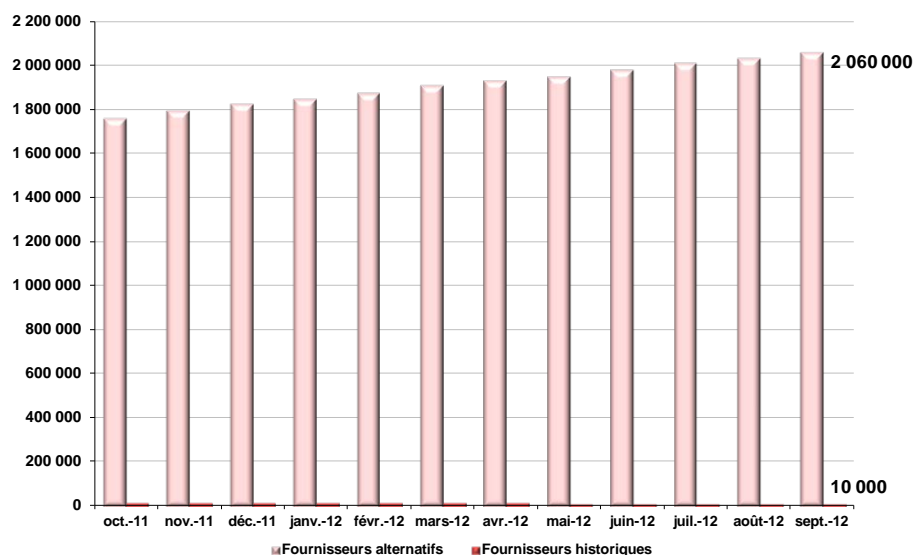
Nombre de sites en offre de marché - sites NON RÉSIDENTIELS -



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

* Les données concernant les petits clients non résidentiels d'EDF sont prises identiques à celles du 30 juin 2012

Nombre de sites en offre de marché - sites RÉSIDENTIELS -

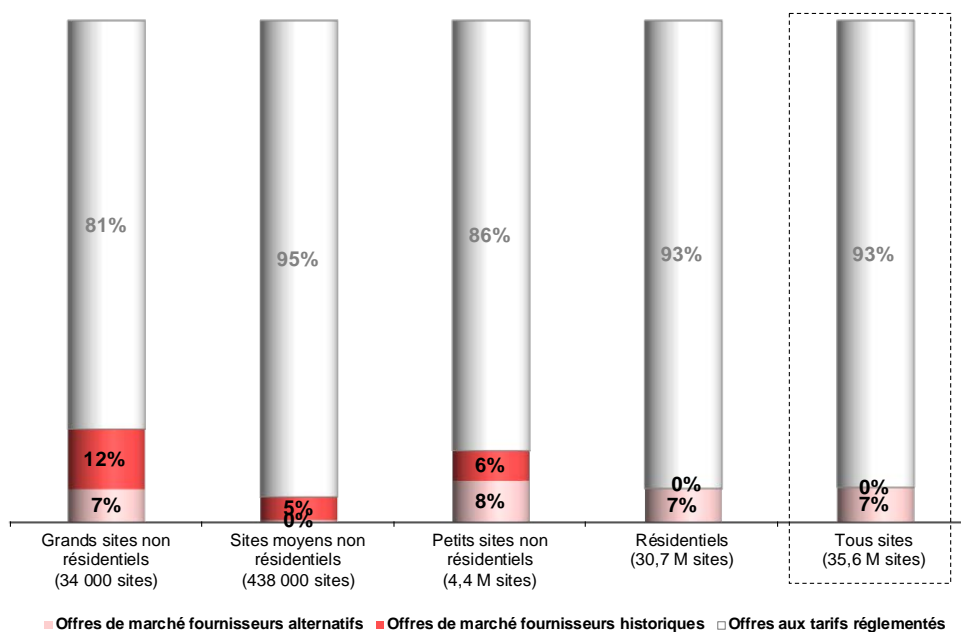


Sources : GRD, RTE, Fournisseurs historiques – Analyse : CRE

Au 30 septembre 2012, environ 683 000 sites non résidentiels et 2 070 000 sites résidentiels sont en offre de marché.

C. Parts de marché en nombre de sites au 30 septembre 2012

Répartition des sites par type d'offre au 30 septembre 2012

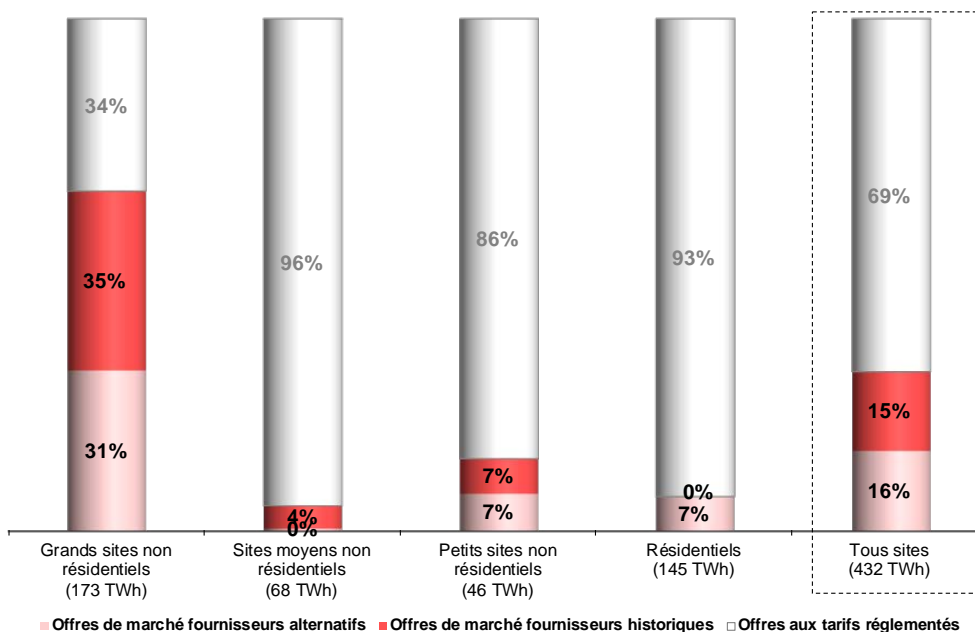


Sources : GRD, RTE, Fournisseurs historiques – Analyse : CRE

Au 30 septembre 2012, environ 7% des sites sont en offre de marché. Parmi eux, environ 86% ont fait le choix d'un fournisseur alternatif.

D. Parts de marché en consommation au 30 septembre 2012

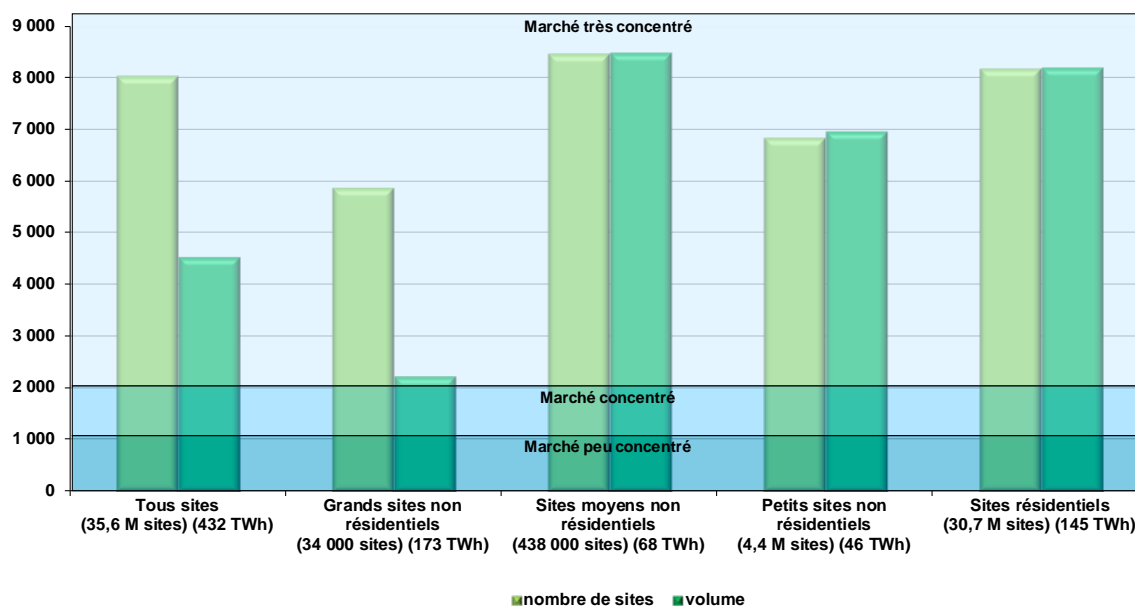
Répartition des consommations par type d'offre au 30 septembre 2012



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

E. Indice HHI par segment de marché

Le graphique suivant donne l'indice de Herfindahl-Hirschman (HHI)³ en nombre de sites et en volume pour les différents segments du marché de détail. Cet indice mesure la concentration du marché sur chaque segment de clientèle au 30 septembre 2012.



Source : GRD, RTE – Analyse : CRE

F. 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.

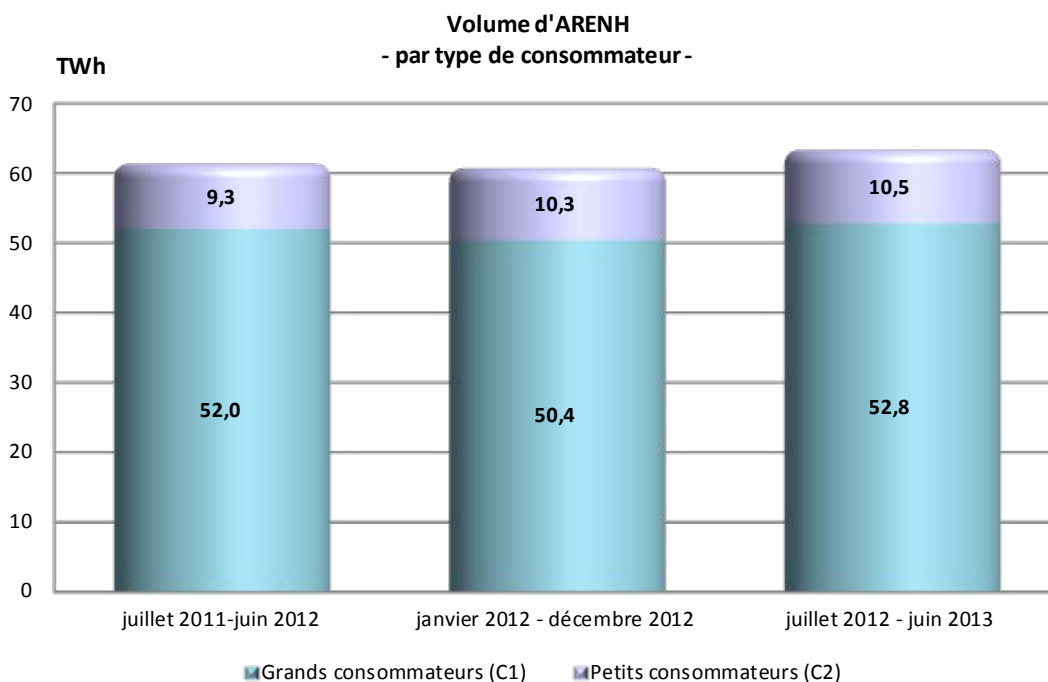
Le volume d'ARENH alloué à un fournisseur dépend de la consommation prévisionnelle, mesurée sur un certain nombre d'heures défini par l'arrêté du 17 mai 2011, de son portefeuille de clients sur la période de livraison à venir.

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 (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 du 1^{er} juillet 2011 au 31 décembre 2011, puis à 42 €/MWh à compter du 1^{er} janvier 2012.

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.










Source : 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>

G. Fournisseurs d'électricité actifs au 30 septembre 2012

Liste des fournisseurs nationaux déclarés auprès de la CRE⁴
et actifs⁵ au 30 septembre 2012

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 27 novembre 2012 à partir du moteur de recherche des fournisseurs par code postal.

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

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

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

Fournisseur, Marques commerciales		Grands sites non résidentiels	Sites moyens non résidentiels	Petits sites non résidentiels	Sites Résidentiels
Iberdrola		•			
Oddo Power		•			
Planète UI				•	•
Poweo				•	•
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.

Au 30 septembre 2012, 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.

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.

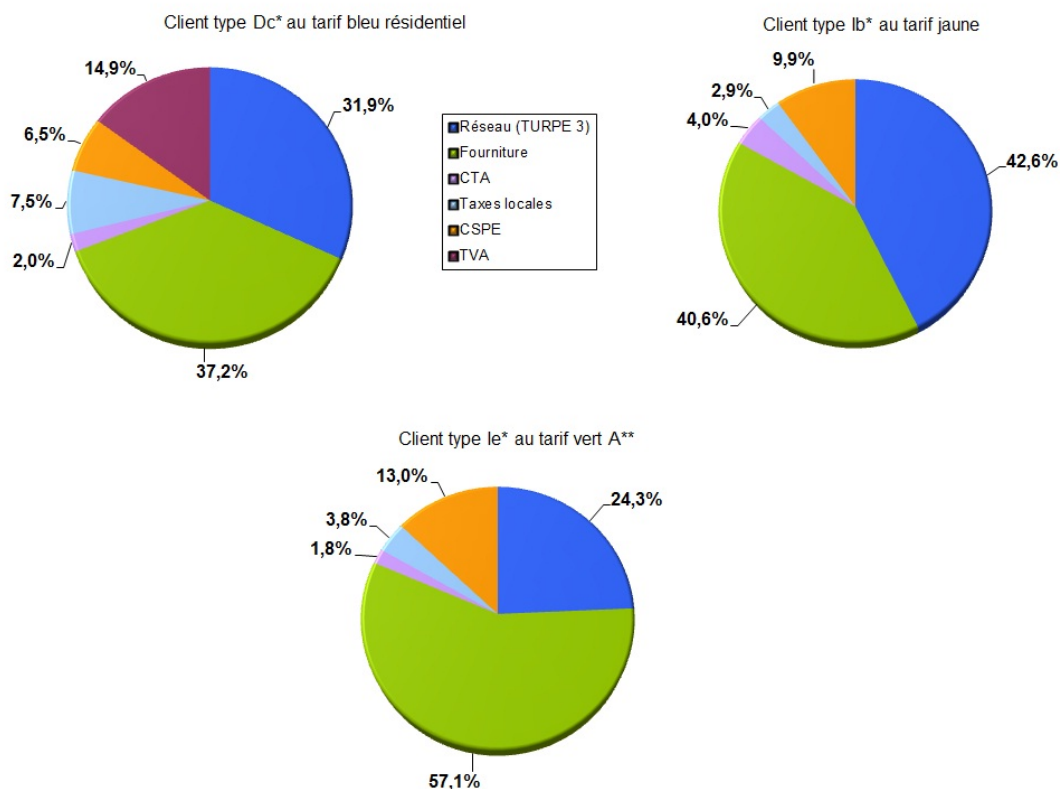
⁹ Voir le glossaire pour la définition d'une entreprise locale de distribution.

4. Analyse en dynamique : Troisième trimestre 2012

En l'absence exceptionnelle de données concernant les petits clients non résidentiels au 30 septembre 2012, il n'est pas possible de présenter une analyse en dynamique sur le troisième trimestre 2012.

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 2012



Source : Analyse CRE

* Selon la définition de client type d'Eurostat :

Dc : client résidentiel consommation entre 2500 et 5000 KWh

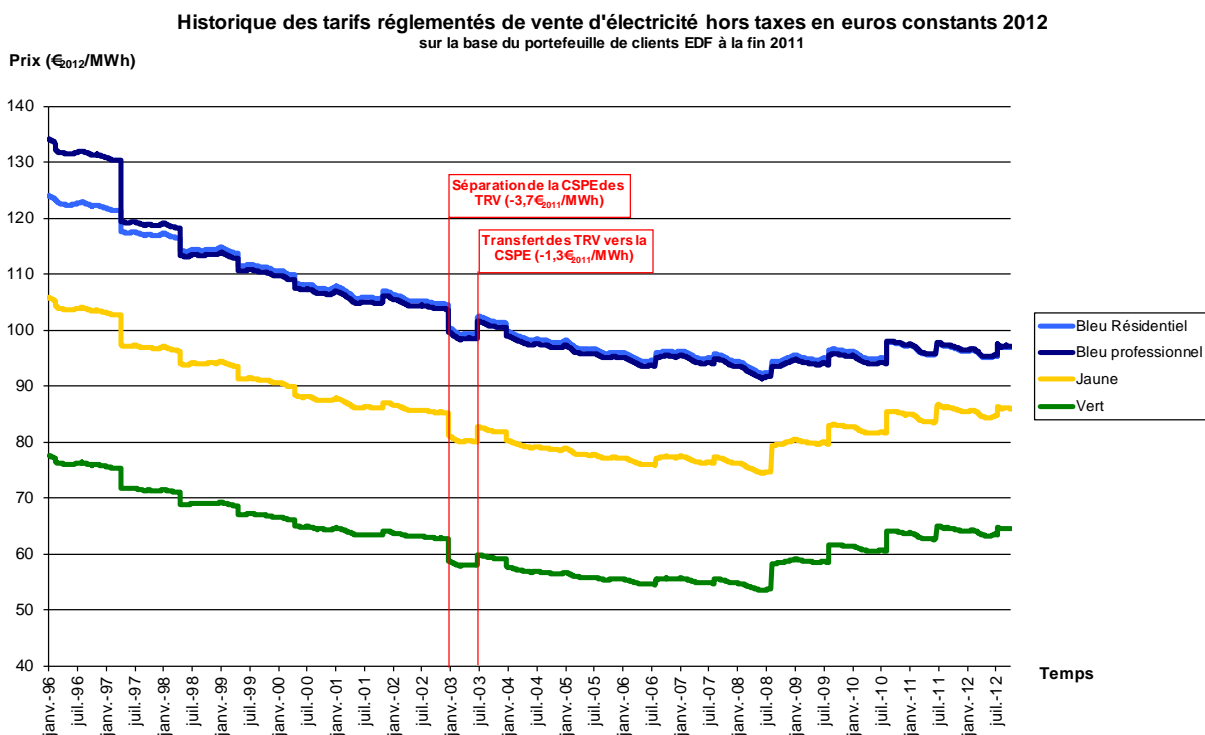
Ib : client industriel consommation entre 20- 500 MWh

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.

- **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'Energie.

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



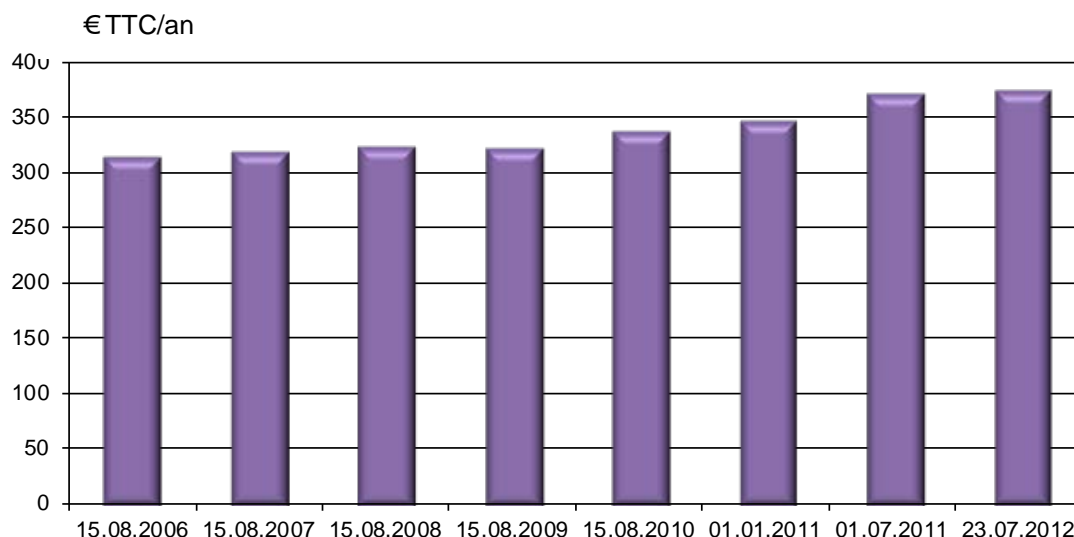
Source : Analyse CRE

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 ^{er} juillet 2011	+ 1,7%	+ 3,2%	+ 3,2%
23 juillet 2012	+ 2%	+2%	+2%
*Hausse moyenne tenant compte d'une modification tarifaire en structure.			

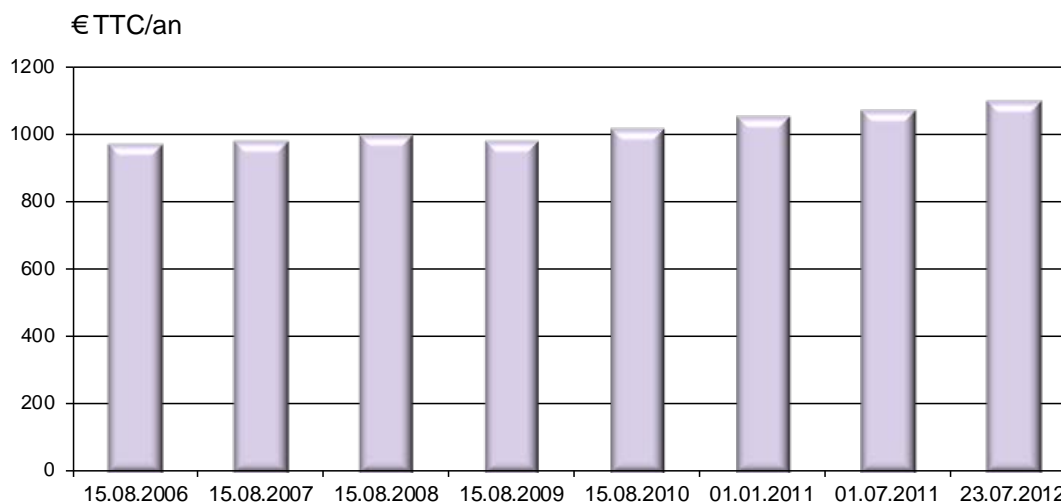
C. Evolution de la facture annuelle au tarif réglementé de vente

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 locales et la TVA¹⁰.

**Evolution de la facture annuelle d'électricité pour un client moyen
au tarif Base 6 kVA**



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



Source : CRE

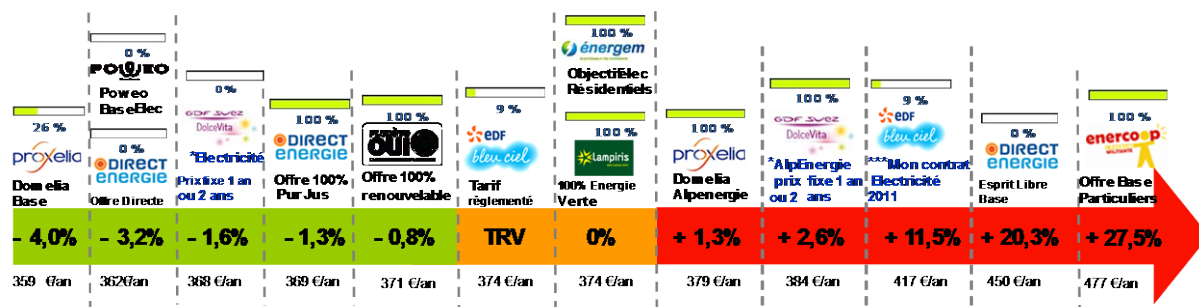
¹⁰ Depuis le 1er trimestre 2011, les taxes locales ont été établies sur la base du maximum réglementaire prévu.

D. Comparaison des offres

Deux offres existent sur le marché :

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

Comparaison des offres pour un client Base 6 kVA¹¹



Exemple de lecture:

Comparaison réalisée sur un client résidentiel :

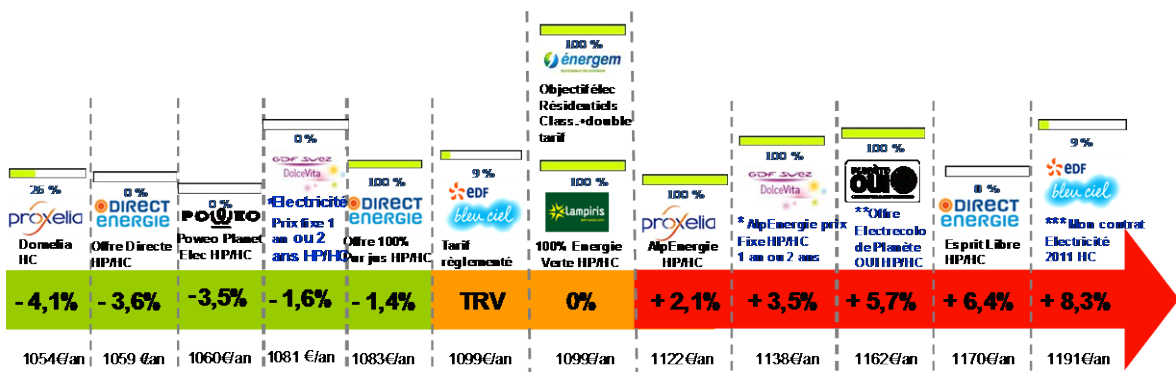
- de puissance souscrite 6 kVA
- de consommation annuelle 2 400 kWh en Base
- Situé à Paris

Facture TTC estimée par an hors « promo »

% d'énergie verte	100 %
Logo fournisseur	EDF
Nom offre	Tarif réglementé
Différence de prix par rapport aux TRV	TRV
Estimation de facture annuelle	374 €/an

Source: Comparateur d'offres énergie-info

Comparaison des offres pour un client HP/HC 9 kVA¹²



Exemple de lecture:

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 »

% d'énergie verte	100 %
Logo fournisseur	EDF
Nom offre	Tarif réglementé
Différence de prix par rapport aux TRV	TRV
Estimation de facture annuelle	1099 €/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.

*** 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)

¹¹ Offres actualisés au 28 septembre 2012 à partir du comparateur d'offres sur le site energie-info.fr

¹² Offres actualisés au 28 septembre 2012 à partir du comparateur d'offres sur le site energie-info.fr

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
- **Novembre 2011** : les produits *futures* négociés sur EPD France deviennent à règlement financier
- **Novembre 2011** : arrêt des enchères VPP¹³
- **Janvier 2012** : début des allocations de capacités long-terme d'interconnexion entre la France et la Suisse par enchères explicites
- **Janvier 2012** : début des allocations infra-journalières de capacités d'interconnexion entre la France et la Suisse

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 2012. Il fait apparaître les volumes injectés et soutirés, ainsi que les transactions ayant eu lieu sur le marché de gros intermédié français.

¹³ http://encherescapacites.edf.com/fichiers/fckeditor/File/Encheres/DecisionCE_Fin_VPP_301111.pdf

Injections physiques sur le réseau (119 TWh)
[128 TWh]



Production Hors VPP et ARENH
98 TWh

[101 TWh]

Production VPP
4 TWh

[7 TWh]

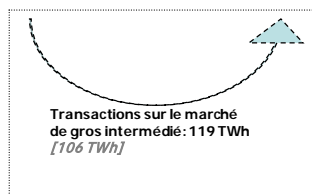


Production ARENH
10 TWh

[14 TWh]



Importations 6 TWh
[6 TWh]



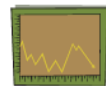
Soustractions physiques sur les réseaux (119 TWh)
[128 TWh]



Consommation clients finals
97 TWh y-compris :

- clients aux tarifs réglementés
- clients aux prix de marché
- autoconsommation
- pompage [103 TWh]

Pertes des réseaux approvisionnés sur les marchés
4 TWh [7 TWh]



Exportations 17 TWh
[18 TWh]

Source : RTE – données [T2] et T3 2012 - Analyse : CRE

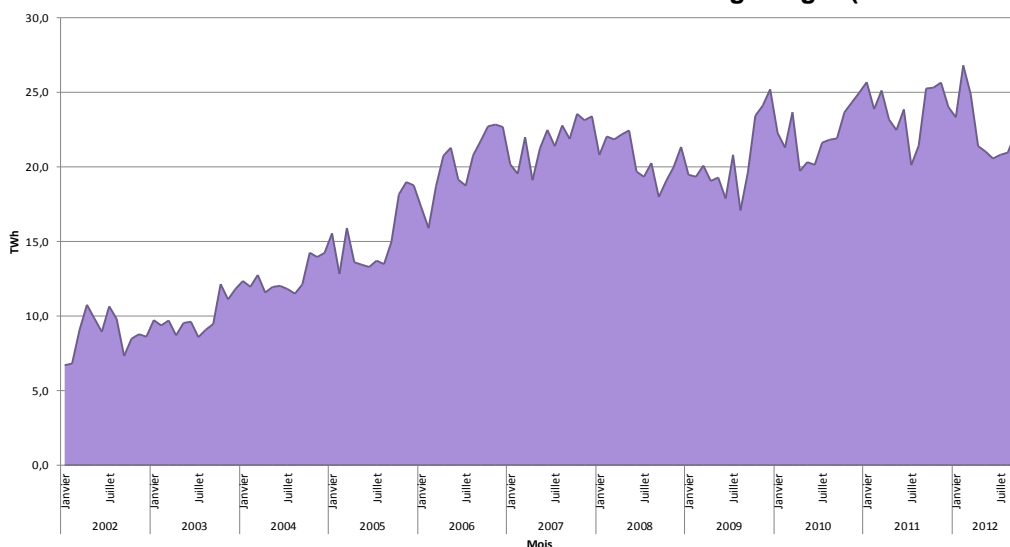
2. Activité sur le marché de gros français

A. Activité sur le marché de gré à gré

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

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

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



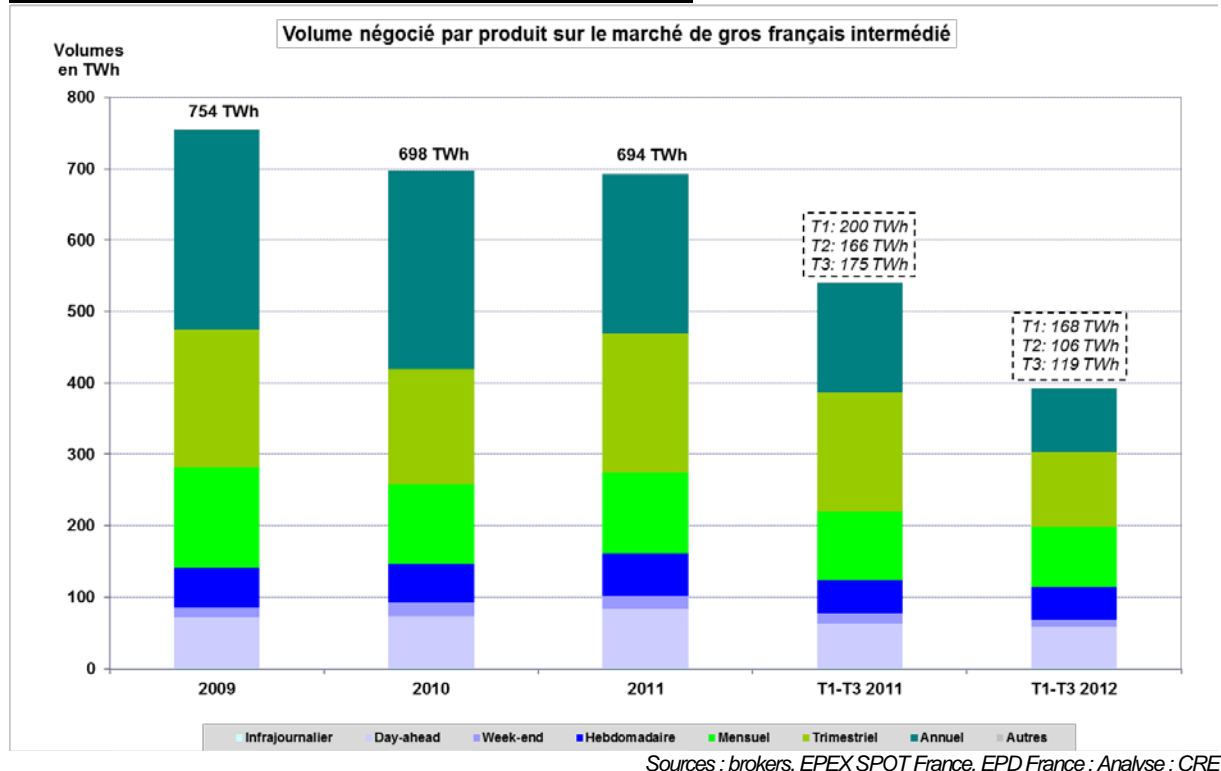
Source : RTE – Analyse : CRE

Le volume des livraisons sur le marché de gré à gré s'élève à 64 TWh au troisième trimestre 2012. En hausse de 1 TWh par rapport au trimestre précédent mais en baisse de près de 3 TWh par rapport à la même période l'année dernière, ce volume a représenté 65% de la consommation nationale, contre 59% au second trimestre 2012 et plus de 67% à la même période en 2011.

B. Evolution du négoce sur le marché intermédiaire français

Le marché intermédiaire français de l'électricité regroupe le négoce effectué sur les marchés organisés et sur les plateformes de courtage (OTC intermédiaire). Les évolutions commentées sur la période 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 2012



Produits spot¹⁴ :

Près de 21 TWh ont été échangés sur le marché Spot au troisième trimestre 2012 : les volumes se sont réduits de 12,5% par rapport au trimestre précédent et de 21% par rapport à 2011 à la même période.

Le marché de l'intraday a représenté 3,5% du total des volumes échangés sur le spot, la quasi-totalité des échanges se réalisant sur EPEX SPOT. L'activité a légèrement baissé avec 0,73 TWh échangés (-0,07 TWh par rapport au trimestre précédent) pour un peu plus de 26 000 transactions (contre 29 000 au trimestre précédent). Les échanges cross-border représentent 83% des volumes et 87% des transactions, des chiffres en progrès par rapport au deuxième trimestre 2012 (respectivement 78% et 83%).

Sur le *day-ahead*, les volumes ont sensiblement diminué par rapport au trimestre précédent (-16%) et par rapport au troisième trimestre 2011 (-17%). Cette évolution est le résultat d'une très forte chute

¹⁴ Depuis le l'Observatoire des Marchés pour le 4^{ème} trimestre 2011, et contrairement aux publications précédentes, les chiffres pour les produits spot incluent les échanges *intraday cross-border* ; les évolutions sont calculées à périmètre constant et peuvent donc ne pas correspondre aux chiffres publiés dans les précédents observatoires.

des volumes sur les marchés OTC (-35% par rapport au trimestre précédent) et d'une baisse de 9% sur le marché organisé. La part des volumes *day-ahead* négociés sur EPEX SPOT s'établit à près de 78% au troisième trimestre, en progrès par rapport au second trimestre 2012 (72%) et par rapport au même trimestre en 2011 (67%).

Produits à terme¹⁵

Au troisième trimestre 2012, près de 99 TWh ont été échangés sur l'ensemble des produits à terme¹⁶, en hausse de 20% par rapport au trimestre précédent mais en baisse de 34% par rapport au troisième trimestre 2011. Avec 8 650 transactions, la liquidité a légèrement augmenté par rapport au trimestre précédent (+16%), mais reste en fort retrait vis-à-vis de 2011 à la même période (-24%).

La hausse des volumes constatés sur les produits à terme, par rapport au second trimestre 2012, est due à de fortes augmentations des volumes échangés sur les produits trimestriels (+8%), mais surtout mensuels (+30%) et annuels (+28%).

La hausse des volumes sur les marchés à terme est essentiellement due à l'augmentation de l'activité sur les plateformes de courtage (+20% en volumes) : la très grande majorité des échanges pour les produits à terme se fait sur les marchés OTC avec plus de 97% des volumes et 96% des transactions au troisième trimestre 2012. On note une hausse plus prononcée des volumes sur EPD France (+29% par rapport au trimestre précédent), ces derniers se réduisant cependant de près de 79% par rapport au troisième trimestre 2011.

Sur les marchés à terme, le produit mensuel remplace le produit trimestriel comme contrat le plus échangé en termes de volume, et le produit annuel reste le produit le moins négocié. Sur le marché OTC, les produits mensuels (31% des volumes) arrivent devant les produits trimestriels (28%) et annuels (26%). Sur la bourse, les produits annuels arrivent en tête des échanges (43% des volumes).

Produits mensuels :

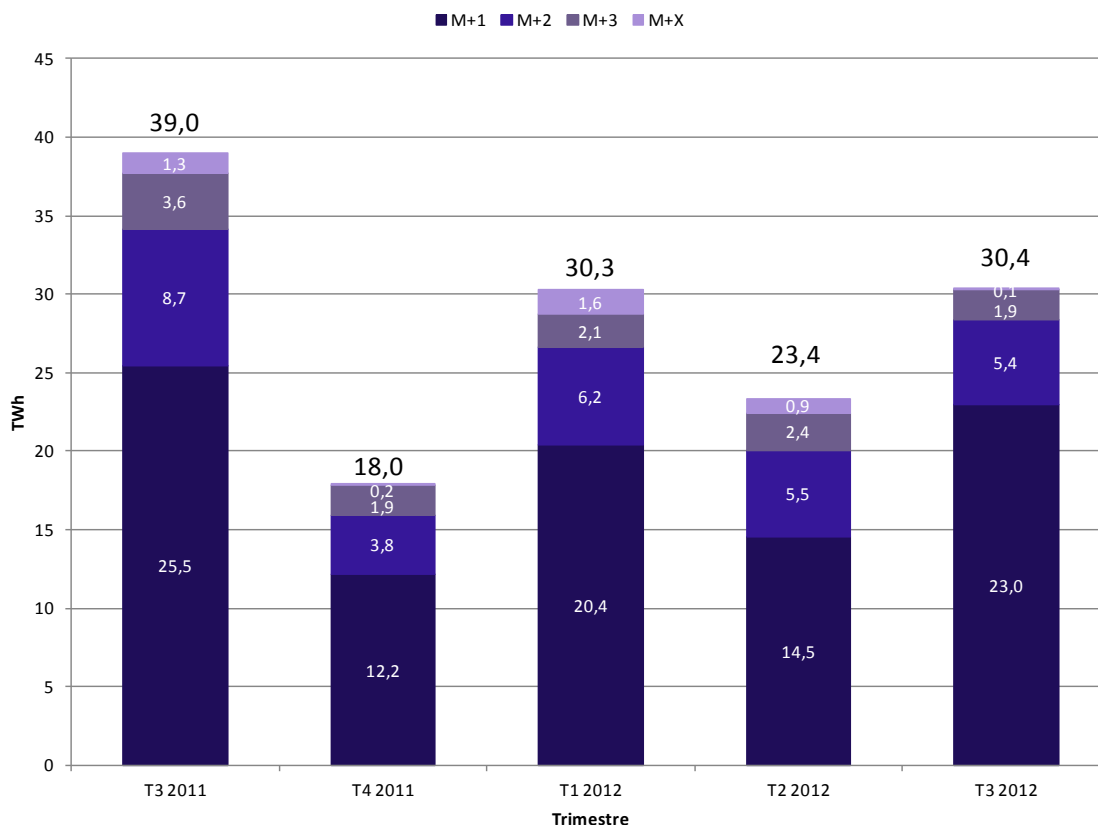
Les volumes échangés sur les produits mensuels ont fortement progressé au cours du 3^{ème} trimestre 2012 : plus de 2 800 transactions de produits mensuels représentant 30,4 TWh ont eu lieu, soit une hausse de plus de 30% en volume par rapport au trimestre précédent, mais une baisse de 22% par rapport à 2011 à la même période.

Cette hausse de volumes concerne surtout le contrat M+1, qui représente environ 76% du volume total négocié, tandis que les volumes de transaction observés sur les produits M+2 et M+3 ont légèrement reculé.

¹⁵ 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*.

¹⁶ Les produits à terme dont la période de livraison est supérieure ou égale une semaine (Produits Hebdomadaires, Mensuels, Trimestriels ou Annuels). Les Observatoires des Marchés précédents prenaient une période de livraison supérieure ou égale à un mois.

Volumes trimestriels négociés sur le marché de gros intermédiaire – produits mensuels



Sources : brokers, EPEX SPOT France, EPD France ; Analyse : CRE

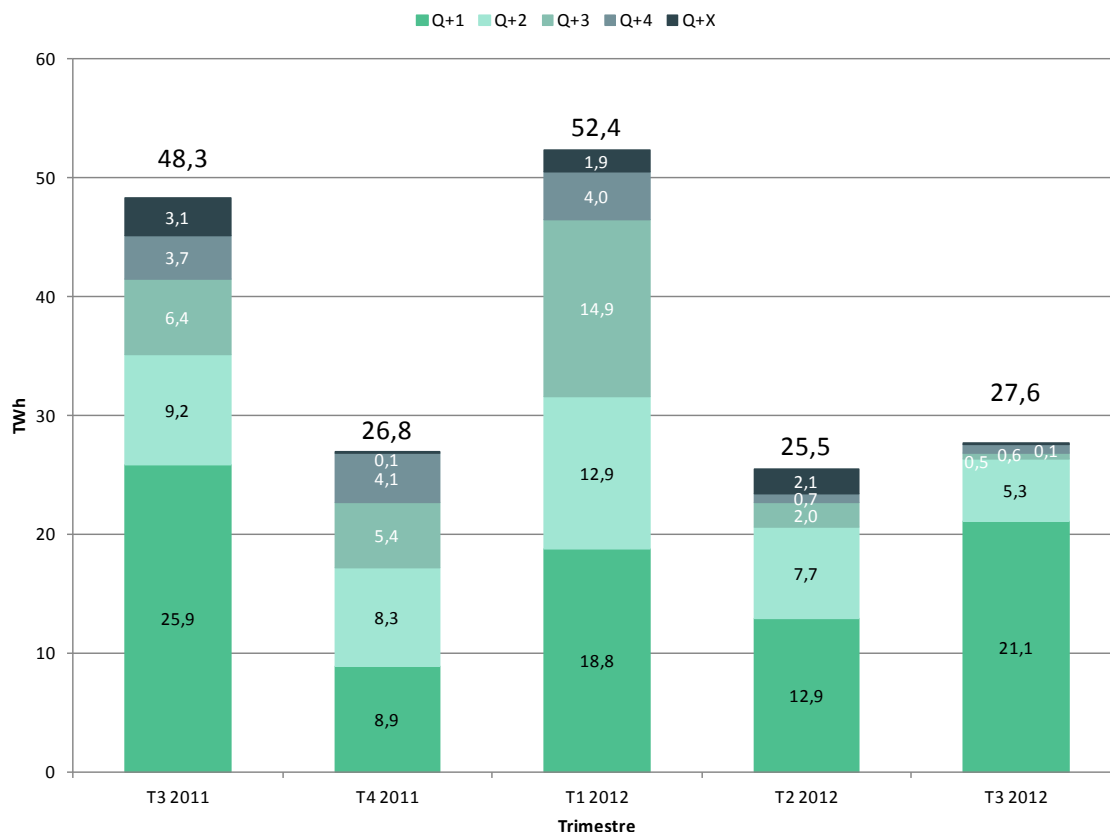
Produits trimestriels :

Le négoce de produits trimestriels au troisième trimestre 2012 a légèrement augmenté dans son ensemble. Les volumes échangés se sont élevés à 27,6 TWh pour un peu plus de 1 200 transactions, soit une hausse en volume de 8% par rapport au trimestre précédent, mais en baisse 43% par rapport à 2011 à la même période. Cette baisse par rapport à 2011 est en grande partie due au changement de comportements de quelques acteurs, qui ont été nettement moins actifs, tant à l'achat qu'à la vente.

La hausse des volumes s'est manifestée sur le contrat trimestriel Q+1 (+63%), tandis que les volumes négociés se sont réduits sur les contrats Q+2 (-31%) et Q+3 (-76%). La maturité Q+4, peu liquide, a également vu son volume se réduire (-13%) par rapport au second trimestre 2012.

Comparativement à 2011 à la même période, les volumes ont diminué de près de 19% pour la maturité Q+1, de 42% pour la maturité Q+2 et de plus de 80% pour les maturités Q+3 et Q+4.

Volumes trimestriels négociés sur le marché de gros intermédiaire – produits trimestriels



Sources : brokers, EPEX SPOT France, EPD France ; Analyse : CRE

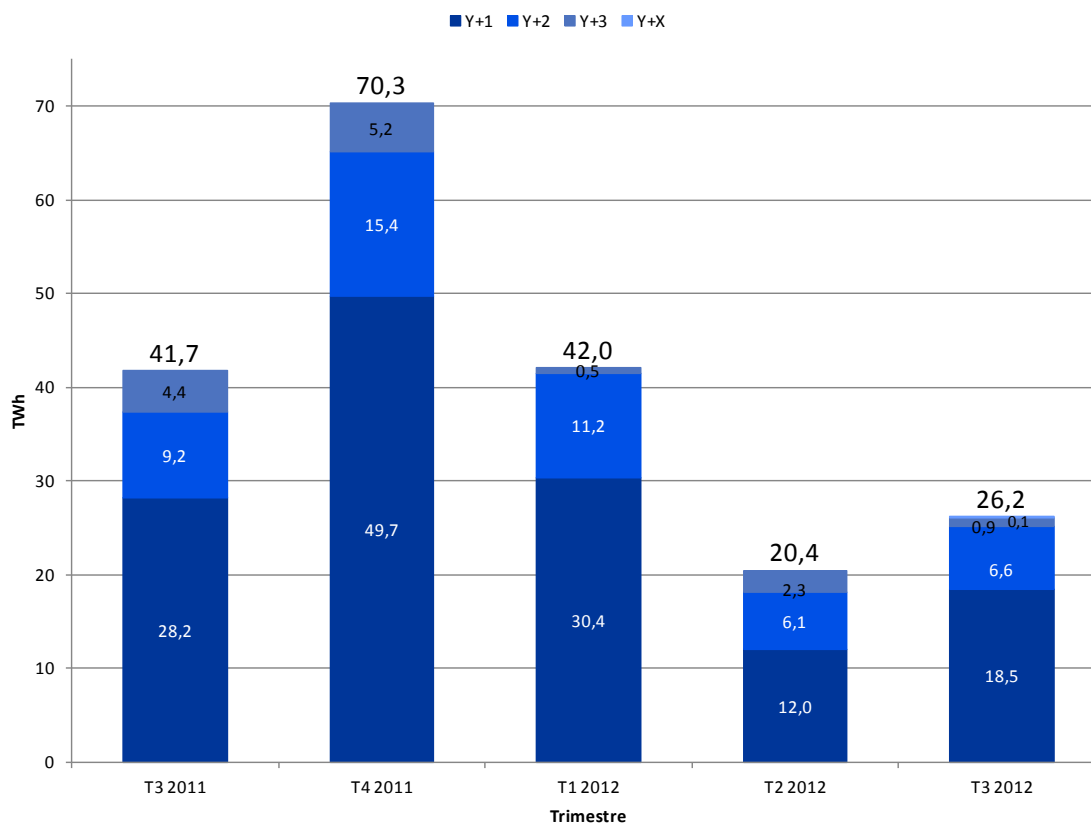
Produits calendaires :

Les volumes échangés sur les produits annuels sont repartis à la hausse au troisième trimestre 2012 par rapport au trimestre précédent avec 26 TWh négociés pour 575 transactions, soit +28% et +43% respectivement par rapport au second trimestre de 2012. Ces chiffres sont cependant en fort retrait par rapport au troisième trimestre 2011 (-37% en volumes et -41% nombre de transactions).

La hausse des volumes par rapport au trimestre précédent concerne les maturités Y+1 (+6,5 TWh soit +54%) et dans une moindre mesure Y+2 (+0,5 TWh soit +8%). La maturité Y+3 peu liquide affiche une baisse importante (-60%).

En comparaison avec le troisième trimestre de 2011, l'activité a également diminué sur l'ensemble des maturités : -34% pour le contrat Y+1, -29% pour le contrat Y+2 et -79% pour le contrat Y+3. Cette baisse par rapport à 2011 est en grande partie due au changement de comportements de quelques acteurs, qui ont été nettement moins actifs, tant à l'achat qu'à la vente.

Volumes trimestriels négociés sur le marché de gros intermédiaire – produits calendaires



Sources : brokers, EPEX SPOT France, EPD France ; Analyse : CRE

C. Activité sur les marchés organisés et comparaison internationale

Avec 13,3 TWh échangés, le volume en *day-ahead* échangé sur EPEX SPOT a reculé de 9% au cours du troisième trimestre 2012 par rapport au trimestre précédent, et de 4% par rapport à la même période l'année précédente. Avec 2,5 TWh échangés sur le marché *futures* d'EPD France, les volumes remontent par rapport au trimestre précédent (+29%) mais restent en fort retrait par rapport à la même période en 2011 (-78%).

Volumes moyens mensuels des transactions sur les marchés organisés français - day-ahead et futures -

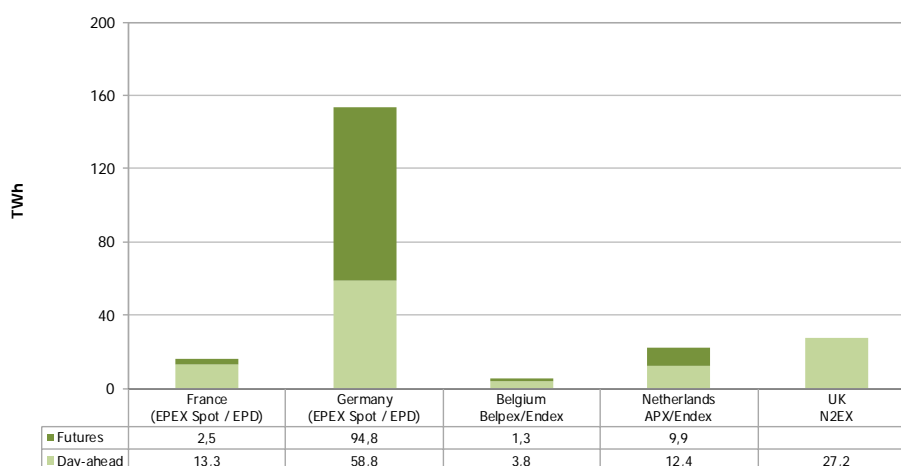


Source : EPEX Spot, EPD France

L'activité sur le marché *day-ahead* français se situe en troisième place par rapport aux autres marchés européens, très largement inférieure à l'activité en Allemagne et maintenant fortement devancée par le marché *day-ahead* au Royaume-uni. L'activité sur le marché *futures* français ayant très largement diminué depuis le second trimestre 2012, elle se retrouve à un niveau inférieur au marché néerlandais dont les volumes ont fortement augmenté pour les produits à terme.

Volumes trimestriels échangés sur les principaux marchés organisés européens (hors OTC clearing)¹⁷

–Troisième trimestre 2012 –



Sources: EPEX SPOT, EPD France, Belpex, Endex, APX, N2EX

¹⁷ Depuis octobre 2011, le marché organisé pris comme référence pour le Royaume-Uni n'est plus APX mais N2EX.

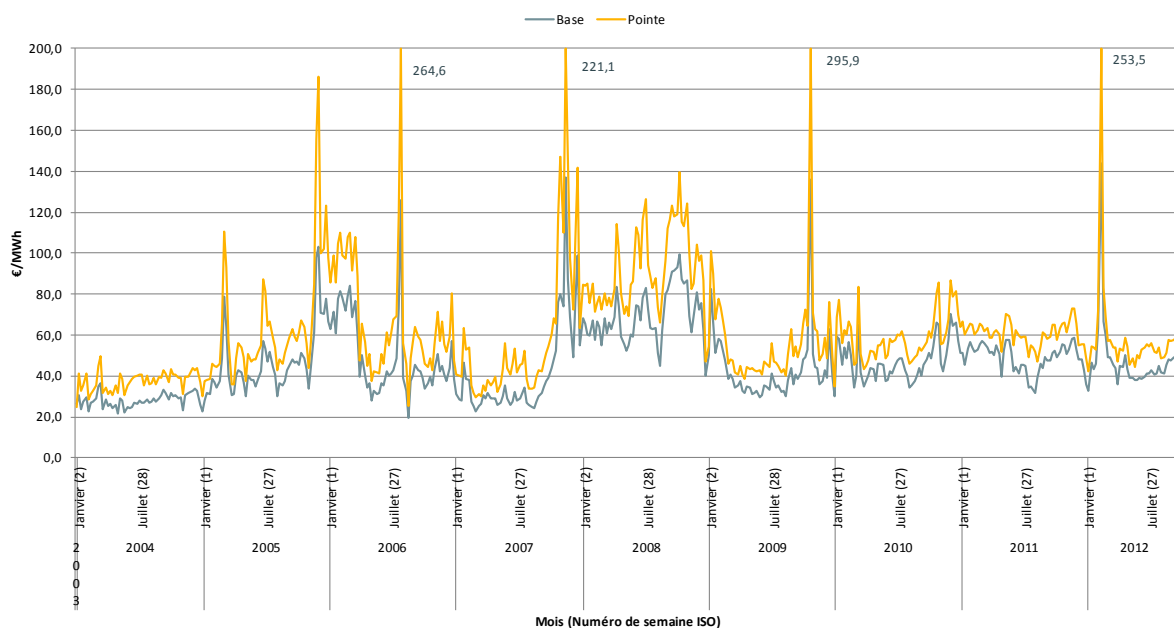
3. Prix sur le marché de gros français et comparaison européenne

Cette section porte sur l'évolution des prix observés sur les bourses de l'électricité en Europe. 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 44 €/MWh en base et 54 €/MWh en pointe au troisième trimestre 2012 pour la France, soit des hausses respectives de 7% et 5% par rapport au trimestre précédent. Le prix en base en 2011 à la même période était supérieur de 3% alors que le prix en pointe était inférieur de 5%.

**Prix *day-ahead* France sur EPEX SPOT
- moyennes hebdomadaires -**

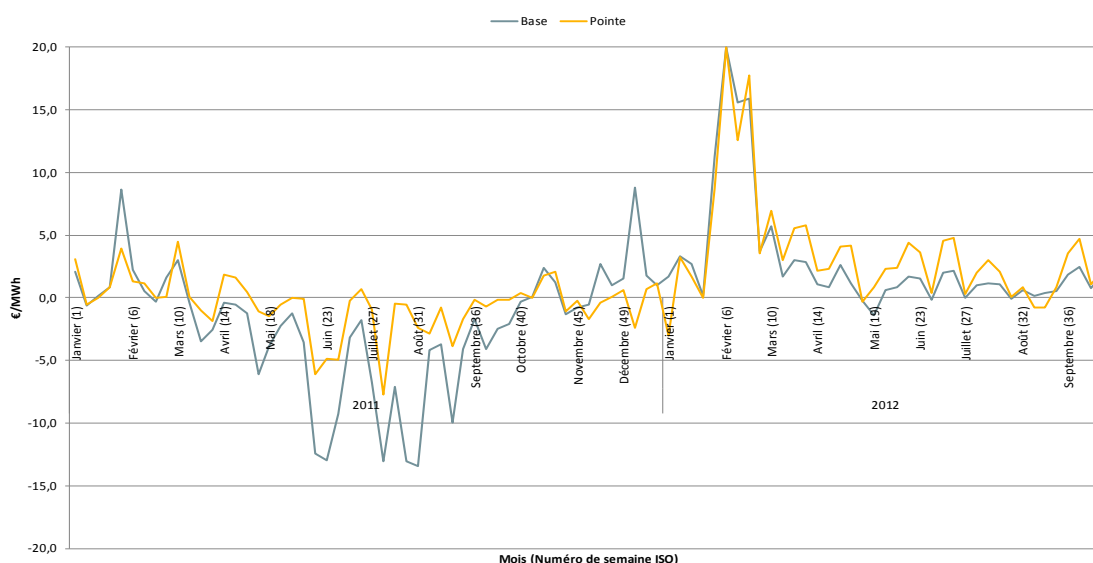


Source : EPEX SPOT – Analyse : CRE

Sur le marché allemand, les prix spot base et pointe ont augmenté respectivement de 9% et 8% par rapport au second trimestre 2012 à 43,5 €/MWh et 53 €/MWh. Ils sont inférieurs à ceux de 2011 de 11% en base et de 10% en pointe.

Le différentiel de prix France-Allemagne est resté positif en moyenne trimestrielle, et diminue légèrement en passant de 1,0 €/MWh à 0,9 €/MWh en base, et de 2,8 €/MWh à 1,5 €/MWh en pointe, les prix français base étant supérieurs aux prix allemands base pour presque toute la période. Le mois d'août a connu deux semaines où le différentiel de prix en pointe fut en faveur de la France (France moins chère).

Différentiels *day-ahead* France - Allemagne - moyennes hebdomadaires -

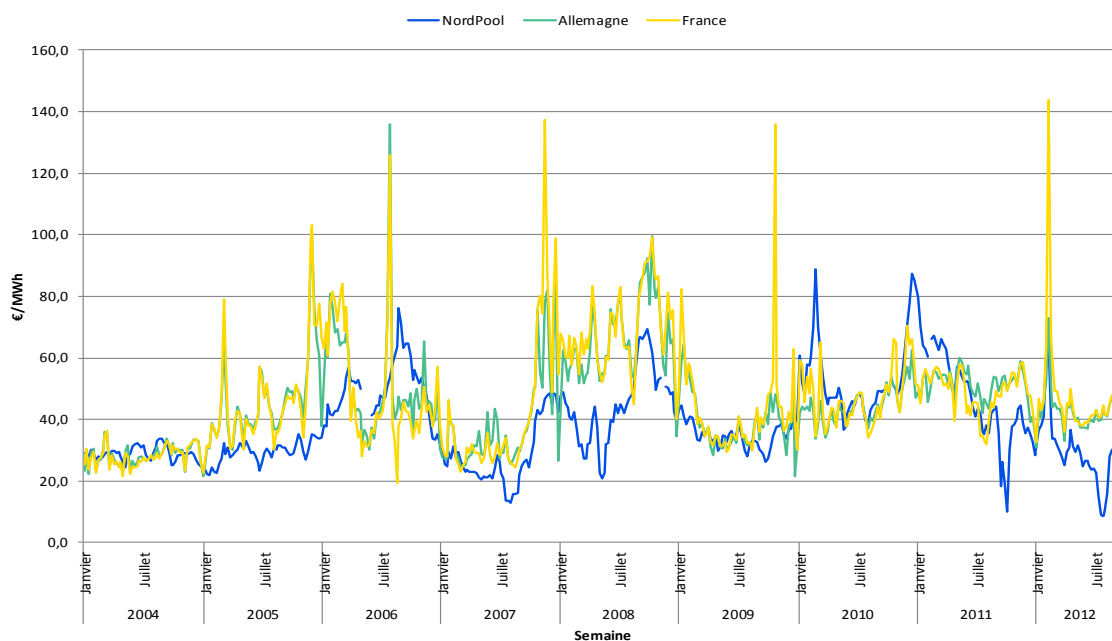


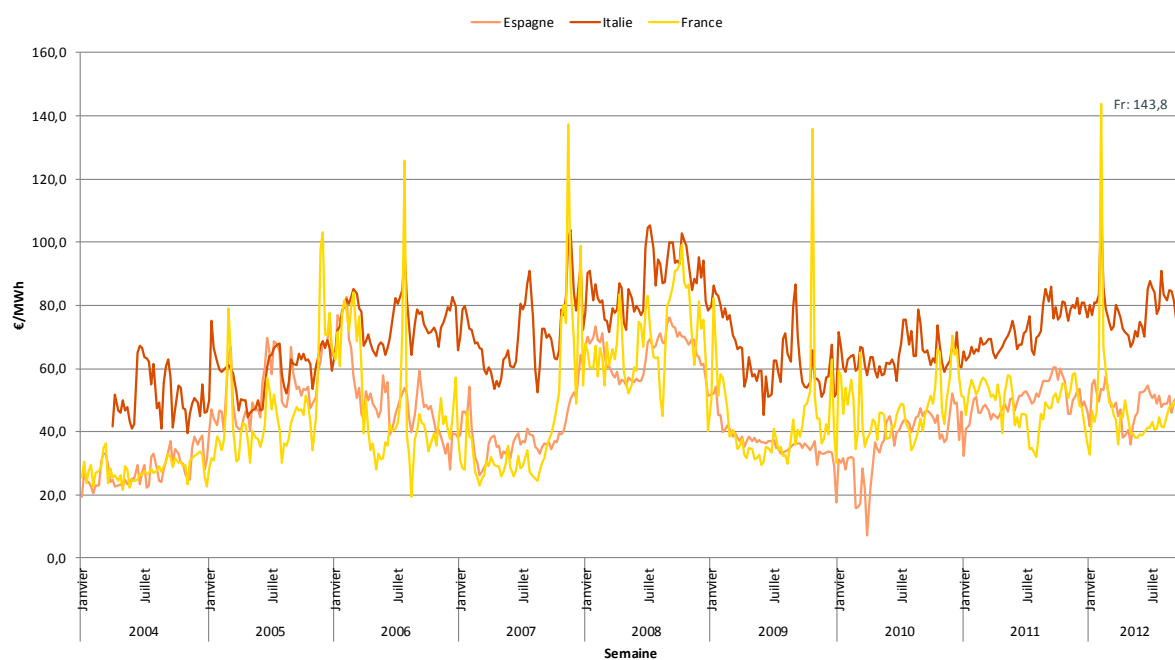
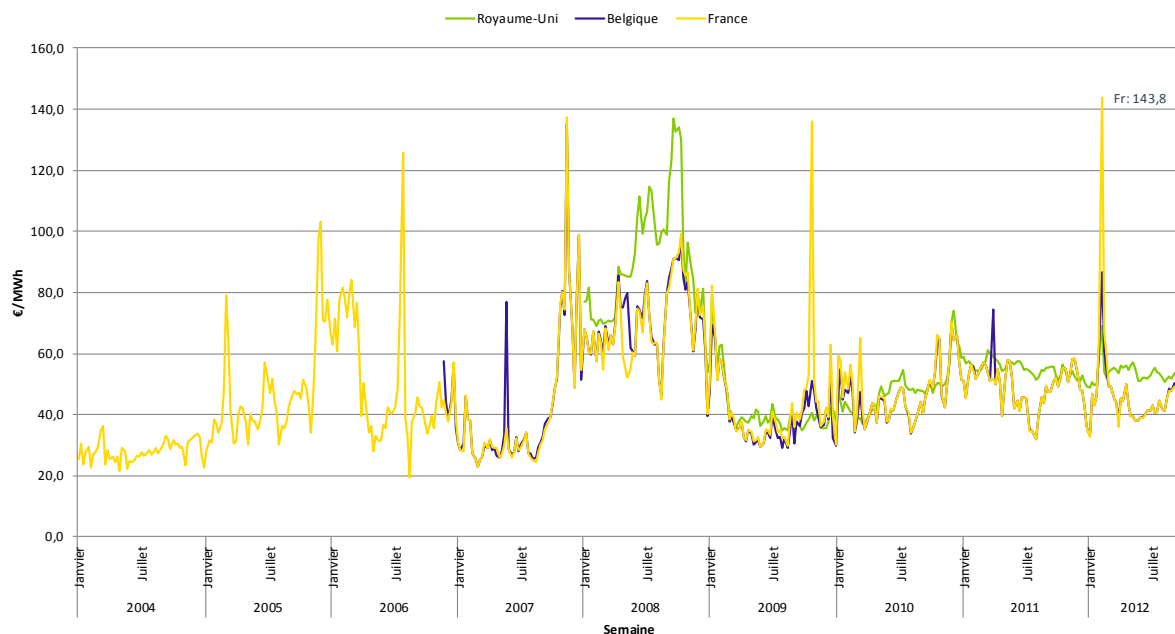
Sources : EPEX SPOT – Analyse : CRE

A l'image des prix français, les prix base et pointe belges sont également en hausse par rapport au second trimestre 2012, de 8% et 5% respectivement. Les prix base suisses et espagnols augmentent de 7% environ, le prix moyen italien s'enchérit de 10%, tandis que les indices moyens sur Nordpool se réduisent de 27%. Au Royaume-Uni, les prix sont restés stables.

Les prix moyens allemand, belge et suisse sont en ligne avec les prix français en base, tandis que ceux en Espagne et au Royaume-Uni sont supérieurs d'environ 5 €/MWh et 8 €/MWh respectivement. Les prix moyens Nordpool sont nettement plus bas que les prix français, à 20,4 €/MWh en moyenne sur le trimestre. Les prix italiens ont été les plus élevés des prix européens, à 81,5 €/MWh.

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

Produits calendaires :

Les prix des produits calendaires sont relativement stables en France et poursuivent leur baisse en Allemagne en T3 2012 par rapport à T2 2012.

Les prix du *future* annuel (Y+1) en base a augmenté d'un demi-point en France et s'est déprécié d'un point et demi en Allemagne, à respectivement 50,6 €/MWh et 48,7 €/MWh en moyenne.

En pointe, le prix du contrat Y+1 français est resté inchangé à 64,1 €/MWh tandis que le prix allemand s'est réduit d'un point et demi à 60,0 €/MWh.

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



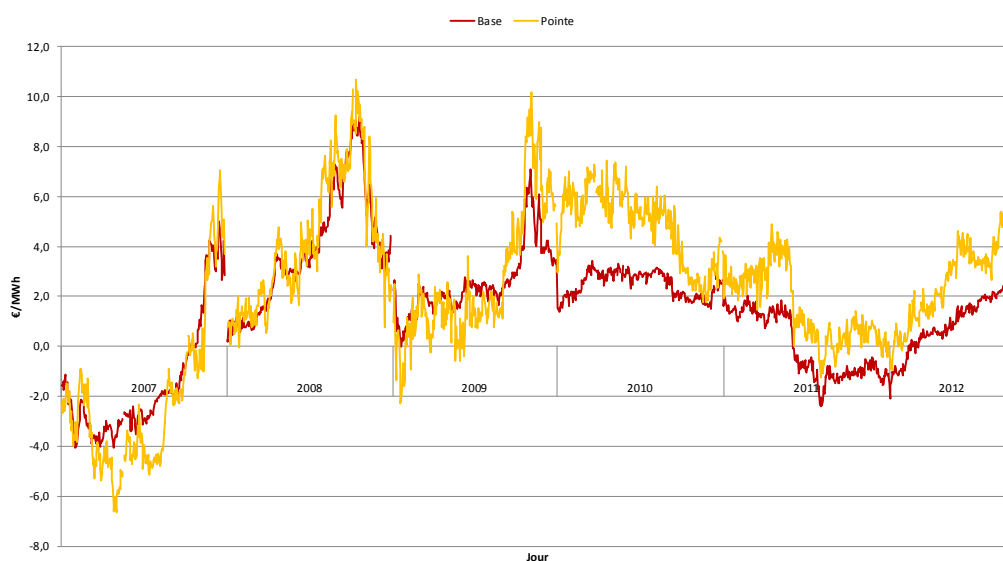
Sources : EPD France / Allemagne

A la suite du pic des prix spot de février 2012, il y a eu une inversion du différentiel des prix entre la France et l'Allemagne, les prix Y+1 base français devenant plus chers que les prix allemands. Cette inversion peut s'expliquer en partie par une perception accrue du risque sur le marché français.

Cette tendance s'est poursuivie aux second et troisième trimestres 2012. En base l'écart moyen des prix du Y+1 est passé de -0,3 €/MWh au premier trimestre à 0,9 €/MWh au second trimestre. Au troisième trimestre, cet écart est de près de 2,0 €/MWh.

En pointe également, les prix français et allemands en baisse ont continué à s'éloigner au fil des mois, le différentiel moyen passant de 0,8 €/MWh au premier trimestre à 3,0 €/MWh au second. Il atteint environ 4,0 €/MWh sur le troisième trimestre 2012.

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

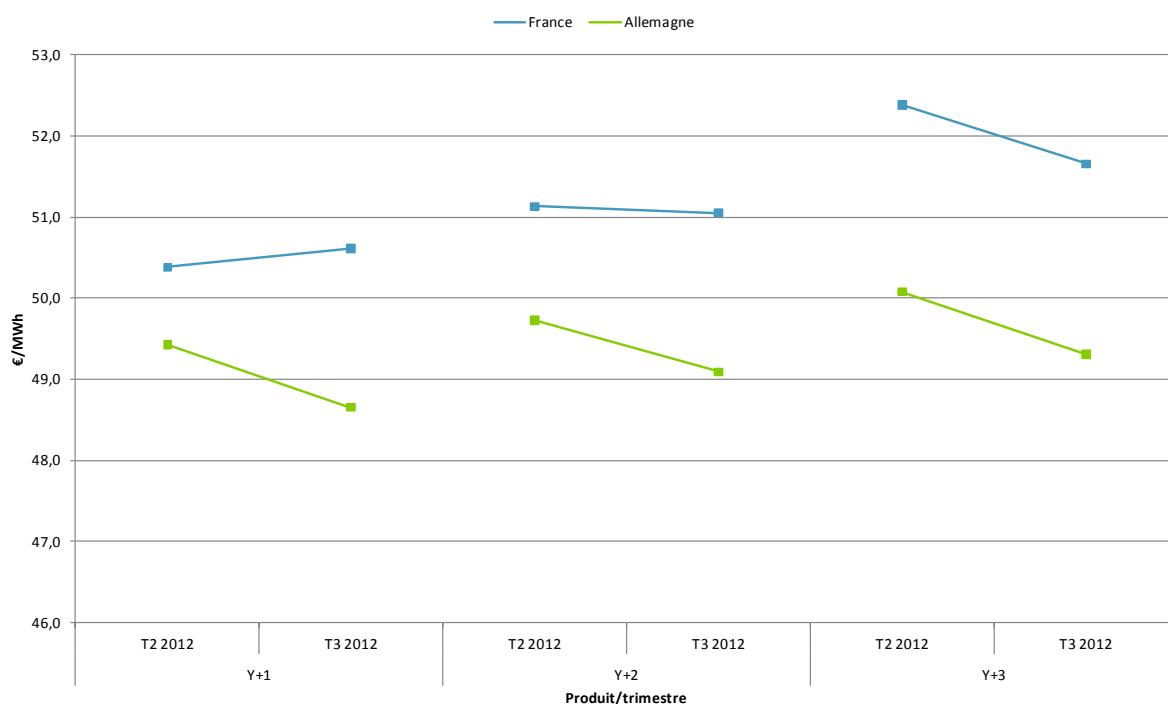


Sources : EPD France / Allemagne

Produits calendaires :

Les prix Y+2 base baissent de 0,2% pour la France et de 1,3% pour l'Allemagne. Les prix Y+3 base baissent de 1,4% en France et de 1,5% en Allemagne. Le différentiel France-Allemagne pour le produit Y+2 base s'étant inversé positivement en Janvier 2012, il tend maintenant à augmenter, passant de 0,5 €/MWh à 1,4 €/MWh du premier au second trimestre. Il atteint près de 2,0 €/MWh au troisième trimestre 2012. Pour les prix Y+3 base, les prix français continuent à être supérieurs aux prix allemands, l'écart de prix prenant la même tendance à la hausse que pour les maturités Y+1 et Y+2, augmentant légèrement à 2,35 €/MWh.

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



Sources : EPD France / Allemagne

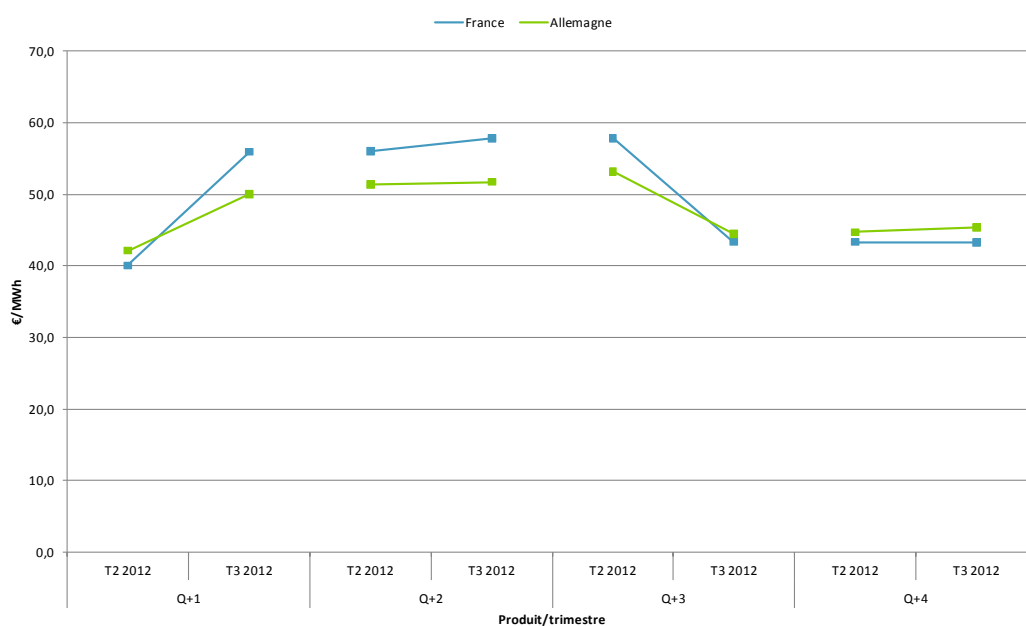
Produits trimestriels :

Au troisième trimestre 2012, les prix des produits Q+1 français et allemands sont en hausse de 40% et de 19% respectivement, les prix français redevenant plus chers que les prix allemands pour livraison en hiver. Cette variation est le reflet de la thermo-sensibilité de la consommation française. Dans une très moindre mesure, les prix des produits Q+2 français et allemands sont également en hausse (de 3,3% et 0,7% respectivement), le prix français continuant de s'enchérir par rapport au prix allemand.

Les prix des produits Q+3 français et allemands, pour livraison au printemps 2013, baissent de 25% et de 16% respectivement. Le spread s'inverse, le prix français devenant moins cher d'1,2 €/MWh que le prix allemand.

Pour Q+4, les prix français et allemands stagnent (-0,1% et +1,6% respectivement), et le sens du spread reste en faveur de la France (moins chère) pour la livraison en été.

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

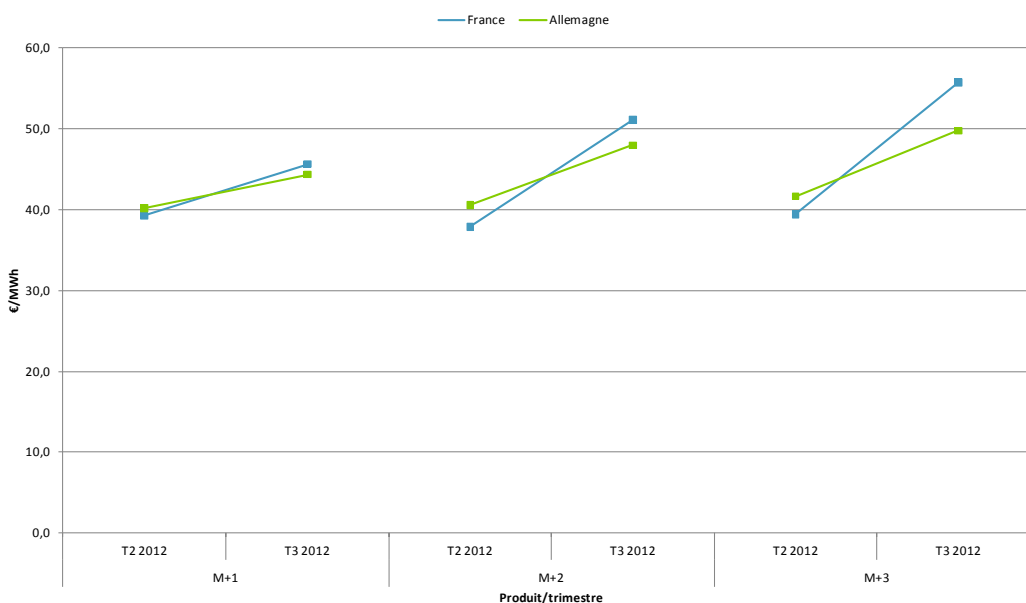


Sources : EPD France / Allemagne

Produits mensuels :

Au troisième trimestre 2012, les prix moyens des produits mensuels M+1, M+2 et M+3 sont en hausse : les prix M+1 français et allemands augmentent respectivement de 16% et 10%, les prix M+2 de 35% et 18%, et les prix M+3 de 42% et 20%. Les *spread* changent de sens, les prix français devenant plus chers que les prix allemands. Ceci est le reflet l'approche de l'hiver et de la thermo-sensibilité de la consommation française.

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



Sources : EPD France / Allemagne

4. Les fondamentaux du marché de l'électricité

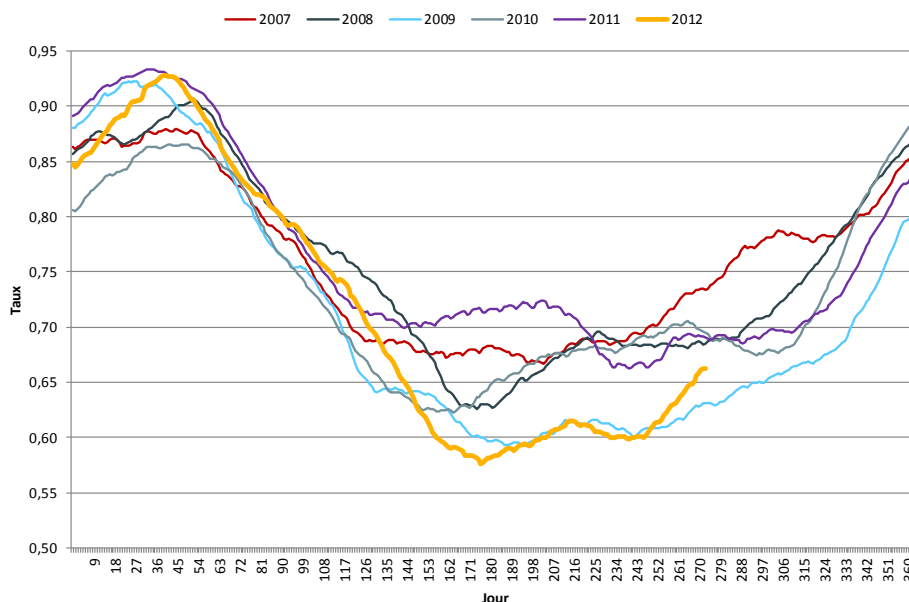
En moyenne trimestrielle, les prix à terme pour livraison en 2013 de l'électricité étaient légèrement à la hausse entre T2 2012 et T3 2012 (cf. partie précédente) dans le sillage de la hausse des cours du gaz et du CO₂.

La rupture de tendance observée au cours du troisième trimestre sur le prix à terme pour livraison en 2013 de l'électricité (56,6 €/MWh, soit +0,4% du 1^{er} juillet au 30 septembre après une baisse de 2,9% au deuxième trimestre) est concomitante à l'évolution à la hausse du cours de baril de pétrole brut (+2,2% pour le prix exprimé en euros). Sur la même période, les prix du gaz et du CO₂ étaient également à la hausse respectivement de 1,6% et 8,6%. Le prix du charbon, quant à lui, a connu une baisse de 2,5% par rapport à T2 2012.

La comparaison cette fois avec les prix constatés l'an passé à la même période laisse apparaître une baisse des prix de l'électricité et des cours des combustibles. Le prix moyen de l'électricité constaté au troisième trimestre a diminué de 9,9% contre 12,3% pour le charbon. La baisse de prix est encore plus importante pour le CO₂ atteignant un recul de 37,8%. Quant au prix du gaz, il a diminué au troisième trimestre de 0,5% 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 ressort en baisse au 3^{ème} trimestre 2012 relativement au taux enregistré au 3^{ème} trimestre 2011 (61,0% contre 69,4%, soit une diminution de 12,1%) ainsi que par rapport au trimestre précédent (-9,8%), suivant la saisonnalité observée depuis plusieurs années. La diminution par rapport au 3^{ème} trimestre 2011 est la conséquence directe d'une baisse du taux de disponibilité du parc nucléaire qui passe ainsi de 73,0% en 2011 à 65,6% en 2012 au troisième trimestre. L'été 2012 a en effet été caractérisé par un allongement des durées d'arrêt, aussi bien en termes d'arrêts programmés que de prolongations d'arrêt et d'arrêts fortuits.

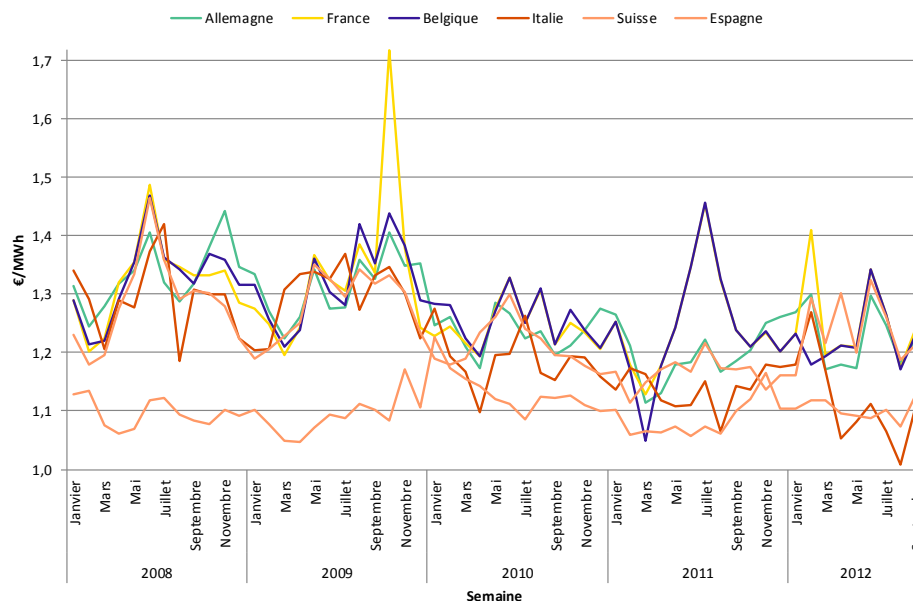
**Taux de production du parc nucléaire :
- moyenne mobile sur 30 jours-**



Source : RTE – Analyse : CRE

Le ratio Pointe/Base est en baisse au troisième trimestre 2012 (-2,3% en T3 2012 par rapport au T2 2012), ce qui se traduit par une légère augmentation de la divergence observée entre prix base et pointe en T3 2012. Cet écart s'explique par une augmentation du prix spot base plus rapide que celle du prix spot pointe sur la période considérée (+5,0% pour la pointe, +7,4% pour la base par rapport au T2 2012).

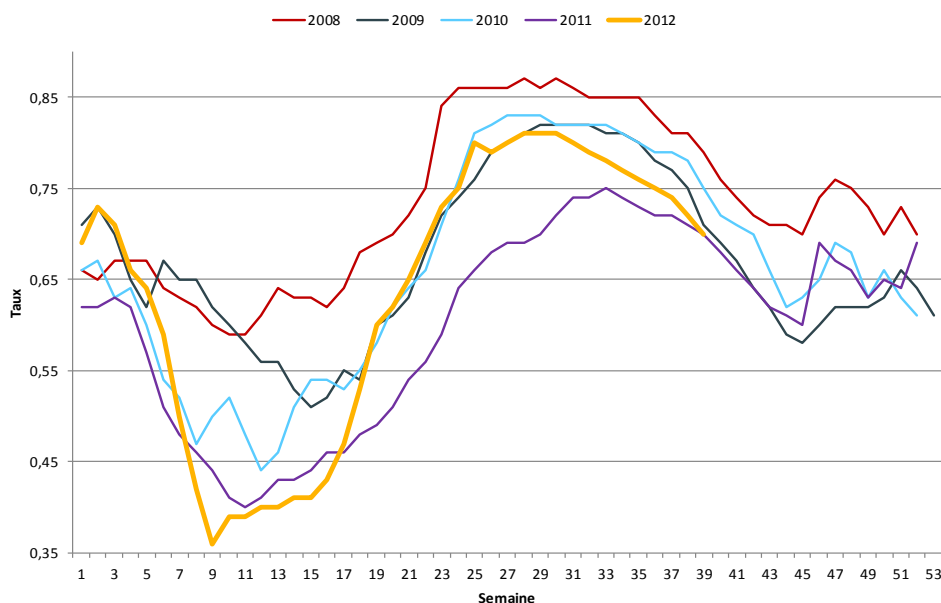
Ratio Pointe/Base – prix spots moyens



Source : EPEX SPOT, IPEX, Belpex, Omel

Le niveau des stocks hydrauliques a diminué atteignant fin septembre 70% contre 80% début juillet et est resté constant par rapport au niveau enregistré fin septembre de l'année précédente.

Stocks hydrauliques

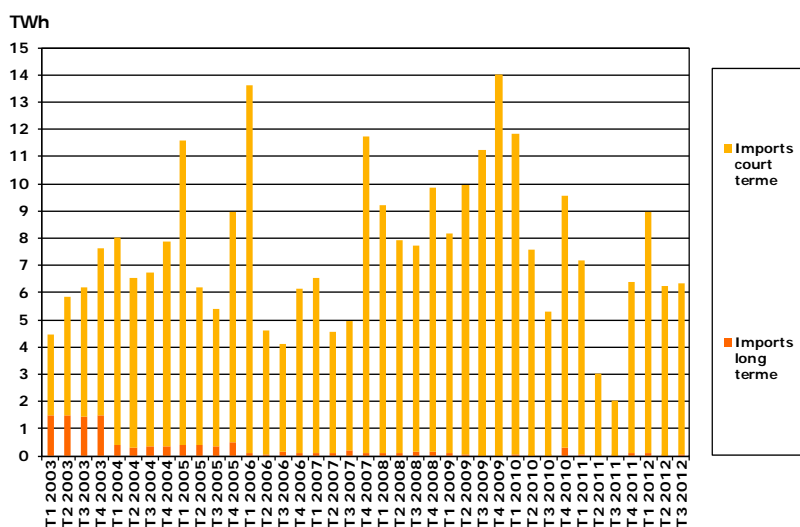


Source : RTE – Analyse : CRE

5. Volumes d'imports/exports

Les importations ont augmenté de 1% en T3 2012 par rapport au T2 2012 et de 211% par rapport au même trimestre l'année dernière passant de 2,0 TWh en T3 2011 à 6,3 TWh en T3 2012. Cette forte hausse des importations d'une année sur l'autre s'explique par la faible production nucléaire en T3 2012.

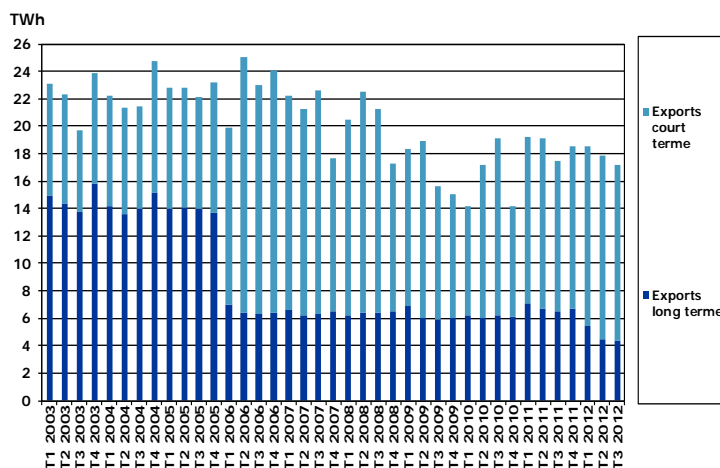
Somme des importations par trimestre



Source : RTE – Analyse : CRE

Les exportations ont reculé de 4% en volume en T3 2012 par rapport au T2 2012. D'une année sur l'autre, les volumes exportés au troisième trimestre 2012 affichent également un niveau inférieur passant de 17,5 TWh en T3 2011 à 17,2 TWh en T3 2012, soit une diminution de 2%. Le solde net exportateur se situe à 10,8 TWh, en baisse de 6% par rapport au T2 2012 (solde net exportateur de 11,5 TWh) et de 30% par rapport au T3 2011 (solde net exportateur 15,5 TWh).

Somme des exportations par trimestre



Source : RTE – Analyse : CRE

6. Concentration du marché français de l'électricité

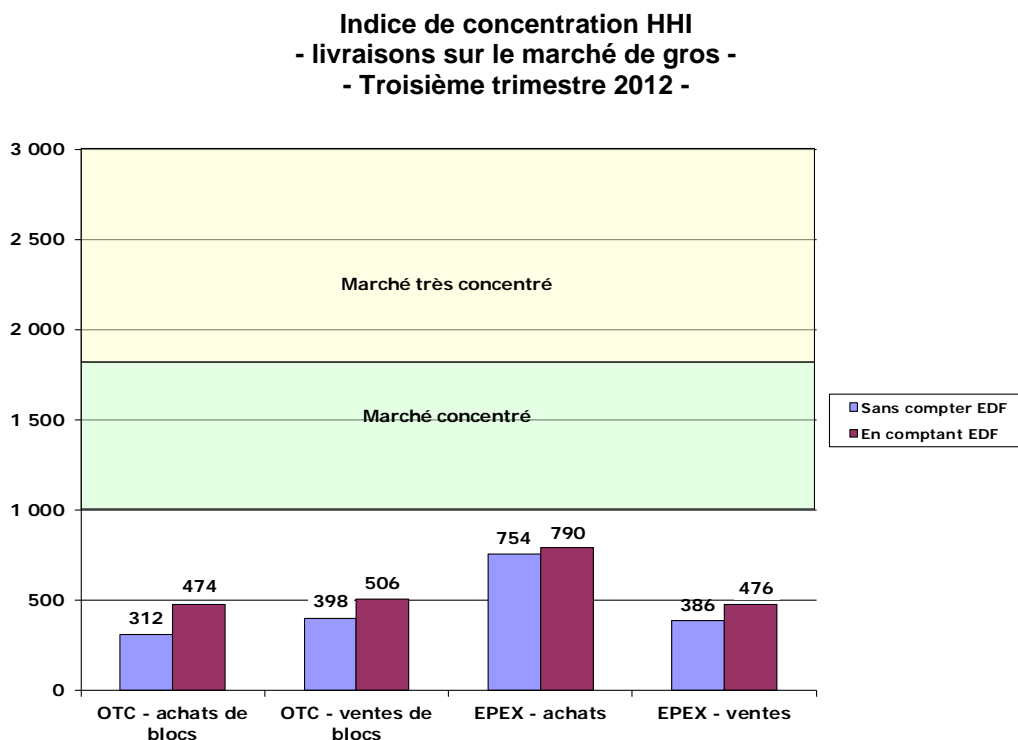
Au cours du 3^{ème} trimestre 2012, sur les 176 responsables d'équilibre présents sur le marché, seuls 19 étaient actifs dans le domaine de la production d'électricité en France. 29 d'entre eux détenaient des capacités issues des enchères VPP et 16 des droits d'accès régulé à l'électricité nucléaire historique (ARENH), tandis que 27 effectuaient des ventes à des consommateurs. 75 responsables

d'équilibre étaient par ailleurs actifs à l'import ou à l'export, et 94 avaient notifié des échanges de blocs dont 82 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)¹⁸ 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 2012, les achats et les ventes sur les marchés OTC et sur EPEX SPOT sont restés des segments de marché peu concentrés avec ou sans le groupe EDF.



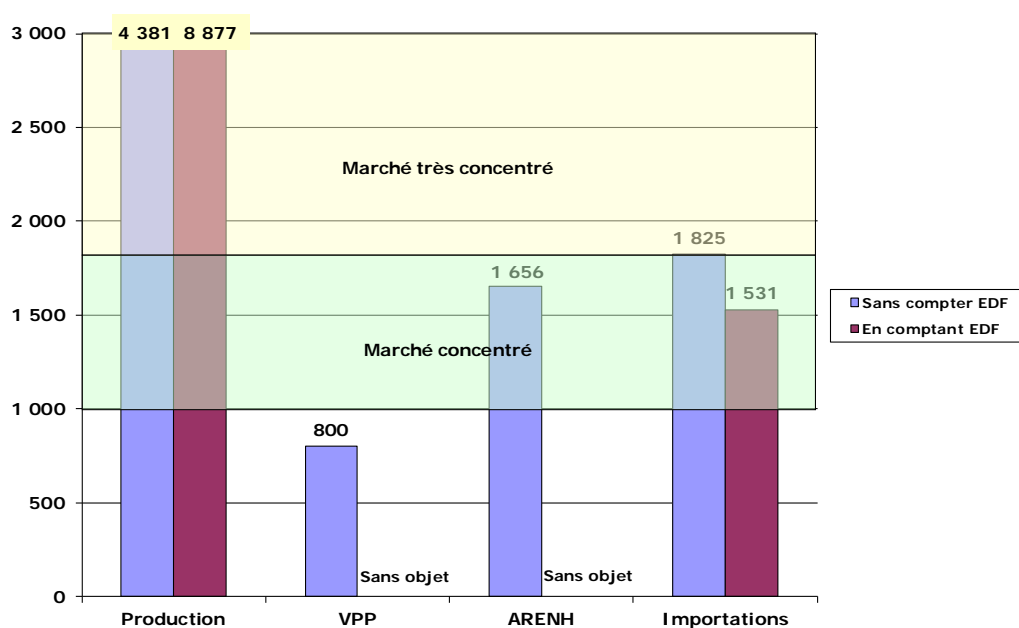
Source : RTE – Analyse : CRE

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 le segment de l'ARENH est resté un segment concentré. Quant aux importations, elles apparaissent également comme des segments de marché concentrés, que le groupe EDF soit pris en compte ou non.

18 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.

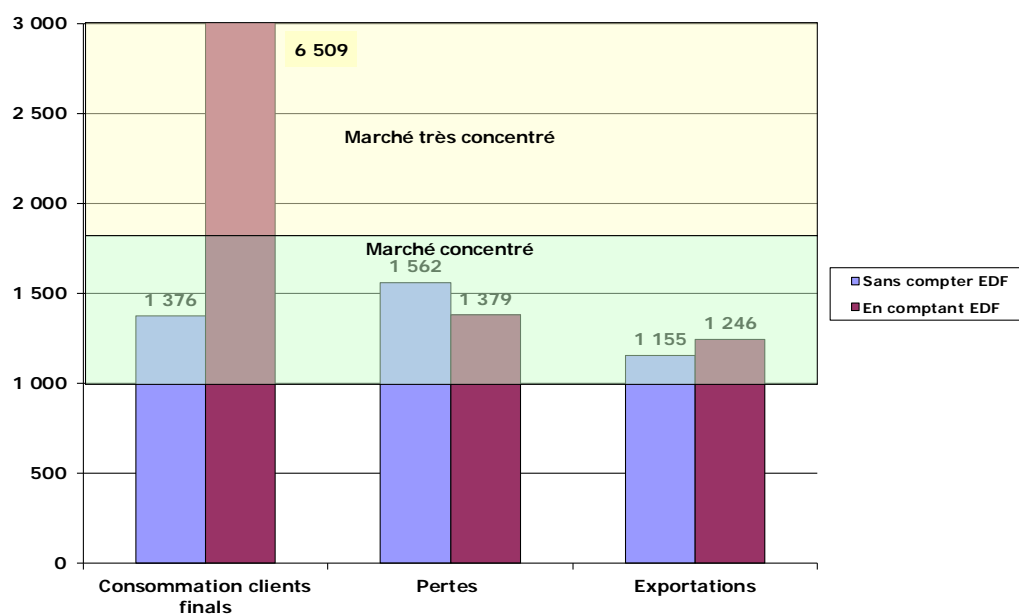
Indice de concentration HHI – injections - Troisième trimestre 2012 -



Source : RTE – Analyse : CRE

Les ventes aux clients finals 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 et les exportations se situent dans la zone de moyenne concentration, que le groupe EDF soit pris en compte ou non.

Indice de concentration HHI – soutirages - Troisième trimestre 2012 -



Source : RTE – Analyse : CRE

Le marché du gaz

Le marché de détail du gaz

1. Introduction

L'ouverture du marché français du gaz¹⁹ a connu plusieurs étapes :

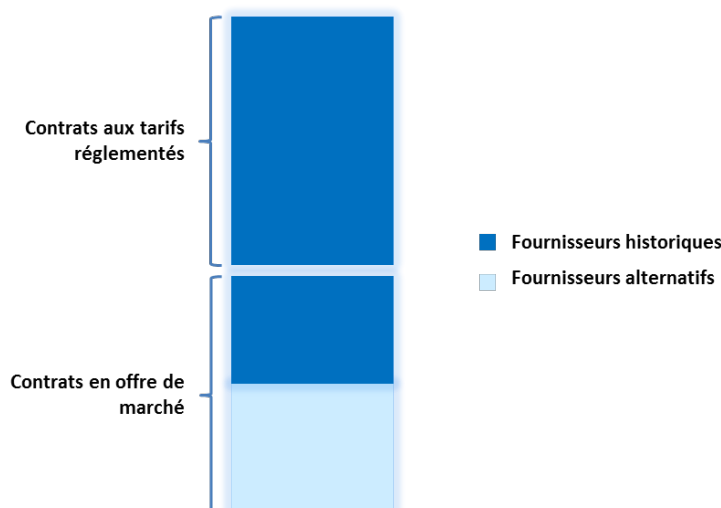
- à partir d'août 2000, éligibilité de tous les sites ayant une consommation annuelle de gaz supérieure à 237 GWh et de tous les producteurs d'électricité ou producteurs simultanés d'électricité et de chaleur quel que soit leur niveau de consommation annuelle,
- à partir d'août 2003, éligibilité de tous 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 2012, 11,3 millions de sites et une consommation annuelle d'environ 511 TWh²⁰.

Les clients peuvent disposer de deux types de contrats :

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

Répartition des contrats de gaz
- schéma illustratif -



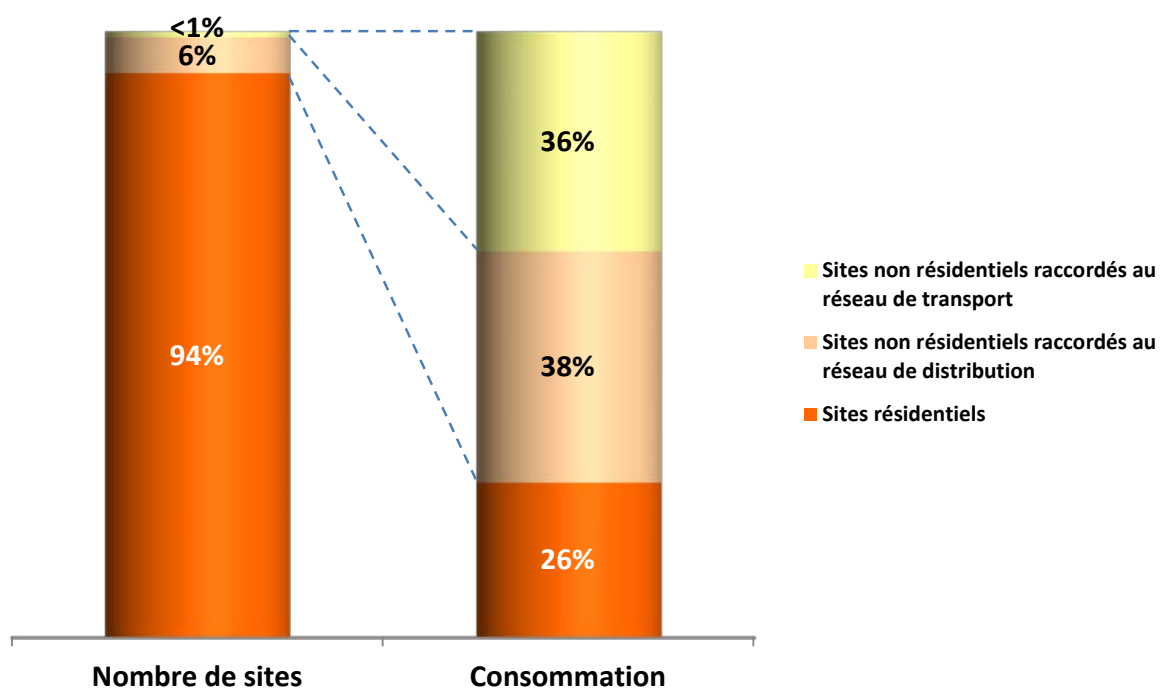
Les principales sources d'information de l'observatoire sont les gestionnaires de réseaux de transport (GRTgaz et TIGF), les 4 principaux gestionnaires de réseaux de distribution (GrDF, Régaz, Réseau GDS et Gaz Électricité de Grenoble) et les principaux fournisseurs historiques (GDF Suez, Tegaz, Énerest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

¹⁹ Gaz naturel, hors grisous, gaz industriels et réseaux de GPL.

²⁰ Dans la suite du document, le périmètre d'étude est limité aux clients raccordés aux principaux réseaux (distribution et transport) qui représentent 508 TWh de consommation annualisée.

2. Les segments de clientèle et leur poids respectif

Typologie des sites



Sources : GRT, GRD – Analyse : CRE

Le marché se divise en trois segments :

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

3. Etat des lieux au 30 septembre 2012

A. Tableaux de synthèse du trimestre écoulé

Synthèse en nombre de sites

Situation (en nombre de sites)	Résidentiels		Non résidentiels	
	Au 30 septembre 2012	Au 30 juin 2012	Au 30 septembre 2012	Au 30 juin 2012
Nombre total de sites	10 598 000	10 604 000	673 000	672 000
- Sites en offre de marché, dont :	1 617 000	1 553 000	300 000	295 000
• fournisseurs historiques	484 000	485 000	153 000	152 000
• fournisseurs alternatifs	1 133 000	1 068 000	147 000	143 000
- Sites au tarif réglementé	8 981 000	9 051 000	373 000	377 000
Parts de marché des fournisseurs alternatifs	10,7 %	10,1 %	21,8 %	21,3 %

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

Synthèse en consommation annualisée

Situation (en consommation annualisée)	Résidentiels		Non résidentiels	
	Au 30 septembre 2012	Au 30 juin 2012	Au 30 septembre 2012	Au 30 juin 2012
Consommation totale de sites	129,9 TWh	130,2 TWh	377,9 TWh	375,5 TWh
- Consommation fournie en offre de marché, dont :	20 TWh	19,4 TWh	289,4 TWh	284,7 TWh
• fournisseurs historiques	6,7 TWh	6,8 TWh	141,1 TWh	144,1 TWh
• fournisseurs alternatifs	13,3 TWh	12,6 TWh	148,3 TWh	140,6 TWh
- Consommation fournie au tarif réglementé	109,8 TWh	110,8 TWh	88,5 TWh	90,8 TWh
Parts de marché des fournisseurs alternatifs	10,2 %	9,7 %	39,2 %	37,4 %

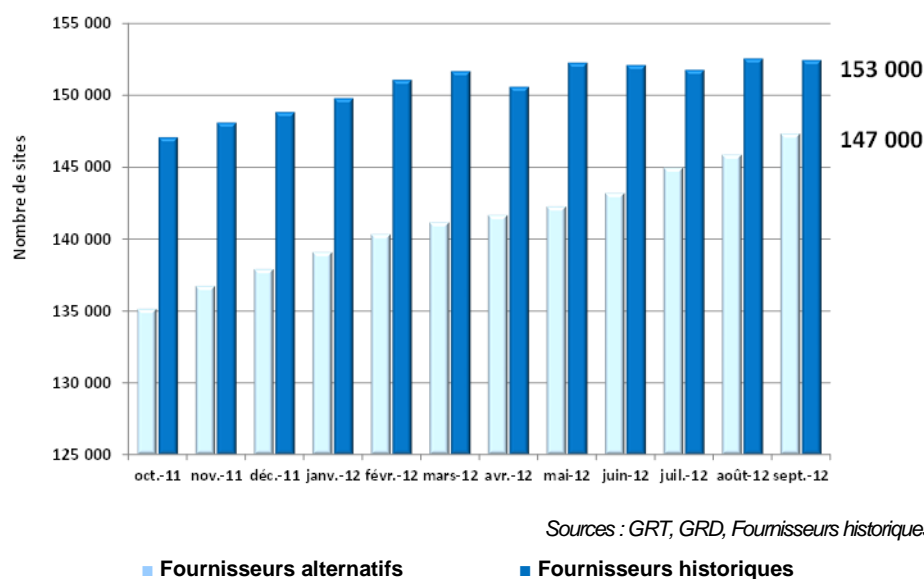
Sources : GRT, GRD, Fournisseurs historiques – Analyse : CRE

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.

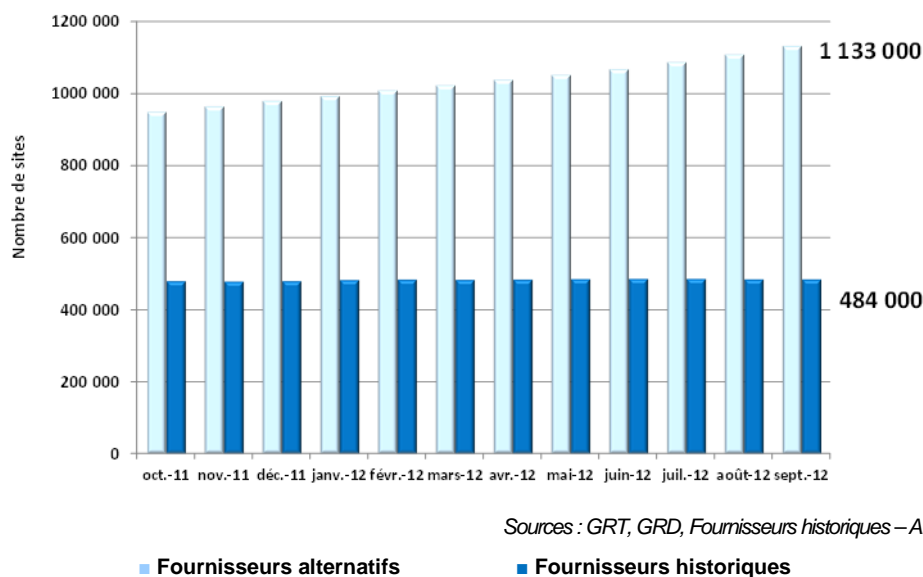
Sur le segment non résidentiel, la part de marché des fournisseurs alternatifs progresse en nombre de sites et en volume.

B. Evolution du nombre de sites en offre de marché

Nombre de sites en offre de marché - Sites non résidentiels -



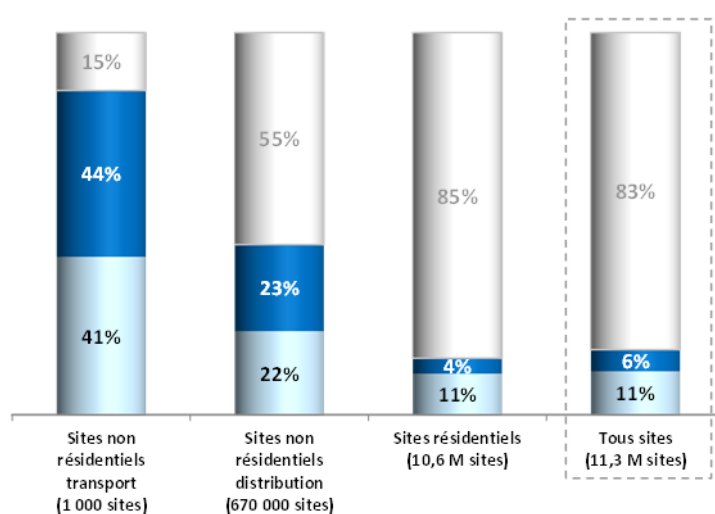
Nombre de sites en offre de marché - Sites résidentiels -



Au 30 septembre 2012, 1 917 000 sites ont choisi une offre de marché, dont 1 280 000 auprès d'un fournisseur alternatif.

C. Parts de marché en nombre de sites au 30 septembre 2012

**Répartition des sites par type d'offre
au 30 septembre 2012**



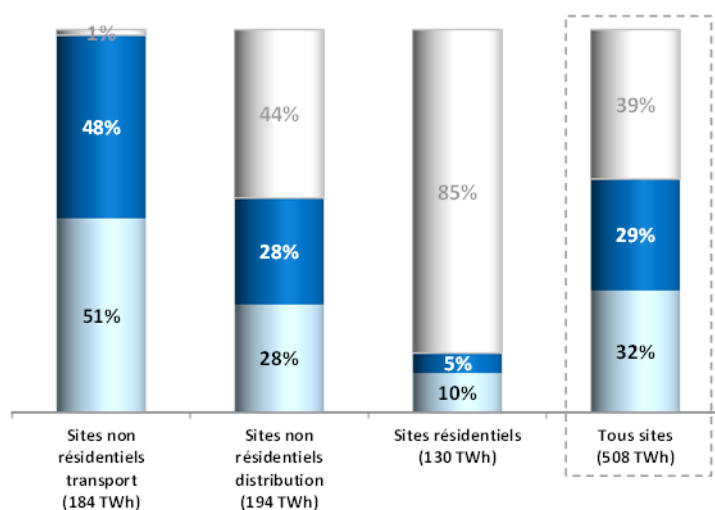
Sources : GRT, GRD, Fournisseurs historiques – Analyse : CRE

- Offres de marché fournisseurs alternatifs
- Offres de marché fournisseurs historiques
- Offres aux tarifs réglementés

Au 30 septembre 2012, environ 17% des sites sont en offre de marché, dont 11% auprès d'un fournisseur alternatif.

D. Parts de marché en consommation annualisée au 30 septembre 2012

**Répartition des consommations annualisées par type d'offre
au 30 septembre 2012**



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

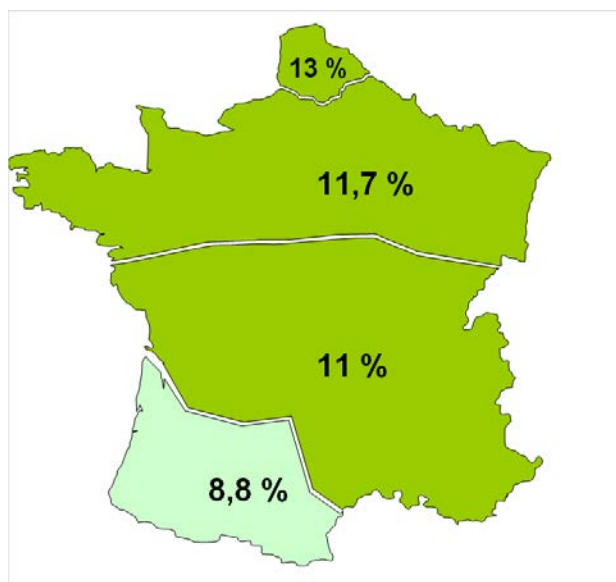
- Offres de marché fournisseurs alternatifs
- Offres de marché fournisseurs historiques
- Offres aux tarifs réglementés

Au 30 septembre 2012, environ 61% de la consommation est fournie par des offres de marché, dont 32% auprès d'un fournisseur alternatif.

E. Analyse par zone géographique

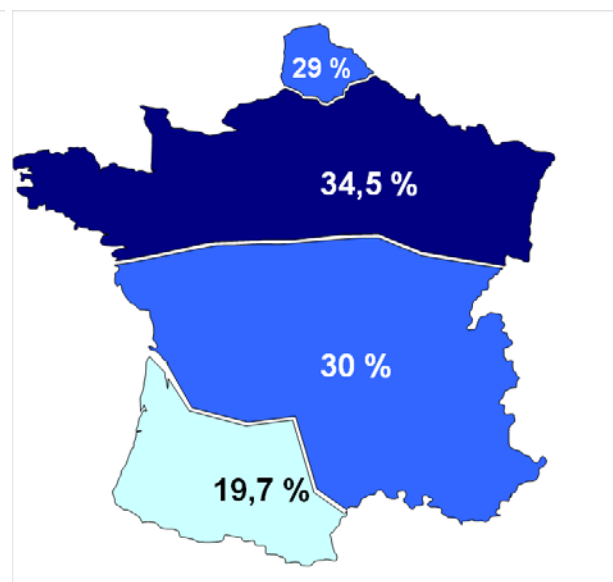
**Parts de marché des fournisseurs alternatifs par zone d'équilibrage²¹
au 30 septembre 2012**

– en nombre de sites –



■ Part de marché < 10%
■ Part de marché comprise entre 10 et 20%
■ Part de marché > 20%

– en consommation annualisée –



■ Part de marché < 20%
■ Part de marché comprise entre 20 et 30%
■ Part de marché > 30%

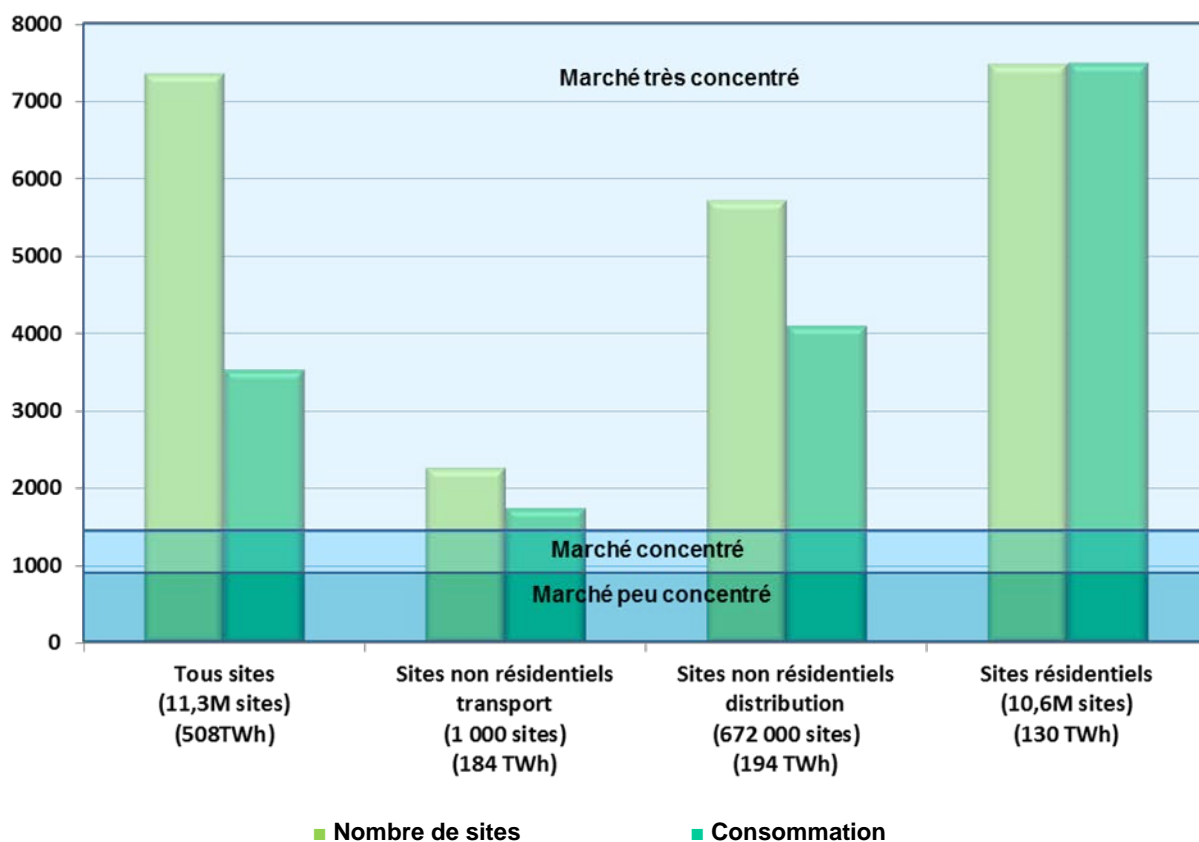
Sources : GRT, GRD – Analyse : CRE

Exemple de lecture : Au 30 septembre 2012, dans la zone Nord-gaz B, 13% des sites et 29% de la consommation sont approvisionnés par un fournisseur alternatif.

²¹ 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)²² en nombre de sites et en volume pour les différents segments du marché de détail. Cet indice mesure la concentration du marché sur chaque segment de clientèle.

















Source : Analyses CRE

²² 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

Liste des fournisseurs nationaux déclarés auprès de la CRE²³
et actifs²⁴ au 31 octobre 2012

Fournisseur, Marque(s) commerciale(s)		Sites non résidentiels transport	Sites non résidentiels distribution	Sites résidentiels
Fournisseurs alternatifs ²⁵ de gaz naturel				
Alterna			•	•
Antargaz			•	•
Direct Énergie			•	•
E.ON Energie		•	•	
EDF		•	•	•
Endesa Energia		•	•	
eni		•	•	•
Enovos		•	•	
Gas Natural Fenosa		•	•	
Gaz de Paris			•	
Gazprom Energy		•	•	
Iberdrola		•	•	
Poweo (devient Direct Énergie)		•	•	•
VNG – Verbundnetz Gas AG		•	•	

²³ Nom et marque(s) commerciale(s) des fournisseurs actualisés au 31 octobre 2012 à partir du moteur de recherche des fournisseurs par code postal.

²⁴ 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.

²⁵ Voir le glossaire pour la définition d'un fournisseur alternatif et d'un fournisseur historique.

Fournisseurs historiques ²⁶ de gaz naturel				
Enerest			●	●
Gaz de Bordeaux		●	●	
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.fr²⁷
- 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 naturel²⁸ ;
- 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 septembre 2012, environ 29 fournisseurs non nationaux sont actifs sur le territoire : 22 fournisseurs historiques (entreprises locales de distribution²⁹) et 7 fournisseurs alternatifs. Ces fournisseurs présents localement ou régionalement sur le territoire proposent des offres à un ou plusieurs segments de clientèle.

²⁶ Voir le glossaire pour la définition d'un fournisseur alternatif et d'un fournisseur historique.

²⁷ 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.

²⁸ 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.

²⁹ Voir le glossaire pour la définition d'une entreprise locale de distribution.

4. Analyse en dynamique : Troisième trimestre 2012

A. Tableau de synthèse du trimestre écoulé

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

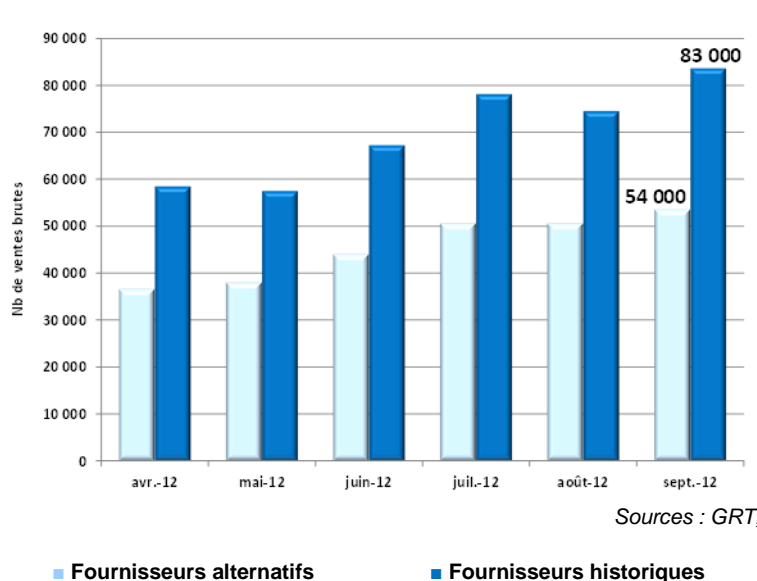
	Résidentiels		Non résidentiels	
AU COURS DU TRIMESTRE (en nombre de sites)	T3 2012	T2 2012	T3 2012	T2 2012
Ventes brutes totales	362 000	282 000	30 000	20 000
fournisseurs historiques	218 000	171 000	19 000	12 000
fournisseurs alternatifs	144 000	111 000	11 000	8 000
Parts de marché des fournisseurs alternatifs sur les ventes brutes du segment	39,8 %	39,4 %	36,7 %	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.

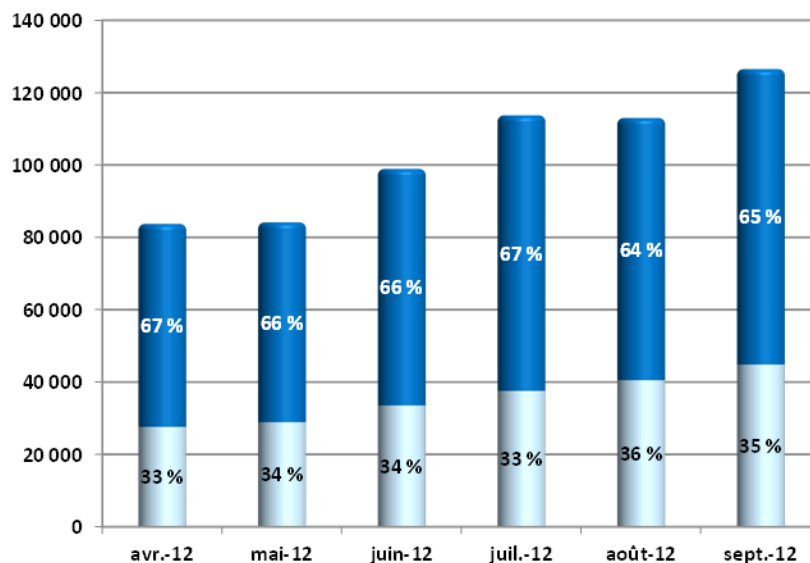
B. Ventes brutes des trimestres écoulés

Ventes brutes totales mensuelles



Sources : GRT, GRD – Analyse : CRE

Evolution du nombre de mises en service par mois

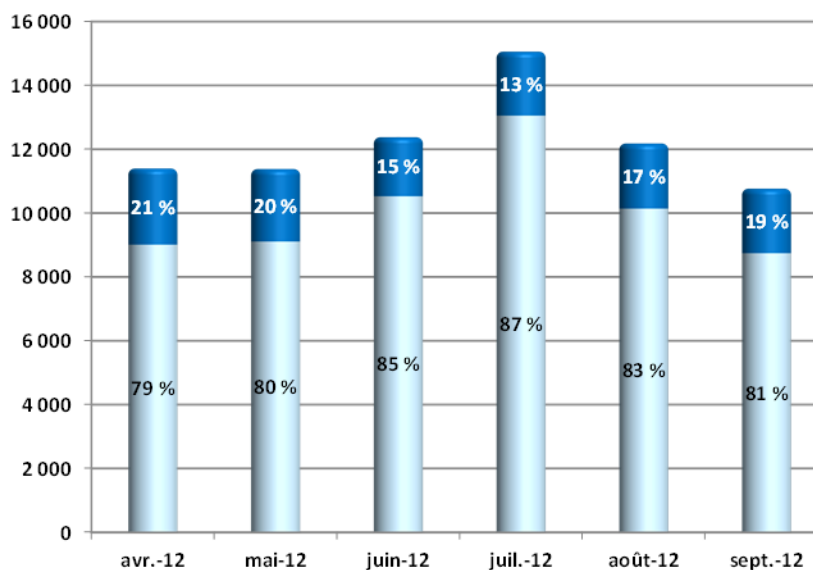


Sources : GRT, GRD – Analyse : CRE

■ Fournisseurs alternatifs ■ Fournisseurs historiques

Exemple de lecture : Au cours du troisième trimestre 2012, les fournisseurs alternatifs ont réalisé 35% des 353 000 mises en service effectuées.

Evolution du nombre de changements de fournisseur par mois



Sources : GRT, GRD – Analyse : CRE

■ Fournisseurs alternatifs ■ Fournisseurs historiques

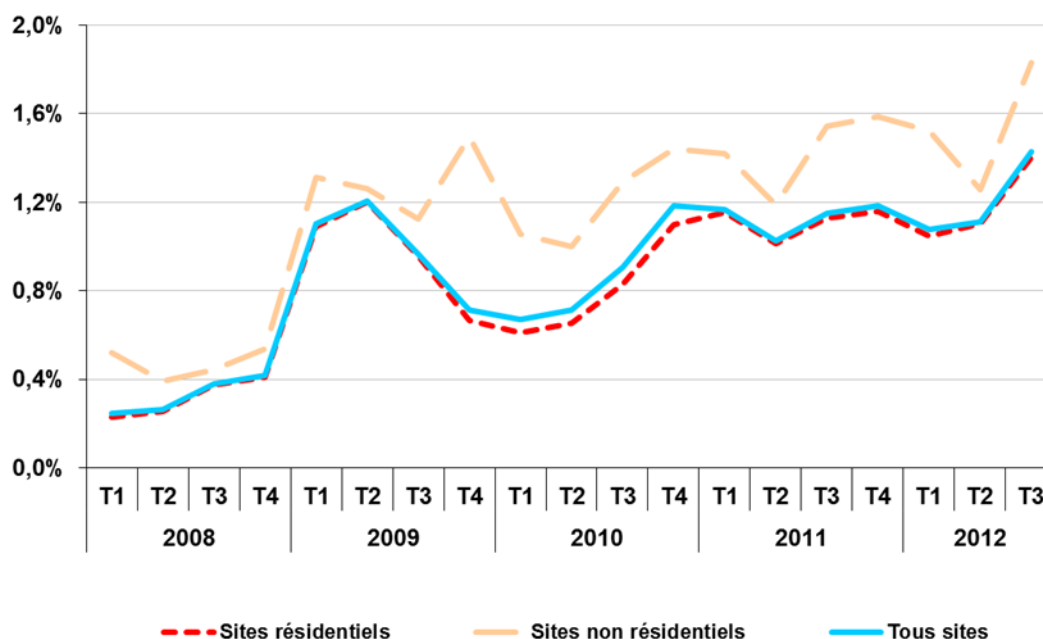
C. Taux de changement de fournisseurs (taux de *switch*)

D'après la définition de l'EREG, 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'EREG 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 2012

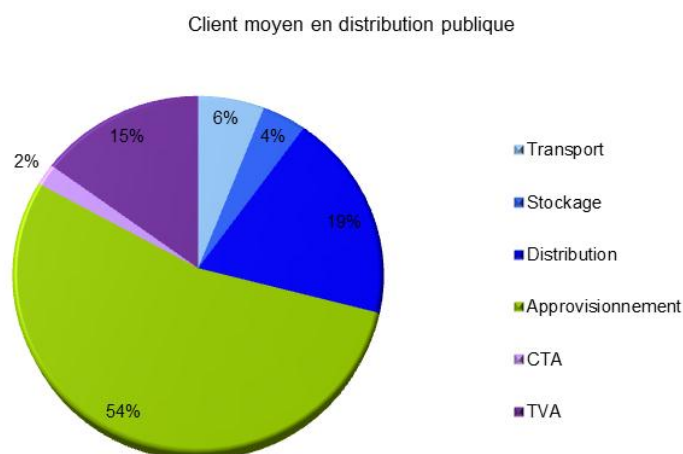


Exemple de lecture : au cours du troisième trimestre 2012, 1,4% des clients résidentiels ont soit :

- 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 2012



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

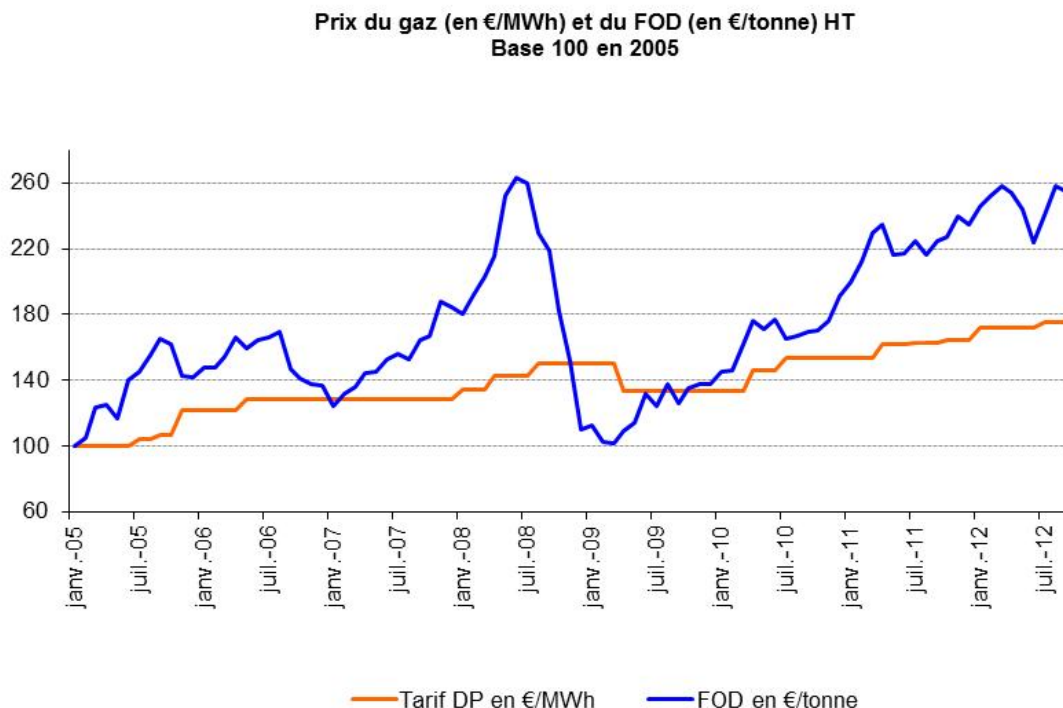
Approvisionnement : part du tarif réglementé de vente couvrant les coûts d'approvisionnement en gaz naturel de GDF Suez

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 2012, le gaz naturel a augmenté de 75 % alors que le fioul a augmenté de 155 %.



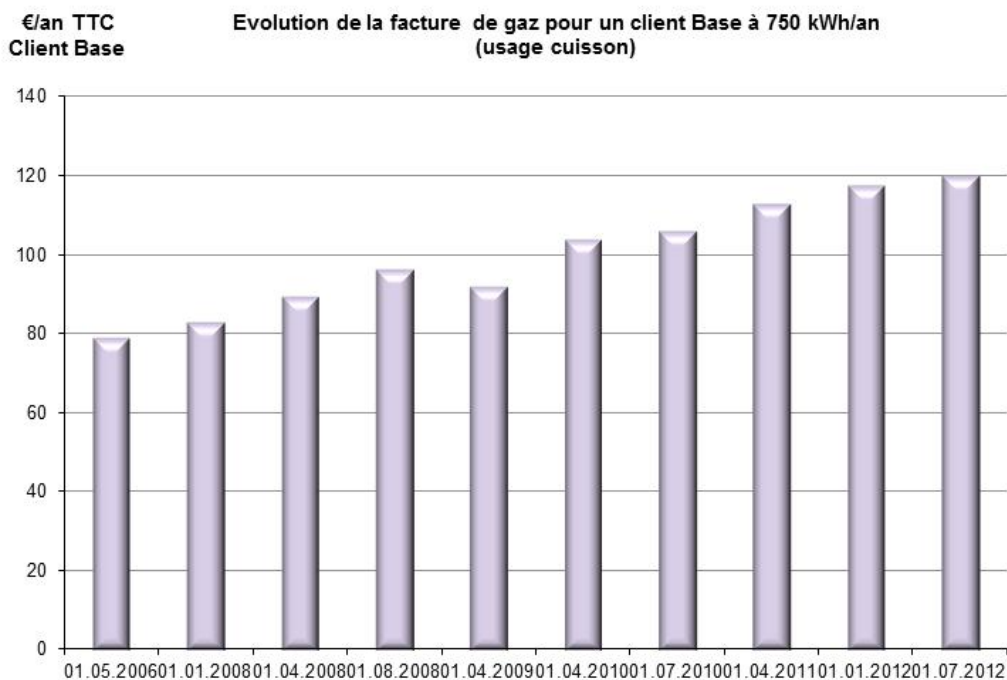
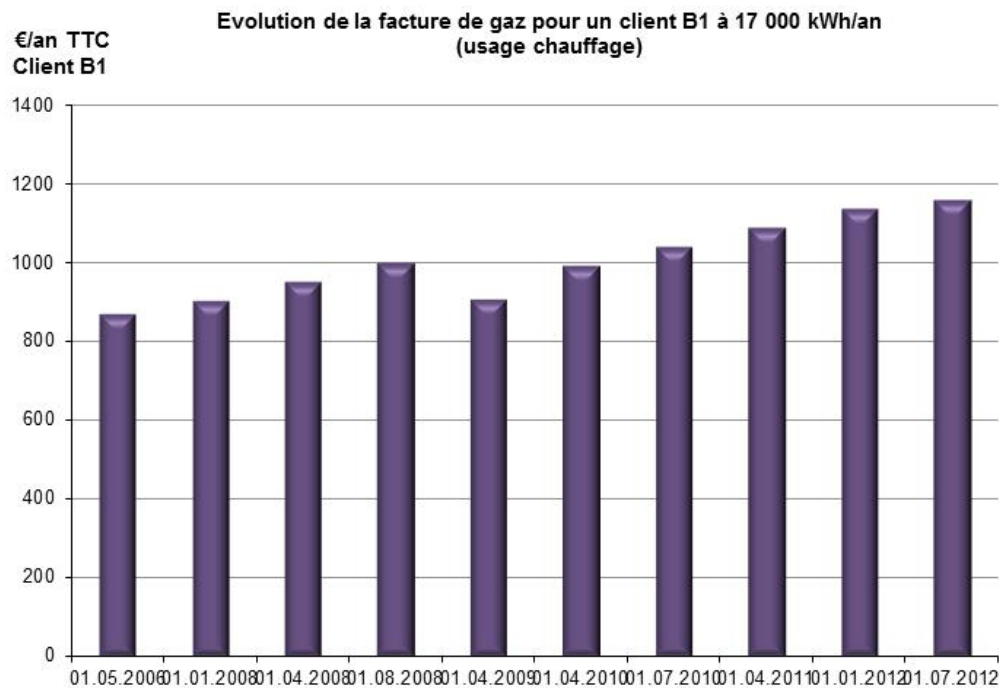
Date	Tarifs en distribution publique
juil-05	+ 4,1%
sept-05	+ 2,8%
nov-05	+ 13,7%
mai-06	+ 5,8%
janv-08	+ 4,3%
avr-08	+ 6,3%
août-08	+ 5,3%
avr-09	- 11,3%
avr-10	+ 9,7%
juil-10	+ 5,1%
avr-11	+ 5,2%
juil-11	+ 0,7%*
oct-11	+ 1,1%*
janv-12	+4,4%
juil-12	+2%

* en juillet et en octobre 2011, la hausse des tarifs en distribution publique n'a été appliquée qu'aux clients non résidentiels ayant souscrit un tarif supérieur au B2I. Le pourcentage donne l'évolution globale moyenne, tous clients confondus.

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 2012

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)

	 Gaz Base (1)	 Gaz Classe 1 (2)	 GDF Suez Dolce Vita Gaz Naturel Compensé carbone 1 an*	 Horizon Planète Base	 Horizon Fixe Base*	 GDF Suez Dolce Vita Gaz Naturel 1 an*	 GDF Suez Dolce Vita Gaz Naturel 2 ans*	 GDF Suez Dolce Vita Gaz Naturel Compensé carbone 2 ans*	 Privilege NT	 Mon contrat Gaz Naturel	 Esprit libre Base*	 Esprit libre B0*	
Gaz Naturel Base	Horizon Eco Base (3)	Tarif Réglementé Gaz Naturel											
- 7%	- 3%	TRV	+1%	+ 8%	+ 16%	+ 17%	+ 18%	+ 27%	+ 36%	+ 42%	+ 46%		
112 €/an	(1) 118 €/an (2) 118 €/an (3) 117 €/an	120 €/an	121 €/an	129 €/an	139 €/an	140 €/an	141 €/an	152 €/an	163 €/an	170 €/an	175 €/an		

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	120 €/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)

Comparaison des offres pour un client type B1 (endusage)											
 Gaz Naturel B1	 Gaz B1 et B2 ⁽¹⁾  Gaz Classe 3 ⁽²⁾  Offre Liberté ⁽³⁾  Offre Liberté ⁽⁴⁾  Offre Liberté ⁽⁵⁾ 24 mois  Offre Liberté ⁽⁶⁾ 36 mois	 Mon contrat Gaz Naturel	 Horizon Planète B1	 Tarif Réglementé Gaz Naturel	 Privilège NT	 Esprit libre B1 et B2 [*]	 Privilège NT ⁽¹⁾ 1 an [*]	 Privilège NT ⁽²⁾ 2 ans [*]	 ⁽¹⁾ Horizon Fixe B1 [*]  ⁽²⁾ Dolce Vita Gaz Naturel Compensé carbone 1 an [*]	 Dolce Vita Gaz Naturel Compensé carbone 2 ans [*]	
- 10%	- 4%	- 3%	0%	TRV	+ 3%	+ 4%	+ 6%	+ 7%	+ 9%	+ 10%	
1046 €/an	⁽¹⁾ 1108 €/an ⁽²⁾ 1109 €/an ⁽³⁾ 1111 €/an ⁽⁴⁾ 1118 €/an ⁽⁵⁾ 1118 €/an ⁽⁶⁾ 1118 €/an	1126 €/an	1156 €/an	1160 €/an	1192 €/an	1209 €/an	⁽¹⁾ 1225 €/an ⁽²⁾ 1230 €/an	⁽¹⁾ 1236 €/an ⁽²⁾ 1236 €/an	⁽¹⁾ 1262 €/an ⁽²⁾ 1263 €/an	1273 €/an	

exemple de lecture :

Comparaison réalisée sur un client résidentiel type:

- de consommation annuelle 17 000 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	1 160 €/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.
- **2008** : possibilité d'accès au marché de gros pour les clients industriels directement raccordés au réseau de GRTgaz
- **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 les PEG Nord et Sud de GRTGaz sur la plateforme *Powernext Gas Spot*
- **Décembre 2011** : TIGF devient membre de *Powernext Gas Spot* afin de couvrir une partie de ses besoins d'équilibrage journalier sur le PEG SudOuest
- **Février 2012** : Elengy met en place un service de rechargement de navires sur le terminal méthanier de Montoir-de-Bretagne

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.

Les importations ont représenté 130 TWh au cours du troisième trimestre 2012 contre 147 TWh au trimestre précédent, soit une régression de 11%. Celles-ci sont toutefois en stagnation par rapport au troisième trimestre 2011.

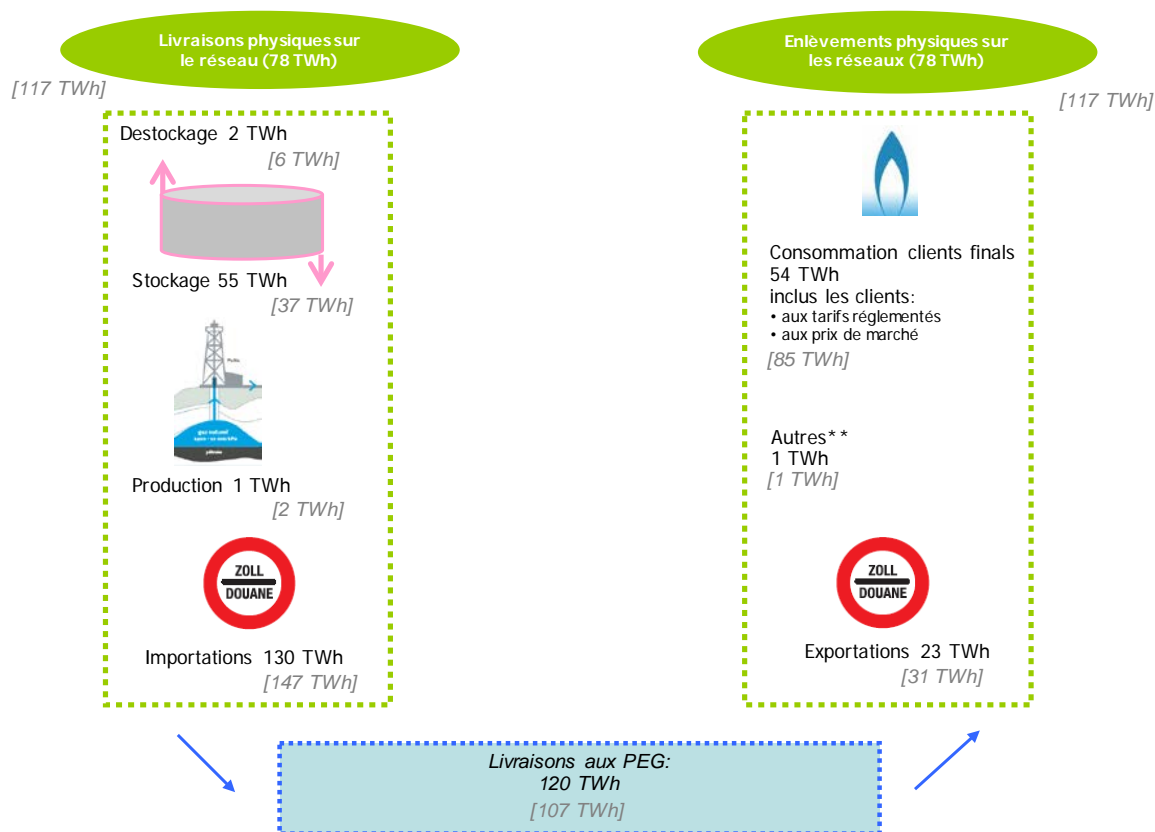
La structure d'approvisionnement en France affiche toujours une dépendance aux importations norvégiennes (36%), russes (21%) et néerlandaises (17%). Les approvisionnements depuis la Norvège sont cependant en net recul par rapport au trimestre précédent (-24%), tandis que les flux en provenance d'autres pays (Egypte, Qatar, Nigeria) ont augmenté dans une fourchette de 3% à 6%.

Depuis la chute du prix du gaz en 2009, de nombreux pays importateurs ont demandé à leurs fournisseurs d'introduire une variable marché à leurs clauses d'indexation des contrats long-terme.

Les renégociations engagées peuvent porter sur de telles clauses ou également sur les volumes contractuels³⁰.

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 2012



Sources : GRTgaz, TIGF-Données [T2 2012] et T3 2012 analyse : CRE.

*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

Au troisième trimestre 2012, la consommation de gaz naturel en France a diminué de près de 36% par rapport au trimestre précédent et s'est établie à 54 TWh. La consommation de gaz est également en recul (-7%) par rapport au troisième trimestre 2011 (71 TWh).

³⁰ Voir à titre illustratif le communiqué de presse de GDF Suez du 9 février 2012, relatif aux résultats du groupe <http://www.gdfsuez.com/wp-content/uploads/2012/02/cp-gdf-suez-fy-2011-vf.pdf> p. 3 : « Les contrats de gaz à long terme ont, en quasi-totalité, été revus afin d'augmenter l'indexation sur les prix de marché au dessus de 25 % », ainsi que la planche 25 de la présentation des résultats annuels 2011 de GDF Suez <http://www.gdfsuez.com/document/?f=files/fr/fy-2011-results-vf.pdf> : «

- Augmentation de la part indexée marché : au-dessus de 25% (jan. 2012) contre 10% (jan. 2011)
- Baisse des prix indexés pétrole »

C. Prix *day-ahead* en France³¹ et comparaison européenne

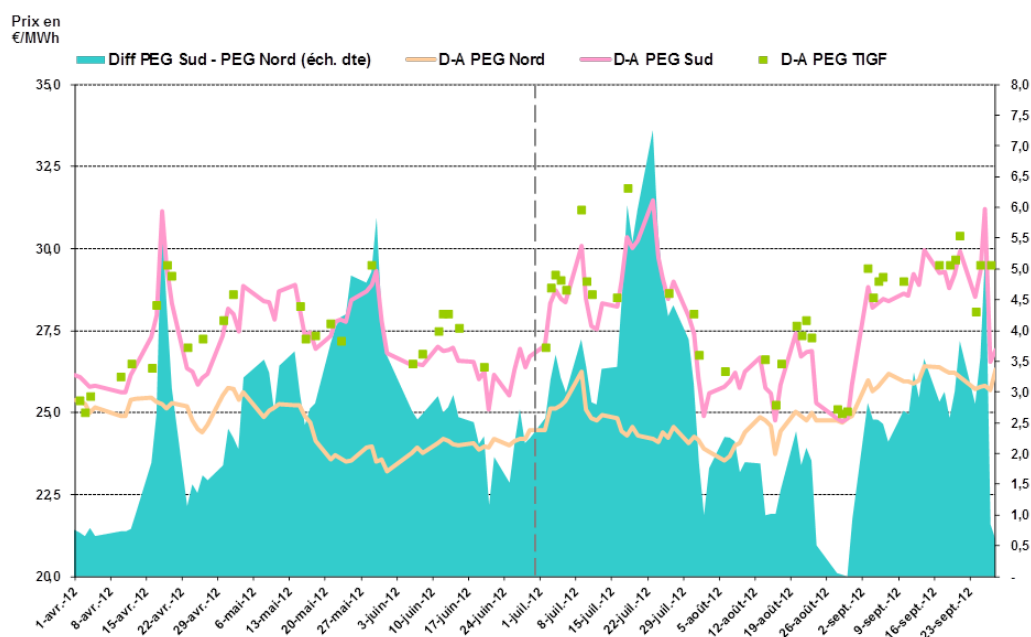
Au cours du troisième trimestre 2012, l'écart de prix *day-ahead* entre le PEG Nord et le PEG Sud s'est maintenu à un niveau très élevé, atteignant un pic historique de plus de 7,0 €/MWh le 23 juillet. Cette situation subsiste depuis mi-avril dernier dans un contexte de tension sur l'approvisionnement de la zone sud due à la saturation de la liaison Nord/Sud, à la baisse des livraisons de flux GNL sur les terminaux de Fos-sur-Mer et à d'importantes exportations de gaz vers l'Espagne. Par ailleurs, la tension sur l'approvisionnement en zone Sud a été accentuée par une augmentation des besoins d'injections aux stockages durant la saison d'été car les niveaux de stockages étaient au plus bas en début de cette saison. En effet, la vague de froid de février dernier puis des mouvements sociaux sur les terminaux méthaniers au mois d'avril ont incité les opérateurs à recourir massivement aux stockages.

Les restrictions de capacité sur la liaison Nord/Sud ont joué un rôle important dans la progression du spread Nord/Sud, en particulier en juillet. Le différentiel des prix entre le PEG Nord et le PEG Sud s'est resserré durant le mois d'août en raison d'une meilleure disponibilité de capacités interruptibles sur la liaison Nord-Sud, de la réception de plusieurs cargos de GNL à Fos, et à la fin du mois de l'indisponibilité totale de Larrau (interconnexion avec l'Espagne)³². Au mois de septembre, les maintenances sur la liaison Nord-Sud se sont intensifiées impliquant des restrictions de capacités jusqu'à impacter 26% des capacités fermes.

La CRE a ouvert une enquête sur les conditions de formation des prix au Sud de la France³³. Dans le cadre de cette enquête, la CRE analysera l'ensemble des transactions individuelles sur le marché de gros, ainsi que la disponibilité et l'usage des infrastructures gazières.

Le prix *day-ahead* au PEG Nord s'est établi en moyenne à 25,1 €/MWh au cours du troisième trimestre 2012, soit une augmentation de 2% par rapport au trimestre précédent et une progression de 12% par rapport au troisième trimestre 2011. Bien que le prix au PEG Sud ait augmenté dans la même proportion que ceux du PEG Nord par rapport au trimestre précédent, il affiche une nette augmentation (+24%) en comparaison avec le troisième trimestre 2011. L'évolution du PEG TIGF a été similaire à celle du PEG Sud le long du trimestre.

Prix *day-ahead* sur les marchés de gros français



Source : Powernext

³¹ 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.

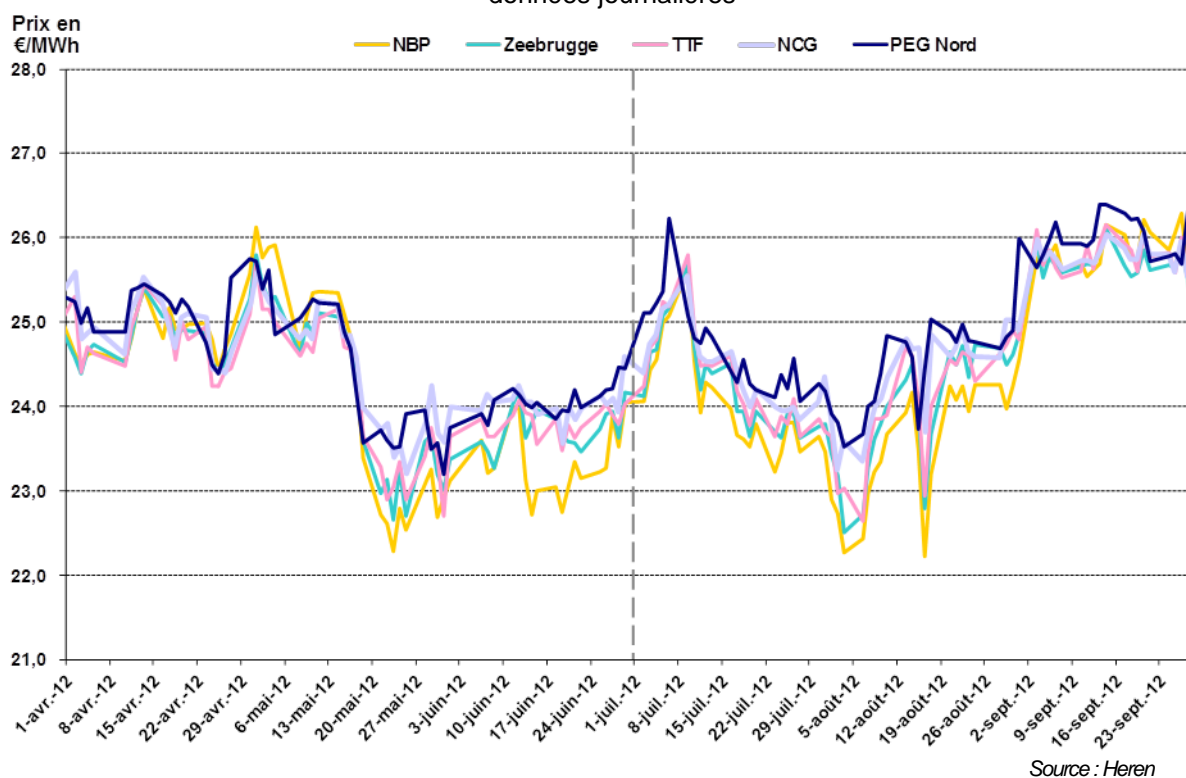
³² Travaux entre le 27 et le 31 août, liés au raccordement de l'artère du Béarn à Mont.

³³ Communiqué de presse du 27 juillet 2012 : <http://www.cre.fr/documents/presse/communiques-de-presse/la-cre-ouvre-une-enquete-sur-les-prix-de-marche-du-gaz-au-sud-de-la-france/consulter-le-communique-de-presse>

L'évolution des prix *day-ahead* sur l'ensemble des hubs européens a été similaire à celle du PEG Nord affichant une tendance d'évolution inversée par rapport au second trimestre 2012. En moyenne trimestrielle, les prix *day-ahead* européens ont encore une fois stagné affichant 24,50 €/MWh³⁴ contre 24,30 €/MWh au trimestre précédent. Les prix européens ont significativement progressé au cours des premiers jours de juillet en raison du prolongement d'un mouvement de grève des salariés du secteur des hydrocarbures en Norvège initié en fin juin et de la mise en arrêt de certains sites tels que Kollsnes ayant fortement limité les exportations des flux de gaz à destination du continent. La fin de la grève peu avant la mi-juillet a immédiatement permis de passer d'un système tendu à un contexte d'abondance qui a fait baisser les prix jusqu'en début août. La tendance des prix s'est renversée durablement sur le reste du trimestre affichant une hausse progressive des prix pour revenir à un niveau similaire à celui du mois juillet du fait d'une offre norvégienne erratique et de la réduction des livraisons de GNL.

Bien que de plus en plus réduit, l'écart de prix entre le NBP et le reste des hubs au cours des mois de juillet, août et jusqu'en début septembre s'est maintenu en raison du contexte de relative abondance de gaz au Royaume-Uni en cette période.

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

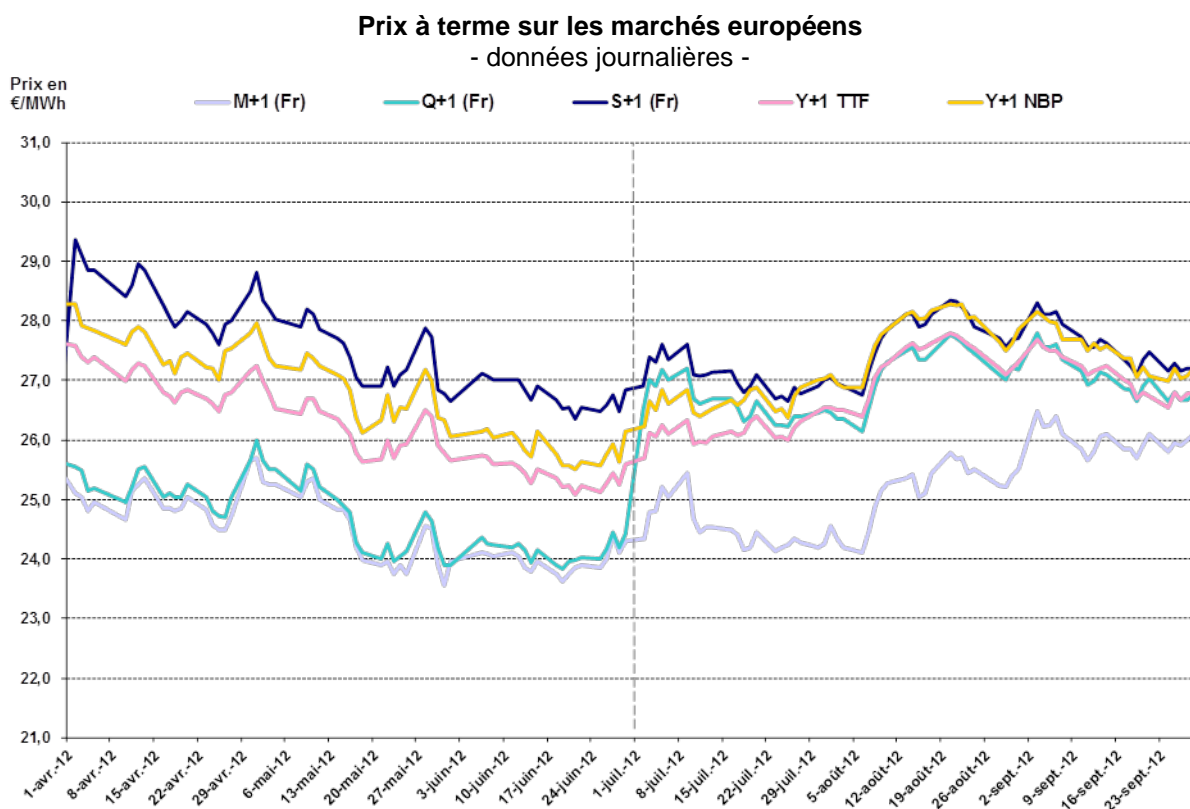


D. Prix à terme en Europe

Au cours du troisième trimestre 2012, les prix des produits à terme français sont en hausse de 3%. Au PEG Nord, les prix des produits *M+1* et *Q+1* ont progressé en moyenne de 6% affichant respectivement à 25,2 €/MWh et 26,9 €/MWh alors que les produits saisonniers ont stagné par rapport au trimestre précédent (27,4 €/MWh). Les produits annuels sur le NBP et le TTF ont progressé de 2% en moyenne trimestrielle et se sont établis à 27 €/MWh.

En comparaison avec le troisième trimestre 2011, les prix sur l'ensemble des produits à terme ont globalement baissé, à l'exception du produit *M+1* au PEG Nord. Ce dernier a augmenté de 5% alors que le produit trimestriel (*Q+1*) a baissé de 8% et le *S+1* de 1%.

³⁴ Calcul à partir de la moyenne des prix sur les hubs PEG Nord, NBP, TTF, NCG et Zeebrugge



3. Activité sur le marché de gros français

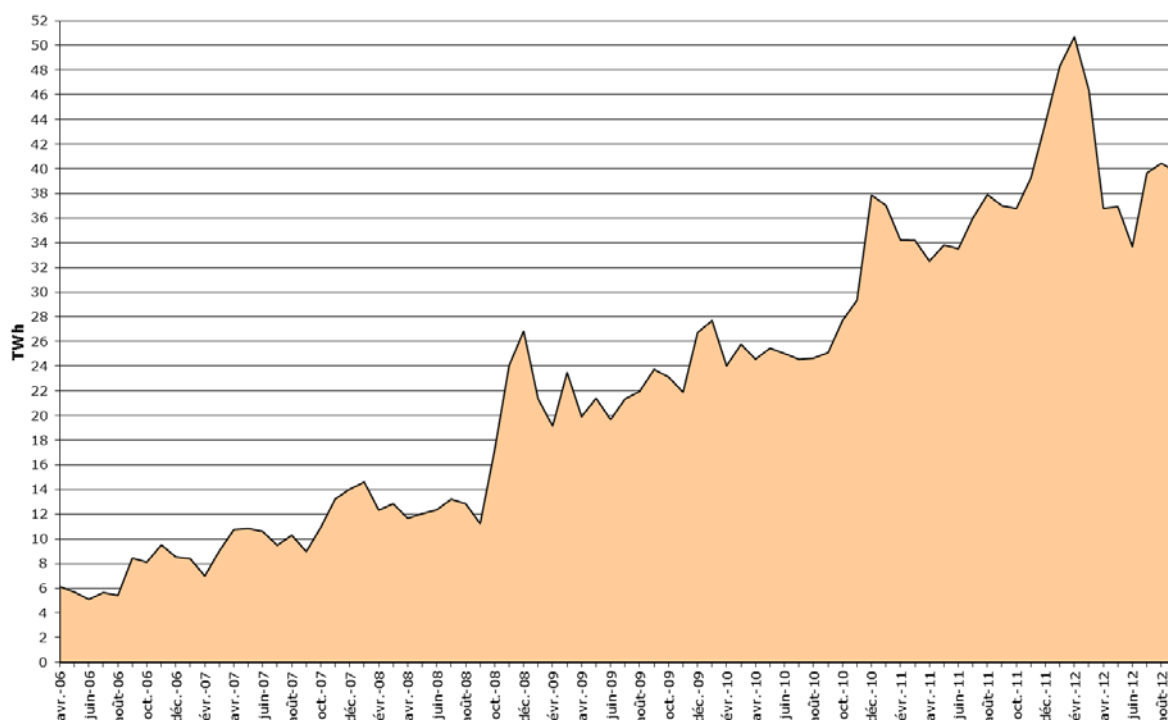
L'essentiel du commerce de gros du gaz s'effectue sur le mode du gré à gré (OTC), au travers de transactions directes ou via des intermédiaires (sociétés de courtage et plates-formes de négoce). La CRE rend publics (cf. cahier d'indicateurs gaz) les volumes agrégés des transactions effectuées via ces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

Au cours du troisième trimestre 2012, les livraisons de gaz ont totalisé 119,8 TWh, soit une hausse de près de 12% par rapport au trimestre précédent. Ce volume a progressé de 8% par rapport au troisième trimestre 2011 (110,9 TWh).

E. Evolution du négoce sur le marché intermédiaire français

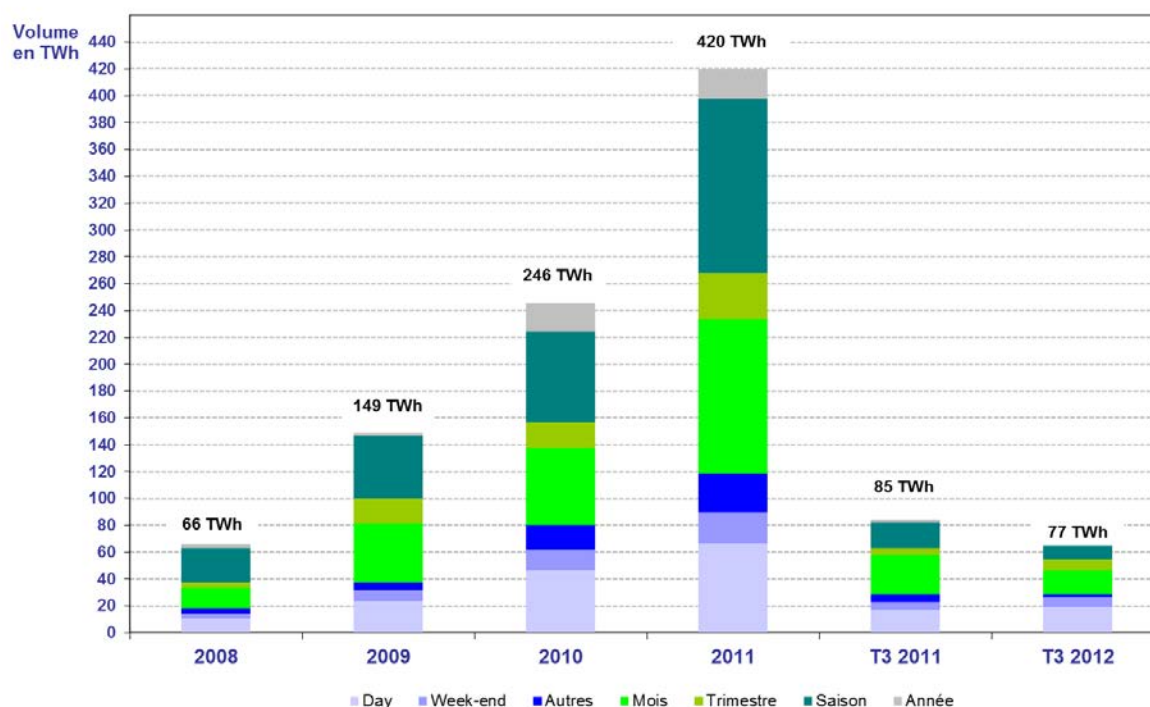
L'activité sur le marché organisé a globalement progressé par rapport au trimestre dernier (+31%) et s'est essentiellement focalisée sur le mois de juillet. Le volume total négocié a représenté 77 TWh au troisième trimestre contre 59 TWh au trimestre précédent.

Le marché à terme a progressé de 33% au cours du troisième trimestre 2012 totalisant un volume négocié de 48,5 TWh contre 36,5 TWh au trimestre précédent. Cette progression a été portée essentiellement par pour les contrats mensuels (+53%) et les produits trimestriels (+41%) pour, + 3% pour les contrats saisonniers. La part du marché à terme est restée stable au troisième trimestre 2012 par rapport au trimestre précédent, représentant 63% du volume global négocié.

Concernant le marché spot, ce dernier a représenté 37% sur l'ensemble du marché intermédiaire soit un niveau quasi-identique à celui du trimestre précédent. Le volume négocié des produits spot est passé de 22,3 TWh au cours du second trimestre 2012 à 28,5 TWh au troisième trimestre 2012, soit une progression de 28% visible sur l'ensemble des produits spot (+26% de hausse sur les contrats journaliers, +34% sur les produits week-end et +30% pour les contrats journaliers non-standards).

En comparaison avec le troisième trimestre 2011, l'activité sur le marché intermédiaire est en recul de 9% au troisième trimestre 2012, totalisant une baisse de 13% sur le négoce des produits à terme et de 2% sur les volumes spot.

Répartition des volumes négociés par produit sur le marché intermédié



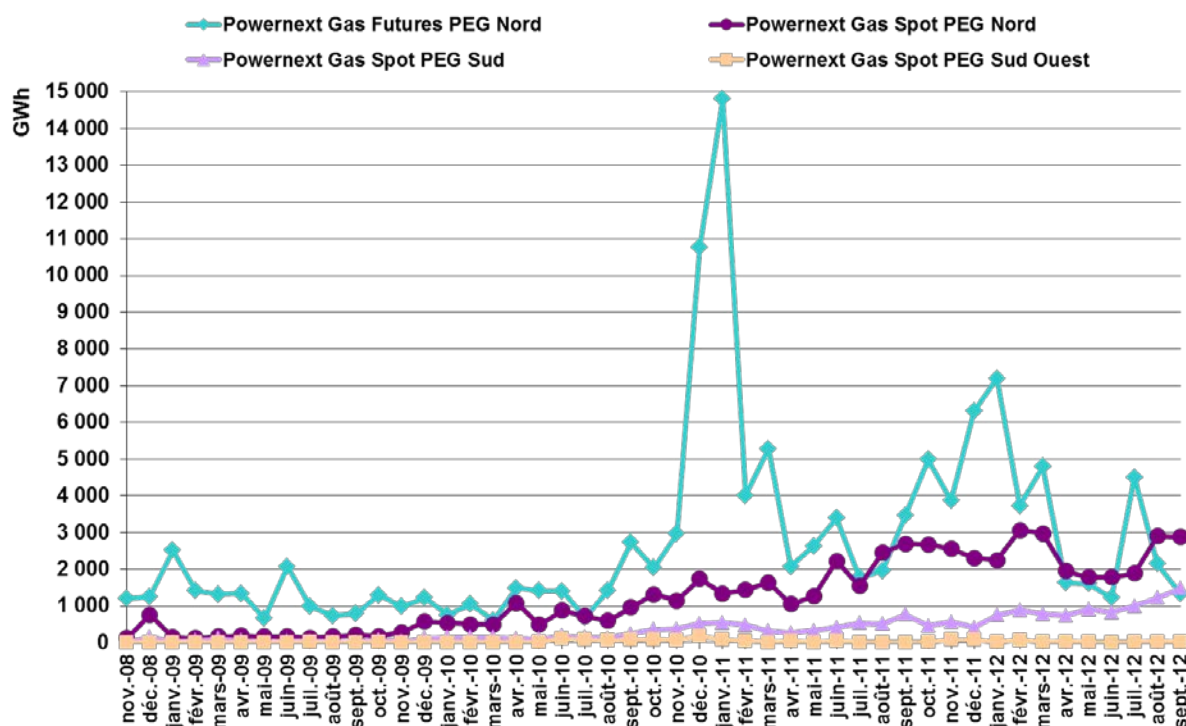
Source : Powernext, Brokers – Analyse : CRE

F. Activité sur les marchés organisés et comparaison internationale

Le volume négocié sur le marché organisé *Powernext Gas Spot* au troisième trimestre 2012 a représenté 11,4 TWh, soit une hausse de 42% par rapport au trimestre précédent. L'activité a progressé de 34% par rapport au troisième trimestre 2011. Le nombre de transactions s'est établi à 9 069 transactions au troisième trimestre 2012 contre 5 785 au trimestre précédent et 5 972 au troisième trimestre 2011.

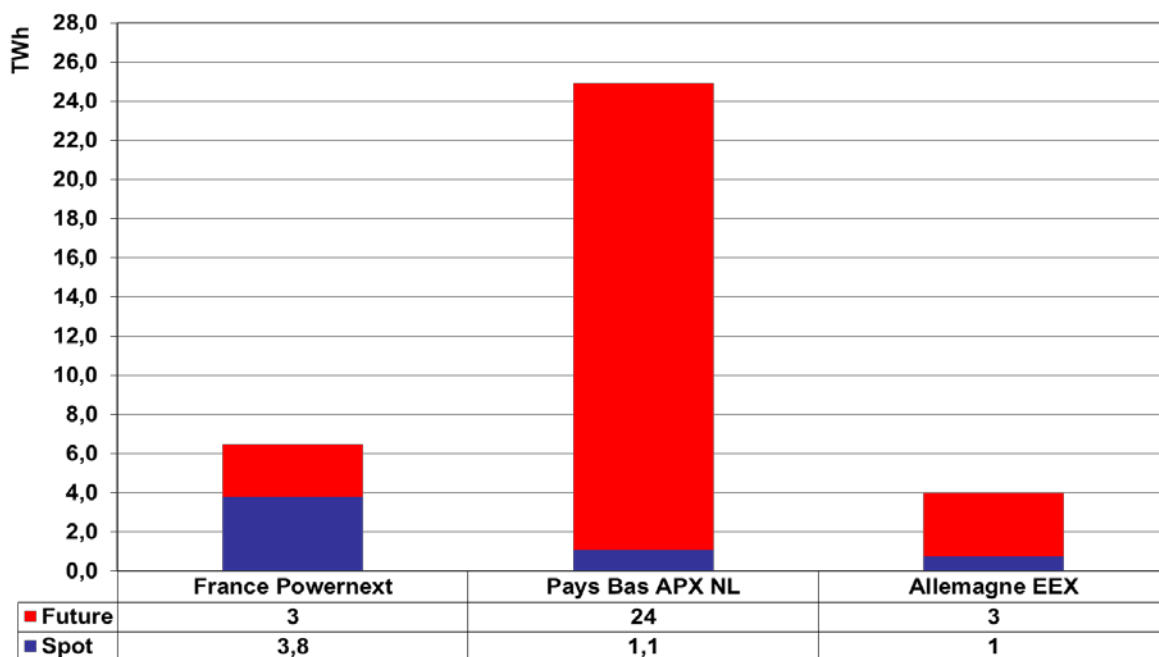
Sur le marché organisé *Powernext Gas Futures* au PEG Nord, le volume négocié a atteint près de 8 TWh au cours du troisième trimestre 2012, soit une hausse de 79% par rapport au trimestre précédent. Ce dernier a progressé de 11% en comparaison avec le troisième trimestre 2011. 190 transactions ont été conclues sur ce marché au cours du troisième trimestre 2012 contre 117 au trimestre précédent et 262 au troisième trimestre 2011.

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)

Activité sur les principaux marchés organisés européens – Volume mensuel moyen au Troisième trimestre 2012 –



Sources : Powernext, APX, EEX — Analyse : CRE

Le volume négocié sur les bourses française, allemande, et néerlandaise au cours du troisième trimestre 2012 a représenté 35,4 TWh en moyenne mensuelle (dont 30 TWh sur le marché à terme et près de 6 TWh sur le spot), soit une progression de 28% par rapport au trimestre précédent.

Sur l'ensemble des hubs européens, 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 (TTF via le BBL et Zeebrugge via l'Interconnector). 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). La place néerlandaise permet par ailleurs la possibilité de négoce 24 heures sur 24 sur les marchés du gaz naturel via APX NL. En France, le PEG Nord poursuit sa dynamique de liquidité croissante.

4. Suivi des infrastructures

La consommation totale de gaz du troisième trimestre 2012 a baissé de 5% par rapport au troisième trimestre 2011 (soit une diminution de 3 TWh).

Le taux d'utilisation des capacités fermes à la liaison entre les zones GRTgaz dans le sens Nord vers Sud a été de 100% au troisième trimestre 2012, contre 74% au troisième trimestre 2011. Cette forte augmentation s'explique notamment par les flux de gaz exportés vers l'Espagne (93 TWh contre 77 TWh au troisième trimestre 2011 à Larrau et Biriadou).

Par ailleurs, les conditions du marché mondial sont restées défavorables à l'arrivée de GNL en Europe. Au total, les terminaux méthaniers ont pourvu à hauteur de 21 TWh la consommation de gaz en France au troisième trimestre 2012, contre 36 TWh observé sur la même période de 2011. 33 déchargements de méthaniers ont été effectués dans les 3 terminaux français (dont 30 déchargements à Fos et 3 déchargements à Montoir) contre 49 au troisième trimestre 2011 (36 déchargements à Fos et 13 à Montoir).

Au même titre qu'en 2011, les niveaux de gaz en stock restent inférieurs à ceux observés sur la même période les années précédentes. A fin septembre, les stocks cumulés pour Storengy et TIGF sont de 114,5 TWh. Cela s'explique, d'une part, par des températures en deçà des normales de saison au second trimestre 2012, qui ont contraint les fournisseurs à prolonger leurs soutirages et à débiter la période d'injection tardivement, et d'autre part, par des réservations de capacités de stockage globalement en recul.

5. Concentration du marché français du gaz

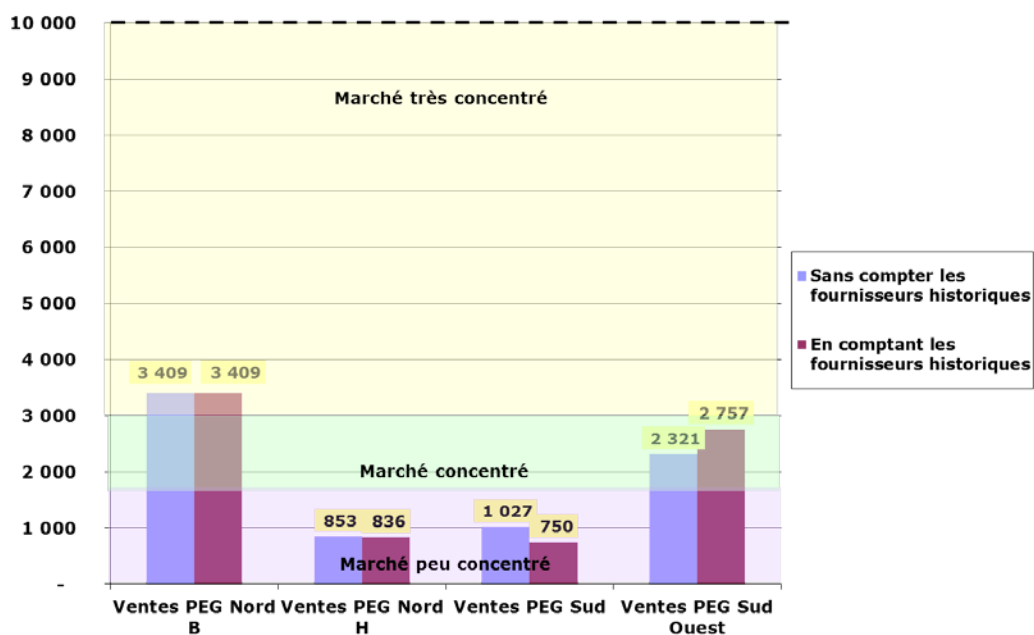
A la fin du troisième trimestre 2012, 108 expéditeurs étaient actifs aux PEG dont 48 acteurs étaient présents sur *Powernext Gas Spot* et 42 sur *Powernext Gas Futures*.

A. Concentration aux PEG

Les graphiques suivants donnent l'indice de Herfindahl-Hirschman (HHI) pour les différents segments du marché de gros français. Cet indice est calculé sur la base des enlèvements et des livraisons nominés aux PEG, regroupant ainsi l'ensemble des échanges sur le marché français.

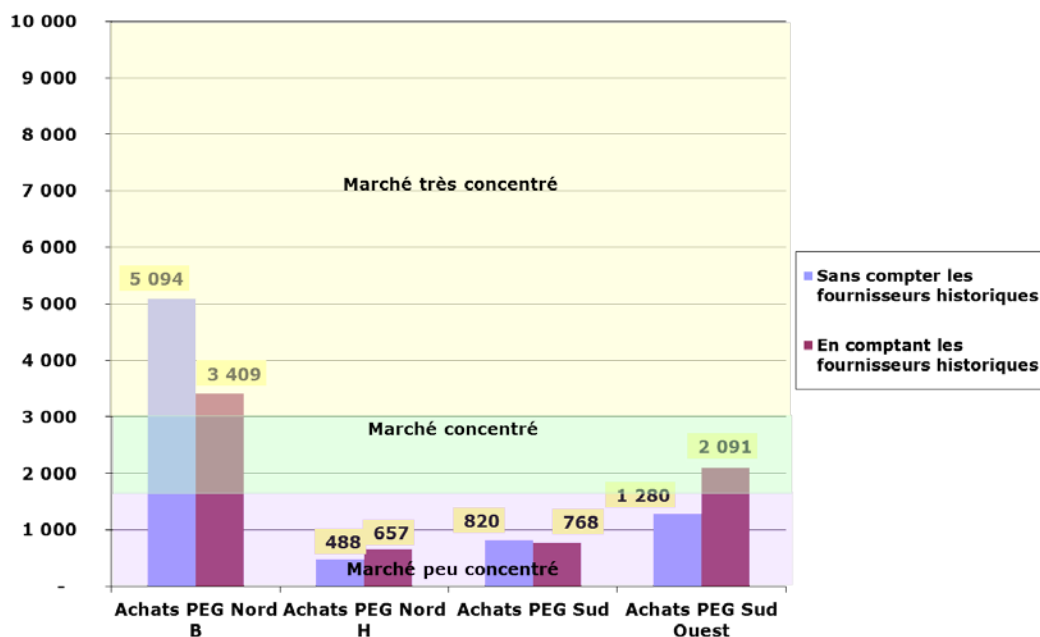
Au cours du troisième trimestre 2012, la concentration du marché a globalement diminué tant à l'achat qu'à la vente en comparaison avec le trimestre précédent. La concentration sur le PEG Nord B reste la plus importante étant donné le faible nombre d'acteurs intervenant sur ce dernier. A l'inverse, le PEG Nord H est le moins concentré sur l'ensemble des hubs français aussi bien à l'achat qu'à la vente suivi de près par le PEG Sud.

Indice de concentration HHI – Ventes aux PEG - Troisième trimestre 2012 –



Sources : GRTgaz, TIGF – Analyse : CRE

Indice de concentration HHI – Achats aux PEG - Troisième trimestre 2012 -



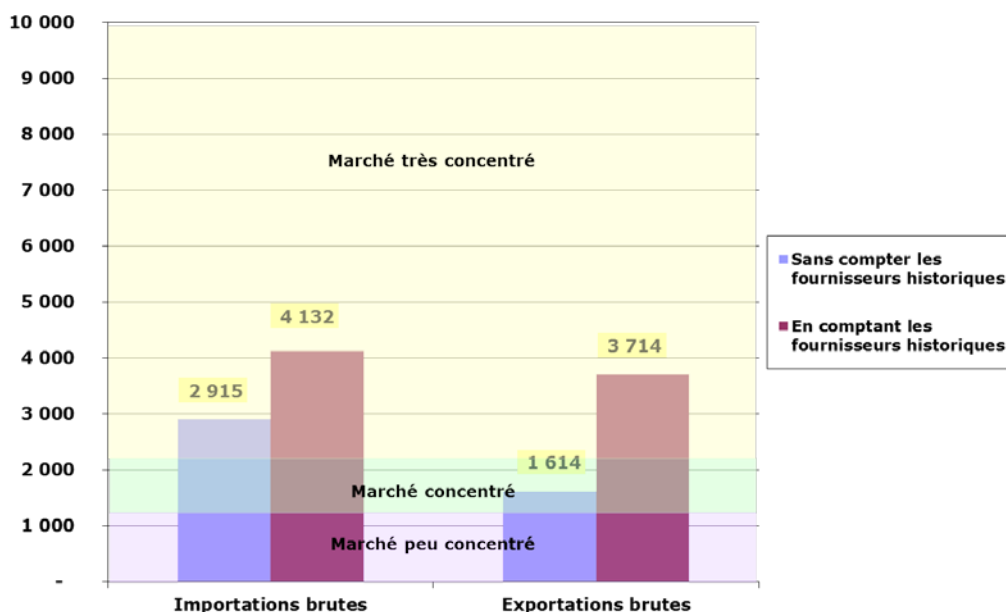
Sources : GRTgaz, TIGF – Analyse : CRE

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 (enlèvements depuis le réseau français aux points d'interconnexion).

Au cours du troisième trimestre 2012, la concentration des exportations a globalement baissé par rapport au trimestre précédent particulièrement lorsque les opérateurs historiques sont comptabilisés. Toutefois, l'activité des opérateurs a été plus concentrée sur les importations en comparaison avec le trimestre précédent.

**Indice de concentration HHI – importations/exportations
- Troisième trimestre 2012 -**



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)**³⁵ : 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
- **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).

³⁵ « Over the Counter » ou de gré à gré

Glossaire propre à l'observatoire du marché du gaz

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

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

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

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

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

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

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

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

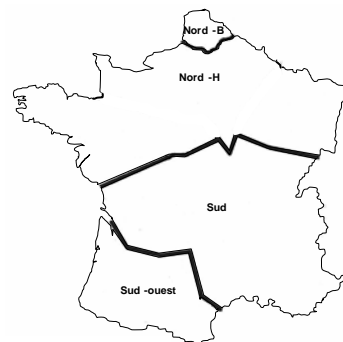
- les clients non résidentiels raccordés au réseau de transport
- les clients non résidentiels raccordés au réseau de distribution
- les clients résidentiels raccordés au réseau de distribution

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

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

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

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



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

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

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