



Marchés

Observatoire des marchés de l'électricité et du gaz

2^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 juin 2012.....	6
4. Analyse en dynamique : Deuxième trimestre 2012	13
5. Prix de vente sur le marché de détail de l'électricité.....	16
Le marché de gros de l'électricité	20
1. Introduction	20
2. Activité sur le marché de gros français.....	21
3. Prix sur le marché de gros français et comparaison européenne	26
4. Les fondamentaux du marché de l'électricité.....	33
5. Volumes d'imports/exports.....	35
6. Concentration du marché français de l'électricité	36
Le marché du gaz	38
Le marché de détail du gaz	38
1. Introduction	38
2. Les segments de clientèle et leur poids respectif.....	39
3. Etat des lieux au 30 juin 2012.....	40
4. Analyse en dynamique : Deuxième trimestre 2012	47
5. Prix de vente du gaz naturel sur le marché de détail.....	50
Le marché de gros du gaz	55
1. Les principales dates concernant le marché de gros français.....	54
2. La formation des prix du gaz et les marchés du gaz en Europe	54
3. Activité sur le marché de gros français.....	58
4. Suivi des infrastructures.....	62
5. Concentration du marché français du gaz	62
Glossaire commun de l'observatoire des marchés de l'électricité et du gaz.....	65
Glossaire propre à l'observatoire du marché de l'électricité	66
Glossaire propre à l'observatoire du marché du gaz	68

Introduction

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

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

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

Le marché de l'électricité

Le marché de détail de l'électricité

1. Introduction

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

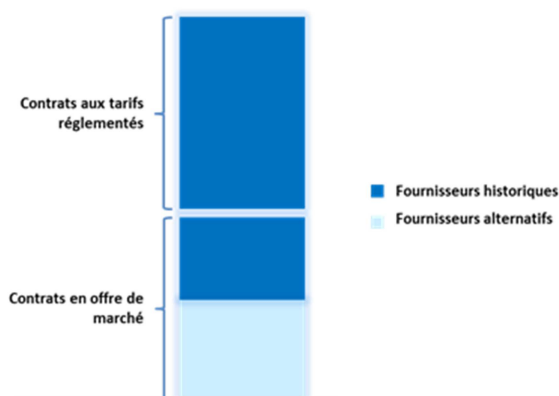
- à partir de juin 2000, éligibilité de tous les sites ayant une consommation annuelle d'électricité supérieure à 16 GWh.
- à partir de février 2003, éligibilité de tous les sites ayant une consommation annuelle d'électricité supérieure à 7 GWh.
- à partir de juillet 2004, éligibilité de toutes les entreprises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

Au 30 juin 2012, 35,6 millions de sites sont éligibles¹, ce qui représente environ 446² 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-**

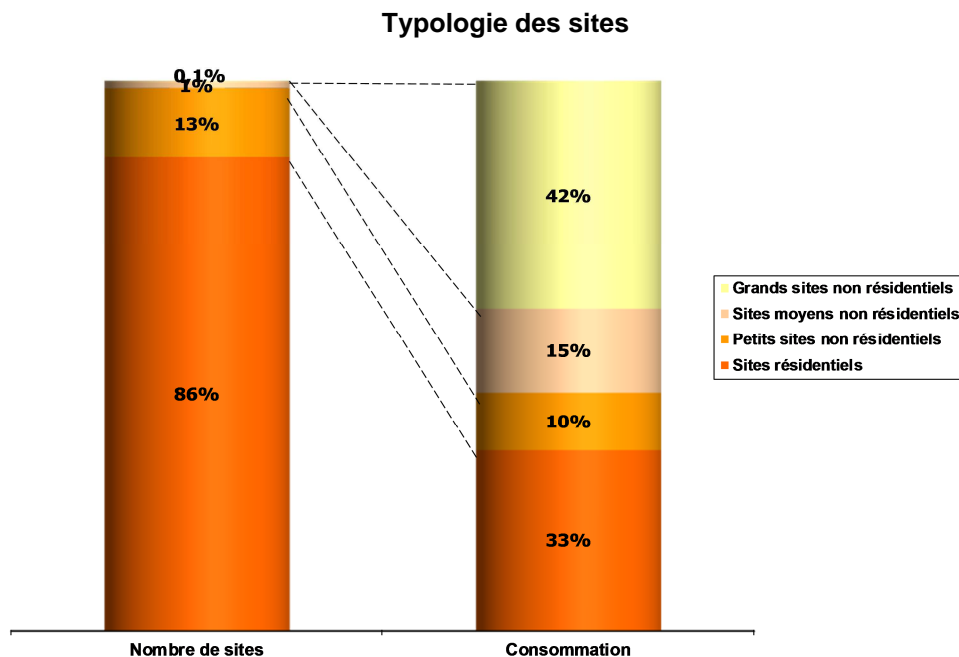


Les principales sources de l'observatoire sont les fournisseurs historiques, RTE et les sept plus grands gestionnaires de réseaux de distribution : Electricité Réseau Distribution France (ex EDF Réseau de Distribution), Electricité de Strasbourg, Gaz et Electricité de Grenoble, URM (ex Usine d'Electricité 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 439 TWh.

2. Les segments de clientèle et leur poids respectif



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

Le marché se divise en quatre segments :

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

3. Etat des lieux au 30 juin 2012

A) Tableaux de synthèse du trimestre écoulé

Synthèse en nombre de sites

	Sites résidentiels		Sites non résidentiels	
Situation (en nombre de sites)	Au 30 juin 2012	Au 31 mars 2012	Au 30 juin 2012	Au 31 mars 2012
Nombre total de sites	30 656 000	30 677 000	4 932 000	4 921 000
– Sites aux tarifs réglementés	28 665 000	28 756 000	4 248 000	4 235 000
– Sites en offre de marché, dont :	1 991 000	1 921 000	684 000	686 000
o fournisseurs historiques	11 000	11 000	309 000	316 000
o fournisseurs alternatifs	1 980 000	1 910 000	375 000	370 000
Parts de marché des fournisseurs alternatifs	6,5%	6,2%	7,6%	7,5%

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

Synthèse en consommation annualisée

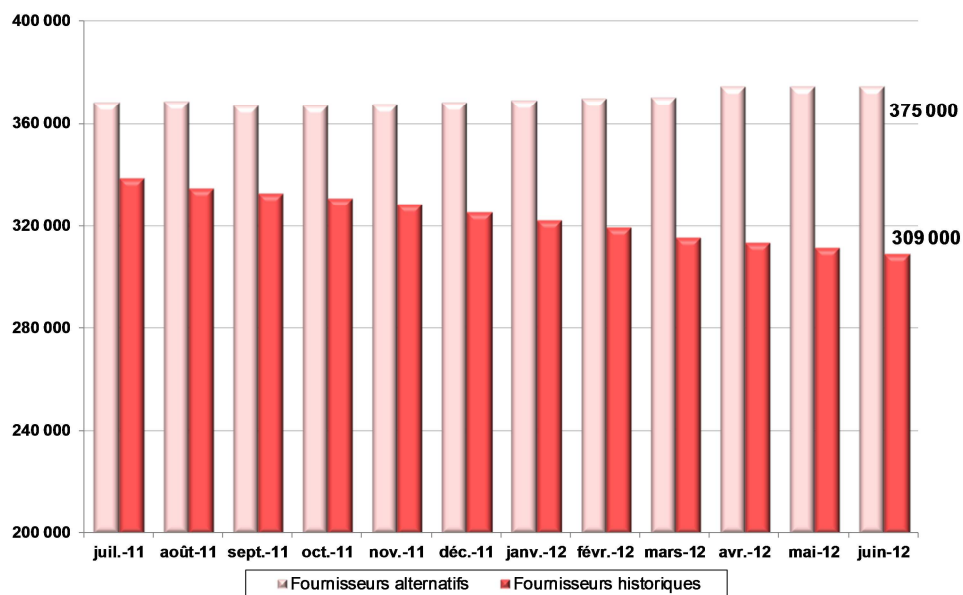
	Sites résidentiels		Sites non résidentiels	
Situation (en consommation annualisée)	Au 30 juin 2012	Au 31 mars 2012	Au 30 juin 2012	Au 31 mars 2012
Consommation totale des sites	144,2 TWh	144,3 TWh	294,6 TWh	294,8 TWh
– Sites aux tarifs réglementés	134,9 TWh	135,3 TWh	166,9 TWh	161,2 TWh
– Sites en offre de marché, dont :	9,3 TWh	9,0 TWh	127,7 TWh	133,6 TWh
o fournisseurs historiques	~ 0,05 TWh	~ 0,1 TWh	68,5 TWh	69,3 TWh
o fournisseurs alternatifs	9,3 TWh	8,9 TWh	59,2 TWh	64,3 TWh
Parts de marché des fournisseurs alternatifs	6,4%	6,1%	20,0%	21,8%

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

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

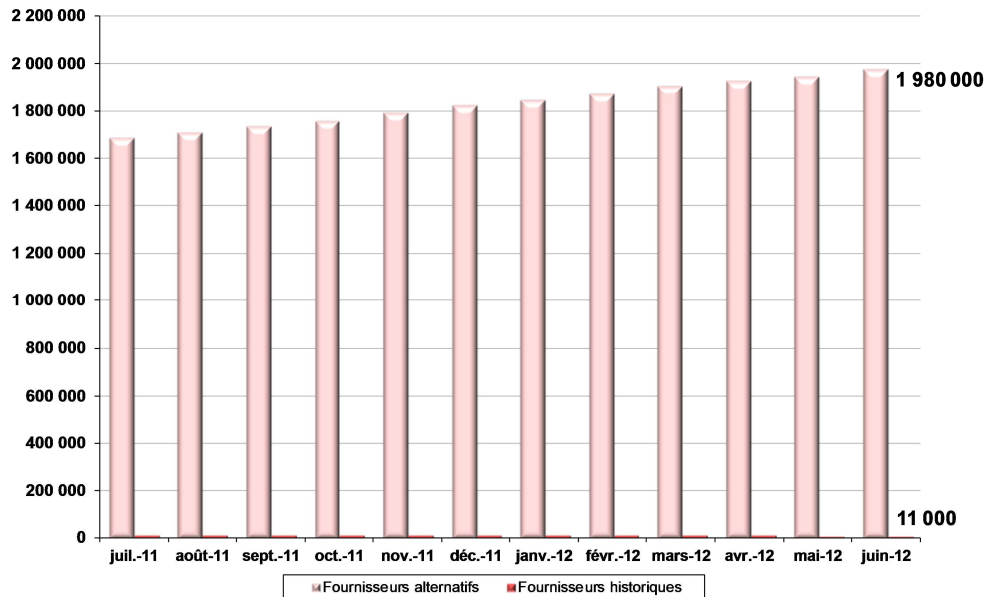
B) Evolution du nombre de sites en offre de marché

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



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

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

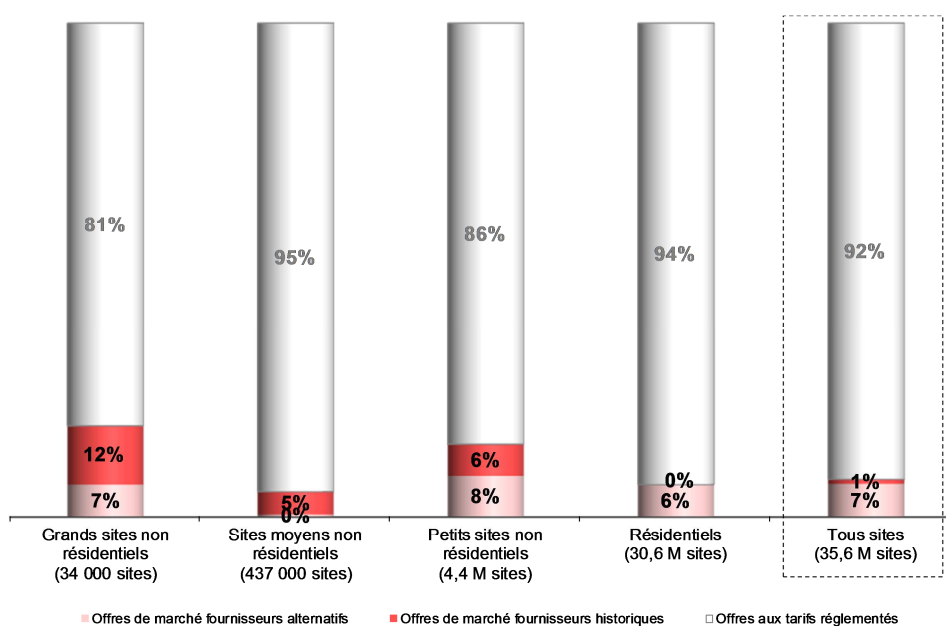


Sources : GRD, RTE, Fournisseurs historiques – Analyse : CRE

Au 30 juin 2012, environ 684 000 sites non résidentiels et 1 991 000 sites résidentiels sont en offre de marché.

C) Parts de marché en nombre de sites au 30 juin 2012

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

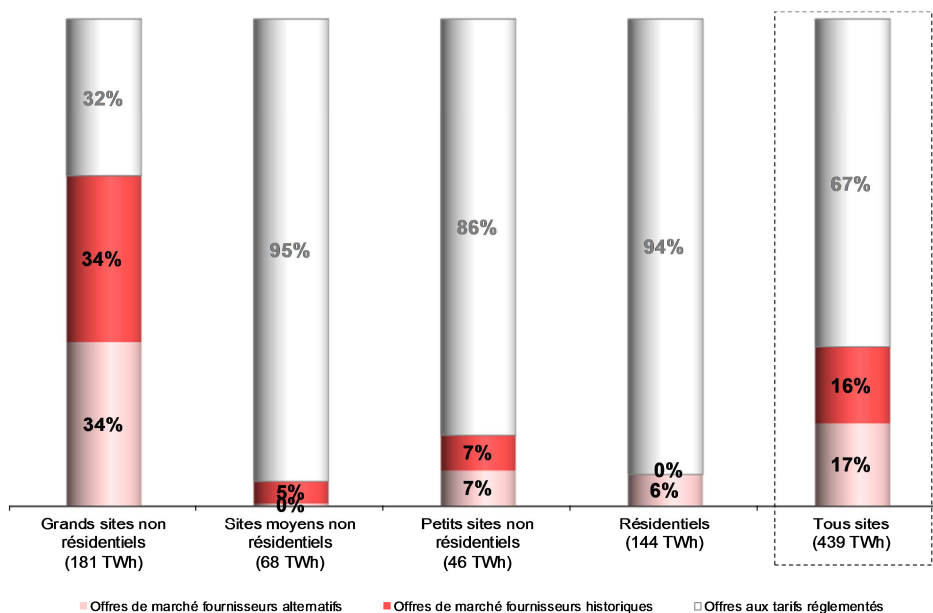


Sources : GRD, RTE, Fournisseurs historiques – Analyse : CRE

Au 30 juin 2012, environ 8% des sites sont en offre de marché. Parmi eux, environ 7% ont fait le choix d'un fournisseur alternatif.

D) Parts de marché en consommation au 30 juin 2012

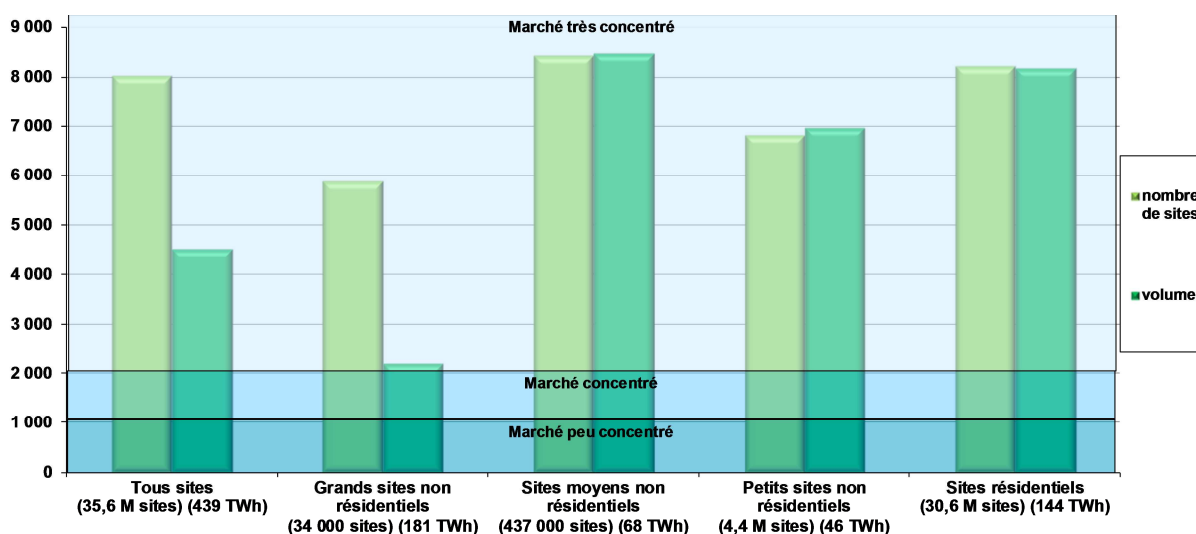
Répartition des consommations par type d'offre au 30 juin 2012



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.



Source : Analyses 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.

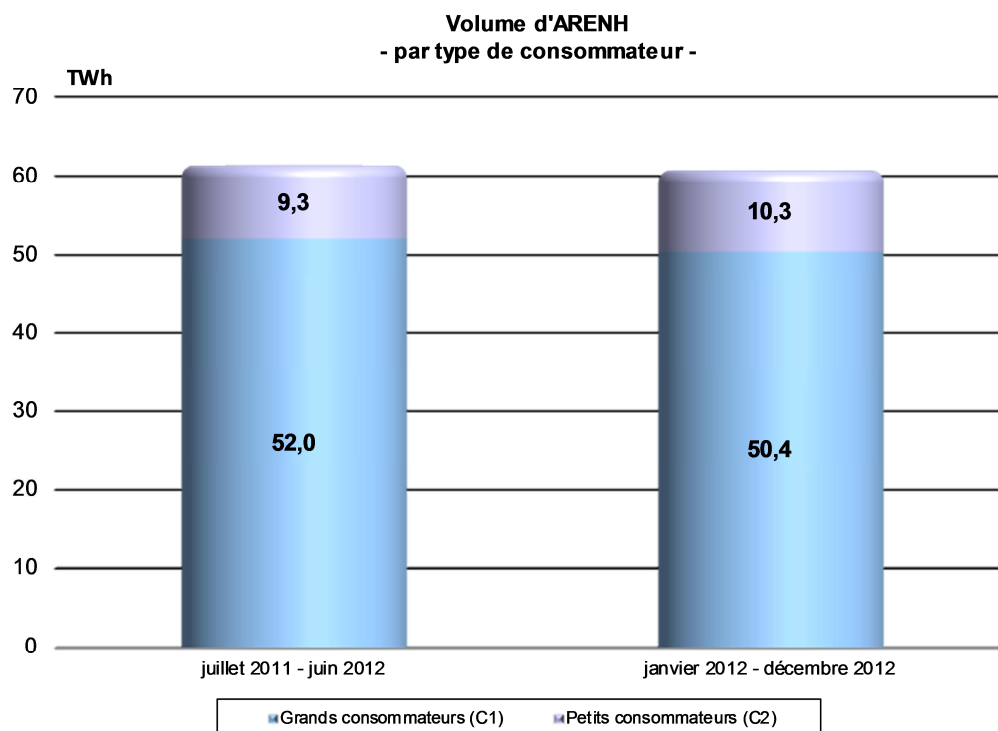
Le volume d'ARENH alloué à un fournisseur dépend de la consommation prévisionnelle, mesurée sur un certain nombre d'heures défini par l'arrêté du 17 mai 2011, de son portefeuille de clients sur la période de livraison à venir.

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 juin 2012

Liste des fournisseurs nationaux déclarés auprès de la CRE⁴
et actifs⁵ au 30 juin 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				•	•
Enovos		•			
GDF Suez	 	•		•	•
Lampiris				•	•

⁴ Nom et marque(s) commerciale(s) des fournisseurs actualisés au 28 août 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
Vattenfall		●			
Iberdrola		●			
Planète UI				●	●
Poweo		●		●	●
SNET		●			
Fournisseurs historiques⁷ d'électricité					
Alterna				●	●
EDF	 	●	●	●	●
GEG Source d'Energies		●	●	●	

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

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

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

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

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

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

Au 30 juin 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.

4. Analyse en dynamique : Deuxième trimestre 2012

A) Tableau de synthèse du trimestre écoulé

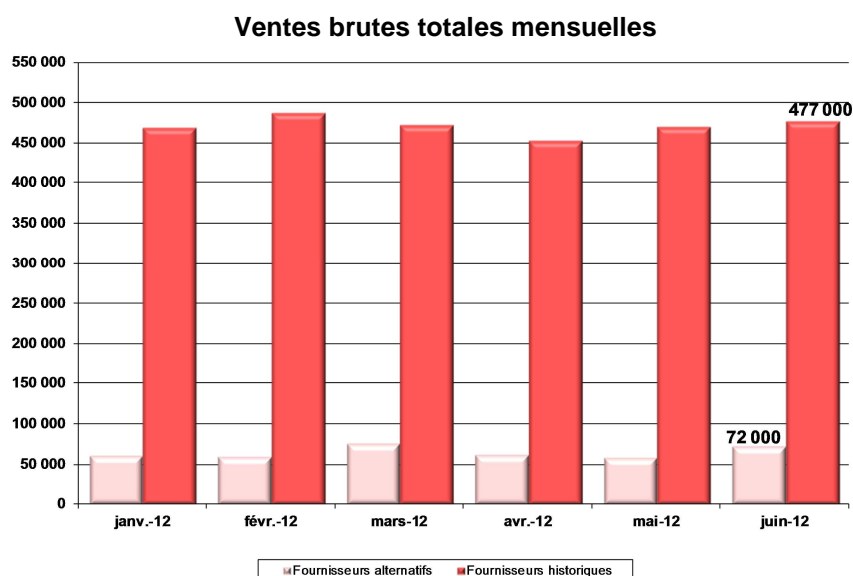
Les ventes brutes mensuelles d'un fournisseur correspondent au nombre de sites ayant conclu un contrat au cours du trimestre considéré à l'occasion d'une mise en service ou d'un changement de fournisseur. Les ventes brutes, en offre de marché ou au tarif réglementé, mesurent l'efficacité commerciale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

	Résidentiels		Non résidentiels	
AU COURS DU TRIMESTRE (en nombre de sites)	T2 2012	T1 2012	T2 2012	T1 2012
Ventes brutes totales, dont :	1 288 000	1 357 000	302 000	266 000
• fournisseurs historiques	1 111 000	1 174 000	289 000	254 000
• fournisseurs alternatifs	177 000	183 000	13 000	12 000
Parts de marché des fournisseurs alternatifs sur les ventes brutes du segment	13,7%	13,4%	4,3%	4,5%

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

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

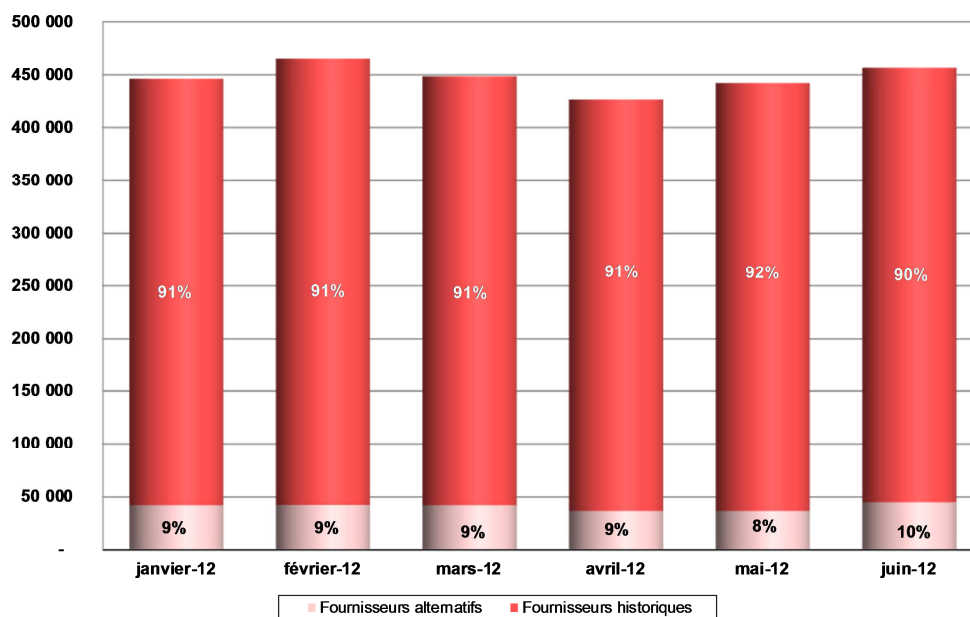
B) Ventes brutes sur les mois écoulés



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

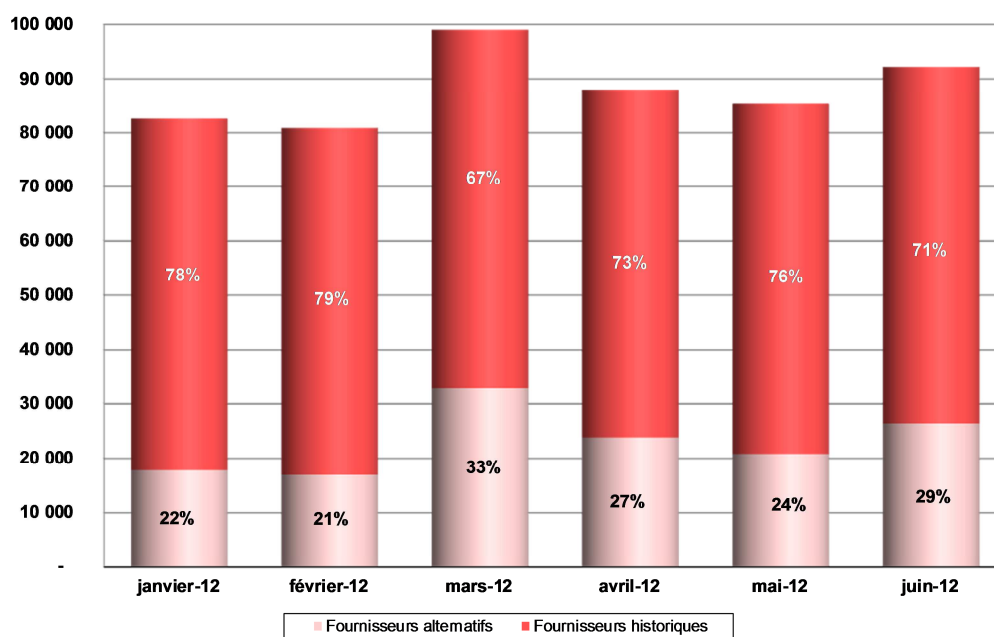
⁹ Voir le glossaire pour la définition d'une entreprise locale de distribution.

Répartition mises en services par type de fournisseur



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

Répartition des changements de fournisseur par type de fournisseur



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

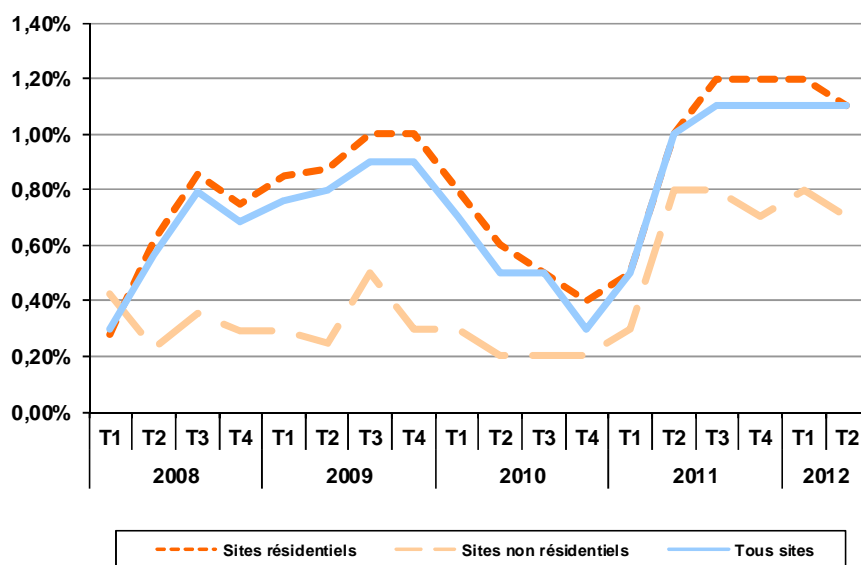
C) Taux de changement de fournisseur (taux de switch)

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

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

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

Évolution du taux de switch par segment de clientèle



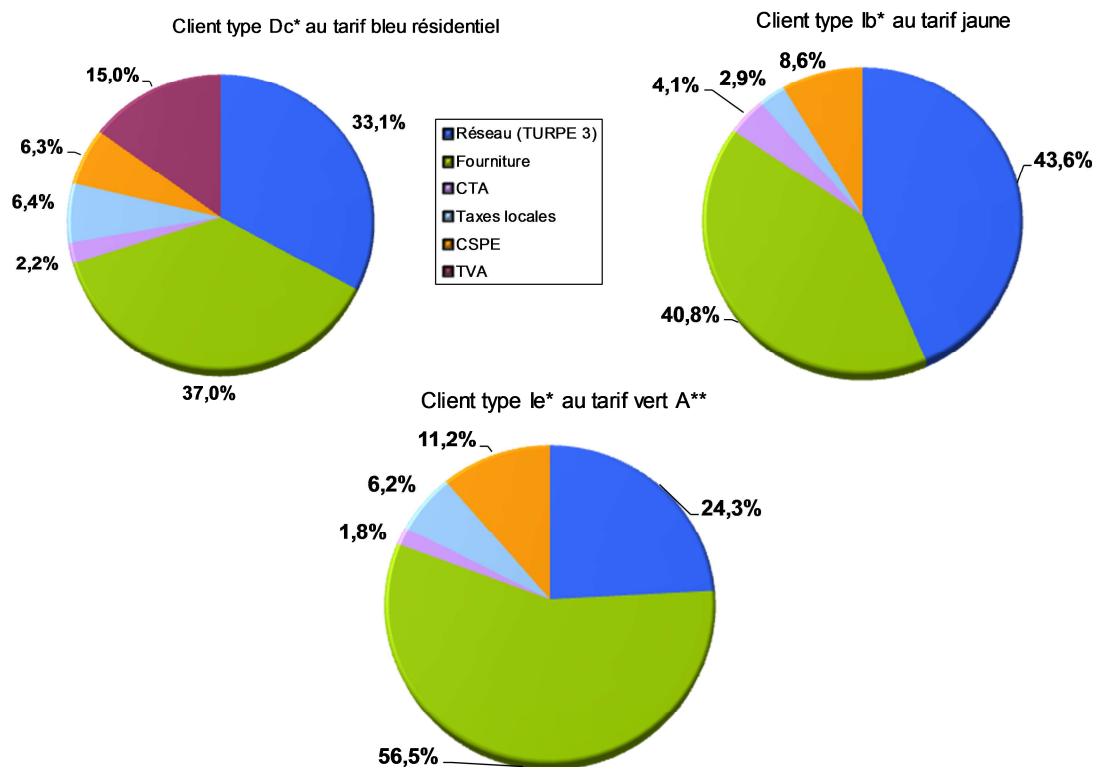
Sources : RTE, GRD – Analyse : CRE

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

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

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

A) Postes de coûts couverts par la facture au tarif réglementé de vente au 30 juin 2012



Source : Analyses 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

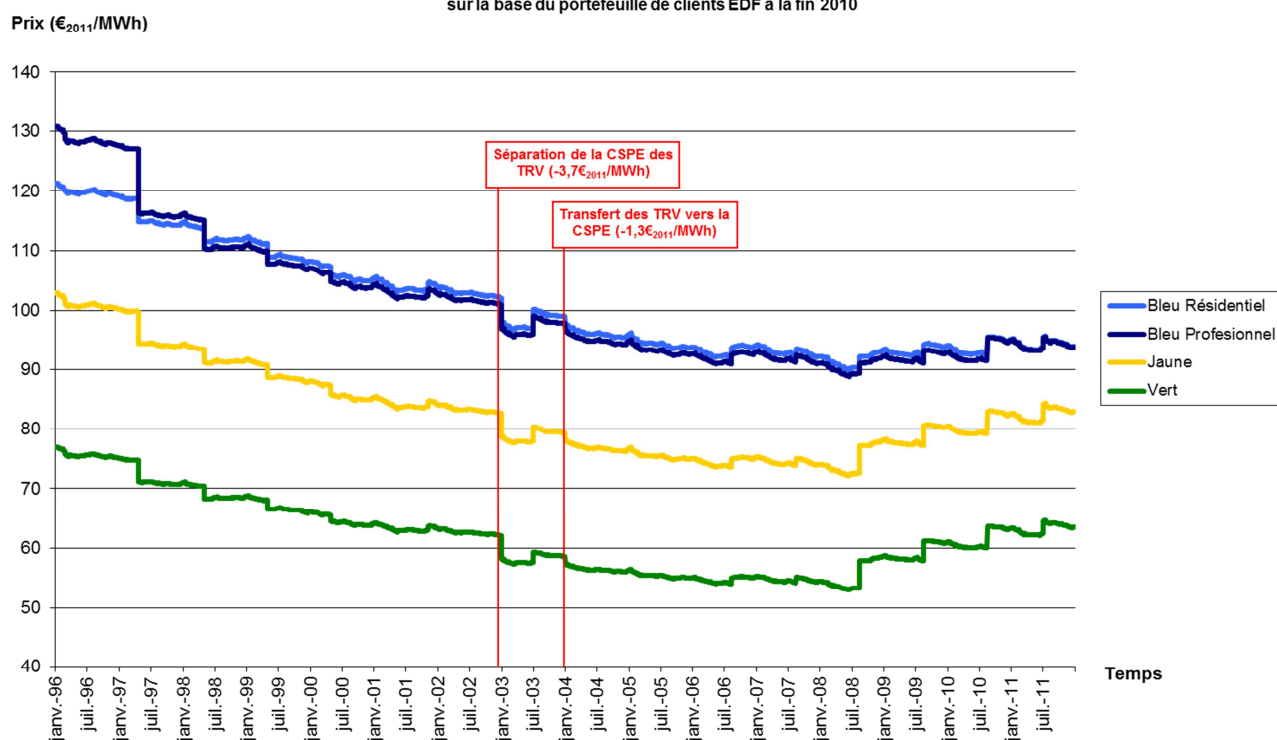
Ie : client industriel consommation entre 20 000 et 70 000 MWh

** 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'Énergie.

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

Historique des tarifs réglementés de vente d'électricité hors taxes en euros constants 2011
sur la base du portefeuille de clients EDF à la fin 2010



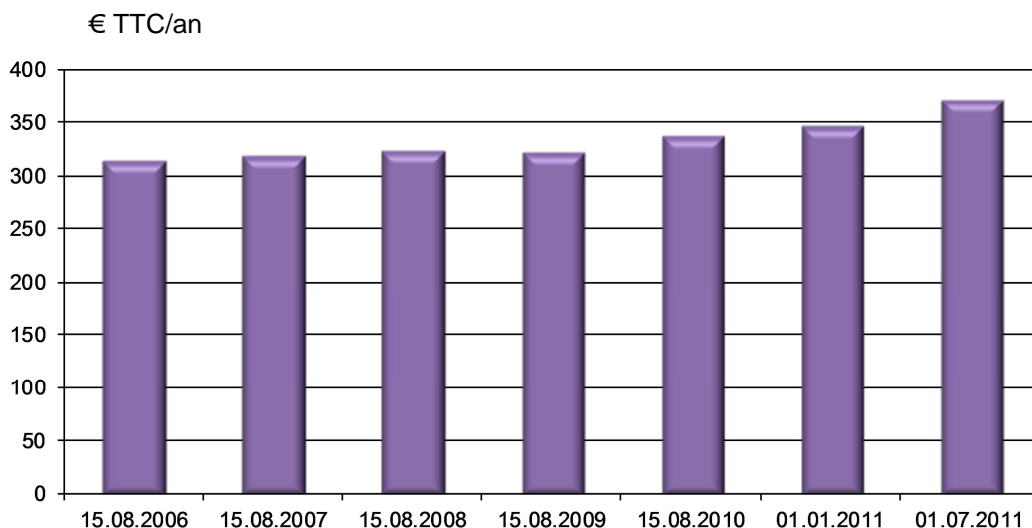
Source : Analyses CRE

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

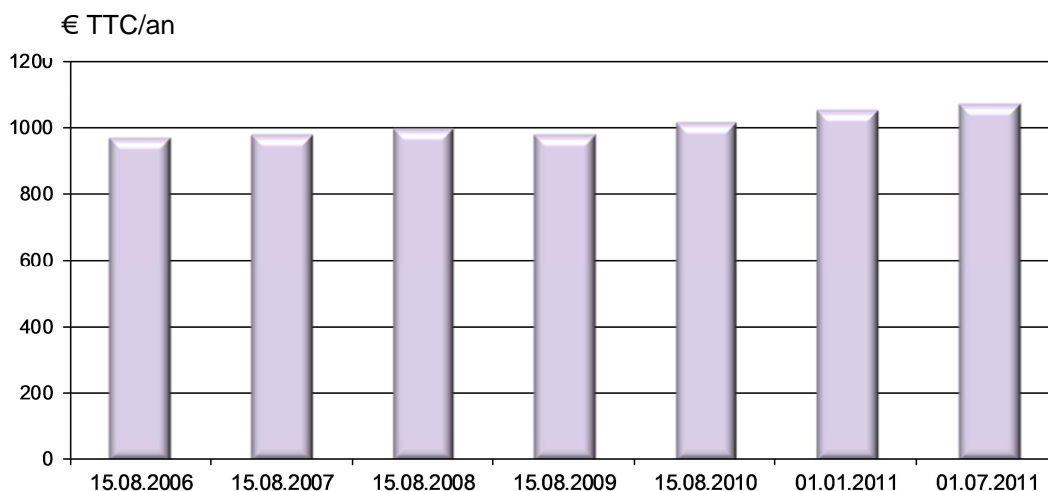
C) Evolution de la facture annuelle au tarif réglementé de vente

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

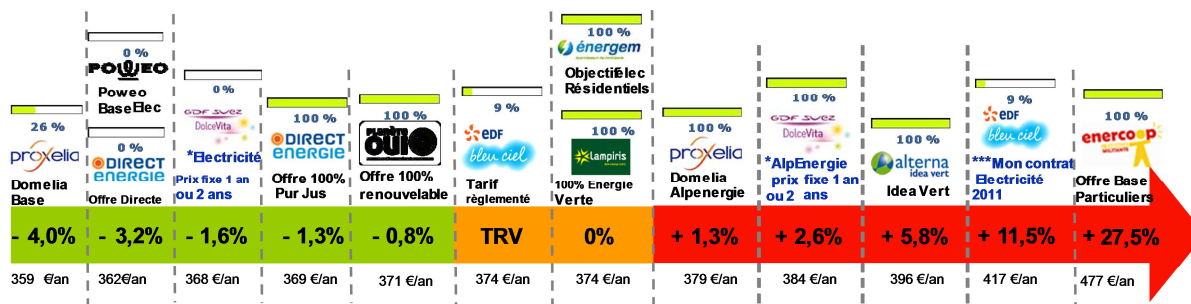
¹⁰ Depuis le 1er trimestre 2011, les taxes locales ont été établies sur la base du maximum réglementaire prévu.

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

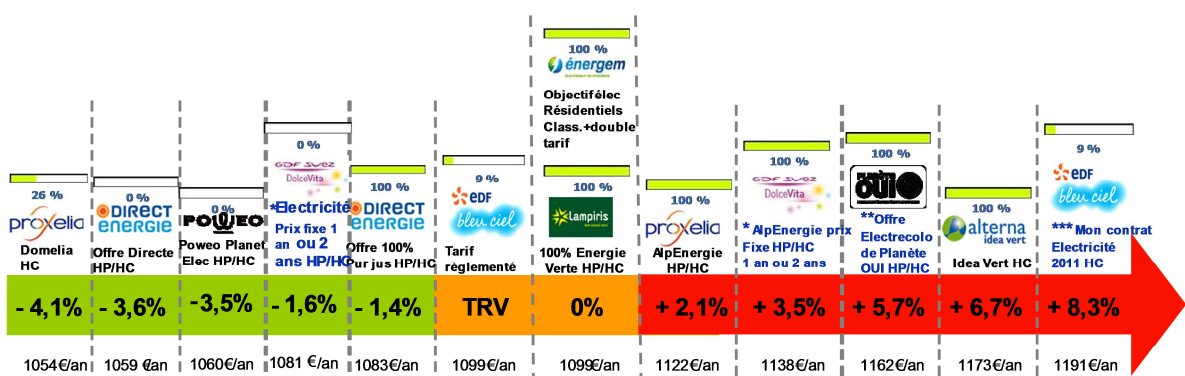


Exemple de lecture:

Comparaison réalisée sur un client résidentiel :	
<ul style="list-style-type: none"> de puissance souscrite 6 kVA de consommation annuelle 2 400 kWh en Base Situé à Paris 	
Facture TTC estimée par an hors « promo »	
% d'énergie verte	100 %
Logo fournisseur:	EDF
Nom offre:	Tarif réglementé
Différence de prix par rapport aux TRV	TRV
Estimation de facture annuelle	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	
<ul style="list-style-type: none"> 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 29 août 2012 à partir du comparateur d'offres sur le site energie-info.fr

¹² Offres actualisés au 29 août 2012 à partir du comparateur d'offres sur le site energie-info.fr

Le marché de gros de l'électricité

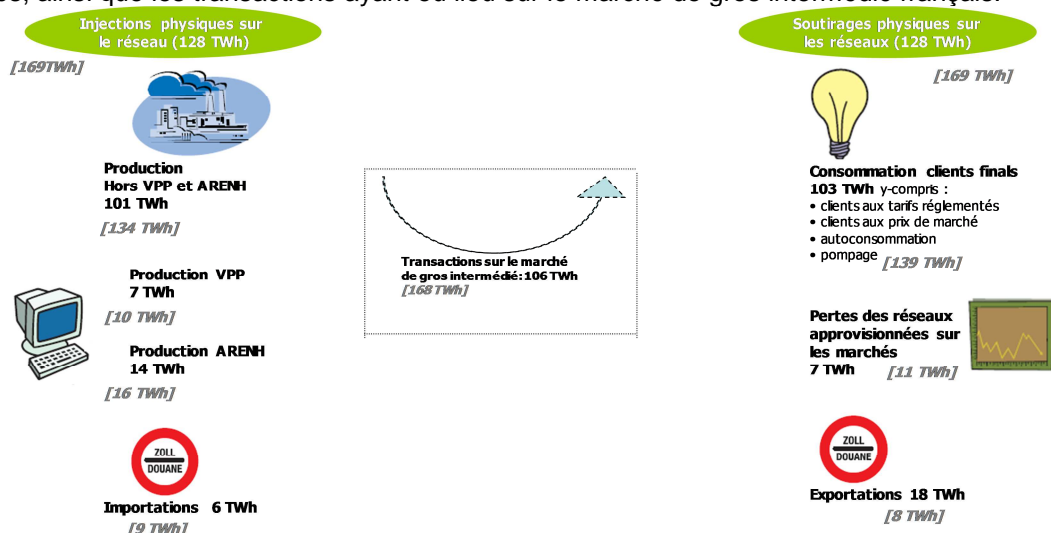
1. Introduction

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
- **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 intrajournalières 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 second trimestre 2012. Il fait apparaître les volumes injectés et soutirés, ainsi que les transactions ayant eu lieu sur le marché de gros intermédiaire français.



Source : RTE – données [T1 2011] et T2 2012 - Analyse : CRE

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

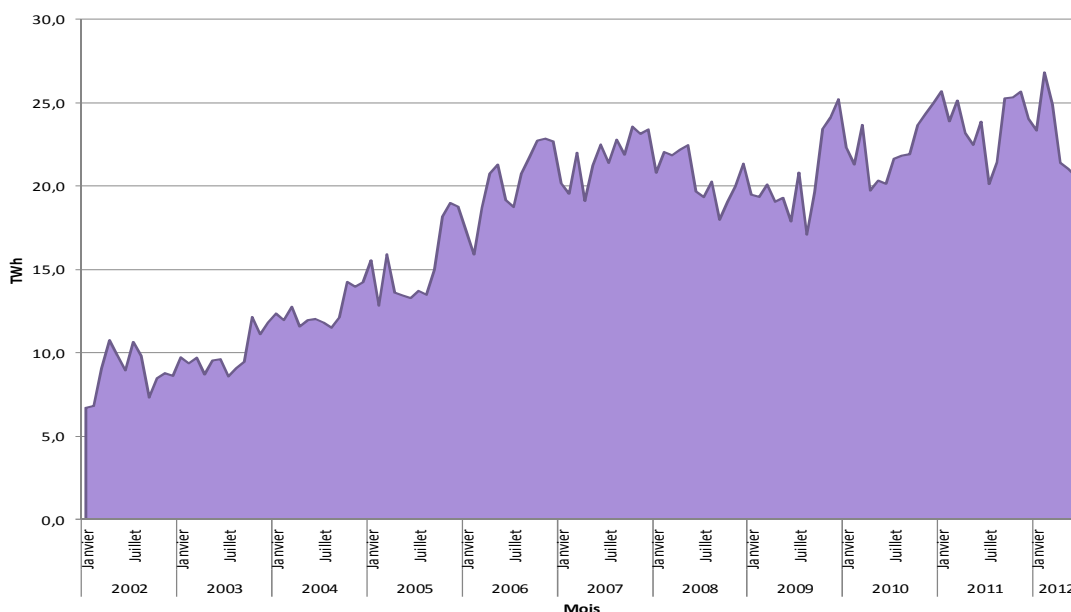
2. Activité sur le marché de gros français

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)



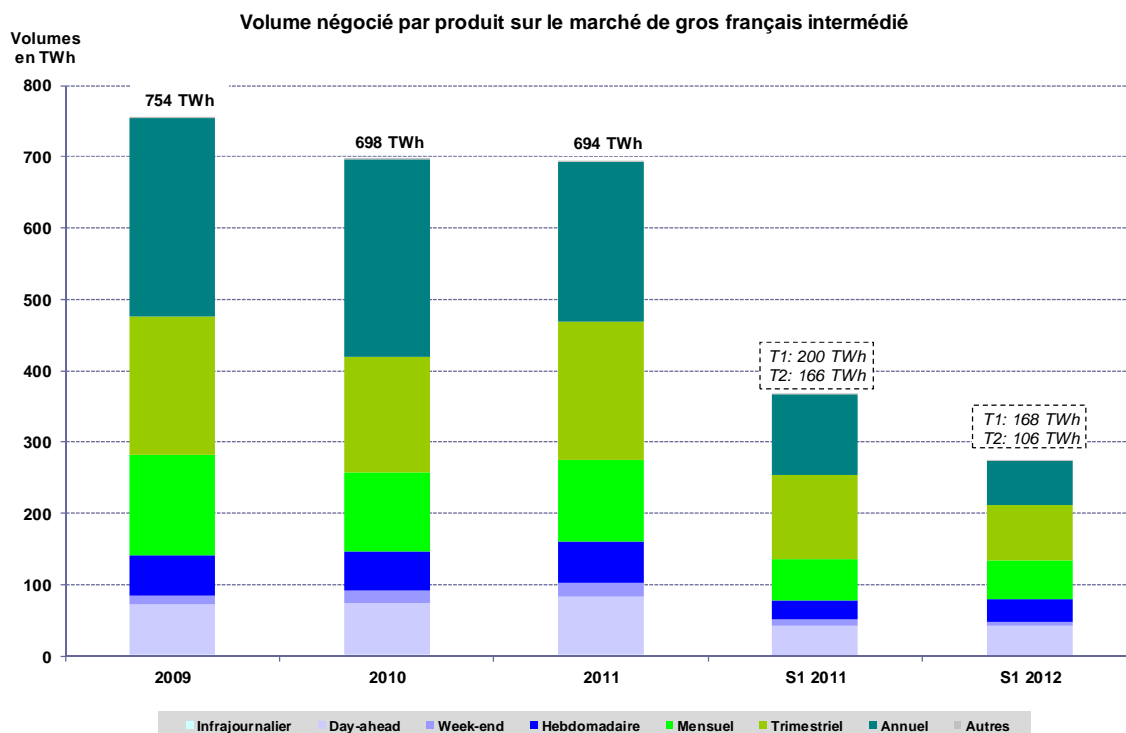
Source : RTE – Analyse : CRE

Le volume des livraisons sur le marché de gré à gré s'élève à 63 TWh au second trimestre 2012. En baisse de 12 TWh par rapport au trimestre précédent et de 6,5 TWh par rapport à la même période l'année dernière, ce volume a représenté 59% de la consommation nationale, contre 52% au premier trimestre 2012 et près de 67% à la même période en 2011.

B) Evolution du négoce sur le marché intermédié français

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

Vue globale du négoce sur le second trimestre 2012



Produits spot¹⁴ :

Près de 24 TWh ont été échangés sur le marché Spot au second trimestre 2012 : les volumes se sont réduits de 5% par rapport au trimestre précédent et par rapport à 2011 à la même période.

Le marché de l'intraday a représenté 3% du total des volumes échangés sur le spot, la quasi-totalité des échanges se réalisant sur EPEX SPOT. L'activité a stagné avec 0,80 TWh échangés (-0,01 TWh par rapport au trimestre précédent) pour un peu moins de 29 000 transactions. Les échanges cross-border représentent 78% des volumes et 83% des transactions, des chiffres en net progrès par rapport au premier trimestre 2012 (respectivement 53% et 58%).

Sur le *day-ahead*, les volumes ont légèrement diminué par rapport au trimestre précédent (-2%) et sont en légère hausse par rapport au second trimestre 2011 (+2%). Cette évolution est le résultat d'une augmentation des volumes sur les marchés OTC (+4% par rapport au trimestre précédent) et d'une baisse équivalente sur le marché organisé (-4%). La part des volumes *day-ahead* négociés sur EPEX SPOT s'établit à près de 72%, en léger recul par rapport au premier trimestre 2012 (73%) mais en progression par rapport au même trimestre en 2011 (70%).

Produits à terme¹⁵ :

Au second trimestre 2012, 82 TWh ont été échangés sur l'ensemble des produits à terme¹⁶, en baisse de 43% par rapport au trimestre précédent et de 42% par rapport au second trimestre 2011. Avec

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.

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.

7 400 transactions, la liquidité a fortement chuté (-39% par rapport au trimestre précédent et -24% comparé au second trimestre 2011).

La baisse des volumes constatés sur les produits à terme, par rapport au premier trimestre 2012, est due à de fortes réductions des volumes échangés sur l'ensemble des produits : hebdomadaire (-32%), mensuels (-23%), mais surtout trimestriels et annuels (-51%).

La baisse des volumes sur les marchés à terme est essentiellement due à la réduction de l'activité sur les plateformes de courtage (-42% 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 des transactions au second trimestre 2012. On note une baisse encore plus prononcée des volumes sur EPD France (-67% par rapport au trimestre précédent), ces derniers se réduisant par ailleurs de près de 83% par rapport au second trimestre 2011.

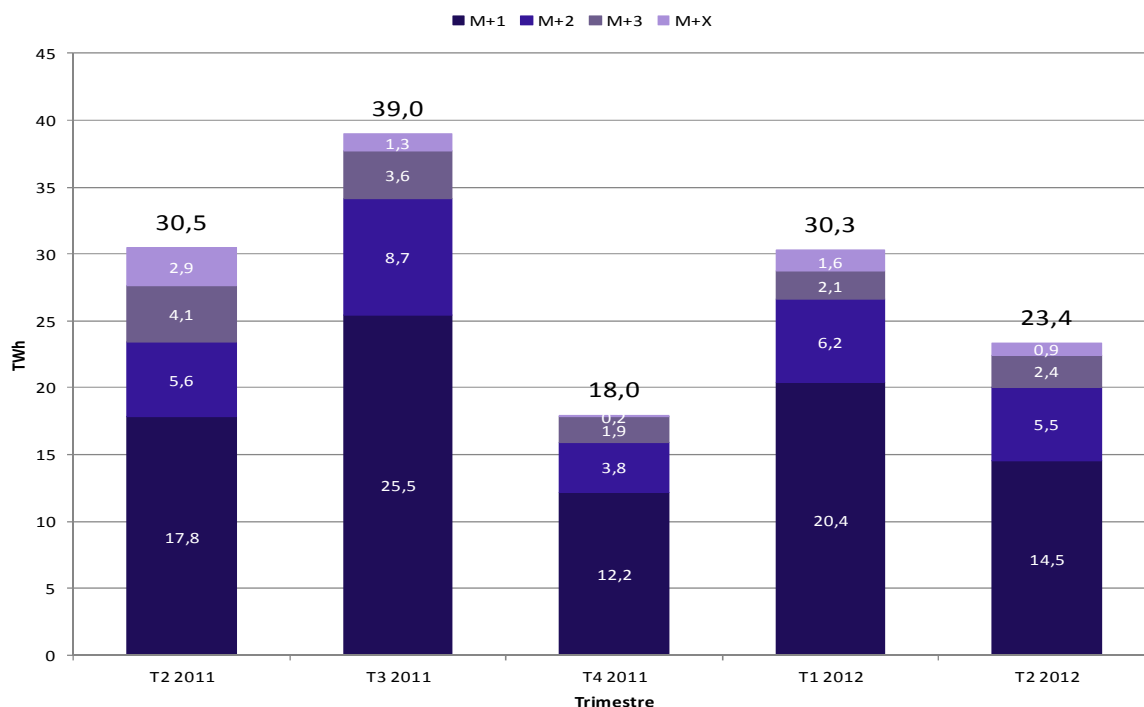
Le produit trimestriel reste le contrat le plus échangé en termes de volumes, mais le produit annuel passe derrière le produit mensuel. Par ailleurs, la répartition entre les différentes maturités des échanges par plateforme d'échange reste identique, dominée par le négoce des produits trimestriels en OTC (31% des volumes) et par les produits annuels sur la bourse (53% des volumes).

Produits mensuels :

Les volumes échangés sur les produits mensuels ont fortement reculé au cours du 2nd trimestre 2012 : environ 2 200 transactions de produits mensuels représentant 23,4 TWh ont eu lieu, soit une baisse de près de 23% en volume par rapport au trimestre précédent et par rapport à 2011 à la même période.

Les produits mensuels concernés par cette baisse de volumes sont les contrats M+1 et M+2, représentant environ 86% du volume total négocié, tandis que le volume de transaction observé sur le produit M+3 a légèrement augmenté.

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 second trimestre 2012 a très fortement reculé dans son ensemble. Les volumes échangés se sont élevés à 25,5 TWh pour un peu plus de 1000 transactions, soit une baisse en volume de 51% par rapport au trimestre précédent, et de 53% par rapport à 2011 à la même période. Celle-ci 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 baisse des volumes a été importante pour l'ensemble des contrats trimestriels : Q+1 (-31%), Q+2 (-40%) et surtout Q+3 (-86%). La maturité Q+4, peu liquide, a également vu son volume sensiblement diminuer (-81%) par rapport au premier trimestre 2012.

Comparativement à 2011 à la même période, les volumes ont diminué de près de 29% pour la maturité Q+1 et d'environ 70% pour les maturités Q+2, 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

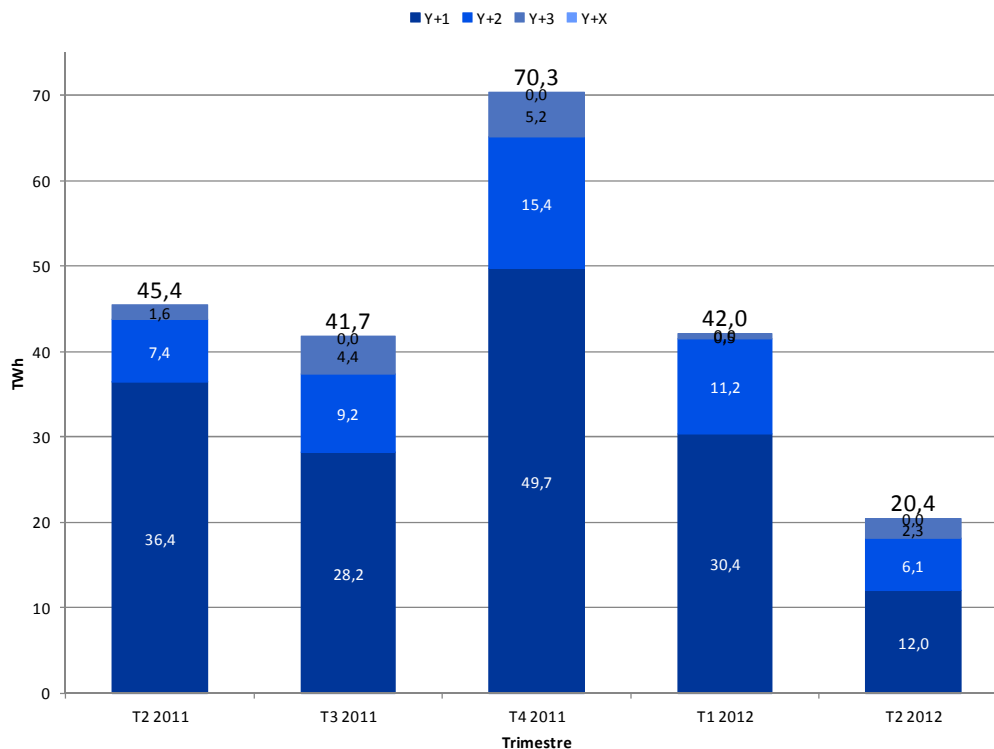
Produits calendaires :

Les volumes échangés sur les produits annuels ont de nouveau fortement reculé au second trimestre 2012 par rapport au trimestre précédent avec 20 TWh négociés pour 400 transactions, soit -51% et -53% respectivement par rapport au premier trimestre de 2012. Ces chiffres sont également en retrait par rapport au second trimestre 2011 (-55% en volumes et -56% nombre de transactions).

La baisse des volumes par rapport au trimestre précédent concerne les maturités Y+1 (-61%) et Y+2 (-45%), tandis que la maturité Y+3, peu liquide cependant, affiche une hausse importante (+360%). En termes de volumes, la baisse a été la plus beaucoup plus importante pour le produit Y+1 (-18,4 TWh) que pour le produit Y+2 (-5,1 TWh).

En comparaison avec le second trimestre de 2011, l'activité a également diminué sur les maturités Y+1 (-67%) et Y+2 (-17%). Sur la maturité Y+3, les volumes sont à la hausse (+44%). Cette baisse 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

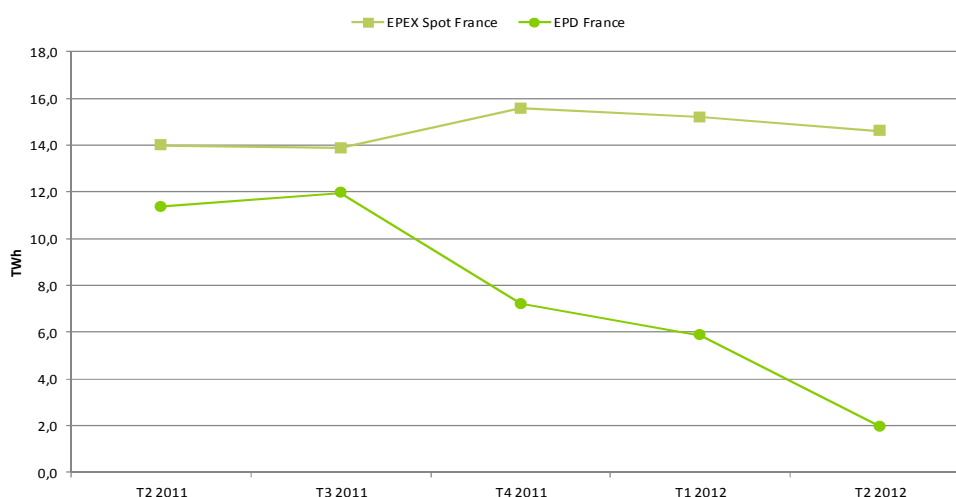


Sources : brokers, EPEX SPOT France, EPD France ; Analyse : CRE

C) Activité sur les marchés organisés et comparaison internationale

Avec 14,6 TWh échangés, le volume en *day-ahead* échangé sur EPEX SPOT a reculé de 4% au cours du second trimestre 2012 par rapport au trimestre précédent, mais est en progrès de 4% par rapport à la même période l'année précédente. Avec 1,97 TWh échangés sur le marché *futures* d'EPD France, les volumes chutent très fortement par rapport au trimestre précédent (-67%) et par rapport à la même période en 2011 (-84%).

Volumes trimestriels échangés sur les marchés organisés français - *day-ahead* et futures –



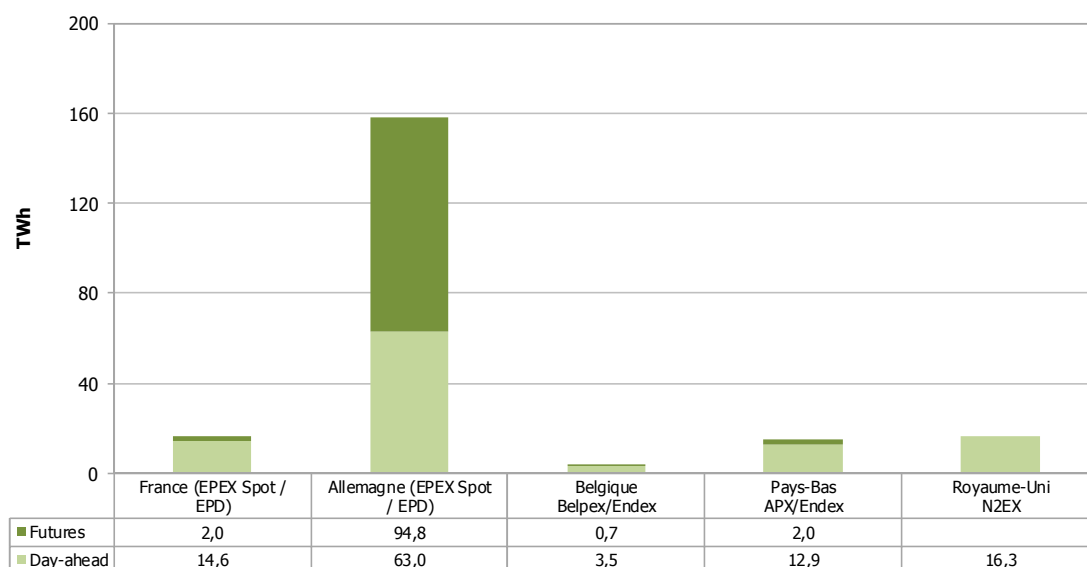
Sources: EPEX SPOT, EPD France

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 légèrement devancée par le

marché *day-ahead* au Royaume-uni. L'activité sur le marché *futures* français ayant très largement diminué au second trimestre 2012, elle se retrouve à un niveau équivalent au marché Néerlandais.

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

–Second trimestre 2012 –



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

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

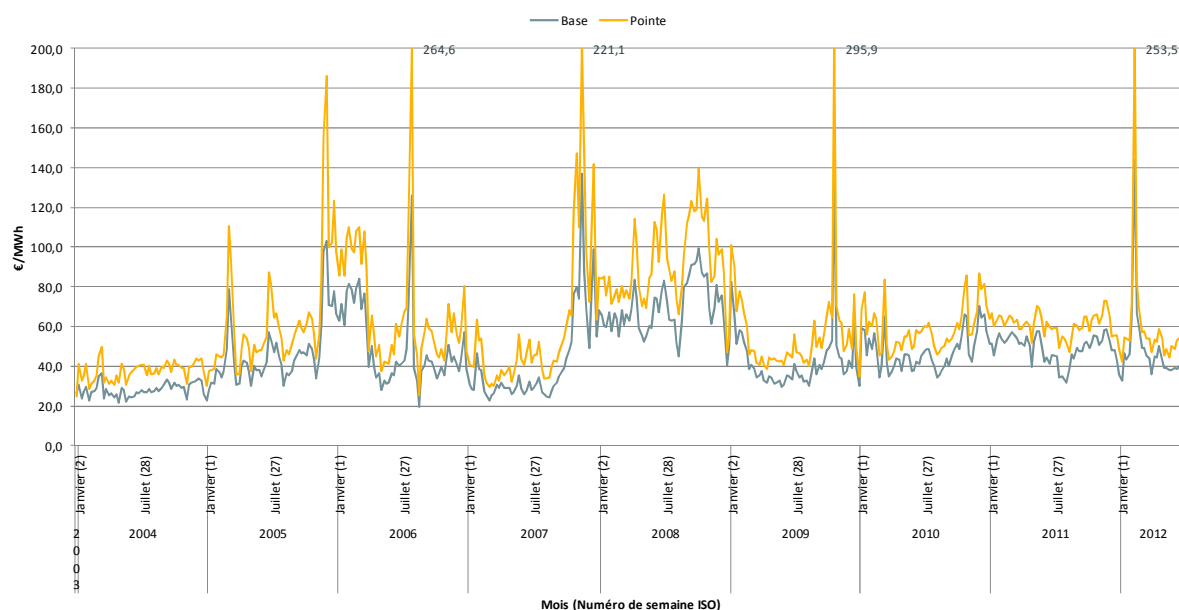
Cette section porte sur l'évolution des prix observés sur les bourses de l'électricité en Europe, sur les prix issus de la presse spécialisée pour les prix britanniques. Les évolutions commentées sont observables dans la section *Evolution des prix de l'électricité* des indicateurs électricité publiés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

A) Prix *day-ahead*

Les prix *day-ahead* cotés sur EPEX SPOT ont affiché une moyenne de 41 €/MWh en base et 52 €/MWh en pointe au second trimestre 2012 pour la France, soit des réductions respectives de 26% et 29% par rapport au trimestre précédent. Les prix en base et en pointe en 2011 à la même période étaient supérieurs de près de 16%.

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

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

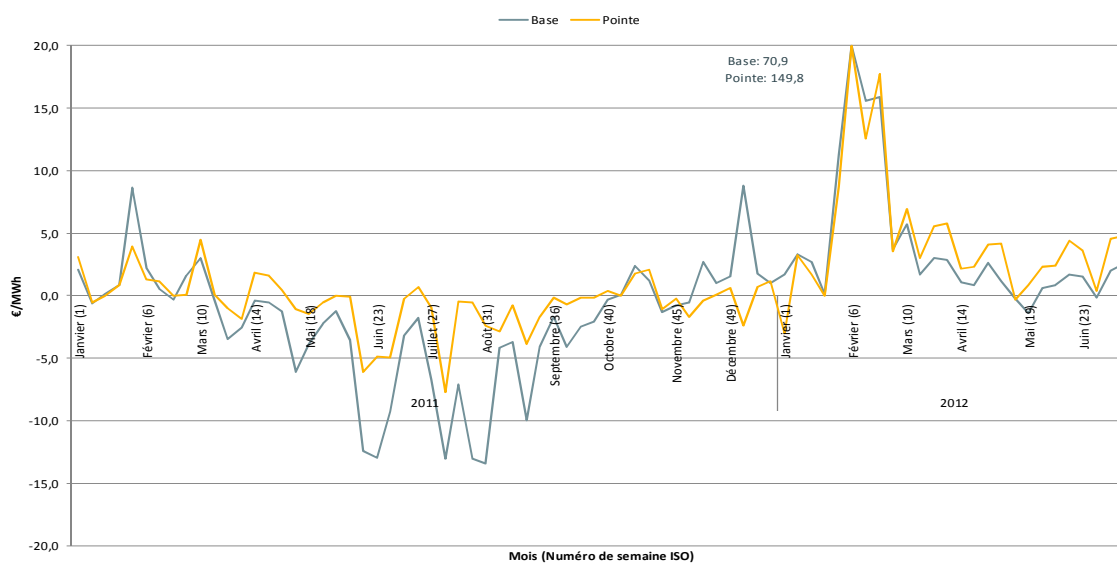


Source : EPEX SPOT – Analyse : CRE

Sur le marché allemand, les prix spot base et pointe ont diminué respectivement de 10% et 13% par rapport au premier trimestre 2012 à 40 €/MWh et 49 €/MWh. Ils sont inférieurs à ceux de 2011 de 25% en base et de 22% en pointe.

Le différentiel de prix France-Allemagne est resté positif en moyenne trimestrielle, et diminue nettement en passant de 10,7 €/MWh à 1,0 €/MWh en base, et de 16,6 €/MWh à 2,8 €/MWh en pointe, les prix français base et pointe étant supérieurs aux prix allemands pour presque toute la période. Cette forte réduction du différentiel de prix se produit en raison des pics de prix survenus sur le marché français au cours du premier trimestre 2012, qui avaient fortement impacté le prix moyen français à la hausse.

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

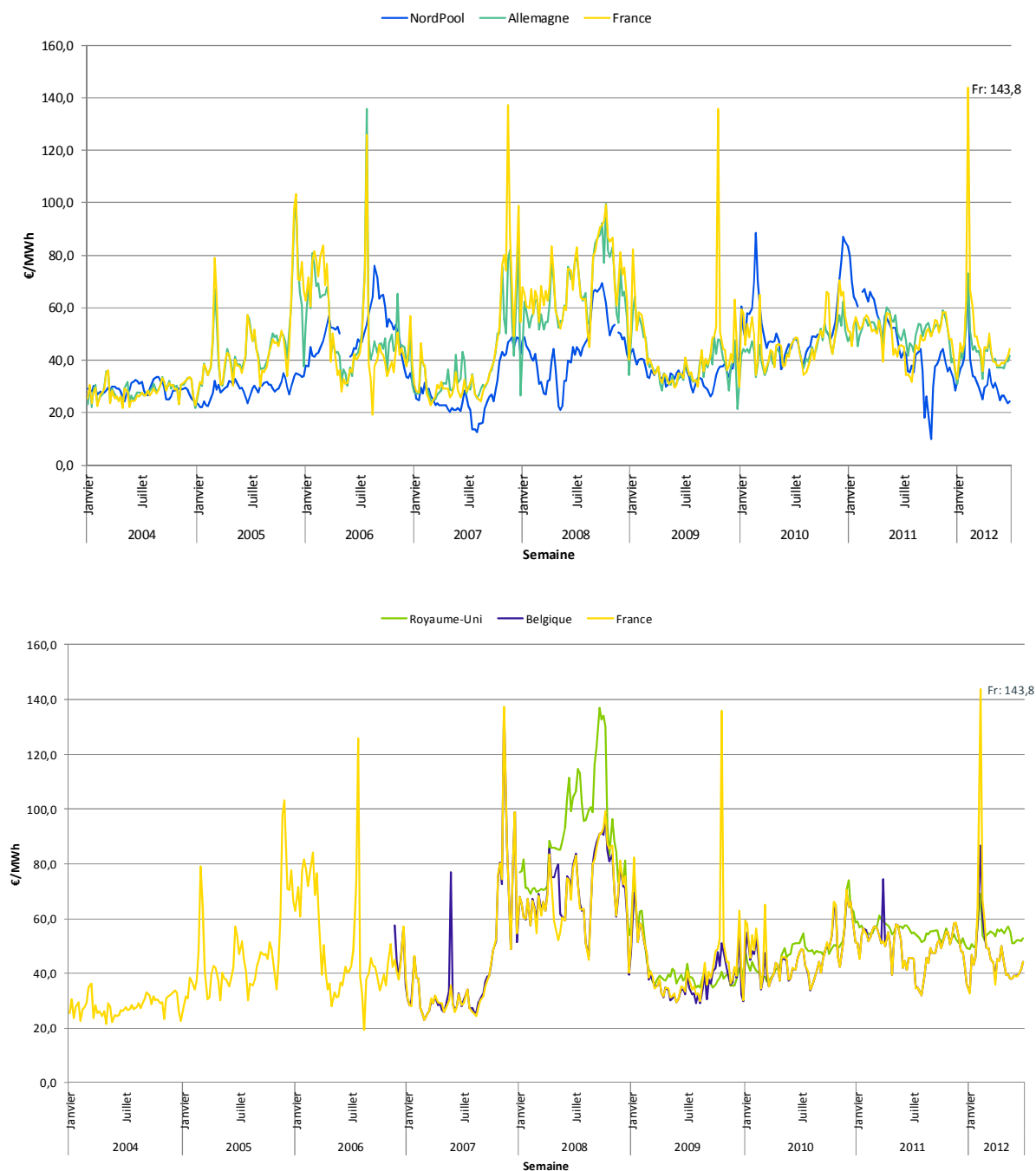


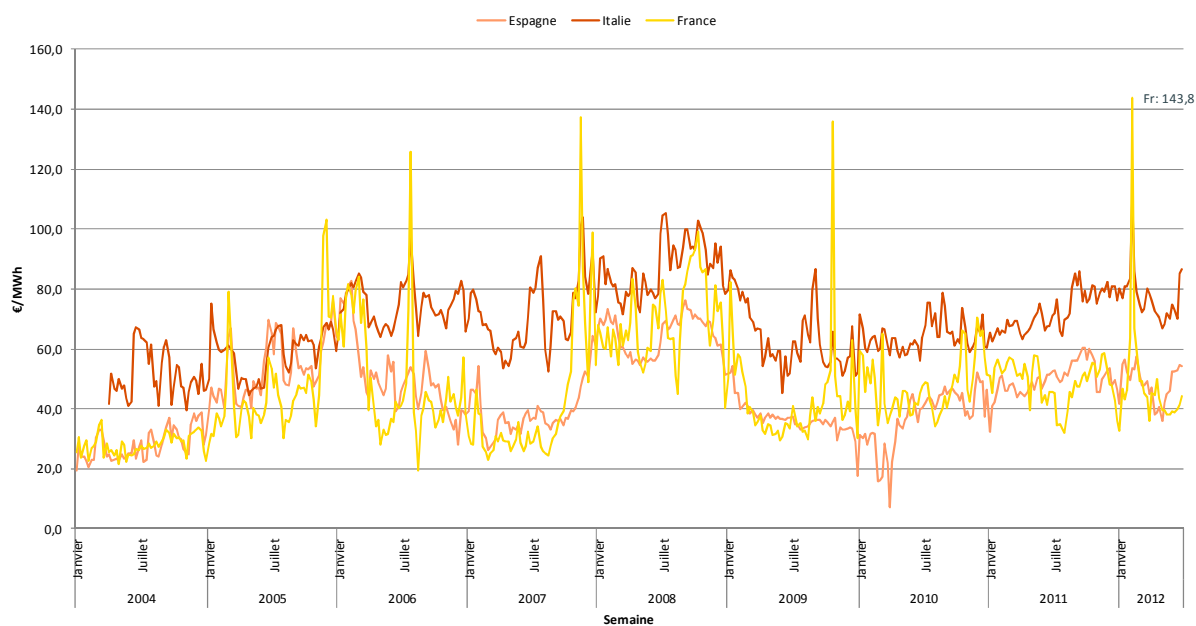
Sources : EPEX SPOT – Analyse : CRE

A l'image des prix français, les prix base et pointe belges sont également en baisse par rapport au premier trimestre 2012, de 18% et 14% respectivement. Les prix base italiens et espagnols se réduisent de 10% environ, les indices moyen sur Nordpool et en Suisse diminuant respectivement de 26% et 34%, tandis que les prix britanniques sont restés stables.

Les prix allemand, belge et suisse sont en ligne avec les prix français en base, tandis que ceux en Espagne et au Royaume-Uni sont supérieurs en moyenne de 4,7 €/MWh et 12,5 €/MWh respectivement. Les prix Nordpool sont nettement plus bas que les prix français, à 28,4 €/MWh en moyenne sur le trimestre. Les prix italiens ont été les plus élevés des prix européens, à 73,7 €/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 poursuivent leur baisse en T2 2012 par rapport à T1 2012, en France et en Allemagne.

Les prix du *future* annuel (Y+1) en base ont baissé de 3% en France et 5% en Allemagne, à respectivement 50,4 €/MWh et 49,4 €/MWh en moyenne.

Les baisses respectives des prix Y+1 étaient de 1% et 5% sur les produits pointe français et allemands, dont les cours moyens s'établissent à 64,0 €/MWh et 61,0 €/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 au second trimestre 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.

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.

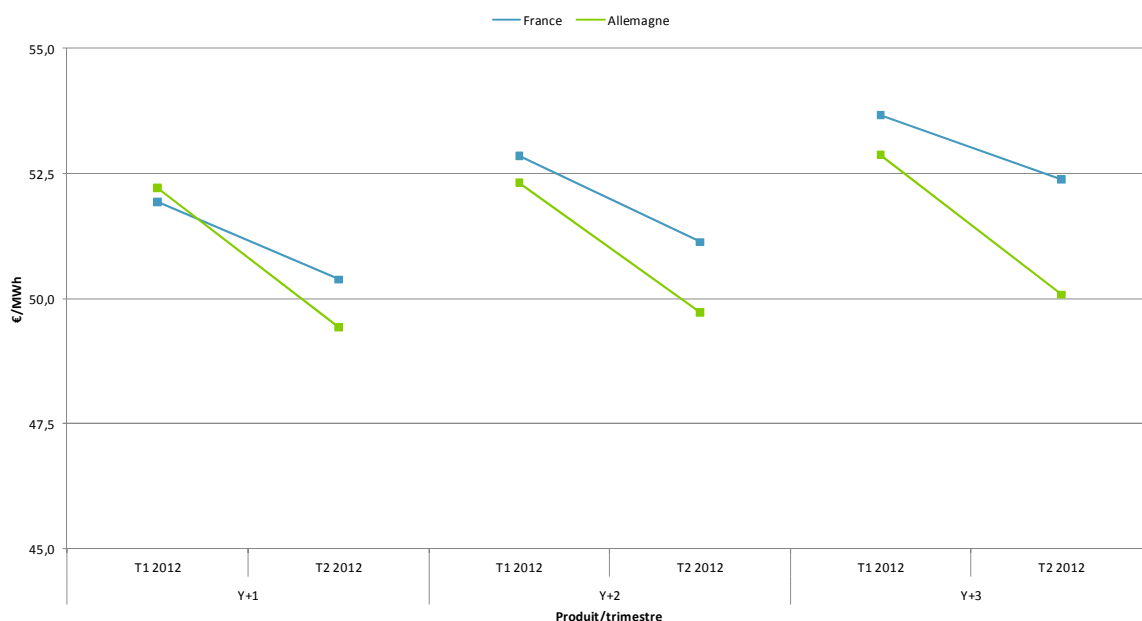
Différentiels de prix futures Y+1 entre la France et l'Allemagne - différentiels de prix journaliers -



Sources : EPD France / Allemagne

Les prix Y+2 base baissent de 3,3% pour la France et de 4,9% pour l'Allemagne. Les prix Y+3 base baissent de 2,4% en France et de 5,3% 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 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 : il passe de 0,8 €/MWh à 2,3 €/MWh.

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



Sources : EPD France / Allemagne

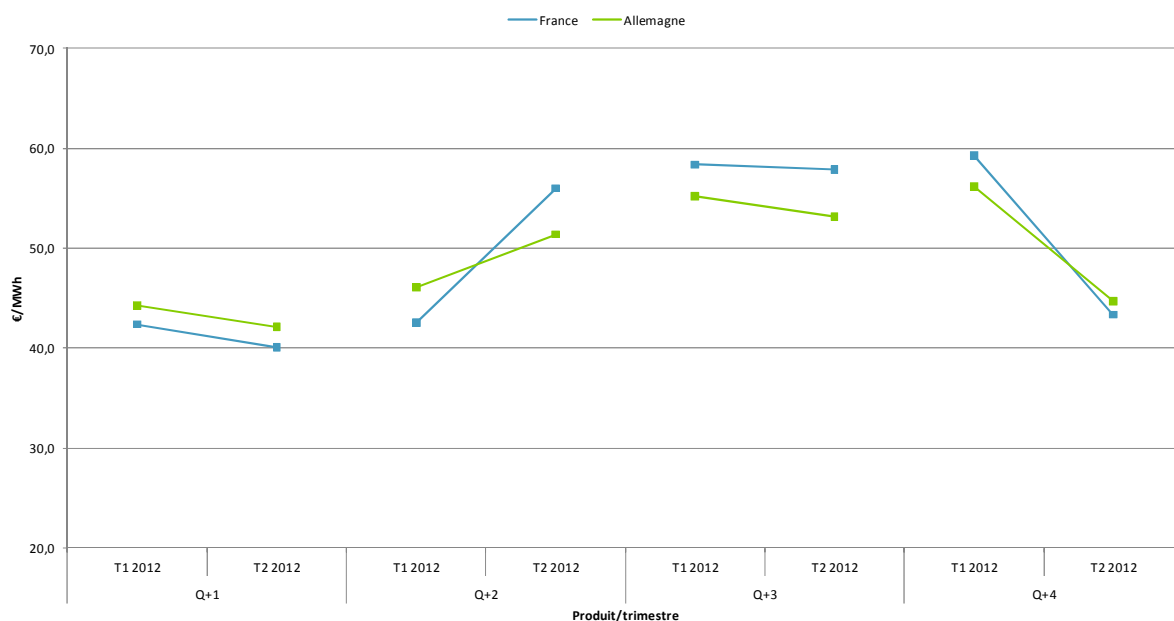
Produits trimestriels :

Au second trimestre 2012, les prix des produits Q+1 français et allemands sont en baisse de 5,5% et de 4,8% respectivement, les prix français restant moins chers que les prix allemands. A l'inverse les prix des produits Q+2 français et allemands sont en hausse (de 32% et 12% respectivement) et les prix français redeviennent plus chers que les prix allemands pour la livraison en hiver. Cette variation est le reflet de la thermo-sensibilité de la consommation française.

Les prix des produits Q+3 français et allemands baissent de 0,8% et de 3,7% respectivement, gardant le même sens du spread (prix français plus chers).

Pour Q+4, les prix français et allemands baissent de 27% et 20% respectivement, et le sens du spread s'inverse (prix allemands plus chers) pour la livraison au printemps. Cette variation est également le reflet de la thermo-sensibilité de la consommation française.

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

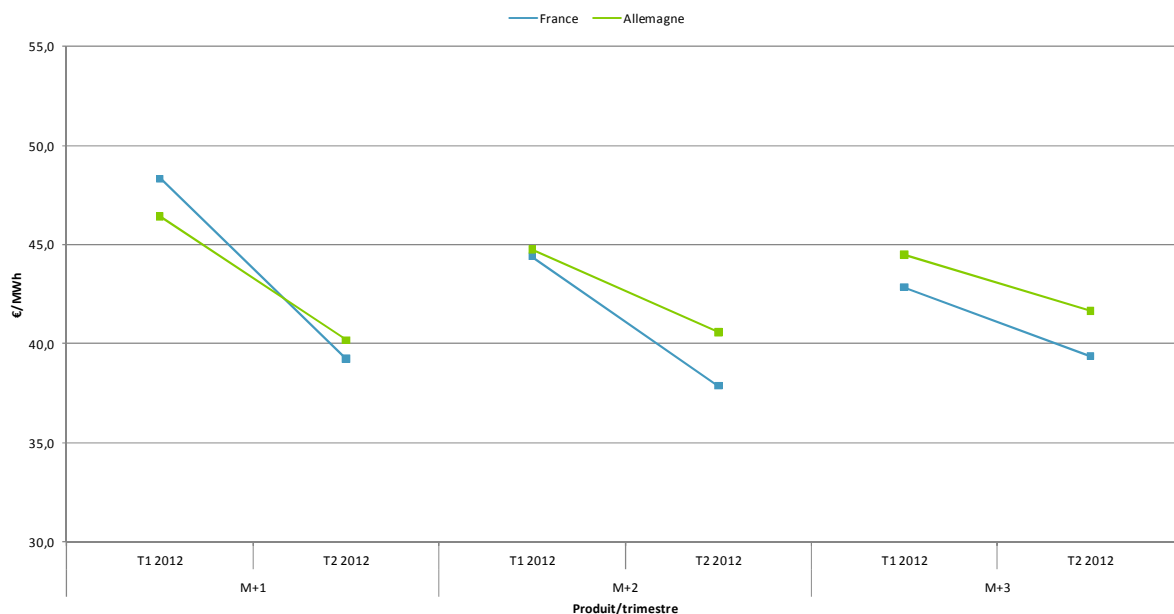


Sources : EPD France / Allemagne

Produits mensuels :

Au second trimestre 2012, les prix moyens des produits mensuels M+1, M+2 et M+3 sont en baisse : les prix M+1 français et allemands diminuent respectivement de 19% et 13%, les prix M+2 de 15% et 9%, et les prix M+3 de 8% et 6%. Le *spread* change de sens en M+1, les prix français devenant moins chers que les prix allemands. Ceci est le reflet de la sortie 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

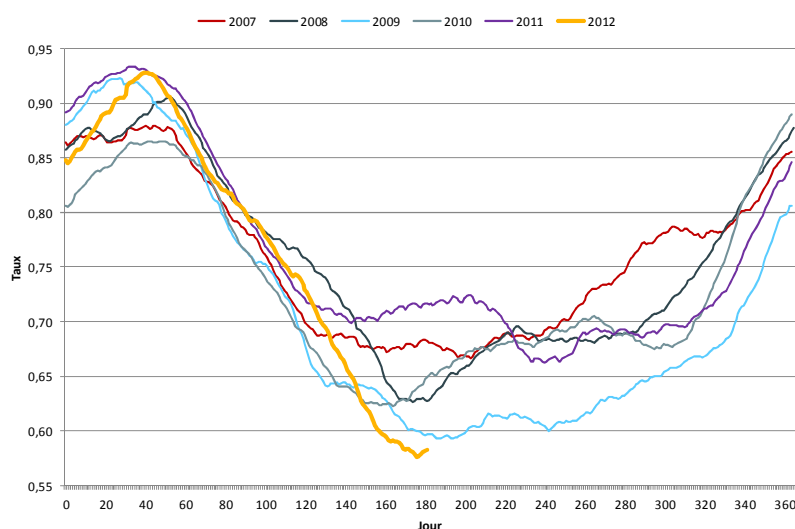
En moyenne trimestrielle, les prix à terme pour livraison en 2013 de l'électricité étaient orientés à la baisse entre T1 2012 et T2 2012 (cf. partie précédente) dans le sillage de la baisse des cours de combustible associés.

Les prix à terme de l'électricité pour livraison en 2013 ont ainsi poursuivi la tendance observée le trimestre précédent (-2,9% par rapport à T1 2012). Le cours du baril de pétrole brut (Brent) exprimé en euros a diminué de 4,9% (6,7% de baisse pour le prix exprimé en dollars) au cours du second trimestre. Sur la même période, les prix du gaz, du charbon et du CO₂ étaient également à la baisse respectivement de 1,6%, 7,2% et 10,6%.

La comparaison cette fois avec les prix constatés l'an passé à la même période laisse apparaître également une baisse des prix de l'électricité et des combustibles à l'exception du prix du gaz. Le prix moyen de l'électricité constaté au second trimestre a diminué de 15,4% contre 9,8% pour le charbon. La baisse de prix est encore plus importante pour le CO₂ atteignant un recul de 57,1%. Quant au prix du gaz, il a augmenté au second 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 2^{ème} trimestre 2012 relativement au taux enregistré au 2^{ème} trimestre 2011 (67,6% contre 72,5%, soit une diminution de 6,7%) ainsi que par rapport au trimestre précédent (-22,7%), suivant la saisonnalité observée depuis plusieurs années. La diminution par rapport au 2^{ème} trimestre 2011 est la conséquence directe d'une baisse du taux de disponibilité du parc nucléaire qui passe ainsi de 74,5% en 2011 à 65,8% en 2012 au second trimestre. Le second trimestre 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.

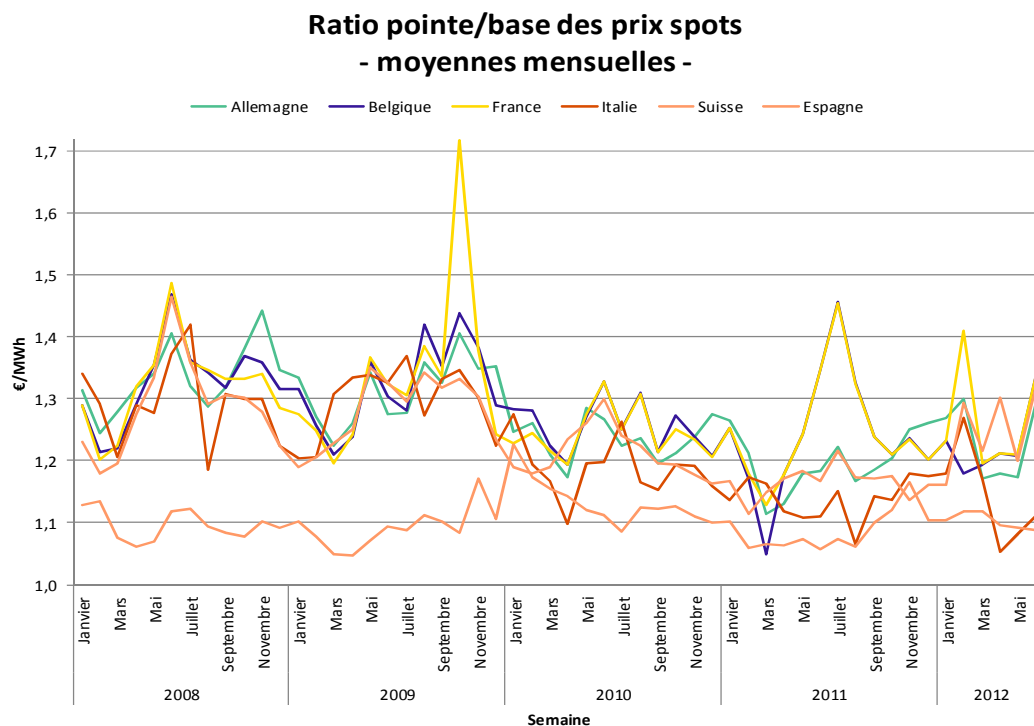
**Taux de production du parc nucléaire :
- moyenne mobile sur 30 jours -**



Source : RTE – Analyse : CRE

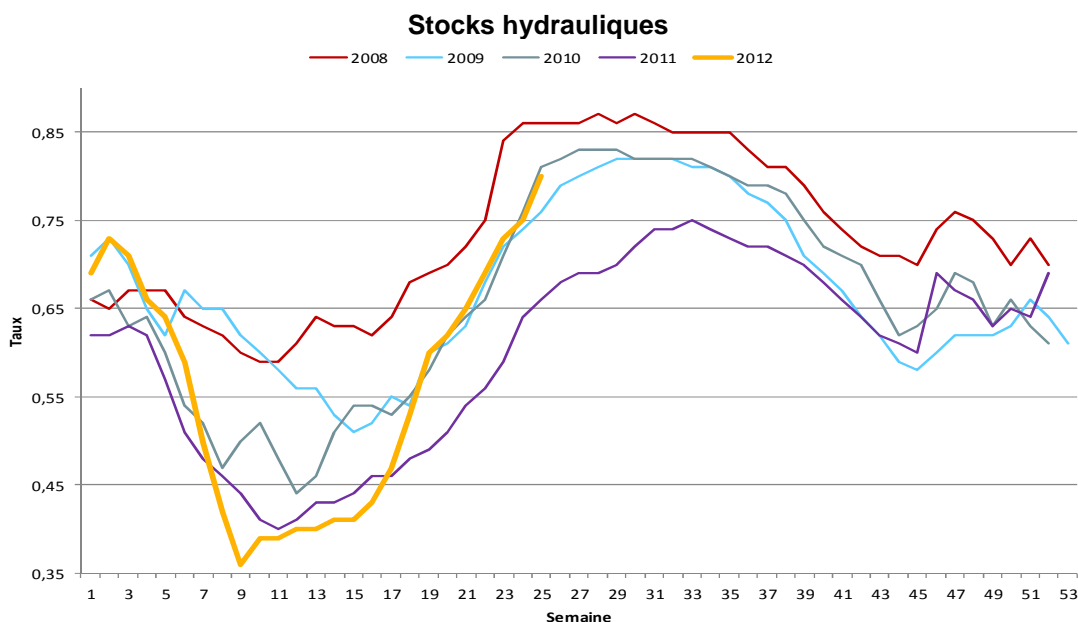
Le ratio Pointe/Base est en baisse légère au second trimestre 2012 (-1,9% en T2 2012 par rapport au T1 2012), ce qui traduit une très légère diminution de la divergence observée entre prix base et pointe en T1 2012. Cet écart s'explique par une diminution du prix spot pointe plus rapide que la diminution du prix spot base sur la période considérée (-29,2% pour la pointe, -25,8% pour la base par rapport au T1 2012). Cette observation semble être plus spécifique à la France qu'aux autres pays interconnectés où les prix spot pointe et base ont évolué dans des proportions relativement similaires.

Ratio Pointe/Base – prix spots moyens



Source : EPEX SPOT, IPEX, Belpex, Omel

Le niveau des stocks hydrauliques a augmenté atteignant fin juin 80% contre 41% début avril et est largement supérieur au niveau enregistré fin juin de l'année précédente (66%, soit une augmentation de 21,2%). En effet, partant d'un niveau historiquement bas début avril, les stocks hydrauliques ont fortement augmenté en T2 2012.

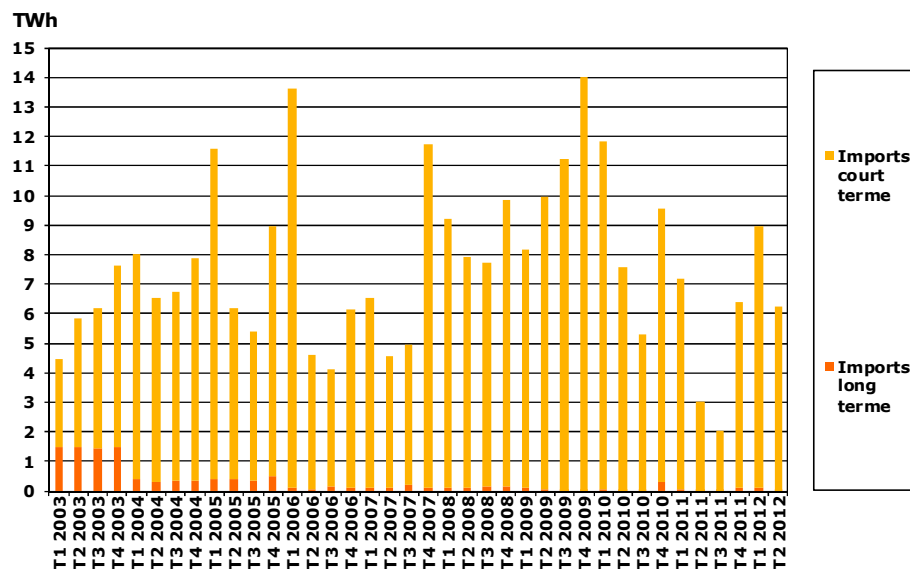


Source : RTE – Analyse : CRE

5. Volumes d'imports/exports

Les importations ont diminué de 30% en T2 2012 par rapport au T1 2012 tandis qu'elles ont augmenté de 109% par rapport au même trimestre l'année dernière.

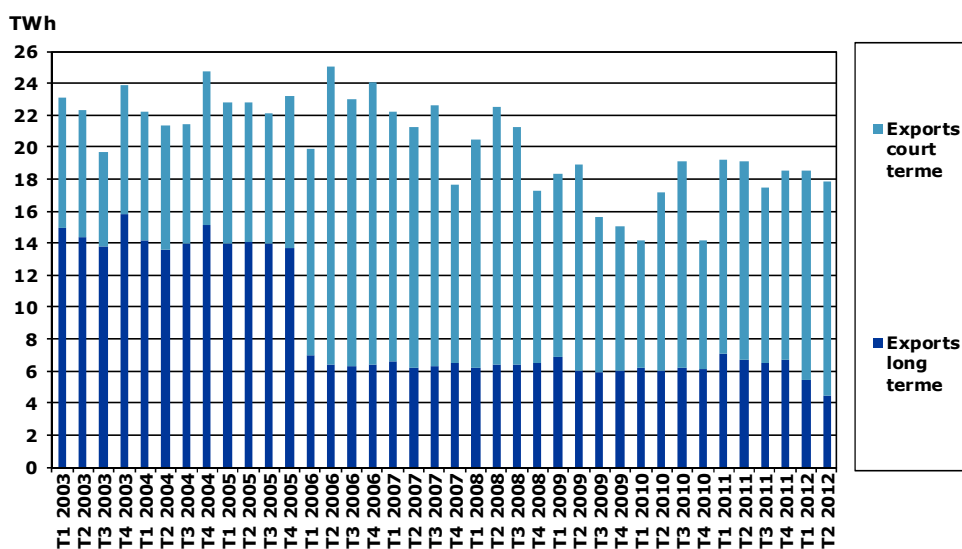
Somme des importations par trimestre



Source : RTE – Analyse : CRE

Les exportations ont reculé de 4% en volume en T2 2012 par rapport au T1 2012. D'une année sur l'autre, les volumes exportés au second trimestre 2012 affichent un niveau inférieur passant de 19,2 TWh en T2 2011 à 17,8 TWh en T2 2012, soit une diminution de 7%. Le solde net exportateur se situe à 11,5 TWh, en hausse de 20% par rapport au T1 2012 (solde net exportateur de 9,6 TWh) et en baisse de 29% par rapport au T2 2011 (solde net exportateur 16,2 TWh).

Somme des exportations par trimestre



Source : RTE – Analyse : CRE

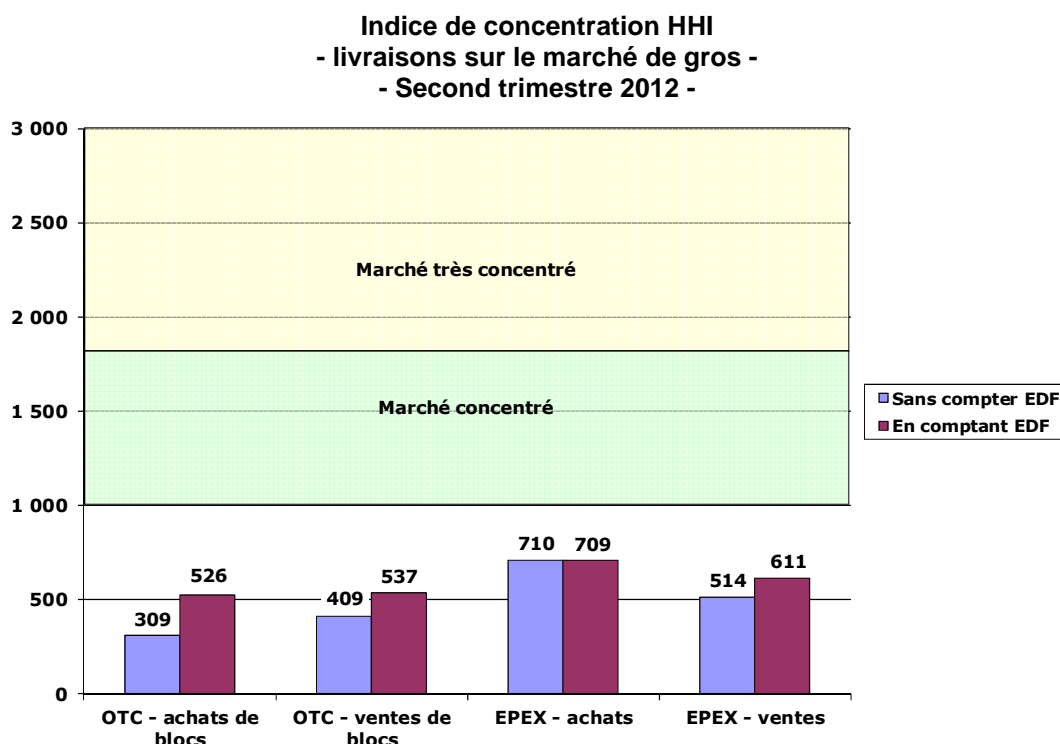
6. Concentration du marché français de l'électricité

Au cours du 2^{er} trimestre 2012, sur les 178 responsables d'équilibre présents sur le marché, seuls 17 étaient actifs dans le domaine de la production d'électricité en France. 30 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 28 effectuaient des ventes à des consommateurs. 75 responsables d'équilibre étaient par ailleurs actifs à l'import ou à l'export, et 95 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 2^{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

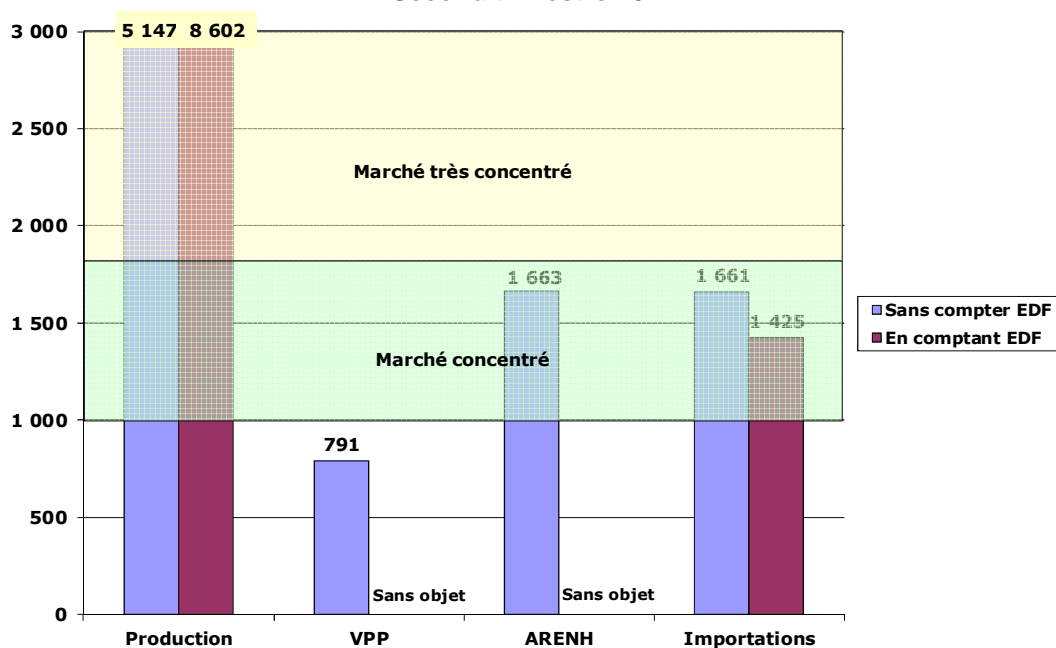
B) Concentration des différents segments en amont et en aval du marché de gros français

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.

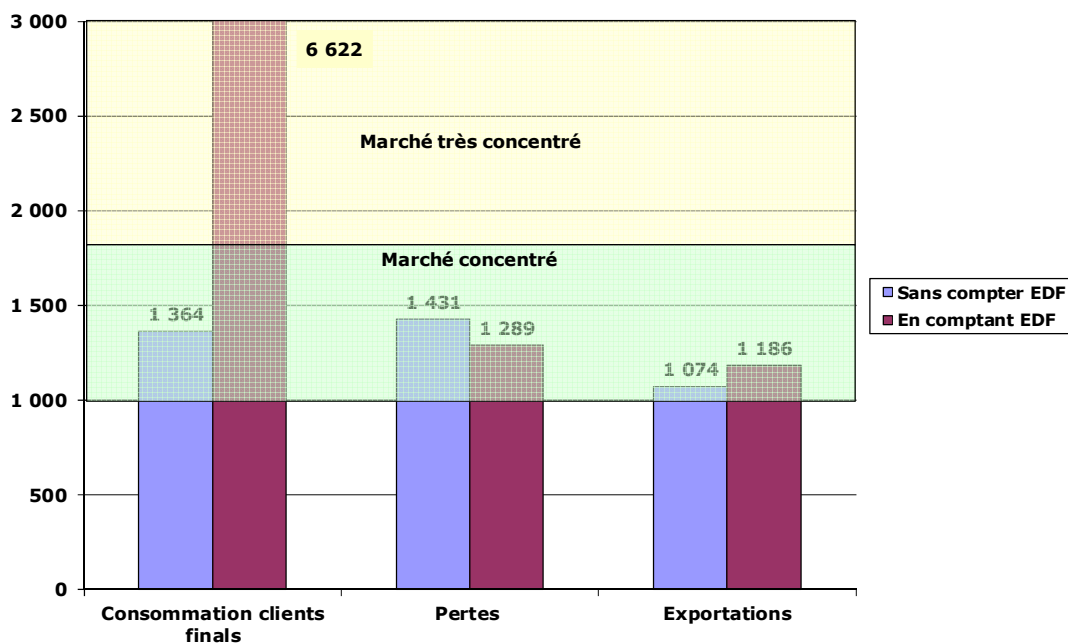
Indice de concentration HHI – injections - Second trimestre 2012 -



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 fourchette basse de la zone de moyenne concentration, que le groupe EDF soit pris en compte ou non.

Indice de concentration HHI – soutirages - Second 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 :

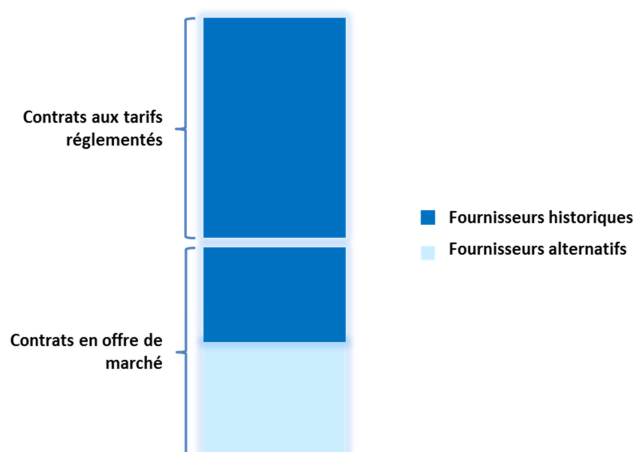
- à partir d'août 2000, éligibilité de tous les sites ayant une consommation annuelle de gaz supérieure à 237 GWh et de tous les producteurs d'électricité ou producteurs simultanés d'électricité et de chaleur quel que soit leur niveau de consommation annuelle,
- à partir d'août 2003, éligibilité de tous 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 juin 2012, 11,3 millions de sites et une consommation annuelle d'environ 509 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 -



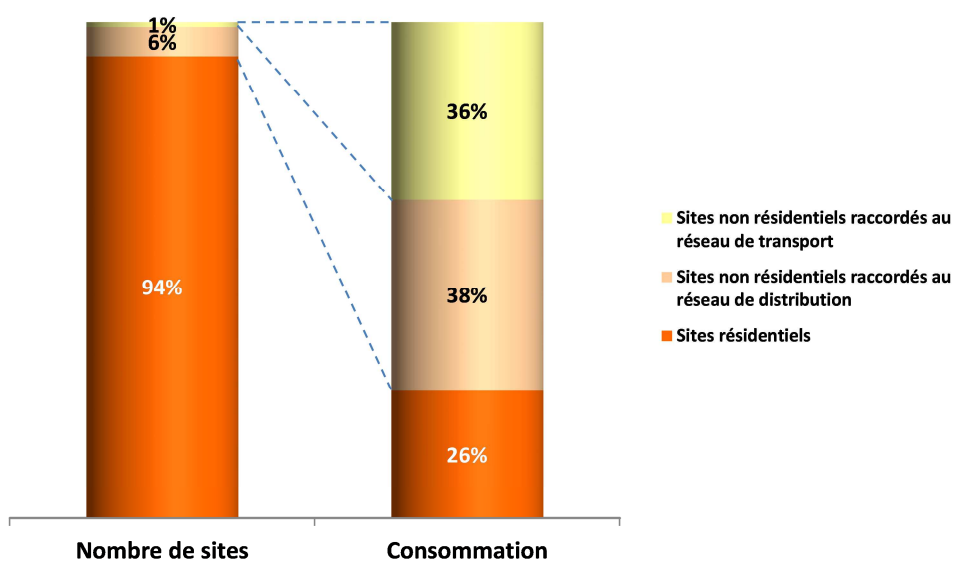
Les principales sources d'information de l'observatoire sont les gestionnaires de réseaux de transport (GRTgaz et TIGF), les 4 principaux gestionnaires de réseaux de distribution (GrDF, Régaz, Réseau GDS et Gaz Électricité de Grenoble) et les principaux fournisseurs historiques (GDF Suez, Tégaz, Énerest 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 506 TWh de consommation annualisée.

2. Les segments de clientèle et leur poids respectif

Typologie des sites



Sources : GRT, GRD – Analyse : CRE

Le marché se divise en trois segments :

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

3. Etat des lieux au 30 juin 2012

A) Tableaux de synthèse du trimestre écoulé

Synthèse en nombre de sites

Situation (en nombre de sites)	Résidentiels		Non résidentiels	
	Au 30 juin 2012	Au 31 mars 2012	Au 30 juin 2012	Au 31 mars 2012
Nombre total de sites	10 604 000	10 648 000	672 000	676 000
- Sites en offre de marché, dont :	1 553 000	1 507 000	295 000	293 000
• fournisseurs historiques	485 000	483 000	152 000	152 000
• fournisseurs alternatifs	1 068 000	1 024 000	143 000	141 000
- Sites au tarif réglementé	9 051 000	9 141 000	377 000	383 000
Parts de marché des fournisseurs alternatifs	10,1 %	9,6 %	21,3 %	20,9 %

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

Synthèse en consommation annualisée

Situation (en consommation annualisée)	Résidentiels		Non résidentiels	
	Au 30 juin 2012	Au 31 mars 2012	Au 30 juin 2012	Au 31 mars 2012
Consommation totale de sites	130,2 TWh	134,1 TWh	375,5 TWh	377,5 TWh
- Consommation fournie en offre de marché, dont :	19,4 TWh	19,1 TWh	284,7 TWh	282,3 TWh
• fournisseurs historiques	6,8 TWh	7 TWh	144,1 TWh	143,8 TWh
• fournisseurs alternatifs	12,6 TWh	12,1 TWh	140,6 TWh	138,5 TWh
- Consommation fournie au tarif réglementé	110,8 TWh	115 TWh	90,8 TWh	95,2 TWh
Parts de marché des fournisseurs alternatifs	9,7 %	9 %	37,4 %	35,8 %

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

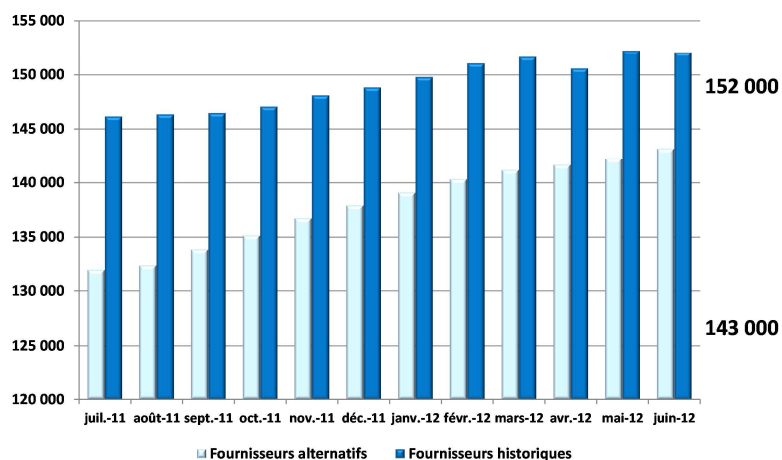
Note technique : Les données en nombre de sites et consommation annualisée sont arrondies, en revanche les parts de marché des fournisseurs alternatifs sont calculées à partir des données réelles.

Sur le segment non résidentiel, la part de marché des fournisseurs alternatifs progresse en nombre de sites et en volume alors que parallèlement le nombre de sites et les volumes totaux sur ce segment diminuent respectivement de 4 000 sites (soit - 0,5%) et de 2 TWh (soit - 0,5%).

B) Evolution du nombre de sites en offre de marché

Nombre de sites en offre de marché

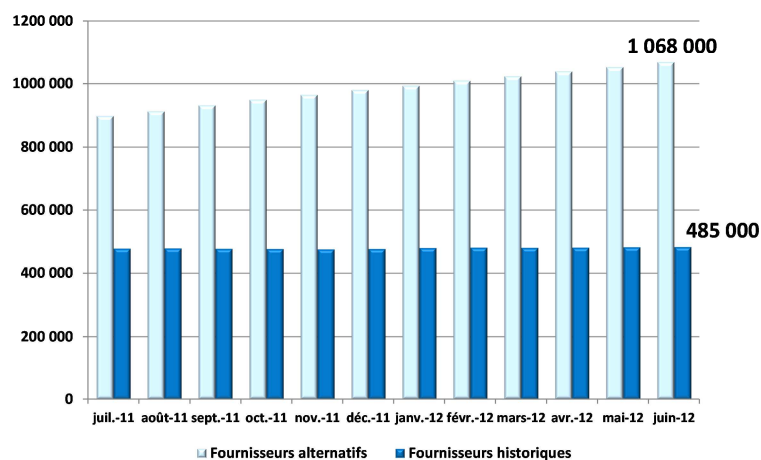
- Sites non résidentiels -



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

Nombre de sites en offre de marché

- Sites résidentiels -

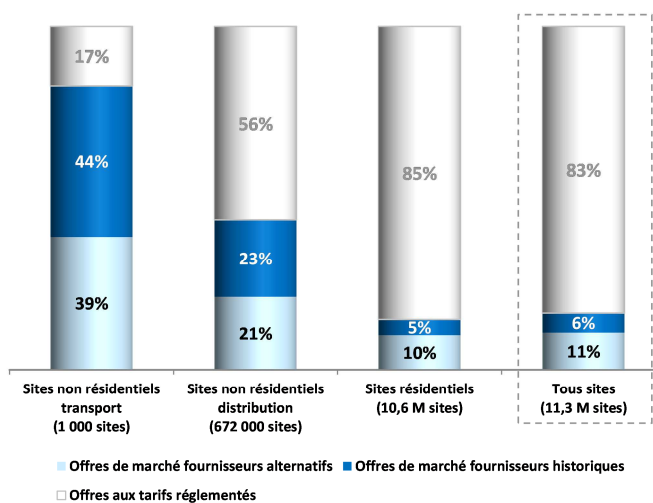


Sources : GRT, GRD, Fournisseurs historiques – Analyse : CRE

Au 30 juin 2012, 1 848 000 sites ont choisi une offre de marché, dont 1 211 000 auprès d'un fournisseur alternatif.

C) Parts de marché en nombre de sites au 30 juin 2012

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

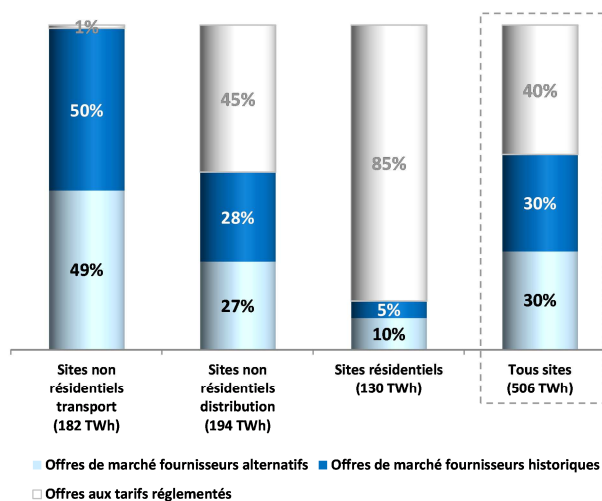


Sources : GRT, GRD, Fournisseurs historiques – Analyse : CRE

Au 30 juin 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 juin 2012

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



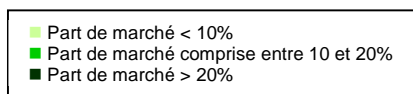
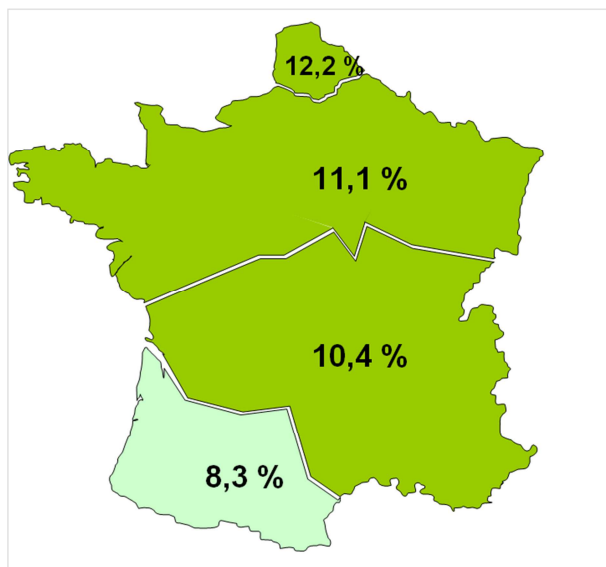
Sources : GRT, GRD, Fournisseurs historiques – Analyse : CRE

Au 30 juin 2012, environ 60% de la consommation est fournie par des offres de marché, dont 30% auprès d'un fournisseur alternatif.

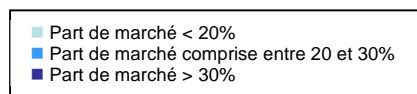
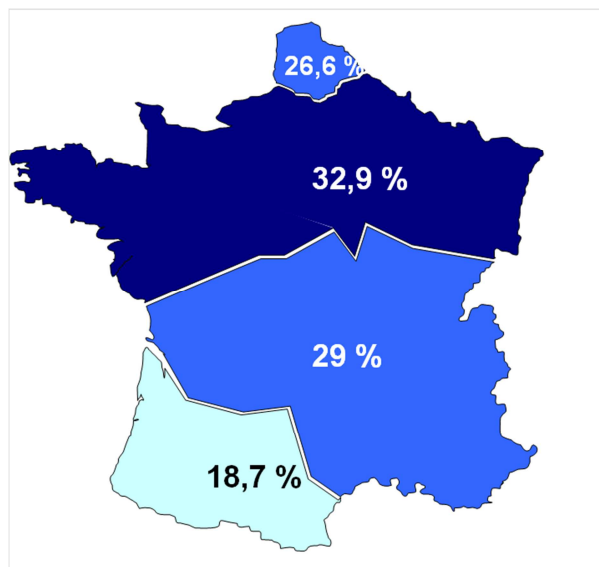
E) Analyse par zone géographique

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

– en nombre de sites –



– en consommation annualisée –



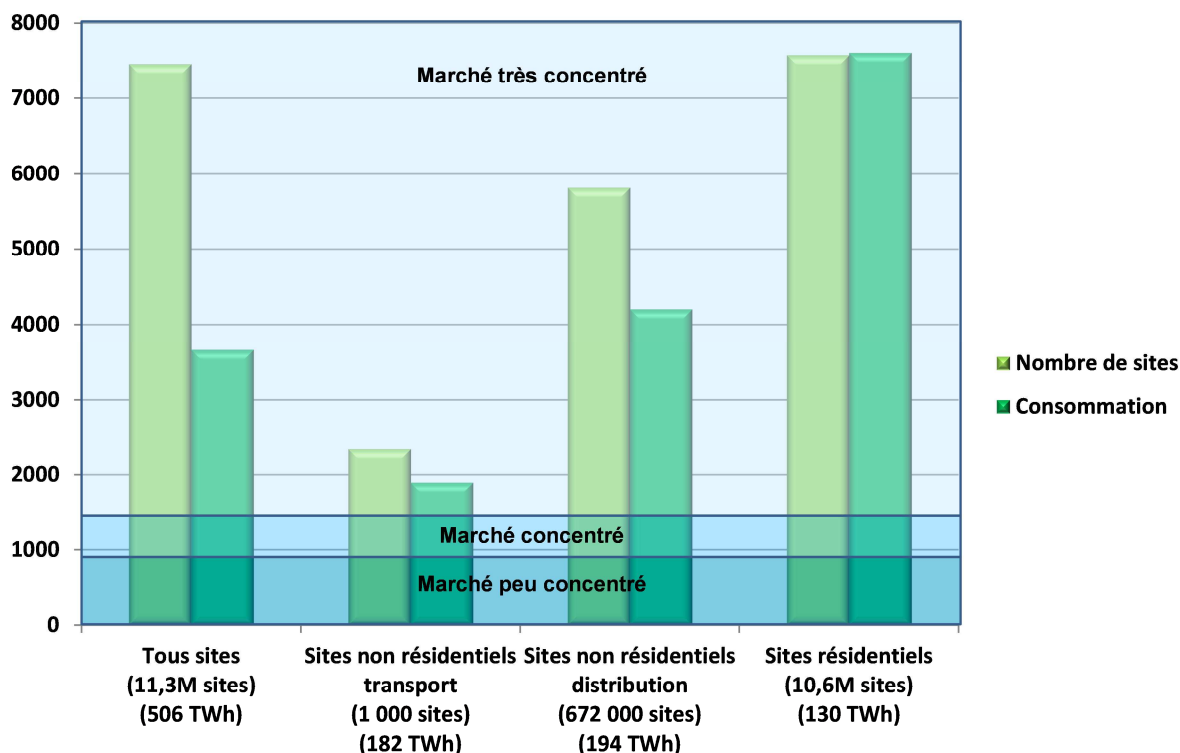
Sources : GRT, GRD – Analyse : CRE

Exemple de lecture : Au 30 juin 2012, dans la zone Nord-gaz B, 12,2% des sites et 26,6% 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 au 30 juin 2012

Liste des fournisseurs nationaux déclarés auprès de la CRE²³
et actifs²⁴ au 30 juin 2012

Fournisseur, Marque(s) commerciale(s)		Sites non résidentiels transport	Sites non résidentiels distribution	Sites résidentiels
Fournisseurs alternatifs ²⁵ de gaz naturel				
Altergaz		●	●	●
Antargaz			●	●
Direct Énergie			●	●
E.ON Energie		●	●	
EDF		●	●	●
Endesa Energia		●	●	
ENI S.p.A succursale France		●	●	
		●	●	
Enovos		●	●	
Gas Natural Fenosa		●	●	
Gaz de Paris			●	
Gazprom Marketing & Trading Ltd		●	●	
Iberdrola		●	●	
Lampiris			●	●
Poweo		●	●	●
VNG – Verbundnetz Gas AG		●	●	

²³ Nom et marque(s) commerciale(s) des fournisseurs actualisés au 31 mars 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			●	●
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 juin 2012, environ 30 fournisseurs non nationaux sont actifs sur le territoire : 22 fournisseurs historiques (entreprises locales de distribution²⁹) et 8 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 : Deuxième 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.

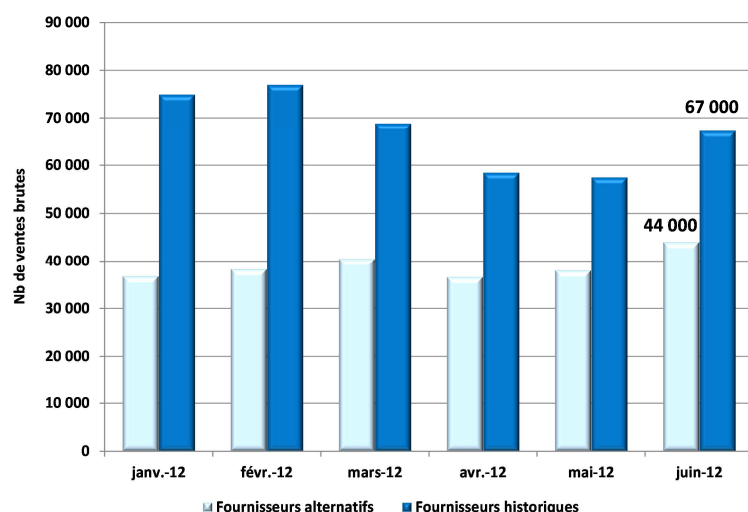
	Résidentiels		Non résidentiels	
AU COURS DU TRIMESTRE (en nombre de sites)	T2 2012	T1 2012	T2 2012	T1 2012
Ventes brutes totales	282 000	311 000	20 000	25 000
fournisseurs historiques	171 000	205 000	12 000	16 000
fournisseurs alternatifs	111 000	106 000	8 000	9 000
Parts de marché des fournisseurs alternatifs sur les ventes brutes du segment	39,4 %	34,1 %	40 %	36 %

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.

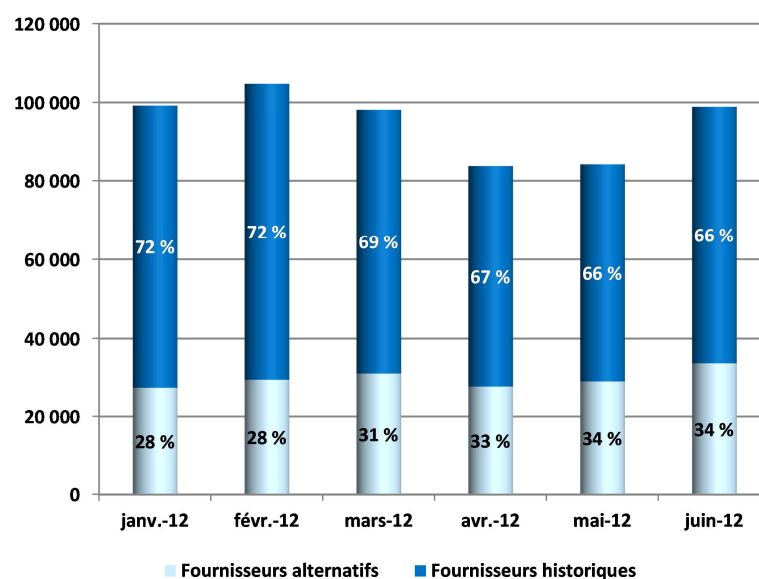
B) Ventes brutes des trimestres écoulés

Ventes brutes totales mensuelles



Sources : GRT, GRD – Analyse : CRE

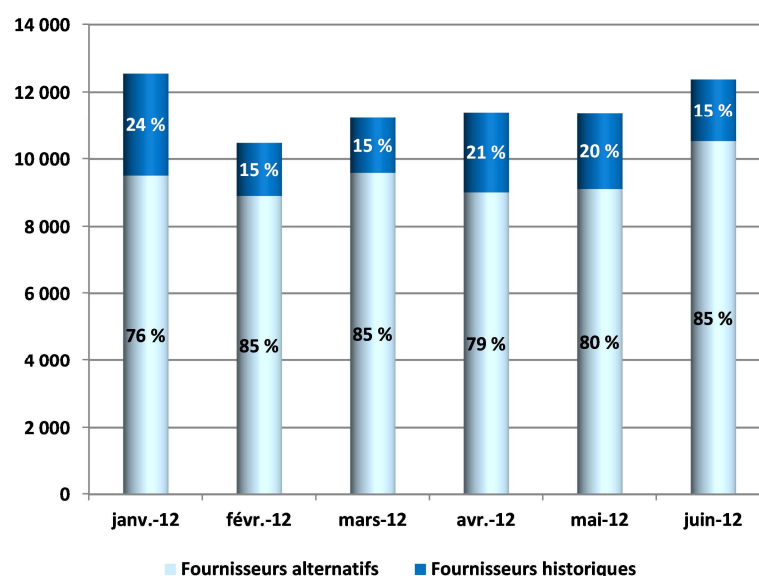
Evolution du nombre de mises en service par mois



Sources: GRT, GRD – Analyse: CRE

Exemple de lecture : Au cours du deuxième trimestre 2012, les fournisseurs alternatifs ont réalisé 34% des 267 000 mises en service effectuées.

Evolution du nombre de changements de fournisseur par mois



Sources: GRT, GRD – Analyse: CRE

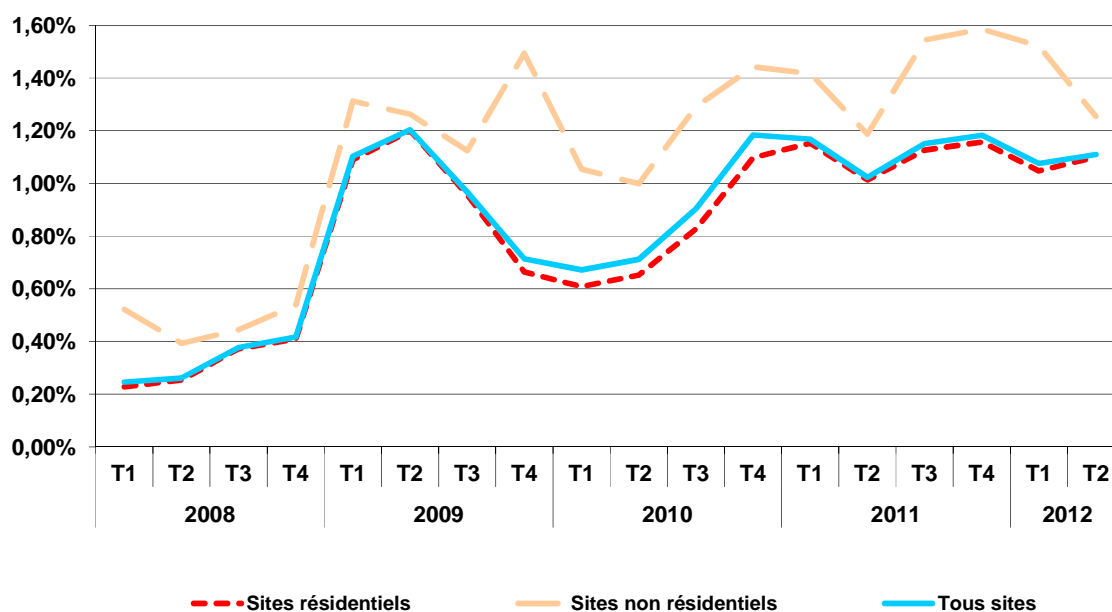
C) Taux de changement de fournisseurs (taux de *switch*)

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

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

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

Évolution du taux de *switch* par segment de clientèle entre le 1^{er} trimestre 2008 et le 2^{ème} trimestre 2012



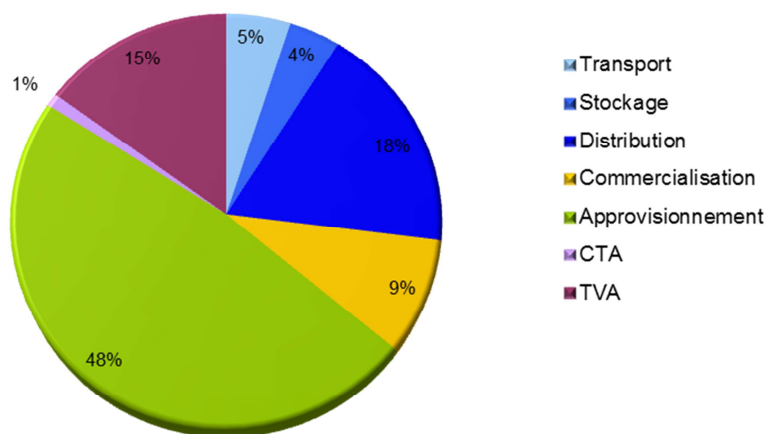
Exemple de lecture : au cours du deuxième trimestre 2012, 1,1% des clients résidentiels ont soit :

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

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

A) Postes de coûts couverts par la facture au tarif réglementé de vente de GDF Suez au 30 juin 2012

Client moyen en distribution publique



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

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

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

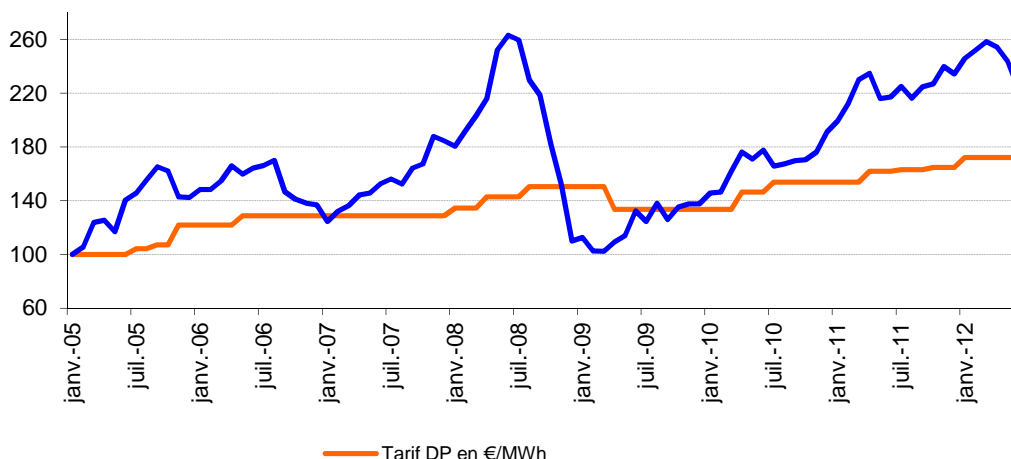
CTA : Contribution Tarifaire d'Acheminement. Elle permet de financer les droits spécifiques relatifs à l'assurance vieillesse des personnels relevant du régime des industries électriques et gazières

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

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

On constate qu'entre janvier 2005 et juin 2012, le gaz naturel a augmenté de 72% alors que le fioul a augmenté de 124 %.

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



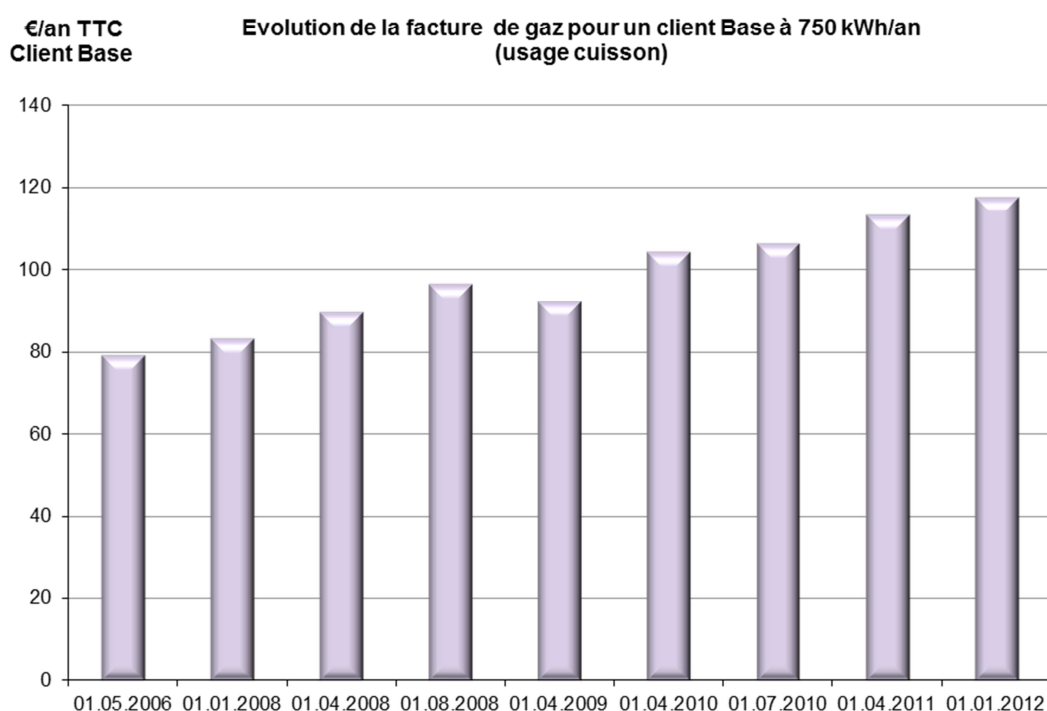
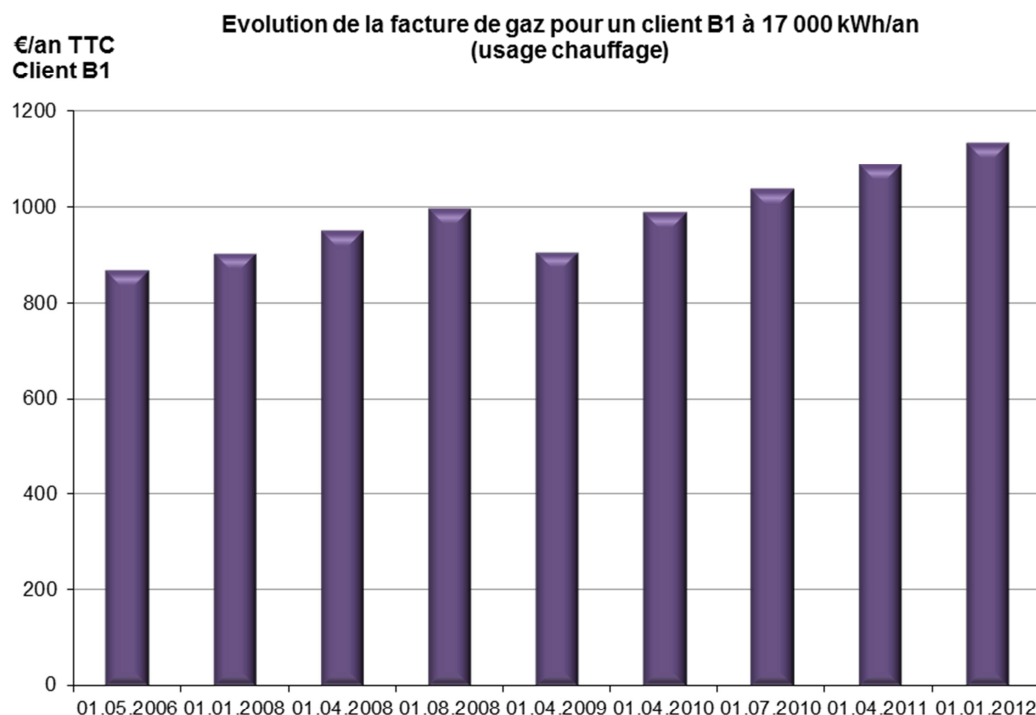
Date	Tarifs en distribution publique
juil-05	+ 4,1%
sept-05	+ 2,8%
nov-05	+ 13,7%
mai-06	+ 5,8%
janv-08	+ 4,3%
avr-08	+ 6,3%
août-08	+ 5,3%
avr-09	- 11,3%
avr-10	+ 9,7%
juil-10	+ 5,1%
avr-11	+ 5,2%
juil-11	+ 0,7%*
oct-11	+ 1,1%*
janv-12	+4,4%

* 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.

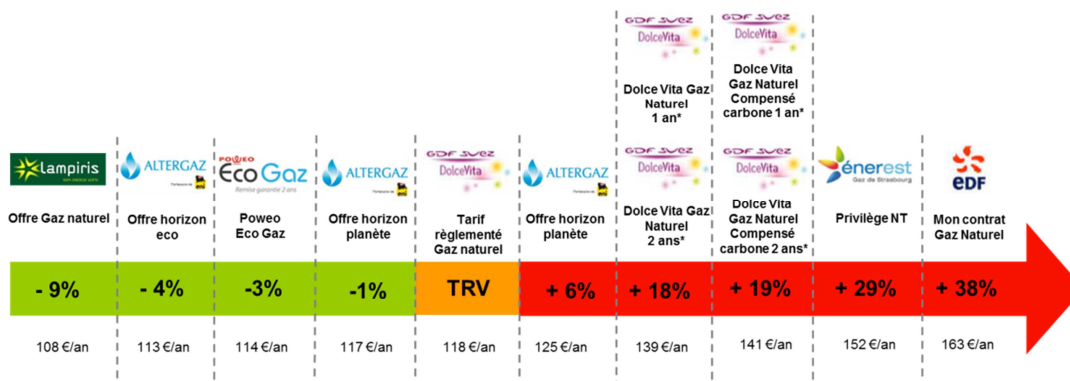


D) Comparaison des offres au 30 juin 2012

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)



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

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

Facture TTC estimée par an hors « promo »

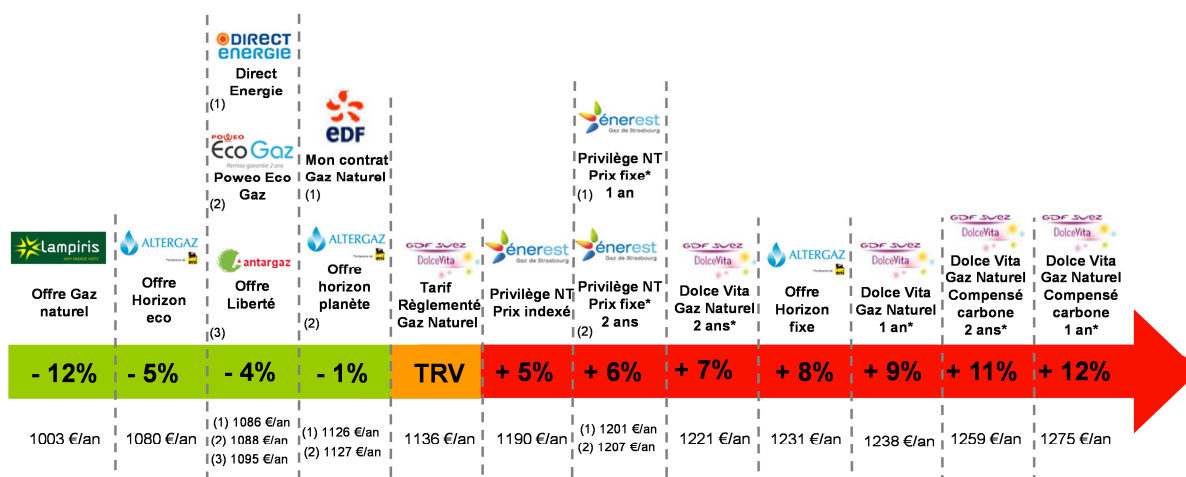
exemple de lecture :

Logo fournisseur	
Nom de l'offre	Tarif réglementé
Différence de prix par rapport aux TRV	TRV
Estimation de facture annuelle	118 €/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 réalisée sur un **client résidentiel type** :

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

Facture TTC estimée par an hors « promo »

exemple de lecture :

Logo fournisseur	
Nom de l'offre	Tarif réglementé
Différence de prix par rapport aux TRV	TRV
Estimation de facture annuelle	1136 €/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

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 147 TWh au cours du deuxième trimestre 2012 contre 166 TWh au précédent, soit une régression de 12%. Celles-ci ont cependant augmenté de 2% par rapport au deuxième trimestre 2011 (143 TWh).

La structure des approvisionnements français a légèrement évolué³⁰ en comparaison avec le trimestre précédent et affiche une dépendance toujours très importante du gaz norvégien (45%). La Russie devient le deuxième fournisseur du marché français avec une part de 20% remplaçant les Pays-Bas (18%). L'Algérie se situe comme quatrième fournisseur avec une part de 10%. Enfin, les importations depuis d'autres pays, dont le Nigeria, le Qatar et l'Égypte (2%), se font sous forme de GNL.

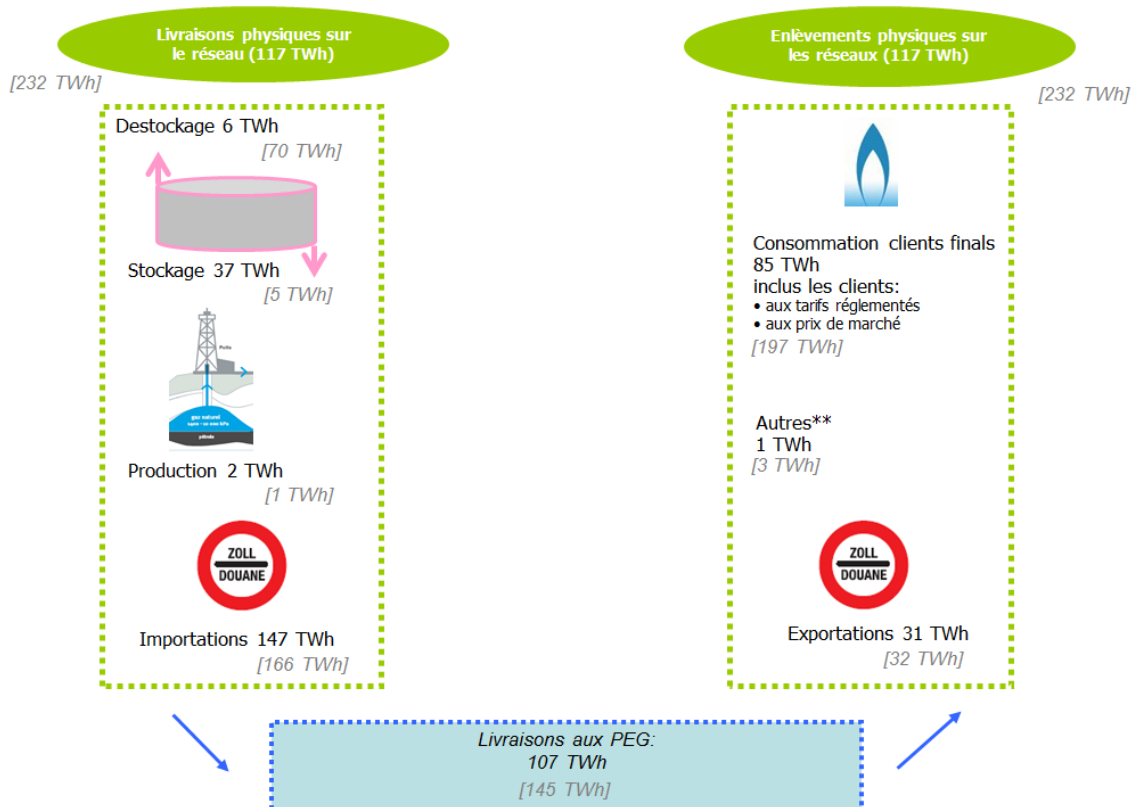
Depuis la chute du prix du gaz en 2009, de nombreux pays importateurs ont demandé à leurs fournisseurs d'introduire une variable marché à leurs clauses d'indexation des contrats long-terme.

³⁰ Données à mai 2012 uniquement

Les renégociations engagées peuvent porter sur de telles clauses ou également sur les volumes contractuels³¹.

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 deuxième trimestre 2012



Sources : GRTgaz, TIGF – Données [T1 2012] et T2 2012

** 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 deuxième trimestre 2012, la consommation de gaz naturel en France a diminué de près de 57% par rapport au trimestre précédent et se situe à 85 TWh. Celle-ci a cependant augmenté de 19% par rapport au deuxième trimestre 2011 (71 TWh).

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

Au cours du deuxième trimestre 2012, les prix *day-ahead* aux PEG Nord et Sud ont affiché une divergence importante. L'écart de prix entre les deux PEG a fortement augmenté depuis avril, dépassant à plusieurs reprises le seuil de 6,0 €/MWh³². Cet écart est apparu dans un contexte de tension sur l'approvisionnement au sud de la France, caractérisé par la saturation de la liaison

³¹ 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 »

³² A partir des indices End-Of-Day de Powernext

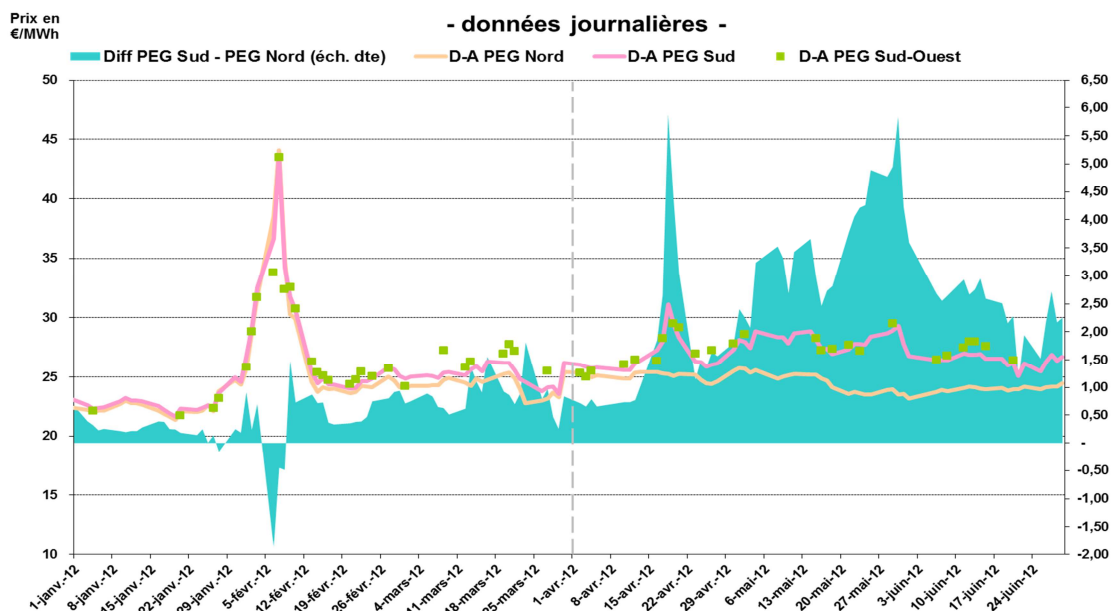
Nord/Sud, une baisse des émissions du double terminal de Fos-sur-Mer et des exportations très élevées vers l'Espagne. La tension au sud de la France s'est accentuée entre le 16 et 23 avril, lors d'un mouvement social impactant fortement les émissions des terminaux de Fos, puis depuis fin avril avec les travaux sur la liaison Nord/Sud de GRTgaz restreignant le transit entre les zones Nord et Sud. **Dans ce contexte, 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.**

En moyenne trimestrielle, le prix *day-ahead* au PEG Nord a reculé de 1% par rapport au trimestre précédent et s'est situé à 24,5 €/MWh. Inversement, le PEG Sud et le PEG TIGF ont affiché une hausse de près de 7% et se sont situés à 27,3 €/MWh en moyenne trimestrielle. Par rapport au deuxième trimestre 2011, les prix *day-ahead* se situent en hausse de 7% au PEG Nord et de 19% aux PEG Sud et TIGF.

La vague de froid de début février 2012 a fait l'objet d'une investigation par la CRE³⁴ sur la formation des prix en France. Ces niveaux de prix sont apparus dans un contexte de vague de froid en Europe, avec des réductions de livraison de gaz russe, des interruptions de capacités et sortie de l'Allemagne et des exportations très élevées vers l'Espagne et l'Italie. La CRE soulève dans sa délibération que « si une meilleure utilisation des capacités d'interconnexion avait été possible, elle aurait pu contribuer à réduire les écarts de prix constatés entre le marché français et les pays frontaliers. L'analyse du comportement individuel d'acteurs dans le contexte global de tension du système gazier n'a pas permis d'identifier un comportement qui n'ait pas trouvé de justification au regard des contraintes économiques et techniques.

Il paraît opportun [pour la CRE] qu'une réflexion soit engagée sur l'articulation entre décisions des Etats membres relatives à la sécurité d'approvisionnement, mécanismes de marché et gestion harmonisée au niveau européen d'épisodes de tension similaires à ceux survenus lors de la vague de froid de l'hiver 2012. Certains aspects du design actuel des marchés du gaz européens seraient par ailleurs perfectibles afin d'améliorer le fonctionnement des marchés de gros. C'est le cas notamment de l'harmonisation au niveau européen de la définition du caractère interruptible ou ferme des capacités de part et d'autre des frontières».

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

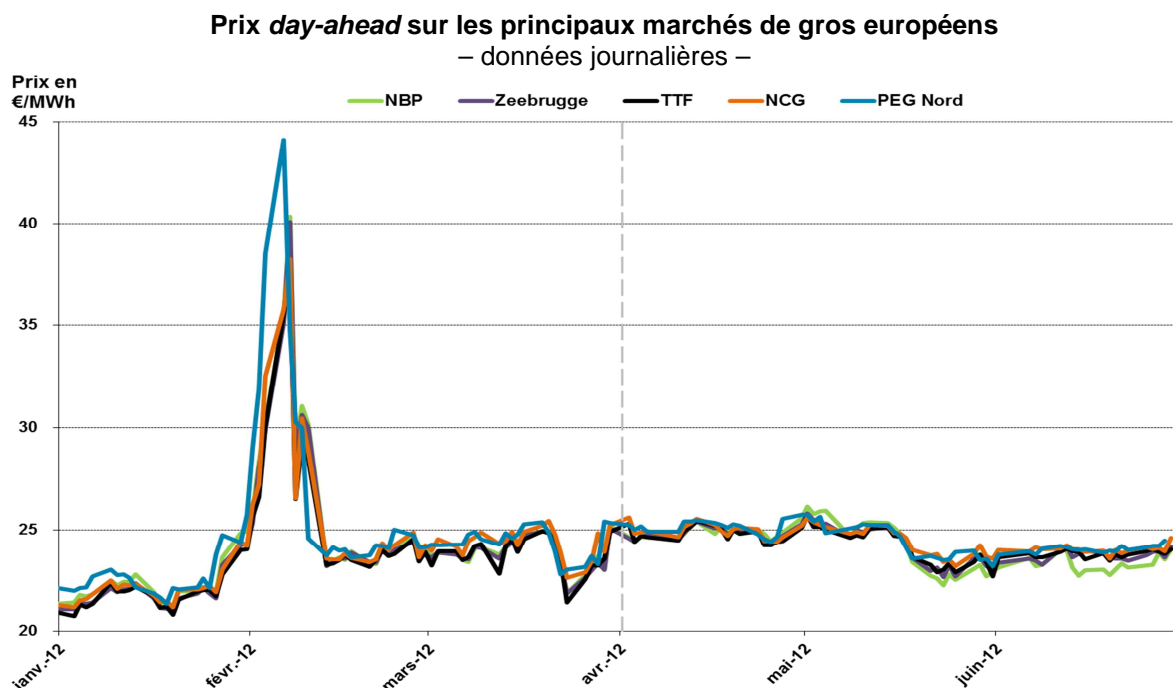


Source : Powernext

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>

³⁴ Délibération du 26 juin 2012 portant communication sur les pics de prix du gaz début février 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 stagnation au cours d'avril et début mai, puis reculant sur l'influence des températures estivales et l'affaiblissement des prix du pétrole. En moyenne trimestrielle, les prix *day-ahead* européens ont stagné entre le premier et le deuxième trimestre 2012 (+0,2%), se situant à 24,3 €/MWh³⁵, et augmenté de 7,3% par rapport au deuxième trimestre 2011. L'écart entre le NBP et le reste des hubs au cours de juin s'explique par la maintenance de l'*Interconnector* (reliant le Royaume-Uni et la Belgique) entre le 13 et le 28 juin.



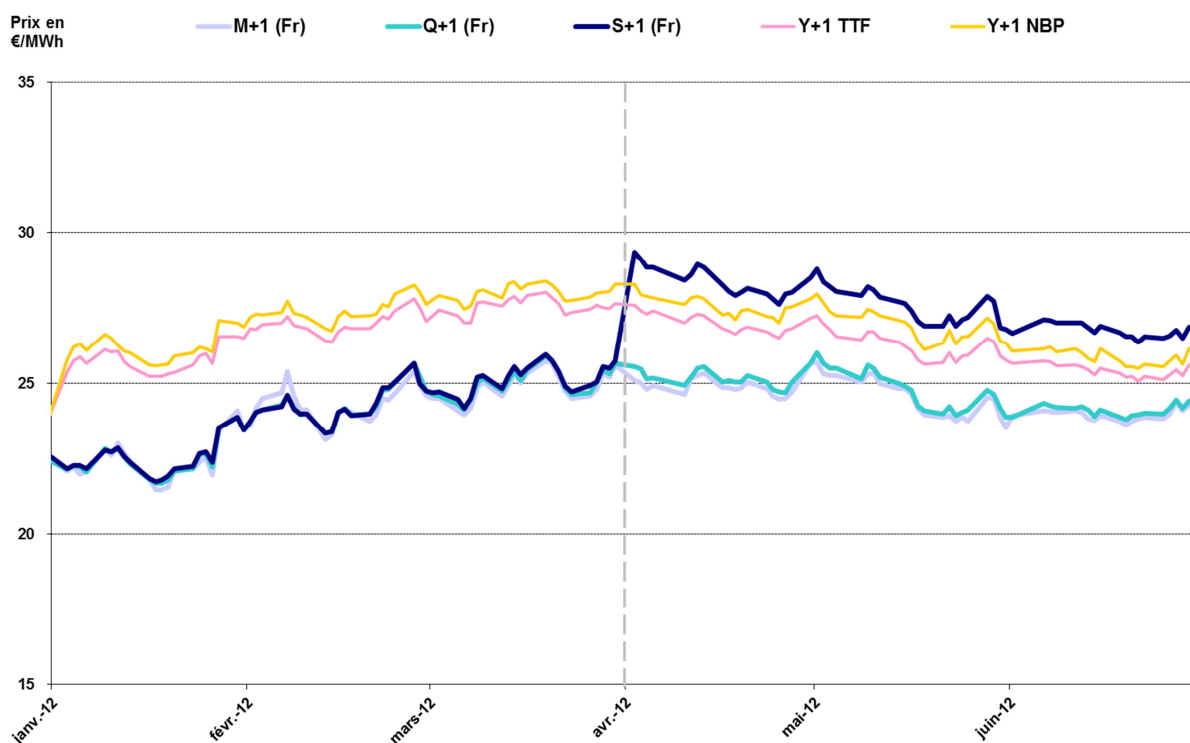
D) Prix à terme en Europe

Au cours du deuxième trimestre 2012, les prix des produits à terme français sont en hausse. Au PEG Nord, les prix des produits *M+1* et *Q+1* ont augmenté de 3% en moyenne trimestrielle, se situant respectivement à 24,5 €/MWh et 24,7 €/MWh. Le prix du *S+1* a quant à lui augmenté de 15% du fait du changement de période de livraison à l'hiver 2012/2013. Inversement, les produits annuels au NBP et au TTF ont affiché un recul de 2% en moyenne trimestrielle et se sont situés à 26,5 €/MWh.

Par rapport au deuxième trimestre 2011, les prix sur l'ensemble des produits à terme, à exception du *Y+1* au TTF, sont en hausse. Au PEG Nord, *M+1* a augmenté de 6%, le *Q+1* de 3% et le *S+1* de 1%.

³⁵ Calcul à partir de la moyenne des prix sur les hubs PEG Nord, NBP, TTF, NCG et Zeebrugge

Prix à terme sur les marchés européens



Source : Heren

3. Activité sur le marché de gros français

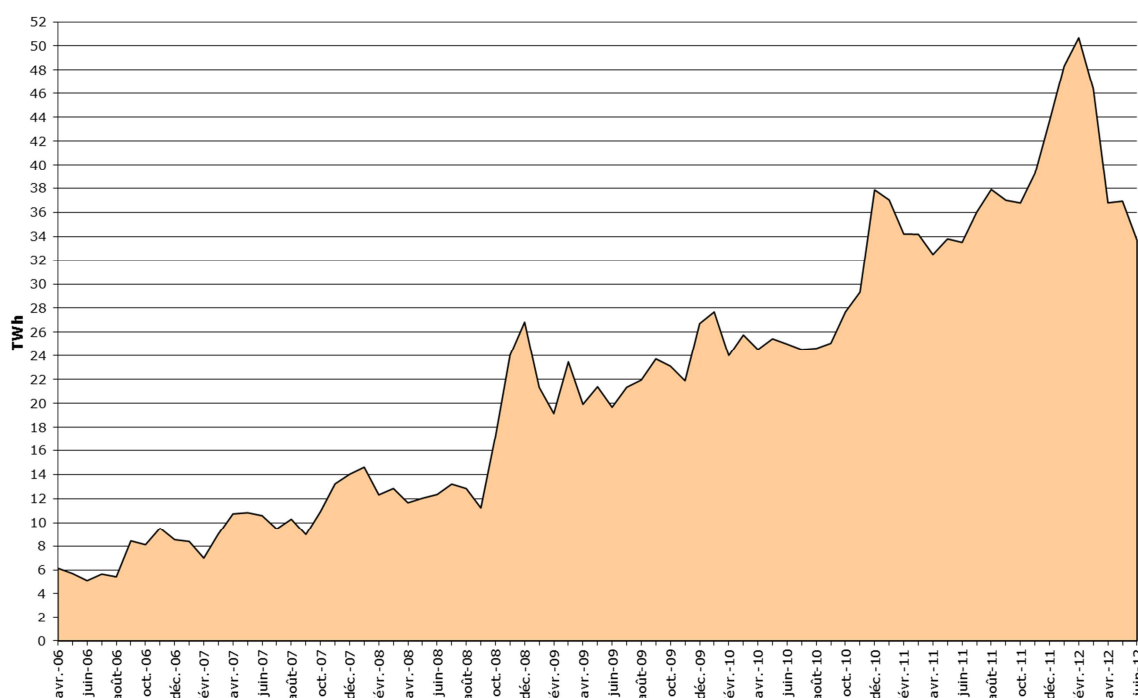
L'essentiel du commerce de gros du gaz s'effectue sur le mode du gré à gré (OTC), au travers de transactions directes ou via des intermédiaires (sociétés de courtage et plates-formes de négoce). La CRE rend public (cf. cahier d'indicateurs gaz) les volumes agrégés des transactions effectuées via ces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

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

- des transactions OTC conclues entre les acteurs ;
- des transactions boursières conclues entre les acteurs ;
- 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 aux PEG. Il ne s'agit pas du volume des transactions observées sur la période, mais des livraisons physiques issues des échanges entre les acteurs du marché de gros.

Volume des livraisons de gaz aux PEG Français



Source : GRT – Analyse : CRE

NB : sur ce graphique figurent toutes les livraisons issues des échanges de gaz entre les acteurs du marché de gros, y compris les livraisons correspondant au programme de cession temporaire de gaz (gas release) et l'approvisionnement des opérateurs de réseau pour des besoins de fonctionnement

Au cours du second trimestre 2012, les livraisons de gaz ont totalisé 107,4 TWh, soit une baisse de 26% par rapport au trimestre précédent. Ce volume est en progression de près de 8% par rapport au second trimestre 2011 (100 TWh).

A) Evolution du négoce sur le marché intermédiaire français

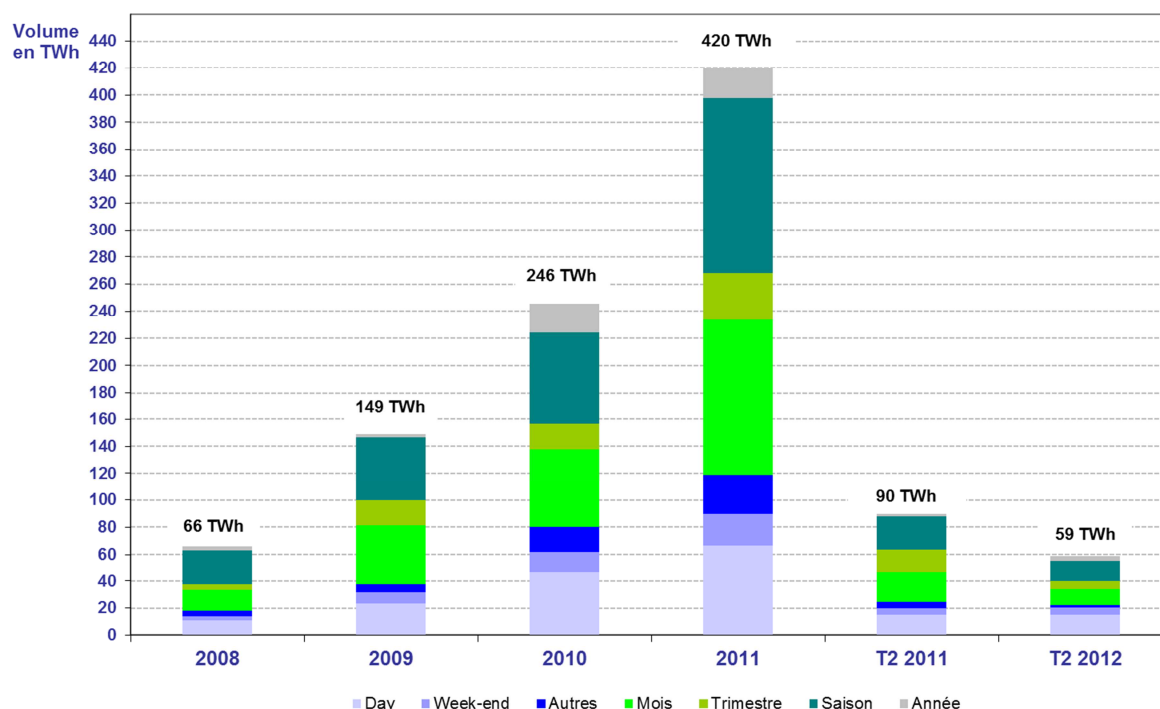
L'activité sur le marché intermédiaire a baissé de près de 43% durant le second trimestre 2012, affichant 59 TWh par rapport à 103 TWh au trimestre précédent.

Le marché à terme a baissé de 41% au cours du second trimestre 2012 avec un volume négocié avoisinant 36 TWh contre 64 TWh au trimestre précédent. Cette régression a été portée par l'ensemble des segments de produits à terme avec une baisse de 38% pour les contrats mensuels, - 2% pour les produits trimestriels, - 51% pour les contrats saisonniers et - 21% pour les maturités annuelles. La part du marché à terme est restée stable au second trimestre 2012 par rapport au trimestre précédent, représentant 62% du volume global négocié.

Concernant le marché spot, ce dernier a représenté 38% 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 38 TWh au premier trimestre 2012 à 22 TWh au second trimestre. Soit une baisse globale de 41% plus marquée sur les produits day-ahead (- 7 TWh) et les contrats Autres (- 6,4 TWh).

Le marché intermédiaire a diminué de 37% au second trimestre 2012 en comparaison avec le second trimestre 2011 (90 TWh), enregistrant une baisse de 47% sur le négoce des produits à terme (68 TWh) et - 10% sur les volumes spot (25 TWh).

Répartition des volumes négociés par produit sur le marché intermédié



Source: Powernext, Brokers – Analyse : CRE

B) Activité sur les marchés organisés et comparaison internationale

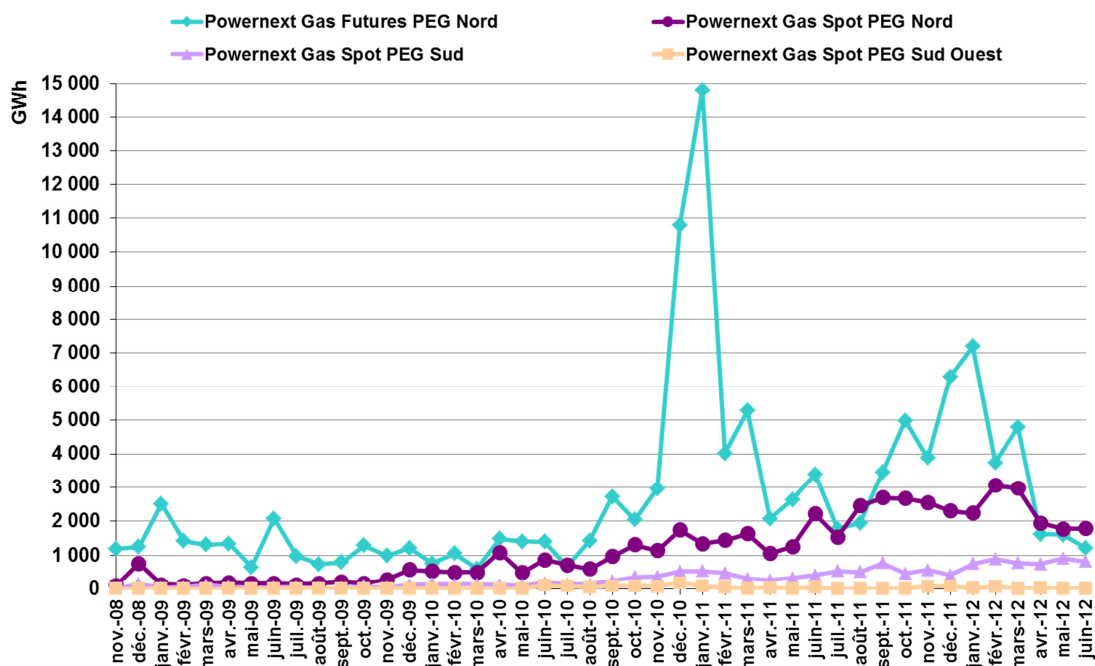
Le volume négocié sur le marché organisé *Powernext Gas Spot* au premier trimestre 2012 a représenté à 8 TWh, soit une baisse de 26% par rapport au trimestre précédent. L'activité a en revanche progressé de 43% par rapport au second trimestre 2011. Le nombre de transactions a représenté 5 785 transactions au premier trimestre 2012 contre 7 404 au trimestre précédent et 3 568 au second trimestre 2011.

Sur le marché organisé *Powernext Gas Futures* au PEG Nord, le volume négocié a atteint 4,4 TWh au cours du second trimestre 2012, soit une baisse de 72% par rapport au trimestre précédent. Ce dernier a régressé de 45% en comparaison avec le second trimestre 2011. 117 transactions ont été conclues sur ce marché au second trimestre 2012, contre 389 au trimestre précédent et 177 au second trimestre 2011.

Globalement, la faiblesse des volumes négociés est une conséquence de la baisse de la demande (inhérente au ralentissement économique), et en particulier celle pour approvisionner les centrales à gaz (faible *spark spread*).

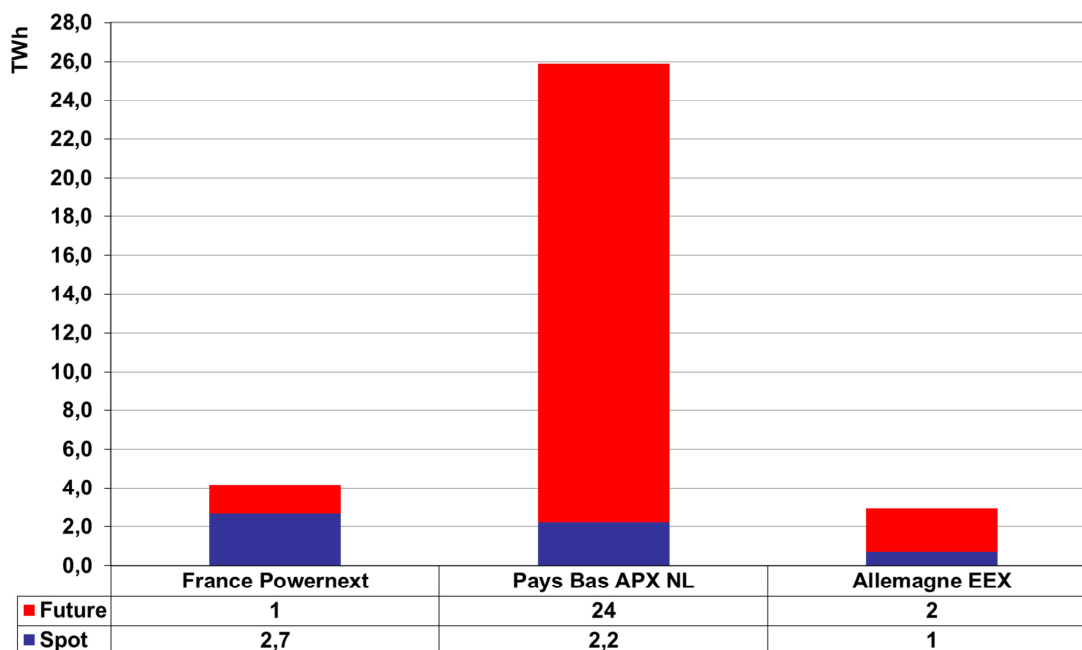
Le niveau des volumes des Futures est l'un des plus bas depuis l'origine du marché organisé *Powernext Gas Futures* au PEG Nord, ce volume était en outre inférieur à celui du spot sur la totalité du second trimestre 2012. Les variations des volumes échangés sur Powernext doivent toutefois être nuancées par le fait que la liquidité des échanges sur la bourse ne représente qu'une part de l'ensemble des échanges sur les marchés de gros du gaz.

Volume mensuel échangé 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 second trimestre 2012 –



Sources : Powernext, APX, EEX — Analyse : CRE

Le volume négocié sur les bourses française, allemande, et néerlandaise a représenté au cours du second trimestre 2012 33 TWh en moyenne mensuelle (dont 27 TWh sur le marché à terme et près de 6 TWh sur le spot), soit une baisse 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 a fortement baissé au second trimestre 2012, mais restait élevée par rapport au niveau constaté sur la même période l'année précédente. Ainsi, elle s'élevait à 85 TWh au deuxième trimestre 2012, en hausse de 20 % par rapport à la même période en 2011 (à 71 TWh). La consommation du secteur tertiaire et résidentiel est principalement à l'origine de ce niveau, en lien avec des températures particulièrement froides au mois d'avril.

Ce niveau élevé a eu plusieurs effets sur l'utilisation des infrastructures en France, et notamment sur les stockages. Ainsi, le second trimestre 2012 a été marqué par un début tardif de la période d'injection dans les stockages. Les températures en deçà des normales de saison ont contraint les fournisseurs à prolonger leurs soutirages. Ainsi, la reconstitution des stocks de gaz a commencé à partir de mai 2012. Par ailleurs, le contexte global est resté défavorable à l'arrivée de GNL sur la plaque européenne. Au total, les terminaux méthaniers ont pourvu à hauteur de 25 TWh la consommation de gaz en France au second trimestre 2012, contre 44 TWh observé sur la même période de 2011.

5. Concentration du marché français du gaz

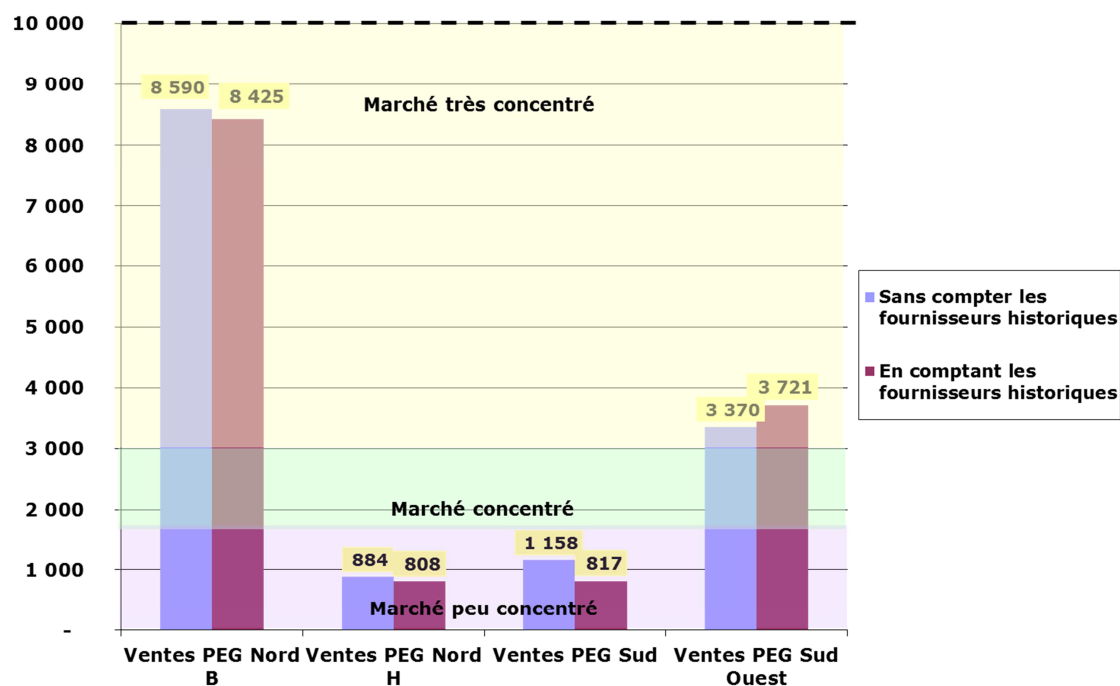
A la fin du second trimestre 2012, 106 expéditeurs étaient actifs aux PEG dont 46 acteurs étaient présents sur *Powernext Gas Spot* et 39 sur *Powernext Gas Futures*.

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.

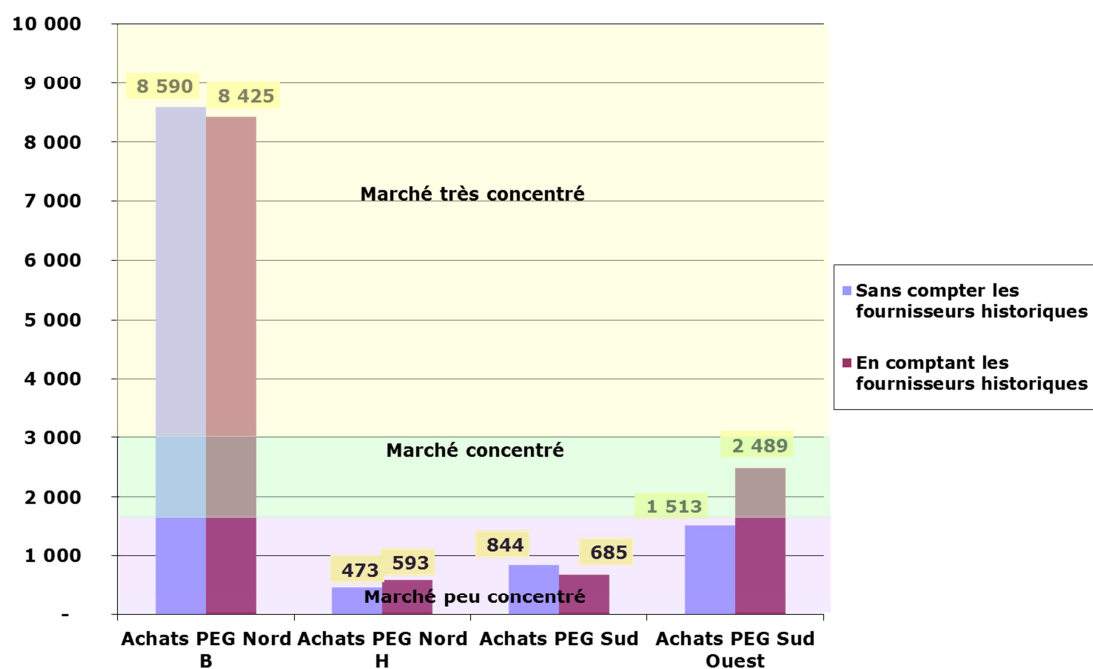
Au cours du second trimestre 2012, le marché a été globalement plus concentré à la vente qu'il ne l'a été à l'achat. La concentration sur le PEG Nord B reste la plus importante étant donné le faible nombre d'acteurs intervenant sur ce dernier (3 acteurs à l'achat et 4 acteurs à la vente). A l'inverse, le PEG Nord H est le moins concentré sur l'ensemble des hubs français aussi bien à l'achat qu'à la vente. Toutefois, la concentration est en hausse par rapport au trimestre précédent.

Indice de concentration HHI – Ventes aux PEG – second trimestre 2012 –



Sources : GRTgaz, TIGF – Analyse : CRE

Indice de concentration HHI – Achats aux PEG – second trimestre 2012 –



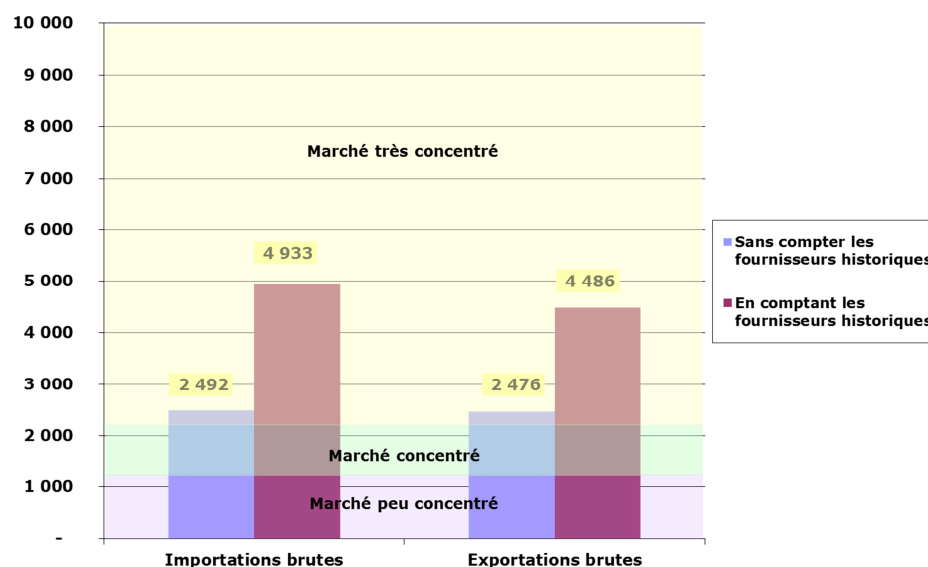
Sources : GRTgaz, TIGF – Analyse : CRE

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

Au cours du second trimestre 2012, la concentration des importations a globalement baissé par rapport au trimestre précédent alors que cette dernière n'a diminué pour les exportations que lorsque les opérateurs historiques sont comptabilisés.

Indice de concentration HHI – importations/exportations
– second 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)³⁶** : notifications d'échanges de blocs c'est à dire quantités nominées à RTE la veille pour le lendemain, hors les transactions sur Pownernext
 - **Importations et exportations** : http://www.rte-france.com/htm/fr/offre/offre_inter_1.htm
 - **Achats et ventes sur Pownernext**, la bourse française de l'électricité : www.pownernext.fr
 - **Consommation finale** : ventes à des sites en tant que responsable d'équilibre ou sous forme de blocs
 - **Ventes aux gestionnaires de réseaux pour la compensation de leurs pertes** : http://www.rte-france.com/htm/fr/offre/offre_perte.htm
- **TaRTAM** : Tarif Réglementé Transitoire d'Ajustement au Marché. Sauf mention contraire, les sites au TaRTAM sont toujours comptabilisés avec les sites en offres de marché.
- **VPP - Produits vendus aux enchères par EDF** :
- **Les VPP base** : il s'agit de produits reflétant une centrale fonctionnant en base. Le principe est que les enchérisseurs paient une prime fixe (en Euro/MW) chaque mois pour réserver une puissance disponible, et qu'ils envoient régulièrement à EDF un planning d'utilisation de ces capacités. Ils paient alors un prix d'exercice par MWh soutiré, proche du coût marginal des centrales nucléaires d'EDF. On a ainsi une structure de prix de la forme "coût fixe + coût variable".
 - **Les VPP pointe** : il s'agit de produits reflétant une centrale fonctionnant en pointe. Le principe est le même que pour les VPP base, mais le prix payé pour chaque MWh soutiré est une approximation du coût marginal des centrales de pointe d'EDF. Compte tenu de ce coût variable élevé, la prime fixe payée par les enchérisseurs est plus faible que pour les VPP base.

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

³⁶ « 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 :

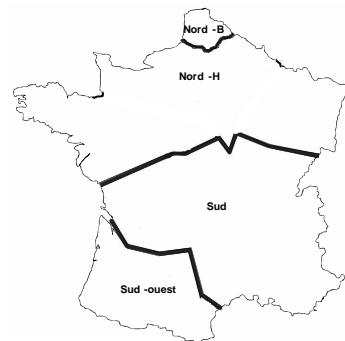
- les clients non résidentiels raccordés au réseau de transport
- les clients non résidentiels raccordés au réseau de distribution
- les clients résidentiels raccordés au réseau de distribution

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.