



Marchés

Observatoire des marchés de l'électricité, du gaz et du CO2

1^{er} trimestre 2013

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 31 mars 2013	6
4. Analyse en dynamique : premier trimestre 2013	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	27
4. Les fondamentaux du marché de l'électricité.....	34
5. Volumes d'imports/exports	36
6. Concentration du marché français de l'électricité	37
Le marché du gaz	40
Le marché de détail du gaz	40
1. Introduction	40
2. Les segments de clientèle et leur poids respectif	41
3. Etat des lieux au 31 mars 2013.....	42
4. Analyse en dynamique : Premier trimestre 2013.....	49
5. Taux de changement de fournisseurs (taux de <i>switch</i>)	51
6. Prix de vente du gaz naturel sur le marché de détail.....	52
7. Evolution de la facture annuelle au tarif réglementé de vente	54
Le marché de gros du gaz.....	56
1. Les principales dates concernant le marché de gros français.....	56
2. La formation des prix et les marchés du gaz en Europe	56
3. Activité sur le marché de gros français	60
4. Concentration du marché français du gaz	64
Le marché de gros du CO₂	67
1. Cadre institutionnel et annonces liées au secteur de l'énergie	67
2. Evolution des prix.....	68
3. Matières premières énergétiques et fondamentaux	70
Glossaires	75
Glossaire commun de l'observatoire des marchés de l'électricité et du gaz	75
Glossaire propre à l'observatoire du marché de l'électricité	76
Glossaire propre à l'observatoire du marché du gaz	78
Glossaire propre à l'observatoire du marché du CO₂.....	79

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 et, depuis 2013, sur le marché de gros du CO₂.

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 MARCHE DE L'ELECTRICITE

Le marché de détail de l'électricité

1. Introduction

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

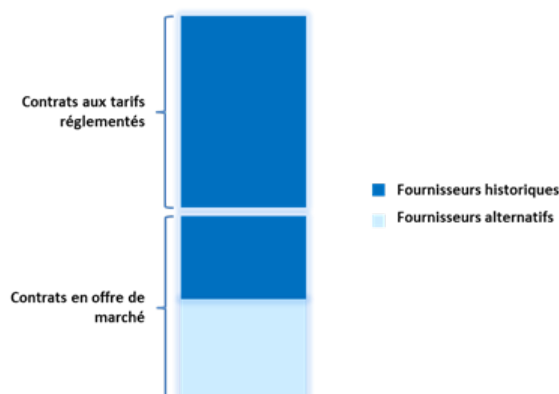
- à partir de juin 2000, éligibilité de tous les sites ayant une consommation annuelle d'électricité supérieure à 16 GWh.
- à partir de février 2003, éligibilité de tous les sites ayant une consommation annuelle d'électricité supérieure à 7 GWh.
- à partir de juillet 2004, éligibilité de toutes les entreprises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

Au 31 mars 2013, 35,9 millions de sites sont éligibles¹, ce qui représente environ 430² 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-**

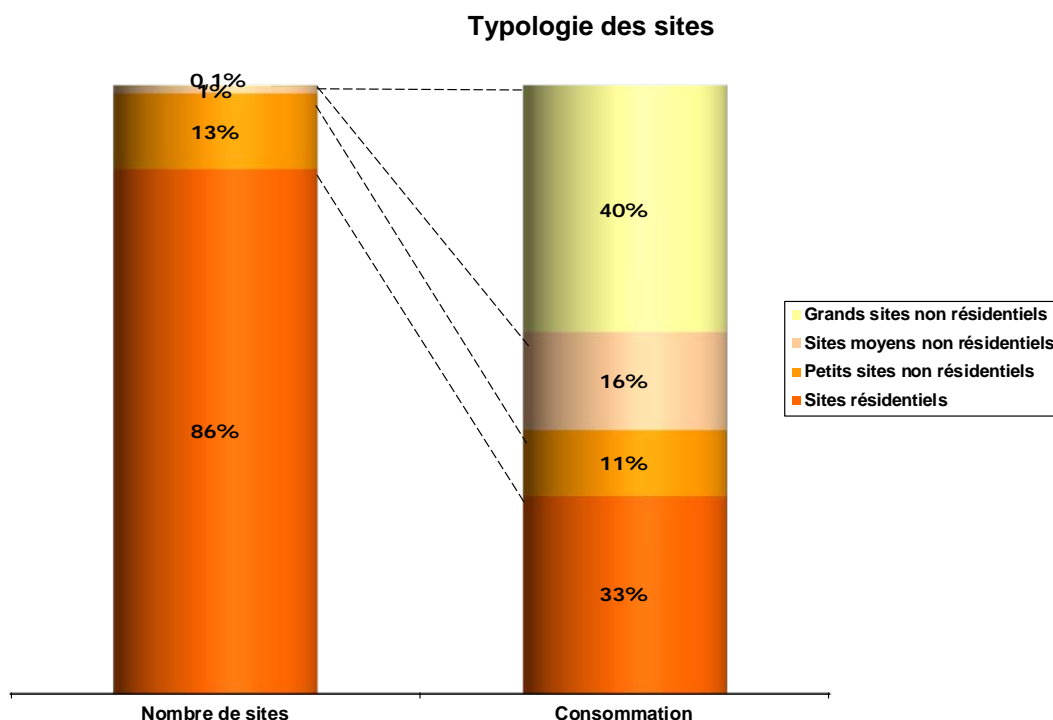


Les principales sources de l'observatoire sont les fournisseurs historiques, RTE et les sept plus grands gestionnaires de réseaux de distribution : Electricité Réseau Distribution France (ex EDF Réseau de Distribution), Electricité de Strasbourg, Gaz et Electricité de Grenoble, URM (ex Usine d'Electricité 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 424 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 31 mars 2013

Tableaux de synthèse du trimestre écoulé

Synthèse en nombre de sites

	Sites résidentiels		Sites non résidentiels	
Situation (en nombre de sites)	Au 31 mars 2013	Au 31 décembre 2012	Au 31 mars 2013	Au 31 décembre 2012
Nombre total de sites	31 009 000	30 886 000	4 947 000	4 932 000
– Sites aux tarifs réglementés	28 791 000	28 741 000	4 306 000	4 270 000
– Sites en offre de marché, dont :	2 218 000	2 145 000	668 000	662 000
o fournisseurs historiques	10 000	10 000	282 000	287 000
o fournisseurs alternatifs	2 208 000	2 135 000	386 000	375 000
Parts de marché des fournisseurs alternatifs	7,1%	6,9%	7,8%	7,6%

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

Synthèse en consommation annualisée

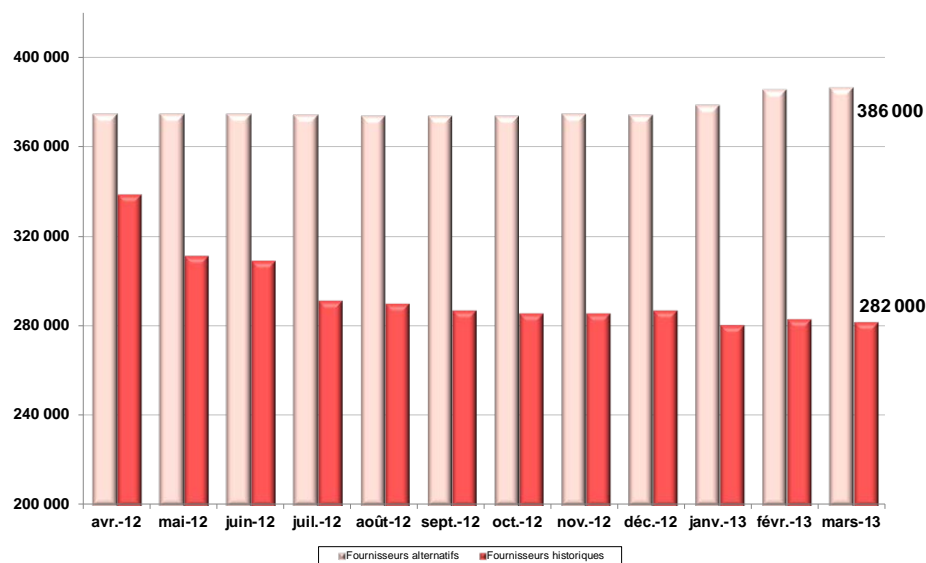
	Sites résidentiels		Sites non résidentiels	
Situation (en consommation annualisée)	Au 31 mars 2013	Au 31 décembre 2012*	Au 31 mars 2013	Au 31 décembre 2012*
Consommation totale des sites	137,3 TWh	137,3 TWh	273,9 TWh	285,5 TWh
– Sites aux tarifs réglementés	127 TWh	127,3 TWh	151,8 TWh	162 TWh
– Sites en offre de marché, dont :	10,3 TWh	10,0 TWh	122,1 TWh	123,5 TWh
o fournisseurs historiques	~ 0,04 TWh	~ 0,04 TWh	61,9 TWh	64,1 TWh
o fournisseurs alternatifs	10,3 TWh	10,0 TWh	60,2 TWh	59,4 TWh
Parts de marché des fournisseurs alternatifs	7,5%	7,2%	21,9%	20,8%

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

* En l'absence de la transmission par EDF de leurs données actualisées au 31 décembre 2012, les données concernant la consommation des petits clients non résidentiels et des sites résidentiels d'EDF sont prises identiques à celles du 30 septembre 2012.

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 -

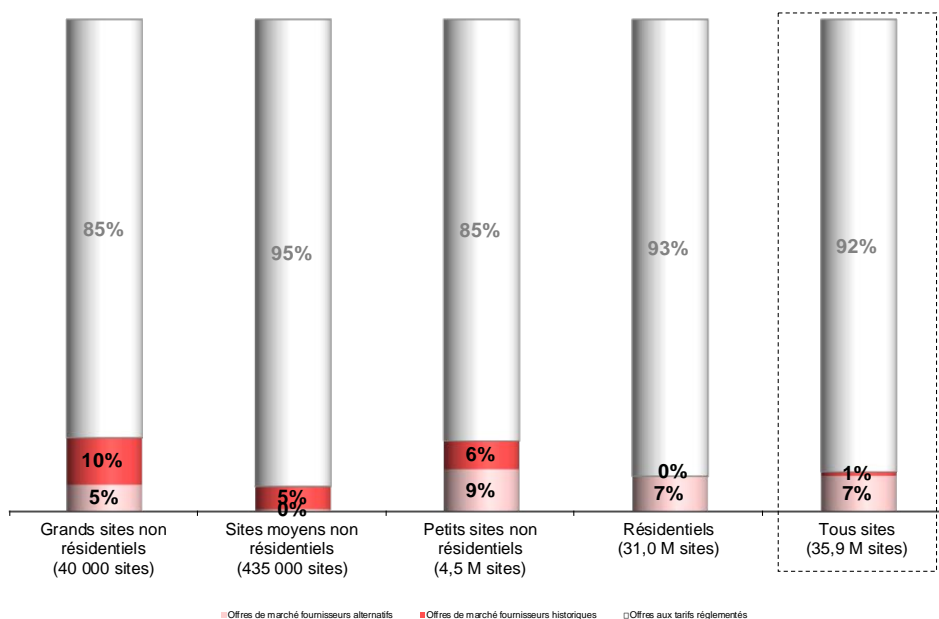


Sources : GRD, RTE, Fournisseurs historiques – Analyse : CRE

Au 31 mars 2013, environ 668 000 sites non résidentiels et 2 218 000 sites résidentiels sont en offre de marché.

Parts de marché en nombre de sites au 31 mars 2013

Répartition des sites par type d'offre au 31 mars 2013

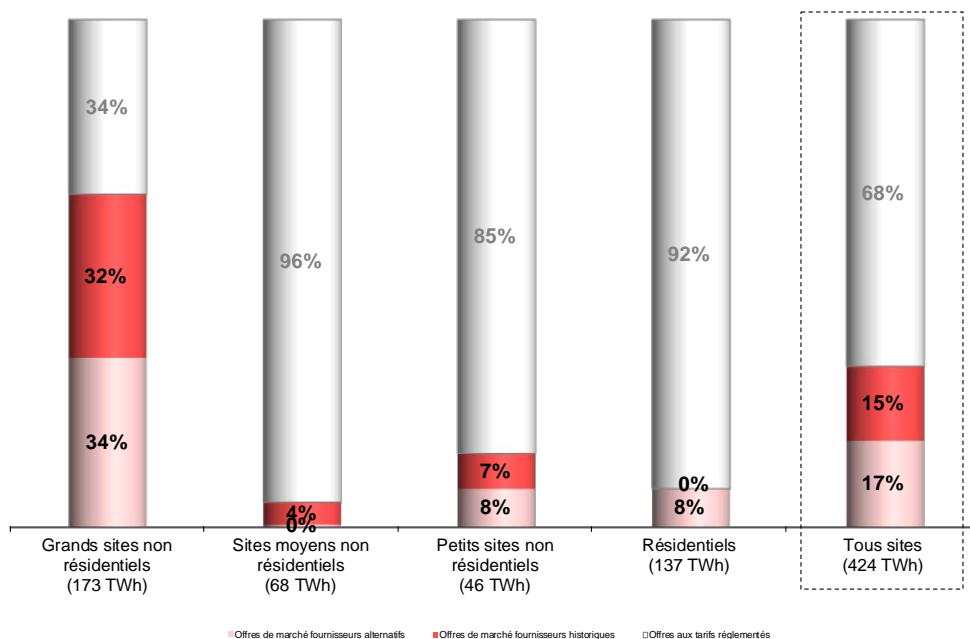


Sources : GRD, RTE, Fournisseurs historiques – Analyse : CRE

Au 31 mars 2013, environ 8% des sites sont en offre de marché. Parmi eux, environ 88% ont fait le choix d'un fournisseur alternatif.

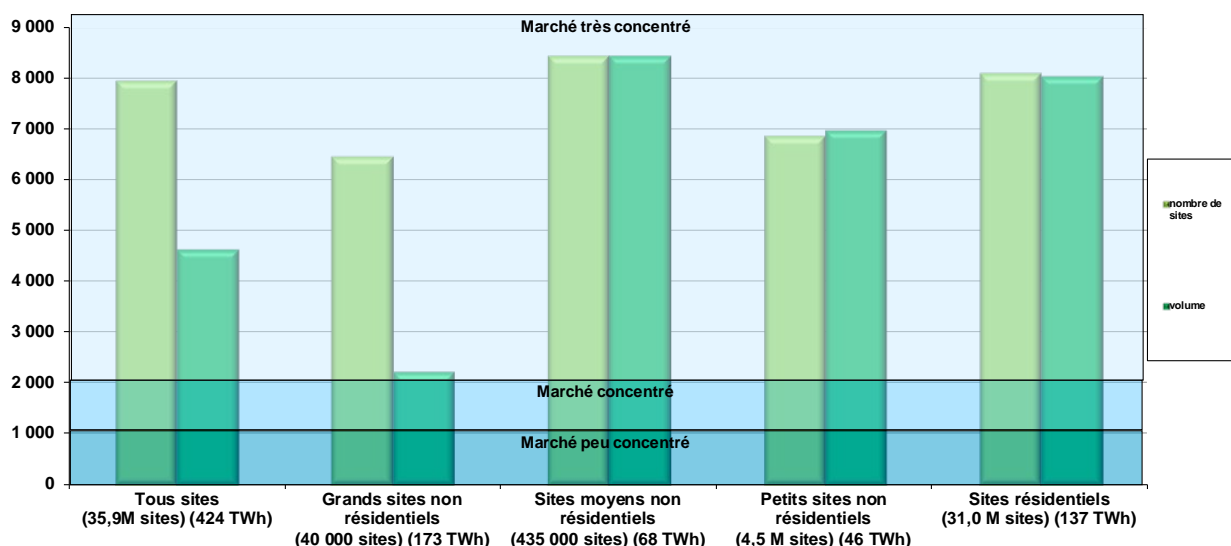
Parts de marché en consommation au 31 mars 2013

Répartition des consommations par type d'offre au 31 mars 2013



Indice HHI par segment de marché

Le graphique suivant donne l'indice de Herfindahl-Hirschman (HHI)³ en nombre de sites et en volume pour les différents segments du marché de détail. Cet indice mesure la concentration du marché sur chaque segment de clientèle au 31 mars 2013.



Source : GRD, RTE – Analyse : CRE

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.

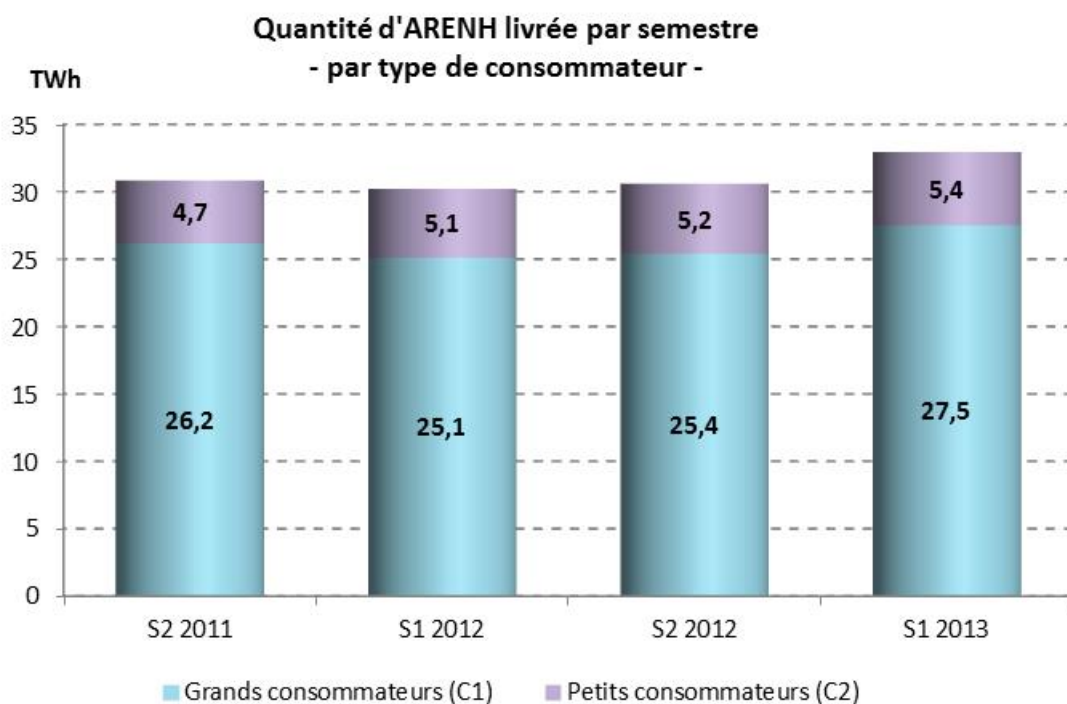
Les périodes de livraison sont de douze mois avec des guichets semestriels qui permettent aux fournisseurs de réviser le volume d'ARENH nécessaire à couvrir la consommation de leurs clients, sous des contraintes de monotonie et de volume global qui ne peut excéder 100 TWh par an pour l'ensemble des fournisseurs.

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

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.

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.



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>

**Liste des fournisseurs nationaux déclarés auprès de la CRE⁴
et actifs⁵ au 31 mars 2013**


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		●	●	●	●
Axpo		●			
Enovos		●			
Enel France		●			
Energem				●	●
GDF Suez		●		●	●
Lampiris				●	●
VATTENFALL		●			

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

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

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

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

Fournisseur, Marques commerciales		Grands sites non résidentiels	Sites moyens non résidentiels	Petits sites non résidentiels	Sites Résidentiels
Iberdrola		●			
Planète UI				●	●
Fournisseurs historiques⁷ d'électricité					
Alterna		●	●	●	●
EDF	 	●	●	●	●
GEG Source d'Energies		●	●	●	●
Sélia				●	●

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

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

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

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

Au 31 mars 2013, environ 160 fournisseurs non nationaux d'électricité sont actifs sur le territoire, dont les fournisseurs historiques (entreprises locales de distribution⁹). Ces fournisseurs présents localement ou régionalement sur le territoire proposent des offres à un ou plusieurs segments de clientèle.

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

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

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

4. Analyse en dynamique : premier trimestre 2013

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.

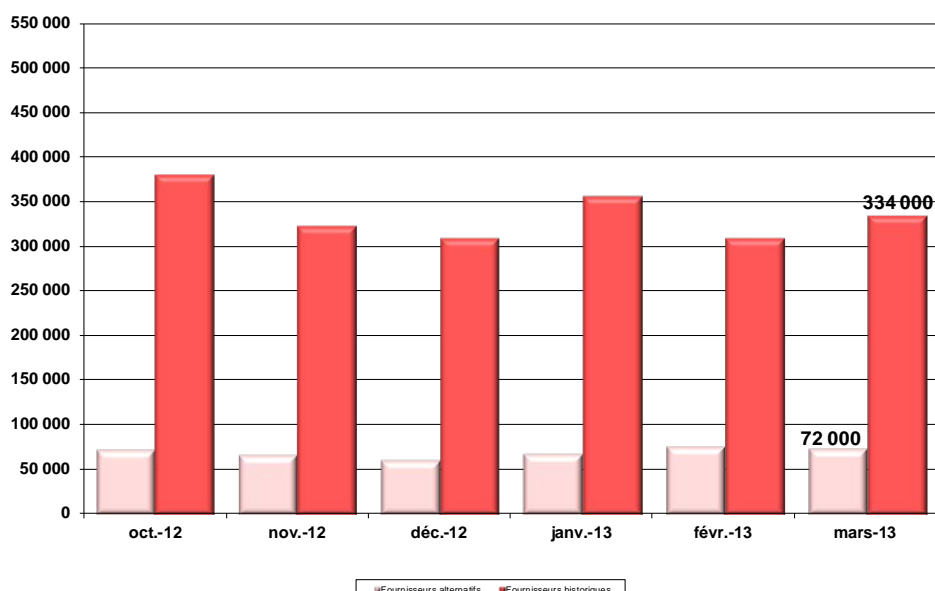
	Résidentiels		Non résidentiels	
AU COURS DU TRIMESTRE (en nombre de sites)	T1 2013	T4 2012	T1 2013	T4 2012
Ventes brutes totales, dont :	999 000	1 079 000	212 000	130 000
• fournisseurs historiques	809 000	893 000	190 000	120 000
• fournisseurs alternatifs	190 000	186 000	22 000	10 000
Parts de marché des fournisseurs alternatifs sur les ventes brutes du segment	19,0%	17,2%	10,3%	7,7%

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

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

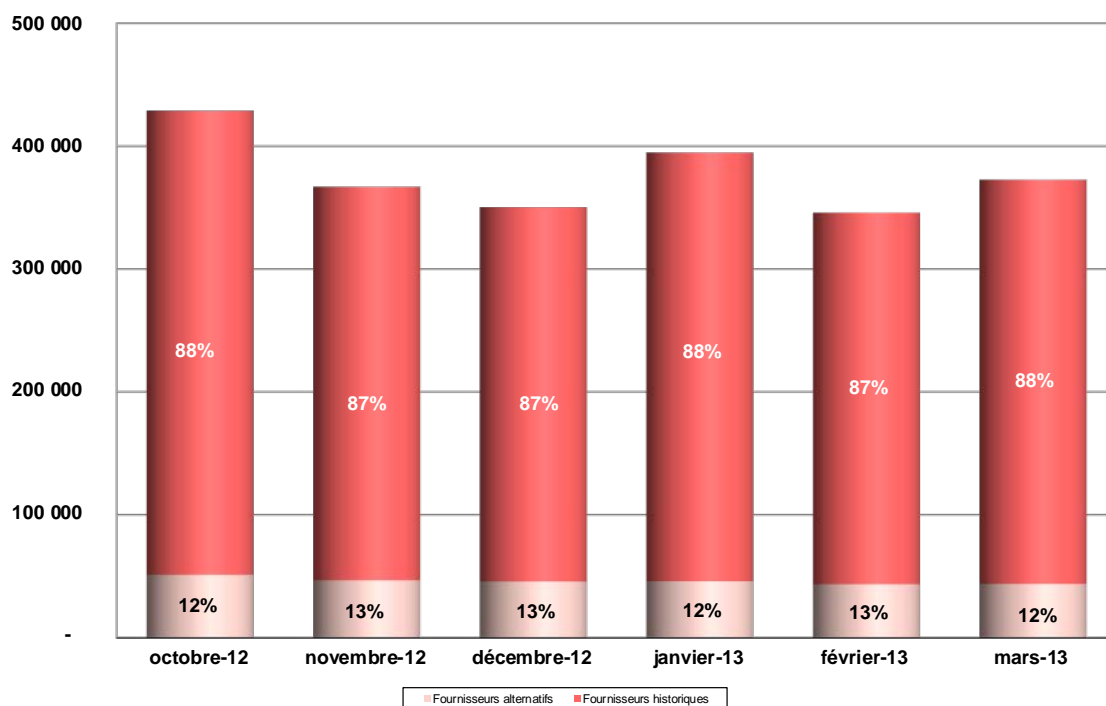
B) Ventes brutes sur les mois écoulés

Ventes brutes totales mensuelles



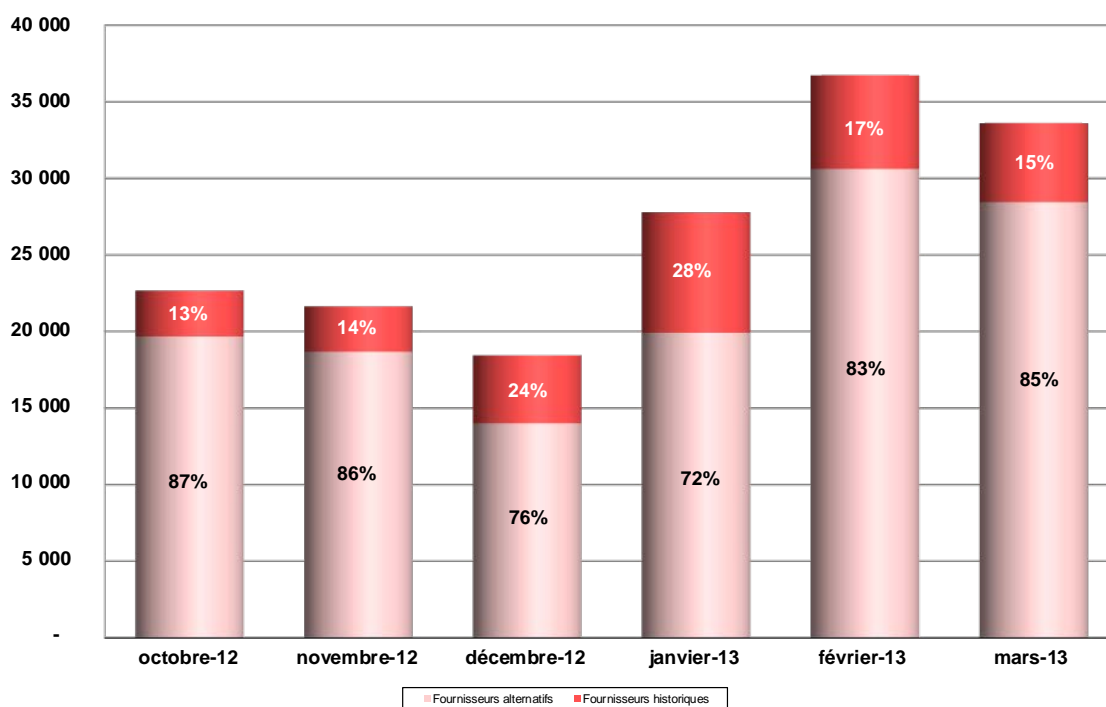
Sources : GRD, RTE, Fournisseurs historiques – Analyse : CRE

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

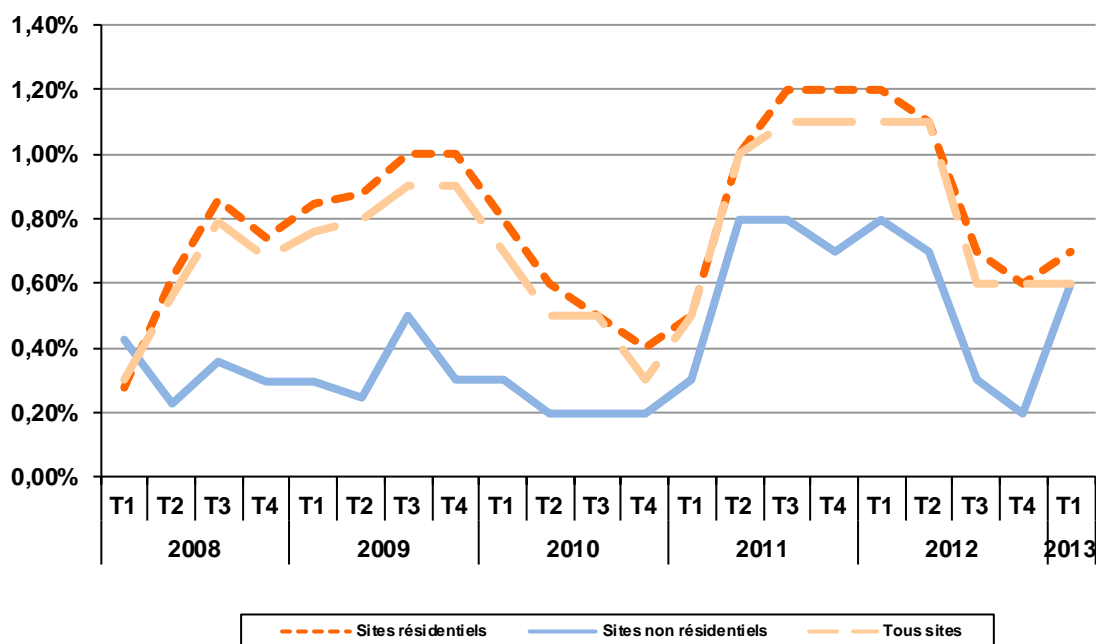
C) Taux de changement de fournisseur (taux de switch)

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



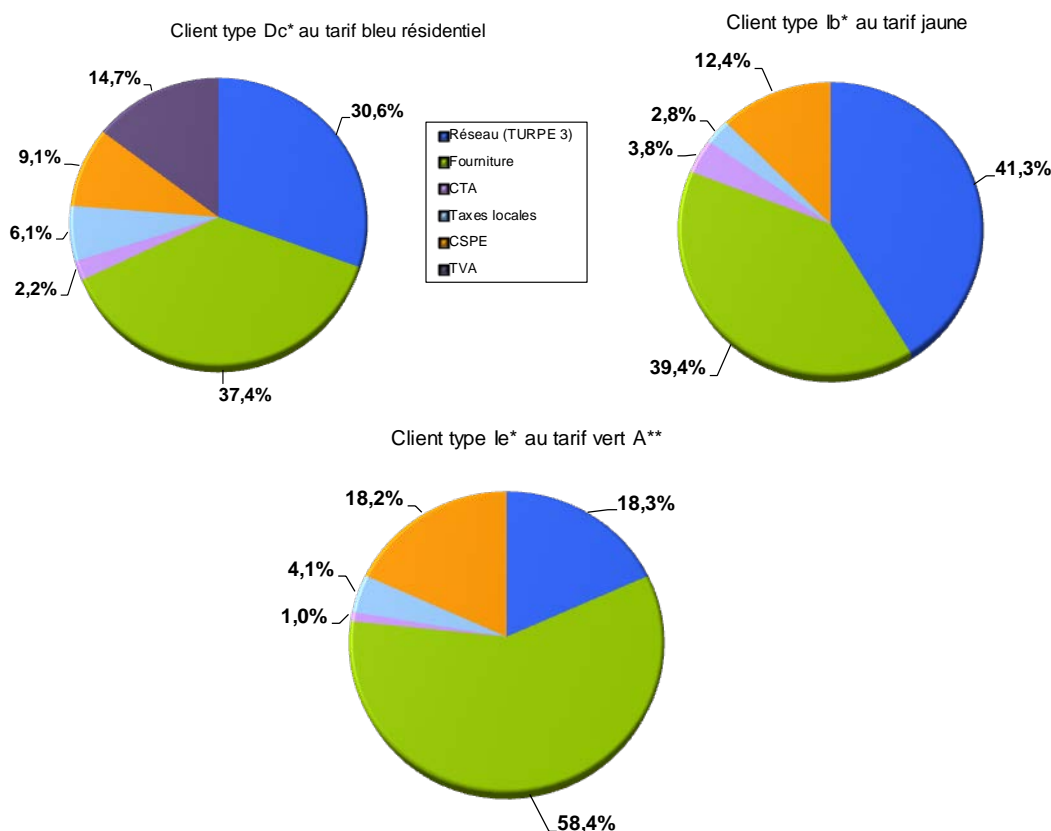
Sources : RTE, GRD – Analyse : CRE

Exemple de lecture : au cours du premier trimestre 2013, 0,7% 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 31 mars 2013



Source : Analyse CRE

* Selon la définition de client type d'Eurostat :

Dc : client résidentiel consommation entre 2500 et 5000 KWh

Ib : client industriel consommation entre 20- 500 MWh

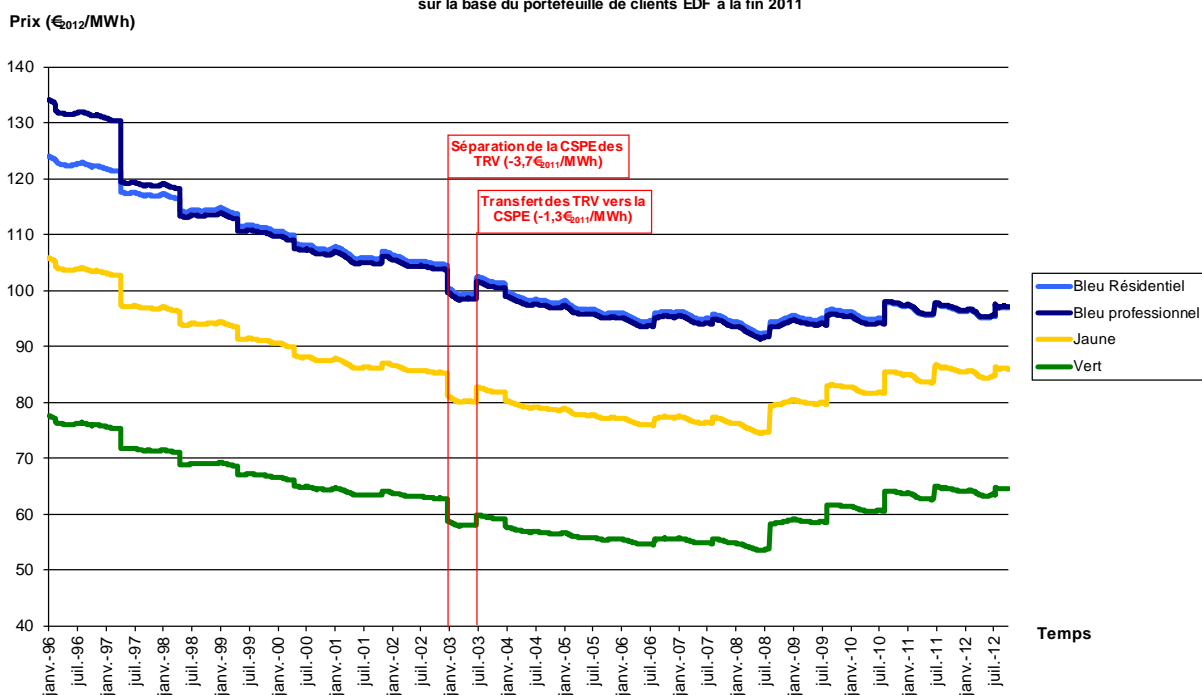
Ie : client industriel consommation entre 20 000 et 70 000 MWh

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

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

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

Historique des tarifs réglementés de vente d'électricité hors taxes en euros constants 2012
sur la base du portefeuille de clients EDF à la fin 2011



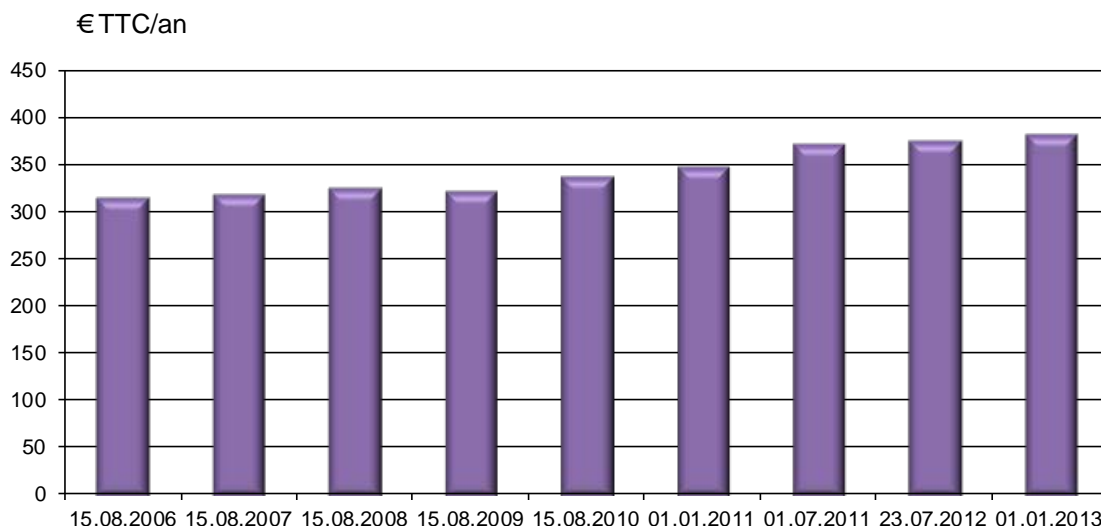
Source : Analyse CRE

Date	Tarifs Bleus	Tarifs jaunes	Tarifs verts
16 août 2008	+ 2%	+ 6%	+ 8%
15 août 2009 *	+ 1,9%	+ 4%	+ 5%
15 août 2010 *	+ 3,2%	+ 4,5%	+ 5,5%
1 ^{er} juillet 2011	+ 1,7%	+ 3,2%	+ 3,2%
23 juillet 2012	+ 2%	+2%	+2%
*Hausse moyenne tenant compte d'une modification tarifaire en structure.			

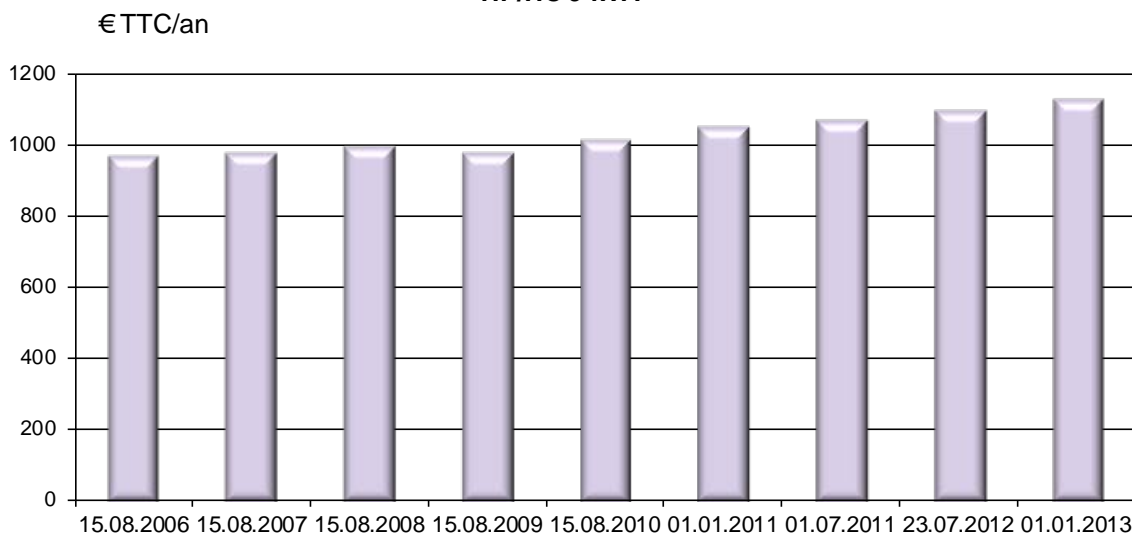
C. Evolution de la facture annuelle au tarif réglementé de vente

La facture annuelle est donnée pour un client moyen au tarif bleu base avec une puissance souscrite de 6 kVA (consommation de 2 400 KWh), et pour un client moyen au tarif bleu HP/HC avec une puissance souscrite de 9 kVA (consommation de 8 500 KWh, répartie en 54% heures pleines et 46% heures creuses). La facture couvre le tarif réglementé de vente, la CSPE, la CTA, les taxes locales et la TVA¹⁰.

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



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



Source : CRE

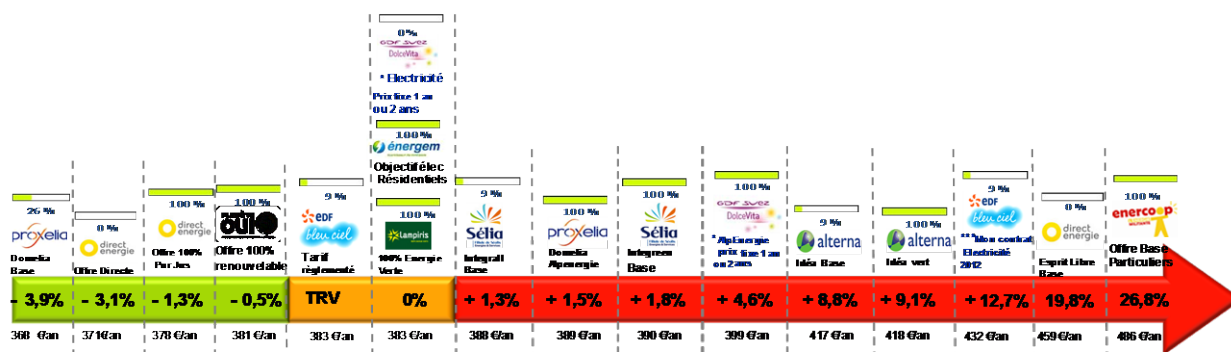
¹⁰ Depuis le 1er trimestre 2011, les taxes locales ont été établies sur la base du maximum réglementaire prévu.

D. Comparaison des offres

Deux offres existent sur le marché :

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

Comparaison des offres pour un client Base 6 kVA¹¹

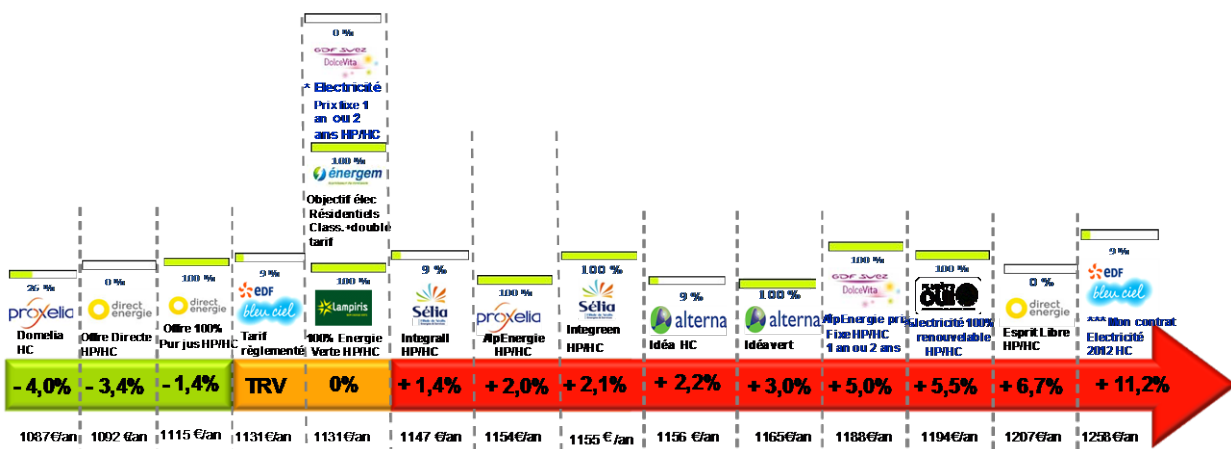


Exemple de lecture:

Comparaison réalisée sur un client résidentiel :	% d'énergie verte	100 %
- de puissance souscrite 6 kVA	Logo fournisseur :	direct energie
- de consommation annuelle 2 400 kWh en Base	Nom offre :	Tarif réglementé
- Situé à Paris	Différence de prix par rapport au TRV :	TRV
Facture TTC estimée par an hors « promo »	Estimation de facture annuelle :	383 € / 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 :	% d'énergie verte	100 %
- de puissance souscrite 9 kVA	Logo fournisseur :	direct energie
- de consommation annuelle 8 500 kWh en HP/HC	Nom offre :	Tarif réglementé
- Situé à Paris	Différence de prix par rapport au TRV :	TRV
Facture TTC estimée par an hors « promo »	Estimation de facture annuelle :	1131 € / 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 mars 2013 à partir du comparateur d'offres sur le site energie-info.fr

¹² Offres actualisés au 29 mars 2013 à partir du comparateur d'offres sur le site energie-info.fr

Le marché de gros de l'électricité

1. Introduction

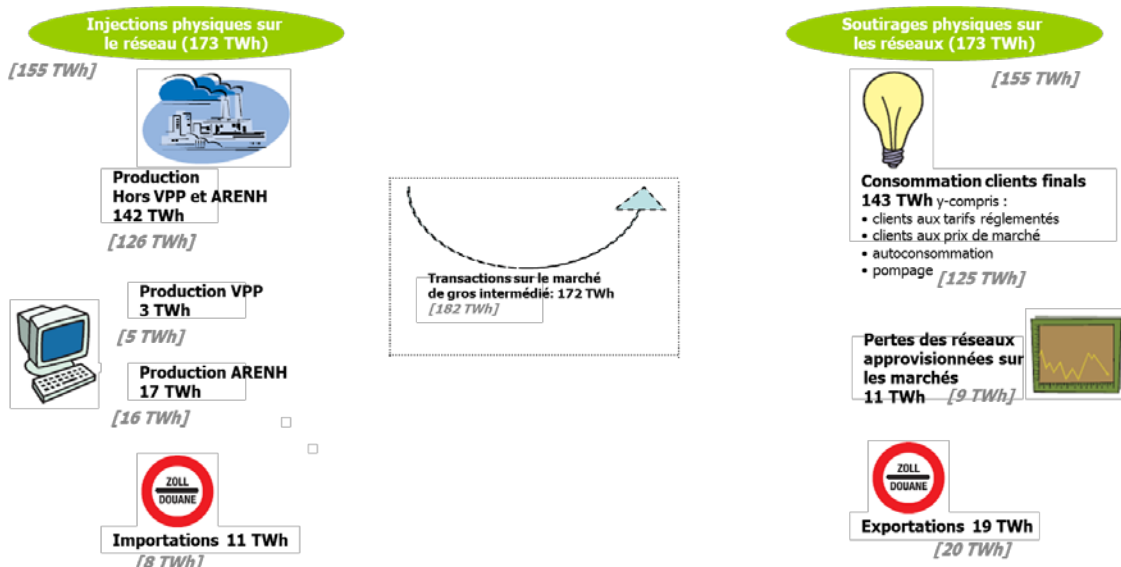
A) Les principales dates concernant le marché de gros français

- **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 infra-journalières de capacités d'interconnexion entre la France et la Suisse
- **Juin 2013** : début des allocations infra-journalières de capacités d'interconnexion entre la France et l'Italie

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 premier trimestre 2013. Il fait apparaître les volumes injectés et soutirés, ainsi que les transactions ayant eu lieu sur le marché de gros intermédiaire français.

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



Source : RTE – données [T4 2012] et T1 2013 - Analyse : CRE

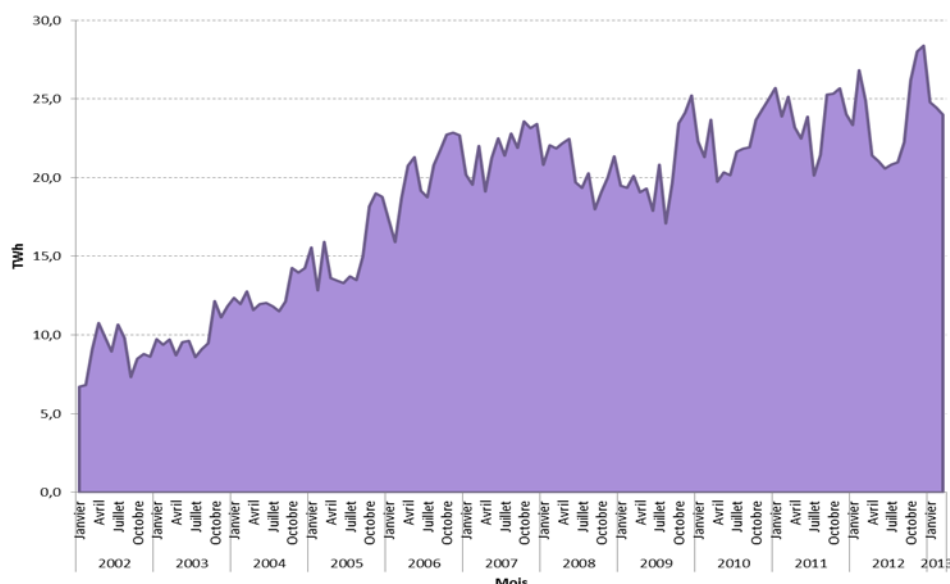
2. Activité sur le marché de gros français

A) Activité sur le marché de gré à gré

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

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

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



Source : RTE – Analyse : CRE

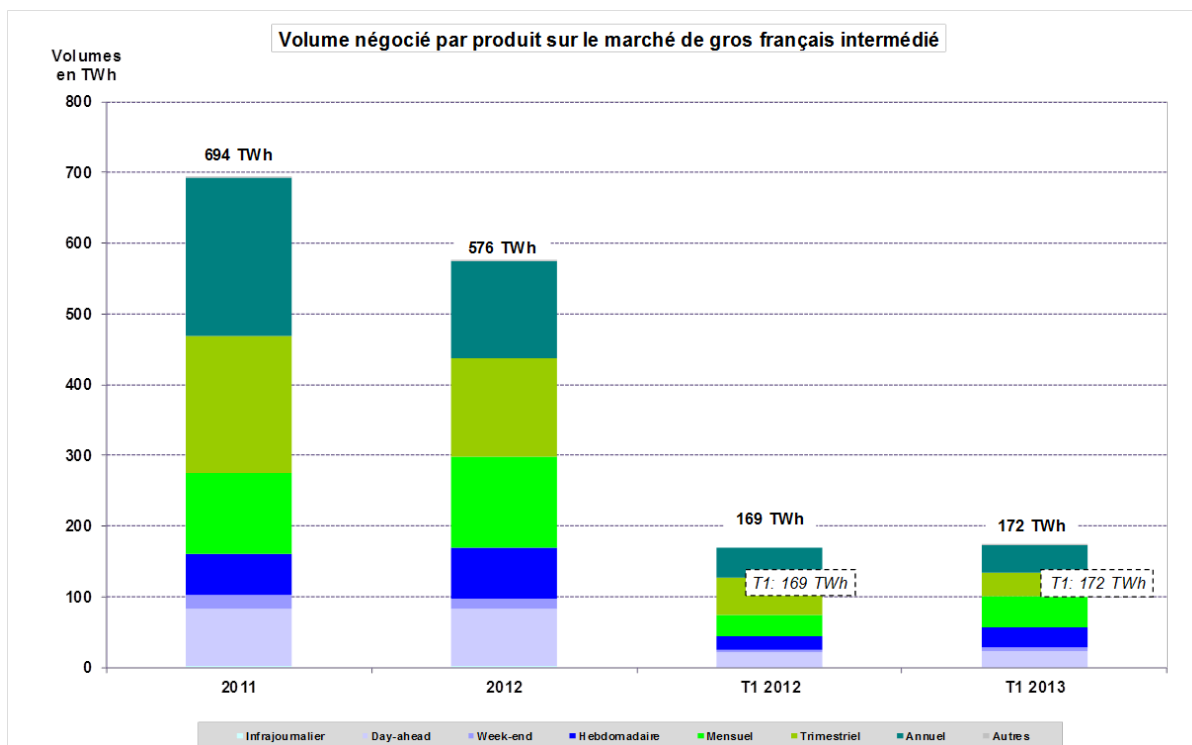
Le volume des livraisons sur le marché de gré à gré s'élève à 73,3 TWh au premier trimestre 2013. En baisse de plus de 9 TWh par rapport au trimestre précédent et de près de 2 TWh par rapport à la

même période l'année dernière, ce volume a représenté 77% de la consommation nationale, contre 71% au quatrième trimestre 2012 et près de 52% à la même période en 2012.

B) Evolution du négoce sur le marché intermédiaire français

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

Vue globale du négoce sur le premier trimestre 2013



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

Produits spot¹⁴ :

Plus de 28 TWh ont été échangés sur le marché Spot au premier trimestre 2013 : les volumes sont stables par rapport au trimestre précédent et en hausse de 13% par rapport à 2012 à la même période.

Le marché de l'intraday a représenté 3,7% du total des volumes échangés sur le spot, la quasi-totalité des échanges se réalisant sur EPEX SPOT. L'activité est stable avec 1,06 TWh échangés (+0,03 TWh par rapport au trimestre précédent) pour près de 39 000 transactions (contre 40 000 au trimestre précédent). Les échanges cross-border représentent 33% des volumes et 43% des transactions, des chiffres en recul par rapport au quatrième trimestre 2012 (respectivement 66% et 72%).

Sur le *day-ahead*, les volumes ont légèrement reculé par rapport au trimestre précédent (-2%) mais sont en hausse par rapport au premier trimestre 2012 (+8%). Cette évolution est le résultat de baisses des volumes sur les marchés OTC (-5% par rapport au trimestre précédent) et dans une moindre mesure sur le marché organisé (-1%). La part des volumes *day-ahead* négociés sur EPEX SPOT

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.

s'établit à 71% au premier trimestre 2013, en légère hausse par rapport au quatrième trimestre 2012 (70%) mais en léger recul vis-à-vis du même trimestre en 2012 (73%).

Produits à terme¹⁵ :

Au premier trimestre 2013, plus de 144 TWh ont été échangés sur l'ensemble des produits à terme¹⁶, en baisse de 6% par rapport au trimestre précédent mais inchangé par rapport au premier trimestre 2012. Avec près de 15 000 transactions, la liquidité est constante par rapport au trimestre précédent (-1%), mais en hausse vis-à-vis de 2012 à la même période (+23%).

La baisse des volumes constatée sur les produits à terme, par rapport au quatrième trimestre 2012, est due à une forte réduction des volumes échangés sur les produits annuels (-10 TWh soit -20%). Par rapport au même trimestre en 2012, la stabilité des volumes globaux masque une baisse des volumes sur les produits trimestriels (-20 TWh, soit -38%) et annuels (-3,7 TWh, soit -9%), compensée par des volumes en progrès sur les produits mensuels (+13 TWh, soit +43%) et hebdomadaires (+10 TWh, soit +54%).

La réduction des volumes sur les marchés à terme est essentiellement due à la baisse de l'activité sur les plateformes de courtage (-6% en volumes) : la très grande majorité des échanges pour les produits à terme se fait sur les marchés OTC avec plus de 98% des volumes et 97% des transactions au premier trimestre 2013. On note une baisse plus prononcée des volumes sur EPD France (-32% par rapport au trimestre précédent), ces derniers se réduisant de plus de 64% par rapport au premier trimestre 2012.

Sur les marchés à terme, le produit mensuel redevient, en défaveur du produit annuel, le contrat le plus échangé en termes de volume ; le produit trimestriel restant le produit le moins négocié. Sur le marché OTC, les produits mensuels (30% des volumes) arrivent devant les produits annuels (27%) et trimestriels (22,5%). Sur la bourse, les produits annuels arrivent légèrement en tête des échanges (27% des volumes), devant les produits trimestriels (26% des volumes), hebdomadaires et enfin mensuels (respectivement 24% et 23 % des volumes sur la bourse).

Produits mensuels :

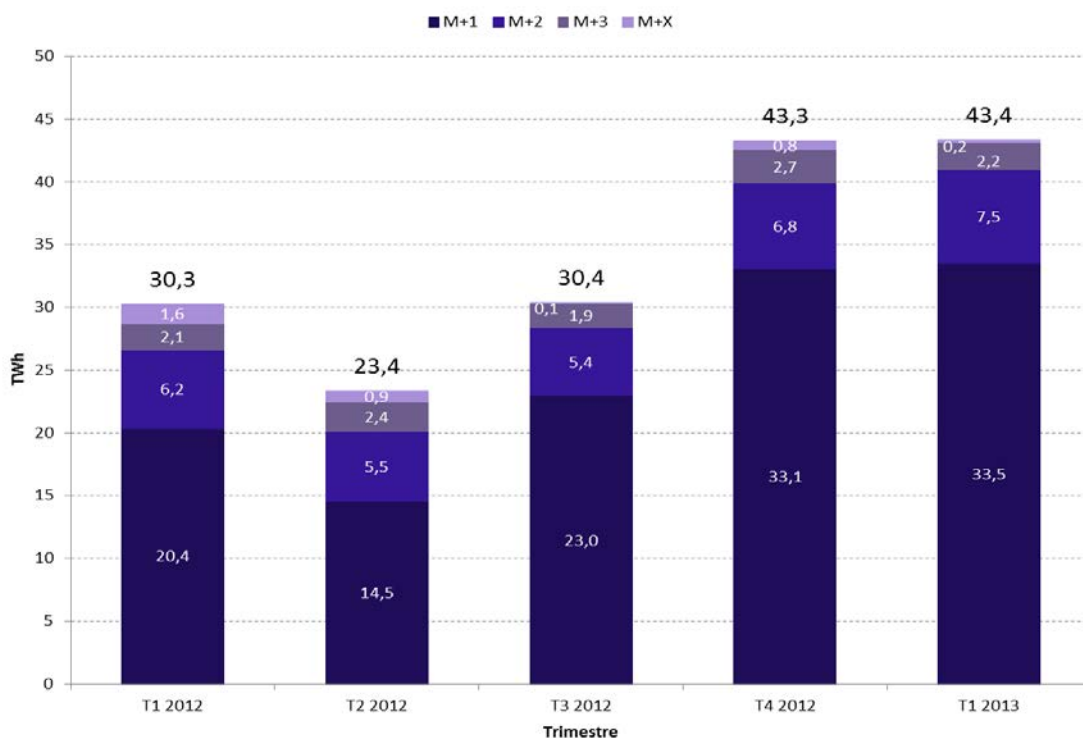
Les volumes échangés sur les produits mensuels sont restés stables au cours du premier trimestre 2013 : 4 000 transactions de produits mensuels représentant 43 TWh ont eu lieu, soit un volume identique par rapport au trimestre précédent mais une hausse de 43% par rapport à 2012 à la même période.

Derrière cette stabilité du volume global se dévoile la hausse des volumes sur les contrats M+1 (+0,4 TWh) et M+2 (+0,7 TWh), en partie contrebalancée par une réduction des volumes sur le produit M+3 (-0,48 TWh). Le produit M+1 reste la maturité la plus liquide (78% des volumes), devant les contrats M+2 (17% des volumes) et M+3 (5% des volumes).

¹⁵ L'ensemble des évolutions décrites dans les commentaires qui suivent portent sur les produits à terme de la section *Développement du négoce en France des indicateurs des marchés de gros de l'électricité*.

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

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



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

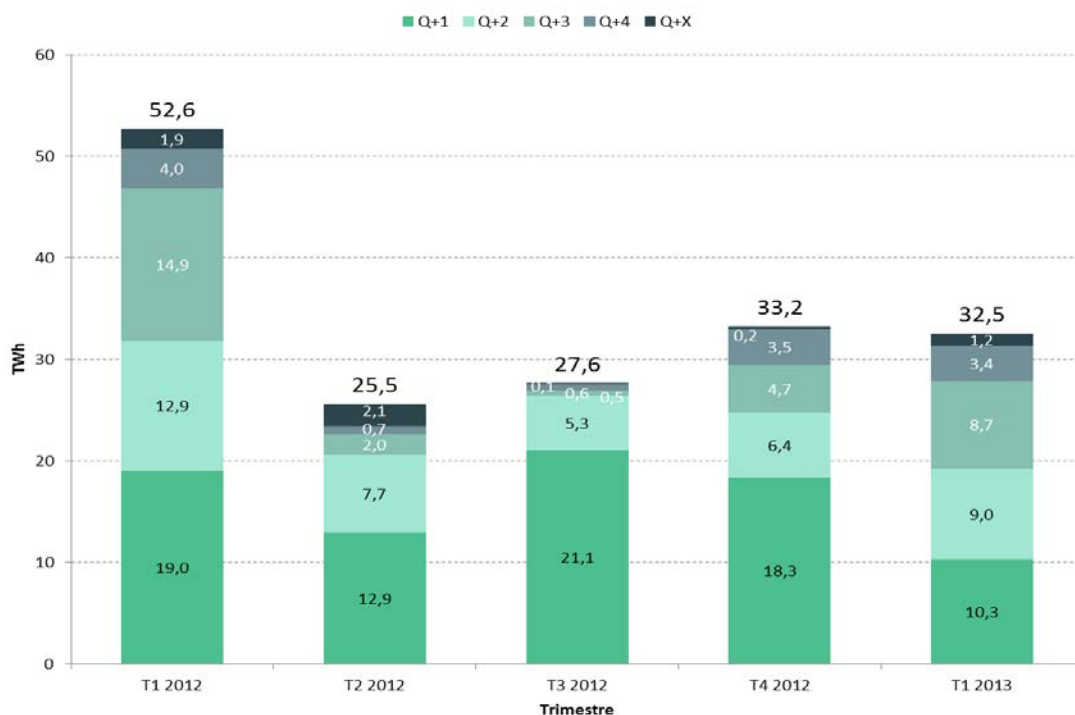
Produits trimestriels :

Le négoce de produits trimestriels au premier trimestre 2013 a été stable. Les volumes échangés se sont élevés à 32,5 TWh pour près de 1 365 transactions, soit une baisse en volume de 2% par rapport au trimestre précédent, mais de 38% par rapport à 2012 à la même période.

Cette stabilité des volumes vis-à-vis du quatrième trimestre 2012 cache cependant une forte baisse des volumes sur le contrat Q+1 (-8,1 TWh), compensée par les hausses de volumes sur les maturités Q+2 (+2,6 TWh) et Q+3 (+3,9 TWh). La maturité Q+4, stable par rapport au quatrième trimestre 2012, reste le contrat le moins liquide avec 3,4 TWh négociés (-3%).

Comparativement à 2012 à la même période, les volumes sont en fort retrait : la maturité Q+1 a vu ses volumes reculer de 46%, on observe une chute de 30% pour le contrat Q+2, et les volumes négociés pour maturités Q+3 et Q+4 se sont respectivement réduits de 42% et 13%.

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



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

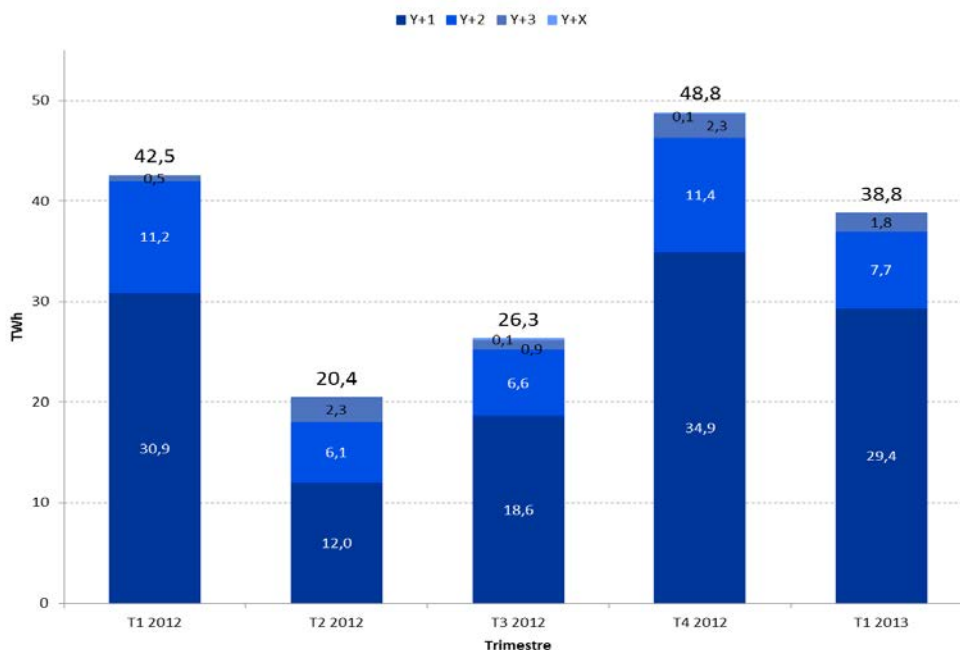
Produits calendaires :

Les volumes échangés sur les produits annuels ont été à la baisse au premier trimestre 2013 avec près de 39 TWh négociés pour 885 transactions, soit -20% et -9% respectivement par rapport au quatrième trimestre de 2012. Ces chiffres sont en recul de 9% par rapport au premier trimestre 2012 en termes de volumes, mais le nombre de transactions reste stable (-1%).

La baisse des volumes par rapport au trimestre précédent concerne les maturités Y+1 (-5,6 TWh soit -16%), Y+2 (-3,75 TWh soit -33%), et dans une moindre mesure Y+3 (-0,6 TWh soit -24%).

En comparaison avec le premier trimestre de 2012, l'activité reste en fort retrait sur les maturités Y+1 (-5%) et Y+2 (-31%), mais en nette progression sur le contrat Y+3 (+250%).

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

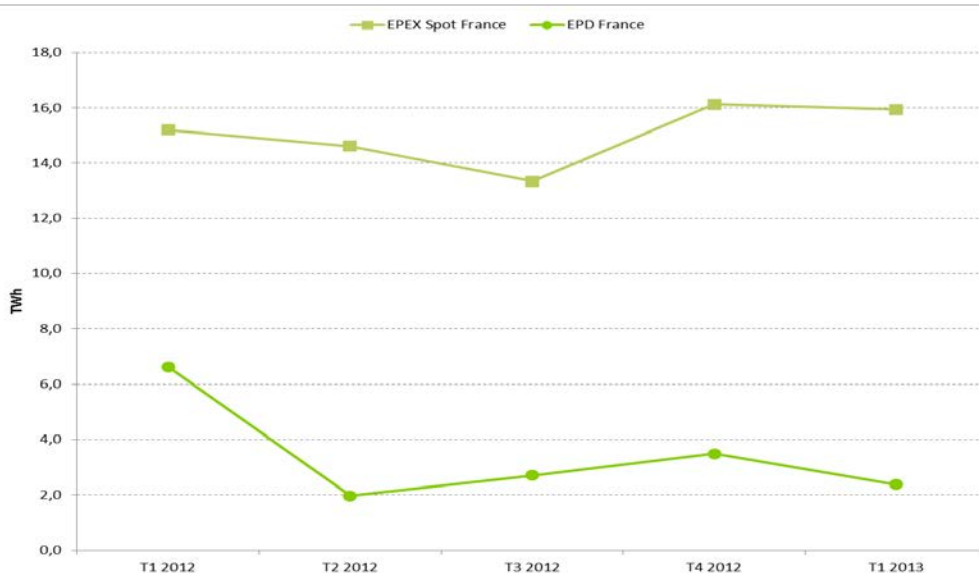


Sources : brokers, EPEX SPOT France, EPD France ; Analyse : CRE

C) Activité sur les marchés organisés et comparaison internationale

Avec 15,9 TWh échangés, le volume en *day-ahead* échangé sur EPEX SPOT est en baisse de 1% au premier trimestre 2013 par rapport au trimestre précédent, mais en hausse de 5% par rapport à la même période l'année précédente. Avec près de 2,4 TWh négociés sur le marché *futures* d'EPD France, les volumes diminuent par rapport au trimestre précédent (-32%) et sont surtout en fort recul par rapport à la même période en 2012 (-64%).

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



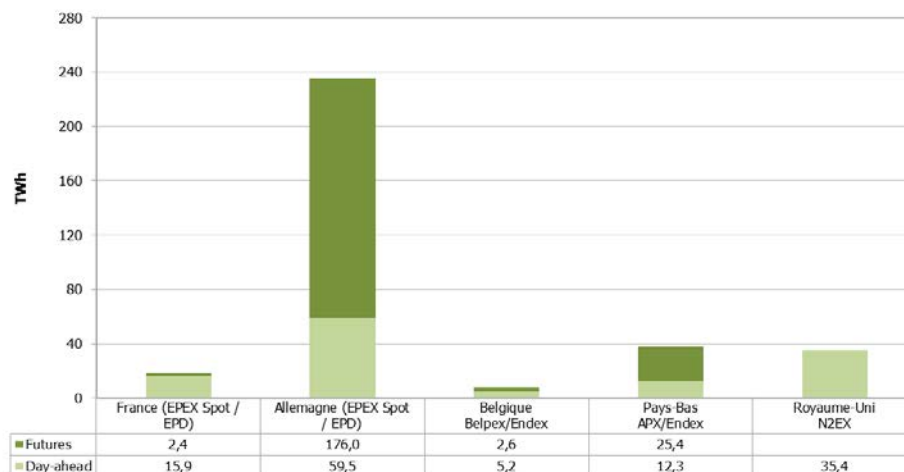
Sources : EPEX SPOT, EPD France

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 maintenant nettement devancée par le marché *day-ahead* au Royaume-uni. L'activité sur le marché *futures* ayant très

fortement chuté depuis le second trimestre 2012, elle s'inscrit à un niveau très inférieur au marché néerlandais dont les volumes ont fortement augmenté depuis le troisième trimestre 2012. Mais elle est désormais également devancée par celle sur le marché belge pour ce premier trimestre 2013.

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

– Premier trimestre 2013 –



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

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

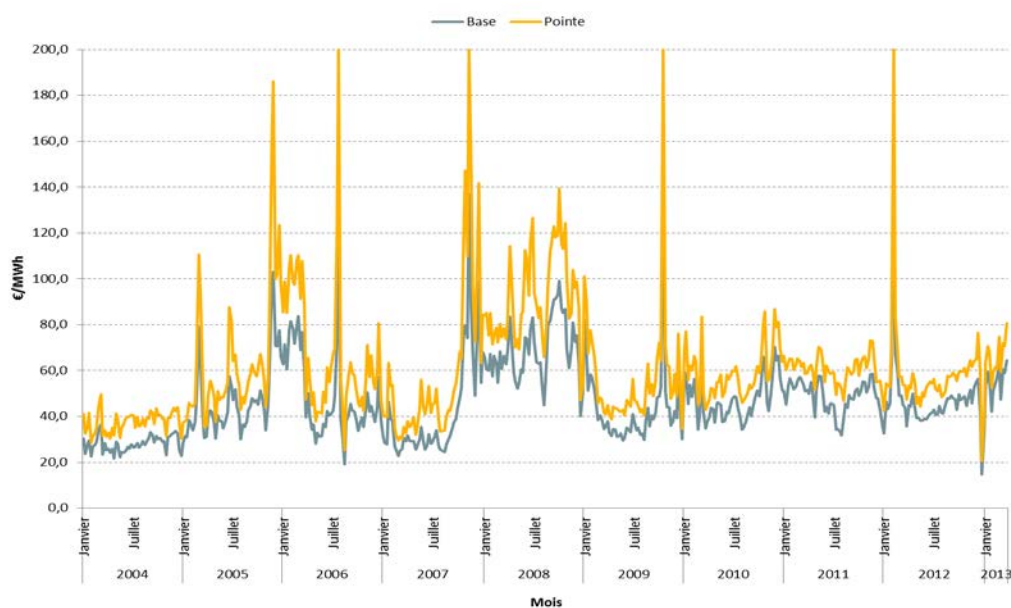
Cette section porte sur l'évolution des prix observés sur les bourses de l'électricité en Europe. Les évolutions commentées sont observables dans la section *Evolution des prix de l'électricité* des indicateurs électricité publiés par la CRE.

A) Prix day-ahead

Les prix *day-ahead* cotés sur EPEX SPOT ont affiché une moyenne de 54,3 €/MWh en base et 64,8 €/MWh en pointe au premier trimestre 2013 pour la France, soit des hausses respectives de 17,4% et 10,6% par rapport au trimestre précédent. Les prix en base et pointe en 2012 à la même période étaient supérieurs de 2,6% et 11,3% respectivement, ces derniers ayant cependant été tirés à la hausse lors de l'épisode de pics de prix survenus au cours de la vague de froid de février 2012.

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 -

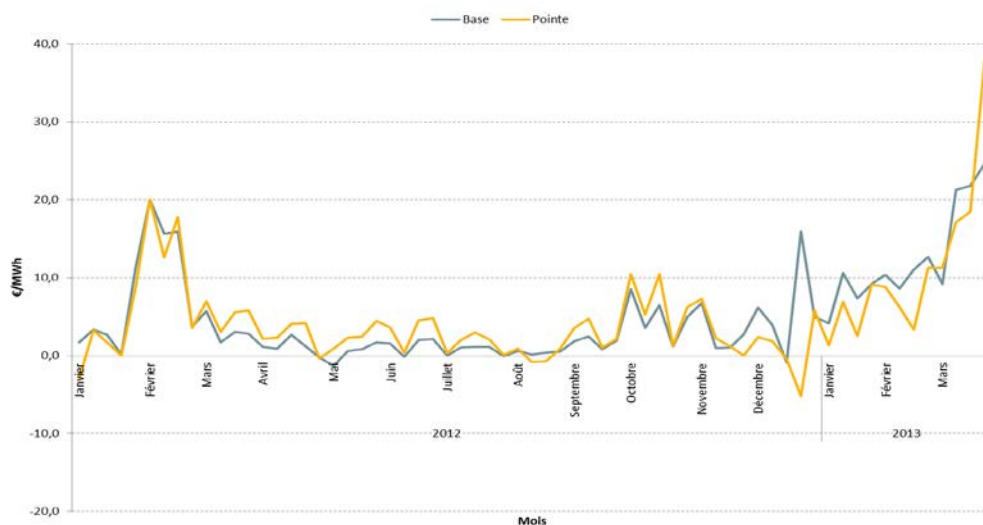


Source : EPEX SPOT – Analyse : CRE

Sur le marché allemand, le prix spot base s'est apprécié de 2% tandis que le prix pointe s'est réduit de 2,5% par rapport au quatrième trimestre 2012, s'établissant respectivement à 42,3 €/MWh et 54,0 €/MWh. Ils sont inférieurs à ceux de 2012 à la même période, de plus de 6% en base et de 4,5% en pointe.

Le différentiel de prix France-Allemagne s'est très fortement apprécié en moyenne trimestrielle, passant de 4,9 €/MWh à 12 €/MWh en base, et de 3,3 €/MWh à 10,9 €/MWh en pointe. Par ailleurs, les prix français en base et en pointe ont été supérieurs aux prix allemands pour l'ensemble de la période.

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

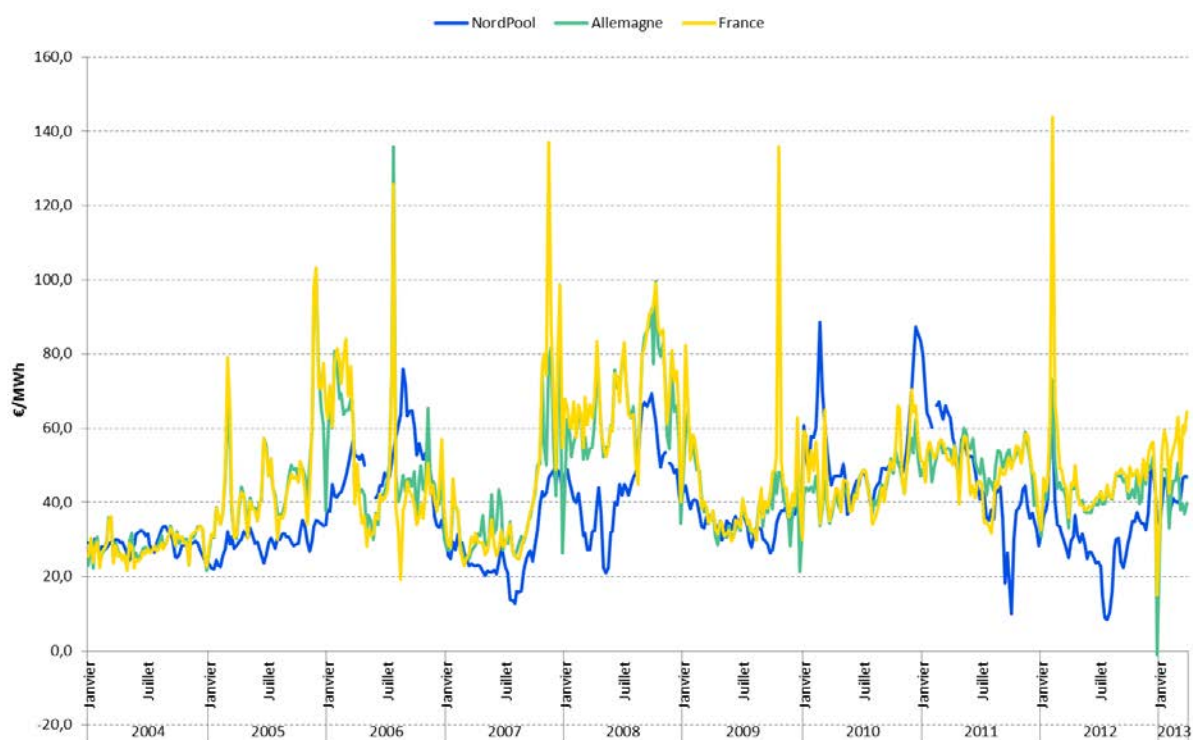


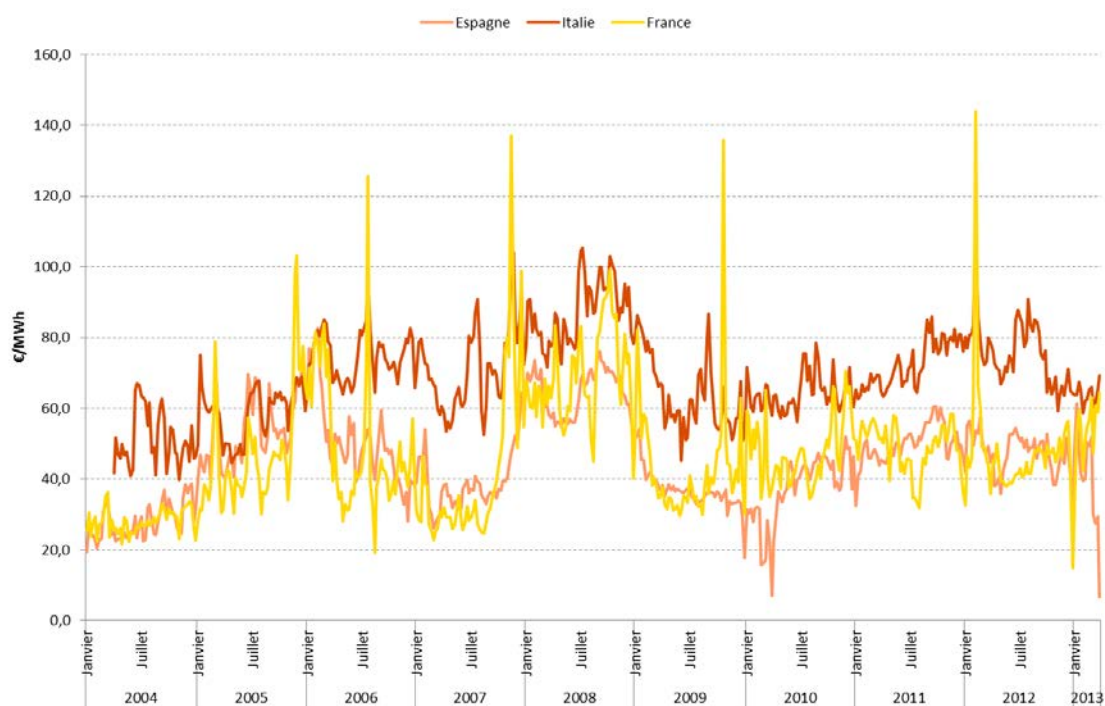
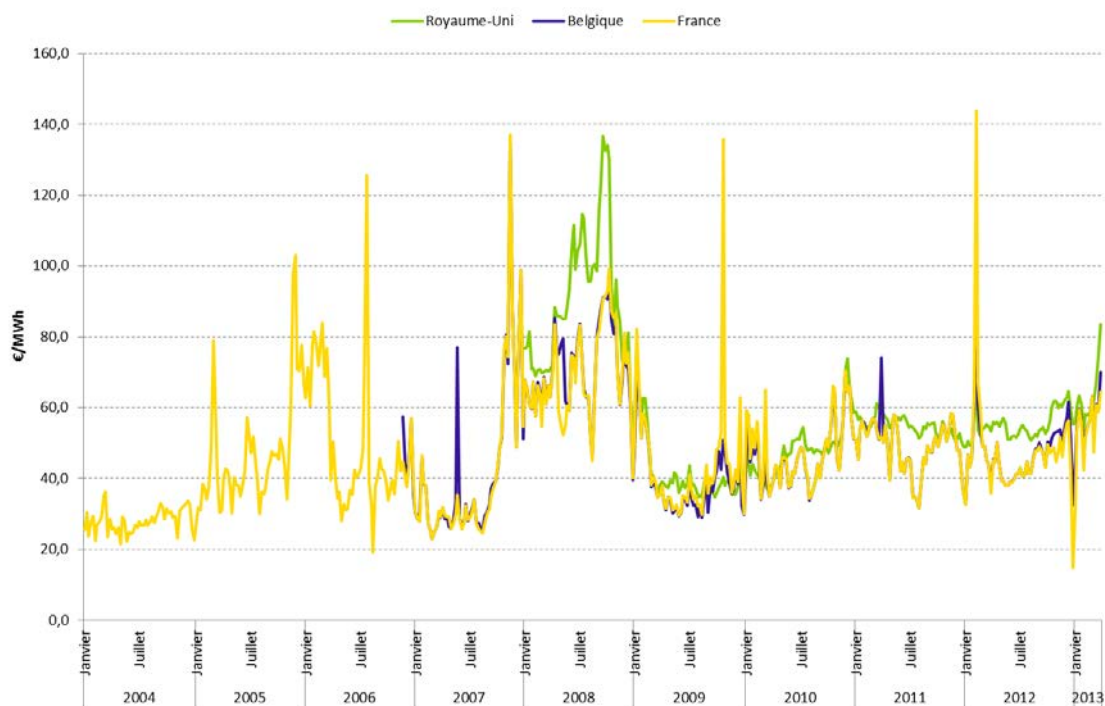
Sources : EPEX SPOT – Analyse : CRE

Les prix base et pointe belges sont en hausse (+10% en base et +5% en pointe) par rapport au quatrième trimestre 2012, notamment du fait d'une capacité nucléaire restée réduite et de la période hivernale. Les prix suisses sont également marqués à la hausse, les indices base et pointe s'appréciant respectivement de 14% et 9,5% par rapport au trimestre précédent. Au Royaume-Uni, les prix base et pointe augmentent de 5% et 3%, et les indices base et pointe Nordpool ont respectivement progressé de 12,6% et 5,4% du quatrième trimestre 2012 au premier trimestre 2013. A l'inverse, les prix espagnols et italiens continuent à se réduire, de 6,6% et 2,8% respectivement en base, et de 3,4% et 4,3% en pointe.

Les prix moyens allemand, belge et suisse qui étaient en ligne avec les prix français en base jusqu'au troisième trimestre 2012, continuent depuis d'en diverger : l'écart de prix base entre la France et l'Allemagne atteint 12 €/MWh (France plus chère, en hausse de 147%), tandis que les spread moyens avec la Belgique et la Suisse se sont respectivement réduit à 2,3 €/MWh (-55%, France moins chère) et 1,9 €/MWh (-37%, France moins chère). Le différentiel avec l'Espagne a fortement augmenté, la France étant plus chère de près de 14 €/MWh en base (contre 3,1 €/MWh au trimestre précédent). Le différentiel base France-Italie s'est de nouveau réduit de moitié au premier trimestre 2013, à -9,6 €/MWh. L'écart de prix avec le Royaume-Uni s'est amoindrit de 5 €/MWh en base à -8,7 €/MWh (France moins chère). Enfin, le spread en base s'est accru avec l'indice Nordpool, l'indice français lui étant supérieur de 12,2 €/MWh au premier trimestre 2013 (contre 8,9 €/MWh au quatrième trimestre).

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 en France et en Allemagne ont évolué à la baisse sur T1 2013 par rapport à leur niveau en T4 2012.

Les prix du *future* annuel Y+1 en base a baissé de 4 €/MWh en France et de 4,5 €/MWh en Allemagne, s'établissant respectivement à 45,3 €/MWh et 42,2 €/MWh en moyenne.

En pointe, le prix du contrat Y+1 français a perdu 5,1 €/MWh à 57,6 €/MWh et le prix allemand s'est réduit de 5,3 €/MWh à 52,8 €/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 (notamment en raison de la thermo-sensibilité de la consommation électrique). On observe depuis, à chaque trimestre, une valorisation de plus en plus importante de cet écart de prix à terme entre la France et l'Allemagne. Ce phénomène peut en partie être attribué à la croissance de la production renouvelable en Allemagne, ainsi qu'à la baisse du cours du charbon.

En base l'écart moyen des prix du Y+1 est en effet passé de 1,0 €/MWh au second trimestre 2012 à près de 2,6 €/MWh au quatrième trimestre. Au premier trimestre 2013, cet écart est de 3,1 €/MWh.

En pointe, l'écart de prix entre la France et l'Allemagne augment également, dans une moindre mesure cependant. De 3,0 €/MWh au second trimestre 2012, cet écart est monté à 4,1 €/MWh puis 4,6 €/MWh aux troisième et quatrième trimestres respectivement. Il atteint environ 4,9 €/MWh sur le premier trimestre 2013.

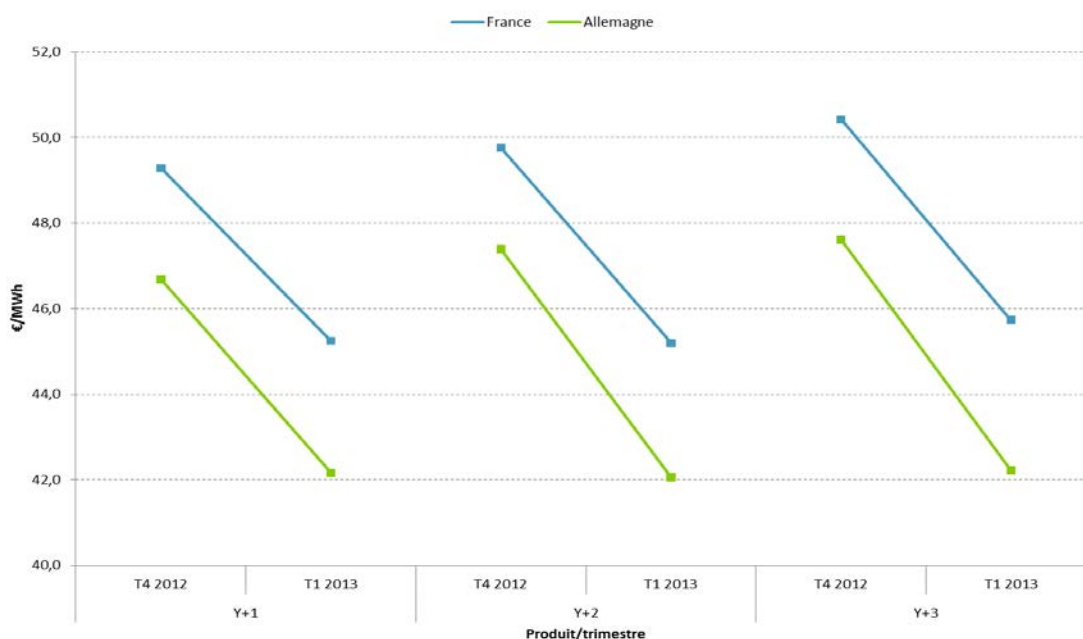
Différentiels de prix *futures* Y+1 entre la France et l'Allemagne - différentiels de prix journaliers -



Sources : EPD France / Allemagne

Les prix Y+2 base diminuent de 4,6 €/MWh pour la France et de 5,3 €/MWh pour l'Allemagne. Les prix Y+3 base baissent de 4,7 €/MWh en France et de 5,4 €/MWh 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 près de 2,4 €/MWh du premier au quatrième trimestre 2012. Au premier trimestre 2013, il poursuit son ascension à 3,1 €/MWh. Pour les prix Y+3 base, les prix français continuent à être supérieurs aux prix allemands, l'écart de prix prenant la même tendance à la hausse que pour les maturités Y+1 et Y+2, augmentant de 70 centimes au premier trimestre 2013 à 3,5 €/MWh.

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



Sources : EPD France / Allemagne

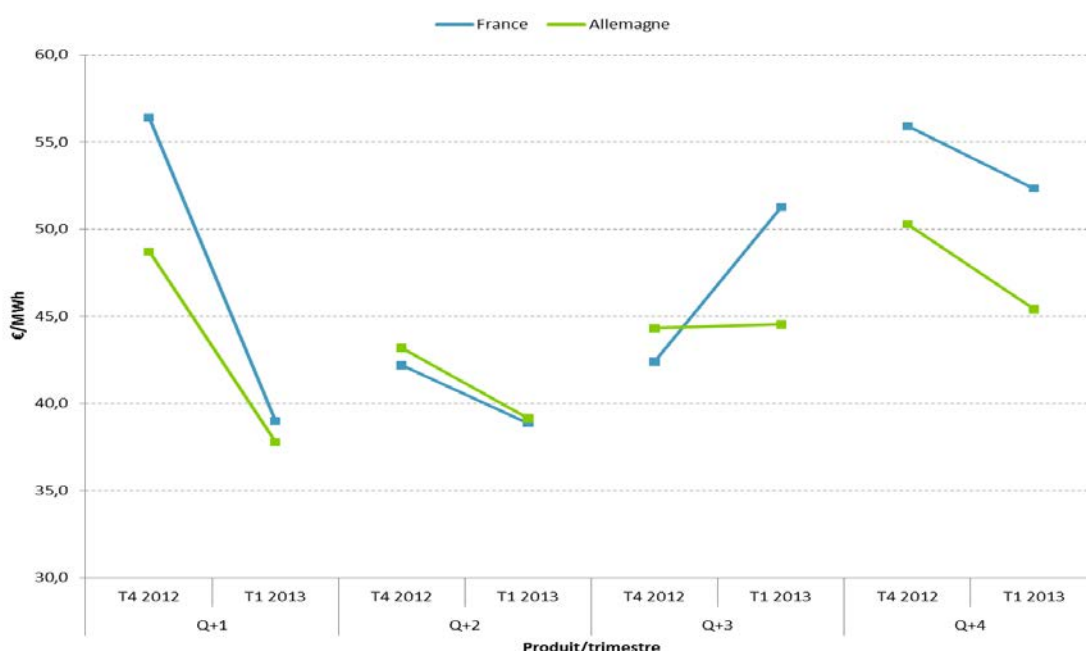
Produits trimestriels :

Au premier trimestre 2013, les cours des produits Q+1 français et allemands se sont respectivement dépréciés de 17,4 €/MWh et 10,9 €/MWh, les prix français restant supérieurs de 1,2 €/MWh aux prix allemands pour livraison au printemps. Cette réduction de l'écart de prix (-6,6 €/MWh) est le reflet de la thermo-sensibilité de la consommation électrique française. Dans une très moindre mesure, les prix des produits Q+2 français et allemands, pour livraison à l'été, sont également en baisse (-3,3 €/MWh et -4,0 €/MWh respectivement), le prix base français restant inférieur au prix allemand de 30 centimes d'euros environ.

Le cours du produit Q+3, pour livraison à l'automne 2013, augmente de 21% en France mais reste stable en Allemagne (+0,5%). Le spread s'inverse, le prix français devenant plus cher de 6,7 €/MWh que le prix allemand (contre -1,9 €/MWh au quatrième trimestre 2012). Les cours des produits Q+3 s'établissent ainsi à 51,3 €/MWh en France et 44,5 €/MWh en Allemagne.

Pour le produit Q+4, les prix français et allemands sont en baisse (-6,4% et -9,7% respectivement) malgré l'entrée dans la période d'hiver : ils s'établissent à 52,3 €/MWh et 45,4 €/MWh, et le spread s'apprécie de 23% à 6,9 €/MWh (France plus chère).

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

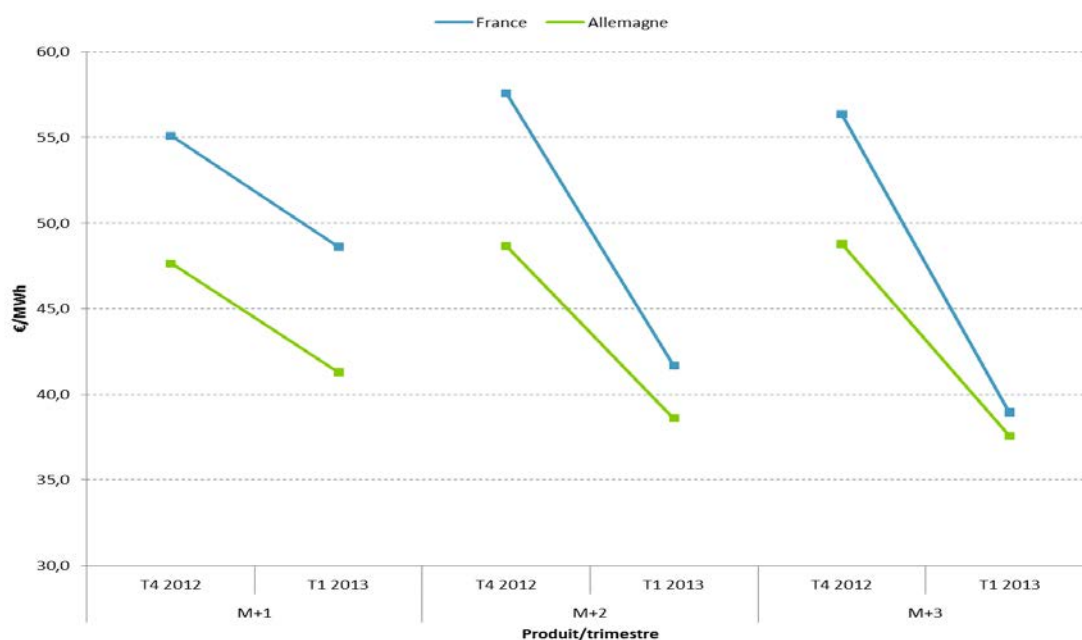


Sources : EPD France / Allemagne

Produits mensuels :

Au premier trimestre 2013, les prix moyens des produits mensuels M+1, M+2 et M+3 sont en baisse, en raison de la fin de la période hivernale. Les prix M+1 français et allemands diminuent respectivement de 12% et 13%, et les prix M+2 de 28% et 21%. Les prix moyens des produits M+3 ont également tendu à la baisse à l'approche de périodes de livraison moins froides, se dépréciant de 31% en France et de 23% en Allemagne. Les *spread* restent positifs (France plus chère) mais tendent à diminuer avec l'approche du printemps : les écarts de prix moyens sont de 7,3 €/MWh pour le produit M+1, de 3,1 €/MWh pour le contrat M+2, et enfin de 1,4 €/MWh pour le produit M+3.

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



Sources : EPD France / Allemagne

4. Les fondamentaux du marché de l'électricité

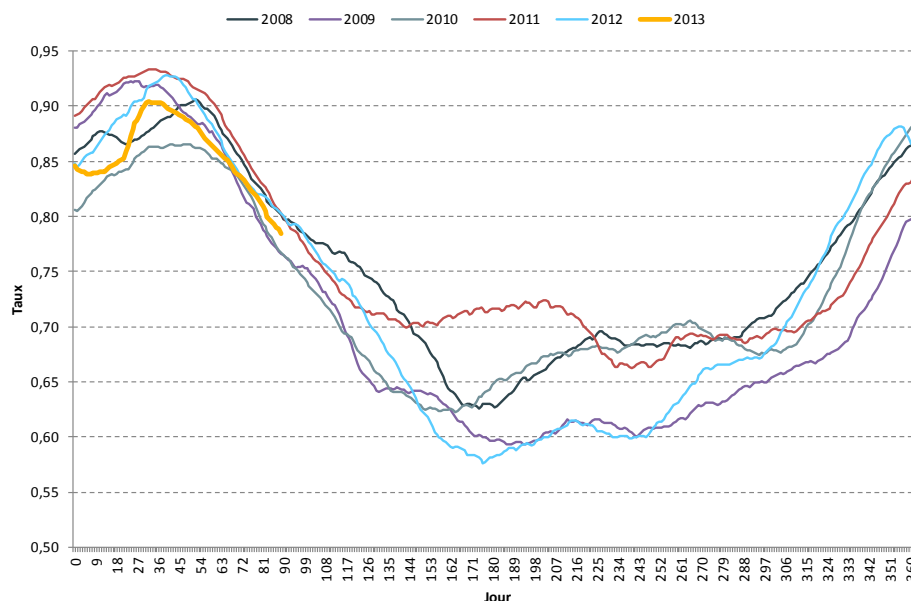
En moyenne trimestrielle, les prix à terme pour livraison en 2014 de l'électricité étaient orientés à la baisse entre T4 2012 et T1 2013 (cf. partie précédente) dans le sillage de la baisse des cours du gaz et du CO₂.

Les prix à terme de l'électricité pour livraison en 2014 ont ainsi poursuivi la baisse entamée sur le trimestre précédent (-7,8% par rapport à T4 2012). Cette baisse est concomitante à l'évolution à la baisse du cours de baril de pétrole brut (-0,5% pour le prix exprimé en euros). Sur la même période, les prix du gaz et du CO₂ étaient également à la baisse respectivement de 0,3% et 34,4%. Le prix du charbon, quant à lui, a connu une légère hausse de 0,5% par rapport à T4 2012.

La comparaison cette fois avec les prix constatés l'an passé à la même période laisse apparaître une baisse des prix de l'électricité et des combustibles. Le prix moyen de l'électricité constaté au quatrième trimestre a diminué de 12,8% contre 15,0% pour le charbon. La baisse de prix est encore plus importante pour le CO₂ atteignant un recul de 39,1%. Quant au prix du gaz, il a légèrement reculé au premier trimestre de 0,2% par rapport à la même période de l'an passé.

En ce qui concerne la production d'électricité en France, le taux de production moyen du parc nucléaire ressort en légère baisse au 1^{er} trimestre 2013 relativement au taux enregistré au 1^{er} trimestre 2012 (85,6% contre 87,4%, soit une diminution de 2,0%), mais en hausse par rapport au trimestre précédent (+12,5%), suivant la saisonnalité observée depuis plusieurs années. Le recul par rapport au 1^{er} trimestre 2012 est la conséquence directe de la baisse du taux de disponibilité du parc nucléaire qui passe ainsi de 88,6% en 2012 à 86,4% en 2013 au premier trimestre.

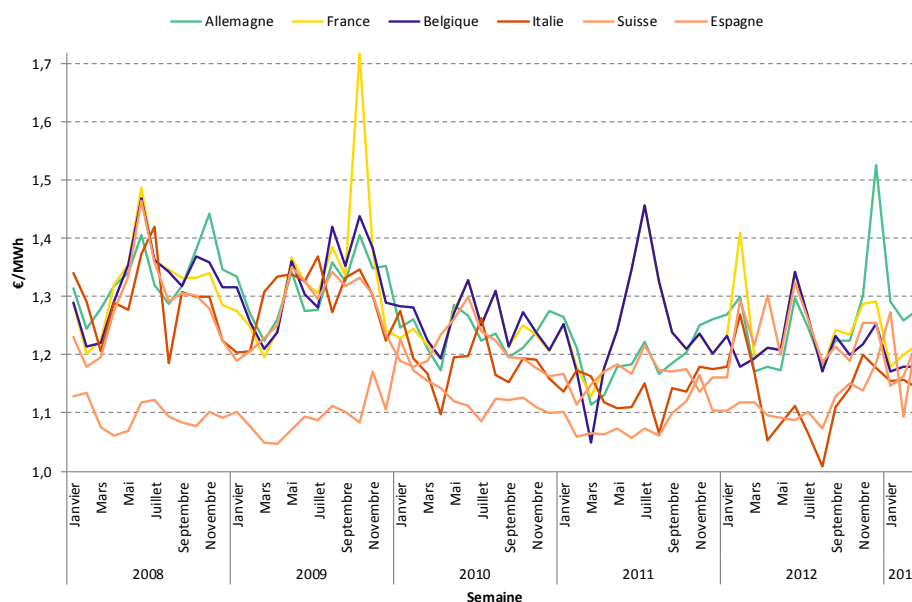
Taux de production du parc nucléaire : - moyenne mobile sur 30 jours -



Source : RTE – Analyse : CRE

Le ratio Pointe/Base est en baisse au premier trimestre 2013 (-5,5% en T1 2013 par rapport au T4 2012), ce qui se traduit par une légère diminution de la divergence observée entre prix base et pointe en T1 2013. Cet écart s'explique par une augmentation du prix spot base plus rapide que celle du prix spot pointe sur la période considérée (+17,1% pour la base, +10,1% pour la pointe par rapport au T4 2012).

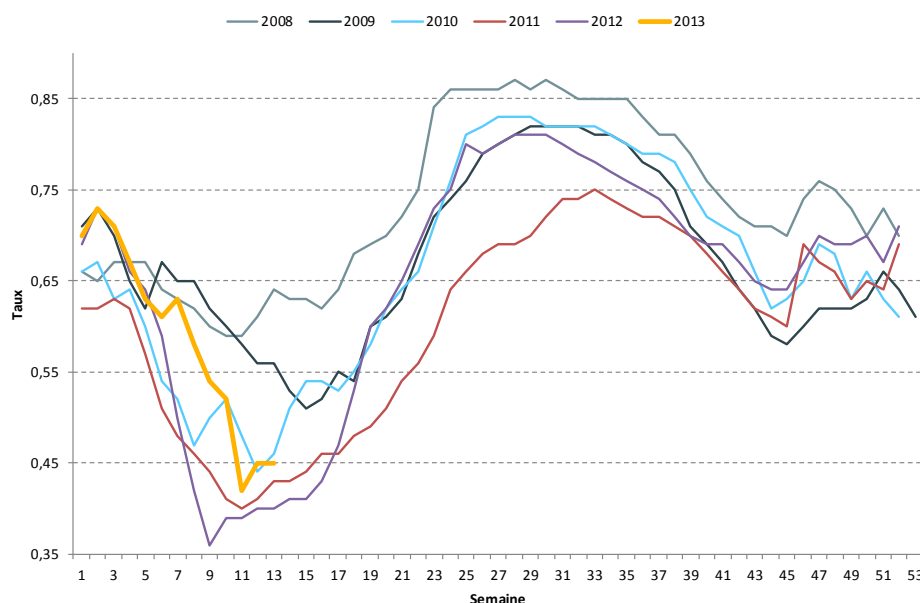
Ratio Pointe/Base – prix spots moyens



Source : EPEX SPOT, IPEX, Belpex, Omel

Le niveau des stocks hydrauliques a diminué atteignant fin mars 45% contre 70% début janvier. Il est toutefois supérieur relativement aux niveaux enregistrés fin mars depuis 2011.

Stocks hydrauliques

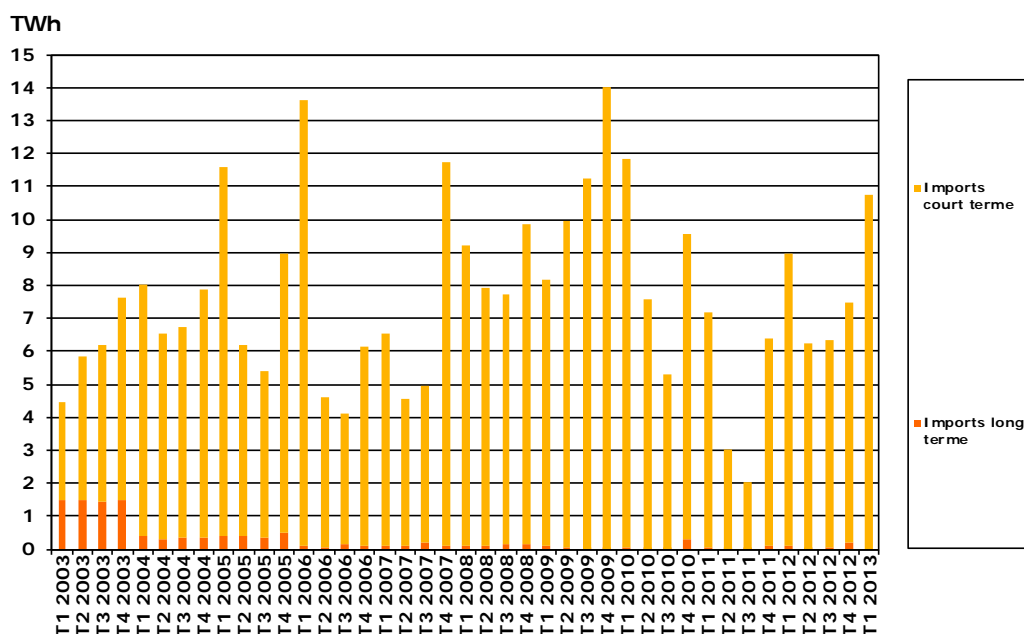


Source : RTE – Analyse : CRE

5. Volumes d'imports/exports

Les importations ont fortement augmenté de 48% en T1 2013 par rapport au T4 2012, et ce malgré la hausse de la disponibilité moyenne du parc nucléaire français (+12,5% par rapport au quatrième trimestre 2012). En effet, la hausse de la production (+10,5%) en résultant n'a pas compensé la forte hausse de la consommation (+15,7%). Les importations ont également augmenté de 24% par rapport au même trimestre de l'année 2012 passant de 8,9 TWh en T1 2012 à 11,1 TWh en T1 2013.

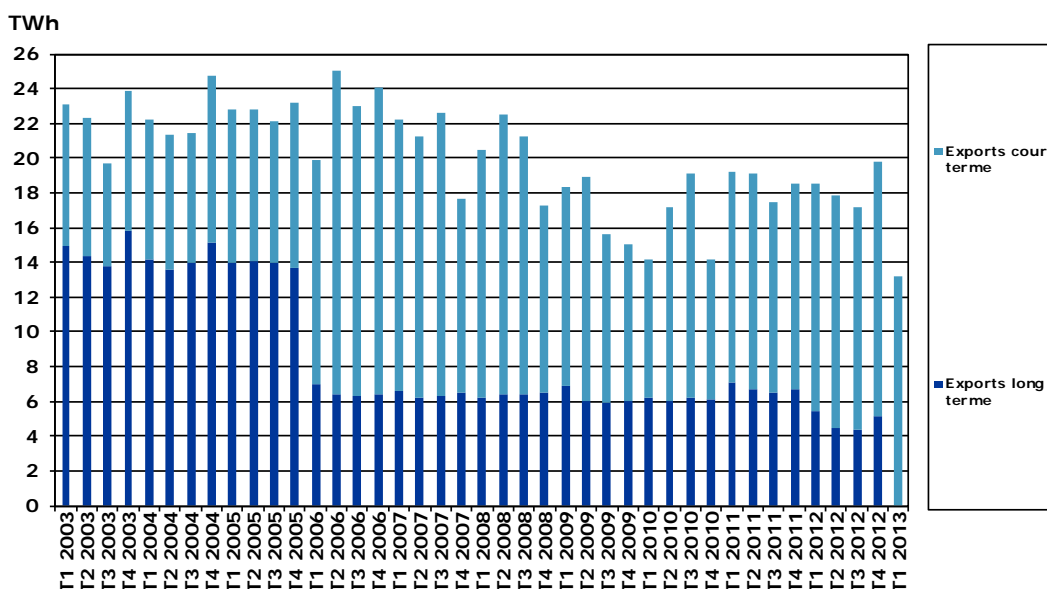
Somme des importations par trimestre



Source : RTE – Analyse : CRE

Les exportations ont diminué de 7% en volume en T1 2013 par rapport au T4 2012. D'une année sur l'autre, les volumes exportés au premier trimestre 2013 affichent également un niveau inférieur passant de 18,6 TWh en T1 2012 à 18,3 TWh en T1 2013, soit une légère diminution de 1%. Le solde net exportateur se situe à 7,2 TWh, en forte baisse de 41% par rapport au T4 2012 (solde net exportateur de 12,3 TWh) et de 24% par rapport au T1 2012 (solde net exportateur 9,7 TWh).

Somme des exportations par trimestre



Source : RTE – Analyse : CRE

6. Concentration du marché français de l'électricité

Au cours du 1^{er} trimestre 2013, sur les 179 responsables d'équilibre présents sur le marché, seuls 19 étaient actifs dans le domaine de la production d'électricité en France. 24 d'entre eux détenaient des capacités issues des enchères VPP et 16 des droits d'accès régulé à l'électricité nucléaire historique (ARENH), tandis que 27 effectuaient des ventes à des consommateurs. 76 responsables d'équilibre étaient par ailleurs actifs à l'import ou à l'export, et 99 avaient notifié des échanges de blocs dont 86 d'entre eux suite à des transactions effectuées sur la bourse.

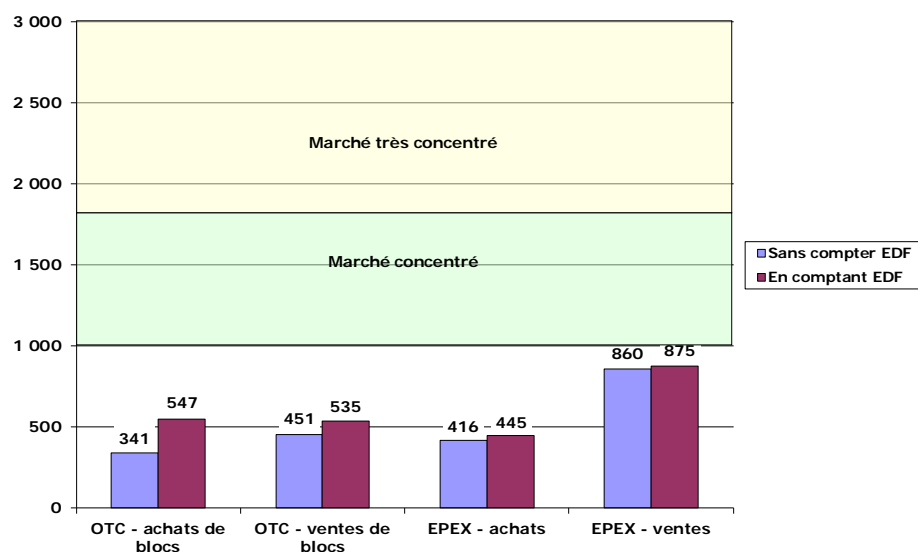
A) Concentration des différents segments du marché de gros français

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 1^{er} trimestre 2013, 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.

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 - livraisons sur le marché de gros - - Premier trimestre 2013 -

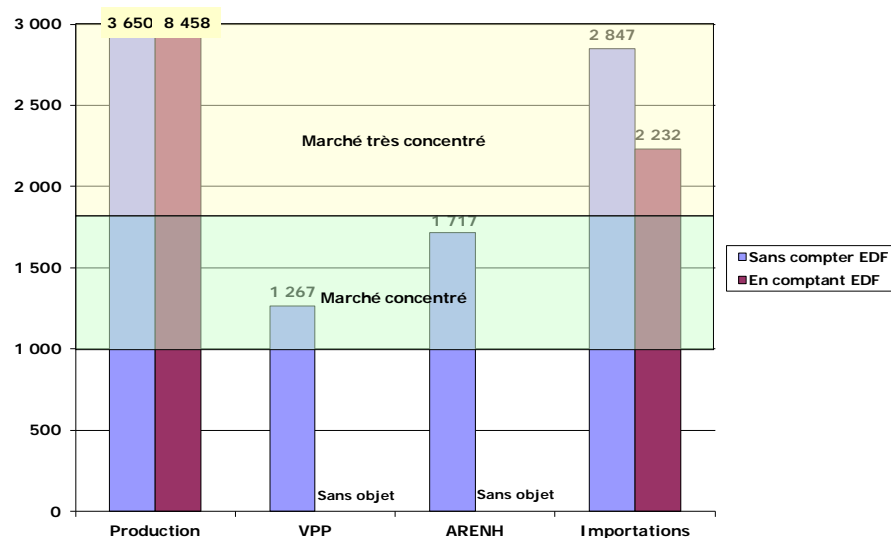


Source : RTE – Analyse : CRE

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

Les graphiques suivants montrent la concentration des marchés amont (injections) et aval (soutirages). Parmi les injections, la production est particulièrement concentrée, que le groupe EDF soit pris en compte ou non. Ceci reflète le faible nombre de grands producteurs français. Les segments des VPP et de l'ARENH apparaissent comme des segments de marché concentrés. Quant aux importations, elles apparaissent comme des segments de marché très concentrés, que le groupe EDF soit pris en compte ou non.

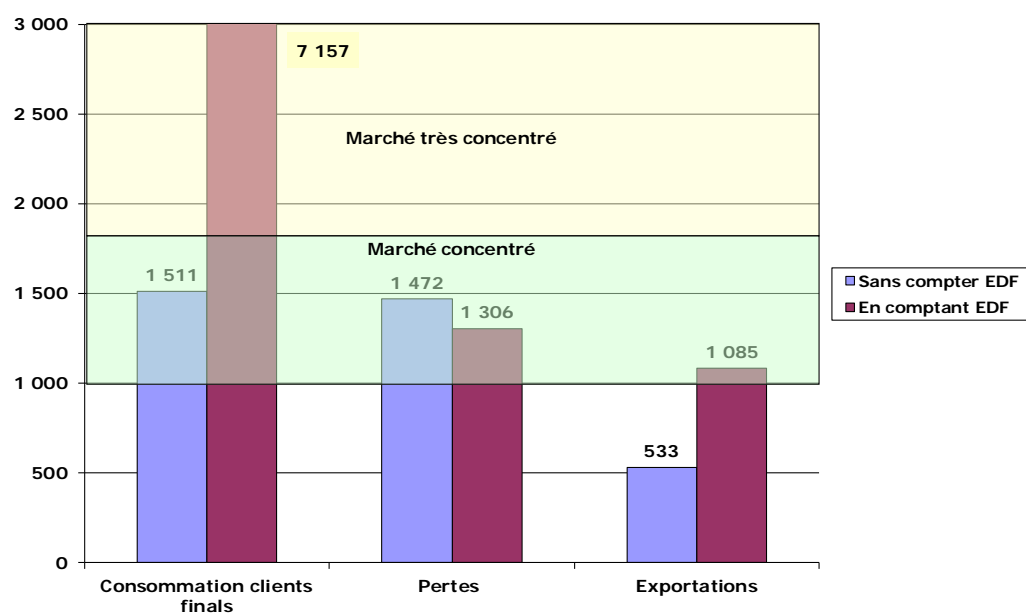
Indice de concentration HHI – injections - Premier trimestre 2013 -



Source : RTE – Analyse : CRE

Les ventes aux clients finals sont quant à elles particulièrement concentrées lorsque le groupe EDF est pris en compte, mais apparaissent comme des segments de marché beaucoup moins concentrés lorsque le groupe EDF n'est pas pris en compte. Le marché des pertes et les exportations se situent dans la zone de moyenne concentration, que le groupe EDF soit pris en compte ou non.

Indice de concentration HHI – soutirages - Premier trimestre 2013 –



Source : RTE – Analyse : CRE

LE MARCHE DU GAZ

Le marché de détail du gaz

1. Introduction

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

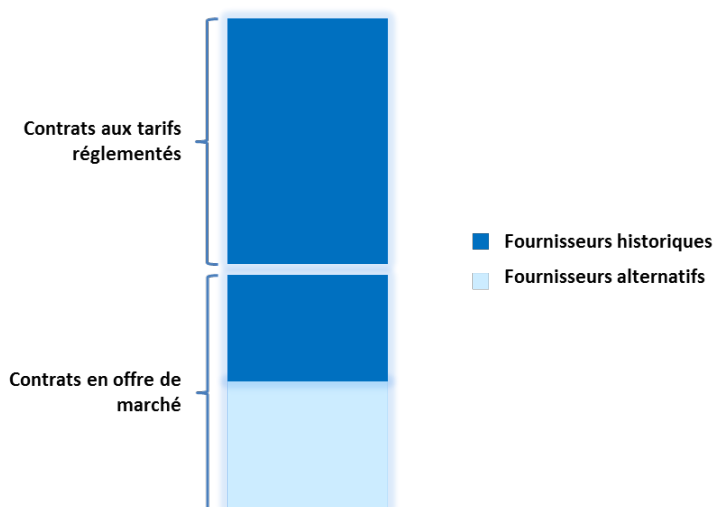
- à partir d'août 2000, éligibilité de tous les sites ayant une consommation annuelle de gaz supérieure à 237 GWh et de tous les producteurs d'électricité ou producteurs simultanés d'électricité et de chaleur quel que soit leur niveau de consommation annuelle,
- à partir d'août 2003, éligibilité de tous 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 31 mars 2013, 11,4 millions de sites et une consommation annuelle d'environ 493 TWh²⁰.

Les clients peuvent disposer de deux types de contrats :

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

**Répartition des contrats de gaz
- schéma illustratif -**

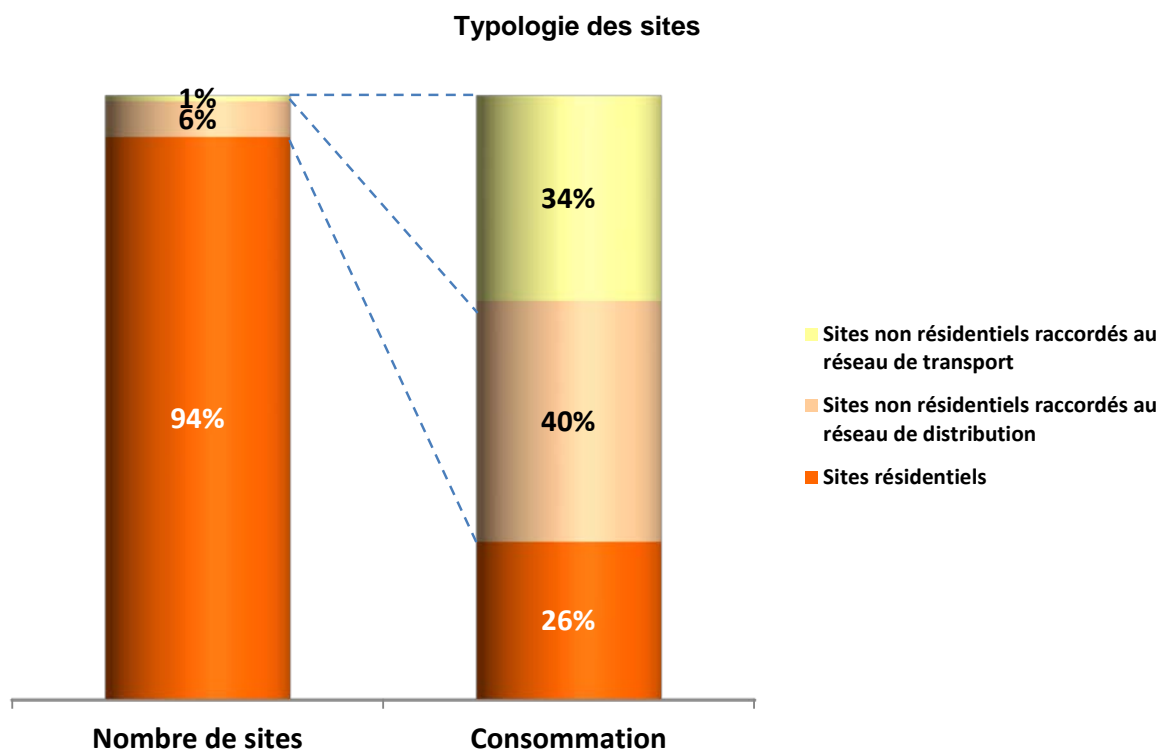


Les principales sources d'information de l'observatoire sont les gestionnaires de réseaux de transport (GRTgaz et TIGF), les 4 principaux gestionnaires de réseaux de distribution (GrDF, Régaz, Réseau GDS et Gaz Électricité de Grenoble) et les principaux fournisseurs historiques (GDF Suez, Tegaz, Énerest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

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

²⁰ Dans la suite du document, le périmètre d'étude est limité aux clients raccordés aux principaux réseaux (distribution et transport) qui représentent 490 TWh de consommation annualisée et 11,3 millions de sites.

2. Les segments de clientèle et leur poids respectif



Sources : GRT, GRD – Analyse : CRE

Le marché se divise en trois segments :

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

3. Etat des lieux au 31 mars 2013

A) Tableaux de synthèse du trimestre écoulé

Synthèse en nombre de sites

Situation (en nombre de sites)	Résidentiels		Non résidentiels	
	Au 31 mars 2013	Au 31 décembre 2012	Au 31 mars 2013	Au 31 décembre 2012
Nombre total de sites	10 631 000	10 632 000	675 000	675 000
Sites fournis en offre de marché, dont :	1 829 000	1 704 000	313 000	309 000
• fournisseurs historiques	581 000	507 000	156 000	155 000
• fournisseurs alternatifs	1 248 000	1 197 000	157 000	154 000
Sites au tarif réglementé	8 802 000	8 928 000	362 000	366 000
Parts de marché des fournisseurs alternatifs	11,7 %	11,3 %	23,3 %	22,8 %

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

Synthèse en consommation annualisée

Situation (en consommation annualisée)	Résidentiels		Non résidentiels	
	Au 31 mars 2013	Au 31 décembre 2012	Au 31 mars 2013	Au 31 décembre 2012
Consommation totale de sites	129,9 TWh	130,1 TWh	359,7 TWh	380,6 TWh
Consommation fournie en offre de marché, dont :	22,3 TWh	21,1 TWh	279,2 TWh	295,8 TWh
• fournisseurs historiques	7,6 TWh	7,0 TWh	123,4 TWh	140,0 TWh
• fournisseurs alternatifs	14,7 TWh	14,1 TWh	155,8 TWh	155,8 TWh
Consommation fournie au tarif réglementé	107,6 TWh	109,0 TWh	80,5 TWh	84,8 TWh
Parts de marché des fournisseurs alternatifs	11,3 %	10,8 %	43,3 %	40,9 %

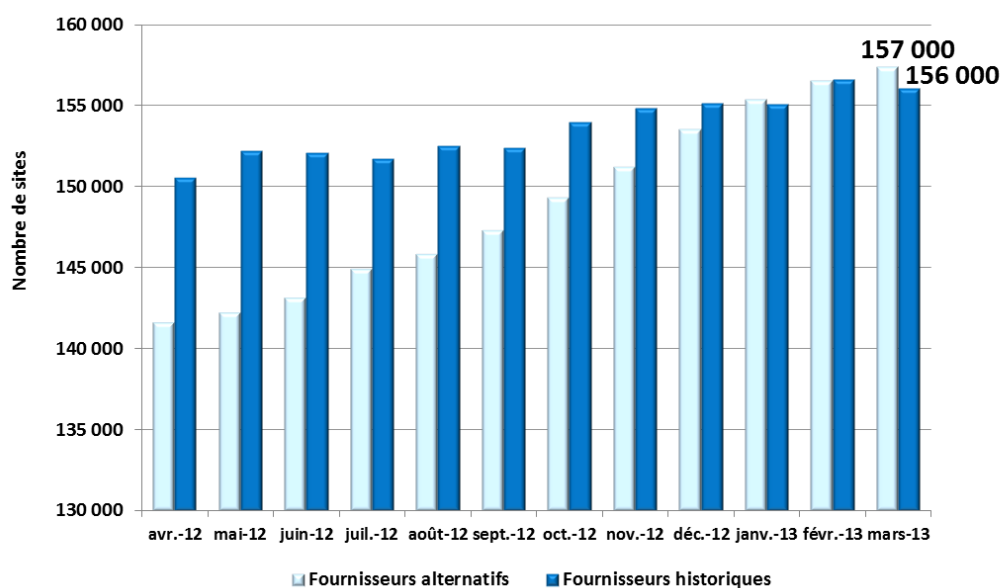
Sources : GRT, GRD, Fournisseurs historiques – Analyse : CRE

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

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

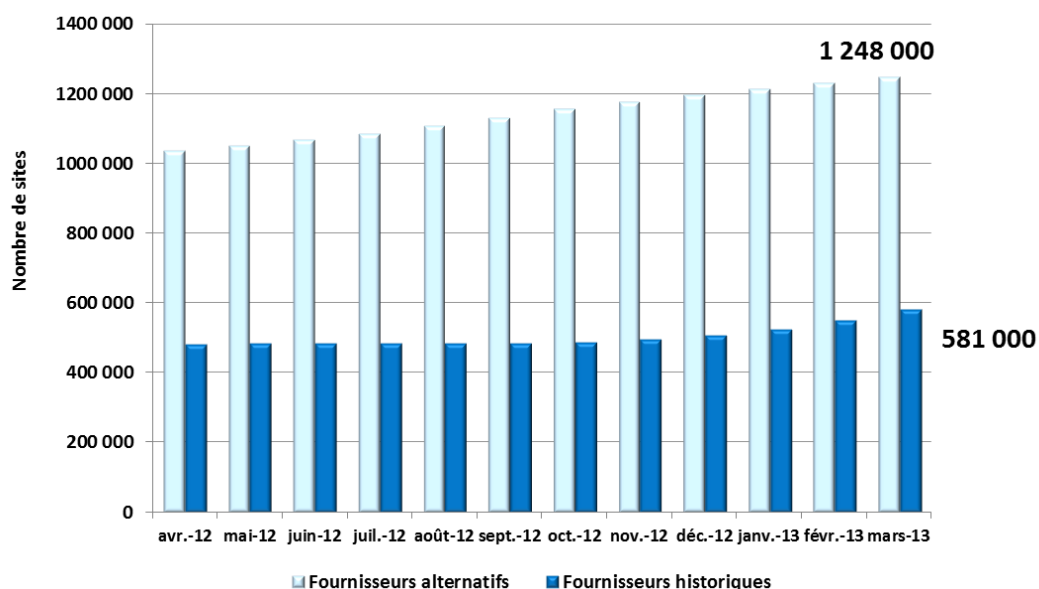
B) Evolution du nombre de sites en offre de marché

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



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

Nombre de sites en offre de marché - Sites résidentiels -

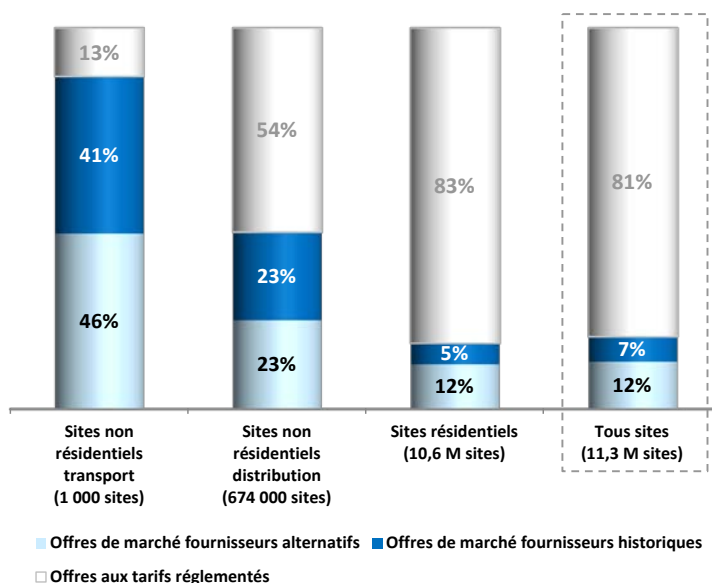


Sources : GRT, GRD, Fournisseurs historiques – Analyse : CRE

Au 31 mars 2013, 2 142 000 sites ont choisi une offre de marché, dont 1 405 000 auprès d'un fournisseur alternatif.

C) Parts de marché en nombre de sites au 31 mars 2013

**Répartition des sites par type d'offre
au 31 mars 2013**

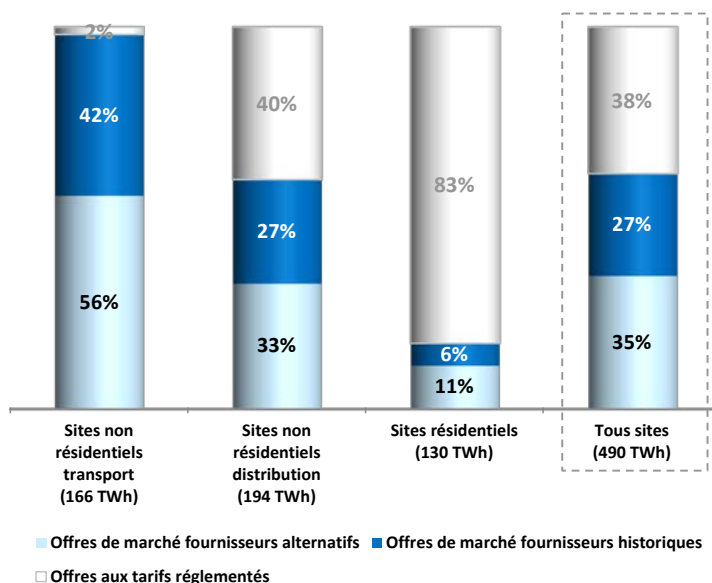


Sources : GRT, GRD, Fournisseurs historiques – Analyse : CRE

Exemple de lecture : Au 31 mars 2013, environ 19% des sites sont en offre de marché, dont 12% auprès d'un fournisseur alternatif.

D) Parts de marché en consommation annualisée au 31 mars 2013

**Répartition des consommations annualisées par type d'offre
au 31 mars 2013**



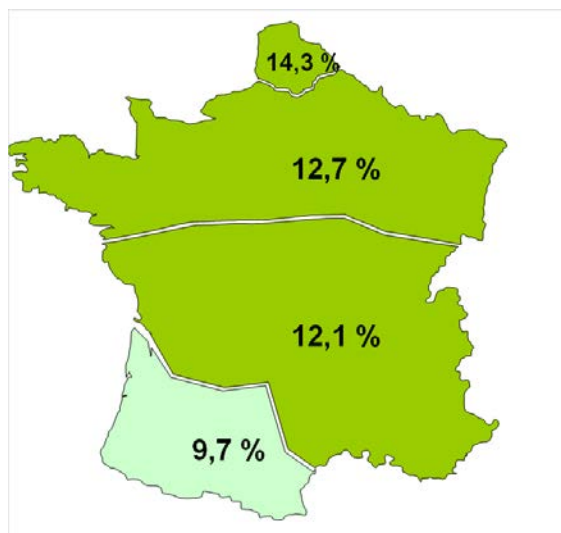
Sources : GRT, GRD, Fournisseurs historiques – Analyse : CRE

Exemple de lecture : Au 31 mars 2013, environ 62% de la consommation est fournie par des offres de marché, dont 35% auprès d'un fournisseur alternatif.

E) Analyse par zone géographique

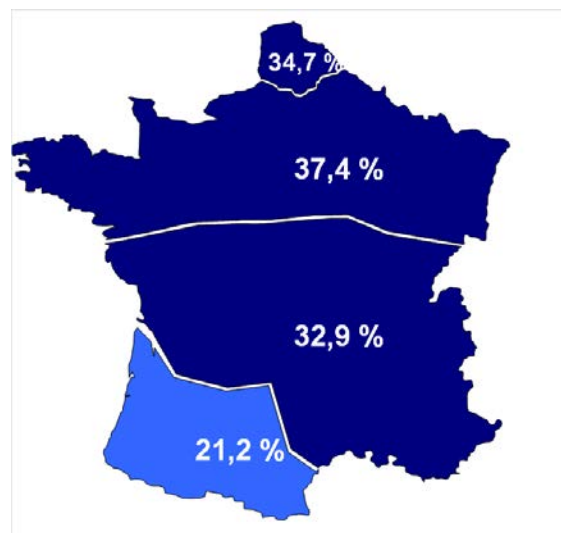
Parts de marché des fournisseurs alternatifs par zone d'équilibrage²¹ au 31 mars 2013

– en nombre de sites –



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

– en consommation annualisée –



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

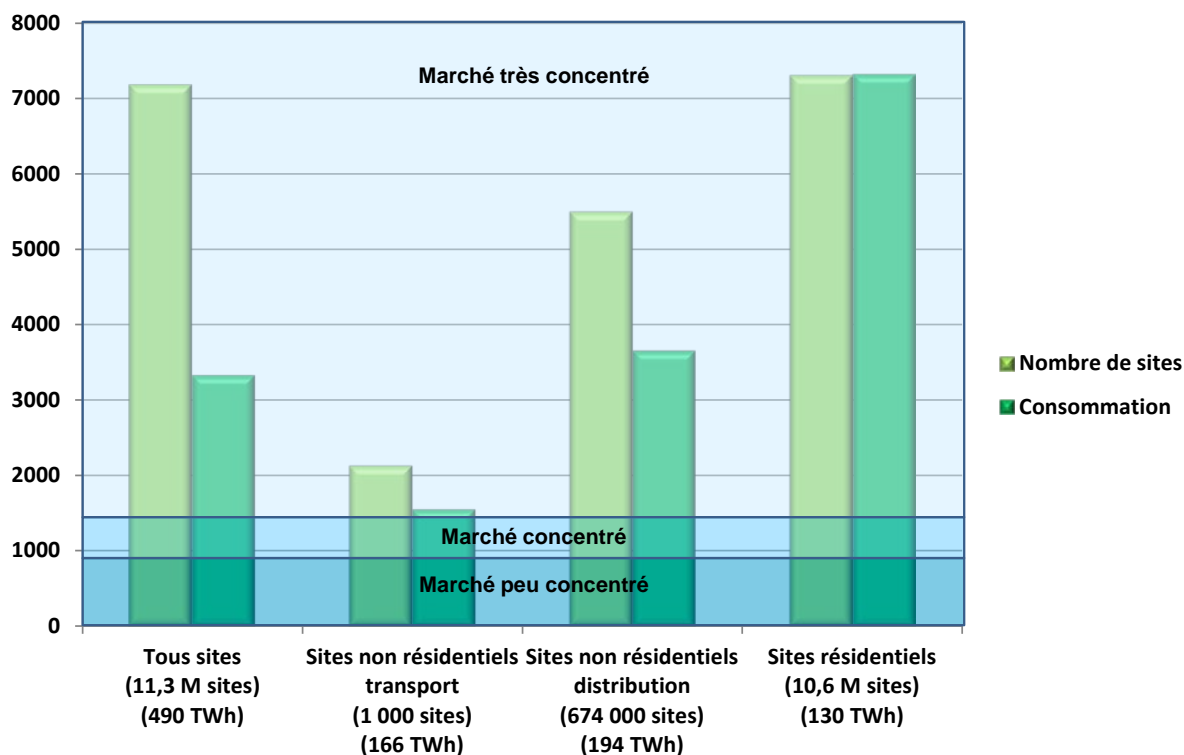
Sources : GRT, GRD – Analyse : CRE

Exemple de lecture : Au 31 mars 2013, dans la zone Nord-gaz B, 14,3% des sites et 34,7% 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 31 mars 2013

**Liste des fournisseurs nationaux déclarés auprès de la CRE²³
et actifs²⁴ au 28 mai 2013**





Fournisseur, Marque(s) commerciale(s)		Sites non résidentiels transport	Sites non résidentiels distribution	Sites résidentiels
Fournisseurs alternatifs²⁵ de gaz naturel				
Alterna			●	●
Antargaz			●	●
Direct Énergie		●	●	●
E.ON Energie		●	●	
EDF		●	●	●
Endesa Energia		●	●	
eni		●	●	●
Enovos		●	●	
Gas Natural Fenosa		●	●	
Gaz Européen			●	
Gazprom Energy		●	●	
Iberdrola		●	●	
VNG – Verbundnetz Gas AG		●	●	

²³ Nom et marque(s) commerciale(s) des fournisseurs actualisés au 28 mai 2013 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 fournit au moins un site en gaz naturel ;
- il est expéditeur d'équilibre d'au moins un site en CAT ;
- il est expéditeur d'équilibre et a livré une partie de la consommation d'un site au cours de l'année précédente.

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

Fournisseurs historiques ²⁶ de gaz naturel				
Enerest			●	●
Gaz de Bordeaux		●	●	
GDF Suez		●	●	●
Tégaz		●	●	

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

La table recense les fournisseurs qui 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.

Près de 40 fournisseurs non nationaux sont actifs sur le territoire : 20 fournisseurs historiques (entreprises locales de distribution²⁹) et une vingtaine de 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 : Premier trimestre 2013

A) Tableau de synthèse du trimestre écoulé

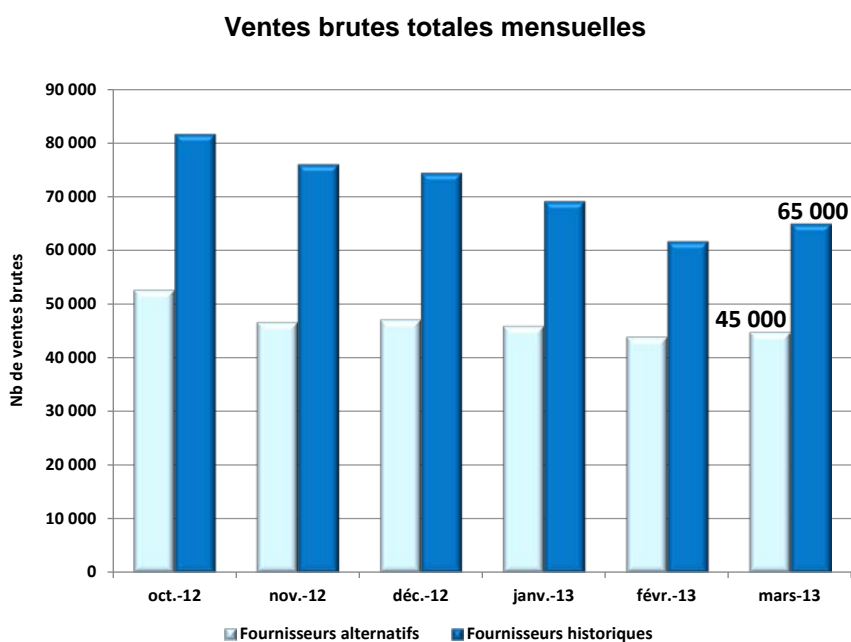
Les ventes brutes mensuelles d'un fournisseur correspondent au nombre de sites ayant conclu un contrat au cours du mois considéré à l'occasion d'une mise en service ou d'un changement de fournisseur. Les ventes brutes, en offre de marché ou au tarif réglementé, mesurent l'efficacité commerciale du fournisseur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

	Résidentiels		Non résidentiels	
AU COURS DU TRIMESTRE (en nombre de sites)	T1 2013	T4 2012	T1 2013	T4 2012
Ventes brutes totales	305 000	346 000	25 000	32 000
fournisseurs historiques	181 000	212 000	15 000	20 000
fournisseurs alternatifs	124 000	134 000	10 000	12 000
Parts de marché des fournisseurs alternatifs sur les ventes brutes du segment	40,7 %	38,7 %	40 %	37,5 %

Sources : GRT, GRD – Analyse : CRE

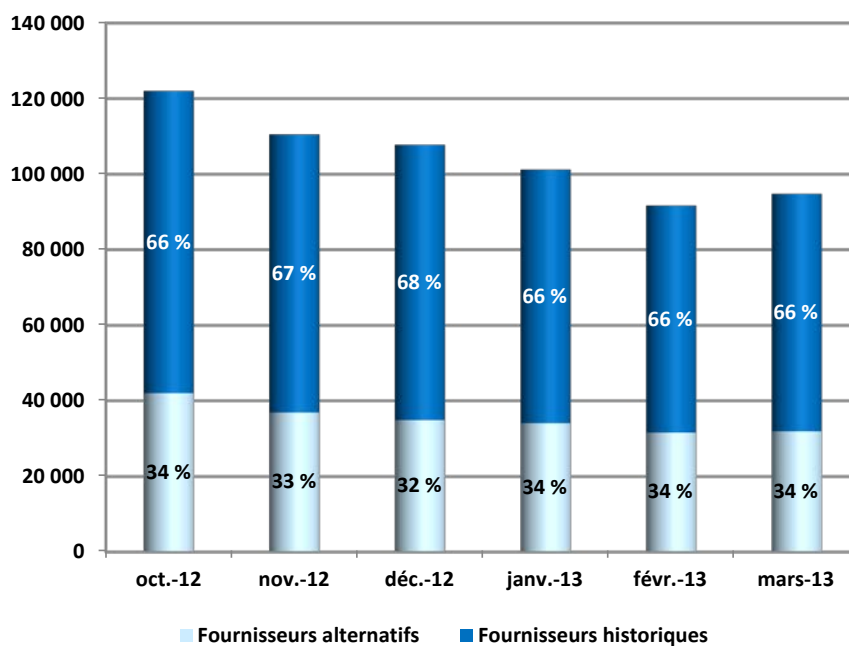
Note technique : Les données de ventes brutes sont arrondies, en revanche les parts de marché des fournisseurs alternatifs sont calculées à partir des données réelles.

B) Ventes brutes des trimestres écoulés



Sources : GRT, GRD – Analyse : CRE

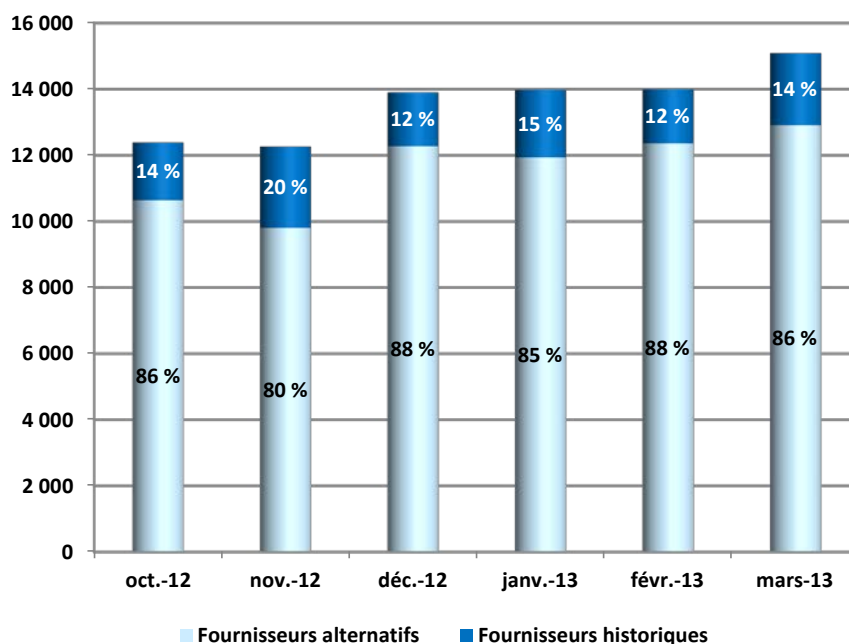
Evolution du nombre de mises en service par mois



Sources : GRT, GRD – Analyse : CRE

Exemple de lecture : Au cours du premier trimestre 2013, les fournisseurs alternatifs ont réalisé 34% des 288 000 mises en service effectuées.

Evolution du nombre de changements de fournisseur par mois



Sources : GRT, GRD – Analyse : CRE

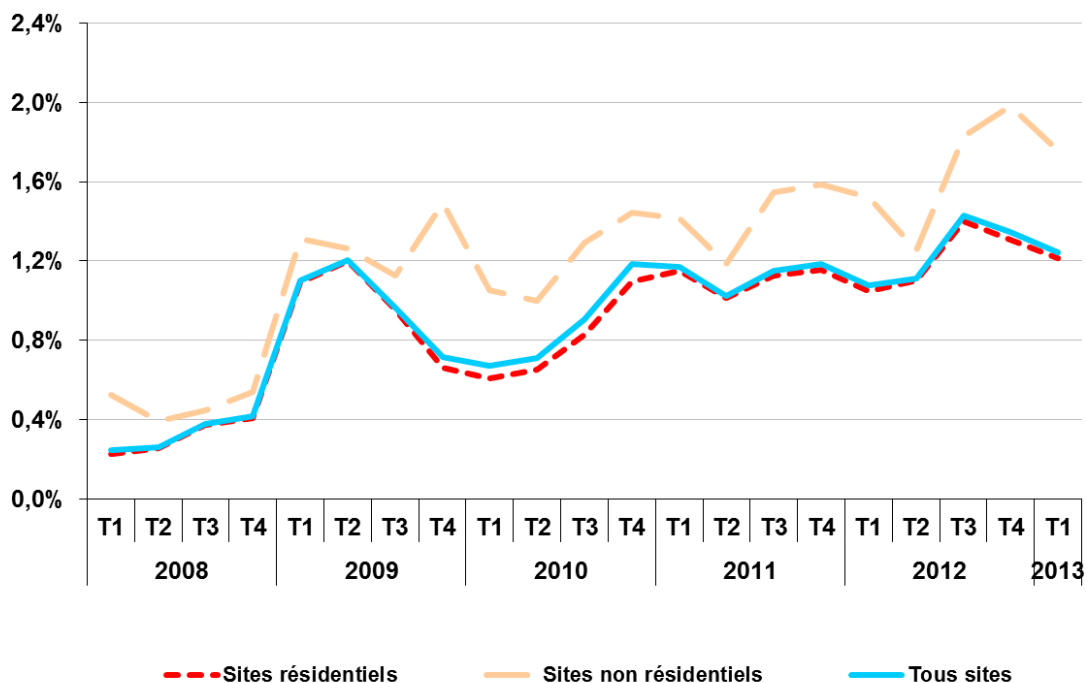
5. Taux de changement de fournisseurs (taux de *switch*)

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 premier trimestre 2008 et le premier trimestre 2013

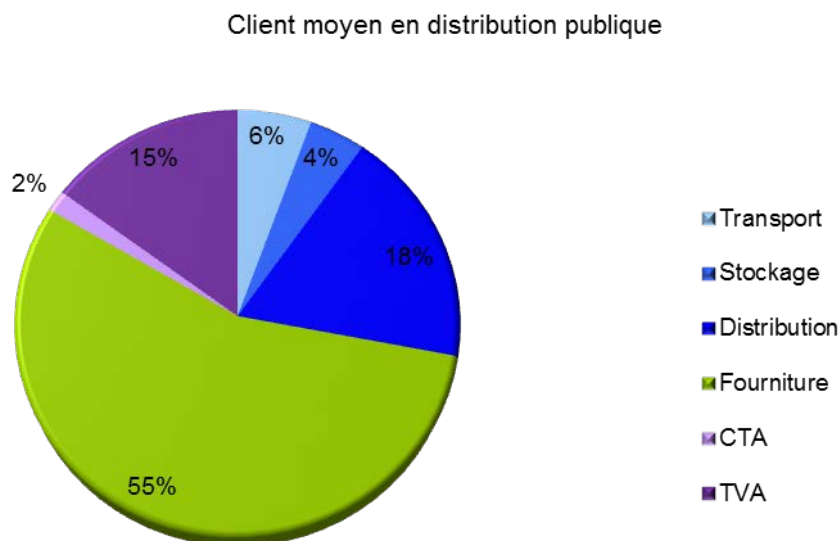


Exemple de lecture : au cours du premier trimestre 2013, 1,2% des clients résidentiels ont soit :

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

6. 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 31 mars 2013



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

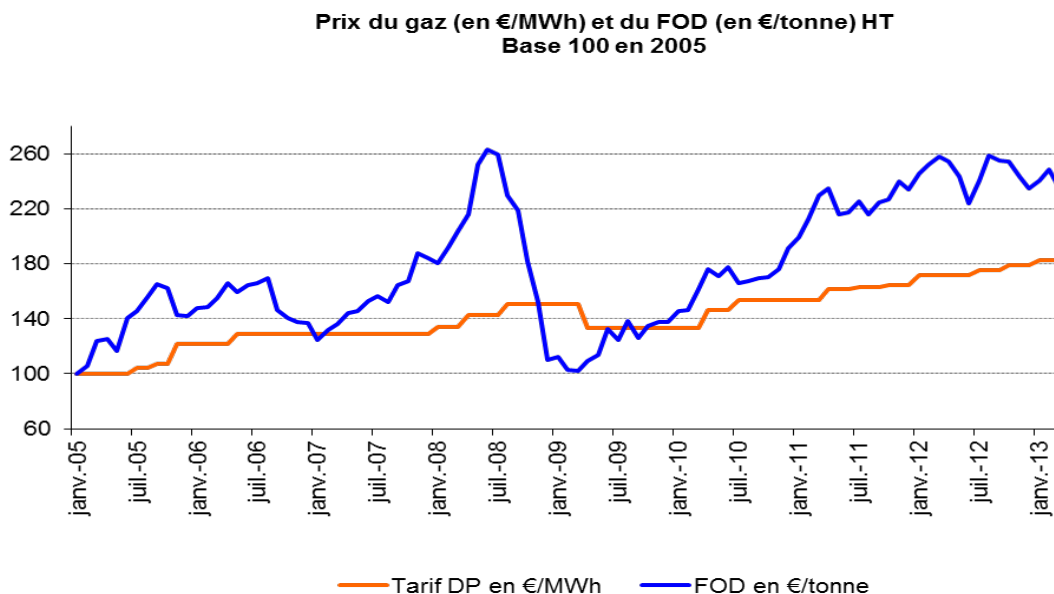
Approvisionnement : part du tarif réglementé de vente couvrant les coûts d'approvisionnement en gaz naturel de GDF Suez

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 janvier 2013, le gaz naturel a augmenté de 83 % alors que le fioul a augmenté de 141 %.



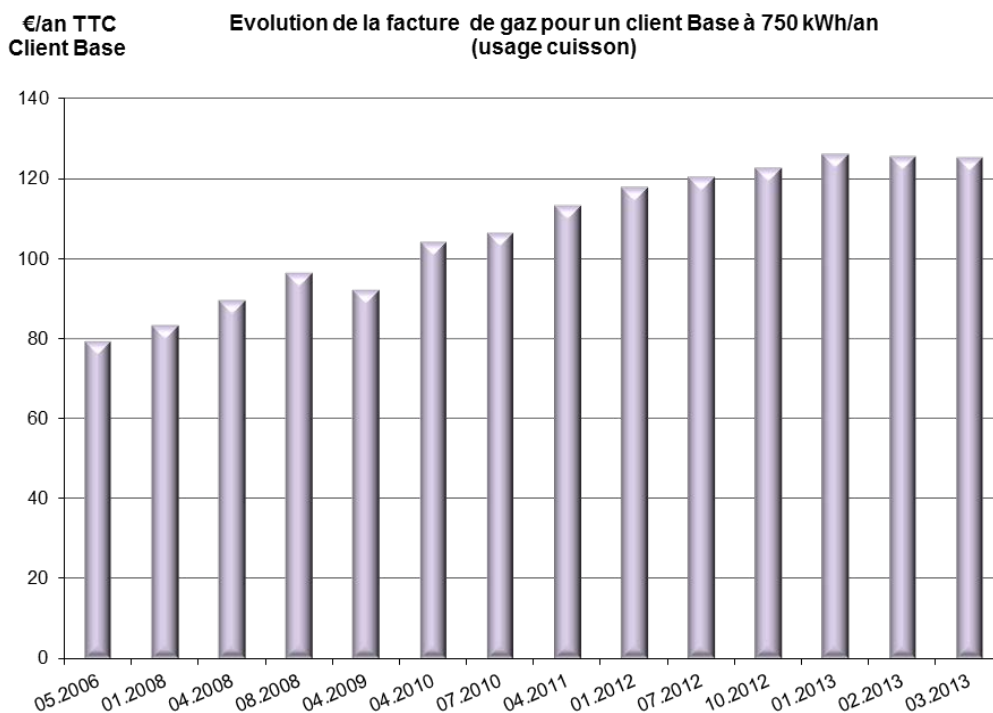
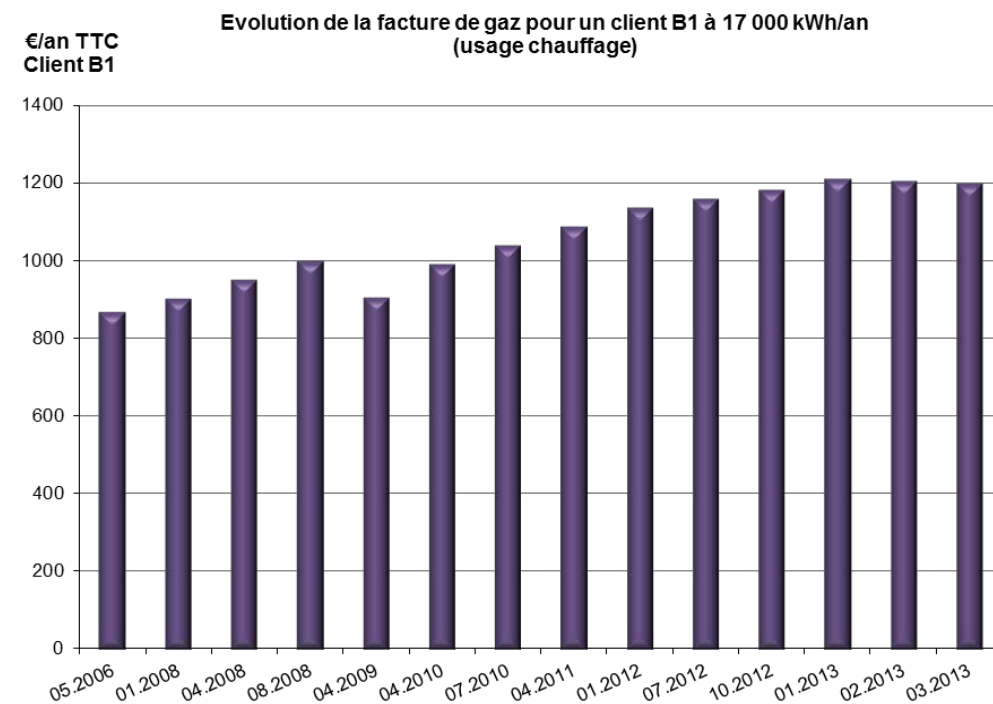
Date	Tarifs en distribution publique
juil-05	+ 4,1%
sept-05	+ 2,8%
nov-05	+ 13,7%
mai-06	+ 5,8%
janv-08	+ 4,3%
avr-08	+ 6,3%
août-08	+ 5,3%
avr-09	- 11,3%
avr-10	+ 9,7%
juil-10	+ 5,1%
avr-11	+ 5,2%
juil-11	+ 0,7%*
oct-11	+ 1,1%*
janv-12	+4,4%
juil-12	+2%
oct-12	+2%
jan-13	+2,1%
fév-13	-0,5%
mar-13	-0,3%

* 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.

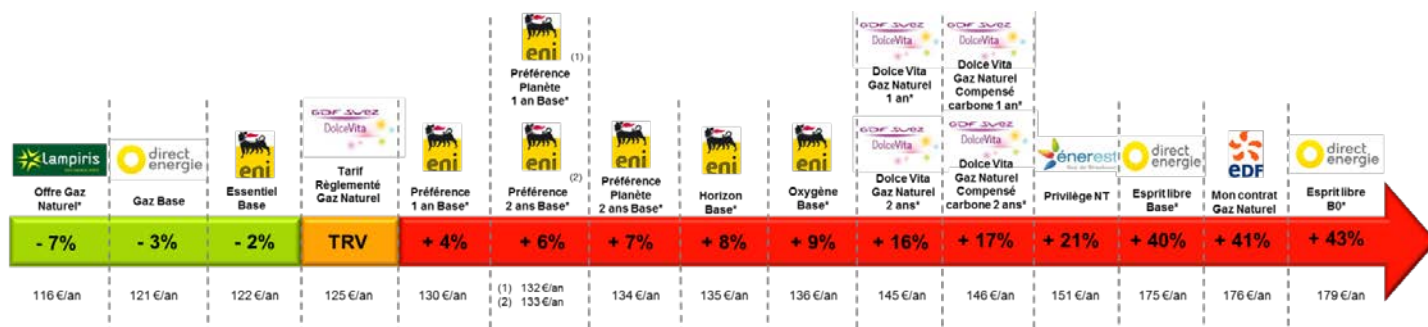


D) Comparaison des offres au 31 mars 2013

Deux offres existent sur le marché :

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

Comparaison des offres pour un client type Base (cuisson)



exemple de lecture :

Comparaison réalisée sur un client résidentiel type:

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

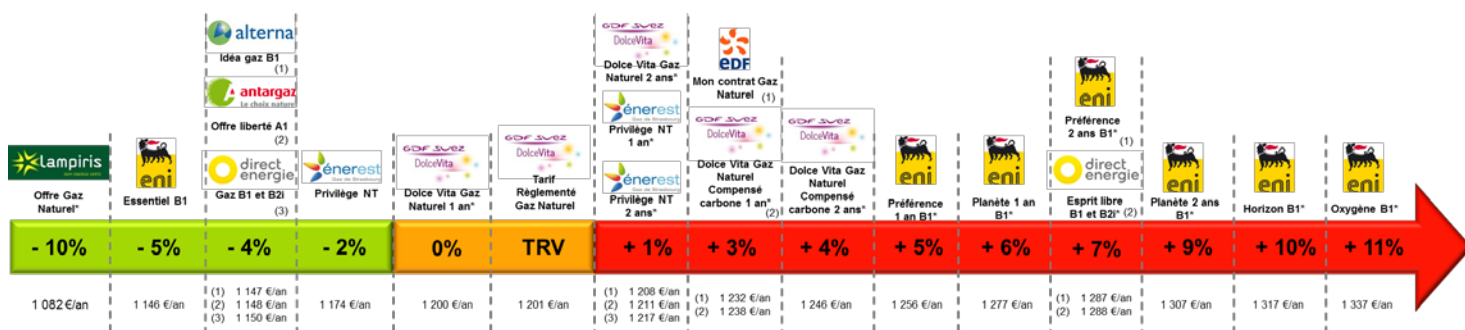
Facture TTC estimée par an hors « promo »

Logo fournisseur	GDF SUEZ DolceVita
Nom de l'offre	Tarif réglementé
Différence de prix par rapport aux TRV	TRV
Estimation de facture annuelle	125 €/an

Source: Comparateur d'offres énergie-info

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

Comparaison des offres pour un client type B1 (chauffage)



exemple de lecture :

Comparaison réalisée sur un client résidentiel type:

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

Facture TTC estimée par an hors « promo »

Logo fournisseur	GDF SUEZ DolceVita
Nom de l'offre	Tarif réglementé
Différence de prix par rapport aux TRV	TRV
Estimation de facture annuelle	1 201 €/an

Source: Comparateur d'offres énergie-info

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

Le marché de gros du gaz

1. Les principales dates concernant le marché de gros français

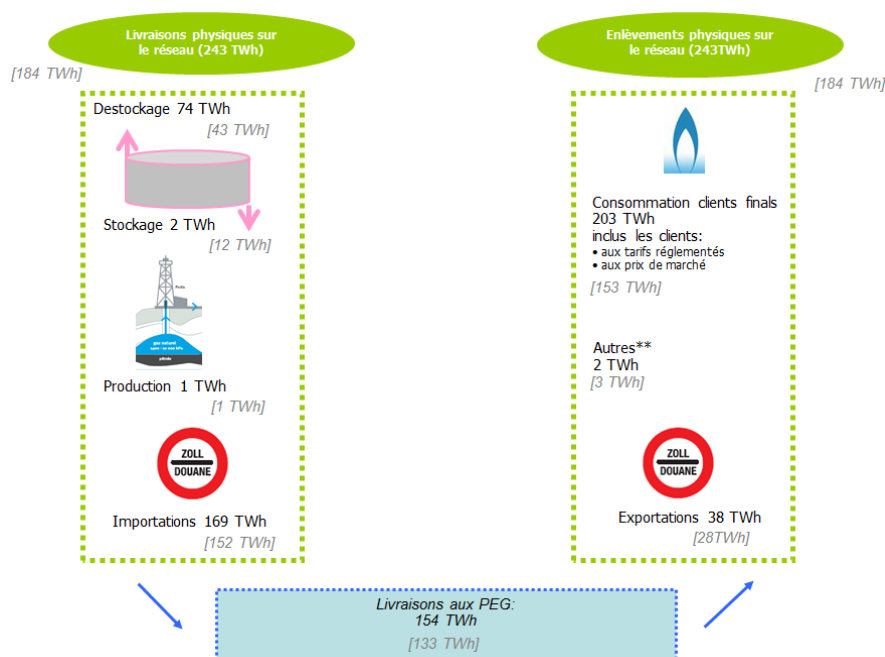
- **2004** : premiers indices publiés concernant les prix PEG Nord
- **Janvier 2005** : lancement du programme de *Gas release* en France portant sur un volume annuel de 16,3 TWh pendant 3 ans
- **Avril 2007** : lancement de la plateforme *Powernext Balancing* GRTGaz destinée à permettre à GRTGaz de couvrir ses besoins d'équilibrage journaliers en faisant appel au marché
- **2008** : possibilité d'accès au marché de gros pour les clients industriels directement raccordés au réseau de GRTgaz
- **Novembre 2008** : lancement du marché *Powernext Gas Spot* et *Powernext Gas Futures*
- **Janvier 2009** : fusion des 3 zones d'équilibrage GRTgaz au Nord de la France (Nord-H, Est et Ouest)
- **Décembre 2009** : GRTgaz couvre une partie de ses besoins d'équilibrage journalier directement sur la plateforme *Powernext Gas Spot* (abandon de la plateforme *Powernext Balancing* GRTGaz)
- **Novembre 2010** : mise en service du terminal méthanier de Fos Cavaou à 100%
- **Décembre 2010** : Commercialisation de capacités de transport journalières et mensuelles entre Zeebrugge et le PEG Nord
- **Janvier 2011** : GRT gaz et le luxembourgeois CREOS lancent une consultation de marché pour le développement de capacités de transport fermes de la France vers le Luxembourg
- **Mai 2011** : Powernext lance un produit *Spread* PEG Sud/ PEG Nord sur sa plateforme *Powernext Gas Spot*
- **Juillet 2011** : Mise en place du premier service de couplage de marchés entre les PEG Nord et Sud de GRTGaz sur la plateforme *Powernext Gas Spot*
- **Décembre 2011** : TIGF devient membre de *Powernext Gas Spot* afin de couvrir une partie de ses besoins d'équilibrage journalier sur le PEG SudOuest
- **Février 2012** : Elengy met en place un service de rechargement de navires sur le terminal méthanier de Montoir-de-Bretagne
- **Février 2013** : *Powernext Gas Futures* lance des produits *TTF* et *spread* PEGNord/TTF

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

A) Structure de l'approvisionnement français

La quasi-totalité de la consommation de gaz en France 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.

Approvisionnement et débouchés du gaz en France - premier trimestre 2013 -



Sources : GRTgaz, TIGF – Données [T4 2012] et T1 2013

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

Les importations ont représenté 169 TWh au premier trimestre 2013 contre 152 TWh au trimestre précédent, soit une augmentation de 11%. Les importations restent stables par rapport au premier trimestre 2012 (166 TWh). L'approvisionnement en gaz de la France est dépendant des importations norvégiennes (45%), russes (20%), néerlandaises (13%), et algériennes (9%). Les approvisionnements depuis la Russie ont augmenté de 75% par rapport au trimestre précédent et de 32% par rapport au premier trimestre 2012. A l'inverse, les importations depuis les Pays-Bas ont reculé de 17% par rapport au trimestre précédent et de 28% par rapport à la même période en 2012. Les importations françaises restent largement dominées par des contrats de long terme conclus entre les principaux fournisseurs de clients finals et les producteurs, dont Gazprom (Russie), Sonatrach (Algérie), Statoil (Norvège) ou encore Gas Terra (Pays-Bas).

B) Evolution de la consommation en France

Au premier trimestre 2013, la consommation de gaz naturel en France a nettement progressé (+33%) par rapport au trimestre précédent et s'est établie à 203 TWh. Cette consommation est restée stable par rapport à celle du premier trimestre 2012 (+3%).

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

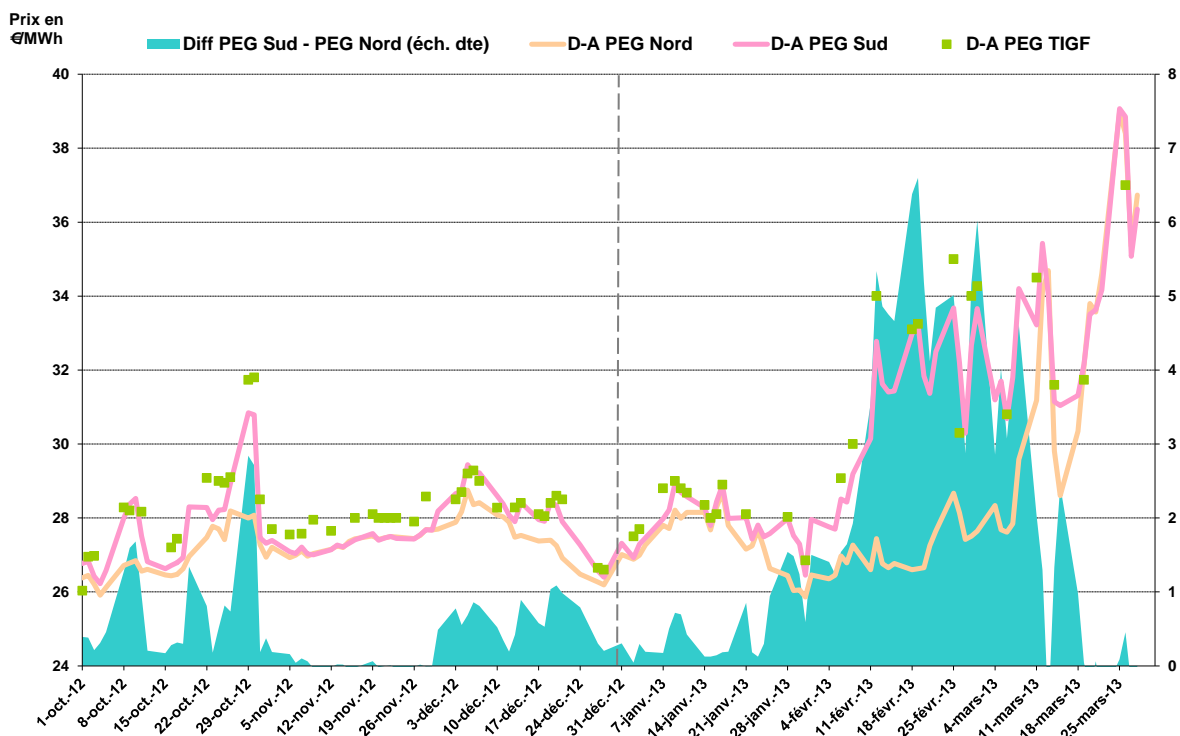
Des fortes variations de prix spot ont été constatées sur le marché français au cours du premier trimestre 2013. Après une fin d'année 2012 et un mois de janvier relativement stables, les prix *day-ahead* ont fortement augmenté pour atteindre des niveaux supérieurs à 38,0 €/MWh à la fin du mois de mars.

Après un apaisement durant le trimestre précédent, l'écart de prix *day-ahead* entre le PEG Nord et le PEG Sud s'est à nouveau fortement creusé, atteignant des niveaux similaires à ceux constatés durant l'été 2012. En moyenne trimestrielle, le *spread Nord/Sud* s'est situé à 2,25 €/MWh, soit un niveau nettement supérieur à celui du trimestre précédent (0,57 €/MWh) et comparable à celui du troisième trimestre 2012 (2,74 €/MWh). Un pic de 6,6 €/MWh a été enregistré le 19 février, soit l'écart le plus important après celui du 24 juillet 2012 (7,62 €/MWh).

Les premières analyses de la CRE montrent que, dans un contexte de saturation de la liaison Nord/Sud de GRTgaz, le prix au PEG sud reste soumis aux tensions du marché du GNL, et se rapproche des prix du gaz en Espagne. Ainsi, les fortes hausses constatées sur le prix au PEG Sud s'inscrivent dans un contexte de prix du GNL asiatique très élevé³⁰.

Au PEG Nord, le prix du *day-ahead* s'est établi en moyenne à 28,8 €/MWh au cours du premier trimestre 2013, soit une hausse de 6% par rapport au trimestre précédent et une progression de 16% par rapport au premier trimestre 2012. Les prix au PEG Sud et au PEG TIGF ont davantage augmenté par rapport au trimestre précédent (+11% chacun) affichant 30,8 €/MWh et 31,3 €/MWh, respectivement.

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



Source : Powernext

Les prix *day-ahead* ont évolué de façon similaire sur l'ensemble des places de marché européennes. Le NBP a affiché un niveau de prix des plus élevés au premier trimestre 2013 (29,6 €/MWh en moyenne), au-dessus de la moyenne des prix sur les autres hubs européens (28,7 €/MWh³¹). La déconnexion entre le NBP et les hubs continentaux est apparue dans un contexte de tension dans le système britannique engendré par des températures en-dessous des normales de saison, des niveaux de stock très bas, des faibles importations de GNL et des épisodes de défaillance sur certains points d'approvisionnement. Ce contexte de tension a amené le NBP à importer davantage depuis le continent, tirant fortement à la hausse les prix dans la deuxième partie du mois de mars.

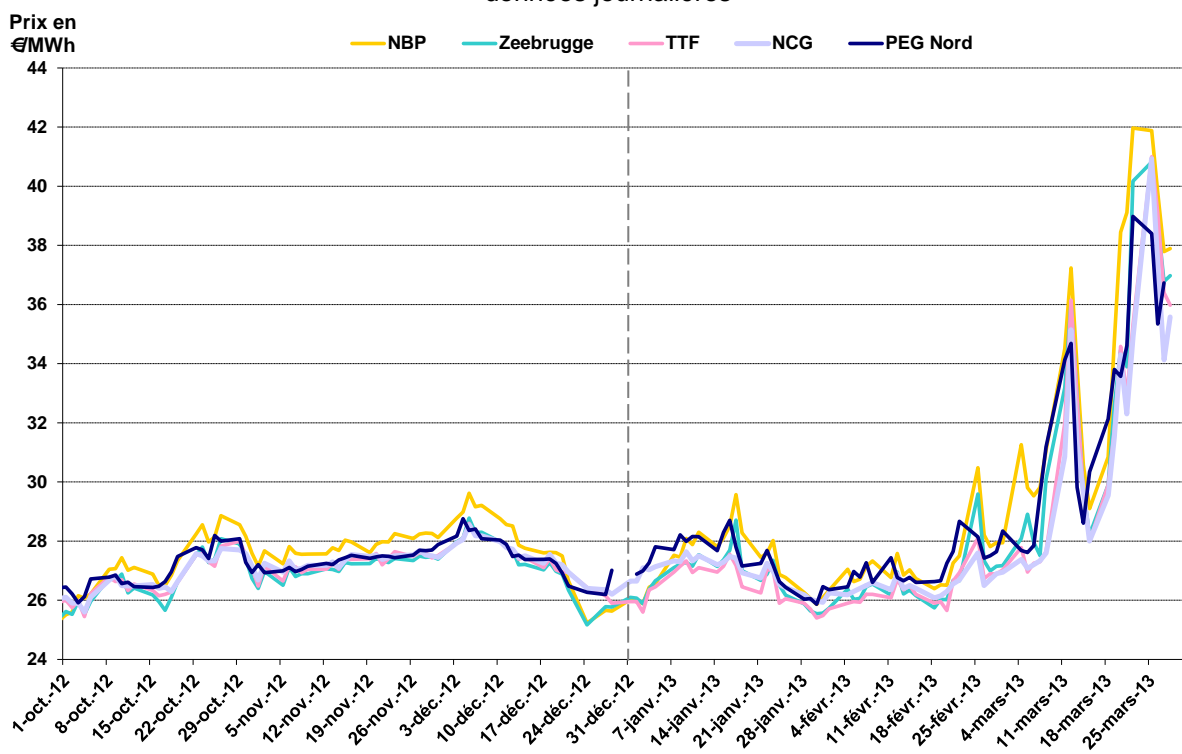
Un record historique de prix a été atteint au NBP le 22 mars sur les produits *day-ahead* (41,97 €/MWh) et *within-day* (environ 43,7 €/MWh). La situation de tension au Royaume-Uni a été aggravée par l'arrêt fortuit de l'Interconnector, empêchant les importations en provenance de la Belgique. Cette épisode s'est suivie par des records de prix *day-ahead* le 25 mars sur les hubs Zeebrugge (40,8 €/MWh), NCG (40,9 €/MWh) et TTF (41 €/MWh). Pour sa part, le PEG Nord s'est situé à 39,2 €/MWh, soit le deuxième niveau le plus élevé après le pic de prix de février 2012 (45,6 €/MWh).

³⁰ Communiqué de presse de la CRE du 20 février 2013 : <http://www.cre.fr/documents/presse/communiques-de-presse/marche-du-gaz-spread-nord-sud>

³¹ Calcul à partir de la moyenne des prix sur les hubs PEG Nord, NBP, TTF, NCG et Zeebrugge

En moyenne trimestrielle, les prix *day-ahead* européens ont progressé de 5,6% affichant 28,7 €/MWh contre 27,2 €/MWh au trimestre précédent et sont en hausse de plus de 18% par rapport au premier trimestre 2012.

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



Source : Heren

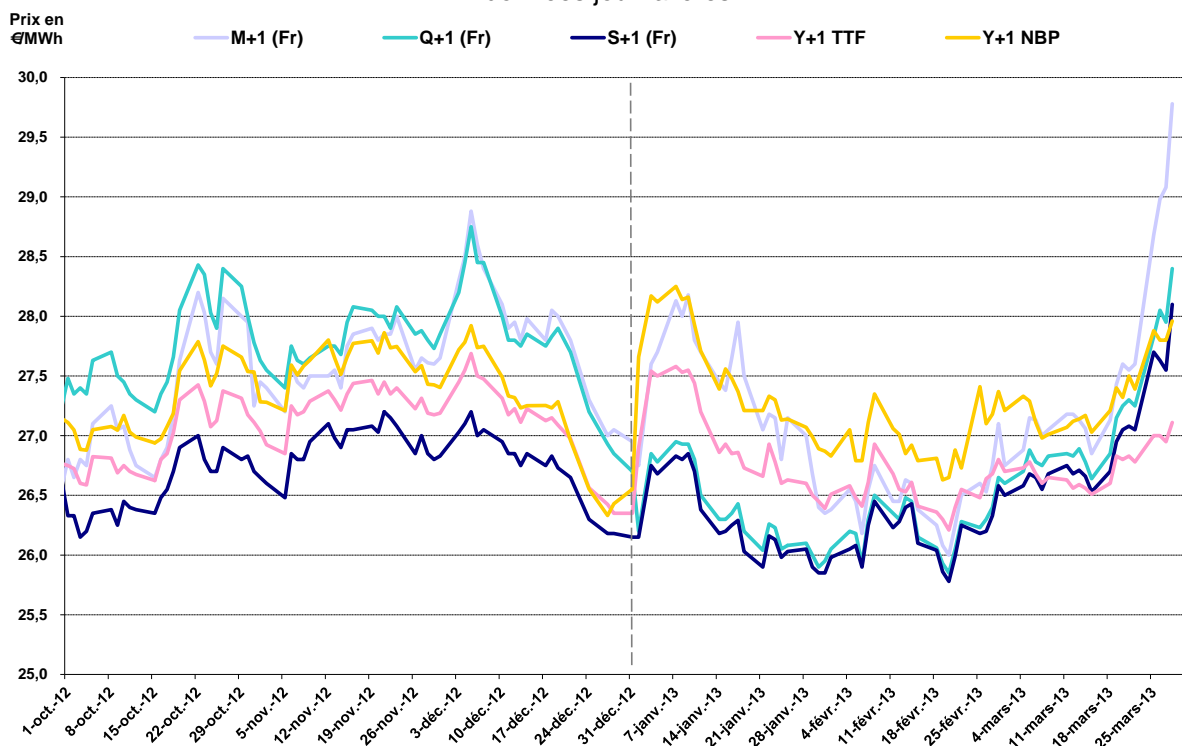
D) Prix à terme en Europe

Au cours du premier trimestre 2013, les prix des produits à terme français ont légèrement reculé (-2%) par rapport au trimestre précédent bien qu'ils soient en augmentation (+12%) en comparaison avec le premier trimestre 2012. Au PEG Nord, les prix des produits *M+1* et *Q+1* ont affiché respectivement une moyenne de 27,1 €/MWh et 26,6 €/MWh alors qu'un aplatissement est constaté sur les prix des produits saisonniers (26,5 €/MWh). Les prix des produits annuels sur le NBP et le TTF sont restés stables en moyenne trimestrielle par rapport au trimestre précédent et se sont établis respectivement à 27,3 €/MWh et 26,8 €/MWh.

Les épisodes de tension sur les différents marchés spot européens au cours du mois de mars ont eu un impact sur les prix à terme et notamment sur les maturités plus courtes. Cet effet est d'autant plus important que les stocks européens, en particulier au Royaume-Uni et en France, ont fini l'hiver 2012/2013 à un niveau de remplissage très bas.

Prix à terme sur les marchés européens

- données journalières -



Source : Heren

3. Activité sur le marché de gros français

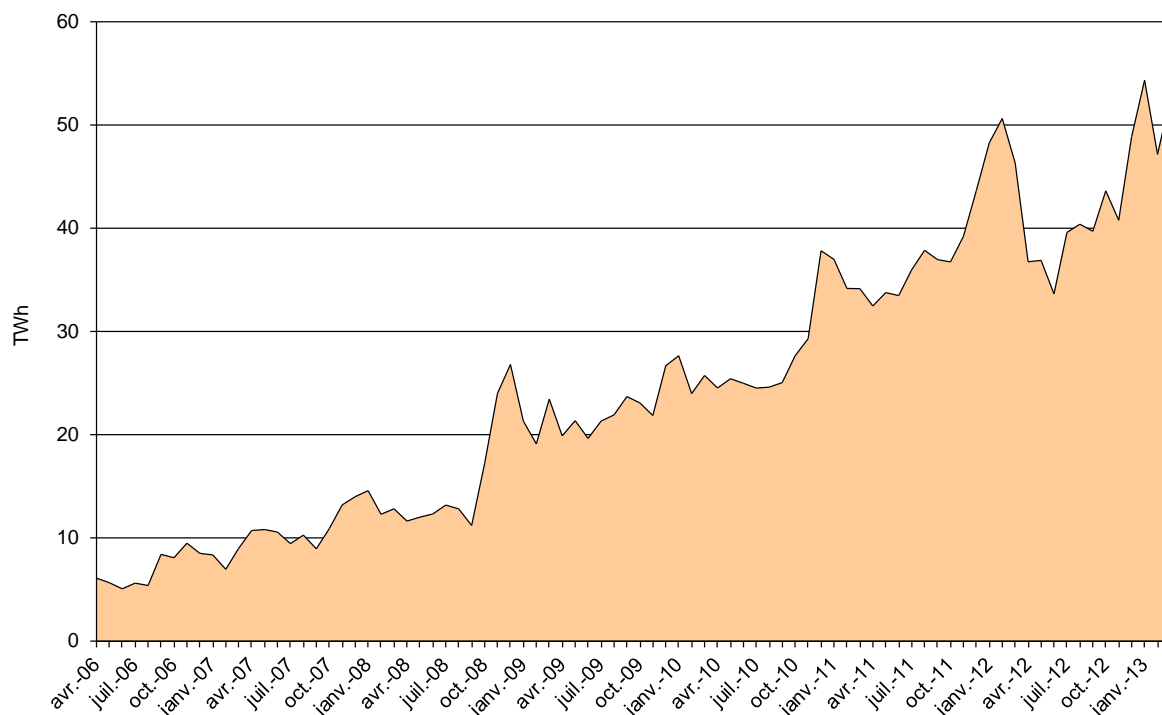
L'essentiel du commerce de gros du gaz s'effectue sur le mode du gré à gré (OTC), au travers de transactions directes ou via des intermédiaires (sociétés de courtage et plates-formes de trading). La CRE rend public (cf. cahier d'indicateurs gaz) les volumes agrégés des transactions effectuées via ces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

Les livraisons résultant de ces transactions se matérialisent 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 ;
- de l'approvisionnement en gaz des opérateurs de réseau pour leurs besoins propres.

Le graphique suivant montre les nominations journalières des acteurs aux PEG, résultantes des livraisons physiques issues des échanges sur le marché de gros.

Livraisons de gaz aux PEG



Source : GRTgaz, TIGF – Analyse : CRE
NB : sur ce graphique figurent toutes les livraisons issues des échanges de gaz entre les acteurs du marché de gros, y compris l'approvisionnement des opérateurs de réseau pour des besoins opérationnels

Les livraisons de gaz aux PEG ont totalisé 154,3 TWh au premier trimestre 2013, soit une hausse de 15,7 % par rapport au trimestre précédent et de 6,2 % par rapport au premier trimestre 2012 (145,4 TWh).

A) Evolution du négoce sur le marché intermédiaire français

Au premier trimestre 2013, les volumes échangés sur le marché intermédiaire français sont en hausse de 22% par rapport au trimestre précédent et de 25% par rapport au premier trimestre 2012. Cette progression est essentiellement portée par la hausse des échanges de produits de type *saison* et notamment par ceux à livraison hiver 2013/2014. Les produits spot ont également contribué à cette évolution, les volumes négociés sur ces produits augmentant de 29% par rapport au trimestre précédent et de 22% par rapport au premier trimestre 2012.

Au premier trimestre 2013, les échanges sur les marché à terme³² ont totalisé 85,7 TWh, soit une augmentation de 17% par rapport au trimestre précédent et de 32% par rapport au premier trimestre 2012. Cette augmentation est constatée sur des produits à plus long terme (*Saison* et *Year*), tandis que les volumes négociés sur des produits *Month* reculent d'environ 17%.

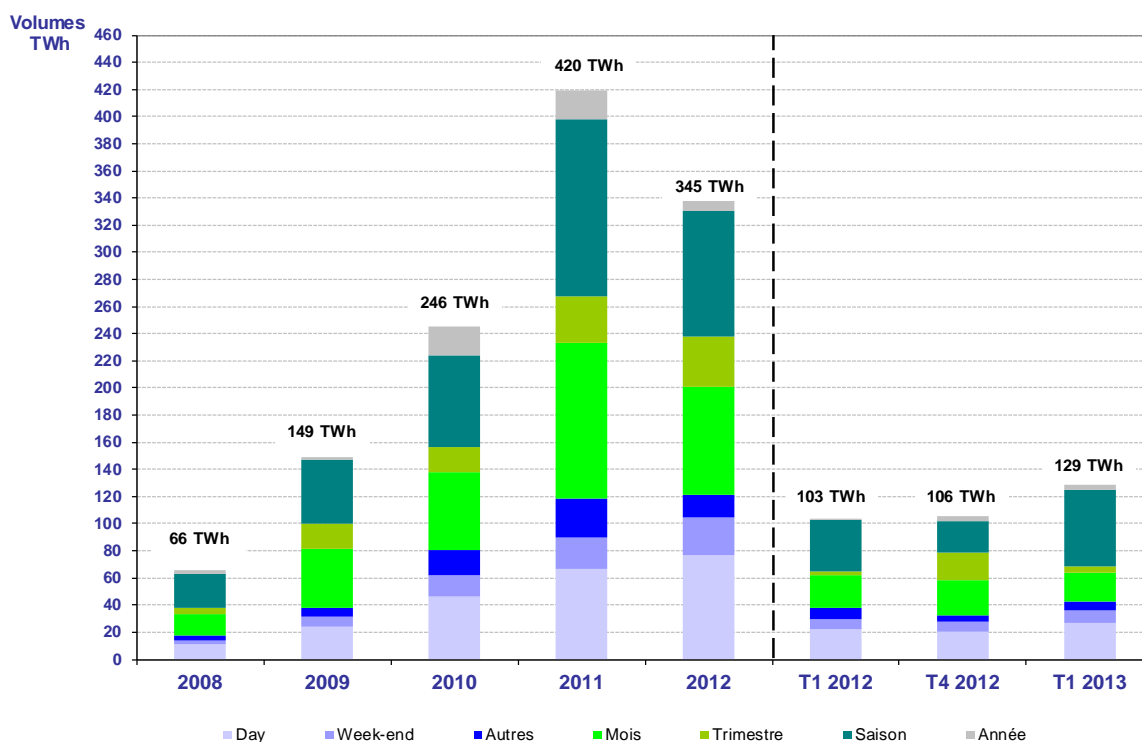
Concernant le marché spot³³, 42,9 TWh ont été échangés sur le marché intermédiaire français au premier trimestre 2013, soit une hausse de 32% par rapport au trimestre précédent et de 14% par rapport à la même période en 2012.

La part du spot dans les échanges sur le marché intermédiaire français s'est établie à 31% au premier trimestre 2013. Le spot représentait 37% des échanges au trimestre précédent et 35% au premier semestre 2012.

³² Produits de type *Month*, *Quarter*, *Saison* et *Year*.

³³ Produits de type *Day*, *Weekend* et *Autres*.

Répartition des volumes négociés par produit sur le marché intermédié



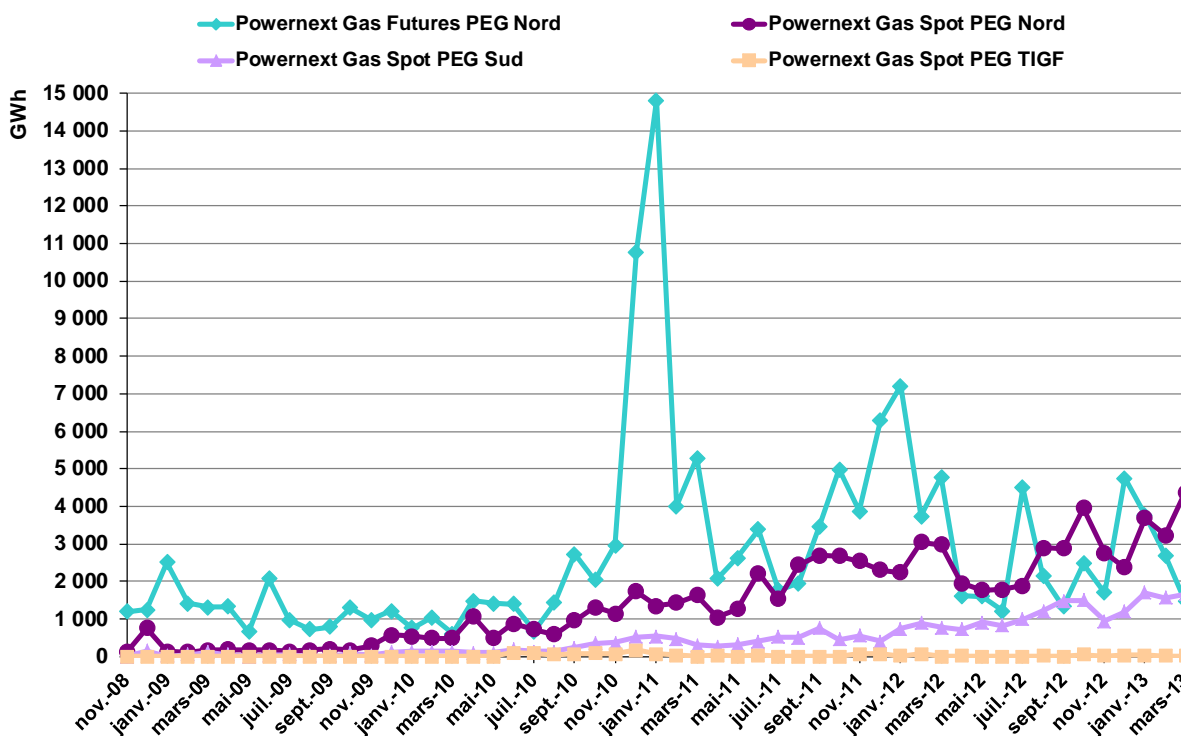
Source: Powernext, Brokers – Analyse : CRE

B) Activité sur les marchés organisés et comparaison internationale

Le volume négocié sur le marché organisé *Powernext Gas Spot* au premier trimestre 2013 s'est situé à 16,3 TWh, soit une hausse de 27% par rapport au trimestre précédent et de 51% par rapport au premier trimestre 2012. 13 517 transactions ont été effectuées au cours du trimestre, contre 11 085 au trimestre précédent et 7 413 au premier trimestre 2012.

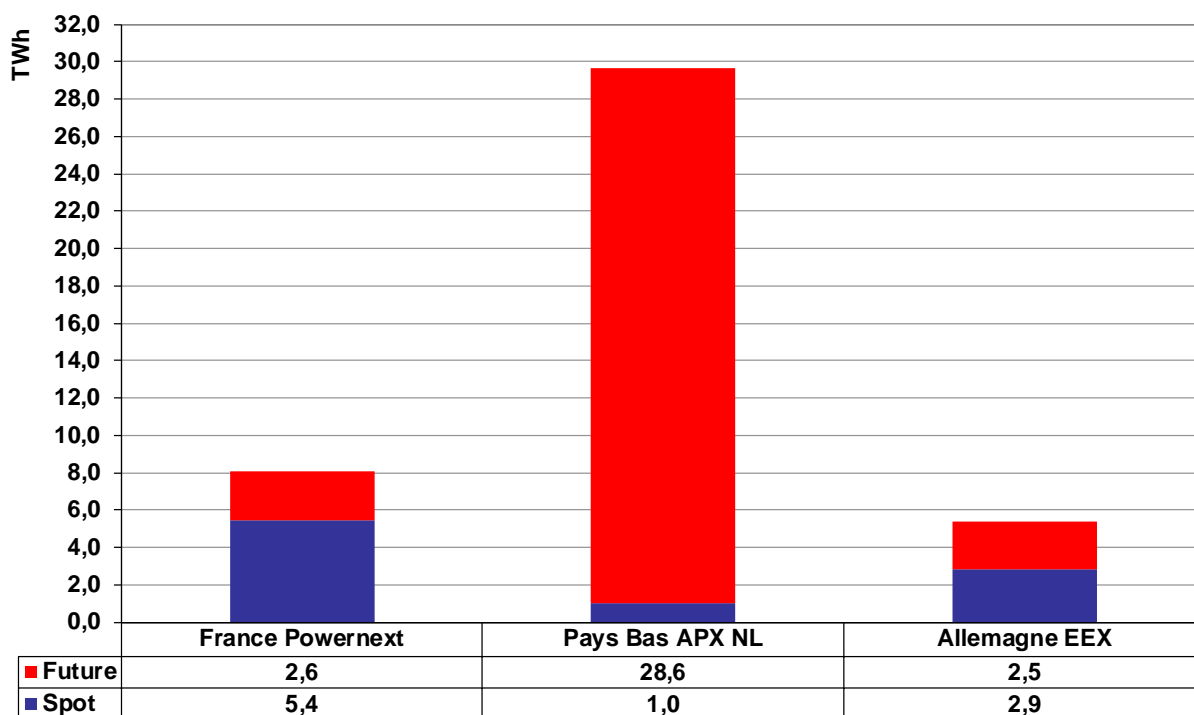
Sur *Powernext Gas Futures* au PEG Nord, le volume négocié s'est situé à 7,9 TWh, soit une baisse de 11% par rapport au trimestre précédent et de 49% par rapport au premier trimestre 2012. Au total, 299 transactions ont été conclues sur ce marché au premier trimestre 2013, contre 319 au cours du trimestre précédent et 389 au premier trimestre 2012.

Volume mensuel échangé sur les marchés organisés français depuis leur création – toutes maturités confondues –



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

Activité sur les principaux marchés organisés européens – Volume mensuel moyen au 1^{er} trimestre 2013 –



Sources : Powernext, APX, EEX — Analyse : CRE

Le volume négocié sur les bourses française, allemande et néerlandaise, au cours du premier trimestre 2013 s'est situé à 43,1 TWh en moyenne mensuelle (dont 9,4 TWh sur le spot), soit une progression de 3% par rapport au trimestre précédent et une baisse de 7% par rapport au premier trimestre 2012.

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.

C) Suivi des infrastructures

Au premier trimestre 2013, la consommation totale de gaz en France s'est élevée à 204 TWh, en hausse de 3 %, par rapport à la même période de l'année précédente. L'effet cumulé des baisses de 26 % de la production d'électricité à partir de gaz et de 6 % de la consommation des sites industriels, est plus que compensé par une hausse significative (+ 7 %) de la consommation résidentielle et tertiaire, à 152 TWh.

En ce qui concerne la structure des approvisionnements, les tendances observées sur les trimestres précédents se poursuivent, notamment la diminution des arrivées de GNL aux terminaux méthaniers, et plus particulièrement au terminal de Montoir de Bretagne, dont les émissions de gaz sur le réseau de transport ont été nulles pendant le mois de mars. Au total, au premier trimestre 2013, les terminaux méthaniers ont pourvu à hauteur de 19 TWh le marché français, en baisse de 42 % par rapport au premier trimestre de l'année 2012.

La liaison Nord Sud, qui assure pour une part importante l'approvisionnement du sud de la France, est très fortement utilisée depuis un an et demi. Ainsi, au premier trimestre 2013, le taux d'utilisation des capacités fermes (230 GWh/j) s'élève à 94 %, tendance déjà observée depuis début 2012. Par ailleurs, le taux d'affermissement des capacités interruptibles s'élève à 44 % au premier trimestre 2013, contre 76 % au premier trimestre 2012.

Par ailleurs, les interconnexions avec l'Espagne sont toujours fortement utilisées dans le sens de l'exportation, mais à un niveau moindre qu'en 2012. Ainsi, au premier trimestre 2013, les flux en sortie s'élèvent à 8 TWh, en baisse de 6 % par rapport à la même période de l'année précédente. Ces flux de gaz par gazoduc permettent de dérouter vers des marchés plus rémunérateurs une partie des cargaisons de GNL.

En ce qui concerne les stockages, ils ont été fortement sollicités, en pleine saison hivernale. Les soutirages ont cependant faiblement augmenté de 4 % sur la zone France, par rapport à l'année précédente, à 73 TWh. L'hiver avait déjà débuté avec un niveau de gaz en stock en baisse de 3 % par rapport au 1^{er} novembre 2012, à 123 TWh. A la veille de la période d'injection, les stockages ont atteint un niveau historiquement bas, à 12 TWh au 1^{er} avril 2013, en baisse de 61 % par rapport au niveau de l'année précédente, à 30 TWh.

Enfin, aux autres points frontières, on observe une forte baisse des exportations vers la Suisse et l'Italie (à Oltingue) au premier trimestre, par rapport à l'année précédente. Cette tendance, marquée depuis l'été 2012, s'explique par un prix italien en baisse. Ainsi, le prix du M+1 au PSV est passé en dessous du prix du M+1 au PEG Nord sur la période étudiée, à 26,7 €, contre 27,1 € en France. Ainsi, les exportations s'élèvent à 3 TWh, au premier trimestre, en baisse de plus de 70 % par rapport au niveau de l'année précédente, qui s'élevait à 13 TWh.

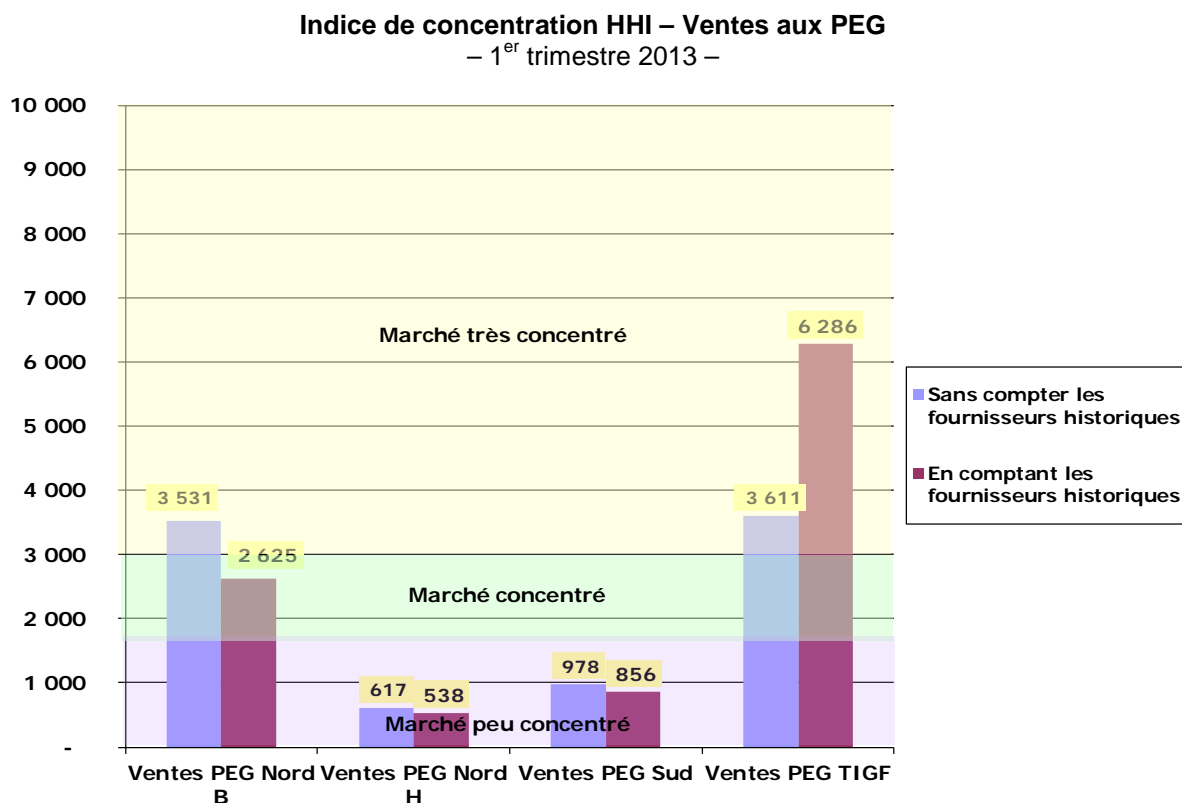
4. Concentration du marché français du gaz

Au total, 115 expéditeurs sont actifs sur le marché français, dont 46 sont présents sur *Powernext Gas Spot* et 41 sur *Powernext Gas Futures*.

A) Concentration aux PEG

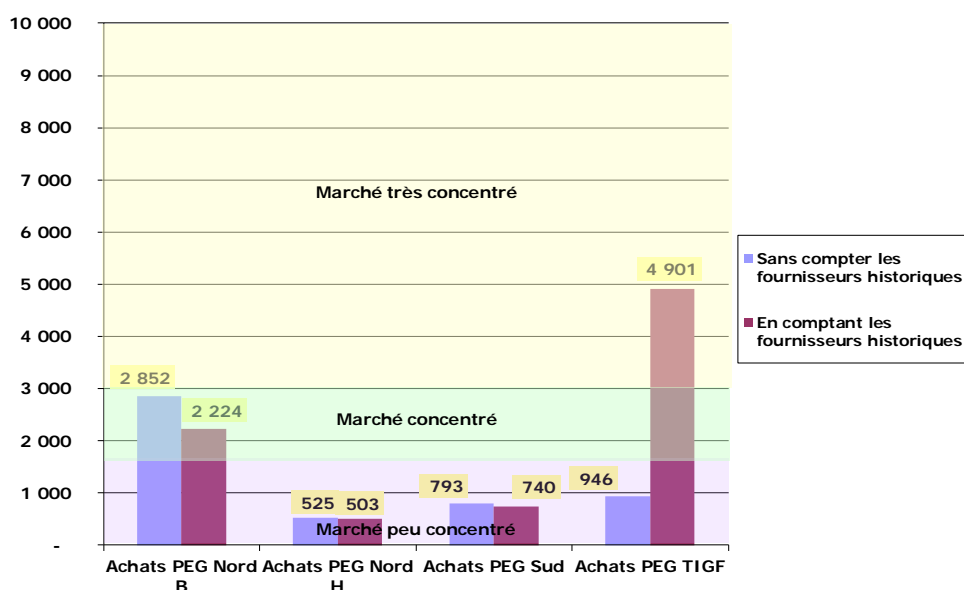
Les graphiques suivants donnent l'indice de Herfindahl-Hirschman (HHI) pour les différents segments du marché de gros français. Cet indice est calculé sur la base des enlèvements et des livraisons nominés aux PEG, regroupant ainsi l'ensemble des échanges sur le marché français.

Au premier trimestre 2013, la concentration à la vente au PEG Nord H a diminué par rapport au trimestre précédent. Celle à l'achat reste stable. Le poids des fournisseurs historiques sur ce PEG reste limité. Le PEG Sud affiche une légère hausse de concentration tant à l'achat qu'à la vente et reste plus concentré que le PEG Nord H. Enfin, la concentration au PEG TIGF a augmenté au premier trimestre 2013, notamment sur le segment des ventes. Le poids des fournisseurs historiques sur ce PEG reste significatif.



Sources : GRTgaz, TIGF – Analyse : CRE

Indice de concentration HHI – Achats aux PEG – 1^{er} trimestre 2013 –



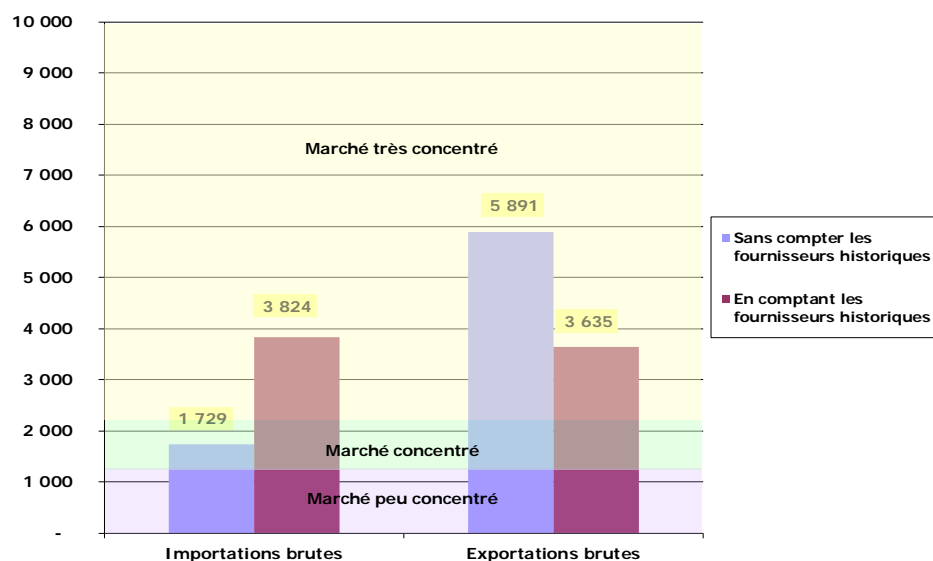
Sources : GRTgaz, TIGF – Analyse : CRE

B) Concentration aux interconnexions

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

Au premier trimestre 2013, la part des fournisseurs historiques dans les importations a diminué par rapport au trimestre précédent. La concentration des exportations reste stable et plus élevée que celle des importations. Sans compter les acteurs historiques, le segment des exportations reste nettement plus concentré que celui des importations.

Indice de concentration HHI – importations/exportations – 1^{er} trimestre 2013 –



Sources: GRTGaz, TIGF – Analyse : CRE

LE MARCHE DE GROS DU CO₂

1. Cadre institutionnel et annonces liées au secteur de l'énergie

Phase III du Système d'Echange de Quotas d'Emission (2013-2020)

Le 1^{er} janvier 2013 marque le début de la Phase III du Système d'Echange de Quotas d'Emission (SEQUE)³⁴. Celle-ci est caractérisée par la mise aux enchères d'environ 50% des quotas d'émission, soit environ un milliard de quotas par an, contre moins de 4% des quotas lors de la deuxième phase du SEQUE (2008-2012). En ce qui concerne le secteur électrique, 100% des quotas sont vendus aux enchères, sauf pour certains Etats-membres ayant été exemptés par la Commission européenne pour l'année 2013³⁵.

Au premier trimestre 2013, les enchères de quotas ont ainsi eu lieu sur la plateforme commune EEX pour 25 des 27 Etats-Membres, ainsi que sur les plateformes individuelles EEX pour l'Allemagne et ECX pour la Grande-Bretagne. Le calendrier des enchères a été validé par la Commission européenne et consiste en plusieurs enchères par semaine. Des enchères anticipées pour la Phase III ont également eu lieu d'octobre à décembre 2012, avec la vente d'environ 90 millions d'EUA (European Union Allowance).

Annonces politiques liées au secteur de l'énergie

Au premier trimestre 2013, plusieurs annonces politiques spécifiques au secteur de l'énergie ont eu un impact sur le marché SEQUE.

Le 23 janvier, le Comité ITRE (Industrie, Recherche et Energie) **du Parlement européen a voté pour avis contre** la proposition de la Commission européenne concernant **le gel de quotas** sur le marché européen, dit « *backloading* », par 42 votes contre et 18 votes pour. En novembre 2012, la Commission européenne avait en effet proposé de geler 900 millions de quotas de 2013 à 2015 (400mls en 2013, 300mls en 2014 et 200mls en 2015) pour les remettre sur le marché en 2019 (300mls) et 2020 (600mls), afin de réduire le surplus de quotas en circulation. Afin de pouvoir décider du calendrier relatif aux enchères de quotas, la Commission propose de modifier le règlement enchères. Le refus du « *backloading* » par le Comité ITRE a eu un effet immédiat sur le marché du carbone : les prix futurs sont passés momentanément en-dessous de 2,81 €/tCO₂ dans la journée.

Le 19 février, le Comité ENVI (Environnement, Santé publique et Sécurité alimentaire) **du Parlement européen a voté en faveur** de la proposition de « *backloading* » de la Commission européenne avec 38 votes pour, 25 contre et 2 abstentions. Cependant, le rapporteur du Comité n'a pas reçu le mandat requis pour accélérer les négociations concernant le gel des quotas au sein des instances européennes. Ceci a entraîné une nouvelle baisse des cours du carbone (voir Partie 2) jusqu'au 16 avril, date du vote en séance plénière du Parlement européen (qui s'est soldé par le refus de la proposition de « *backloading* »).

Par ailleurs, une réunion entre parties prenantes a eu lieu au mois de mars concernant **les réformes structurelles de long terme du marché du carbone**. La Commission européenne a en effet publié un rapport sur l'Etat du marché du carbone³⁶ en novembre 2012 présentant six options pour réformer le SEQUE et réduire le surplus de quotas en circulation. Une consultation publique a également été lancée à ce sujet.

³⁴ Voir la Directive 2009/29/CE et le règlement n°1031/2010 relatif à la mise aux enchères de quotas

³⁵ La Hongrie, la Bulgarie, Chypre, la République Tchèque, l'Estonie, la Hongrie, la Lituanie, la Pologne et la Roumanie ont été autorisés à recevoir des quotas gratuits pour leur secteur producteur d'électricité en 2013.

³⁶ Voir le lien : http://ec.europa.eu/clima/policies/ets/reform/docs/com_2012_652_en.pdf

2. Evolution des prix

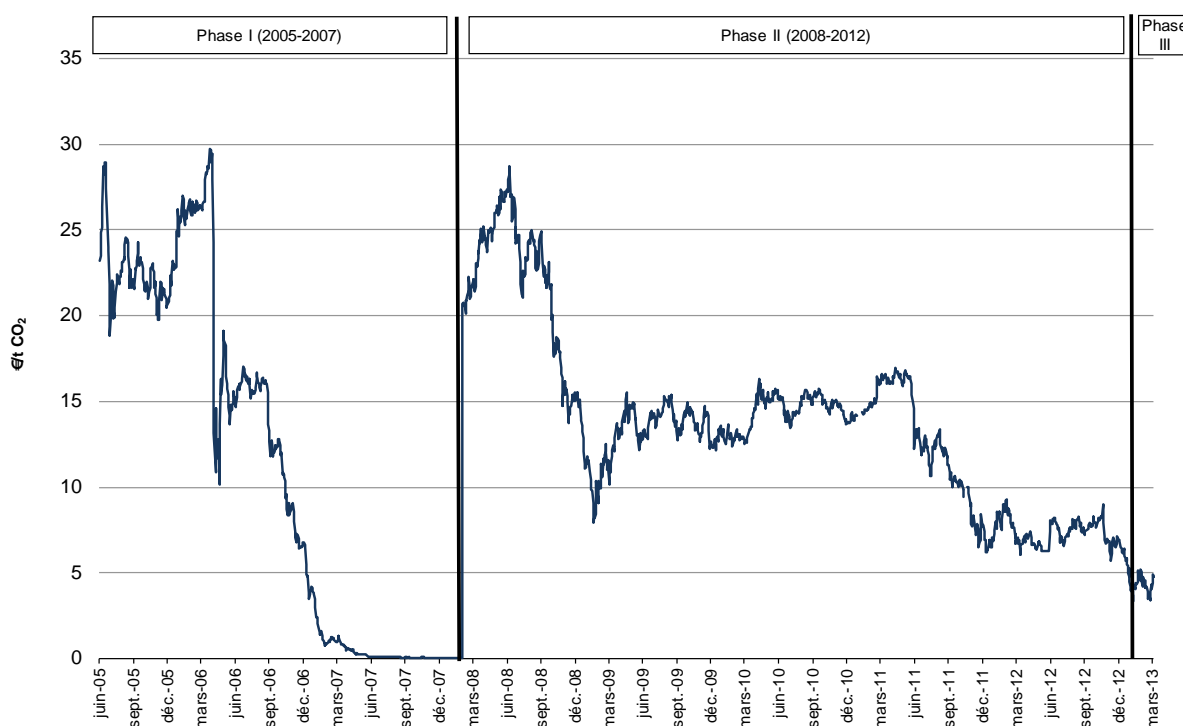
Prix spot

Les prix spot EUA ont fortement baissé au premier trimestre 2013 et ont affiché une moyenne de 4,64 €/tCO₂, soit une baisse de 37% par rapport au quatrième trimestre 2012 (à 7,33 €/tCO₂) et une baisse de 39% par rapport au premier trimestre 2012 (à 7,65 €/tCO₂).

Les prix du carbone sont particulièrement bas en raison du prolongement de la crise économique et du surplus de quotas accumulé depuis 2010. La mise aux enchères hebdomadaire de quotas sur le marché dans le cadre de la Phase III accentue le volume de quotas en circulation.

Le cours du quota de CO₂ est passé sous la barre des 5 €/tonne au premier trimestre 2013, dû principalement à l'incertitude concernant la mesure de gel de quotas (« *backloading* ») proposée par la Commission européenne (voir Partie 1). A partir du 23 janvier, les prix du carbone ont chuté, passant en-dessous de 3 €/tCO₂, à la suite du vote du comité ITRE du Parlement européen contre la mesure de « *backloading* ». Les prix remontent ensuite progressivement dans l'attente du vote positif du comité ENVI du Parlement le 19 février, puis baissent alors que celui-ci n'est pas en faveur de négociations accélérées avec les instances européennes (voir Partie 1). Pendant le premier trimestre 2013, le prix du quota de CO₂ varie donc essentiellement en fonction des annonces des institutions européennes.

Evolution du prix EUA spot depuis 2005



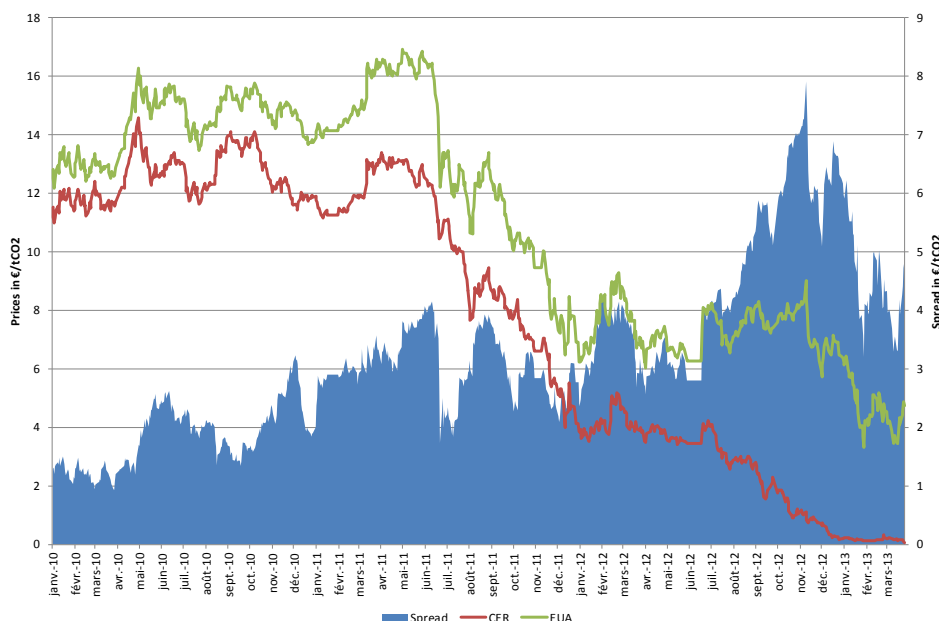
Sources : Bluenext, ECX (à partir du 6 décembre 2012)

Le prix spot du quota européen CER (Certified Emission Reduction) a chuté de 82% au premier trimestre 2013 par rapport au trimestre précédent, passant de 0,90 €/tCO₂ à 0,16 €/tCO₂. Il a en particulier atteint des valeurs quasi nulles pendant plusieurs semaines. Ceci est notamment attribué à l'exclusion de certains produits CER du SEQUE à la fin de la période de conformité de la Phase II, c'est-à-dire à partir du 1^{er} mai 2013. Par comparaison, le cours du CER était de 4,16 €/tCO₂ au premier trimestre 2012.

L'écart entre les prix spot EUA et CER a baissé de 30% au premier trimestre 2013 par rapport au trimestre précédent, passant de 6,43 €/tCO₂ à 4,48 €/tCO₂. Pour rappel, le prix des CER est en lien

avec les prix des EUA, CER et EUA pouvant être restitués de façon interchangeable dans les limites du plafond prévu pour les unités CER par le SEQUE.

Evolution de l'écart de prix spot EUA et CER

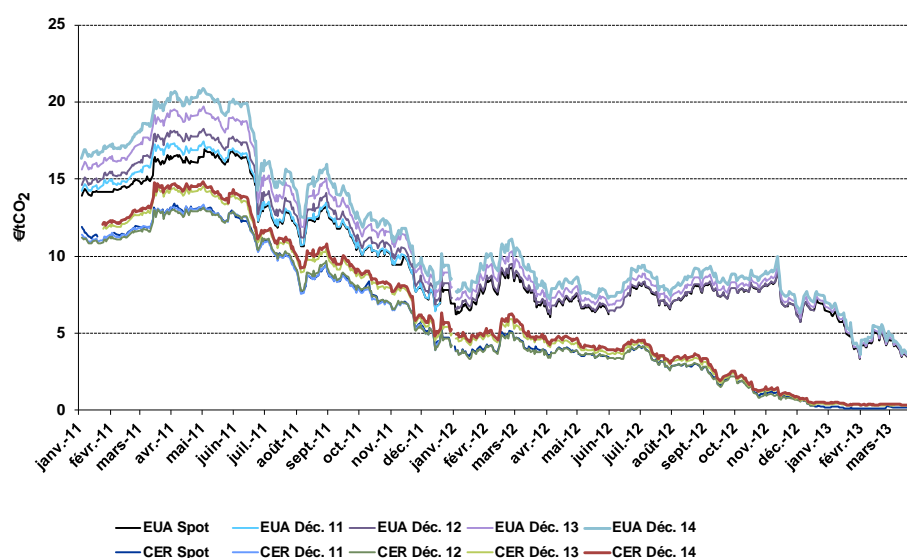


Sources : Bluenext, ECX (à partir du 6 décembre 2012)

Prix futurs

Pendant le premier trimestre 2013, les prix des produits à terme ont suivi une tendance très similaire aux produits spot, tant pour les produits EUA que CER. Les produits à terme CER sont proches de zéro pendant toute la période.

Evolution des prix depuis 2011



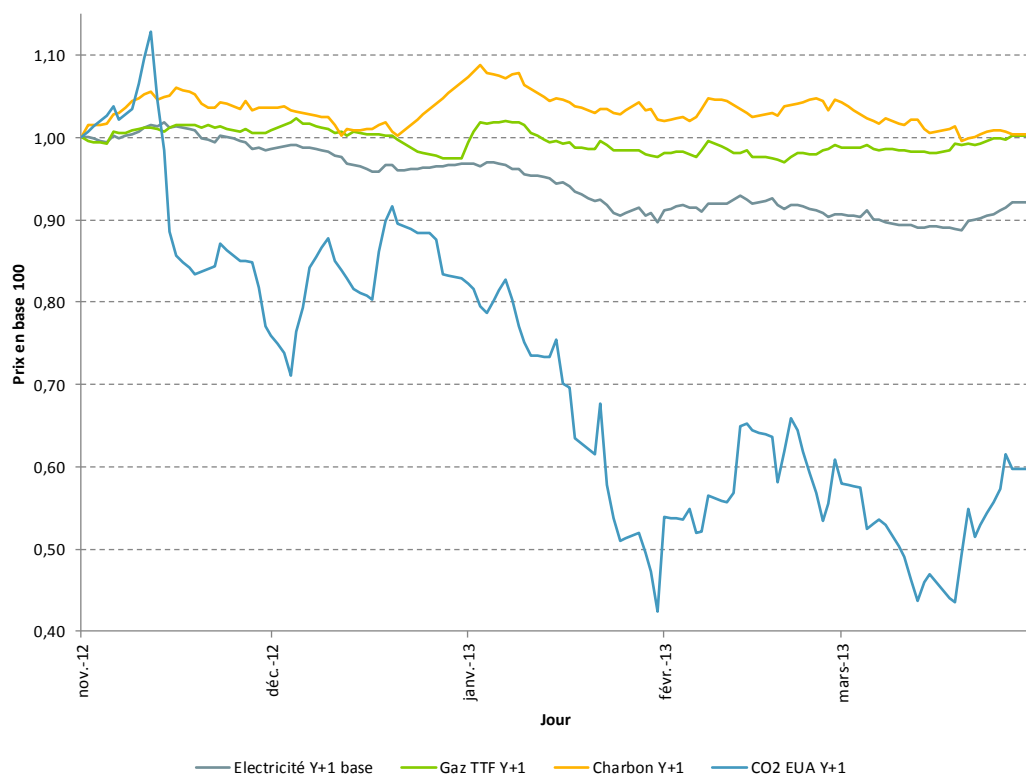
Sources : Bluenext (jusqu'au 5 déc. 2012), ECX

3. Matières premières énergétiques et fondamentaux

Matières premières énergétiques

Depuis 2012, on observe un décrochage des prix du carbone des autres matières premières énergétiques. En effet, tandis que les prix du gaz et du charbon ont plutôt stagné et que le prix de l'électricité a légèrement diminué (-8% depuis novembre 2012), le prix du carbone a très fortement baissé (-40% depuis novembre 2012). La très forte baisse des prix du carbone est en lien avec le surplus accumulé de quotas en circulation depuis 2010 et l'absence de réformes de court ou de long terme sur le marché SEQUE.

Prix CO₂ versus prix de l'électricité, charbon et gaz en base 100



Sources : EPD, Heren, EEX, ECX

Fondamentaux

Depuis 2011, dans un contexte de prix bas pour le charbon par rapport au gaz en Europe, il est devenu plus rentable pour les énergéticiens de produire de l'électricité à partir du charbon. Le profit à court terme théorique réalisé par les détenteurs respectifs d'une centrale à charbon et au gaz est représenté ci-dessous par les clean dark et spark spreads. Au premier trimestre 2013, la production à partir de gaz est de nouveau fortement déficitaire et se creuse, tandis que le profit théorique de la production à partir du charbon baisse légèrement.

Les clean dark et spark spreads



Sources : NBP, EPD, EEX, ECX (Y+1)

Le creusement de l'écart entre clean dark et spark spread depuis 2011 est notamment lié à un prix bas du charbon en Europe par rapport au prix du gaz, résultant de la moindre demande américaine de charbon, elle-même conséquence de l'exploitation du gaz de schiste aux Etats-Unis.

Prix du gaz en Europe (NBP) et aux Etats-Unis (Henry Hub) versus le charbon (base 100 en janvier 2010)



Sources : NBP, Henry Hub, EEX

Volumes sur le marché de gros

Enchères primaires de quotas en vue de la Phase III

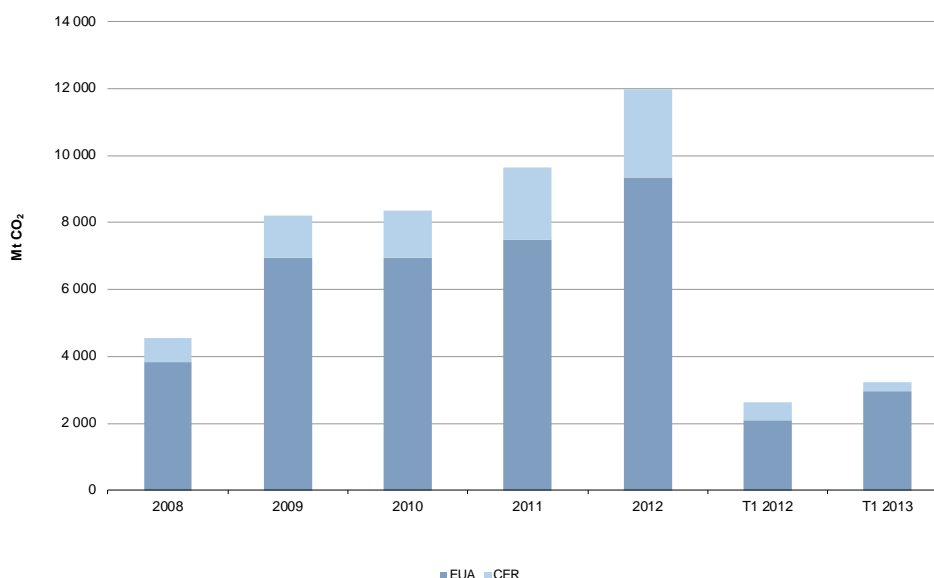
D'octobre à décembre 2012, des enchères anticipées ont eu lieu sur le marché du carbone pour préparer la transition de la Phase II à la Phase III du SEQUE. Ces enchères ont mis environ 90 mls de quotas en circulation pour la Phase III. Depuis le 1^{er} janvier 2013, des enchères hebdomadaires ont ensuite eu lieu sur les plateformes individuelles britannique (ICE/ECX) et allemande (EEX) ainsi que sur la plateforme commune européenne (EEX).

Trois mises aux enchères ont été annulées pendant le premier trimestre 2013 dû à une trop faible demande de la part des acteurs de marché: le 18 janvier (enchère allemande), le 22 février (enchère allemande) et le 12 mars (enchère européenne).

Volumes totaux EUA et CER

Les volumes totaux EUA et CER échangés sur bourses et brokers ont baissé de 22% au premier trimestre 2013 par rapport au quatrième trimestre 2012, soit une baisse de 4 114 Mt à 3 220 Mt. Ceci peut s'expliquer par le fait que l'essentiel des produits échangés pendant l'année sont des produits à terme Y+1 ayant une date de livraison au mois de décembre et par la baisse du volume des transactions CER début 2013. Les volumes totaux ont cependant augmenté de 22% par rapport au premier trimestre 2012.

Volumes annuels EUA et CER depuis 2008

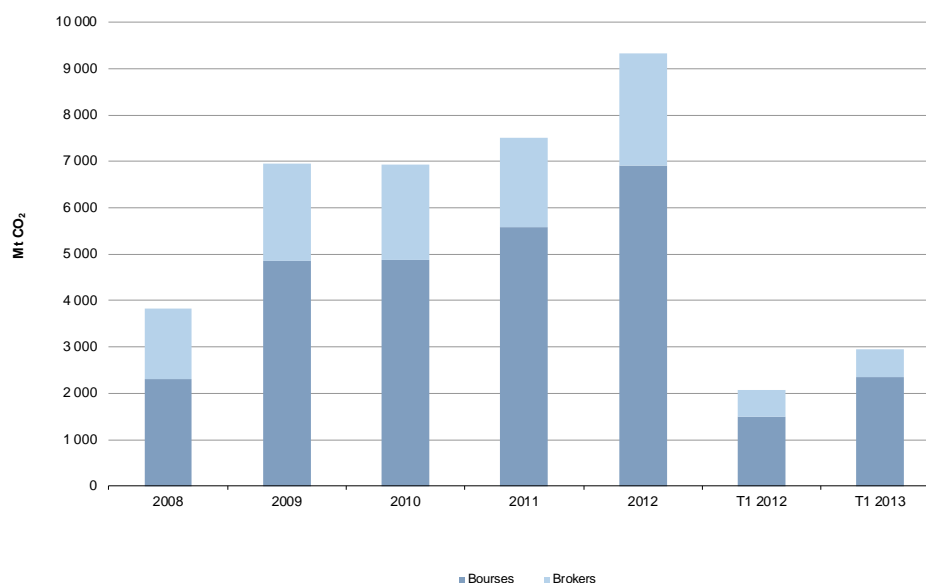


Sources : Bluenext, ECX, EEX, LEBA

Volumes EUA

Au premier trimestre 2013, les volumes EUA sur bourses (2 361 Mt) ont baissé de 1% par rapport au quatrième trimestre 2012 et ont augmenté de 57% par rapport au premier trimestre 2012. Les volumes EUA sur brokers (586 Mt) ont baissé de 17% par rapport au trimestre précédent et ont augmenté de 1% par rapport au premier trimestre 2012. Les bourses et brokers représentent respectivement 80% et 20% du marché EUA en volume au premier trimestre 2013.

Volumes annuels EUA

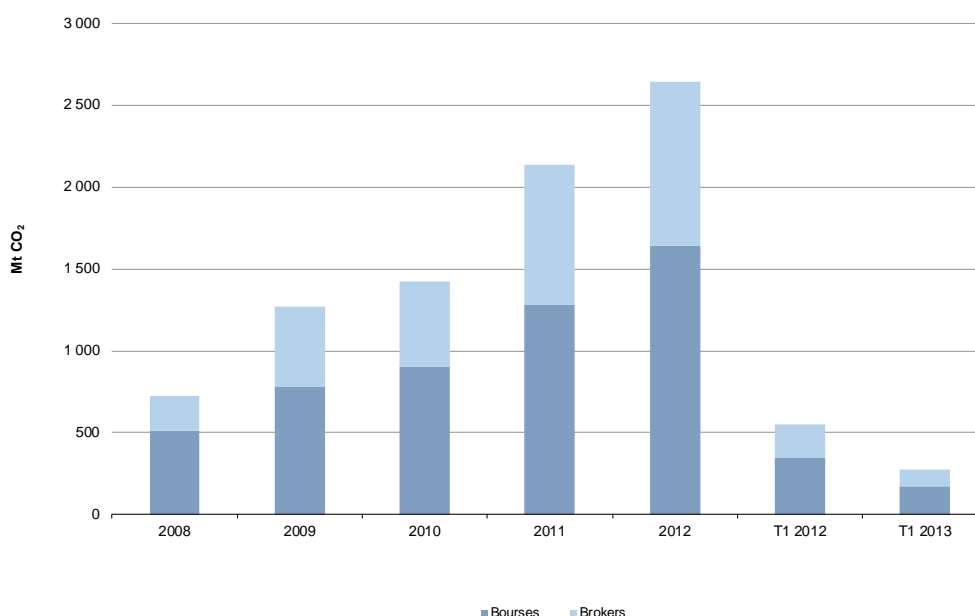


Sources : Bluenext, ECX, EEX, LEBA

Volumes CER

Sur le marché des CER, les volumes échangés ont nettement baissé au cours du premier trimestre 2013, toutes places de marché confondues. En effet, les volumes sur bourses (175 Mt) ont baissé de 73% par rapport au quatrième trimestre 2012 et de 49% par rapport au premier trimestre 2012. Les volumes CER sur brokers (98 Mt) ont diminué de 74% par rapport au quatrième trimestre 2012 et de 53% par rapport au premier trimestre 2012. Ceci est notamment dû au fait que certains produits CER sont exclus du marché SEQUE à partir de mai 2013, dû aux nouvelles exigences de conformité de la Phase III. Les bourses et brokers représentent respectivement 64% et 36% du marché en volume au premier trimestre 2013.

Volumes annuels CER



Sources : Bluenext, ECX, EEX, LEBA

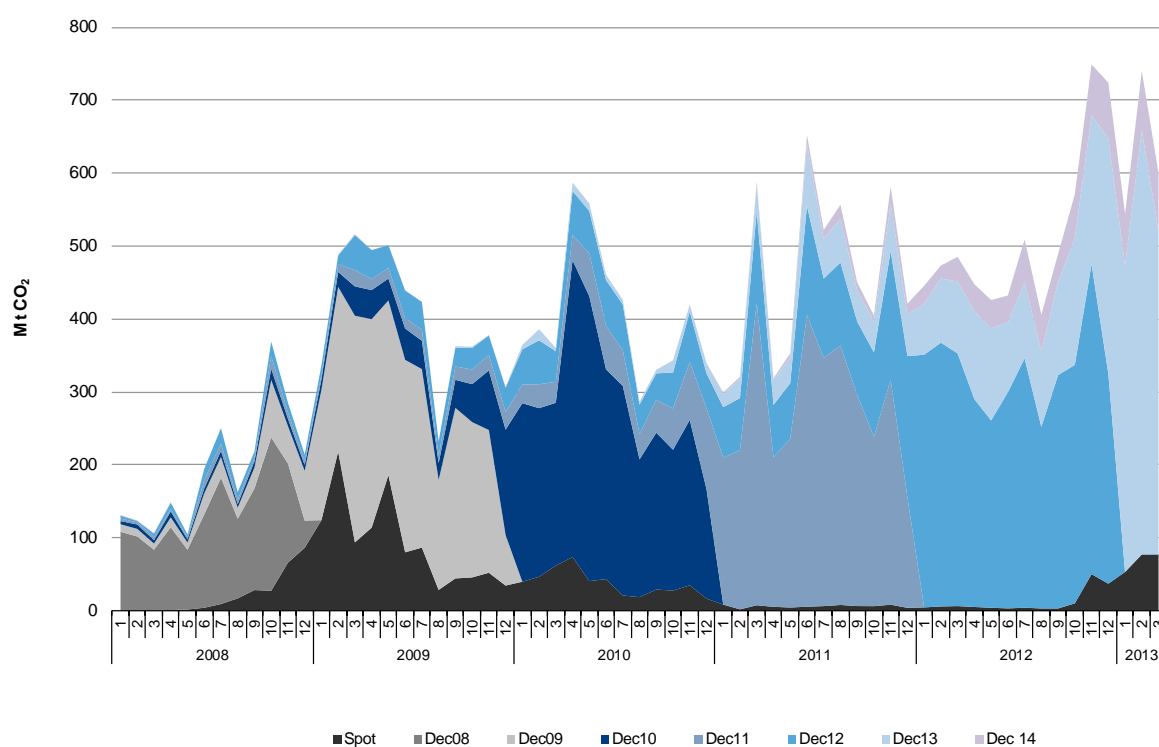
Volumes EUA spot

Environ 207 Mt ont été échangées sur le marché spot EUA au cours du premier trimestre 2013. Les volumes ont été multipliés par deux par rapport au trimestre précédent et par dix par rapport à 2012 à la même période. Ceci est notamment dû aux arbitrages de court-terme début 2013 liés aux annonces de la Commission européenne et du Parlement européen dans le cadre du « *backloading* » de quotas (voir partie 1).

Volumes EUA futurs

Au premier trimestre 2013, les volumes des produits EUA sur bourses s'effectuent essentiellement sur le marché à terme, principalement des produits futures Y+1. Près de 1 445 Mt de produits Déc. 2013 ont été échangés au premier trimestre 2013, deux fois plus qu'au quatrième trimestre 2012 et presque 20 fois plus qu'au premier trimestre 2012. Ceci est dû à l'expiration du produit Dec. 2012 à la fin du quatrième trimestre 2012. Les volumes échangés sur les produits Dec. 2014 (Y+2) ont atteint 232 Mt au premier trimestre 2013, soit une hausse de 13% par rapport au quatrième trimestre 2012 et vingt fois plus qu'au premier trimestre 2012.

Evolution des échanges par maturité sur le marché des EUA



Sources : Bluenext (jusqu'à décembre 2012), ECX, EEX

GLOSSAIRES

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)**³⁷ : 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).

³⁷ « 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 :

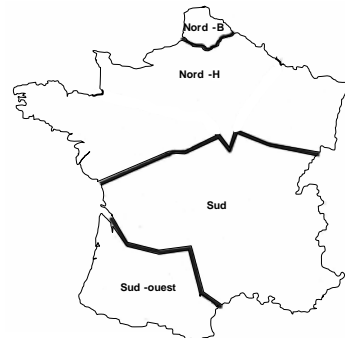
- les clients non résidentiels raccordés au réseau de transport
- les clients non résidentiels raccordés au réseau de distribution
- les clients résidentiels raccordés au réseau de distribution

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.

Glossaire propre à l'observatoire du marché du CO₂

Backloading : gel d'une partie des quotas de la Phase III envisagé par la Commission européenne pour pallier le surplus de quotas du marché européen du carbone.

Banking : possibilité pour les assujettis d'utiliser à des fins de conformité un quota livré au début d'une période de conformité précédente.

BlueNext : bourse du carbone implantée à Paris (www.bluenext.eu).

Borrowing : emprunt d'un quota qui représente la possibilité pour les assujettis d'utiliser à des fins de conformité un quota livré au début de la période de conformité suivante (les quotas pour l'année N sont livrés sur les registres avant le 28 février alors que les quotas doivent être restitués le 30 avril de l'année N, au titre des émissions de l'année N-1).

CER : *Certified Emission Reduction*, unités de réduction d'émissions certifiées provenant des projets déployés dans le cadre du mécanisme de développement propre (MDP). Un certain nombre de pays et des entreprises font usage de crédits de projets du MDP et les projets d'application conjointe pour être en conformité avec leurs objectifs de Kyoto.

CITL : *Community Independent Transaction Log*, plateforme de comptabilisation gérée par la Commission européenne qui intègre quotidiennement les informations qui lui sont transmises par les registres nationaux.

Dioxyde de carbone ou gaz carbonique (CO₂) : principal gaz à effet de serre, issu principalement de la combustion des énergies fossiles.

ECX : *European Climate Exchange*, bourse du carbone implantée à Londres (www.theice.com)

Effet de serre : à l'origine processus naturel, il permet à la température de basse atmosphère de se maintenir à 15°C en moyenne. Il est lié à la présence dans l'atmosphère de certains gaz (gaz carbonique, méthane..) qui piègent le rayonnement émis par la Terre et renvoie une partie de ce rayonnement en direction du sol. Du fait de la production trop importante par l'homme de gaz à effet de serre, les températures sont en sensible augmentation.

ERU : *Emission Reduction Unit*, crédits carbone générés par des projets de Mise en Œuvre Conjointe (MOC), selon les règles définies lors du Protocole de Kyoto. Les entreprises tombant sous le coup du SEQUE peuvent utiliser ces crédits pour répondre à leurs obligations de réduction d'émissions de gaz à effet de serre.

EUA : *European Union Allowance*, quota d'émission européenne qui autorise le détenteur à émettre en gaz à effet de serre l'équivalent d'une tonne de dioxyde de carbone.

EU ETS : voir SEQUE

GES : gaz à effet de serre. Gaz contribuant à l'effet de serre (voir Effet de serre). Tous les GES n'apportent pas à la même contribution à l'effet de serre. Afin de comparer les émissions des différents gaz à effet de serre, on exprime leurs effets en équivalents tonne de dioxyde de carbone.

MDP : mécanisme de développement propre, un des mécanismes de flexibilité du protocole de Kyoto qui permet aux pays développés de financer des projets de réduction d'émissions ou de séquestration de gaz à effet de serre dans les pays en développement et de se voir octroyer des unités de réduction d'émissions certifiées (CER) qu'ils pourront comptabiliser pour remplir leurs propres engagements de

réductions d'émissions. Les projets MDP visent à favoriser le transfert de technologies respectueuses de l'environnement et à promouvoir le développement durable des pays en développement.

Mise en réserve : voir *set aside*

Permis d'émission : voir quotas d'émission

Paquet énergie - climat : ensemble de textes législatifs européens adopté fin 2008, relatifs à l'énergie et au changement climatique.

Phase III : troisième phase du SEQE couvrant la période 2013-2020 au cours de laquelle des changements significatifs en termes de conduite des enchères auront lieu.

Protocole de Kyoto : traité international visant à la réduction des émissions de gaz à effet de serre. Il fixe des engagements chiffrés de réduction ou de limitation des émissions de gaz à effet de serre (GES) pour les pays industrialisés concernés pour la première période dite d'engagement, soit 2008-2012 (- 5,2% par rapport à 1990). Pour y parvenir, ces pays sont tenus d'élaborer des politiques et mesures nationales de lutte contre le changement climatique.

Quotas d'émission : unité de compte du système d'échange de quotas ou permis d'émission. Il s'agit d'une quantité d'émission de GES (exprimée en tonnes équivalent CO₂) à ne pas dépasser sur une période donnée, qui est délivrée à un pays ou un acteur économique par une autorité administrative (organisation intergouvernementale ou agence gouvernementale).

SEQE : le Système d'Echange de Quotas d'Emission, aussi appelé EU ETS (*European Union Emission Trading System*), est un mécanisme de l'Union européenne visant à réduire l'émission globale de CO₂ et atteindre les objectifs de l'Union européenne dans le cadre du protocole de Kyoto. C'est le plus grand système d'échange de quotas d'émissions de gaz à effet de serre dans le monde.