



Observatoire des marchés de l'électricité et du gaz

3^{ème} trimestre 2010

SOMMAIRE

Introduction	3
Le marché de l'électricité.....	4
Le marché de détail de l'électricité	4
1. Introduction	4
2. Les segments de clientèle et leur poids respectif	5
3. Etat des lieux au 30 septembre 2010	6
4. Analyse en dynamique : 3 ^{ème} trimestre 2010	13
Le marché de gros de l'électricité.....	15
1. Introduction	15
2. Activité sur le marché de gros français.....	16
3. Prix sur le marché de gros français et comparaison européenne	21
4. Les fondamentaux du marché de l'électricité.	25
5. Volumes d'imports/exports	27
6. Concentration du marché français de l'électricité	28
Le marché du gaz.....	31
Le marché de détail du gaz.....	31
1. Introduction	31
2. Les segments de clientèle et leur poids respectif	32
3. Etat des lieux au 30 septembre 2010	33
4. Analyse en dynamique : 3 ^{ème} trimestre 2010	39
Le marché de gros du gaz	41
1. Les principales dates concernant le marché de gros français	41
2. La formation des prix du gaz et les marchés du gaz en Europe.....	41
3. Activité sur le marché de gros français	46
5. Suivi des infrastructures.....	50
6. Concentration du marché français du gaz.....	50
Glossaire commun de l'observatoire des marchés de l'électricité et du gaz	53
Glossaire propre à l'observatoire du marché de l'électricité	54
Glossaire propre à l'observatoire du marché du gaz.....	56

Introduction

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

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

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

Le marché de l'électricité

Le marché de détail de l'électricité

1. Introduction

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

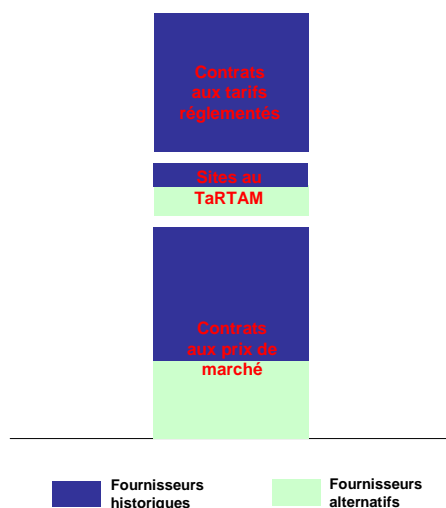
- à partir de juin 2000, éligibilité de tous les sites ayant une consommation annuelle d'électricité supérieure à 16 GWh.
- à partir de février 2003, éligibilité de tous les sites ayant une consommation annuelle d'électricité supérieure à 7 GWh.
- à partir de juillet 2004, éligibilité de toutes les entreprises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

Au 30 septembre 2010, 34,9 millions de sites sont éligibles¹, ce qui représente environ 446² TWh de consommation annuelle d'électricité.

Les clients peuvent disposer de 3 types de contrats :

- les contrats aux tarifs réglementés (proposés uniquement par des fournisseurs historiques)
- les contrats en offre de marché (proposés par les fournisseurs historiques et par les fournisseurs alternatifs).
- Les contrats au TaRTAM. L'accès à ce type de contrat suppose d'avoir préalablement souscrit un contrat en offre de marché.

Répartition des contrats d'électricité -schéma illustratif-



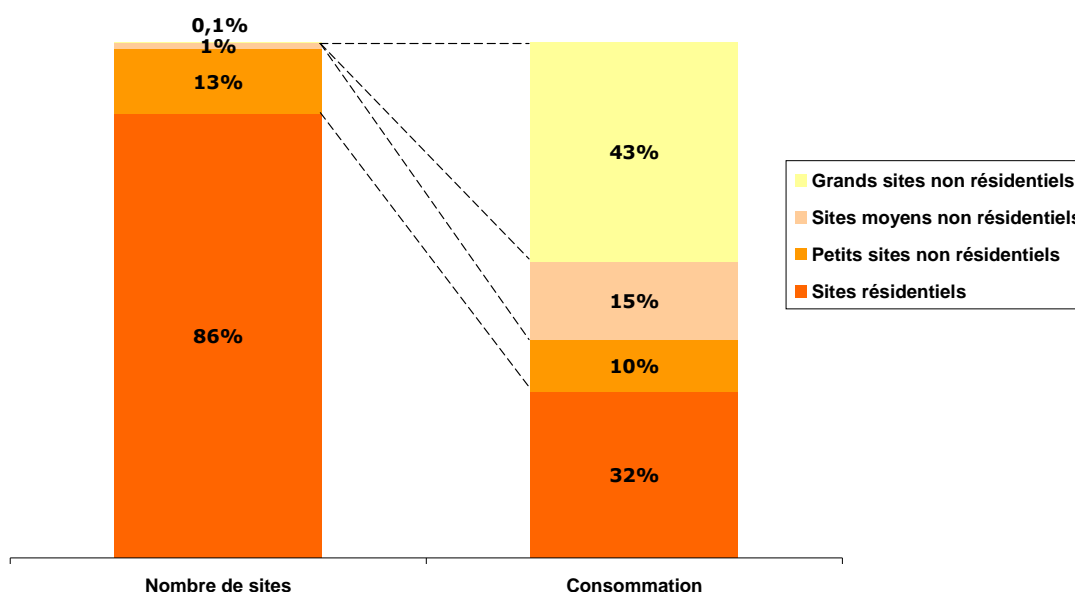
¹ Hors zones non interconnectées (voir le glossaire électricité pour la définition des zones non interconnectées).

² Dans la suite du document, le périmètre d'étude est limité à la consommation des clients raccordés aux principaux gestionnaires de réseaux, qui représente 439 TWh.

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), SICAIE de l'Oise, Gérédis Deux-Sèvres (ex Sorégies Deux-Sèvres) et SRD (Sorégies). Ces gestionnaires de réseaux couvrent plus de 98% des sites français et de la consommation nationale d'électricité.

2. Les segments de clientèle et leur poids respectif

Typologie des sites



Source : données 2010 GRD, RTE, fournisseurs – Analyse : CRE

Le marché se divise en quatre segments :

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

3. Etat des lieux au 30 septembre 2010

A. Tableaux de synthèse du trimestre écoulé

Synthèse en nombre de sites

	Sites résidentiels		Sites non résidentiels	
Situation (en nombre de sites)	Au 30 septembre 2010	Au 30 juin 2010	Au 30 septembre 2010	Au 30 juin 2010
Sites aux tarifs réglementés	28 400 000	28 340 000	4 102 000	4 100 000
Sites en offre de marché, dont :	1 578 000	1 560 000	744 000	741 000
• Sites au TaRTAM tous fournisseurs, dont :	—	—	11 600	8 900
○ fournisseurs historiques	—	—	2 300	2 400
○ fournisseurs alternatifs	—	—	9 300	6 500
• Sites non au TaRTAM tous fournisseurs, dont :	1 578 000	1 560 000	732 000	732 000
○ fournisseurs historiques	15 000	15 000	361 000	367 000
○ fournisseurs alternatifs	1 563 000	1 545 000	372 000	366 000
Nombre total de sites	30 000 000	29 900 000	4 870 000	4 870 000
Parts de marché des fournisseurs alternatifs	5,2 %	5,1 %	7,8 %	7,6 %

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

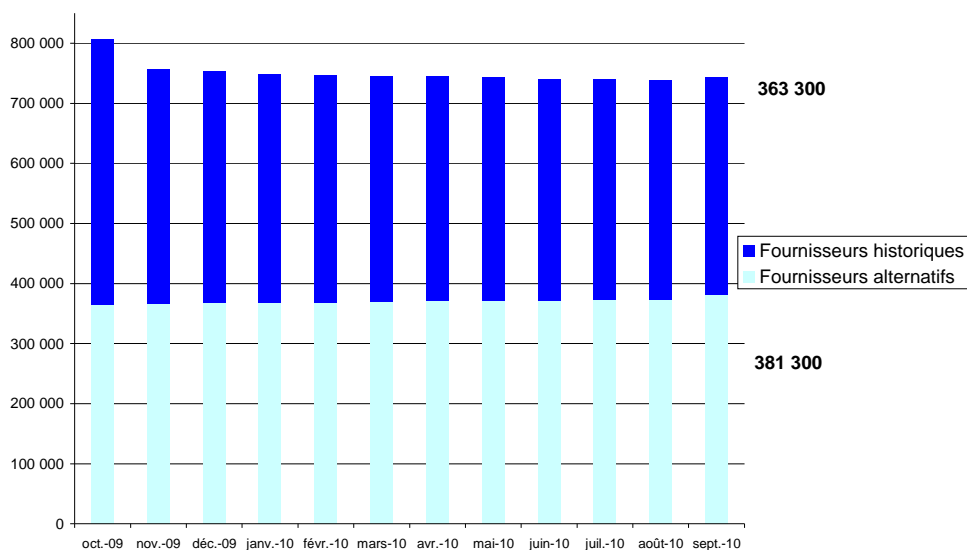
Synthèse en consommation annualisée

	Sites résidentiels		Sites non résidentiels	
Situation (en consommation annualisée)	Au 30 septembre 2010	Au 30 juin 2010	Au 30 septembre 2010	Au 30 juin 2010
Sites aux tarifs réglementés	134 TWh	134 TWh	161 TWh	159 TWh
Sites en offre de marché, dont :	7,4 TWh	7,3 TWh	139 TWh	139 TWh
• Sites au TaRTAM tous fournisseurs, dont :	—	—	67 TWh	76 TWh
○ fournisseurs historiques	—	—	39 TWh	42 TWh
○ fournisseurs alternatifs	—	—	28 TWh	34 TWh
• Sites non au TaRTAM tous fournisseurs, dont :	7,4 TWh	7,3 TWh	72 TWh	63 TWh
○ fournisseurs historiques	~ 0 TWh	0,1 TWh	55 TWh	54 TWh
○ fournisseurs alternatifs	7,4 TWh	7,2 TWh	17 TWh	9 TWh
Consommation totale des sites	142 TWh	141 TWh	298 TWh	298 TWh
Parts de marché des fournisseurs alternatifs	5,2 %	5,1 %	14,9 %	14,6 %

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

B. Evolution du nombre de sites en offre de marché

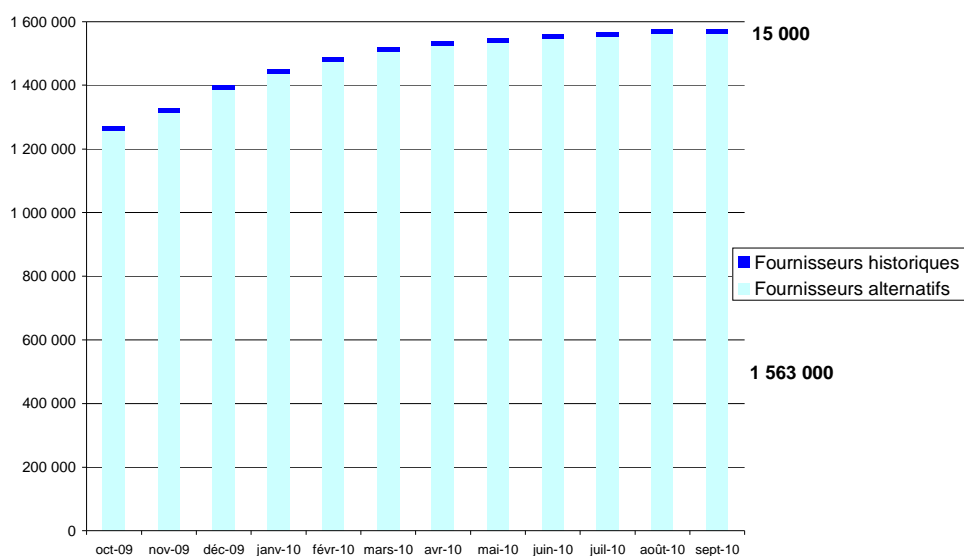
Nombre de sites en offre de marché - sites NON RÉSIDENTIELS -



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

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

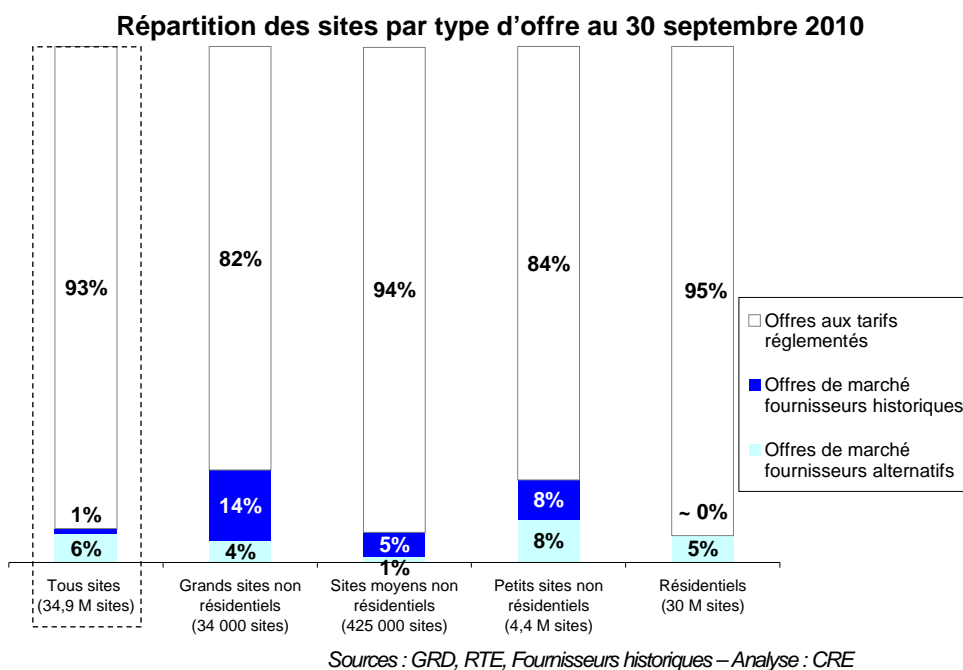
Nombre de sites en offre de marché - sites RÉSIDENTIELS -



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

Au 30 septembre 2010, environ 744 000 sites non résidentiels et 1 578 000 sites résidentiels sont en offre de marché.

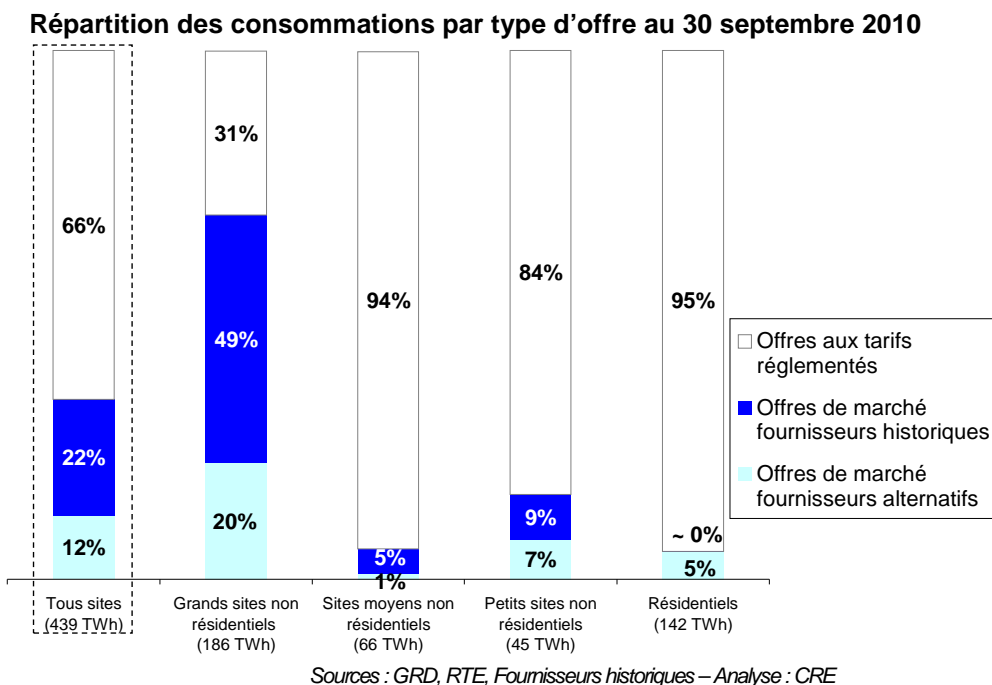
C. Parts de marché en nombre de sites au 30 septembre 2010



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

Au 30 septembre 2010, environ 7% des sites sont en offre de marché. Parmi eux, environ 86% ont fait le choix d'un fournisseur alternatif.

D. Parts de marché en consommation au 30 septembre 2010



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

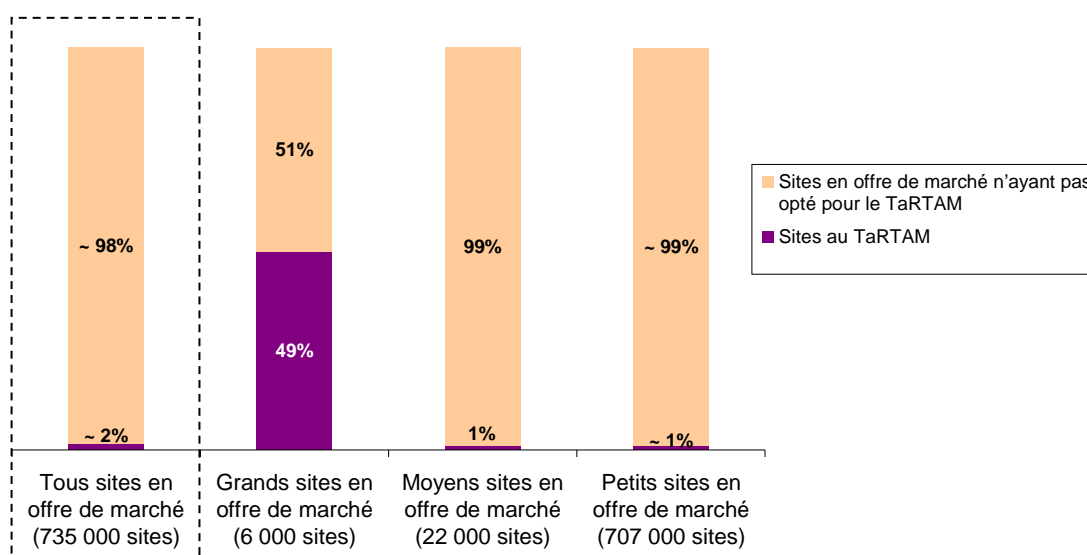
E. Données sur le TaRTAM

La loi du 7 décembre 2006 a instauré un Tarif Réglementé et Transitoire d'Ajustement au Marché (TaRTAM) qui donnait le droit aux clients d'en bénéficier jusqu'à 2009 à condition d'avoir fait la demande avant le 1^{er} juillet 2007. Cette loi a été modifiée par la loi du 7 juin 2010 qui donne le droit à un client en offre de marché de bénéficier du TaRTAM pour un site jusqu'au 31 décembre 2010. Le TaRTAM est égal au tarif réglementé de vente hors taxes applicable au 15/08/2008, à un site de consommation présentant les mêmes caractéristiques, majoré de 23% pour les tarifs verts, 20% pour les tarifs jaunes et 10% pour les tarifs bleus.

Au 30 septembre 2010, 11 600 sites environ, soit 1,5% des sites non résidentiels en offre de marché, sont au TaRTAM. Ils représentent une consommation annuelle de 67 TWh, soit 49% de la consommation des sites non résidentiels en offre de marché. Les nouveaux sites au TaRTAM sont des petits sites non résidentiels.

25 fournisseurs alimentent des clients au TaRTAM. Les fournisseurs alternatifs alimentent 80% des sites et 42% de la consommation au TaRTAM.

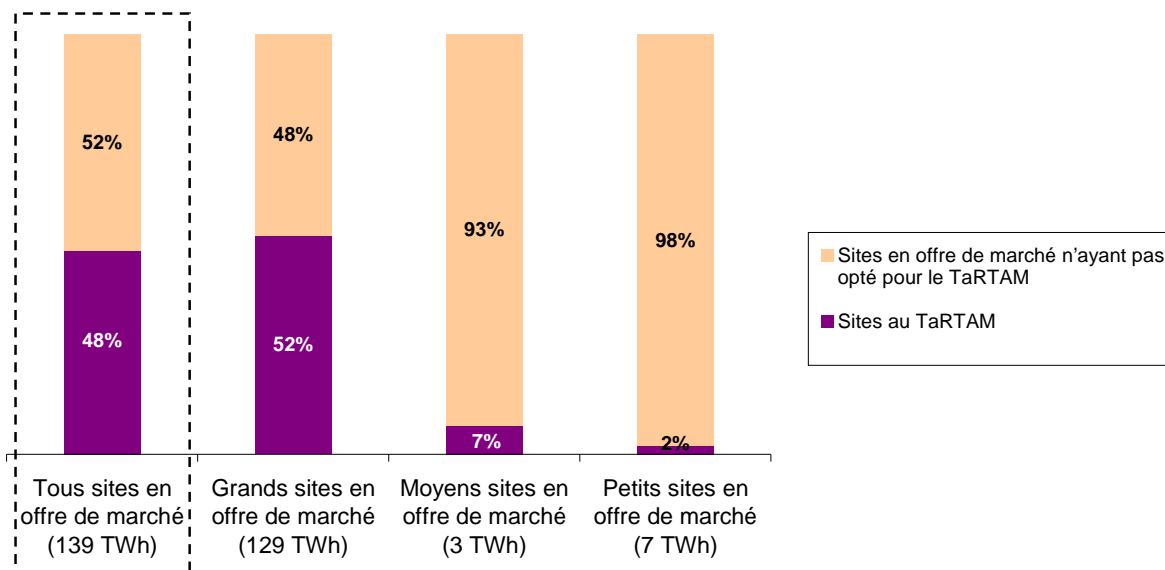
Part des sites au TaRTAM rapportée à l'ensemble des sites non résidentiels en offre de marché au 30 septembre 2010



Sources : Fournisseurs – Analyse : CRE

Exemple de lecture : au 30 septembre 2010, sur les 22 000 sites moyens en offre de marché, 1% ont choisi le TaRTAM.














Part de la consommation des sites au TaRTAM rapportée à la consommation de l'ensemble des sites non résidentiels en offre de marché au 30 septembre 2010



Sources : GRD, Fournisseurs – Analyse : CRE

F. Fournisseurs d'électricité actifs au 30 septembre 2010

Liste des fournisseurs nationaux déclarés auprès de la CRE³
et actifs⁴ au 30 septembre 2010












Fournisseur, Marques commerciales		Grands sites non résidentiels	Sites moyens non résidentiels	Petits sites non résidentiels	Sites Résidentiels
Fournisseurs alternatifs⁵ d'électricité					
Alpiq Energie		●	●		
Direct Energie				●	●
Edenkia		●			
E.ON Energie		●			
Enercoop			●	●	●
EGL		●			
Endesa Energia		●			
Enel France		●			
Energem				●	●
GDF Suez	 	●		●	●
		●		●	
Lampiris				●	●

³ Nom et marque(s) commerciale(s) des fournisseurs actualisés au 24 novembre 2010 à partir du moteur de recherche des fournisseurs par code postal.

⁴ 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.

⁵ 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
HEW Energies		●			
Iberdrola		●			
Kalibraxe		●			
Oddo Power		●			
Planète UI				●	●
Poweo		●		●	●
SNET		●			
Fournisseurs historiques⁶ d'électricité					
Alterna				●	●
EDF	 	●	●	●	●
GEG Source d'Energies		●	●	●	●

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

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

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.fr⁷;
- sont nationaux, c'est-à-dire qu'ils ont déclaré proposer des offres dans au moins 90% des communes de France métropolitaine raccordées au réseau de l'électricité (hors Corse) ;
- sont actifs, c'est-à-dire qu'ils remplissent l'une de ces conditions :
 - avoir au moins un site en contrat unique ;
 - être responsable d'équilibre d'au moins un site en CARD/CART ;
 - être responsable d'équilibre et avoir livré une partie de la consommation d'un site au cours du trimestre précédent.

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

Au 30 septembre 2010, environ 160 fournisseurs non nationaux d'électricité sont actifs sur le territoire, dont les fournisseurs historiques (entreprises locales de distribution⁸). Ces fournisseurs présents localement ou régionalement sur le territoire proposent des offres à un ou plusieurs segments de clientèle.

4. Analyse en dynamique : 3^{ème} trimestre 2010

A. Tableau de synthèse du trimestre écoulé

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

	Résidentiels		Non résidentiels	
AU COURS DU TRIMESTRE (en nombre de sites)	T3 2010	T2 2010	T3 2010	T2 2010
Ventes brutes totales, dont :	1 270 000	955 000	99 000	106 000
• fournisseurs historiques	1 124 000	787 000	90 000	95 000
• fournisseurs alternatifs	146 000	168 000	9 000	11 000
Parts de marché des fournisseurs alternatifs sur les ventes brutes du segment	11,5%	17,6%	10,0%	10,4%

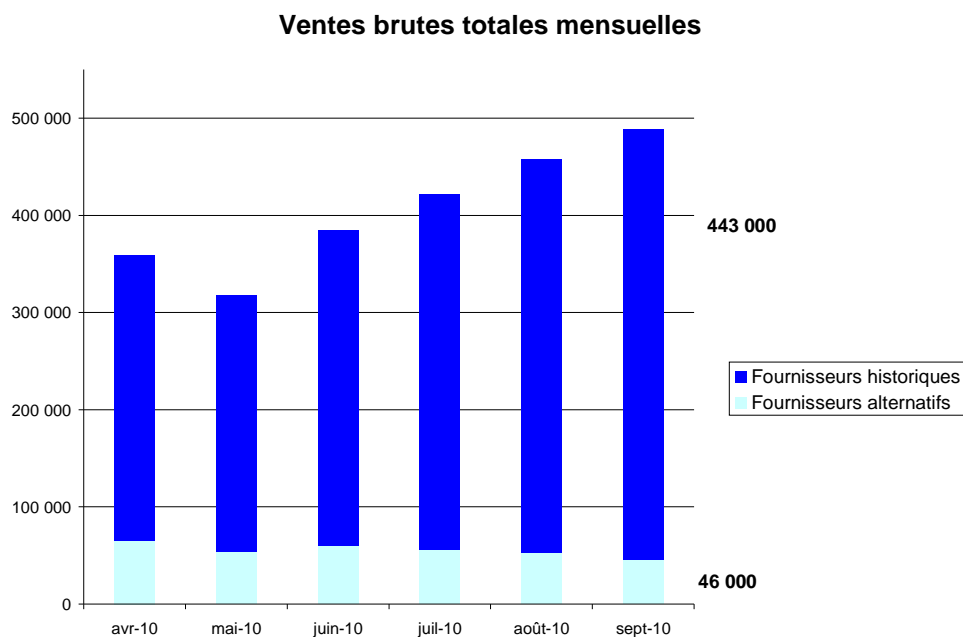
Sources : GRD, RTE, Fournisseurs historiques – Analyse : CRE

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.

⁷ 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.

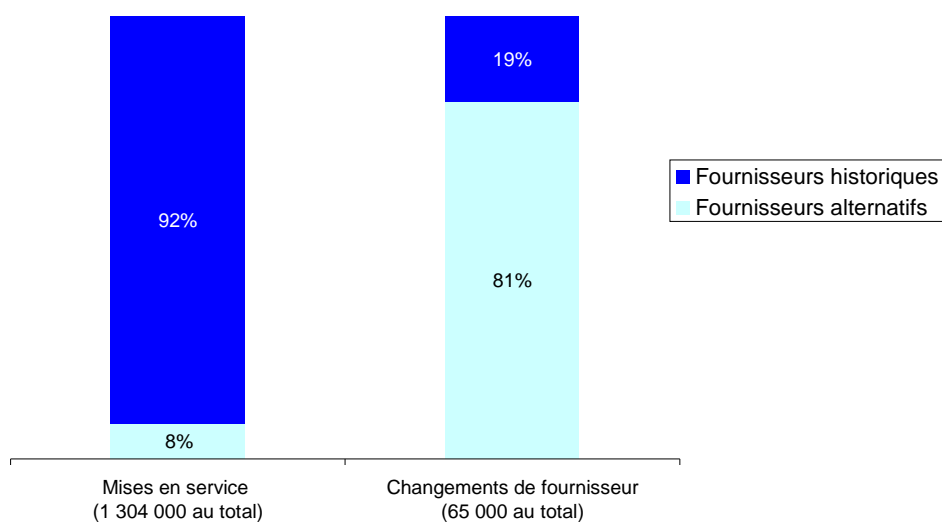
⁸ Voir le glossaire pour la définition d'une entreprise locale de distribution.

B. Ventes brutes sur les mois écoulés



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

Répartition des ventes brutes par type de fournisseur au cours du 3^{ème} trimestre 2010



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

Exemple de lecture : au cours du 3^{ème} trimestre 2010, les fournisseurs alternatifs ont réalisé 8% des 1 304 000 mises en service effectuées.

Le marché de gros de l'électricité

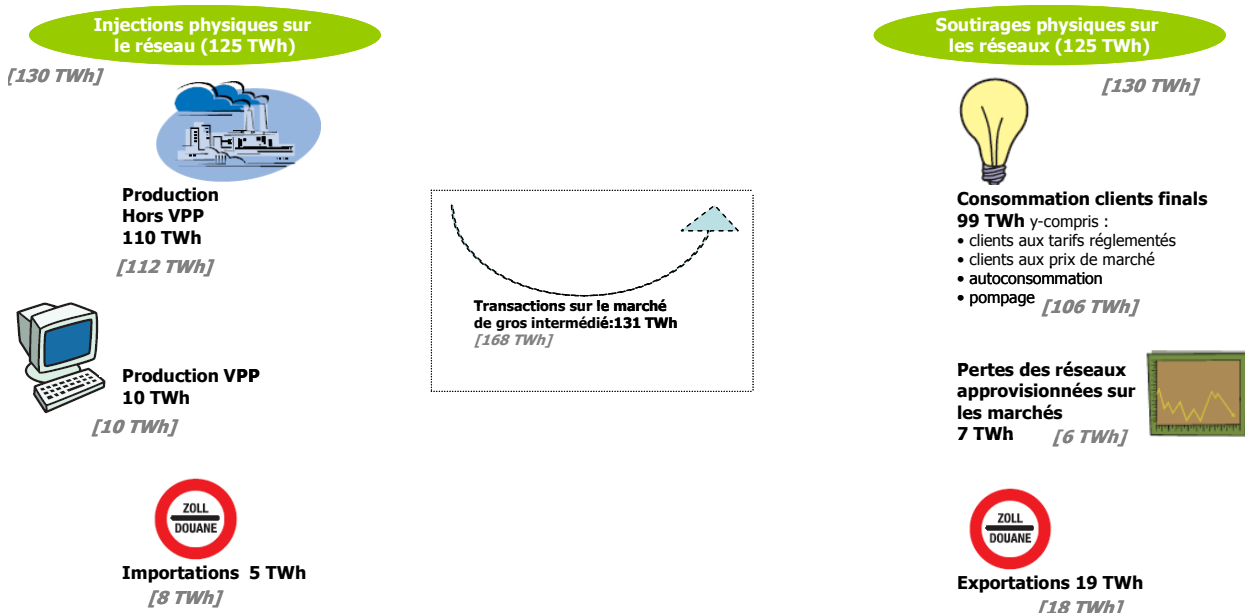
1. Introduction

A. Les principales dates concernant le marché de gros français

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

B. Bilan du marché de gros français

Le graphique ci-dessous présente les flux d'énergie entre les différents segments amont et aval du marché de gros français au cours du troisième trimestre 2010. Il fait apparaître les volumes injectés et soutirés, ainsi que les transactions ayant eu lieu sur le marché de gros intermédiaire français.



Source : RTE – données [T2] et T3 2010 - Analyse : CRE

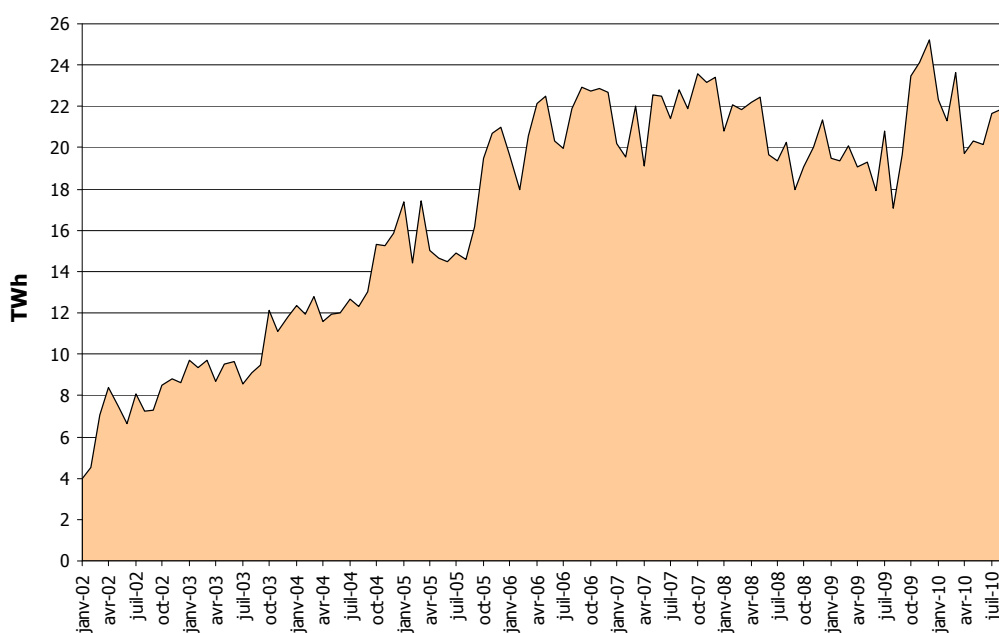
2. Activité sur le marché de gros français

A. Activité sur le marché de gré à gré

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

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

Volume des livraisons nettes résultant de transactions de gré à gré



Source : RTE – Analyse : CRE

Le volume des livraisons sur le marché de gré à gré s'élève à 62,1 TWh au troisième trimestre 2010. En hausse de 3% par rapport au trimestre précédent et de 8% par rapport à la même période l'année précédente, ce volume a représenté 60% de la consommation nationale au troisième trimestre 2010, contre 56% au deuxième trimestre 2010 (56% également à la même période l'année précédente).

B. Evolution du négoce sur le marché intermédié français

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

Vue globale du négoce sur le troisième trimestre 2010

Produits spot

16,2 TWh ont été échangés sur le marché spot au troisième trimestre 2010, pour plus de 12 600 transactions. L'activité a donc légèrement diminué par rapport au trimestre précédent, en volume (-4%) et surtout en nombre de transactions (-15%). Par rapport à l'année 2009 à la même période, les volumes sont légèrement supérieurs mais les transactions ont diminué d'environ 25%.

Le nombre de transactions a surtout diminué sur le marché de l'intraday, parallèlement à une baisse très nette des volumes : 0,15 TWh ont été échangés au troisième trimestre 2010 contre 0,24 au trimestre précédent et 0,22 l'année dernière. Le marché de l'intraday ne représente cependant que 1% du total des volumes échangés sur le spot.

Sur le *day-ahead*, les volumes sont restés à un niveau relativement faible, en légère baisse par rapport au trimestre précédent (-4%) mais en hausse par rapport au troisième trimestre de 2009 (+2%).

75% des volumes négociés en *day-ahead* au cours du trimestre l'ont été sur les marchés organisés, part semblable à celle observée au trimestre précédent. Le léger repli de l'activité sur le marché spot s'est fait dans les mêmes proportions sur les plateformes de courtage et sur les marchés organisés.

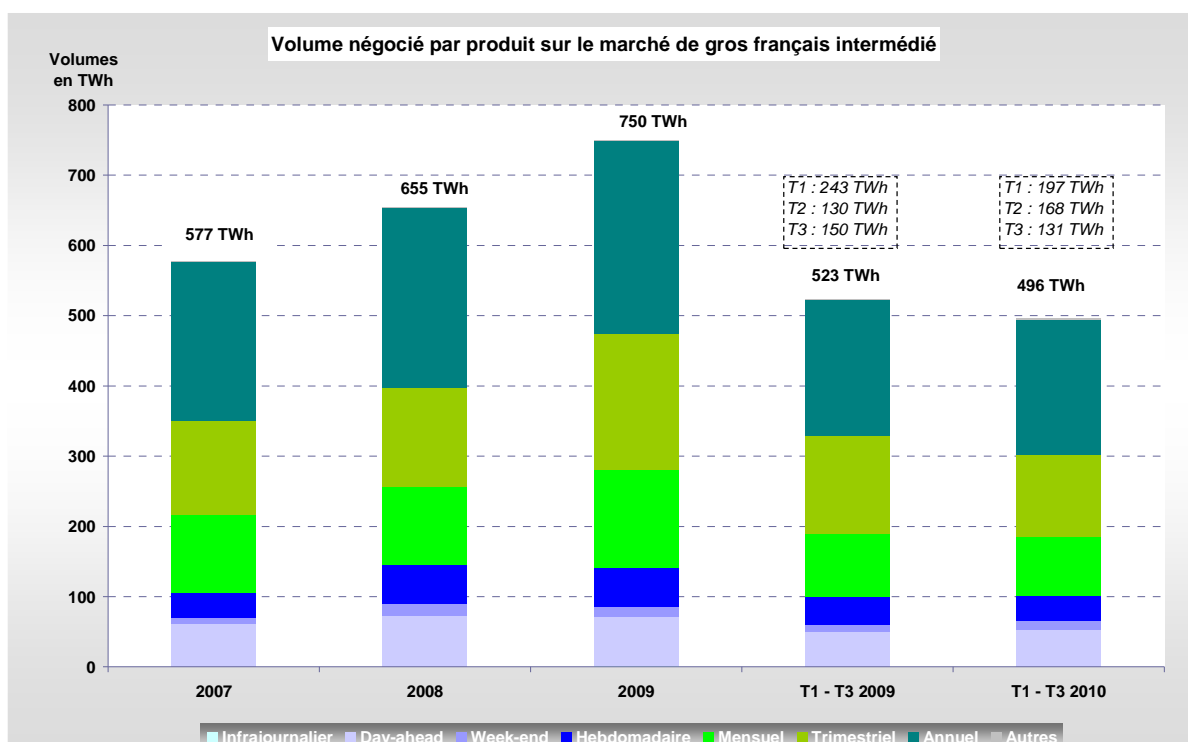
Produits à terme⁹

Au troisième trimestre 2010, 99 TWh ont été échangés sur l'ensemble des produits à terme¹⁰, soit un recul de 25% par rapport au trimestre précédent et de 17% par rapport à la même période l'année précédente. La liquidité sur ces produits a également baissé avec une diminution des transactions de 22% par rapport au trimestre précédent et de 21% comparé à la même période en 2009.

La très grande majorité des échanges pour les produits à terme se font sur les marchés OTC, EPD France ne captant que 4% des volumes (5% des transactions). Le recul des échanges a cependant été plus important sur le marché organisé (-57% en volume et -46% en nombre de transactions en comparaison du trimestre précédent) que sur les plateformes de courtage (respectivement -23% et -20%). De même, comparativement à 2009 à la même période, l'activité sur EPD France a diminué de deux tiers environ, alors que sur les plateformes de courtage les volumes ont baissé de 12% et les transactions de 17%.

⁹ 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.

¹⁰ Les produits à terme dont la période de livraison est supérieure ou égale au mois (Produits Mensuels, Trimestriels ou Annuels).



Produits mensuels :

La liquidité au troisième trimestre est restée stable alors que les volumes échangés étaient en légère augmentation : 1 962 transactions de produits mensuels représentant 23 TWh ont eu lieu au troisième trimestre 2010, soit respectivement +1% et +5% par rapport au trimestre précédent. Les volumes échangés sont cependant inférieurs à ceux de 2009 pour la même période, de même que les transactions (-13% dans les deux cas).

La baisse de 11% en volume des produits M+1, qui représentent environ 60% du total des volumes pour les produits mensuels, a été compensée par la hausse des produits M+2 (+55%) et M+3 (+19%). La liquidité pour ces différents produits a suivi la même évolution.

Par rapport à l'année précédente, les volumes échangés ont baissé de 3,5 TWh : cette baisse est essentiellement due à une diminution des produits M+1 (-3,5 TWh soit -21%), alors que la légère baisse des produits M+2 (-0,2 TWh soit -4%) était compensée par l'augmentation des produits M+3 (+0,3 TWh, soit +11%). Parallèlement, la liquidité a reculé pour tous les produits : -17% pour les produits M+1 et -5% pour les produits M+2 et M+3.

La part des volumes de produits mensuels négociés par les acteurs financiers a légèrement reculé (34% au troisième trimestre 2010) au profit des producteurs français et européens (respectivement 33% et 28%)

Produits trimestriels :

Le négoce de produits trimestriels au troisième trimestre 2010 a nettement reculé dans son ensemble. Les volumes échangés se sont élevés à 24,8 TWh, soit une baisse de 9 TWh (-27%) par rapport au trimestre précédent et de 15TWh (-38%) en comparaison avec la même période en 2009. La liquidité a diminué de façon encore plus marquée : -38% par rapport au trimestre précédent et -43% par rapport à 2009.

Les produits Q+1, comptant au troisième trimestre pour environ 70% des produits trimestriels en termes de volumes comme en termes de transactions, sont les seuls à afficher des volumes négociés en hausse : +1,8 TWh soit +11% par rapport au trimestre précédent. Leur liquidité a cependant diminué de 5% avec 810 transactions au troisième trimestre 2010. En comparaison avec 2009 à la même période, volumes et liquidité sont en baisse dans les mêmes proportions (respectivement -26% et -28%).

Cette baisse reste cependant modérée au regard du repli enregistré sur les autres produits trimestriels, en termes de liquidité comme de volumes, et par rapport au trimestre précédent comme par rapport à 2009.

Après les produits Q+1, les produits Q+2 sont les plus négociés. Avec 5,32 TWh échangés au troisième trimestre 2010, ces volumes sont en baisse de 58% par rapport au trimestre précédent (et de 55% par rapport à 2009). Le nombre de transactions correspondant a quant à lui diminué respectivement de 71% et 65%.

Les produits Q+3 et Q+4 ont représenté 1TWh et 0,8 TWh au troisième trimestre 2010, soit une baisse de 75% et 38% par rapport au trimestre précédent. Ces volumes représentent 49 et 36 contrats échangés, contre respectivement 156 et 57 au deuxième trimestre 2010. En comparaison avec 2009, les volumes échangés sur ces deux produits ont diminué de 55% et 65% alors que le nombre de leurs transactions a baissé de 64% et 40%.

La structure du négoce pour les produits trimestriels est marquée par l'approche de l'hiver avec une prédominance très forte des produits Q+1 (70%) contre moins de 50% le reste de l'année. En 2009 à la même période, les produits Q+1 représentaient 60% des volumes négociés.

Le négoce des produits trimestriels a été le fait des acteurs financiers (29%, +4 points par rapport au trimestre précédent), des producteurs européens intégrés (33%, -6 points) et des producteurs français (35%, +6 points). Il est à noter que la part des nouveaux entrants recule de 4% à 1% pour les acteurs européens et de 1% à 0% pour les acteurs français.

Produits annuels :

A l'image des autres produits à terme, le négoce des produits calendaires a diminué d'un tiers au troisième trimestre 2010, avec 51,3 TWh échangés pour 1156 transactions contre 77,1 TWh pour 1 685 transactions au trimestre précédent. Les chiffres du troisième trimestre 2010 sont cependant en ligne avec ceux de l'année précédente à la même période, avec de très légères baisses de 3% pour les volumes et 2% pour la liquidité.

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

En comparaison avec le troisième trimestre de 2009, si le négoce des produits Y+1 ne diminue que modérément, tant en termes de volumes (-6%) que de transactions (-9%), les volumes négociés pour Y+2 augmentent de 20% et les transactions correspondantes de 37%. A l'inverse, les produits Y+ 3 baissent de 43% en volume comme en liquidité.

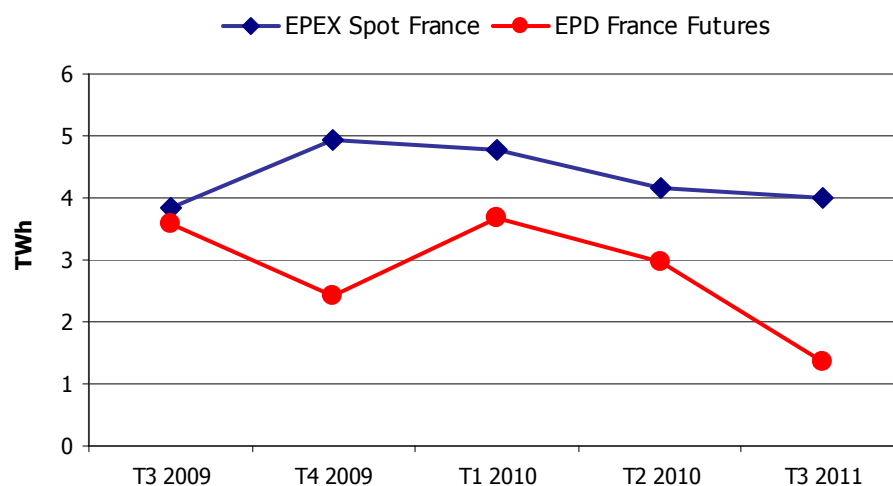
Le négoce des produits Y+1 représente environ 65% contre 30% pour les produits Y+2 et 5% pour les produits Y+3. La hausse des volumes par rapport à 2009 pour les produits Y+2 s'est donc traduite par une augmentation de 2,4 TWh alors que la baisse des produits Y+3 a entraîné une diminution de 2 TWh, équivalente à la baisse enregistrée sur les produits Y+1.

Le négoce des produits annuels a été largement dominé par les producteurs européens intégrés qui ont couvert 53% des volumes échangés, à comparer avec 41% au trimestre précédent. La part des producteurs français a elle aussi augmenté (+ 5 points à 29%) alors que celle des acteurs financiers diminuait de moitié (de 33% à 15%).

C. Activité sur les marchés organisés et comparaison internationale

Le volume en *day-ahead* échangé sur EPEX Spot a légèrement diminué au cours du troisième trimestre 2010 par rapport au trimestre précédent mais est supérieur à celui de la même période l'année précédente. Sur le marché *futures* d'EPD France, les volumes ont reculé nettement par rapport au trimestre précédent de même que par rapport à 2009 à la même période.

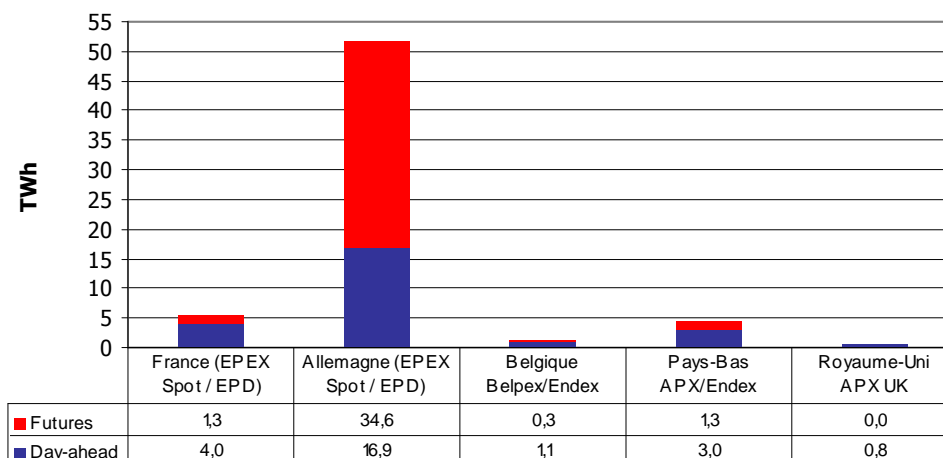
Volumes moyens mensuels des transactions sur les marchés organisés français - toutes échéances confondues -



Source : EPEX Spot, EPD France

L'activité sur les marchés français a été d'un niveau très similaire à l'activité sur les marchés néerlandais. Elle reste très largement inférieure à l'activité en Allemagne.

Volumes moyens mensuels des transactions sur les principaux marchés organisés européens (hors marchés obligatoires ou quasi-obligatoires) - troisième trimestre 2010 -



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

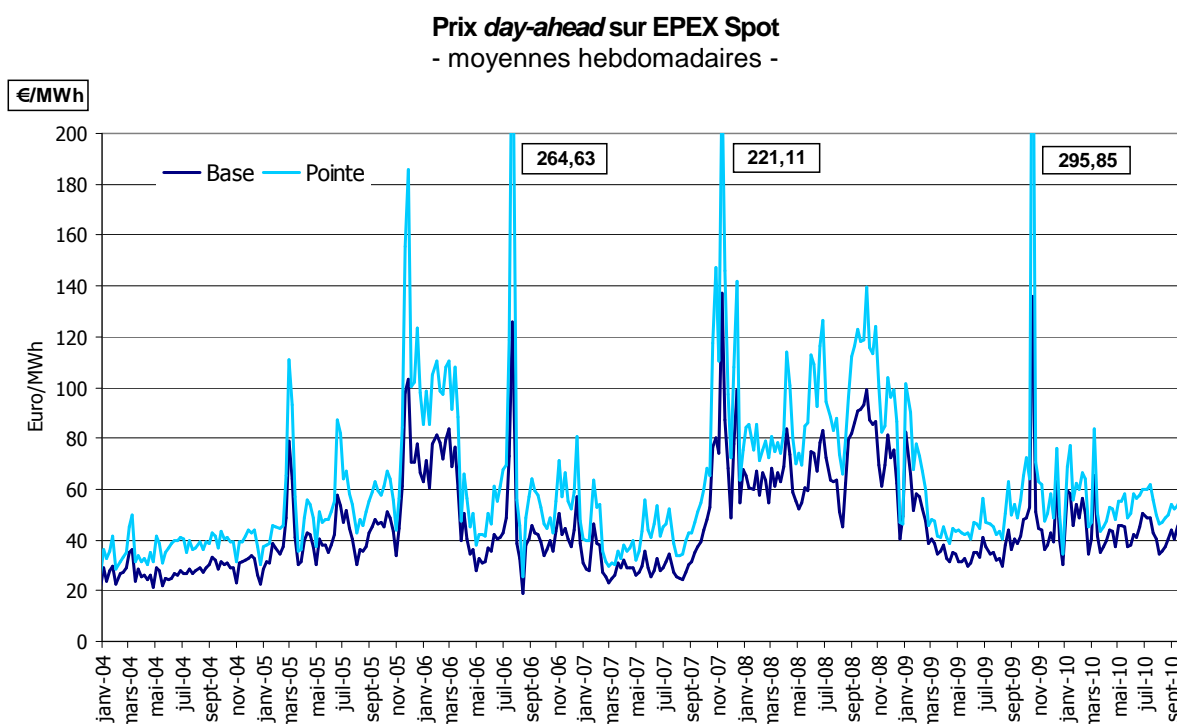
3. Prix sur le marché de gros français et comparaison européenne

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

A. Prix day-ahead

Les prix *day-ahead* en base cotés sur EPEX Spot ont affiché une moyenne de 42,8 €/MWh au troisième trimestre 2010. Ils ont augmenté de 1,4% par rapport au trimestre précédent, et augmenté de 14,6% par rapport au troisième trimestre 2009.

Les prix *day-ahead* en pointe cotés sur EPEX Spot ont affiché une moyenne de 53,7 €/MWh au troisième trimestre 2010. Ils ont augmenté de 0,5% par rapport au deuxième trimestre 2010, et augmenté de 7,1% par rapport au troisième trimestre de l'année 2009.



Sources : EPEX Spot – Analyse : CRE

Il n'y a pas eu de pic de prix notable sur le marché day-ahead EPEX France entre juillet et septembre 2010.

Sur le marché allemand, les prix Spot ont augmenté de 5,5% au cours du troisième trimestre par rapport au trimestre précédent. Ils ont également augmenté de 18,3% par rapport à la même période de l'année précédente. Le différentiel de prix France-Allemagne en base (-0,9 €/MWh) s'est inversé en moyenne par rapport au trimestre précédent car le prix base day-ahead français était plus souvent inférieur au prix allemand. Le différentiel en pointe (+0,3 €/MWh) s'est réduit comparé au niveau observé pendant le deuxième trimestre 2010, en raison notamment de la période estivale durant laquelle l'effet de thermo-sensibilité réduit davantage la consommation française. On remarque que le prix pointe français était plus souvent supérieur au prix pointe allemand.

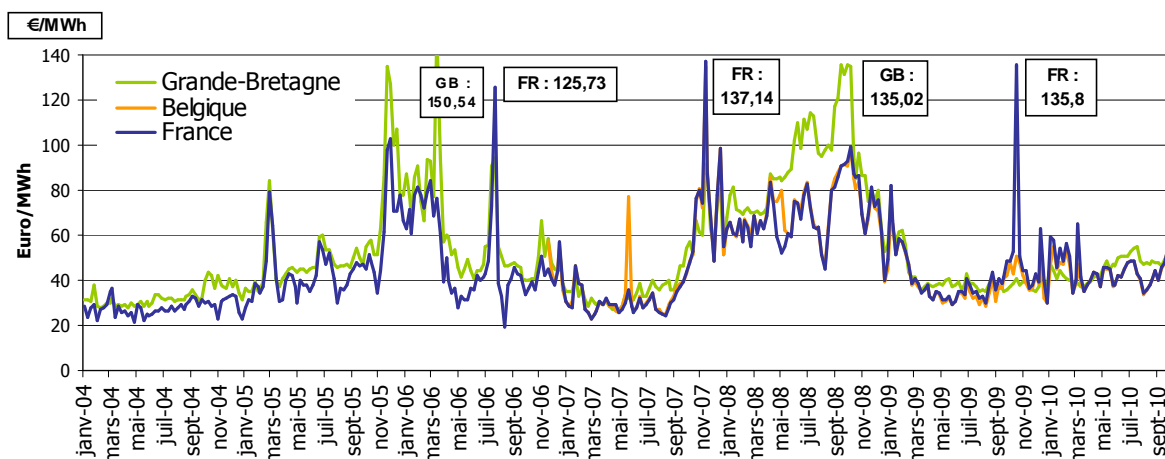
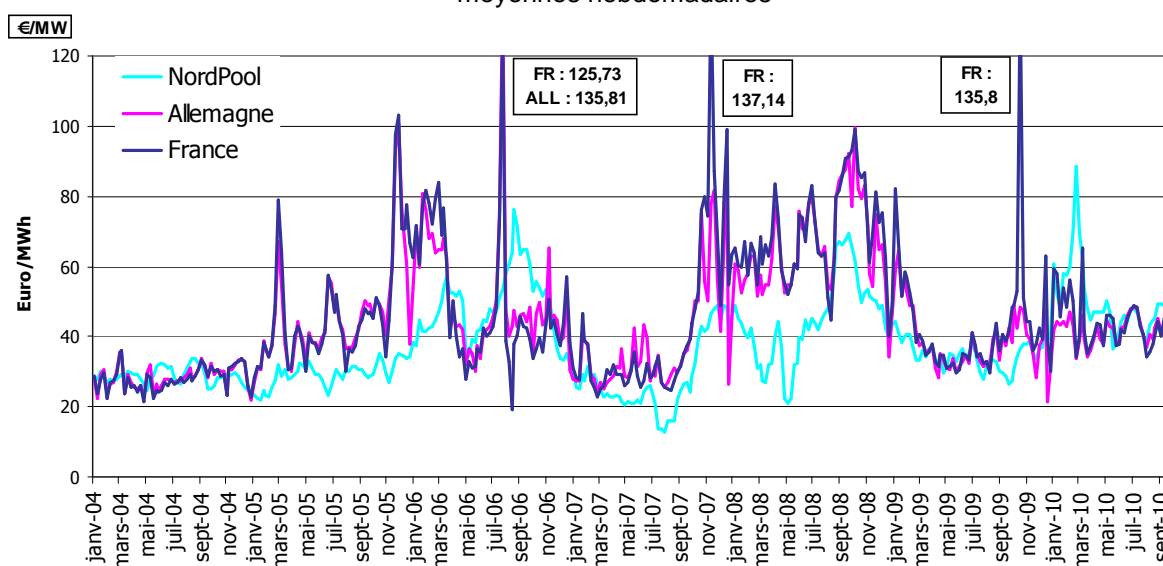
En raison du couplage des marchés, les prix français et belges ont évolué de manière très proche tout au long du trimestre.

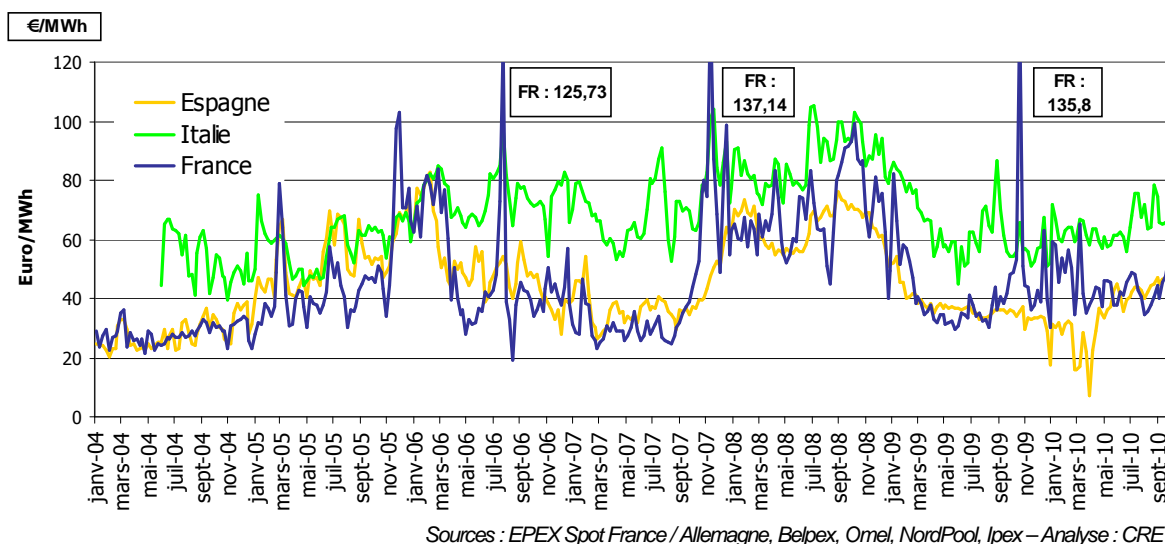
Les prix espagnols day-ahead base ont augmenté de 26% au troisième trimestre 2010 par rapport au trimestre précédent, en raison d'une plus faible production éolienne et nucléaire, associée à une demande croissante liée à la hausse des températures estivales. En Italie, les prix ont augmenté de 14,7% entre le deuxième et le troisième trimestre 2010, en raison de l'augmentation de la consommation liée aussi à la hausse des températures.

Les marchés européens sous revue ont tous connu une augmentation de leurs prix *day-ahead* au cours du troisième trimestre 2010 par rapport au trimestre précédent.

Les différentiels de prix moyens entre les prix day-ahead français et les prix allemands, britanniques, italiens, et Nordpool ont augmenté, alors que les écarts entre les prix day-ahead français et les prix espagnols, belges et suisses ont diminué entre le deuxième et le troisième trimestre 2010.

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

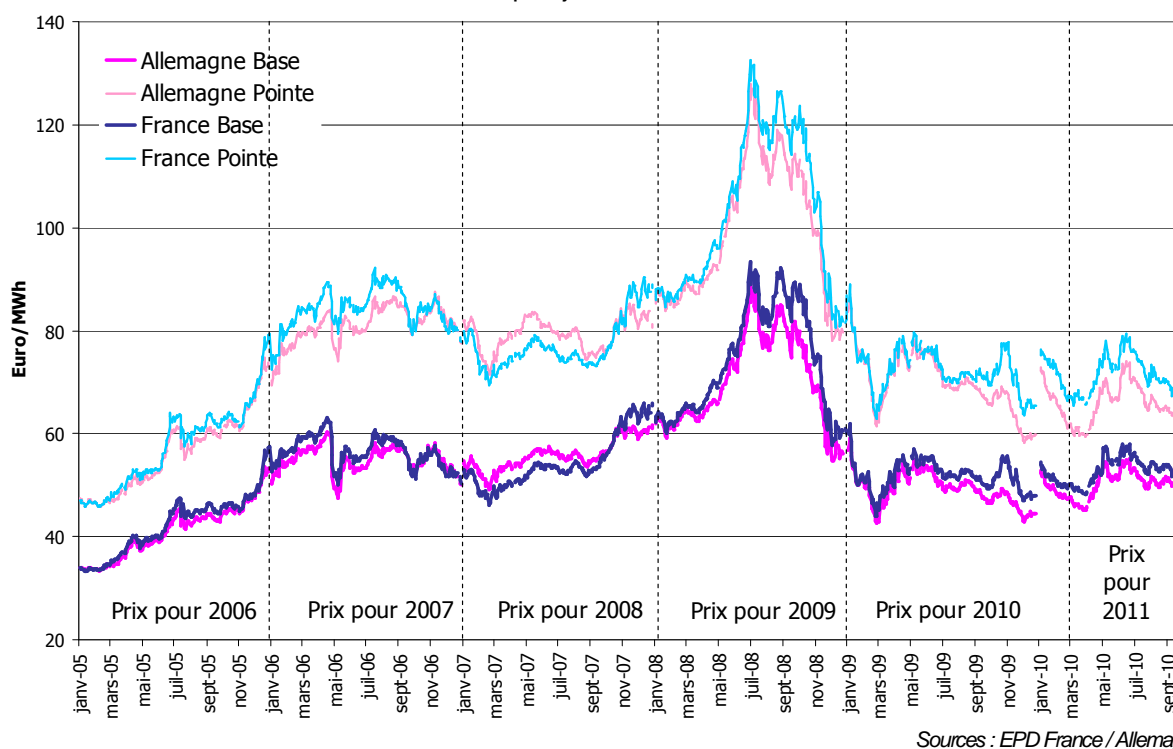




B. Prix futures

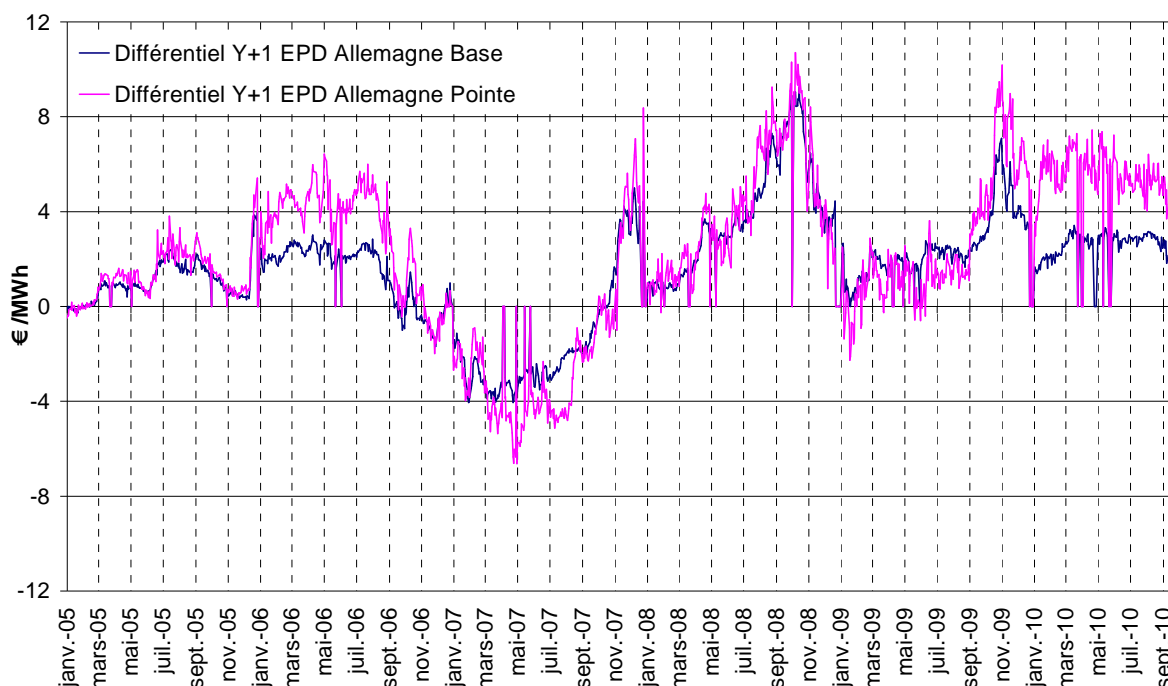
Le prix du *future* annuel (Y+1) en base sur EPD France a diminué en moyenne de 2,2% au troisième trimestre par rapport au deuxième trimestre 2010, passant de 54,5 €/MWh à 53,3 €/MWh en moyenne. Cette diminution a été également constatée sur le prix du *future* allemand en base (-2,5%).

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



L'écart de prix moyen Y+1 base entre la France et l'Allemagne (2,7 €/MWh) a très légèrement augmenté au troisième trimestre 2010 par rapport au deuxième trimestre (2,6 €/MWh). En revanche en pointe, l'écart de prix diminue de 5,9 €/MWh en moyenne au deuxième trimestre à 5,0 €/MWh au troisième trimestre 2010.

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



Sources : EPD France / Allemagne

Produits calendaires :

Les prix des produits calendaires ont diminué en moyenne au troisième trimestre 2010, qu'il s'agisse des produits Y+1, Y+2 ou Y+3, en France comme en Allemagne. On observe que le différentiel moyen entre la France et l'Allemagne sur le produit Y+1 est deux fois supérieur aux différentiels moyens France-Allemagne pour les produits Y+2 et Y+3 aux trois premiers trimestres 2010, notamment en raison de l'effet de thermo sensibilité précédemment mentionné.

Les prix des produits Y+1 européens observés ont tous diminué, à l'exception du produit calendaire britannique qui a augmenté de 3% entre le deuxième et le troisième trimestre 2010.

Produits trimestriels :

Le prix moyen du produit trimestriel français Q+1 base a augmenté de 30%, alors que le prix du produit Q+2 base a augmenté seulement de 3%, et le prix du produit Q+3 base a diminué en moyenne de 30% entre le deuxième et le troisième trimestre 2010. Ce phénomène est observé dans une moindre mesure en Allemagne, où le prix du Q+1 a augmenté de 12%, le prix du Q+2 a augmenté de 3%, et le prix du Q+3 a diminué de 16% en moyenne entre le deuxième et le troisième trimestre 2010. Cela s'explique par le fait que la consommation française est plus thermosensible que la consommation allemande.

Produits mensuels :

Les prix moyens des produits mensuels français M+1 à M+3 ont fortement augmenté (de 8 à 26%) entre le deuxième et le troisième trimestre 2010. Ce phénomène est également observé en Allemagne, où les prix des produits mensuels ont augmenté entre 8 et 10% entre le deuxième et le troisième trimestre 2010. Cela s'explique par le fait que les produits mensuels achetés au cours de l'été sont pour livraison au cours de l'automne où la consommation est plus forte et les prix généralement plus élevés.

4. Les fondamentaux du marché de l'électricité

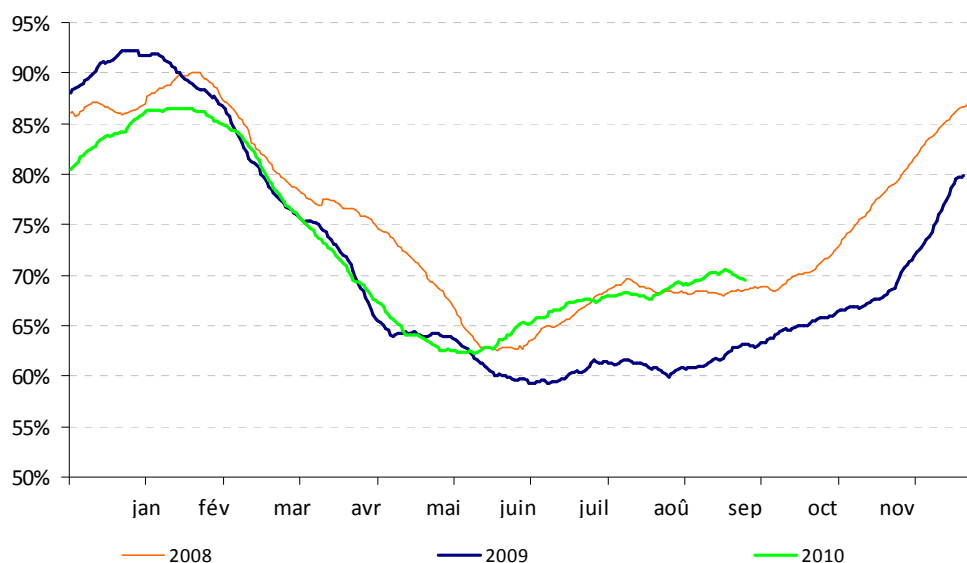
La rupture de tendance observée au troisième trimestre sur le prix à terme pour livraison en 2011 de l'électricité (-9% du 1^{er} juillet au 30 septembre après une hausse de 15% au deuxième trimestre) est concomitante avec un mouvement similaire des cours des combustibles fossiles. Ainsi, si ceux-ci s'étaient fortement appréciés au deuxième trimestre, ils ont reflué entre juillet et fin septembre en même temps que les prix de l'électricité. Les prix à terme du gaz enregistrés au PEG Nord diminuent en effet de près de 14 %, tandis que la baisse n'est que de 11% pour le prix du charbon et que les prix des quotas de CO₂ sont stables.

La comparaison avec les prix constatés l'an passé à la même période laisse toutefois apparaître une hausse des prix plus marquée pour les combustibles fossiles que pour l'électricité puisque le prix moyen constaté au troisième trimestre n'apparaît qu'en hausse de 4% contre plus de 17 % pour le gaz. La hausse de prix est encore plus marquée pour le charbon, dont le prix à terme moyen constaté s'est élevé à plus de 76 €/tonne au troisième trimestre contre 57 €/tonne l'an dernier (+33%), tiré par une demande soutenue, notamment en provenance des pays émergents.

Des baisses de prix sont également observées sur les produits M+1 (environ -2% pour le charbon et -8% pour le gaz du 1^{er} juillet au 30 septembre). Celles-ci conduisent, à une légère réduction de l'avantage comparatif de la production au charbon relativement à celle au gaz, puisque l'écart entre les coûts marginaux théoriques des deux filières de production matérialisés par les clean spark spread et clean dark spread ne s'élève plus qu'à 4,6 €/MWh fin septembre contre encore plus de 7,5 €/MWh au 1^{er} juillet.

En ce qui concerne la production d'électricité en France, le taux de production moyen du parc nucléaire ressort en forte hausse au troisième trimestre relativement au taux enregistré l'année précédente (69,3 % contre 61,4%), cette amélioration est la conséquence directe d'un important rétablissement du taux de disponibilité du parc nucléaire qui passe ainsi de 65 % en 2009 à 72% en 2010 au troisième trimestre. On constate toutefois à nouveau à la fin du mois de septembre une légère dégradation de ce taux de disponibilité.

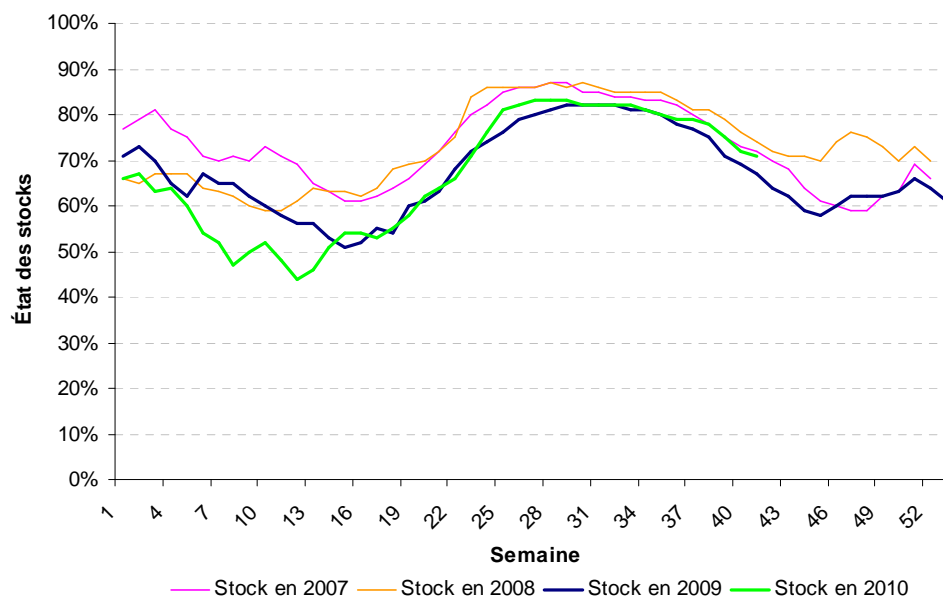
Taux de production du parc nucléaire : - moyenne mobile sur 30 jours-



Source : RTE – Analyse : CRE

Le niveau des stocks hydrauliques poursuit lui son déclin saisonnier et atteint fin septembre 72 % contre 83% début juillet et 69 % un an plus tôt. Le niveau des stocks hydrauliques reste ainsi en 2010 dans la lignée de celui observé les années précédentes.

Stocks hydrauliques

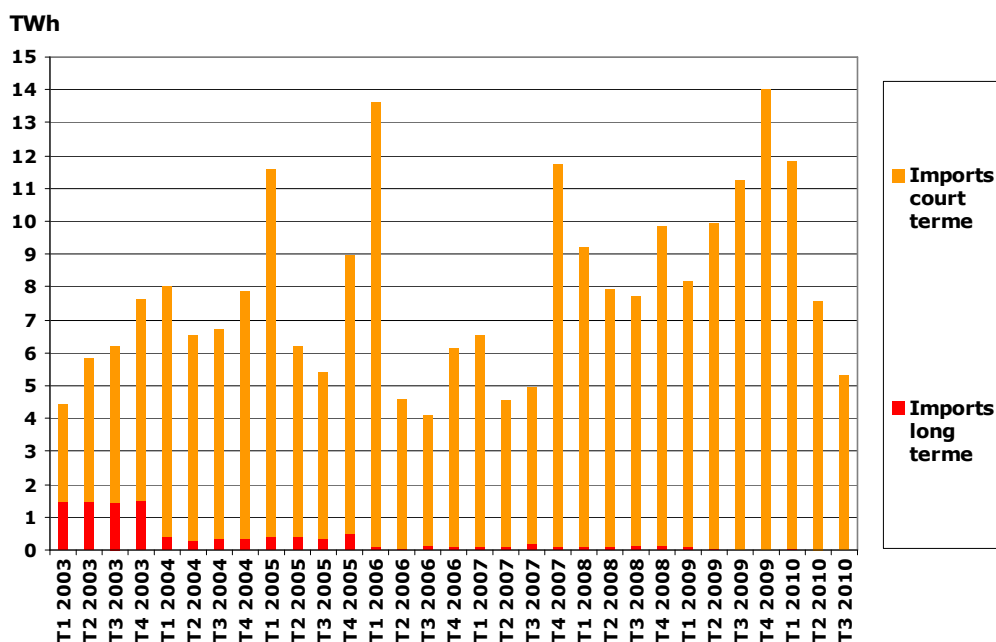


Source : RTE – Analyse : CRE

5. Volumes d'imports/exports

Les importations ont diminué de 30% au troisième trimestre 2010 par rapport au trimestre précédent et de 53% par rapport au même trimestre l'année dernière.

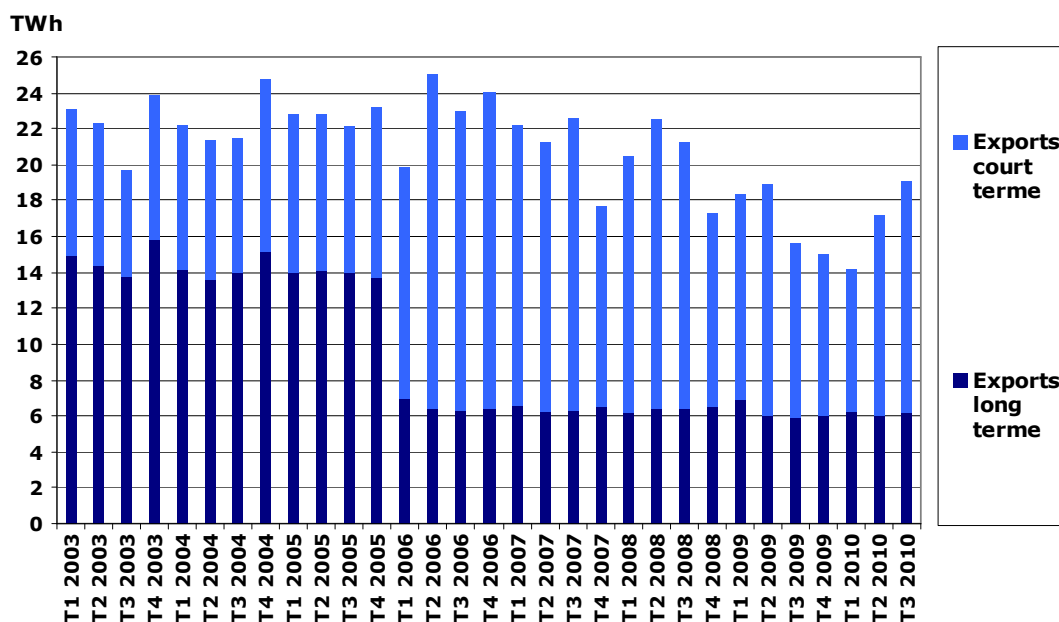
Somme des importations par trimestre



Source : RTE – Analyse : CRE

Les exportations ont augmenté de 11% en volume au troisième trimestre 2010 par rapport au trimestre précédent. Les volumes exportés au troisième trimestre 2010 affichent ainsi un niveau largement supérieur à celui observé l'année précédente (+23%). Le solde net exportateur se situe à 13,9 TWh, en augmentation de près de 105 % par rapport au troisième trimestre 2009 (solde net exportateur de 4,4 TWh). Cette très nette amélioration du solde exportateur français est largement liée au rétablissement de la disponibilité nucléaire observé au cours de cette période.

Somme des exportations par trimestre



Source : RTE – Analyse : CRE

6. Concentration du marché français de l'électricité

Au cours du troisième trimestre 2010, sur les 143 responsables d'équilibre présents sur le marché, seuls 14 étaient actifs dans le domaine de la production d'électricité en France. 35 d'entre eux détenaient des capacités issues des enchères VPP, tandis que 21 effectuaient des ventes à des consommateurs. 67 responsables d'équilibre étaient par ailleurs actifs à l'import ou à l'export, et 81 avaient notifié des échanges de blocs dont 66 d'entre eux suite à des transactions effectuées sur la bourse.

A. Concentration des différents segments du marché de gros français

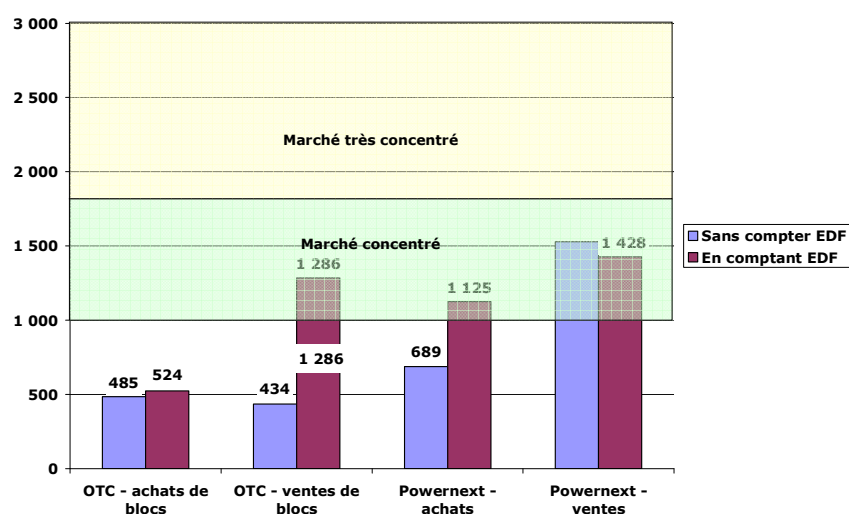
Le graphique suivant donne l'indice de Herfindahl-Hirschman (HHI)¹¹ pour les différents segments du marché de gros français. L'indice est calculé sur les livraisons nominées auprès de RTE, et non sur les transactions conclues sur le marché pendant la période.

Au troisième trimestre 2010, les achats sur les marchés OTC sont restés des segments de marché peu concentrés avec ou sans le groupe EDF. Les achats et ventes sur Pownext ainsi que les ventes sur l'OTC demeurent en revanche des segments de marchés concentrés.

¹¹ L'indice HHI est égal à la somme des carrés des parts de marché des intervenants, et mesure la concentration du marché (il est d'autant plus élevé que le marché est concentré). On considère généralement qu'un marché est peu concentré si son HHI est inférieur à 1 000, et très concentré s'il est supérieur à 1 800.

Étant données les spécificités des marchés de l'électricité, cet indice ne doit être utilisé comme un indicateur du degré de concurrence qu'avec précaution. En effet, dans le cas de l'électricité, concentration et concurrence ne sont pas liées de façon aussi directe que sur la plupart des marchés.

Indice de concentration HHI – livraisons sur le marché de gros - troisième trimestre 2010 -



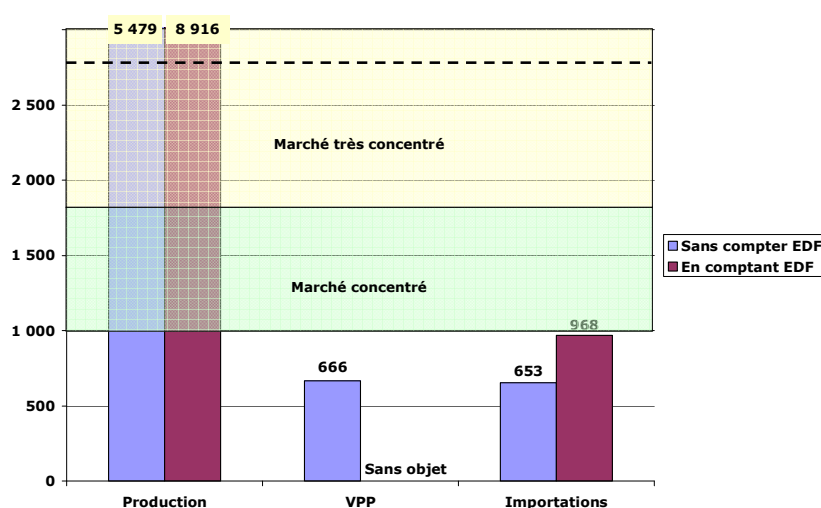
Source : RTE – Analyse : CRE

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

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

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

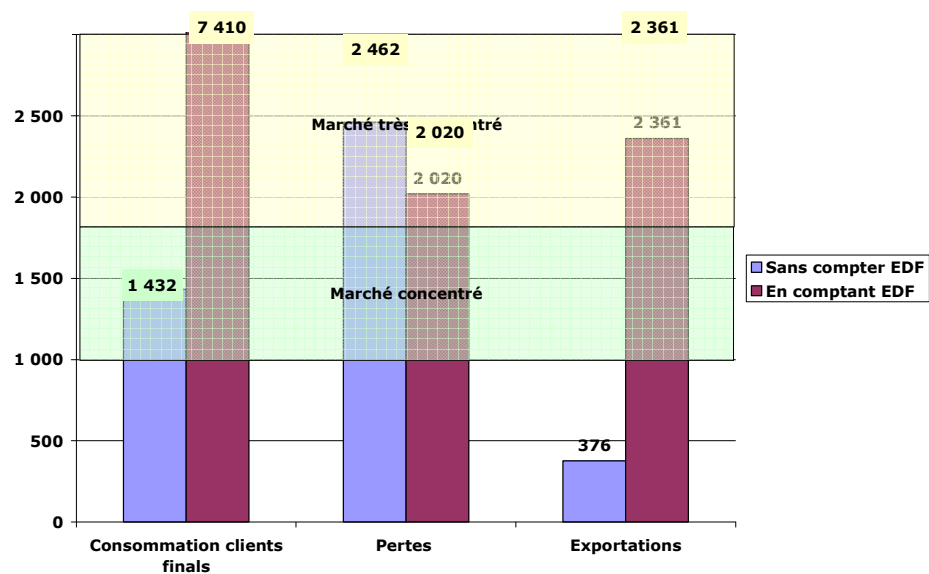
Indice de concentration HHI – injections - troisième trimestre 2010 -



Source : RTE – Analyse : CRE

La vente aux clients finals et les exportations sont quant à elles particulièrement concentrées lorsque le groupe EDF est pris en compte, mais apparaissent comme des segments de marché beaucoup moins concentrés lorsque le groupe EDF n'est pas pris en compte. Le marché des pertes est très concentré que le groupe EDF soit pris en compte ou non.

Indice de concentration HHI – soutirages - troisième trimestre 2010 -



Source : RTE – Analyse : CRE

Le marché du gaz

Le marché de détail du gaz

1. Introduction

L'ouverture du marché français du gaz¹² a connu plusieurs étapes :

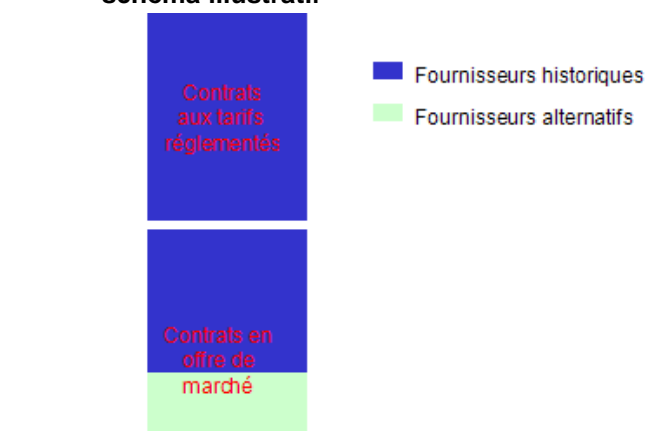
- à partir d'août 2000, éligibilité de tous les sites ayant une consommation annuelle de gaz supérieure à 237 GWh et de tous les producteurs d'électricité ou producteurs simultanés d'électricité et de chaleur quel que soit leur niveau de consommation annuelle,
- à partir d'août 2003, éligibilité de tous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

L'ensemble du marché représente, au 30 septembre 2010, 11,4 millions de sites et une consommation annuelle d'environ 503 TWh¹³.

Les clients peuvent disposer de deux types de contrats :

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

Répartition des contrats de gaz
- schéma illustratif -



Les principales sources d'information de l'observatoire sont les gestionnaires de réseaux de transport (GRTgaz et TIGF), les 4 principaux gestionnaires de réseaux de distribution (GrDF, Régaz, Réseau GDS et Gaz Électricité de Grenoble) et les principaux fournisseurs historiques (GDF Suez, Tégaz, Énerest¹⁴ et Gaz de Bordeaux).

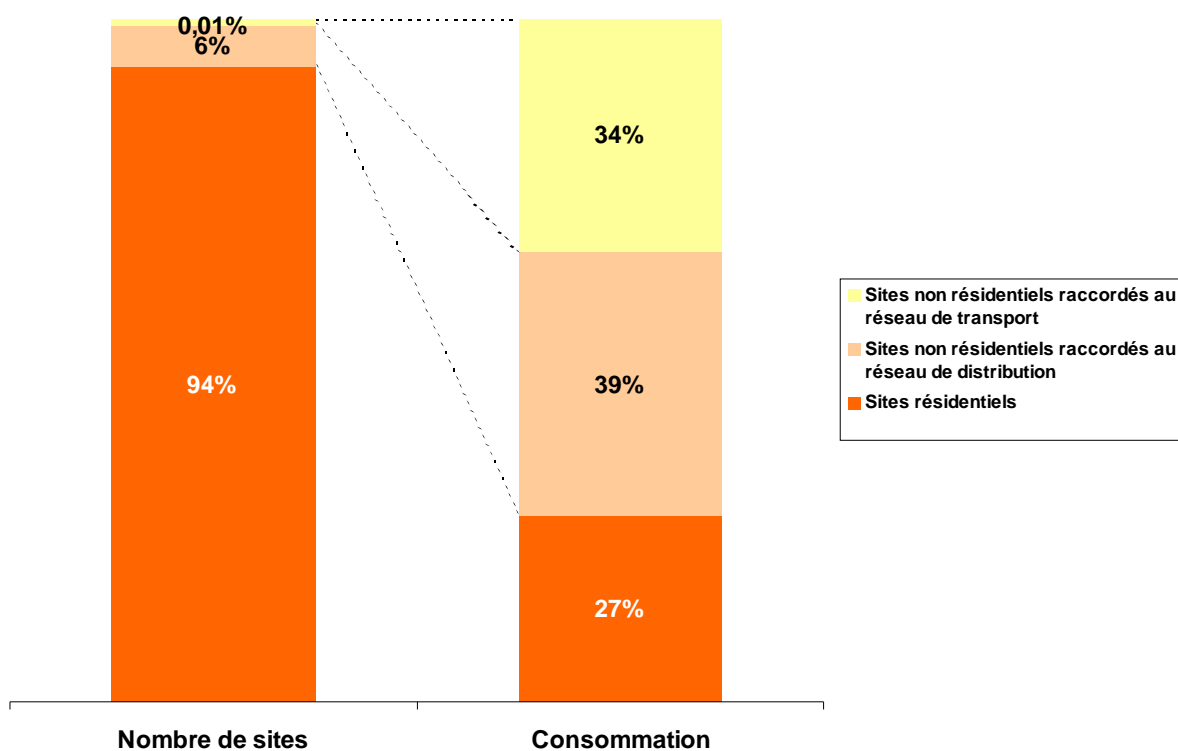
¹² Gaz naturel, hors grisous, gaz industriels et réseaux de GPL.

¹³ Dans la suite du document, le périmètre d'étude est limité aux clients raccordés aux principaux réseaux (distribution et transport) qui représentent 500 TWh de consommation annualisée.

¹⁴ En raison de la refonte de son système d'information, le fournisseur historique Enerest n'a pas été en mesure de fournir à temps les chiffres le concernant à temps pour la publication de cet observatoire. Pour réaliser ce rapport, nous avons ainsi figé ses parts de marché sur les mois de juillet et de septembre 2010.

2. Les segments de clientèle et leur poids respectif

Typologie des sites



Sources : GRT, GRD – Analyse : CRE

Le marché se divise en trois segments :

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

3. Etat des lieux au 30 septembre 2010

A. Tableaux de synthèse du trimestre écoulé

Synthèse en nombre de sites

Situation (en nombre de sites)	Résidentiels		Non résidentiels	
	Au 30 septembre 2010	Au 30 juin 2010	Au 30 septembre 2010	Au 30 juin 2010
Nombre total de sites	10 700 000	10 700 000	680 000	680 000
Sites en offre de marché, dont :	1 201 000	1 183 000	259 000	254 000
• fournisseurs historiques	501 000	509 000	139 000	137 000
• fournisseurs alternatifs	700 000	674 000	120 000	117 000
Sites au tarif réglementé	9 499 000	9 517 000	421 000	426 000
Parts de marché des fournisseurs alternatifs	6,5 %	6,3 %	17,8 %	17,2 %

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

Synthèse en consommation annualisée

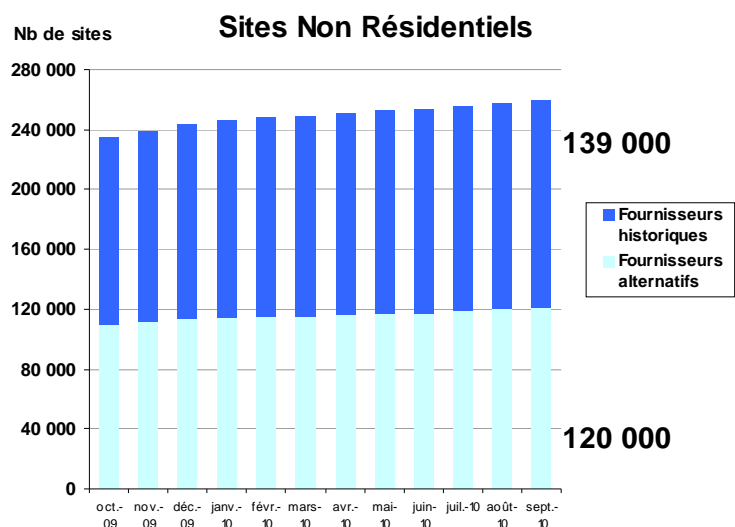
Situation (en consommation annualisée)	Résidentiels		Non résidentiels	
	Au 30 septembre 2010	Au 30 juin 2010	Au 30 septembre 2010	Au 30 juin 2010
Consommation totale des sites	136 TWh	137 TWh	364 TWh	360 TWh
Consommation fournie en offre de marché, dont :	15,4 TWh	15 TWh	250 TWh	243 TWh
• fournisseurs historiques	7,5 TWh	7,7 TWh	154 TWh	152 TWh
• fournisseurs alternatifs	7,9 TWh	7,3 TWh	96 TWh	91 TWh
Consommation fournie aux tarifs réglementés	120,6 TWh	122 TWh	114 TWh	117 TWh
Parts de marché des fournisseurs alternatifs	5,8 %	5,3 %	26,4 %	25,4 %

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

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

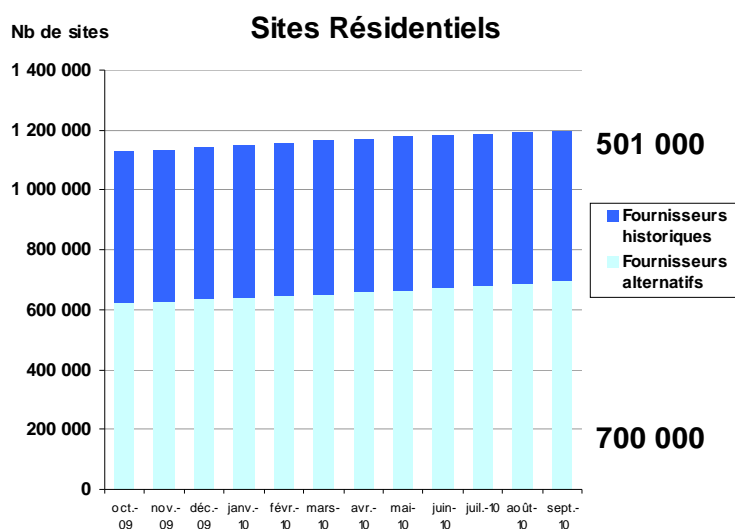
B. Evolution du nombre de sites en offre de marché

Nombre de sites en offre de marché



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

Nombre de sites en offre de marché

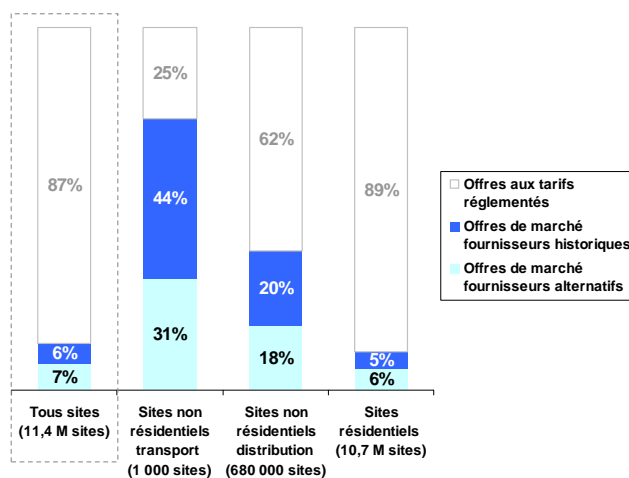


Sources : GRT, GRD, Fournisseurs historiques – Analyse : CRE

Au 30 septembre 2010, 1 460 000 sites ont choisi une offre de marché, dont 820 000 auprès d'un fournisseur alternatif.

C. Parts de marché en nombre de sites au 30 septembre 2010

**Répartition des sites par type d'offre
au 30 septembre 2010**

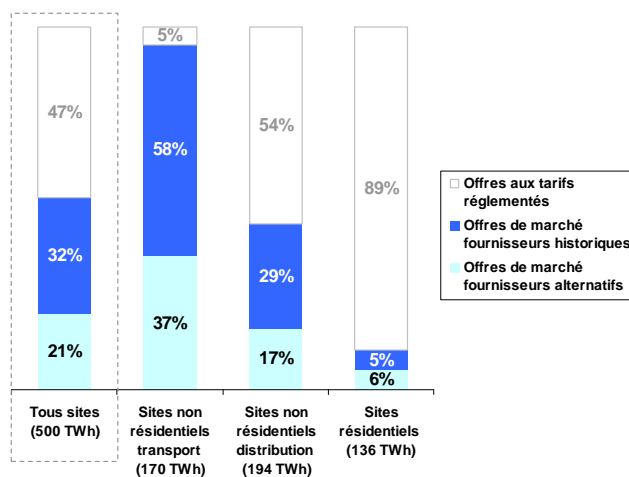


Sources : GRT, GRD, Fournisseurs historiques – Analyse : CRE

Au 30 septembre 2010, environ 13% des sites sont en offre de marché, dont 7% auprès d'un fournisseur alternatif.

D. Parts de marché en consommation annualisée au 30 septembre 2010

**Répartition des consommations annualisées par type d'offre
au 30 septembre 2010**



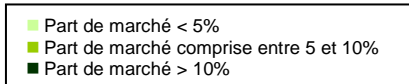
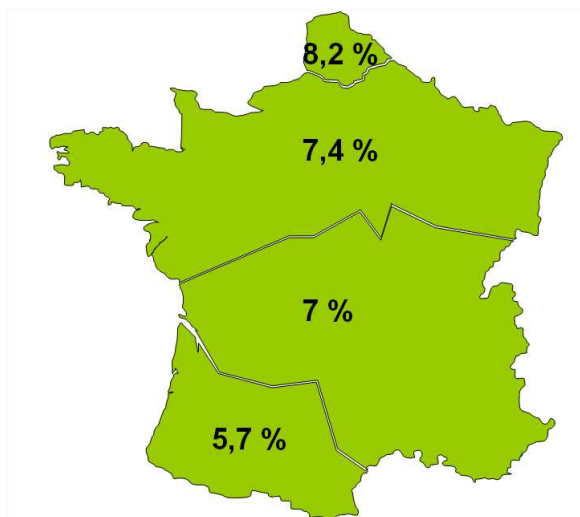
Sources : GRT, GRD, Fournisseurs historiques – Analyse : CRE

Au 30 septembre 2010, environ 53% de la consommation est fournie par des offres de marché, dont 21% auprès d'un fournisseur alternatif.

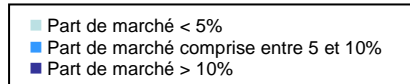
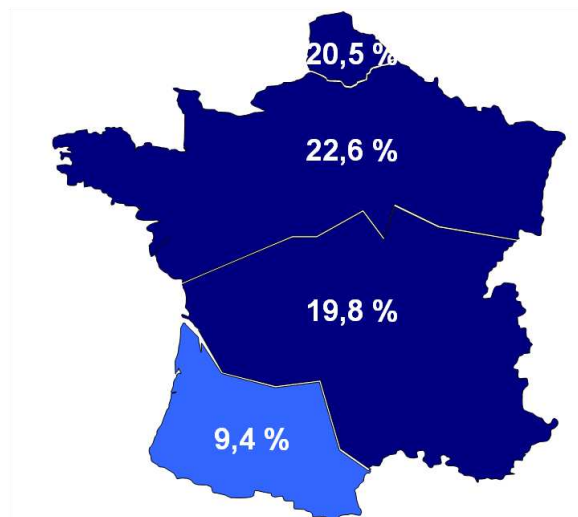
E. Analyse par zone géographique

Parts de marché des fournisseurs alternatifs par zone d'équilibrage¹⁵ au 30 septembre 2010

– en nombre de sites –



– en consommation annualisée –
















Sources : GRT, GRD – Analyse : CRE

Exemple de lecture : Au 30 septembre 2010, dans la zone Nord-gaz B, 8,2% des sites et 20,5% de la consommation sont approvisionnés par un fournisseur alternatif.






¹⁵ Voir glossaire en fin de document pour la définition des zones d'équilibrage.

F. Fournisseurs de gaz naturel actifs au 30 septembre 2010

Liste des fournisseurs nationaux déclarés auprès de la CRE¹⁶
et actifs au 30 septembre 2010

Fournisseur, Marque(s) commerciale(s)		Sites non résidentiels transport	Sites non résidentiels distribution	Sites résidentiels
Fournisseurs alternatifs¹⁷ de gaz naturel				
Altergaz		●	●	●
Antargaz			●	●
Direct Énergie			●	●
E.ON Energie		●	●	
EDF	 	●	●	●
Endesa Energia		●	●	
ENI S.p.A succursale France		●	●	
		●	●	
Enovos		●	●	
Gas Natural		●	●	
Gaz de Paris			●	
Iberdrola		●	●	

¹⁶ Nom et marque(s) commerciale(s) des fournisseurs actualisés au 24 novembre 2010 à partir du moteur de recherche des fournisseurs par code postal.

Poweo		•	•	•
VNG – Verbundnetz Gas AG		•	•	
Fournisseurs historiques¹⁷ de gaz naturel				
Enerest			•	•
GDF Suez		•	•	•
Tégaz		•	•	

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

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

- sont inscrits dans le moteur de recherche des fournisseurs par code postal, en ligne sur le site www.energie-info.fr¹⁸ ;
- 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 naturel¹⁹ ;
- sont actifs, c'est-à-dire qu'ils sont expéditeurs et fournissent au moins un client du segment considéré.

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

Au 30 septembre 2010, environ 29 fournisseurs non nationaux sont actifs sur le territoire : 22 fournisseurs historiques (entreprises locales de distribution²⁰) et 7 fournisseurs alternatifs. Ces fournisseurs présents localement ou régionalement sur le territoire proposent des offres à un ou plusieurs segments de clientèle.

¹⁷ Voir le glossaire pour la définition d'un fournisseur alternatif et d'un fournisseur historique.

¹⁸ 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.

¹⁹ 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.

²⁰ Voir le glossaire pour la définition d'une entreprise locale de distribution.

4. Analyse en dynamique : 3^{ème} trimestre 2010

A. Tableau de synthèse du trimestre écoulé

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

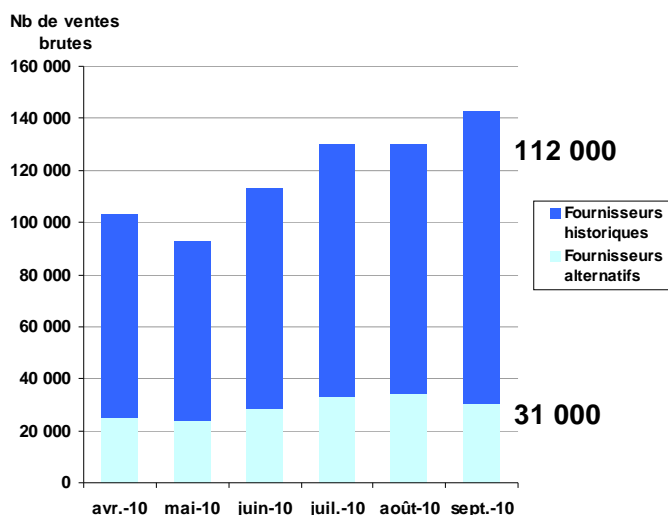
	Résidentiels		Non résidentiels	
AU COURS DU TRIMESTRE (en nombre de sites)	T3 2010	T2 2010	T3 2010	T2 2010
Ventes brutes totales, dont :	380 000	292 000	23 000	18 000
• fournisseurs historiques	290 000	221 000	15 000	11 000
• fournisseurs alternatifs	90 000	71 000	8 000	7 000
Parts de marché des fournisseurs alternatifs sur les ventes brutes du segment	23,7 %	24,2 %	35,8 %	37,5 %

Sources : GRT, GRD – Analyse : CRE

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

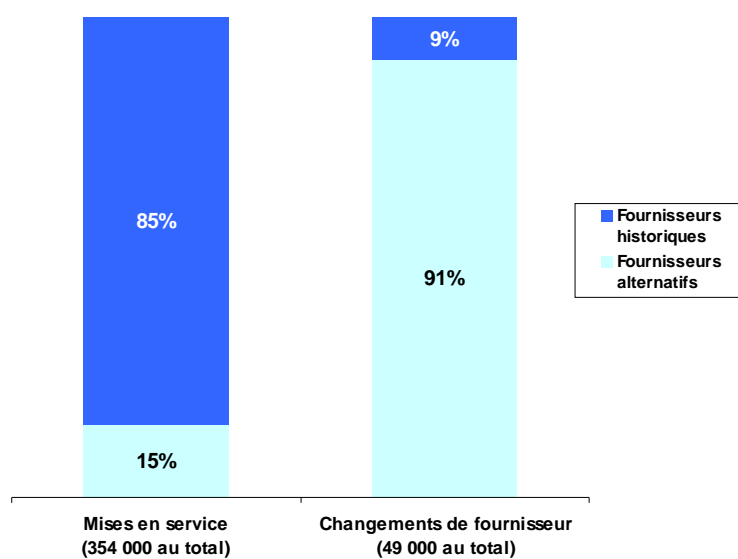
B. Ventes brutes des trimestres écoulés

Ventes brutes totales mensuelles



Sources : GRT, GRD – Analyse : CRE

Répartition des ventes brutes par type de fournisseur au cours du troisième trimestre 2010



Sources : GRT, GRD – Analyse : CRE

Exemple de lecture : Au cours du troisième trimestre 2010, les fournisseurs alternatifs ont réalisé 15% des 354 000 mises en service effectuées.

Le marché de gros du gaz

1. Les principales dates concernant le marché de gros français

Les principales dates concernant le marché de gros français :

- 2004 : premiers indices publiés concernent les prix PEG Nord.
- Janvier 2005 : lancement du programme de *Gas release* en France portant sur un volume annuel de 16,3 TWh pendant 3 ans.
- Avril 2007 : lancement de la plateforme *Powernext Balancing* GRTGaz destinée à permettre à GRTGaz de couvrir ses besoins d'équilibrage journaliers en faisant appel au marché.
- Novembre 2008 : lancement du marché *Powernext Gas Spot* et *Powernext Gas Futures*.
- Janvier 2009 : fusion des 3 zones d'équilibrage GRTgaz au Nord de la France (Nord-H, Est et Ouest).
- Décembre 2009 : GRTgaz couvre une partie de ses besoins d'équilibrage journalier directement sur la plateforme *Powernext Gas Spot* (abandon de la plateforme *Powernext Balancing* GRTGaz)
- Avril 2010 : mise en service du terminal méthanier de Fos Cavaou à hauteur de 20% des capacités, à 100% au 1^{er} novembre.

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

Structure de l'approvisionnement français

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

Au troisième trimestre 2010, les importations ont représenté 104 TWh (nettes des exportations contractuelles), en baisse de 20% par rapport au trimestre précédent, du fait d'une demande principalement orientée vers les injections aux stockages. Comparé à la même période de 2009, on note un niveau moindre de 5%, en cohérence avec le niveau de prix de l'année précédente qui a permis la reconstitution des stocks.

La structure de ces importations évolue peu par rapport aux années précédentes et reste bien diversifiée. Les principaux fournisseurs restent la Norvège (33%), l'Algérie et la Russie (30%) et les Pays-Bas (12%)²¹. On note une augmentation des importations court terme qui représentent approximativement 10% des importations nettes.

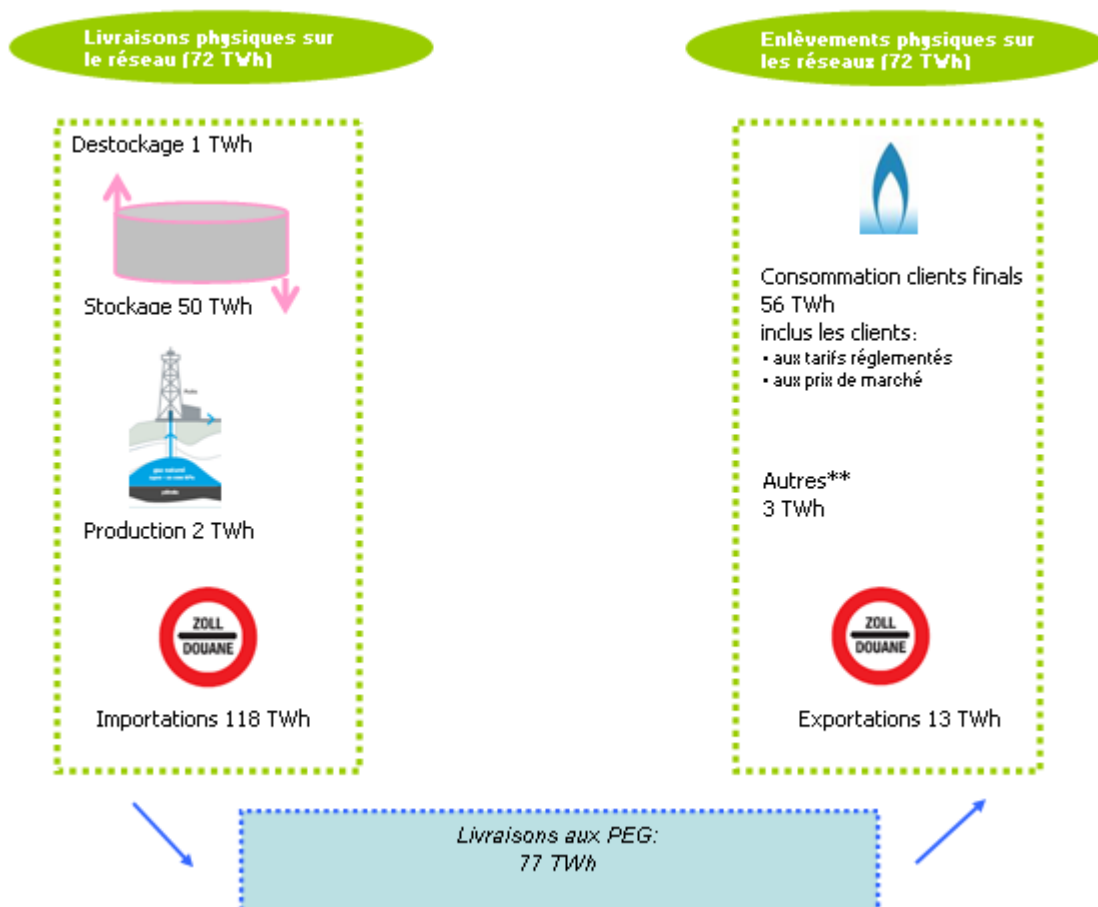
Les importations nettes des exportations contractuelles représentent 105 TWh, couvrant le double de la consommation finale (à 56 TWh), le solde (49 TWh) ayant servi à la reconstitution des niveaux de stocks. Alors que les stockages étaient fortement remplis à l'été 2009, en raison du prix attractif du gaz, les acteurs, en 2010, limitent l'utilisation de ces infrastructures, préférant l'achat de produits à terme pour livraison en hiver.

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

²¹ Source : Base de données PEGASE, Direction générale Energie et climat, données en TWh PCS

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

Approvisionnement et débouchés des acteurs du marché français au troisième trimestre 2010



Sources : GRTgaz, TIGF, analyse : CRE.

*sur base de la consommation prévisionnelle

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

Evolution de la consommation en France

En France, la demande gazière a diminué à 490 TWh en 2009, contre 509 TWh l'année précédente. Cette contraction de la demande provient pour une grande partie du recul de la production industrielle. Depuis le début de l'année 2010, la consommation française est repartie à la hausse jusqu'au 2^{ème} trimestre, notamment en raison des températures encore hivernales et la mise en service de cycles combinés gaz.

Au 3^{ème} trimestre 2010, la consommation française est en baisse par rapport au trimestre précédent, en lien avec la période estivale. La consommation finale est chiffrée à 56 TWh, en baisse de 35% par rapport au trimestre précédent. Cette baisse est principalement due à la période estivale, où la demande de gaz ne concerne que le secteur industriel. Par rapport à l'année précédente, la consommation du trimestre reste en ligne, en légère hausse comparé aux 55 TWh²² estimé en 2009.

²² Source : Base de données PEGASE, Direction générale Energie et climat, données en TWh PCS

Comparaison des prix entre les contrats de long terme et les marchés de gros

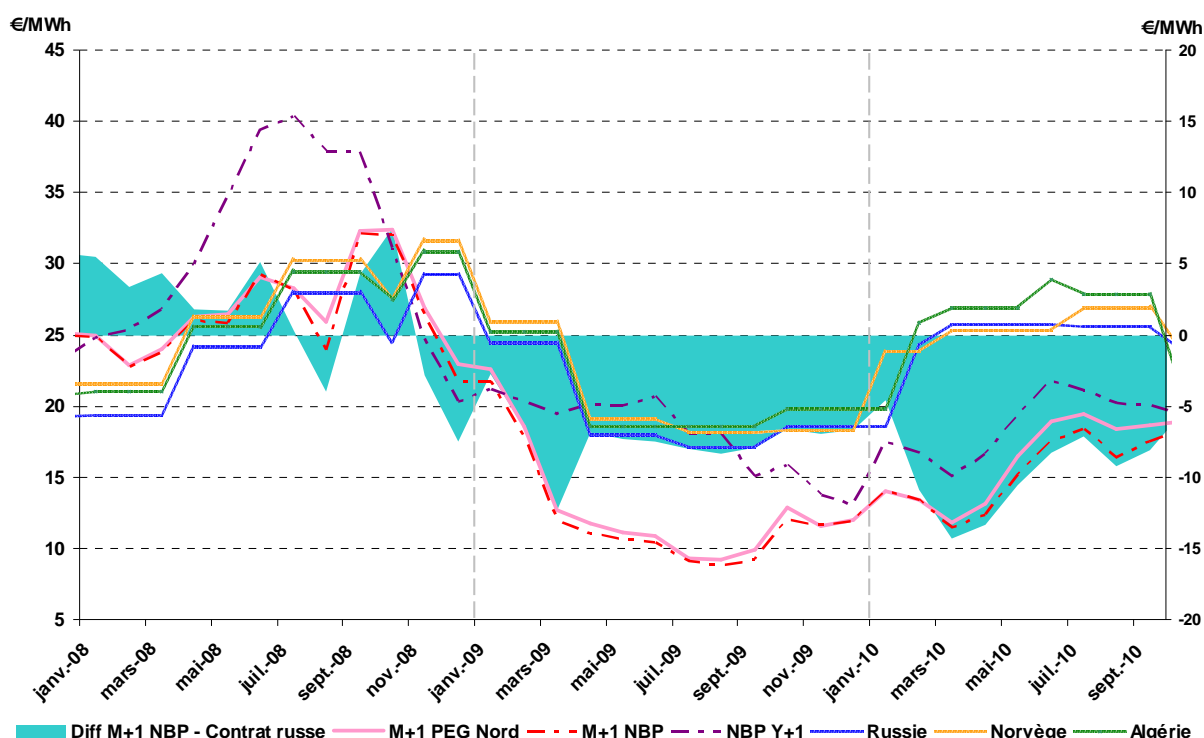
Dans un contexte où les prix de gros observés sur les places de marché se sont inscrits en net recul par rapport au prix des contrats d'approvisionnement à long terme indexés sur les produits pétroliers, les marchés de gros du gaz constituent une source d'approvisionnement attractive et constituent pour les producteurs un débouché pour leurs volumes de gaz non livrés dans le cadre des clauses de flexibilité des contrats à long terme.

Ayant progressivement augmenté depuis avril 2008, jusqu'à un pic atteint l'été 2008, les prix des contrats à long terme de gaz ont diminué début 2009 et sont ensuite restés stables, soit une diminution d'environ 40% par rapport au pic observé fin 2008.

En janvier 2010, le prix des contrats long terme est remonté progressivement pour finalement se stabiliser depuis mars 2010. Fin septembre 2010, les indices de prix des contrats à long terme (références publiques) pertinents pour l'approvisionnement français en gaz dépassaient 25€/MWh, estimations stables par rapport au trimestre précédent.

Si le différentiel entre les prix des contrats et les prix de marché de gros a atteint un pic en mars 2010, avec plus de 15€/MWh, il s'est depuis fortement réduit. Le différentiel entre le prix du produit M+1 sur le marché NBP et l'indice de prix du contrat long terme le plus élevé est passé de 14€/MWh en mars à 7€/MWh en juillet, soit une baisse de 50%. Le différentiel a augmenté temporairement en août (9€/MWh), du fait de la baisse des prix sur les marchés spot, mais diminue à nouveau en septembre à 8€/MWh.

Prix des contrats long terme et des prix de marchés



Sources : Icis Heren et Argus

Prix *day-ahead* en France²³ et comparaison européenne

Alors que les prix du gaz sur les marchés européens avaient fortement baissé sur l'année 2009 pour atteindre un niveau plancher²⁴ de 8,76€/MWh en août, ils repartent progressivement à la hausse depuis. Ainsi, malgré une baisse conjoncturelle en août 2010, le prix en septembre atteint 18,51€/MWh, soit plus du double du niveau de l'année précédente.

Sur l'ensemble du troisième trimestre 2010, les prix *day-ahead* français sont restés stables autour de leur niveau de juin. Bien que le prix au PEG Nord en juillet était en augmentation, les mois suivants ont permis de limiter la hausse en attendant l'augmentation de la demande déjà plus marquée en octobre. Ainsi, le prix au PEG Nord s'élève à 18,86€/MWh en septembre, en baisse de 3% par rapport au niveau de juillet.

Sur les zones voisines, le troisième trimestre est marqué par le faible niveau des prix. Au mois de septembre 2010, pour la première fois depuis la publication quotidienne des prix sur Powernext, les prix sur les zones Sud et Sud Ouest étaient légèrement inférieurs à celui du PEG Nord, à 18,82€/MWh pour le PEG Sud et 18,83€/MWh pour le PEG Sud Ouest. La mise en service de Fos Cavaou début avril a participé au décongestionnement des zones et a ainsi apporté un excédent d'offre sur le sud de la France. Cette situation n'a pas duré et les différentiels se sont toutefois à nouveau inversés depuis septembre, à 0,29 €/MWh pour le premier et 0,79 €/MWh pour le second.

Par rapport aux marchés adjacents, le prix au PEG Nord n'a pas subi de déconnexion passagère sur le troisième trimestre. Le prix est resté en ligne avec ses marchés voisins sur la plaque continentale. Les prix à Zeebrugge, TTF et NCG sont restés autour du prix français à 18,81€/MWh (moyenne trimestrielle).

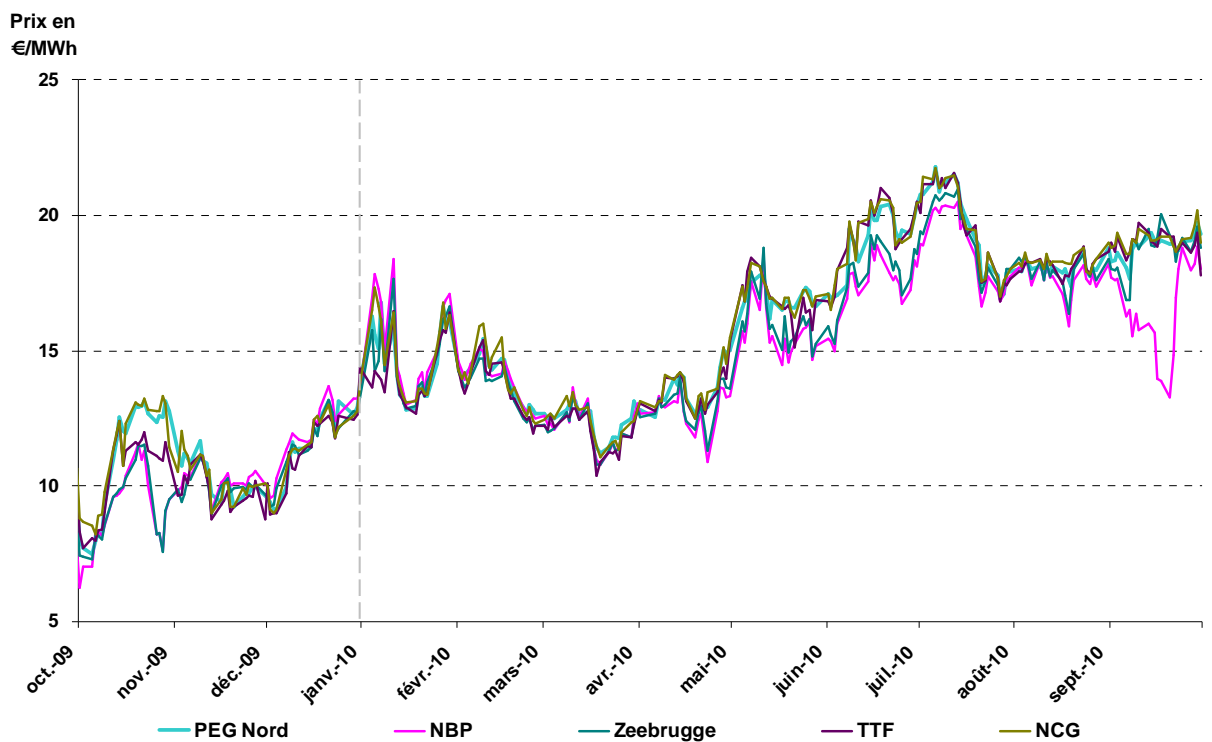
Le marché britannique a suivi sa propre évolution, liée à ses fondamentaux. Le prix au NBP a fortement chuté en septembre 2010, en raison de la fermeture de l'Interconnector. Le programme de maintenance sur l'interconnexion a interrompu les flux en provenance du Royaume-Uni vers la plaque continentale, créant ainsi une surabondance de l'offre à une période où la demande était stable. Alors que le prix moyen des marchés continentaux était à 18,69€/MWh en septembre, le NBP est descendu à 13,29€/MWh, soit en baisse de 27% par rapport au niveau maximum du mois précédent.

Finalement, l'émergence de deux zones de prix observée sur le trimestre précédent n'aura pas duré, ceux-ci ayant convergé durant le troisième trimestre (hors NBP en septembre). Les prix ont globalement varié en fonction d'événements conjoncturels, tels que les programmes de maintenance qui ont joué sur les interconnexions.

²³ Les prix des transactions bilatérales sur l'OTC n'étant pas publics, les prix utilisés dans cette section sont les prix de référence publiés dans la presse spécialisée ou les références de prix déterminées sur les bourses du gaz.

²⁴ Moyenne des prix mensuels des marchés PEG Nord, Zeebrugge, NBP, TTF et NCG.

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



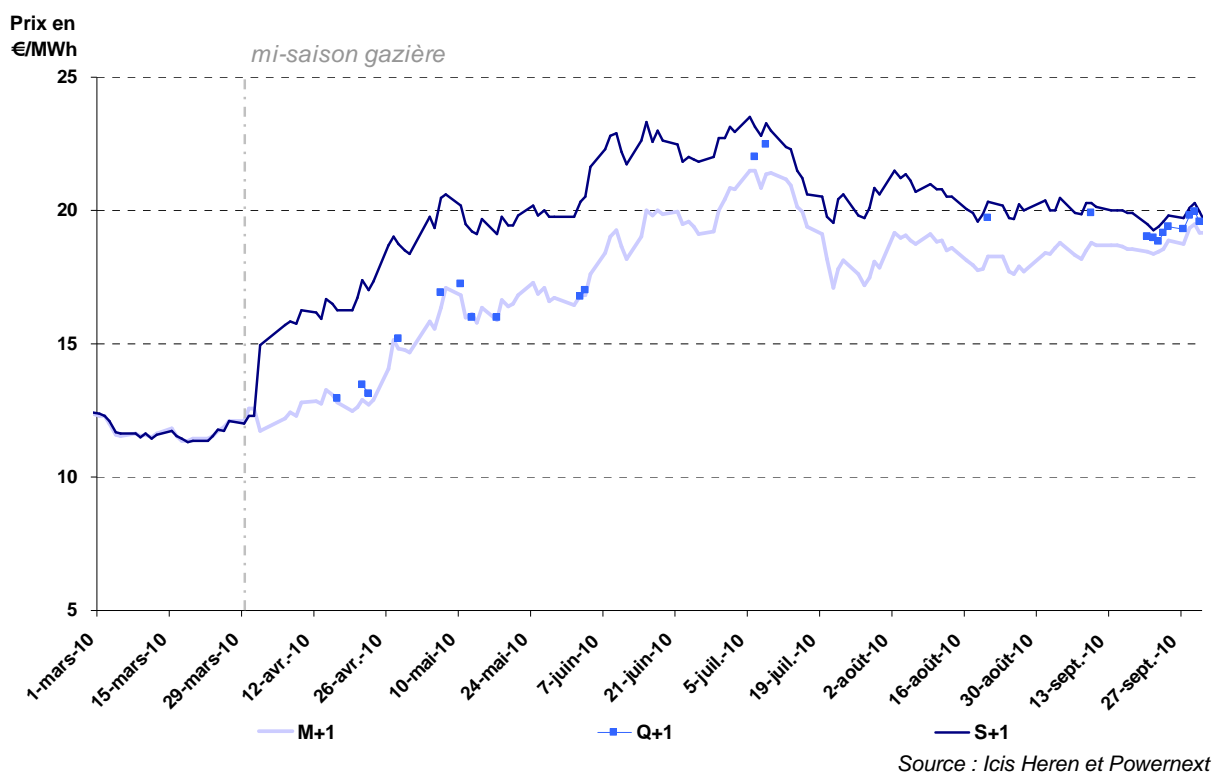
Source : Heren, Powernext

Prix à terme en Europe

Sur les marchés européens, les prix des contrats à un an (Y+1) ont fortement augmenté depuis le début de l'année, mais ont atteint un pic en juin, avec le Y+1 au NBP à 21,82 €/MWh et au TTF à 21,85 €/MWh. En septembre, ces produits ont fortement diminué à respectivement 20,07 €/MWh et 20,37 €/MWh, en baisse d'environ 7%.

L'écart de prix constaté entre le M+1 et le S+1 (pour livraison en hiver) s'est résorbé en septembre, fin de la période d'achat du produit saisonnier. Ainsi, depuis son maximum à 4,65 €/MWh en avril, le différentiel entre les produits a stagné autour de 1,25 €/MWh en septembre. Désormais, le S+1 a pour livraison avril 2011 et devient ainsi moins stratégique pour les fournisseurs.

Prix à terme sur le marché français



3. Activité sur le marché de gros français

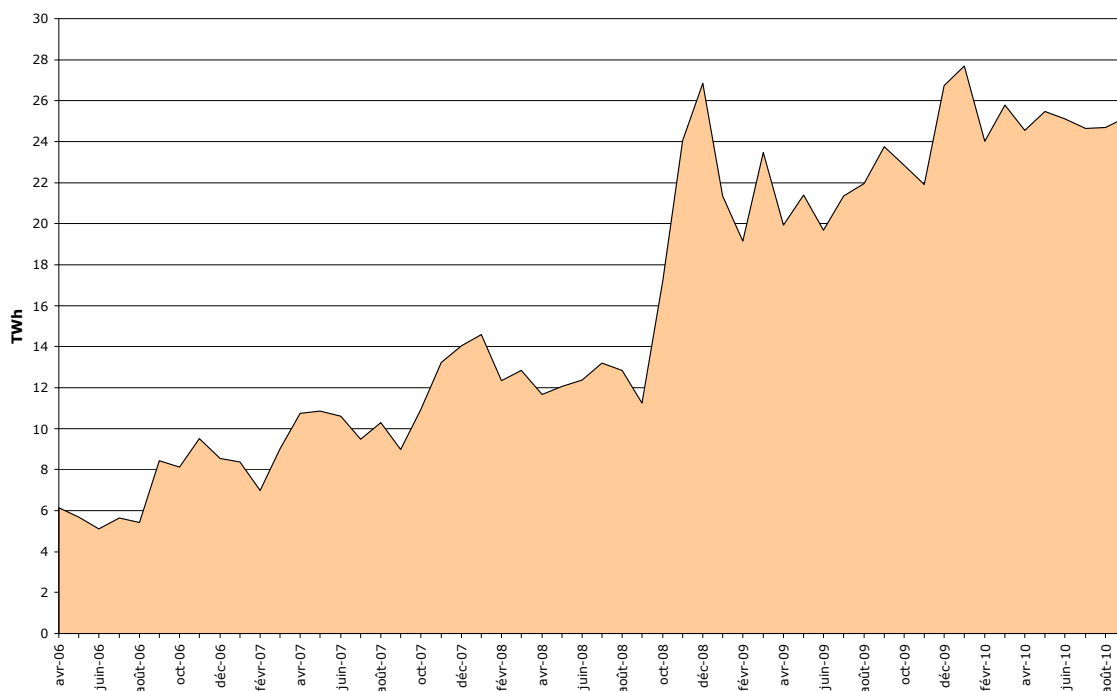
L'essentiel du commerce de gros du gaz s'effectue sur le mode du gré à gré (OTC), au travers de transactions directes ou via des intermédiaires (sociétés de courtage et plates-formes de négoce). La CRE rend publics (cf. cahier d'indicateurs gaz) les volumes agrégés des transactions effectuées via ces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

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

- des transactions OTC conclues entre fournisseurs ;
- des transactions boursières conclues entre fournisseurs ;
- des livraisons correspondant aux programmes de cession temporaire de gaz (*Gas Release*) ;
- de l'approvisionnement en gaz des opérateurs de réseau pour leurs besoins propres.

Le graphique suivant montre les nominations journalières des acteurs auprès des GRT. Il ne s'agit pas du volume des transactions observées sur la période, mais des livraisons nettes physiques entres acteurs.

Volume des livraisons de gaz aux PEG Français



Source : GRT – Analyse : CRE

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

Au troisième trimestre 2010, le volume des livraisons de gaz a atteint 77 TWh. Ce volume a légèrement diminué (-1%) par rapport au trimestre précédent. En revanche, il est en hausse (+ 11%) par rapport à la même période de l'année dernière.

A. Evolution du négoce sur le marché intermédié français

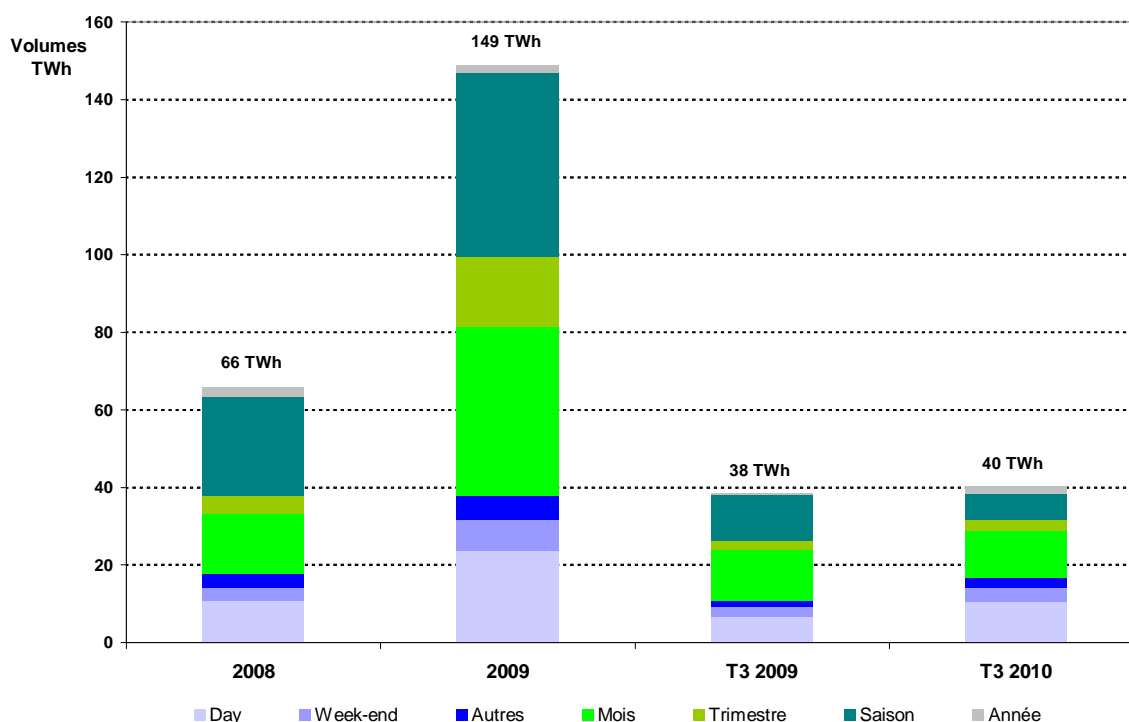
Le marché intermédié est en progression continue au troisième trimestre 2010 avec un volume négocié de 40 TWh contre 38 TWh au troisième trimestre 2009, soit une croissance de 5% portée essentiellement par le marché spot. En effet, la taille de ce dernier a atteint 17 TWh au cours du troisième trimestre 2010 contre 11 TWh à la même période l'année dernière, soit une progression de 57%. La liquidité grandissante sur le court terme résulte principalement de l'augmentation du négoce sur les contacts *Within-day* qui ont enregistré une hausse importante en ce troisième trimestre 2010. Au cours de ce dernier, le volume négocié sur le *Within-day* a représenté 2,84 TWh contre 0,7 TWh à période identique en 2009, soit une progression de +305%.

Le négoce sur les contrats *Within-day* aux PEG s'est fortement accru en raison de l'intervention du GRT gaz pour ses besoins d'équilibrage sur Powernext et au développement des nouvelles centrales à Cycle Combiné Gaz CCGT.

Il est à noter que le négoce sur les contrats *Within-day* a été étendu à la zone Sud Ouest depuis le 20 octobre 2010.

Les produits *Day ahead* ont affiché 28% d'augmentation d'activité avec un volume négocié de 7,7 TWh au cours du troisième trimestre 2010 contre 6 TWh à période identique en 2009. Par ailleurs, une baisse de 8% est observée ce trimestre par rapport au volume *Day ahead* échangé au précédent (8,3 TWh).

Répartition des volumes négociés par produit sur le marché intermédiaire



Source : Powernext, Brokers – Analyse : CRE

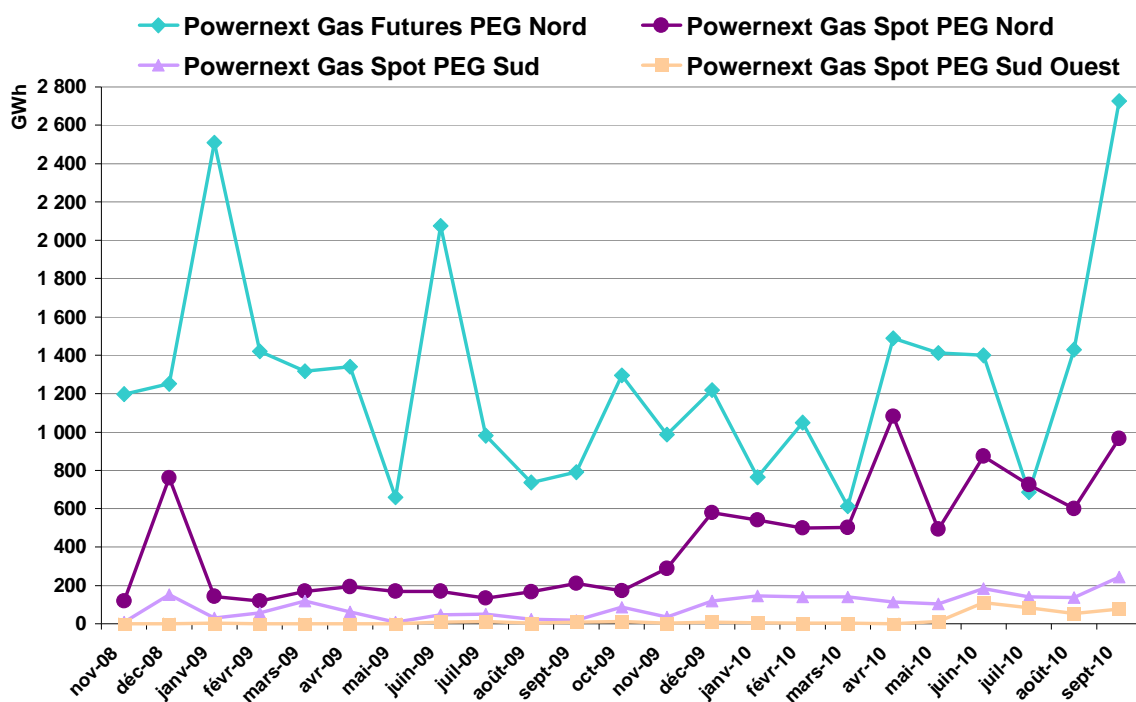
Le négoce des produits Annuels s'est accru au cours du troisième trimestre 2010 avec près de 2 TWh contre 0,3 TWh au troisième trimestre 2009. La part de ces produits a représenté 5% sur l'ensemble des volumes négociés au troisième trimestre 2010 contre 1% à période identique en 2009.

B. Activité sur les marchés organisés et comparaison internationale

Le nombre de transactions conclues sur le marché organisé *Powernext Gas Spot* en France au troisième trimestre 2010 s'élève à 2 616 transactions portant sur un volume de 3 TWh.

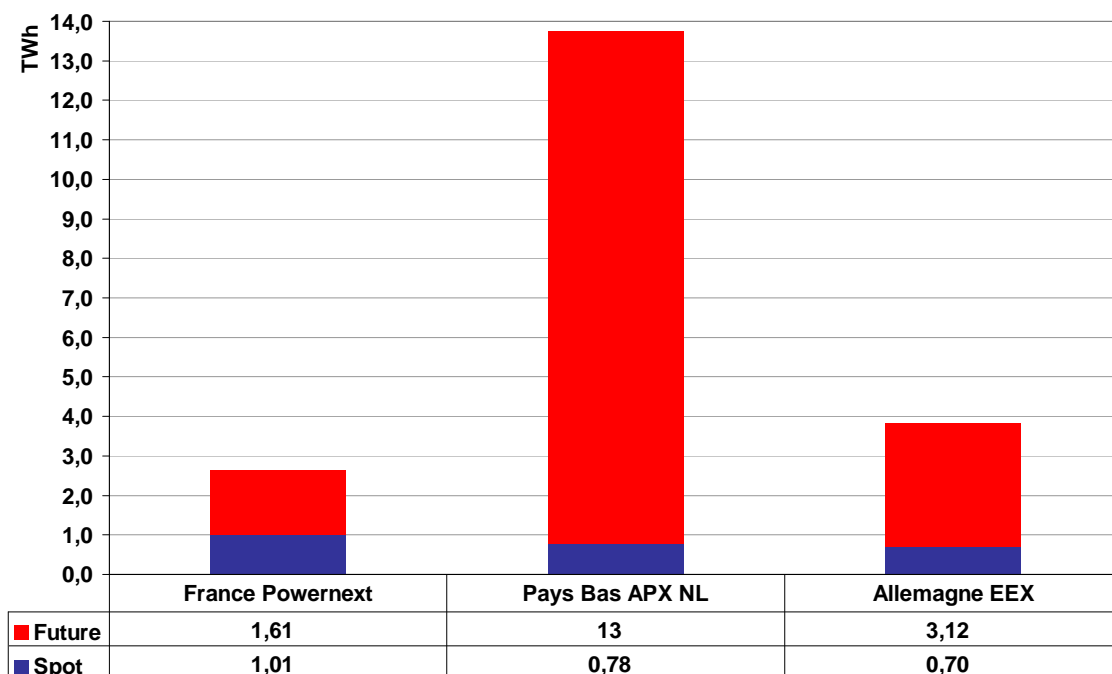
Au cours du troisième trimestre 2010, le volume des transactions conclues sur le marché organisé *Powernext Gas Futures* au PEG Nord s'élève à 4,8 TWh, soit une hausse de 12% par rapport au trimestre dernier.

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



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

Activité sur les principaux marchés organisés européens
– Volume mensuel moyen au troisième trimestre 2010 –



Sources : Powernext, APX, EEX — Analyse : CRE

Les marchés de gros européens sont en forte progression avec une nette amélioration de leur liquidité. Le National Balancing Point (NBP) demeure le plus mature de par sa liquidité et influence les hubs continentaux particulièrement ceux avec lesquels il existe une interconnexion physique directe (BBL pour TTF et Interconnector pour ZEE). Le TTF affiche un développement croissant de son activité en volume et nombre de transactions en raison de la flexibilité de son offre de gaz et sa proximité avec d'autres réserves physiques (Royaume-Uni et Norvège). En France, le PEG Nord est en développement continu et sa liquidité s'est fortement appréciée. Il affiche au cours de ce troisième trimestre 2010 une proximité plus importante avec le TTF et le NCG qu'avec Zeebrugge, alors que ce dernier est physiquement plus proche. Les transactions sont également en progression sur le marché italien (PSV), ainsi que sur le hub autrichien de Baumgarten.

5. Suivi des infrastructures

La contrainte globale continue de diminuer sur la liaison entre GRTgaz Nord et GRTgaz Sud au cours du 3^{ème} trimestre 2010. Les flux réalisés saturent moins qu'auparavant la capacité technique réduite²⁵ (taux d'utilisation de 63,5% de la capacité sur la période 1^{er} juillet 2010 – 30 septembre 2010, contre 88,5% sur la même période de l'année 2009). La liaison nord-sud est moins utilisée depuis le début de l'année 2010 principalement du fait du gaz émis par le terminal de Fos Cavaou pendant la phase d'essais d'octobre 2009 à mars 2010 ainsi que depuis sa mise en service commerciale au 1^{er} avril 2010. Le GNL déchargé à Fos Cavaou vient approvisionner le sud de la France réduisant ainsi la contrainte sur la liaison Nord vers Sud de GRTgaz. En outre, l'arrêté du 25 août 2010 de la Préfecture des Bouches-du-Rhône permet désormais l'exploitation provisoire à pleine capacité du terminal méthanier de Fos Cavaou, dans l'attente de la régularisation définitive de sa situation administrative.

6. Concentration du marché français du gaz

A la fin du troisième trimestre 2010, 76 expéditeurs sont actifs aux PEG. 36 acteurs étaient présents sur *Powernext Gas Spot* et 31 sur *Powernext Gas Futures*.

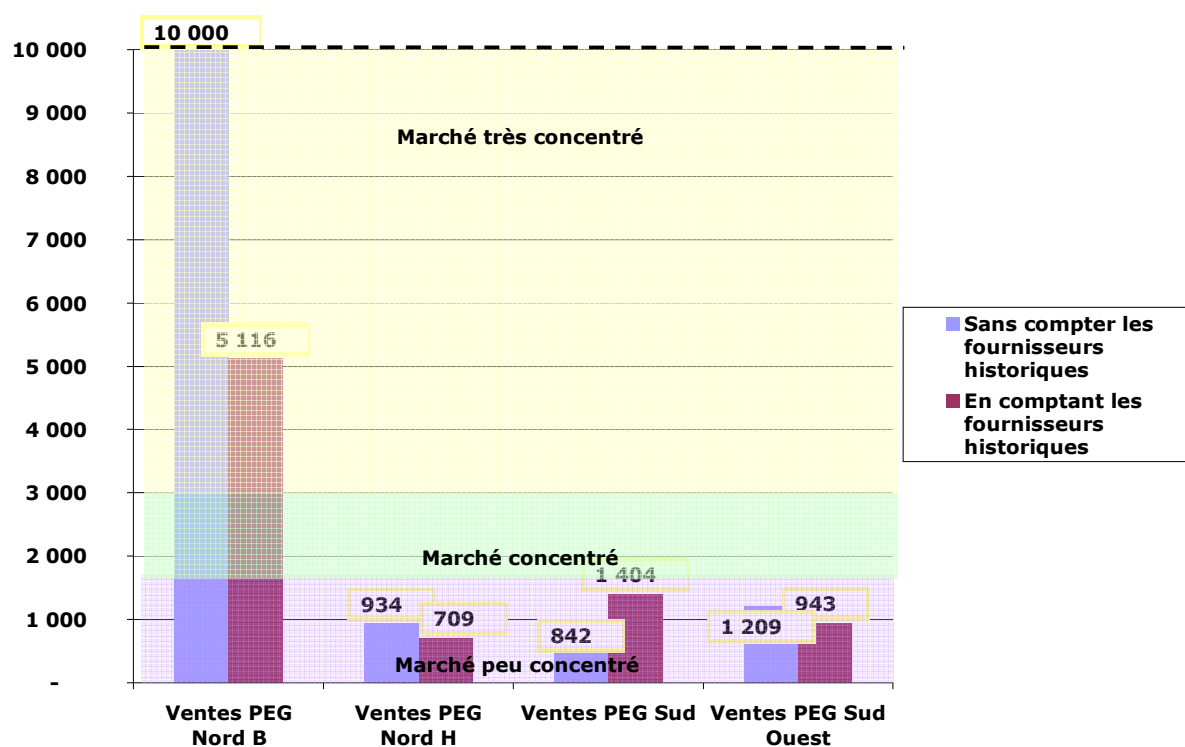
A. Concentration aux PEG

Le graphique suivant donne l'indice de Herfindahl-Hirschman (HHI)²⁶ pour les différents segments du marché de gros français. L'indice est calculé sur les enlèvements et livraisons nominés auprès de GRT Gaz ou TIGF, et non sur les transactions conclues sur le marché pendant la période. Au troisième trimestre 2010, il existe de fortes disparités sur le segment des achats/ventes aux PEGs.

²⁵ La capacité technique réduite représente la somme des capacités fermes et interruptibles effectivement disponibles après travaux.

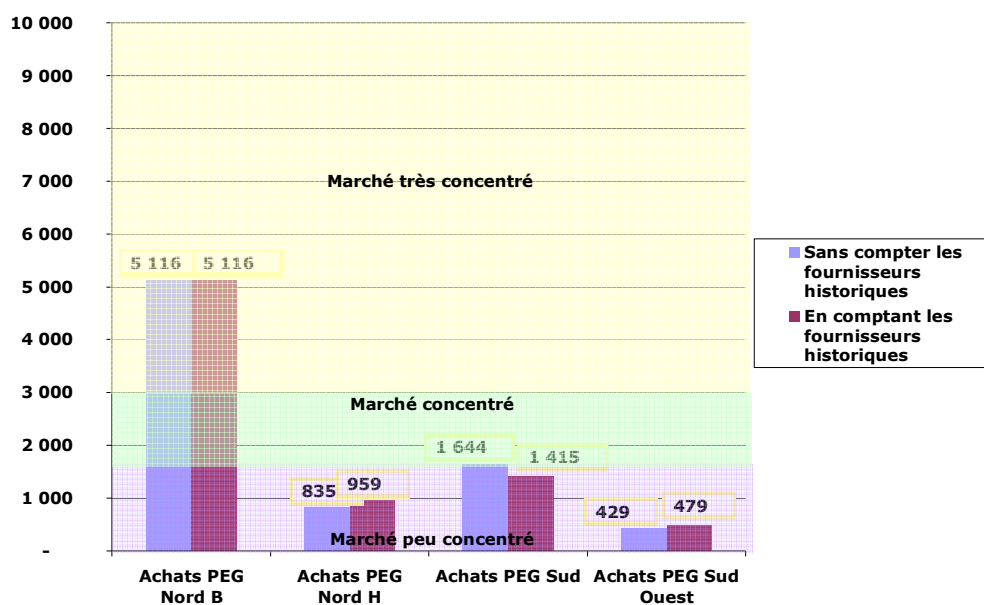
²⁶ L'indice HHI est égal à la somme des carrés des parts de marché des intervenants, et mesure la concentration du marché (il est d'autant plus élevé que le marché est concentré). On considère généralement qu'un marché est peu concentré si son HHI est inférieur à 1 000, et très concentré s'il est supérieur à 1 800.

Indice de concentration HHI – Ventes aux PEG - troisième trimestre 2010 –



Sources : GRTgaz, TIGF – Analyse : CRE

Indice de concentration HHI – Achats aux PEG - troisième trimestre 2010 -



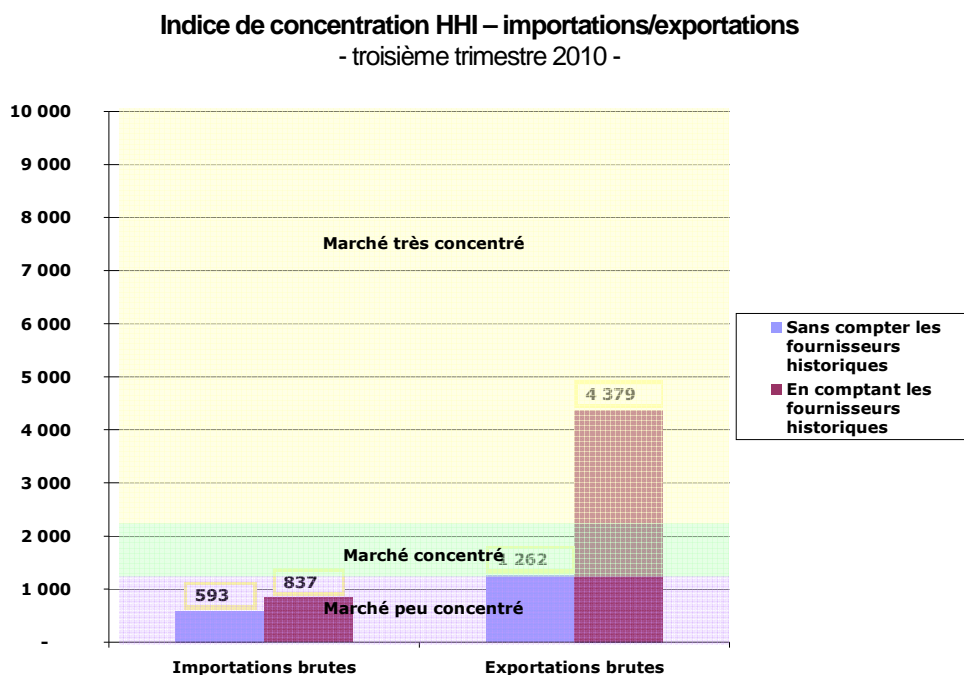
Sources : GRTgaz, TIGF – Analyse : CRE

B. Concentration aux interconnexions

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

Les importations sont beaucoup moins concentrées lorsque les fournisseurs historiques ne sont pas pris en compte.

A l'inverse, les exportations sont très concentrées que les fournisseurs historiques soient pris en compte ou non.



Sources: GRTGaz, TIGF – Analyse : CRE

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

Les échéances proposées varient selon les marchés organisés (semaine, semestre, trimestre, mois, année). L'échéance Y+1 correspond à l'année calendaire suivant l'année en cours.

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

Principales bourses électriques en Europe (électricité) :

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

Produits de gros :

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

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

- **Grands sites non résidentiels** : sites dont la puissance souscrite est supérieure ou égale à 250 kW. Leur consommation annuelle est supérieure à 1 GWh en général.
- **Sites moyens non résidentiels** : sites dont la puissance souscrite est comprise entre 36kVA et 250 kW. Leur consommation annuelle est comprise en général entre 0,15 GWh et 1 GWh.
- **Petits sites non résidentiels** : sites non résidentiels dont la puissance souscrite est inférieure ou égale à 36 kVA. Leur consommation annuelle est en général inférieure à 0,15 GWh.
- **Sites résidentiels** : la puissance souscrite des sites résidentiels est inférieure ou égale à 36 kVA.

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

Segments du marché de gros :

- **Production**
- **VPP** : « Virtual Power Plant » ou enchères de capacités organisées par EDF suite à une décision de la Commission Européenne (http://www.edf.fr/index.php4?coe_i_id=244)
- **Achats et ventes en gros (OTC)**²⁷ : notifications d'échanges de blocs c'est à dire quantités nominées à RTE la veille pour le lendemain, hors les transactions sur Powernext
- **Importations et exportations** :
http://www.rte-france.com/htm/fr/offre/offre_inter_1.htm
- **Achats et ventes sur Powernext**, la bourse française de l'électricité : www.powernext.fr
- **Consommation finale** : ventes à des sites en tant que responsable d'équilibre ou sous forme de blocs
- **Ventes aux gestionnaires de réseaux pour la compensation de leurs pertes** :
http://www.rte-france.com/htm/fr/offre/offre_perte.htm

TaRTAM : Tarif Réglementé Transitoire d'Ajustement au Marché. Sauf mention contraire, les sites au TaRTAM sont toujours comptabilisés avec les sites en offres de marché.

VPP - Produits vendus aux enchères par EDF :

- **Les VPP base** : il s'agit de produits reflétant une centrale fonctionnant en base. Le principe est que les enchérisseurs paient une prime fixe (en Euro/MW) chaque mois pour réserver une puissance disponible, et qu'ils envoient régulièrement à EDF un planning d'utilisation de ces capacités. Ils paient alors un prix d'exercice par MWh soutiré, proche du coût marginal des centrales nucléaires d'EDF. On a ainsi une structure de prix de la forme "coût fixe + coût variable".
- **Les VPP pointe** : il s'agit de produits reflétant une centrale fonctionnant en pointe. Le principe est le même que pour les VPP base, mais le prix payé pour chaque MWh soutiré est une approximation du coût marginal des centrales de pointe d'EDF. Compte tenu de ce coût variable élevé, la prime fixe payée par les enchérisseurs est plus faible que pour les VPP base.

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

²⁷ « Over the Counter » ou de gré à gré

Glossaire propre à l'observatoire du marché du gaz

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

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

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

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

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

La consommation annualisée des sites distribution est la consommation annuelle de référence (CAR) de chaque site mise à jour au 1^{er} 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 :

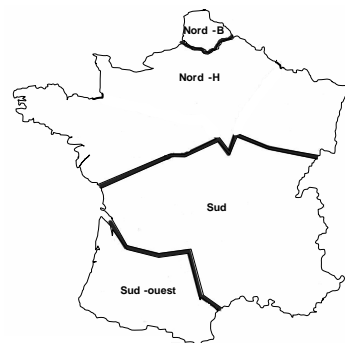
- les clients non résidentiels raccordés au réseau de transport
- les clients non résidentiels raccordés au réseau de distribution
- les clients résidentiels raccordés au réseau de distribution

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.

