

Observatoire des marchés de l'électricité et du gaz

2^{ème} trimestre 2008

SOMMAIRE

Introduction	5
Le marché de l'électricité	6
Le marché de détail de l'électricité.....	6
1. Introduction	6
2. Les segments de clientèle et leur poids respectif.....	7
3. Etat des lieux au 30 juin 2008	8
4. Analyse en dynamique : 2 ^{ème} trimestre 2008.....	14
Le marché de gros de l'électricité.....	16
1. Introduction	16
2. Activité sur le marché de gros français.....	17
3. Prix sur le marché de gros français et comparaison européenne	19
4. Volumes d'imports/exports.....	22
5. Concentration du marché français de l'électricité.....	23
Le marché du gaz	25
Le marché de détail du gaz.....	25
1. Introduction	25
2. Les segments de clientèle et leur poids respectif.....	26
3. Etat des lieux au 30 juin 2008	27
4. Analyse en dynamique : 2 ^{ème} trimestre 2008.....	32
Le marché de gros du gaz.....	34
1. La formation des prix du gaz et les marchés du gaz en Europe	34
2. Le marché de gros en France	37
Glossaire commun de l'observatoire des marchés de l'électricité et du gaz	38
Glossaire propre à l'observatoire du marché de l'électricité	39
Glossaire propre à l'observatoire du marché du gaz	41

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 :

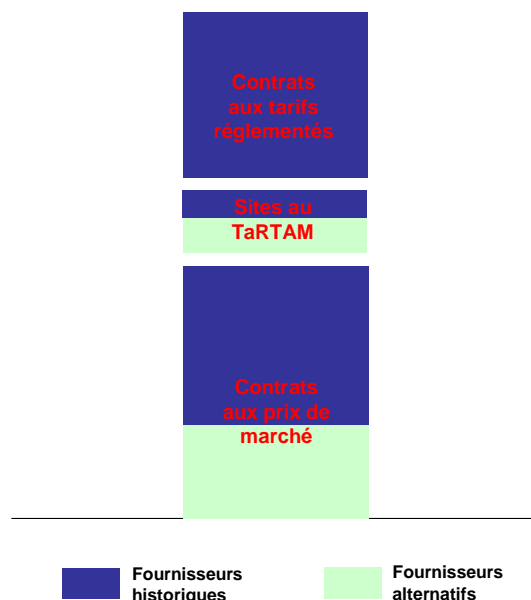
- à partir de juin 2000, éligibilité de tous les sites ayant une consommation annuelle d'électricité supérieure à 16 GWh.
- à partir de février 2003, éligibilité de tous les sites ayant une consommation annuelle d'électricité supérieure à 7 GWh.
- à partir de juillet 2004, éligibilité de toutes les entreprises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

Aujourd'hui, 34 millions de sites environ sont éligibles¹, ce qui représente environ 439² 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-**

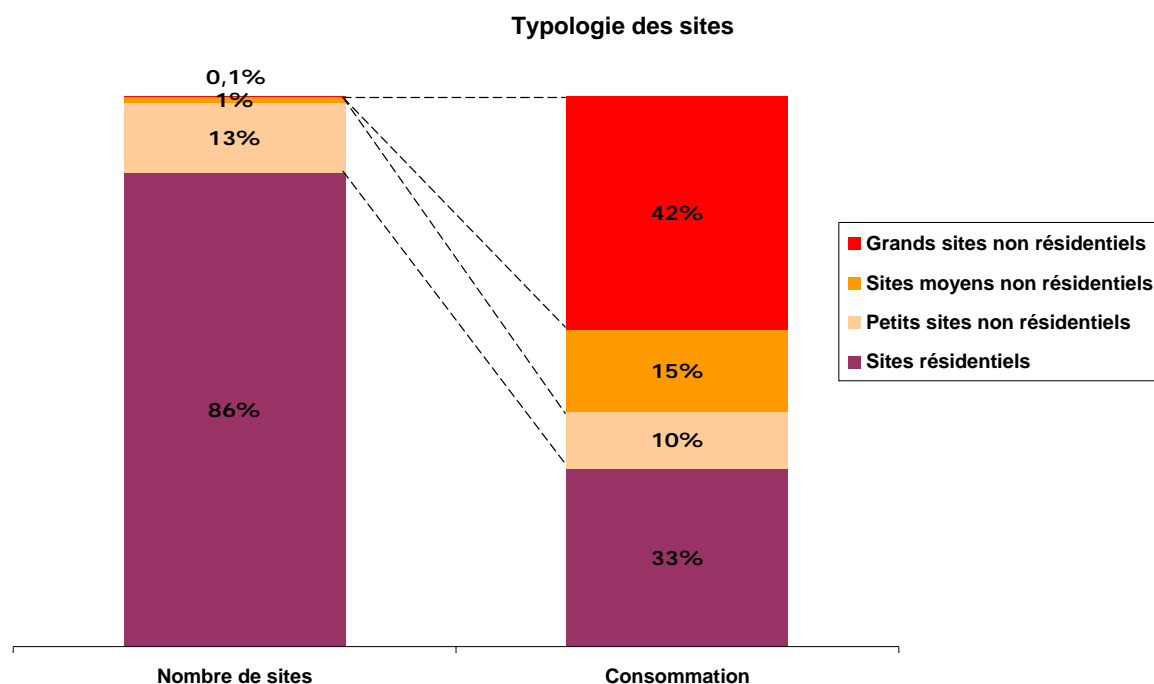


¹ Hors zones non interconnectées (voir le glossaire électricité pour la définition des zones non interconnectées).

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 432 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), SICAE de l'Oise, Sorégies Deux-Sèvres (ex Régie du Sieds) et 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



Sources : données 2008 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... (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, ...). Leur consommation annuelle est en général inférieure à 0,15 GWh.
- **Sites résidentiels** : sites résidentiels dont la puissance souscrite est inférieure à 36 kVA. Leur consommation annuelle est en général inférieure à 10 MWh.

3. Etat des lieux au 30 juin 2008

A. Tableau de synthèse du trimestre écoulé

Synthèse en nombre de sites

Situation (en nombre de sites)	Résidentiels		Non résidentiels	
	Au 30 juin 2008	Au 31 mars 2008	Au 30 juin 2008	Au 31 mars 2008
Nombre total de sites	29 400 000	29 500 000	4 800 000	4 700 000
• sites en offre de marché	292 000	116 000	795 000	802 000
• dont sites au TaRTAM	-	-	3 340	3 360
• sites alimentés par les fournisseurs alternatifs	288 000	112 000	344 000	342 000
Parts de marché des fournisseurs alternatifs	1,0%	0,4%	7,2%	7,2%

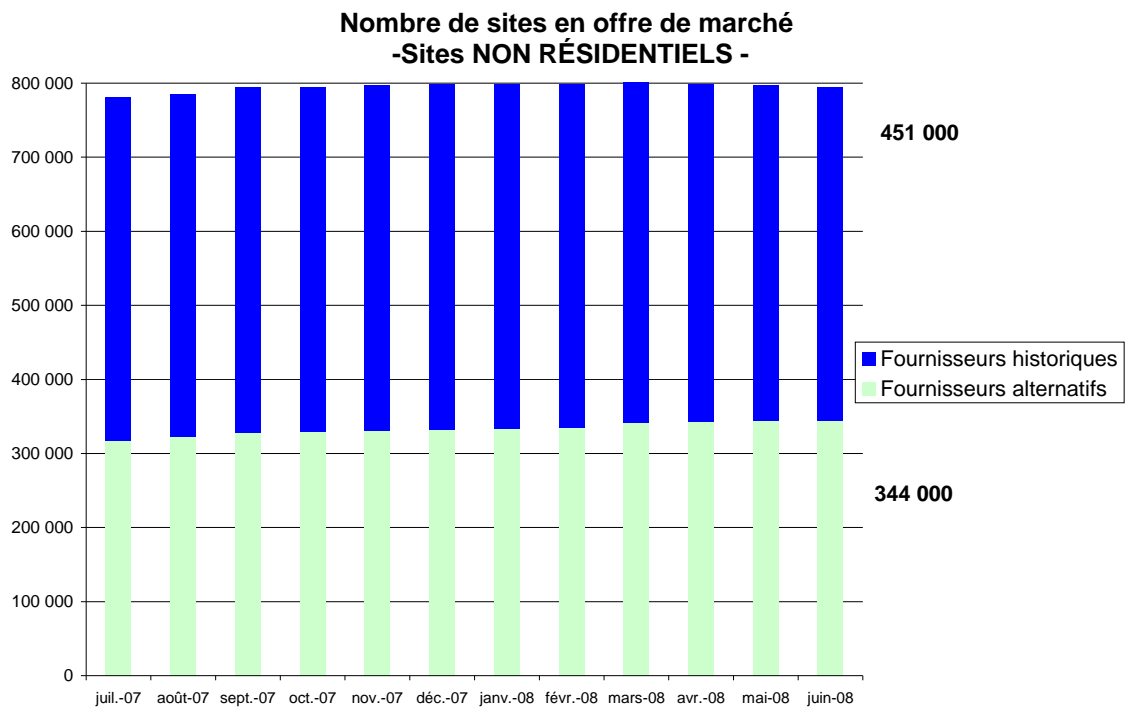
Sources : GRD, RTE, Fournisseurs historiques – Analyse : CRE

Synthèse en consommation

Situation (en consommation)	Résidentiels		Non résidentiels	
	Au 30 juin 2008	Au 31 mars 2008	Au 30 juin 2008	Au 31 mars 2008
Consommation totale des sites	138 TWh	139 TWh	294 TWh	290 TWh
• consommation des sites en offre de marché	1,4 TWh	0,5 TWh	136 TWh	134 TWh
• dont consommation des sites au TaRTAM	-	-	84 TWh	86 TWh
• consommation des sites alimentés par les fournisseurs alternatifs	1,4 TWh	0,5 TWh	37 TWh	36 TWh
Parts de marché des fournisseurs alternatifs	1,0 %	0,4 %	12,5%	12,4%

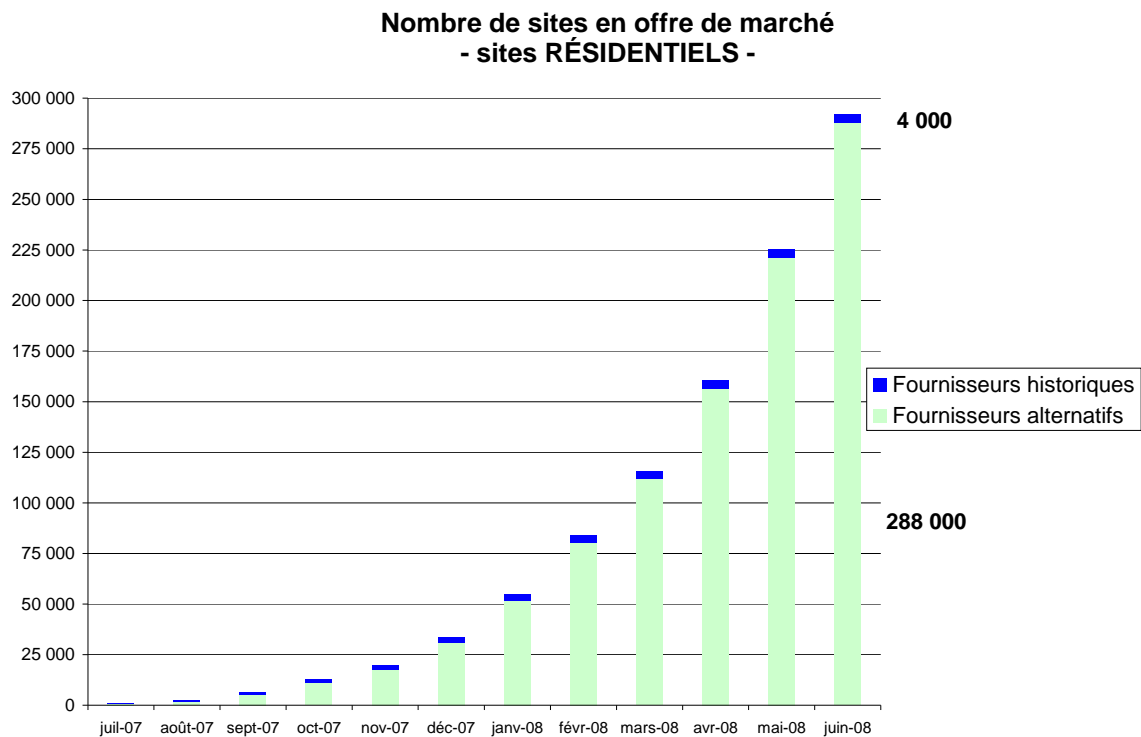
Sources : GRD, RTE, Fournisseurs historiques – Analyse : CRE

B. Evolution du nombre de sites en offre de marché



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

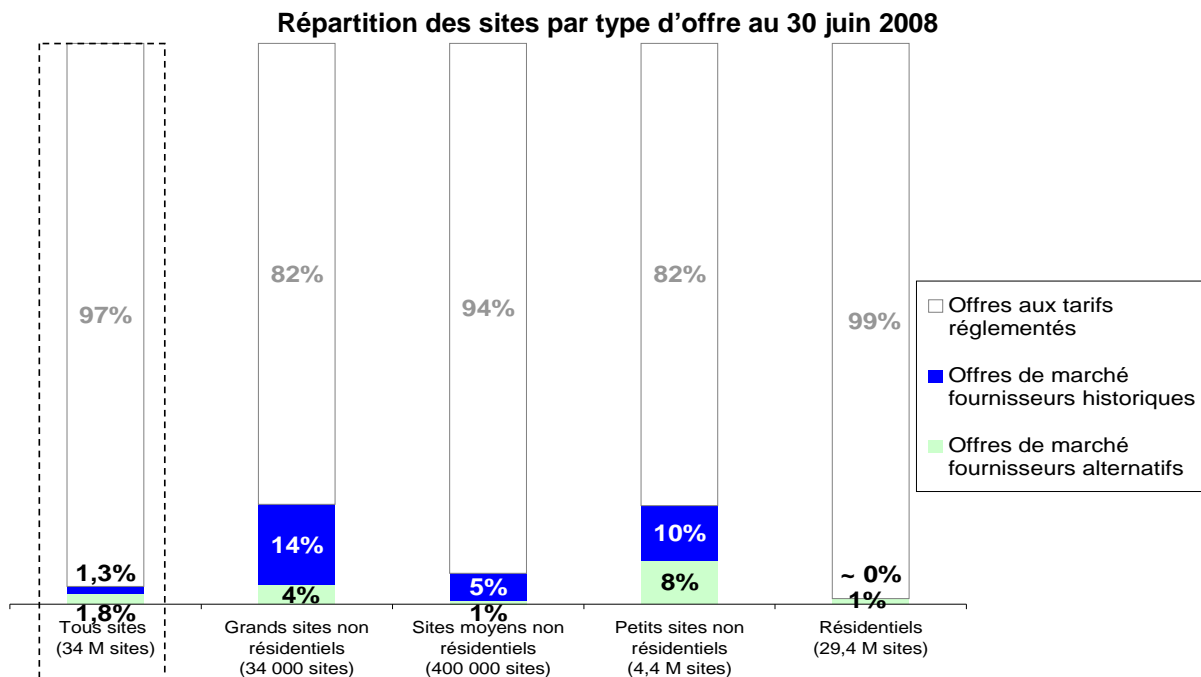
NB : Les sites au TaRTAM sont comptabilisés avec les sites en offre de marché.



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

Au 30 juin 2008, environ 795 000 sites non résidentiels et 292 000 sites résidentiels sont en offre de marché.

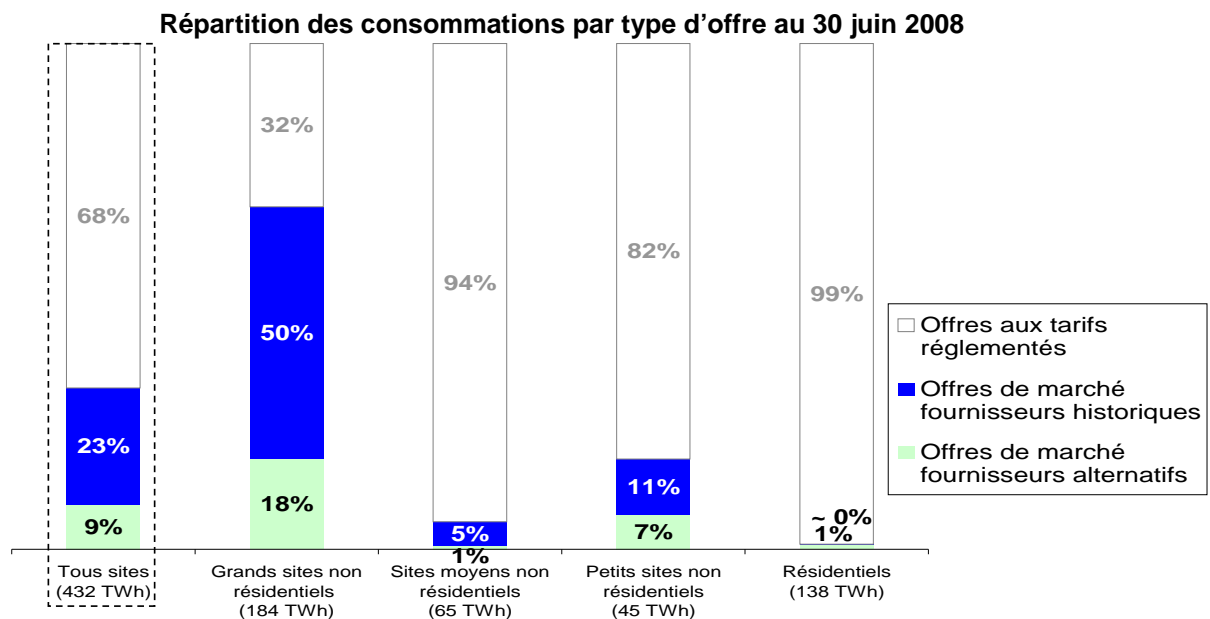
C. Parts de marché en nombre de sites au 30 juin 2008



Sources : GRD, RTE, Fournisseurs historiques – Analyse : CRE
NB : Les sites au TaRTAM sont comptabilisés avec les sites en offre de marché.

Au 30 juin 2008, environ 3% des sites sont en offre de marché. Parmi eux, la moitié a fait le choix d'un fournisseur alternatif.

D. Parts de marché en consommation au 30 juin 2008



Sources : GRD, RTE, Fournisseurs historiques – Analyse : CRE
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 Transitoire d'Ajustement au Marché (TaRTAM). Un client en offre de marché peut bénéficier du TaRTAM pour un site à condition d'en avoir fait la demande à son fournisseur avant le 1^{er} juillet 2007. Ce tarif est applicable pour une durée maximale de deux ans. Le TaRTAM est égal au tarif réglementé de vente hors taxes applicable 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.

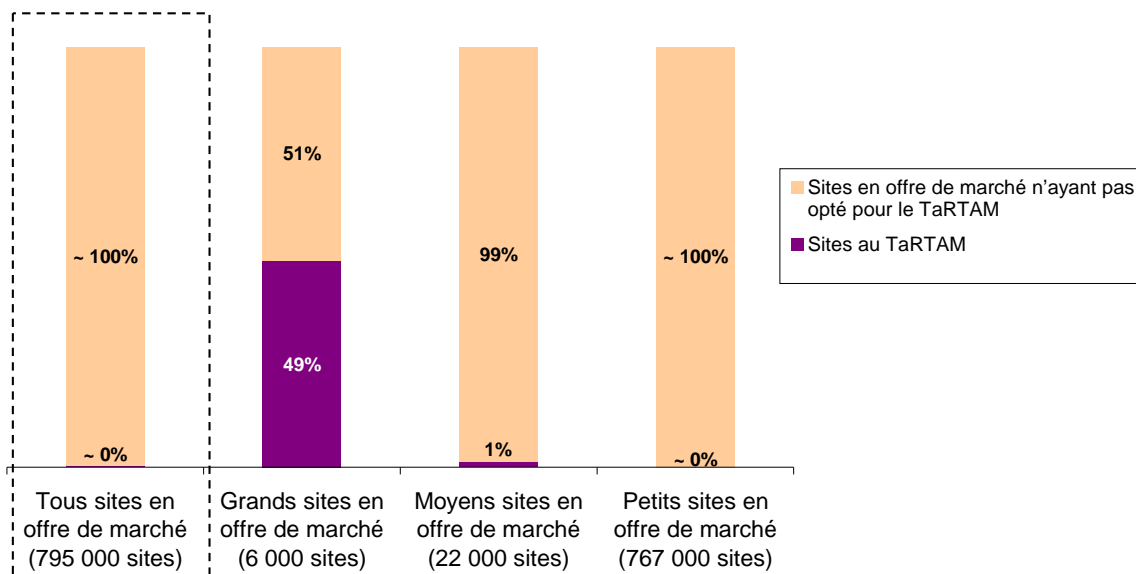
Au 30 juin 2008, 3 340 sites environ (soit 0,4% des sites non résidentiels en offre de marché) sont au TaRTAM. Ils représentent une consommation annuelle de 84 TWh, soit 62% de la consommation des sites non résidentiels en offre de marché.

Les grands sites représentent 90% des sites au TaRTAM et près de 100% des consommations au TaRTAM.

Moins de 1% des petits et moyens sites non résidentiels en offre de marché ont choisi de quitter leurs offres de marché pour ce tarif réglementé.

33 fournisseurs alimentent des clients au TaRTAM. Les fournisseurs alternatifs alimentent 37% des sites et 34% de la consommation au TaRTAM.

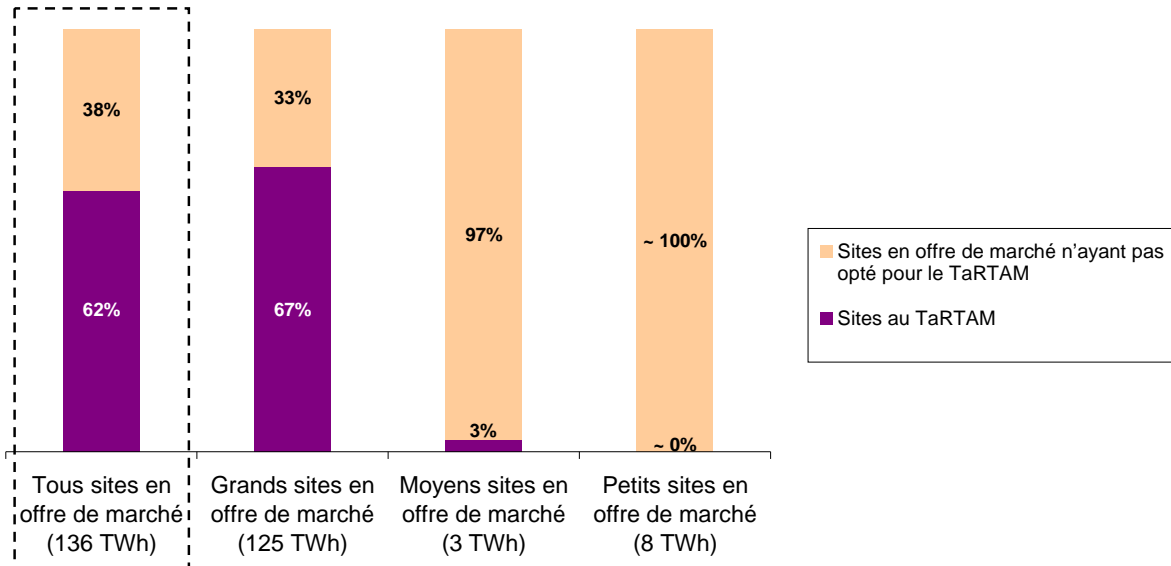
Part des sites au TaRTAM rapportée à l'ensemble des sites non résidentiels en offre de marché au 30 juin 2008



Sources : Fournisseurs – Analyse : CRE

Exemple de lecture : au 30 juin 2008, 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 juin 2008



Sources : GRD, Fournisseurs – Analyse : CRE

F. Fournisseurs d'électricité actifs au 30 juin 2008

Liste des fournisseurs actifs³ qui ont souhaité figurer sur la liste des fournisseurs publiée par la CRE⁴

	Grands sites non résidentiels	Sites moyens non résidentiels	Petits sites non résidentiels	Résidentiels
Fournisseurs alternatifs⁵ d'électricité				
Atel Énergie	●	●		
Compagnie Nationale du Rhône	●	●	●	
Direct Energie		●	●	●
EGL	●			
Electrabel, Groupe SUEZ	●	●	●	●
Endesa Energía	●	●	●	
Endesa France (SNET)	●	●		
Enel France	●			
Enercoop		●	●	●
E.ON Group	●			
Gaz de France	●	●	●	●
HEW Énergies	●			
Iberdrola	●			
KalibraXe	●			
Planète UI			●	●
Poweo	●	●	●	●
Verbund	●			
Fournisseurs historiques⁵ d'électricité				
Alterna	●	●	●	●
EDF	●	●	●	●
GEG Sources d'Énergie	●	●	●	●
Proxelia	●	●	●	●
Sorégies	●	●	●	●
UEM	●	●	●	●

Sources : GRD, RTE – Analyse : CRE

Au 30 juin 2008, six fournisseurs alternatifs sont actifs sur le segment des clients résidentiels. Pour mémoire, environ 160 fournisseurs historiques sont présents sur le territoire français.

³ Un fournisseur est dit actif s'il remplit l'une au moins 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.

⁴ Les listes de fournisseurs publiées par la CRE sont élaborées à partir des renseignements adressés volontairement par les fournisseurs. Les fournisseurs qui n'ont pas souhaité figurer sur les listes de fournisseurs publiées par la CRE ne sont pas cités.

⁵ Voir le glossaire pour la définition d'un fournisseur alternatif et d'un fournisseur historique.

4. Analyse en dynamique : 2^{ème} trimestre 2008

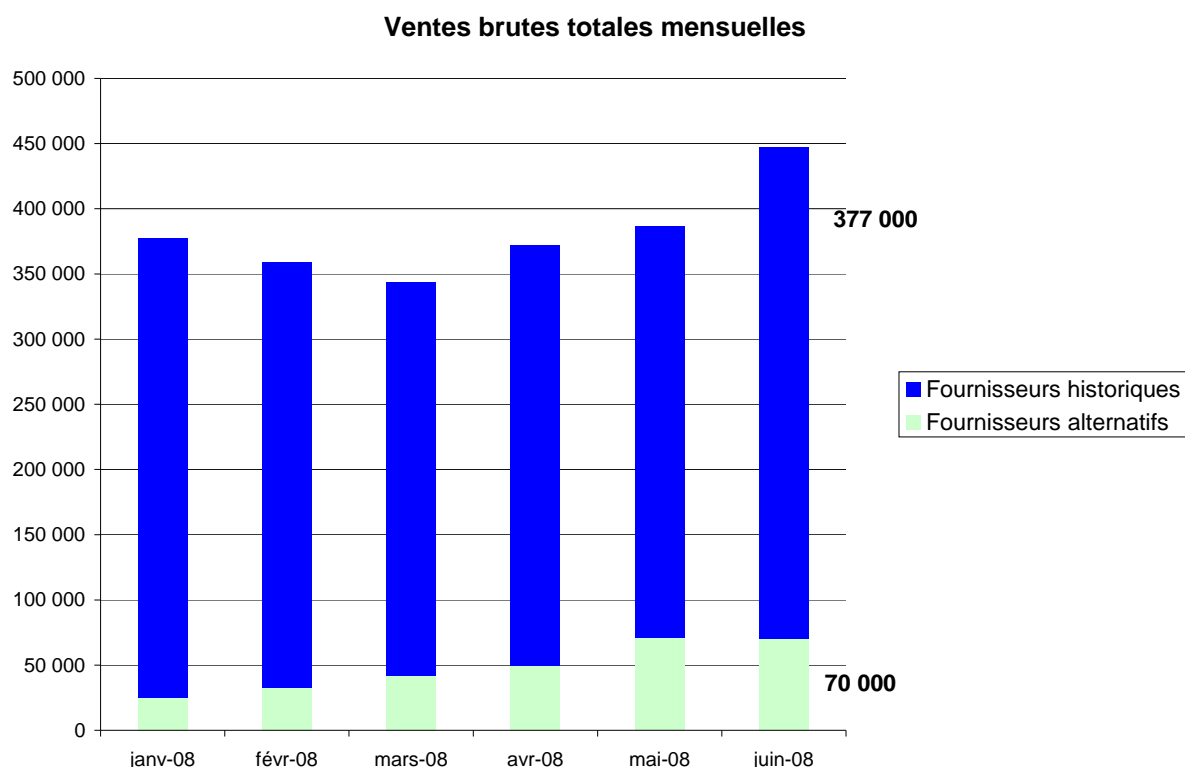
A. Tableau de synthèse du trimestre écoulé

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

	Résidentiels		Non résidentiels	
AU COURS DU TRIMESTRE (en nombre de sites)	T2 2008	T1 2008	T2 2008	T1 2008
Ventes brutes totales	1 033 000	949 000	173 000	131 000
• Dont ventes brutes des fournisseurs alternatifs	181 000	81 000	10 000	18 000
Parts de marché des fournisseurs alternatifs sur les ventes brutes du segment	17,5%	8,6%	5,7%	13,9%

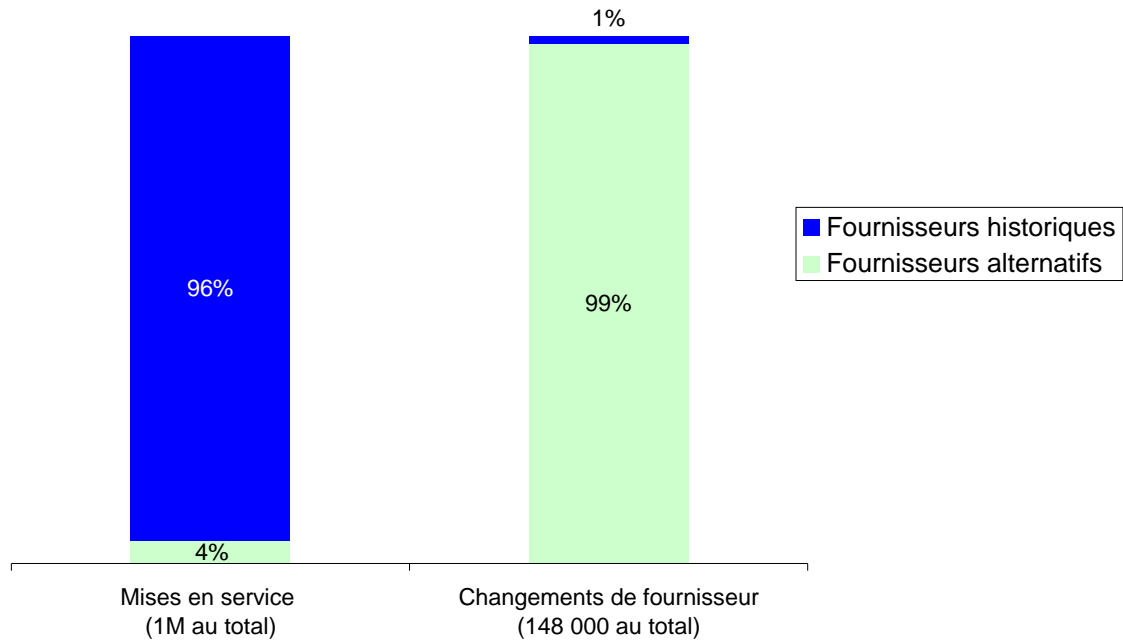
Sources : GRD, RTE, Fournisseurs historiques – Analyse : CRE

B. Ventes brutes des trimestres écoulés



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

Répartition des ventes brutes par type de fournisseur au cours du 2^{ème} trimestre 2008



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

Exemple de lecture : au cours du 2^{ème} trimestre 2008, les fournisseurs alternatifs ont réalisé 4% des 1 000 000 de mises en service effectuées.

Le marché de gros de l'électricité

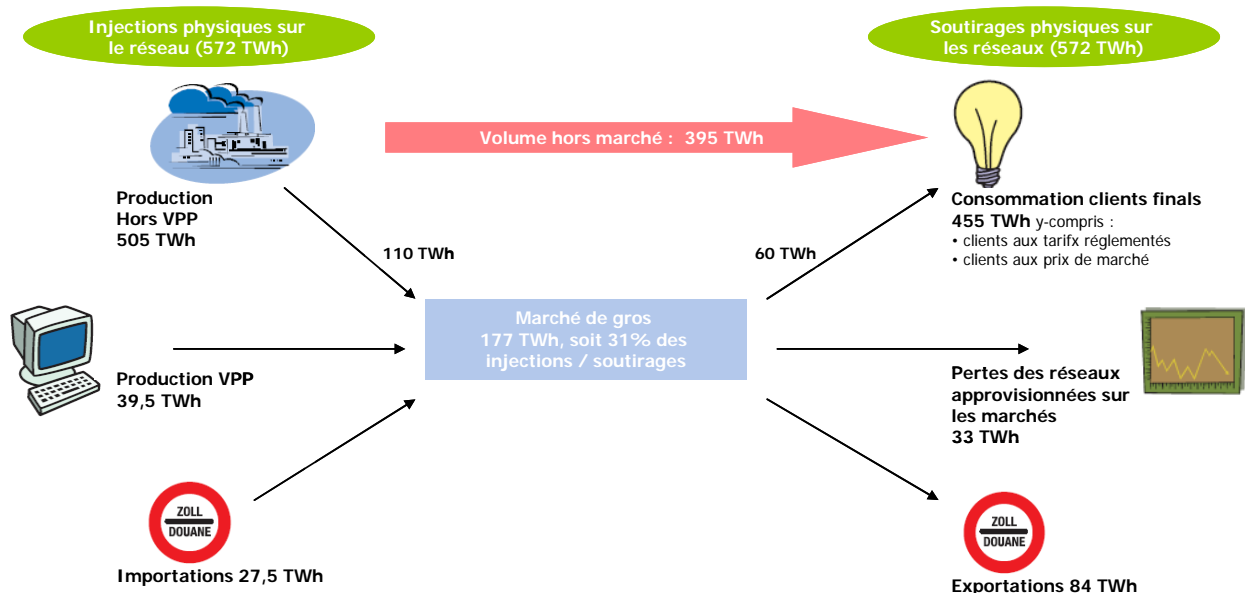
1. Introduction

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.

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 en 2007. Il fait apparaître les volumes nets physiques livrés sur le marché de gros, ainsi que les cessions internes d'électricité entre les activités de production et de commercialisation des opérateurs intégrés.



Source : RTE – données 2007 - Analyse : CRE

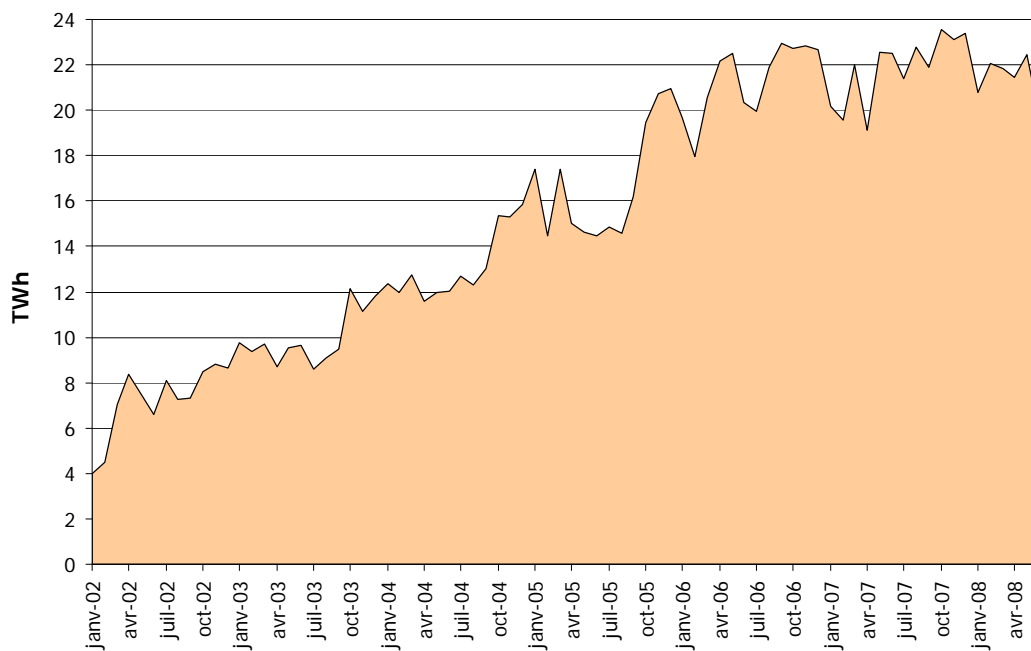
2. Activité sur le marché de gros français

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 (sociétés de courtage et plates-formes de trading). Le volume des transactions sur l'OTC n'est pas public.

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 entres acteurs résultant de transactions de gré à gré.

Volume des livraisons nettes résultant de transactions de gré à gré



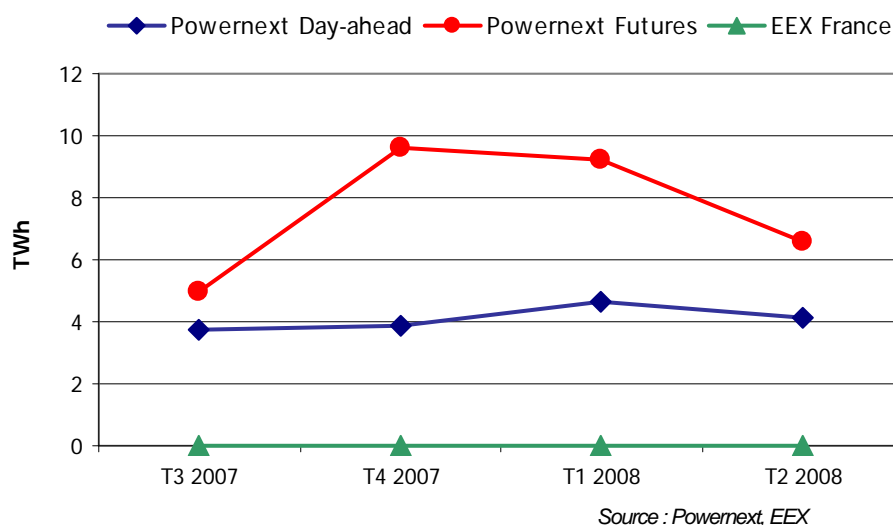
Source : RTE – Analyse : CRE

Le volume des livraisons sur le marché de gré à gré, à 63,6 TWh au 2^{ème} trimestre 2008 a diminué de 1,7% par rapport au trimestre précédent et de 0,8% par rapport à la même période l'année précédente. Il a représenté environ 57% de la consommation nationale au deuxième trimestre 2008, contre 46% au premier trimestre 2008.

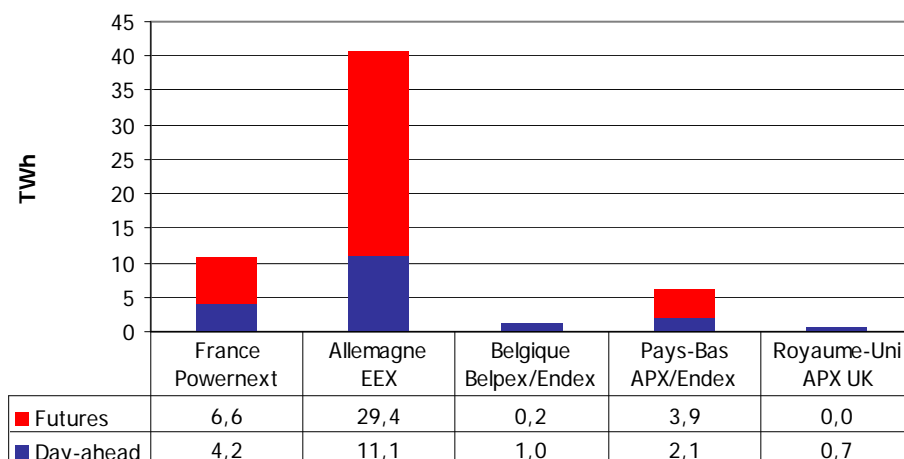
B. Activité sur les marchés organisés et comparaison internationale

Le volume échangé sur Powernext au 2^{ème} trimestre 2008 a diminué de 10,1% sur le marché *day-ahead* et diminué de 28,8% sur le marché *futures* par rapport au trimestre précédent. Il a augmenté de 22,5% sur le marché *day-ahead* et de 28,1% sur le marché *futures* par rapport à la même période l'année précédente. Aucun produit *futures* n'a été traité sur EEX France au cours du trimestre.

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



Volumes moyens mensuels des transactions sur les principaux marchés organisés européens (hors marchés obligatoires ou quasi-obligatoires) - second trimestre 2008 -



Source : Powernext, EEX, Belpex, Endex, APX

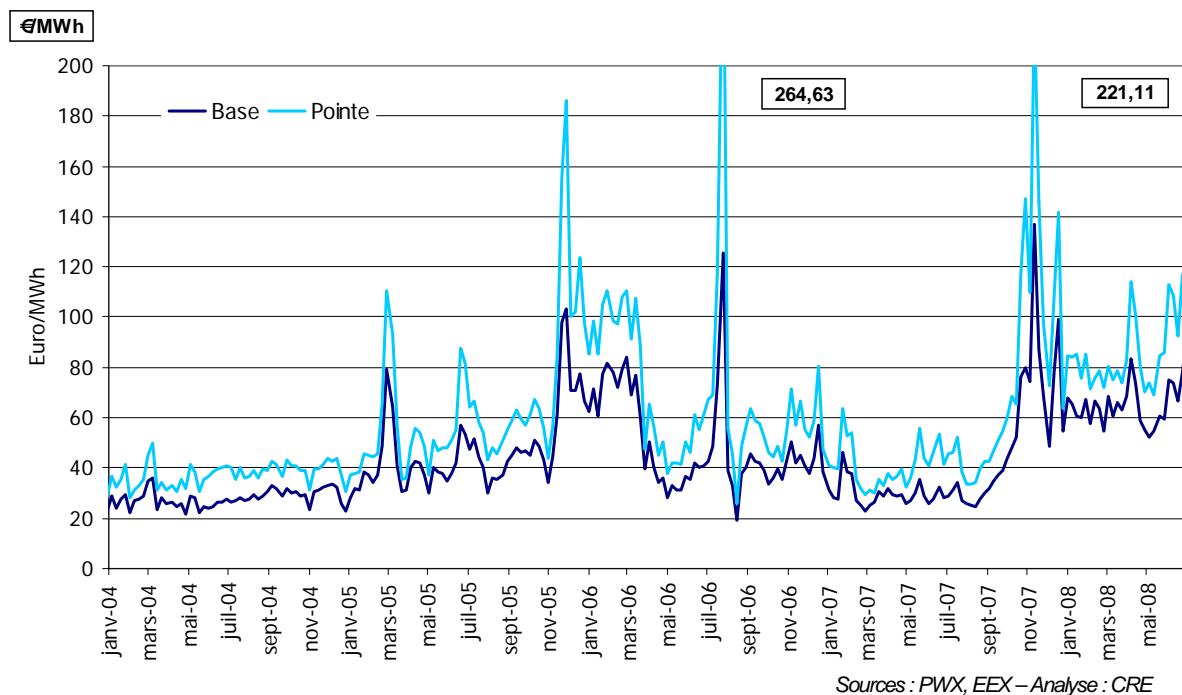
3. Prix sur le marché de gros français et comparaison européenne

Les prix des transactions bilatérales sur l'OTC n'étant pas publics, cette section porte sur les bourses de l'électricité uniquement.

A. Prix day-ahead

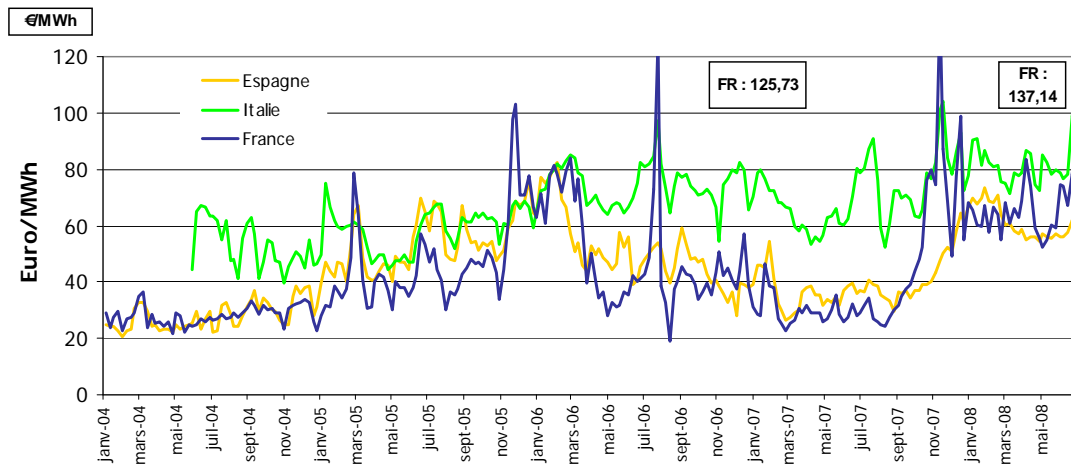
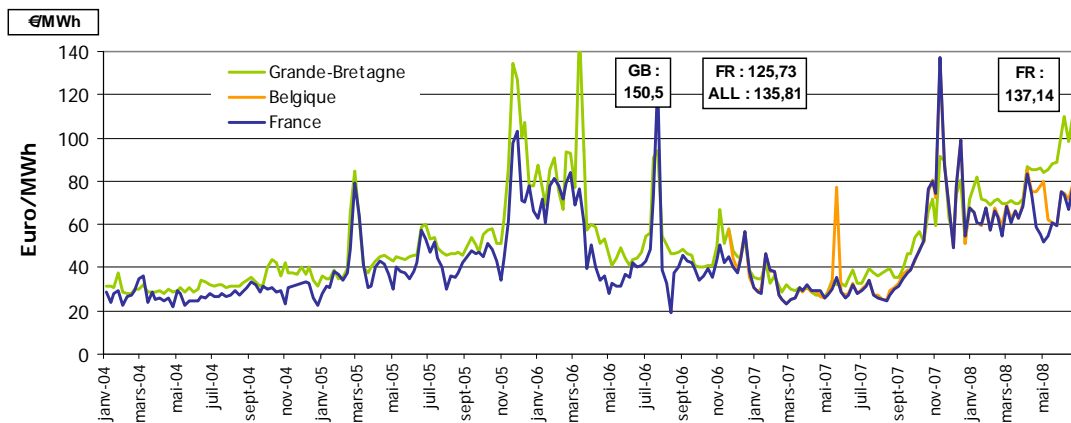
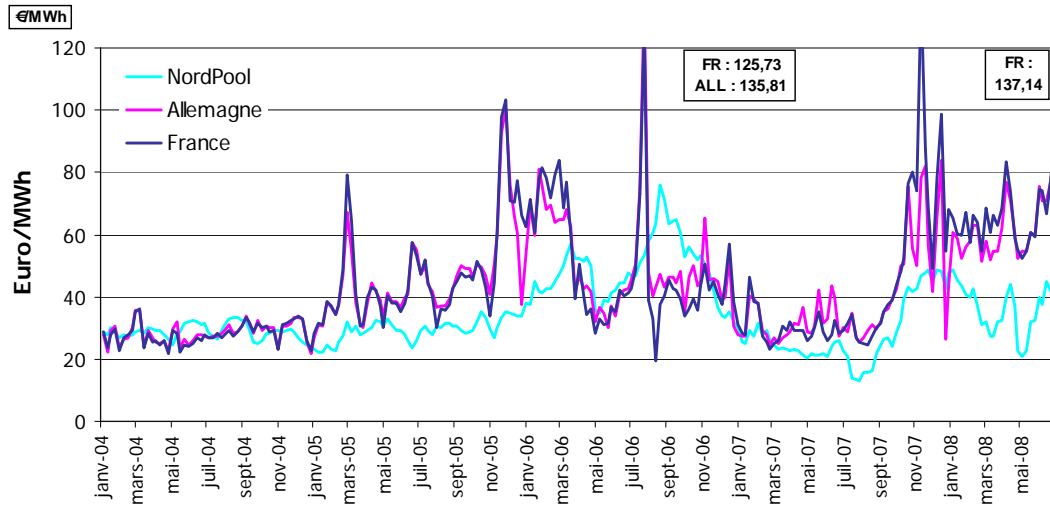
Les prix *day-ahead* en base cotés sur Powernext ont affiché une moyenne de 66,44 €/MWh au deuxième trimestre 2008. Ils ont augmenté de 4,6% par rapport au trimestre précédent et augmenté de 126,4% par rapport à la même période de l'année 2007.

Les prix *day-ahead* en pointe cotés sur Powernext ont affiché une moyenne de 92,33 €/MWh au deuxième trimestre 2008. Ils ont augmenté de 17,1% par rapport au trimestre précédent, et augmenté de 120,9% par rapport à la même période de l'année 2007.



Les prix *day-ahead* français en base du deuxième trimestre 2008 étaient supérieurs en moyenne trimestrielle aux prix de la bourse allemande (EEX), de la bourse espagnole (Omel) et de Nordpool.

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



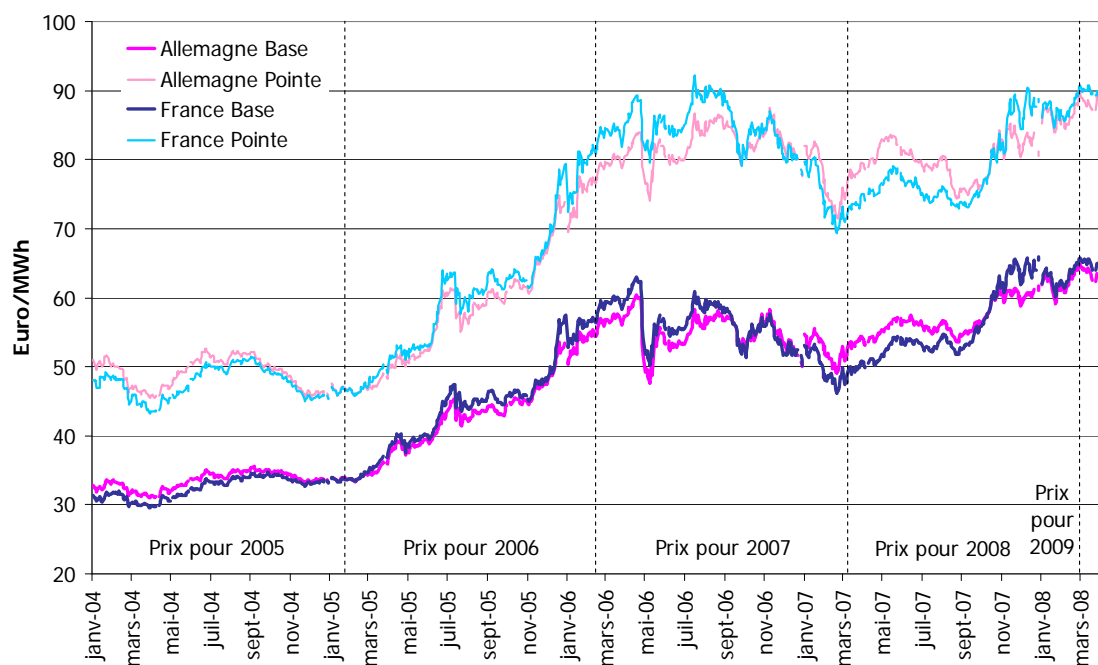
Sources : Powernext, EEX, Belpex, Omel, NordPool, Ipx – Analyse : CRE

B. Prix futures

Au 30 juin 2008, le prix futures annuel (Y+1) en base sur Powernext a augmenté de 41,1% par rapport au 1er avril 2008, passant de 65 €/MWh à 91,7 €/MWh.

Comme au trimestre précédent, les prix en France étaient plus élevés qu'en Allemagne. Le différentiel de prix moyen trimestriel entre les deux pays s'est élevé à 3 €/MWh en base et à 3,2 €/MWh en pointe.

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

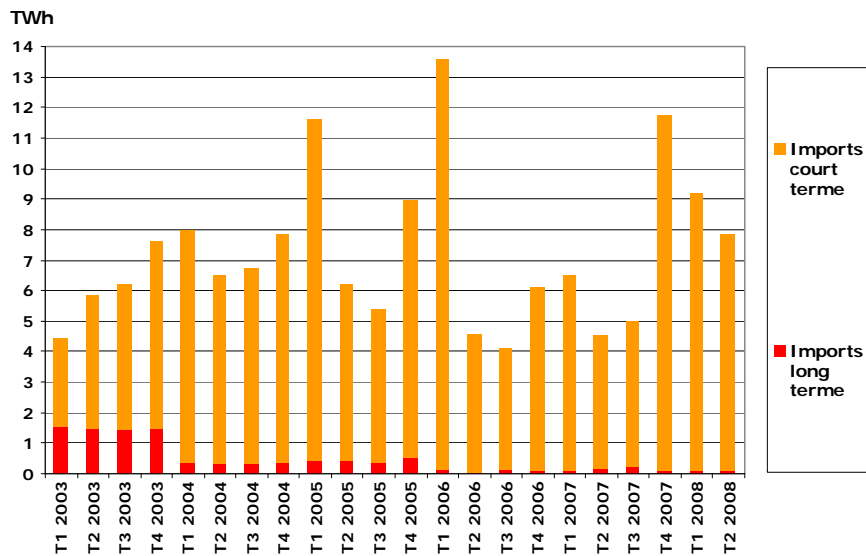


Sources : Powernext, EEX

4. Volumes d'imports/exports

Les importations ont diminué de 15% au deuxième trimestre 2008 par rapport au trimestre précédent, et augmenté de 73% par rapport au même trimestre l'année précédente.
Somme des importations des importations par trimestre

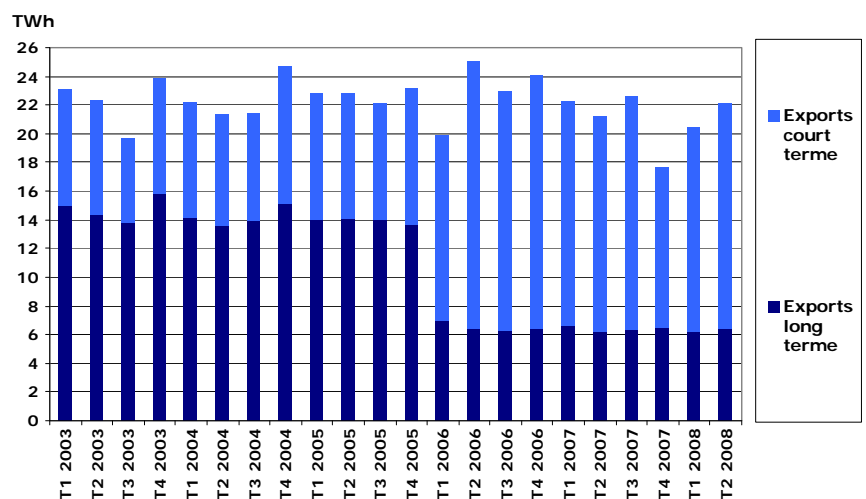
Somme des importations par trimestre



Source : RTE – Analyse : CRE

Les exportations ont augmenté de 8% au deuxième trimestre 2008 par rapport au trimestre précédent. Elles ont augmenté de 4% par rapport à celles observées pendant la même période l'année précédente.

Somme des exportations par trimestre



Source : RTE – Analyse : CRE

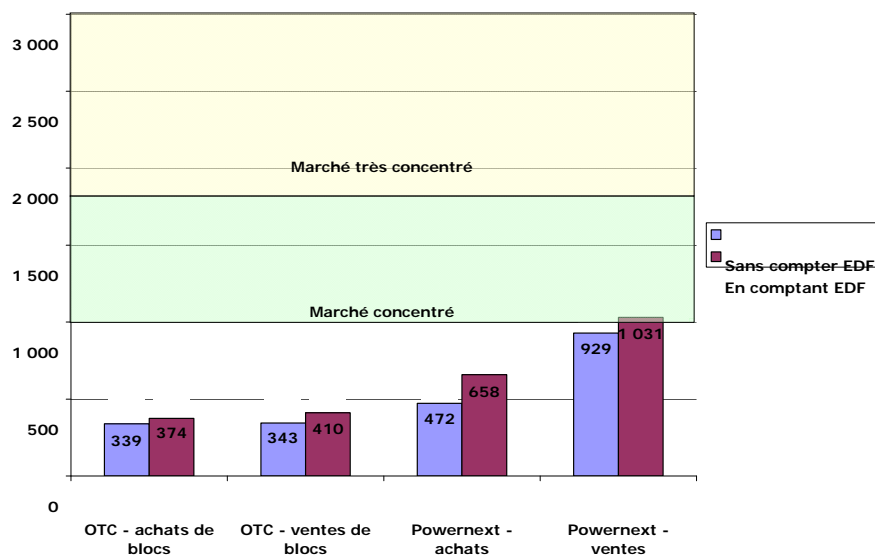
5. Concentration du marché français de l'électricité

A la fin du deuxième trimestre 2008, 131 responsables d'équilibre sont présents sur le marché de gros français, soit 3 de plus qu'au trimestre précédent. 68 responsables d'équilibre étaient présents sur Powernext *Day-Ahead* et 41 sur Powernext *Futures*. Powernext a accueilli 1 nouveau membre sur son marché *Day-Ahead* tandis que le marché *Futures* a compté le même nombre de membres au cours du deuxième trimestre

A. Concentration des différents segments du marché de gros français

Le graphique suivant donne l'indice de Herfindahl-Hirschman (HHI)⁶ 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 deuxième trimestre 2008, les achats et ventes sur le marché OTC ainsi que les achats et les ventes sur Powernext sont restés des segments de marché peu concentrés hors groupe EDF. Au contraire, en incluant le groupe EDF, les ventes sur Powernext représentent un segment de marché concentré.



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).

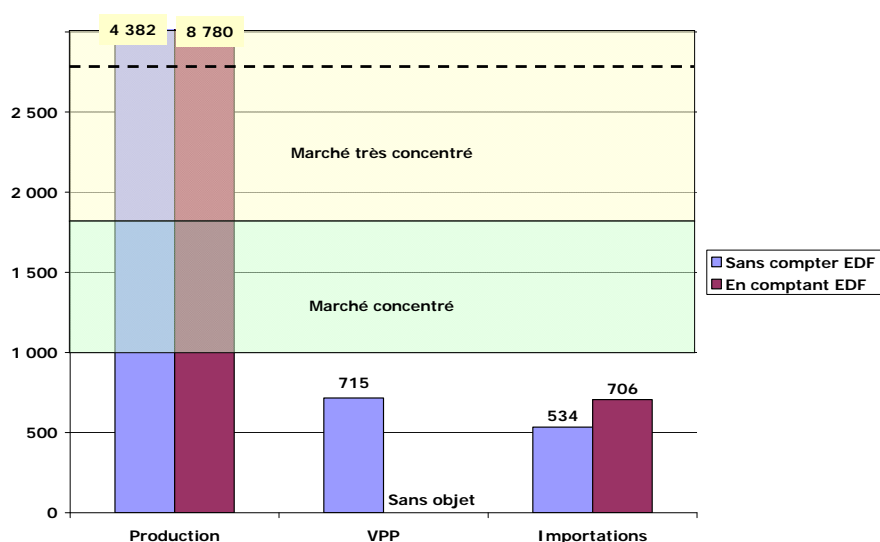
⁶ L'indice HHI est égal à la somme des carrés des parts de marché des intervenants, et mesure la concentration du marché (il est d'autant plus élevé que le marché est concentré). On considère généralement qu'un marché est peu concentré si son HHI est inférieur à 1 000, et très concentré s'il est supérieur 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.

Parmi les injections, la production est particulièrement concentrée, qu'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

- second trimestre 2008 -

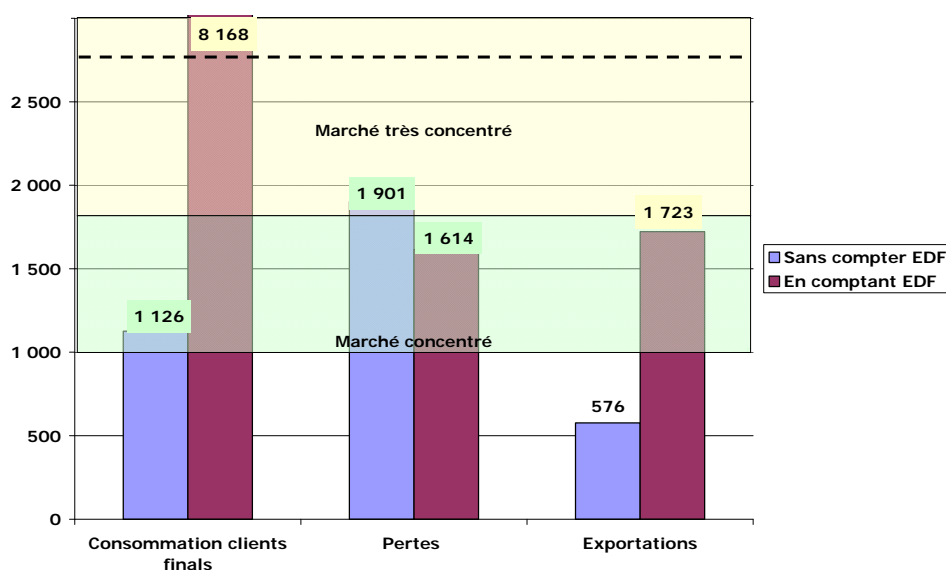


Source : RTE – Analyse : CRE

La vente aux clients finals et les exportations sont quant à elles particulièrement concentrées lorsque EDF est pris en compte, mais apparaissent comme des segments de marché beaucoup moins concentrés lorsque EDF n'est pas pris en compte. Le marché des pertes est très concentré sans tenir compte d'EDF et moins concentré en intégrant EDF.

Indice de concentration HHI – soutirages

- second trimestre 2008 -



Source : RTE – Analyse : CRE

Le marché du gaz

Le marché de détail du gaz

1. Introduction

L'ouverture du marché français du gaz⁷ a connu plusieurs étapes :

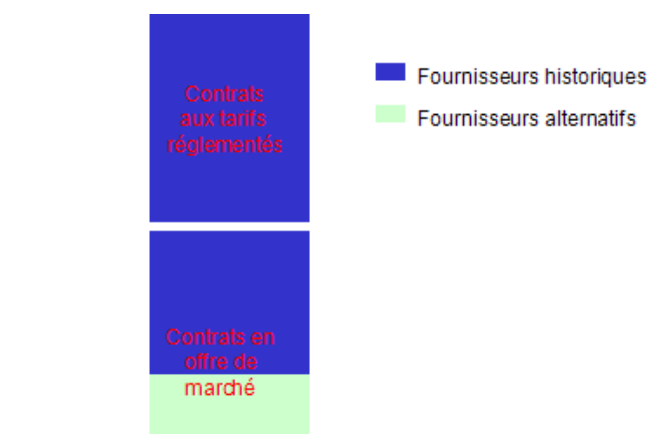
- à partir d'août 2000, éligibilité de tous les sites ayant une consommation annuelle de gaz supérieure à 237 GWh et de tous les producteurs d'électricité ou producteurs simultanés d'électricité et de chaleur quel que soit leur niveau de consommation annuelle,
- à partir d'août 2003, éligibilité de tous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

L'ensemble du marché représente, au 30 juin 2008, 11,5 millions de sites et une consommation annuelle d'environ 518 TWh⁸.

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, Total Infrastructures Gaz France), les 4 principaux gestionnaires de réseaux de distribution (Gaz de France-Réseau Distribution, Régaz, Gaz de Strasbourg et Gaz et Electricité de Grenoble) et les principaux fournisseurs historiques (Gaz de France, Tegaz, Gaz de Strasbourg, Gaz de Bordeaux).

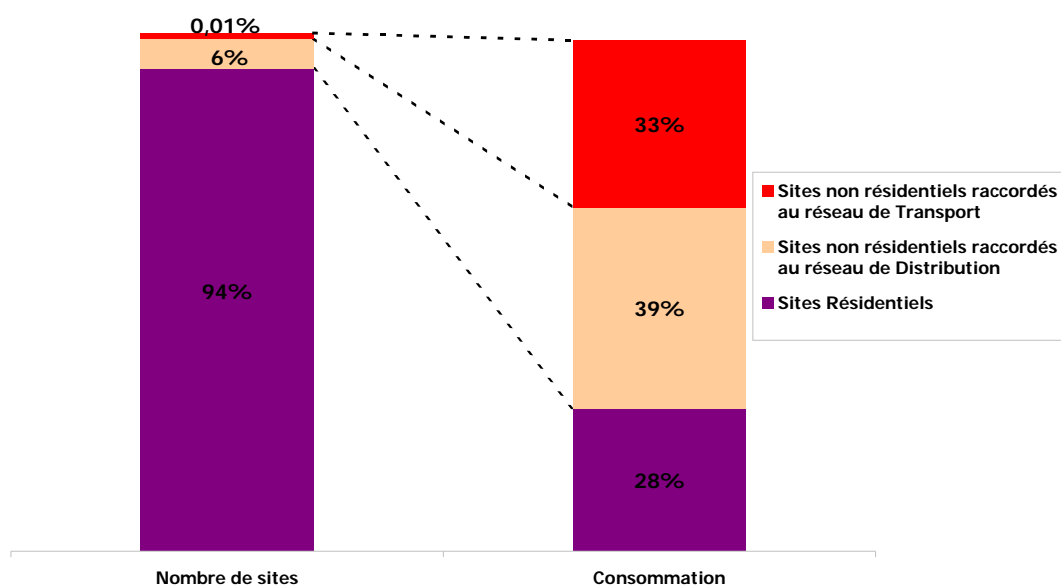
⁷ Gaz naturel, hors grisous, gaz industriels et réseaux de GPL.

⁸ Dans la suite du document, le périmètre d'étude est limité à la consommation des clients raccordés aux principaux gestionnaires de réseaux qui représente 517 TWh.

La baisse constatée entre la consommation calculée au 31 mars 2008 et calculée au 30 juin 2008 s'explique par une actualisation d'une partie de données servant au calcul.

2. Les segments de clientèle et leur poids respectif

Typologie des sites



Sources : données 2007 GRT, GRD – Analyse : CRE

Le marché se divise en trois segments :

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

3. Etat des lieux au 30 juin 2008

A. Tableaux de synthèse du trimestre écoulé

Synthèse en nombre de sites

Situation (en nombre de sites)	Résidentiels		Non résidentiels	
	Au 30 juin 2008	Au 31 mars 2008	Au 30 juin 2008	Au 31 mars 2008
Nombre total de sites	10 800 000	10 800 000	680 000	680 000
• sites en offre de marché	478 000	271 000	184 000	178 000
• sites alimentés par les fournisseurs alternatifs	203 000	128 000	84 000	80 000
Parts de marché des fournisseurs alternatifs	1,9%	1,2 %	12,4%	11,7 %

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

Synthèse en consommation

Situation (en consommation)	Résidentiels		Non résidentiels	
	Au 30 juin 2008	Au 31 mars 2008 ⁹	Au 30 juin 2008	Au 31 mars 2008 ⁹
Consommation totale des sites	142 TWh	143 TWh	375 TWh	376 TWh
• sites en offre de marché	5,9 TWh	3,3 TWh	219 TWh	217 TWh
• sites alimentés par les fournisseurs alternatifs	1,8 TWh	1,1 TWh	68 TWh	64 TWh
Parts de marché des fournisseurs alternatifs	1,3 %	0,8 %	18 %	17 %

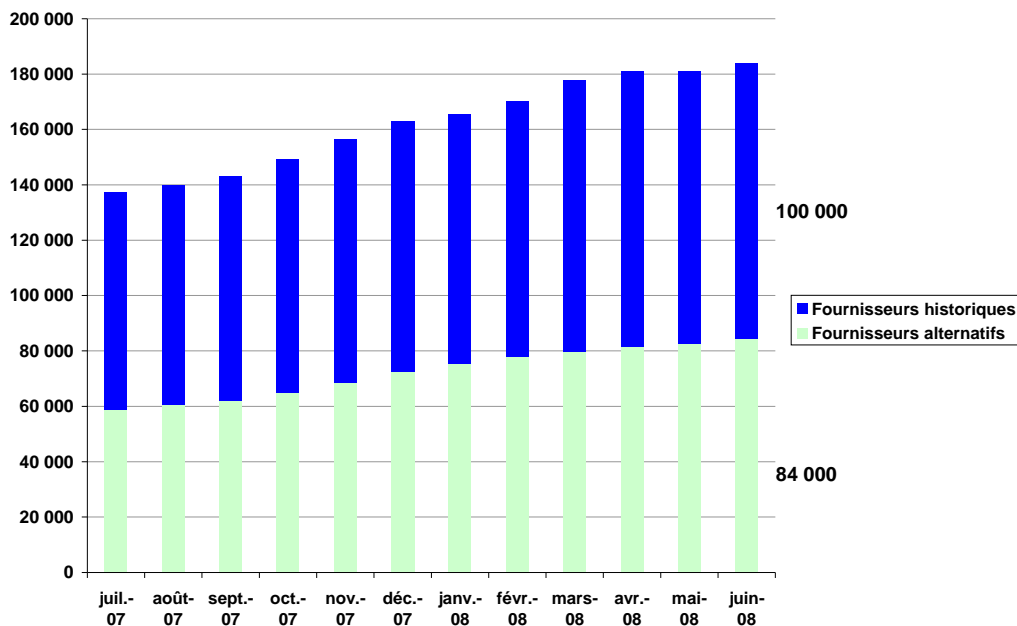
Sources : GRT, GRD, Fournisseurs historiques – Analyse : CRE

Au 30 juin 2008, le nombre de sites en offre de marché sur l'ensemble du marché français s'élève à 662 000, dont 478 000 sites résidentiels. Sur le segment non résidentiel, la part de marché des fournisseurs alternatifs progresse en nombre de sites et en volume.

⁹ Les données au 31 mars 2008 ont été actualisées en cohérence avec les données de consommation disponibles au 30 juin 2008.

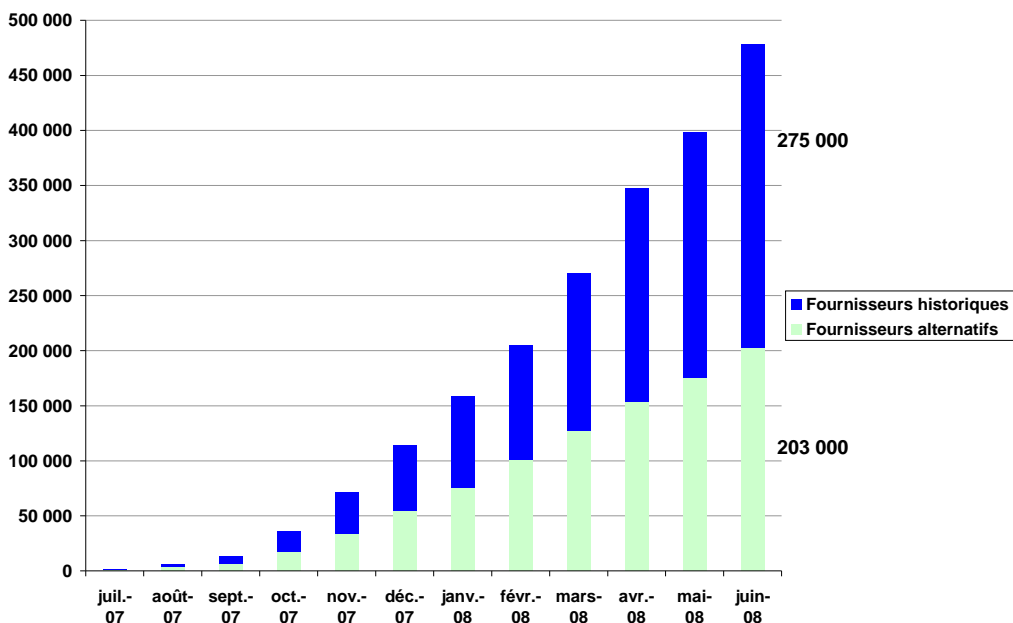
B. Evolution du nombre de sites en offre de marché

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



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

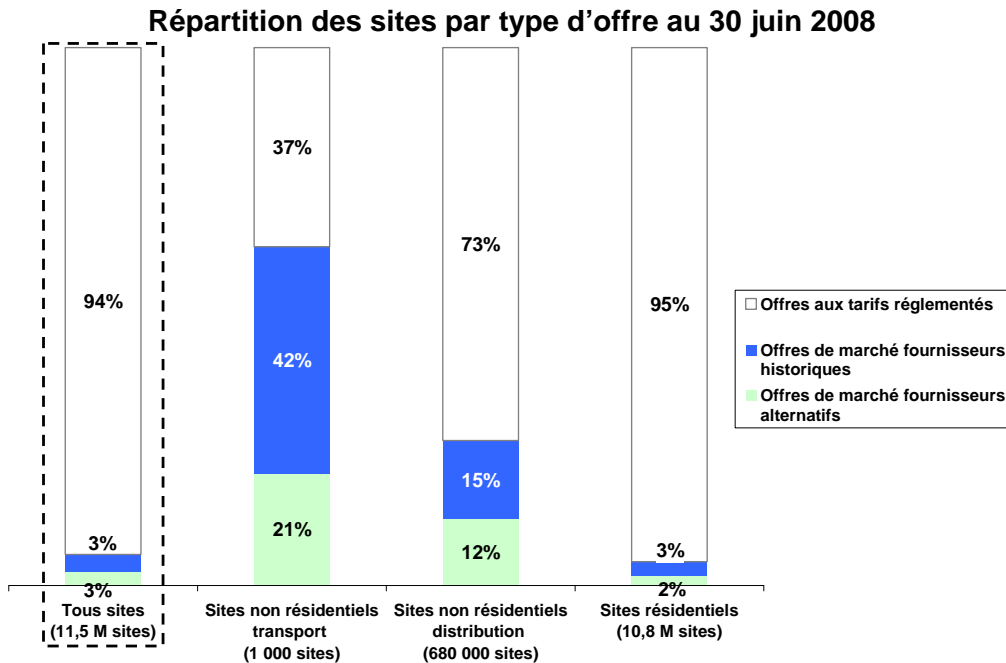
**Nombre de sites en offre de marché
-Sites RÉSIDENTIELS -**



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

Au 30 juin 2008, 662 000 sites ont choisi une offre de marché, dont 287 000 auprès d'un fournisseur alternatif.

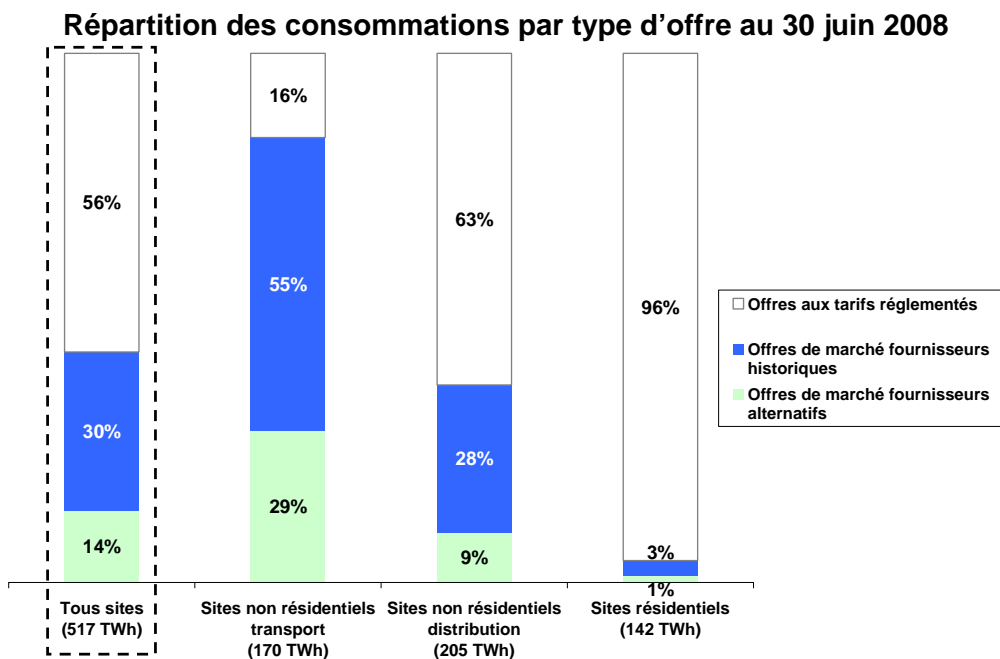
C. Parts de marché en nombre de sites au 30 juin 2008



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

Au 30 juin 2008, environ 6 % des sites sont en offre de marché. Parmi eux, la moitié ont fait le choix d'un fournisseur alternatif.

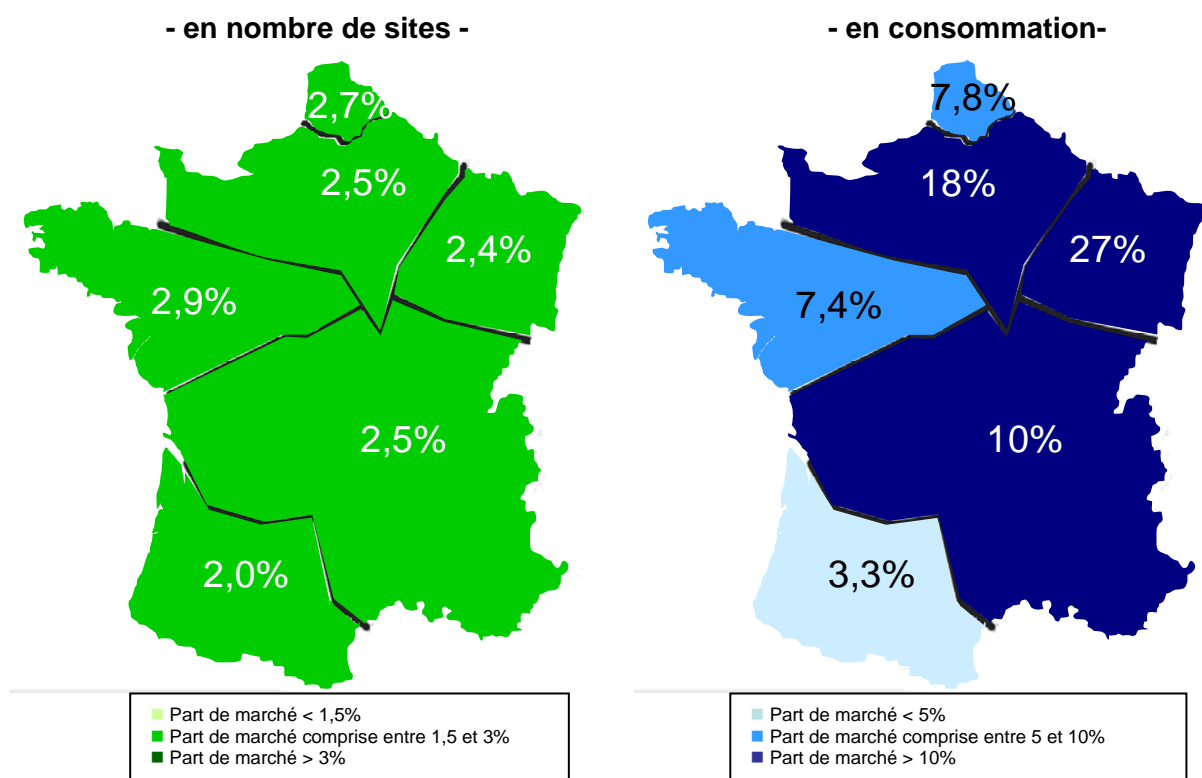
D. Parts de marché en consommation au 30 juin 2008



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

E. Analyse par zone géographique

**Parts de marché des fournisseurs alternatifs par zone d'équilibrage¹⁰
au 30 juin 2008**



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

Exemple de lecture : au 30 juin 2008, dans la zone Sud-ouest, 2 % des sites et 3,3 % de la consommation sont chez un fournisseur alternatif.

¹⁰ Cf. Glossaire en fin de document.

F. Fournisseurs de gaz naturel actifs au 30 juin 2008

Liste des fournisseurs actifs¹¹ qui ont souhaité figurer sur la liste des fournisseurs publiée par la CRE¹²

	Sites non résidentiels transport	Sites non résidentiels distribution	Sites résidentiels
Fournisseurs alternatifs¹³ de gaz naturel			
Altergaz	●	●	●
Distrigaz SA	●	●	
EDF	●	●	●
ENI S.p.A	●	●	
E-ON Group	●	●	
Gas Natural	●	●	
Gaz de Paris (Delostal et Thibault SA)		●	
Gazprom Marketing & Trading	●		
Iberdrola	●		
Poweo	●	●	●
Soteg	●	●	
Wingas	●		
Fournisseurs historiques¹³ de gaz naturel			
Gaz de France	●	●	●
Tegaz	●	●	

Sources : GRT, GRD, CRE – Analyse : CRE

Au 30 juin 2008, 3 fournisseurs alternatifs proposent des offres aux clients résidentiels.

Pour mémoire, 24 fournisseurs historiques sont présents sur le territoire français : Gaz de France, Tegaz (Total Energie Gaz) et 22 entreprises locales de distribution.

¹¹ Un fournisseur est dit actif s'il est expéditeur et possède au moins un site dans son portefeuille.

¹² Les listes de fournisseurs publiées par la CRE sont élaborées à partir des renseignements adressés volontairement par les fournisseurs. Les fournisseurs qui n'ont pas souhaité figurer sur les listes de fournisseurs publiées par la CRE ne sont pas cités.

¹³ Voir le glossaire pour la définition d'un fournisseur alternatif et d'un fournisseur historique.

4. Analyse en dynamique : 2^{ème} trimestre 2008

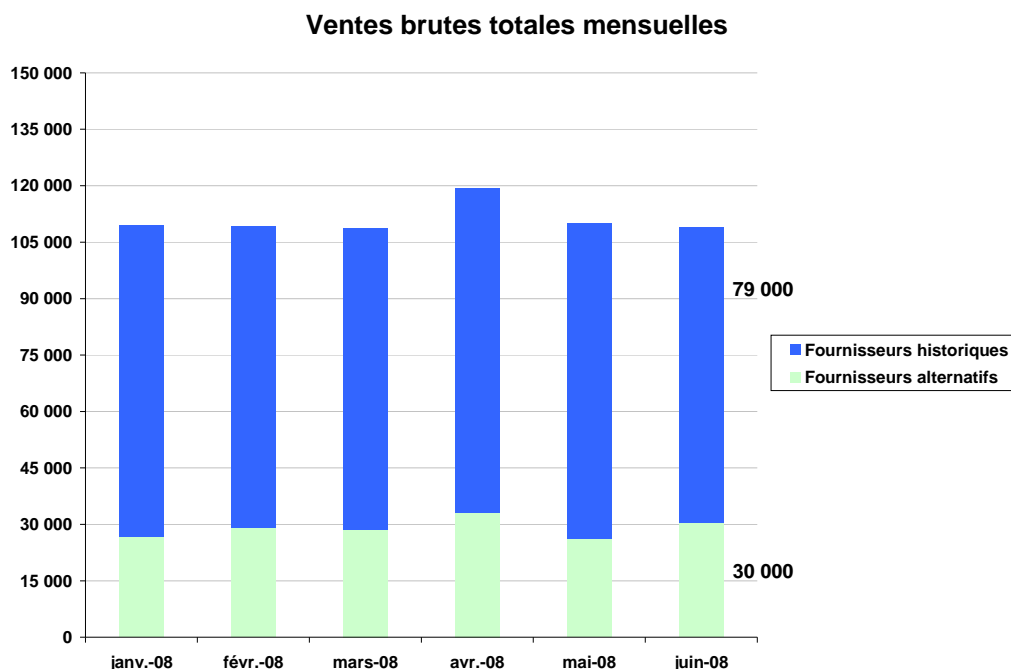
A. Tableau de synthèse du trimestre écoulé

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

AU COURS DU TRIMESTRE (en nombre de sites)	Résidentiels		Non résidentiels	
	T2 2008	T1 2008	T2 2008	T1 2008
Ventes brutes totales	311 000	294 000	28 000	33 000
• ventes brutes des fournisseurs alternatifs	82 000	74 000	8 000	10 000
Parts de marché des fournisseurs alternatifs sur les ventes brutes du segment	26 %	25 %	28 %	31 %

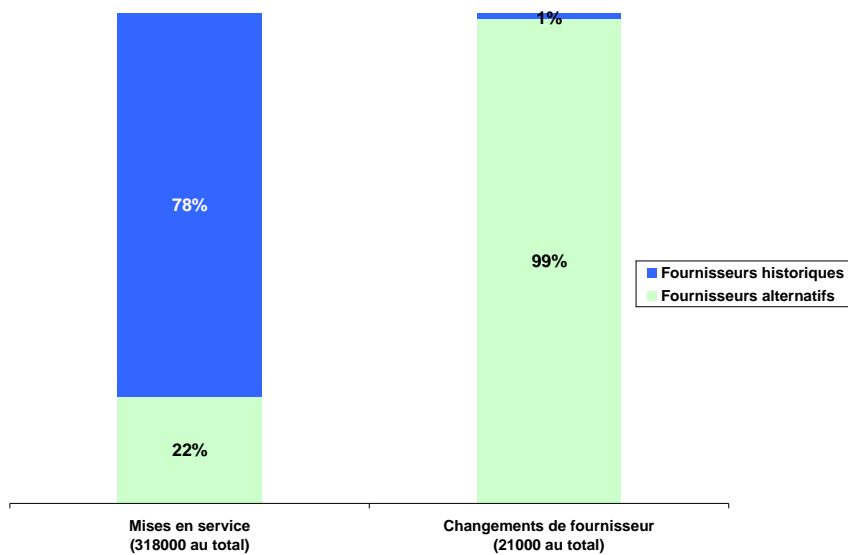
Sources : GRT, GRD – Analyse : CRE

B. Ventes brutes des trimestres écoulés



Sources : GRT, GRD – Analyse : CRE

Répartition des ventes brutes par type de fournisseur au cours du 2^{ème} trimestre 2008



Sources : GRT, GRD – Analyse : CRE

Exemple de lecture : au cours du 2^{ème} trimestre 2008, les fournisseurs alternatifs ont réalisé 22% des 318 000 mises en service effectuées.

Le marché de gros du gaz

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

Les approvisionnements en gaz de l'Europe restent largement dominés par les contrats de long terme (15 à 25 ans) avec indexation sur les prix pétroliers conclus entre les opérateurs historiques, principaux importateurs, et les compagnies de production des pays exportateurs extérieurs à l'Union européenne (Gazprom pour la Russie, Sonatrach pour l'Algérie et Statoil pour la Norvège) ou non (Gas Terra au Pays-Bas). Les importations depuis d'autres pays, dont le Nigeria, l'Égypte et le Qatar, essentiellement sous forme de GNL, sont également en fort développement. En 2007, les importations nettes de la France ont été de 480 TWh. Ses principaux fournisseurs étaient la Norvège (32%), les Pays-Bas (19%), l'Algérie (18%) et la Russie (14%)¹⁴.

Les marchés de gros sont en fort développement, le NBP (Grande-Bretagne) étant toutefois le seul sur lequel les volumes échangés soient significatifs. De par sa liquidité et les deux gazoducs reliant le marché britannique au continent (Interconnector et BBL), le NBP influence très fortement les hubs continentaux, les deux principaux étant Zeebrugge (Belgique) et le TTF (Pays-Bas). D'autres places de marché sont en cours de développement en Europe, mais leur montée en puissance est freinée par les obstacles qui subsistent au transit de gaz au sein de l'Union.

Au cours du 2nd trimestre 2008, les prix des contrats d'importation de long terme ont rejoint les prix *day ahead*

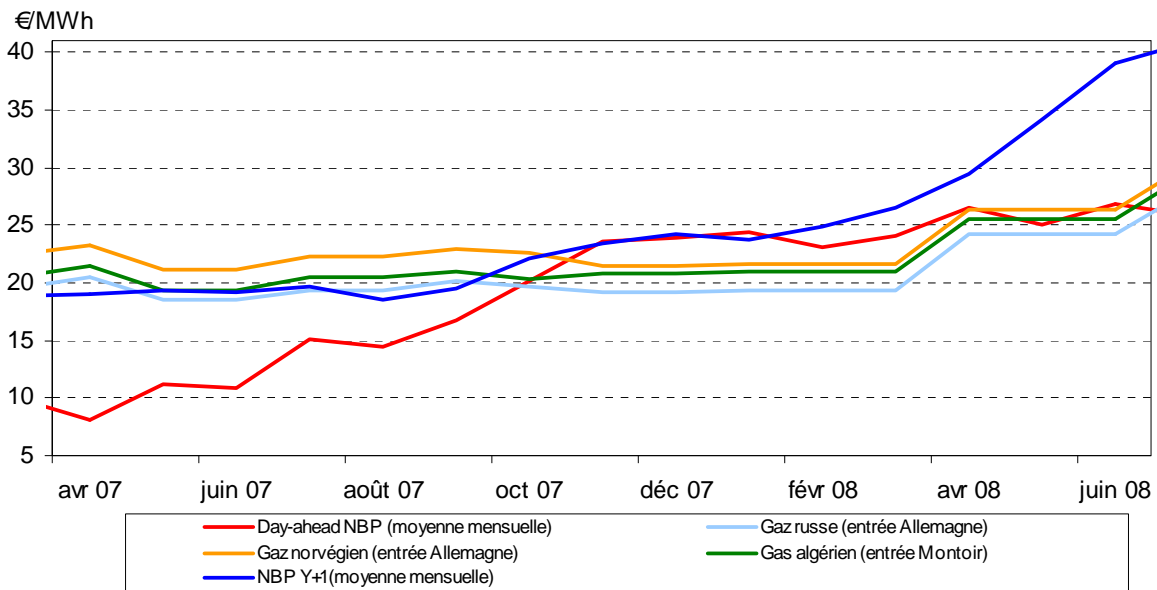
Comparaison des prix des contrats à long terme et des prix *day ahead* et *forward* UK NBP

Stables depuis avril 2006, les prix des contrats à long terme de gaz ont augmenté au mois d'avril 2008, puis de nouveau au mois de juillet. Au deuxième trimestre 2008, ces prix ont ainsi augmenté d'environ 22%. Fin juin 2008, les prix de trois contrats à long terme pertinents pour l'approvisionnement français en gaz s'élevaient respectivement à :

- 24,15 €/MWh pour le gaz russe entrée Allemagne (Waidhaus),
- 25,6 €/MWh pour le GNL algérien entrée Montoir,
- 26,3 €/MWh pour le gaz norvégien entrée Allemagne (Emden).

¹⁴ Source : Observatoire de l'Énergie, DGEMP

Prix des contrats à long terme et des *day ahead* et *forward Y+1* au NBP



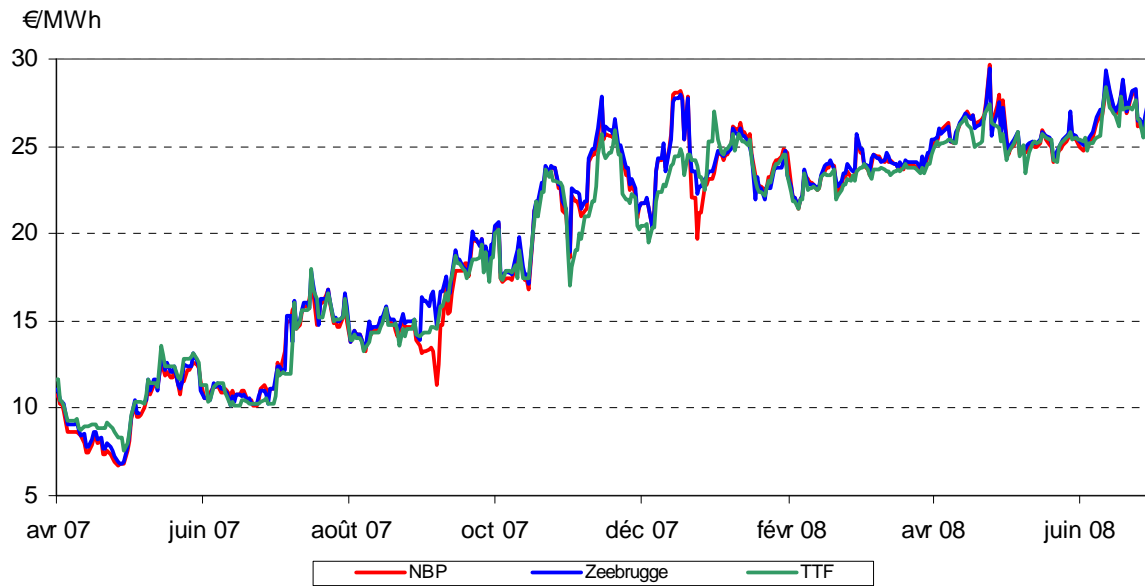
Sources : Heren pour les prix des contrats à long terme et Argus pour les prix *day ahead* et *forward*

Cette hausse intervient dans un contexte de forte hausse des prix pétroliers – le Brent est passé de plus de 90 \$/bbl en décembre 2007 à plus de 100 \$/bbl fin mars 2008 et à 140 \$/bbl fin juin. Les formules d'indexation sur les prix des produits pétroliers, qui prévoient des délais d'adaptation compris entre 3 et 6 mois et une adaptation des prix à certains intervalles expliquent que les prix des contrats à long terme aient commencé à augmenter au deuxième trimestre 2008 uniquement. En moyenne mensuelle, les prix *day ahead* sur le NBP se sont stabilisés à un niveau particulièrement élevé, supérieur à 25 €/MWh, pour la saison et n'affichent plus de différentiel par rapport aux contrats de long terme. Les prix à terme à un an (*forward Y+1*) ont quant à eux très fortement augmenté, passant de 26,5 €/MWh en mars 2008 à 39 €/MWh en juin.

Prix sur les trois principaux marchés *day ahead* européens

Alors les prix *day ahead* sur le NBP, à Zeebrugge et du TTF néerlandais s'étaient stabilisés entre 22 et 25 €/MWh au premier trimestre 2008, ils ont largement fluctué entre 25 et 30 €/MWh au deuxième trimestre, les trois indices évoluant toujours avec une forte corrélation. Le niveau inhabituellement élevé des prix *day-ahead*, qui se sont censé diminuer à l'approche et au cours de l'été, s'explique par le niveau lui-même très élevé des prix du baril de pétrole.

Prix *day ahead* sur les trois principaux marchés de gros européens



Source : Argus

2. Le marché de gros en France

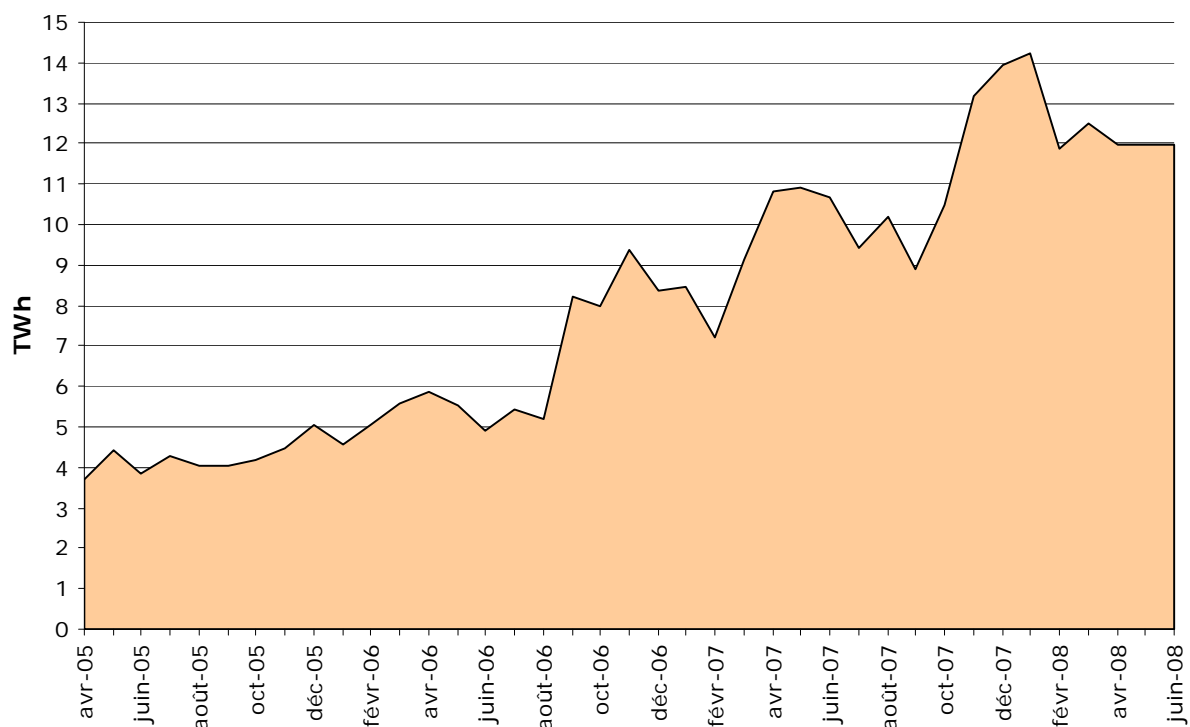
En l'absence de marché organisé du gaz en France, le commerce de gros du gaz s'effectue exclusivement sur le mode du gré à gré (OTC), au travers de transactions directes ou via des intermédiaires (sociétés de courtage et plates-formes de trading). Le volume des transactions sur l'OTC n'est pas public.

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

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

Volume des livraisons nettes de gaz sur le marché de gros 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 deuxième trimestre 2008, le volume des livraisons nettes de gaz résultant de transactions sur le marché de gré à gré a diminué de 7,0% par rapport au trimestre précédent. Il s'inscrit en hausse de 10,6% par rapport à la même période de l'année précédente. Au cours du dernier trimestre, 35,9 TWh de gaz ont ainsi été livrés aux PEG.

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)**¹⁵ : 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).

¹⁵ « Over the Counter » ou de gré à gré

Fournisseur historique : les fournisseurs historiques regroupent Gaz de France, 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 annuelle pour les sites transport est calculée à partir de la consommation relevée en 2006 et, pour les sites multifournisseurs, la part de la consommation affectée à chaque fournisseur s'effectue au prorata des capacités de transport souscrites.

les consommations annuelles des sites distribution sont les consommations annuelles de référence (CAR) de chaque site mises à jour au 1^{er} janvier 2007.

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

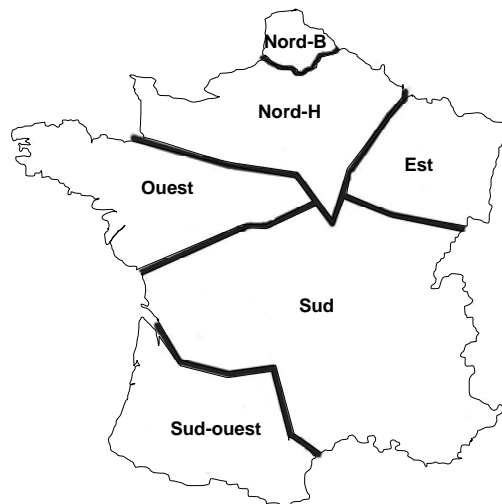
Segments de marché : le marché est divisé en 3 segments :

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

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

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 qui est 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.

Electricity and gas market observatory

2nd Quarter 2008



Electricity and gas market observatory	1
Introduction.....	4
The electricity market.....	5
The retail electricity market.....	5
1. Introduction.....	5
2. Customer segments and their respective weight.....	6
3. Status at June 30 th 2008	7
4. Dynamic analysis: 2 nd Quarter 2008	13
The wholesale electricity market	15
1. Introduction.....	15
2. Wholesale market activity in France	16
3. Prices on the French wholesale market and European comparison	18
4. Import and export volumes	21
5. Concentration of the French electricity market	22
The gas market	24
The retail gas market.....	24
1. Introduction.....	24
2. Customer segments and their respective weight.....	25
3. Status on June 30 th 2008	26
4. Dynamic analysis: 2 nd Quarter 2008	31
The wholesale gas market.....	33
1. Gas pricing and gas markets in Europe.....	33
2. The wholesale market in France	35
Electricity and gas market observatories combined glossary	36
Specific electricity market observatory glossary	37
Specific gas market observatory glossary	39

Introduction

The purpose of the observatory is to provide the general public with indicators for monitoring market deregulation. It both covers the wholesale and retail electricity and gas markets in Metropolitan France.

This observatory is updated every three months and data are available on CRE website (www.cre.fr).

Since the 1st of July 2007, all customers can choose their gas and electricity suppliers.

The electricity market

The retail electricity market

1. Introduction

The deregulation of the French electricity market took place in several stages:

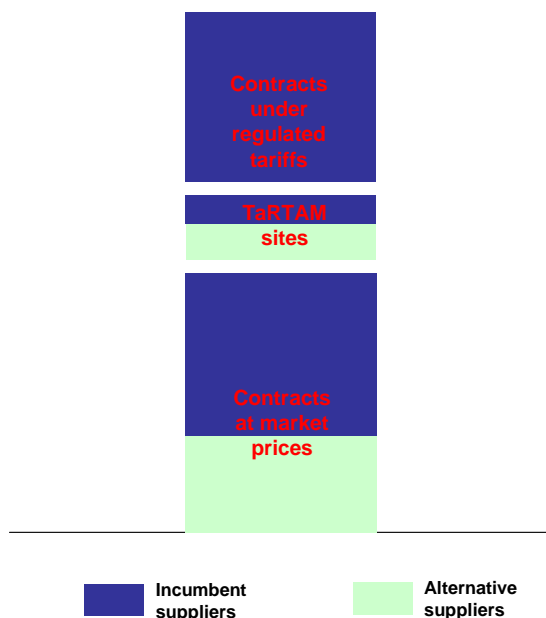
- In June 2000, all sites with annual electricity consumption over 16 GWh became eligible.
- In February 2003, all sites with annual electricity consumption over 7 GWh became eligible.
- In July 2004, all companies and local government agencies became eligible.
- In July 2007, all customers became eligible, including residential customers.

The French retail market represents 34 million sites¹, which accounts for 439² TWh annual electricity consumption.

Each client has the choice between three types of contracts:

- Contracts under regulated tariffs (offered by incumbent suppliers only)
- Contracts at market prices (offered by incumbent suppliers and alternative suppliers)
- TaRTAM Contracts. A client has access to this kind of contract provided he has previously subscribed a contract at market price.

Distribution of electricity contracts
-illustrative diagram -

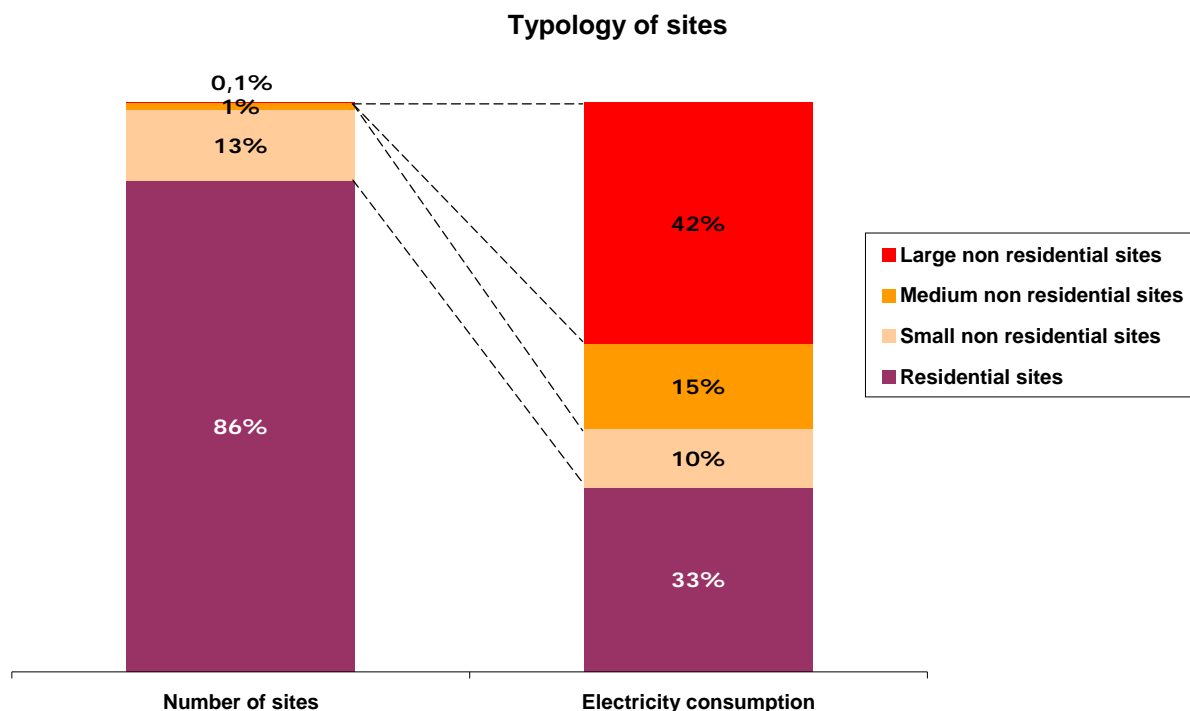


¹ Excluding non-interconnected territories (see electricity glossary for definition)

² In the rest of the document, the study boundaries are shortened to the customers linked to the main distribution system operators, which represents 432 TWh.

The data sources of the observatory originate from the incumbent suppliers, RTE and from the seven largest distribution system operators : 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, Sorégies Deux-Sèvres (ex Régie du Sieds) and Sorégies. These networks operators cover over 98% of French sites and national electricity consumption.

2. Customer segments and their respective weight



Sources: 2008 DSO, RTE, suppliers – Analysis: CRE

The market consists of four segments:

- **Large non residential sites:** sites whose subscribed power level is at least 250 kW. These sites include large industrial sites, hospitals, hypermarkets, large buildings, etc. (with an annual consumption generally over 1 GWh).
- **Medium-sized non residential sites:** sites whose subscribed power level is between 36 kVA and 250 kW. These sites correspond to SME premises, for example (with an annual consumption generally between 0.15 GWh and 1 GWh).
- **Small non residential sites:** sites whose subscribed power level is below 36 kVA. These sites correspond to the professional mass market (private professionals, trades, etc.). Their annual consumption is generally under 0.15 GWh.
- **Residential sites:** Residential sites whose subscribed power level is below 36 kVA. Their annual consumption is generally under 10 MWh.

3. Status at June 30th 2008

A. Summary tables

Synthesis in number of sites

Situation (number of sites)	Residential sites		Non residential sites	
	June 30th 2008	March 31st 2008	June 30th 2008	March 31st 2008
- All sites	29,400,000	29,500,000	4,800,000	4,700,000
- Sites with contract at market prices	292,000	116,000	795,000	802,000
• TaRTAM sites	-	-	3,340	3,400
- Sites gained by alternative suppliers	288,000	112,000	344,000	342,000
- Alternative suppliers' market share within all sites	1.0%	0.4%	7.2%	7.2%

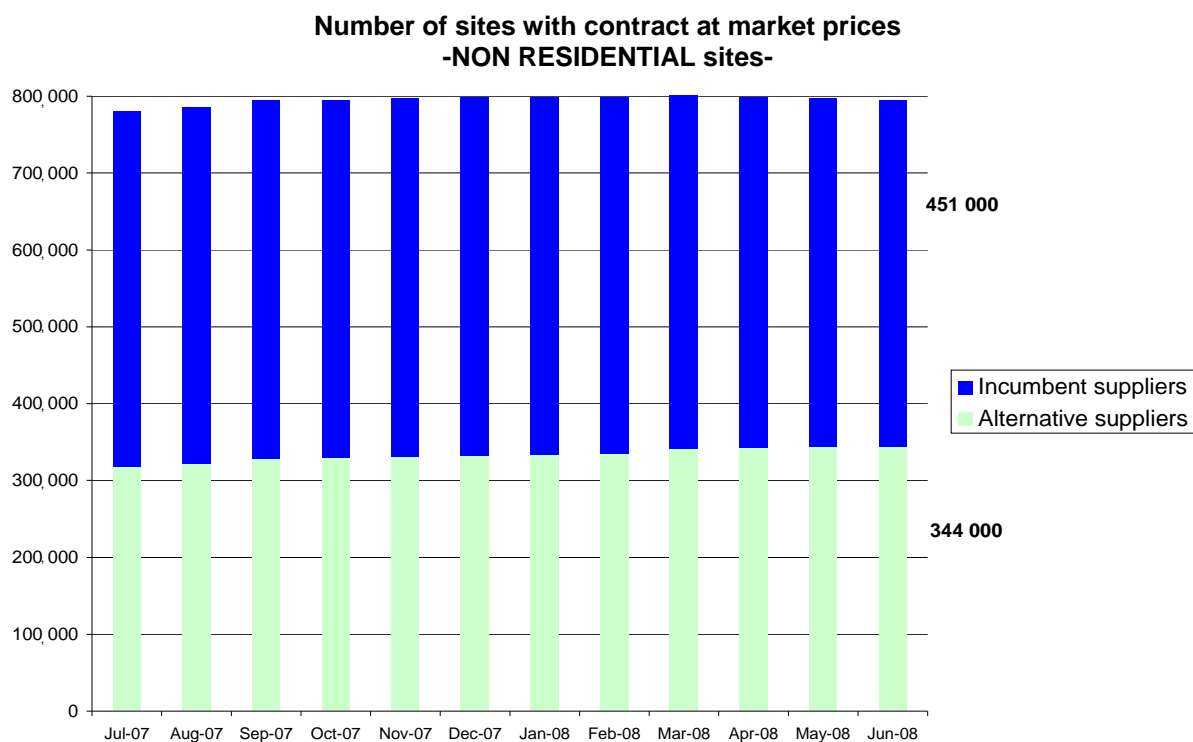
Sources: DSO, RTE, Incumbent suppliers–Analysis: CRE

Synthesis in consumption

Situation (number of sites)	Residential sites		Non residential sites	
	March 31 st 2008	March 31 st 2008	March 31 st 2008	March 31 st 2008
- All sites	138 TWh	139 TWh	294 TWh	290 TWh
- Sites at market prices	1.4 TWh	0.5 TWh	136 TWh	134 TWh
• TaRTAM sites	-	-	84 TWh	86 TWh
- Sites gained by alternative suppliers	1.4 TWh	0.5 TWh	37 TWh	36 TWh
- Alternative suppliers' market share within all sites	1.0 %	0.4 %	12,5%	12,4%

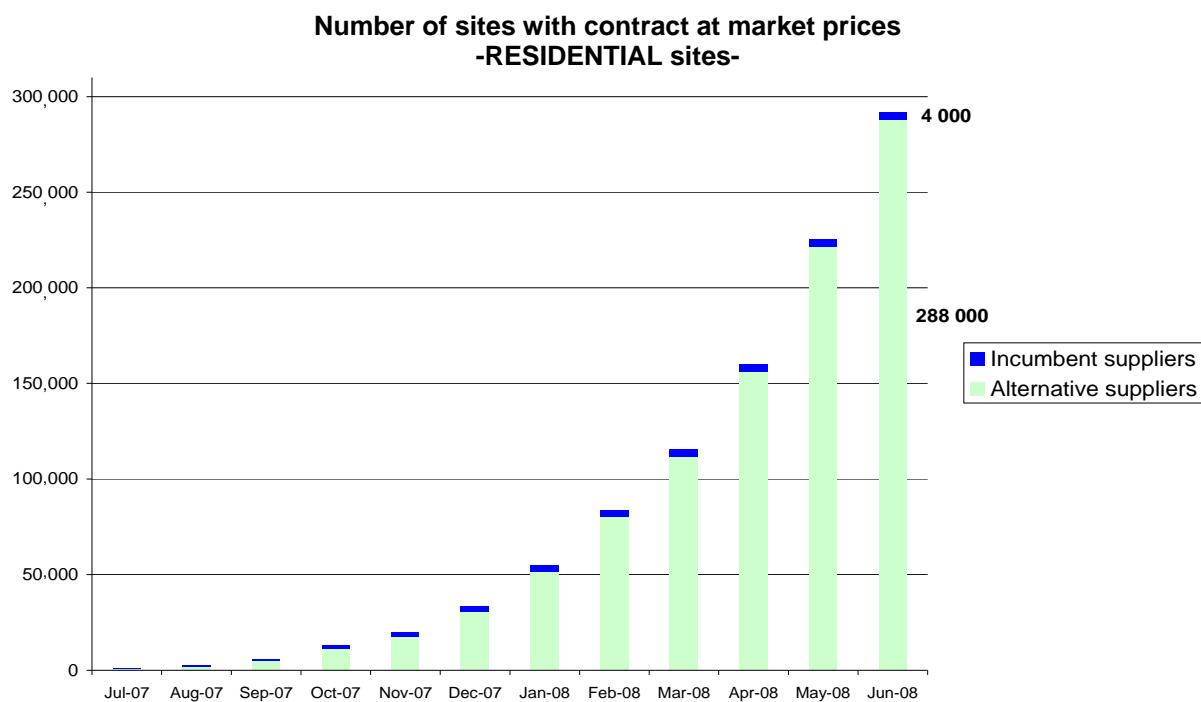
Sources: DSO, RTE, Incumbent suppliers–Analysis: CRE

B. Evolution of the number of sites with contract at market prices



Sources: DSO, RTE, Incumbent suppliers – Analysis: CRE

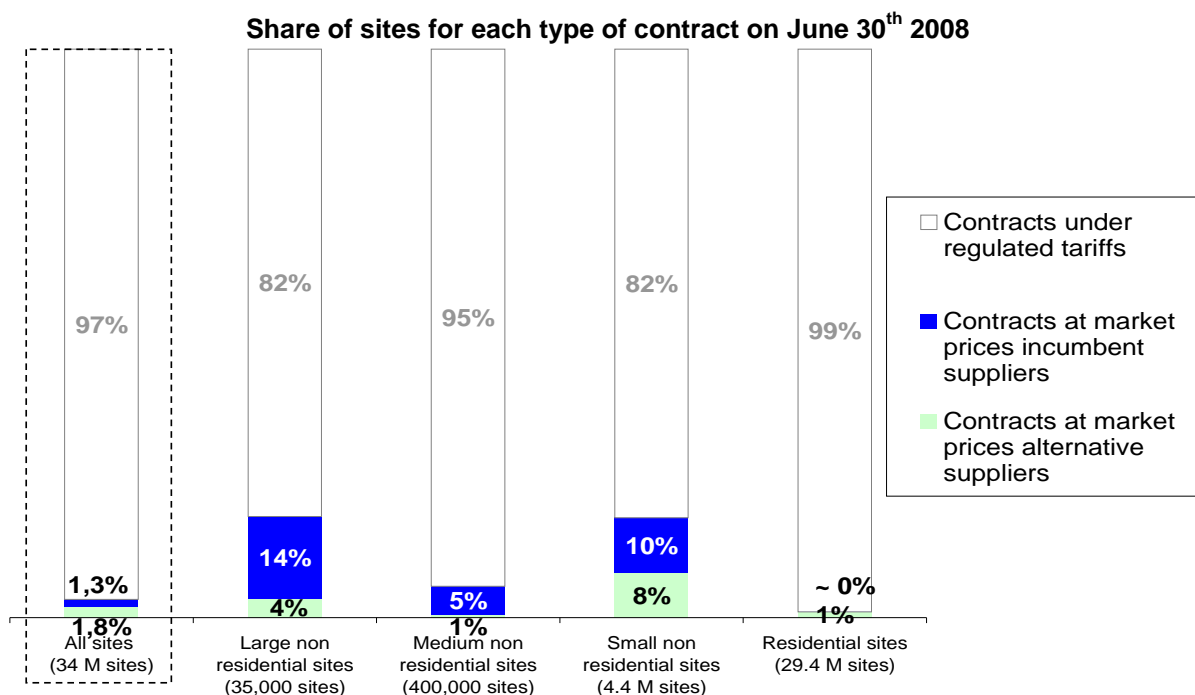
NB: TaRTAM sites are included with sites at market prices



Sources: DSO, RTE, Incumbent suppliers – Analysis: CRE

On June 30th 2008, approximately 795,000 non residential sites and 292,000 residential sites have contracts at market prices.

C. Market shares on June 30th 2008, in number of sites

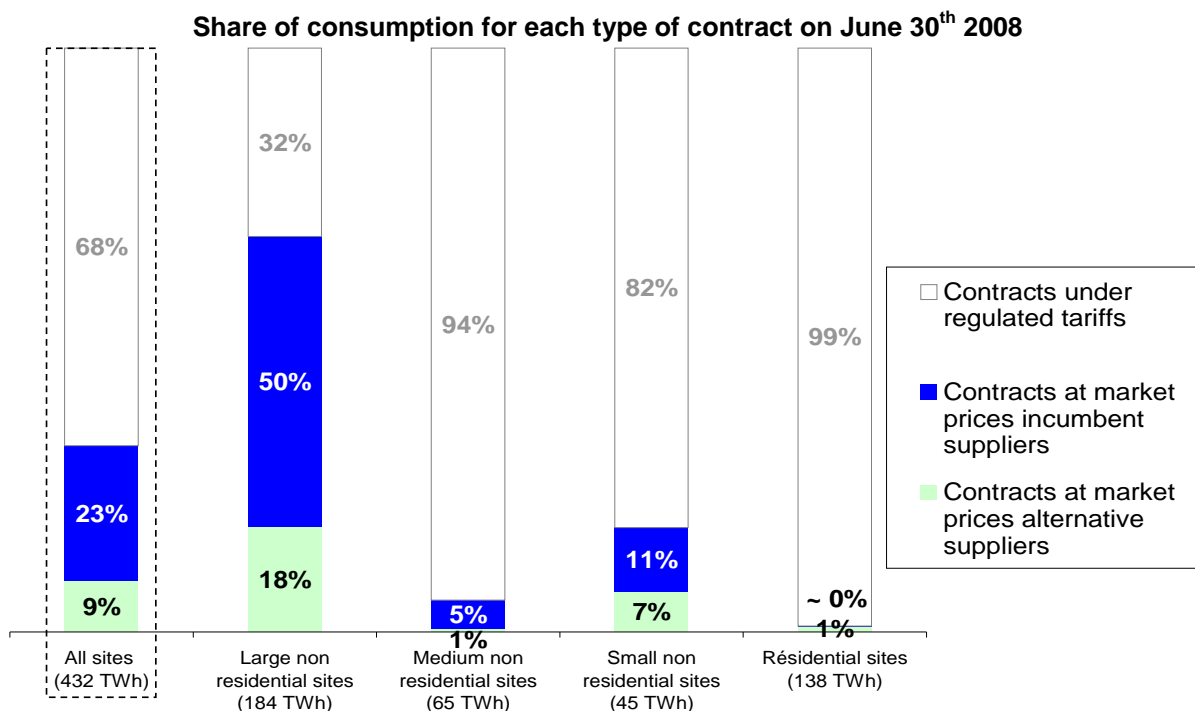


Sources: DSO, RTE, Incumbent suppliers – Analysis: CRE

NB: TaRTAM sites are included with sites at market prices

On June 30th 2008, around 3% of sites have contract at market prices, amongst which half have chosen an alternative supplier.

D. Market shares on June 30th 2008, in electricity consumption



Sources: DSO, RTE, Incumbent suppliers – Analysis: CRE

NB: TaRTAM sites are included with sites at market prices

E. Focus on TaRTAM

The 7th of December 2006 law established the transitory regulated tariff for market adjustment (TaRTAM). Clients who have chosen contracts at market prices can benefit from the TaRTAM provided they asked their provider for it before the 1st of July 2007. This regulated tariff is being applied during a maximal period of two years. The TaRTAM is equal to the regulated retail tariff exclusive of tax, increased by 23% for green tariffs, 20% for yellow tariffs, and 10% for blue tariffs.

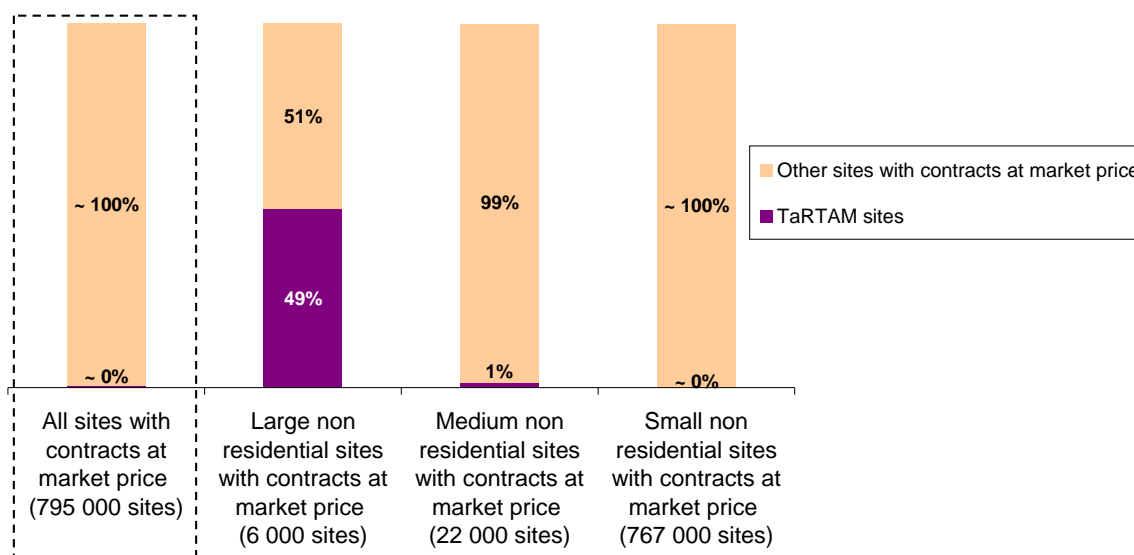
On the 30th of June, around 3,340 sites (0.4% of non residential sites with contracts at market prices) benefit from the TaRTAM. They represent an annual consumption of 84 TWh, i.e. 62% of the consumption of non residential sites with contracts at market prices.

Large non residential sites account for 90% of TaRTAM sites, and almost 100% of TaRTAM consumptions.

Less than 1% of small and medium non residential sites with contracts at market prices have chosen to benefit from the TaRTAM.

33 suppliers provide TaRTAM sites. 34% of TaRTAM sites representing 37% of TaRTAM consumption have chosen to benefit from the TaRTAM with an alternative supplier.

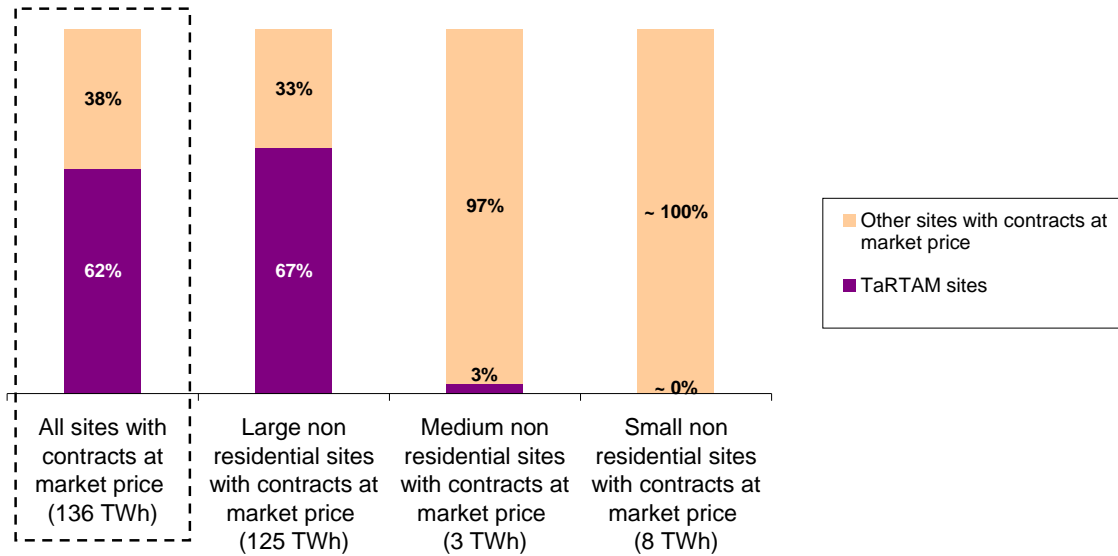
Share of TaRTAM sites within non residential sites with contracts at market prices on June 30th 2008



Sources: suppliers – Analysis: CRE

Note: on June 30th 2008, amongst 22,000 medium non residential sites with contracts at market prices, 1% have chosen to benefit from the TaRTAM.

**Share of TaRTAM consumption within non residential sites
with contracts at market prices on June 30th 2008**



Sources: suppliers – Analysis: CRE

F. Active suppliers on June 30th 2008

List of active³ suppliers who wished to appear on the CRE's suppliers list⁴

	Large non residential sites	Medium non residential sites	Small non residential sites	Residential sites
Alternative suppliers⁵				
Atel Énergie	●	●		
Compagnie Nationale du Rhône	●	●	●	
Direct Energie		●	●	●
EGL	●			
Electrabel, Groupe SUEZ	●	●	●	●
Endesa Energía	●	●	●	
Endesa France (SNET)	●	●		
Enel France	●			
Enercoop		●	●	●
E.ON Group	●			
Gaz de France	●	●	●	●
HEW Énergies	●			
Iberdrola	●			
KalibraXe	●			
Planète UI			●	●
Poweo	●	●	●	●
Verbund	●			
Incumbent suppliers				
Alterna	●	●	●	●
EDF	●	●	●	●
GEG Sources d'Énergie	●	●	●	●
Proxelia	●	●	●	●
Sorégies	●	●	●	●
UEM	●	●	●	●

Sources : DSO, RTE – Analysis : CRE

On June 30th 2008, six alternative suppliers are active on the residential market.

As a reminder, about 160 incumbent suppliers operate in France.

³ A supplier is said to be active if it fulfils at least one of these conditions:

- it supplies at least one site with integrated contract,
- it is a balancing responsible entity of at least on site with a transmission contract/distribution contract,
- it is a balancing responsible entity and it delivered part of a site consumption during the last quarter.

⁴ CRE's suppliers' list is built up from information voluntary given by suppliers. Suppliers which did not wish to appear on the list released by CRE are not quoted.

⁵ See electricity glossary for alternative supplier definition

4. Dynamic analysis: 2nd Quarter 2008

A. Summary table for the last quarters

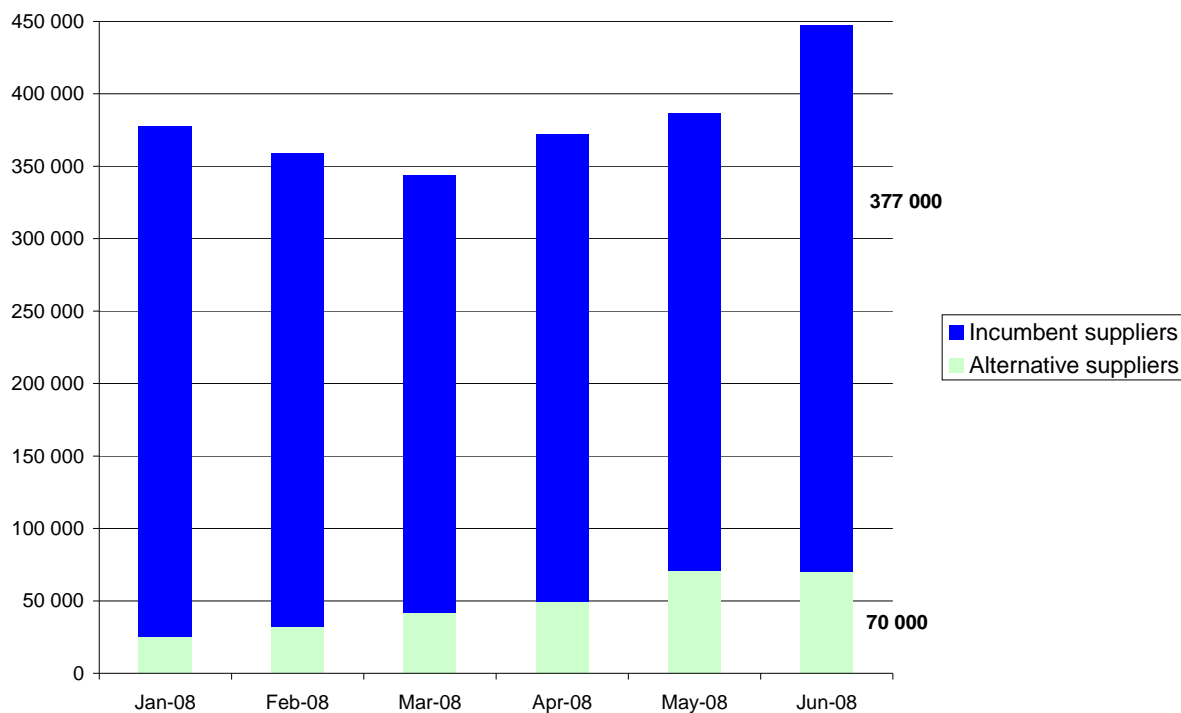
The gross adds per month are equal to the number of sites which have signed a contract within the given month (sites which have been connected or sites which have switched to another supplier). The gross adds at market prices or regulated tariffs are a relevant indicator for measuring the commercial competitiveness of the different suppliers, in terms of acquisition of new sites.

During quarter (number of sites)	Residential sites		Non residential sites	
	2 nd 2008 Quarter	1 st 2008 Quarter	2 nd 2008 Quarter	1 st 2008 Quarter
Total gross adds	1,033,000	949,000	173,000	131,000
• Gross adds for alternative suppliers	181,000	81,000	10,000	18,000
Alternative suppliers' market shares within all gross adds	17.5%	8.6%	5.7%	13.9%

Sources: DSO, RTE, Incumbent suppliers – Analysis: CRE

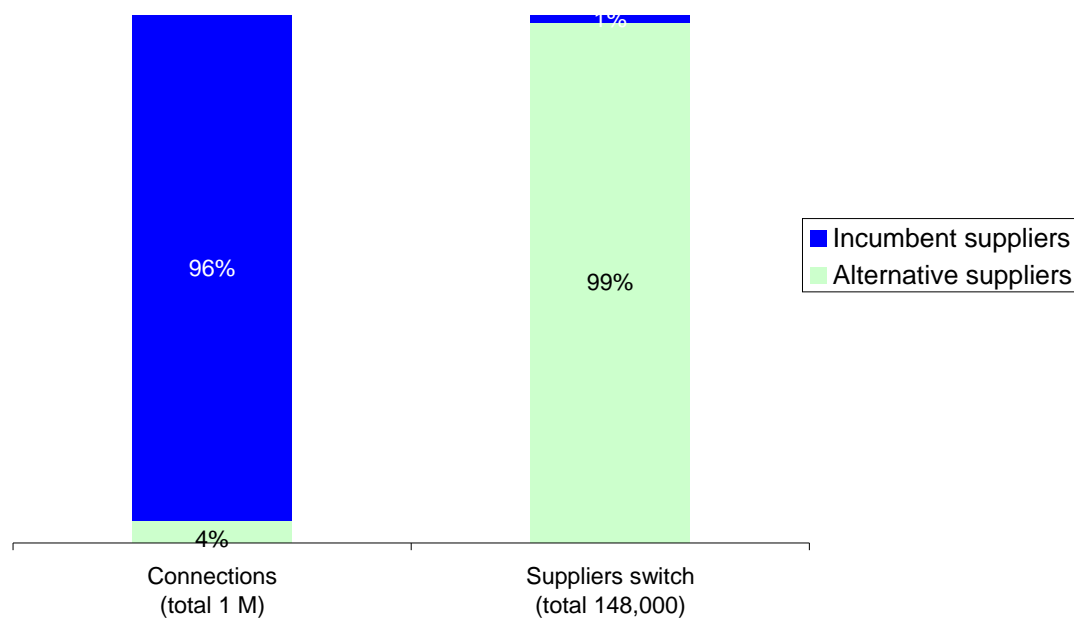
B. Gross adds for the last quarters

Decomposition of monthly gross adds



Sources: DSO, RTE, Incumbent suppliers – Analysis: CRE

Decomposition of gross adds by provider type during the 2nd 2008 quarter



Sources: DSO, RTE, Incumbent suppliers – Analysis: CRE

Note: During the 2nd 2008 quarter, alternative suppliers were at the origin of 4% of 1,000,000 connections.

The wholesale electricity market

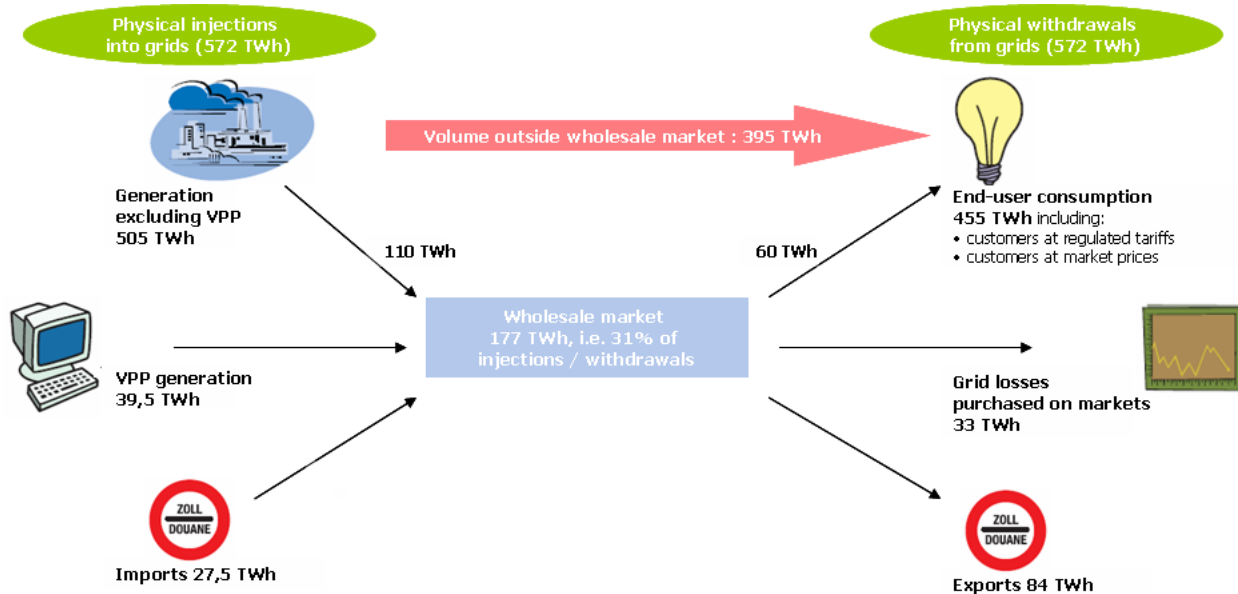
1. Introduction

A. Main steps in the French wholesale electricity market

- November 2000: CRE validated the initial version of the Balancing Responsible Entity (BR) contract
- Early 2001: first purchases of losses on the market by RTE
- May 2001: first OTC quotations published regarding the French electricity market
- September 2001: first virtual power plant auctions set up by EDF (VPP)
- November 2001: launch of the Powernext Day-ahead market
- June 2004: launch of the Powernext Futures market
- July 2004: first purchases of losses on the market by the distribution system operator (ERDF)
- January 2006: implementation of explicit capacity auctions on interconnections (except for Switzerland)
- November 2006: launch of the market coupling between France, Belgium and the Netherlands

B. Balance of the French wholesale market

The graph below shows energy flows between the different upstream and downstream segments of the French wholesale market in 2007. It shows net physical flows delivered on the wholesale market as well as internal electricity transfers from the generation branch to the end customer branch of integrated companies.



Source: RTE – 2007 data – analysis CRE

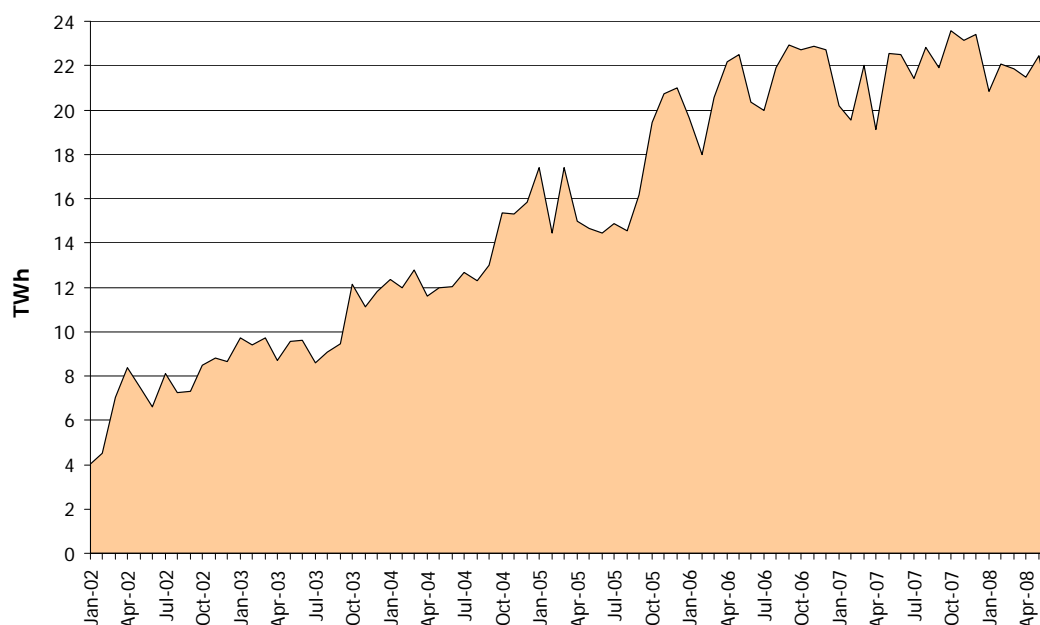
2. Wholesale market activity in France

A. Activity in the over-the-counter market (OTC)

Most of the wholesale activity in the electricity market takes place over-the-counter, through direct transactions or through intermediaries (brokers and trading platforms). The volume of OTC transactions is not public.

The following graph shows daily nominations of companies to RTE. These numbers do not represent the volume of transactions during the period, but net physical deliveries between companies resulting from transactions in the OTC market.

Volume of net deliveries resulting from OTC transactions



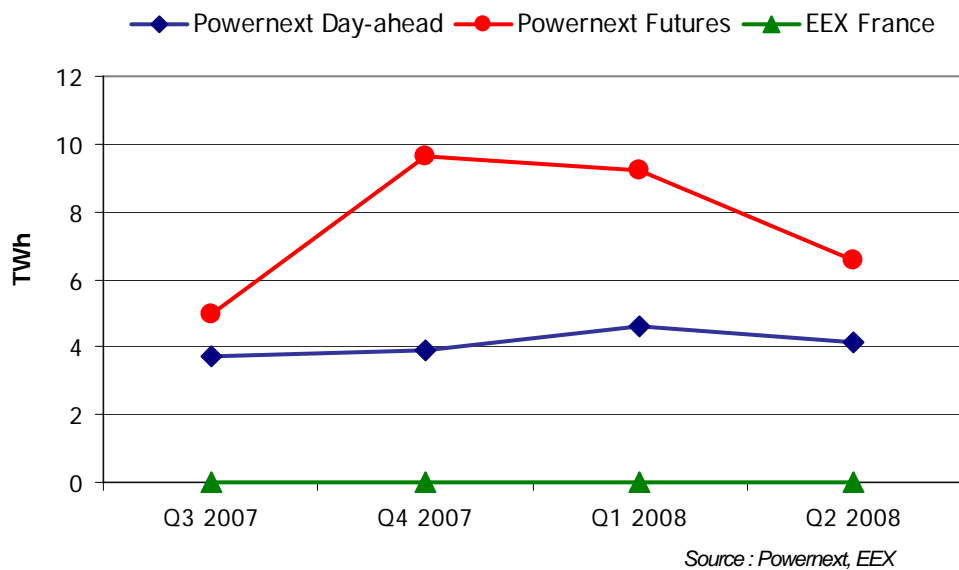
Sources: RTE – Analysis: CRE

Delivery volumes resulting from OTC transactions, at 63.6 TWh, decreased in the second quarter 2008 by 1.7% compared to last quarter, and diminished by 0.8% compared to the same quarter last year. Volumes represented about 57% of national consumption in second quarter 2008, against 46% in the first quarter 2008.

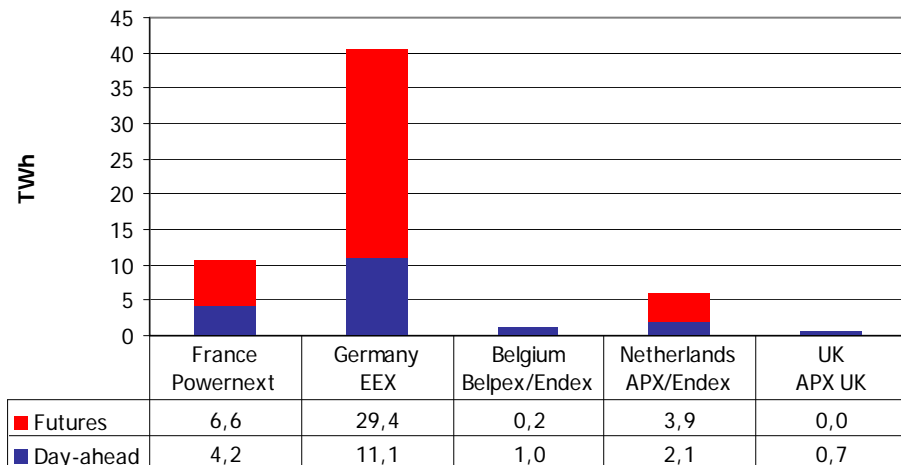
B. Activity on organised markets and international comparison

Volumes exchanged on Powernext in the second quarter 2008 decreased on the *day-ahead* and *futures* markets. They decreased by 10.1% on the *day-ahead* market and decreased by 28.8% on the *futures* market compared to last quarter. Volumes increased by 22.5% on the *day-ahead* market and by 28.1% on the *futures* market compared to the same quarter last year. No *futures* product was exchanged on EEX France during the quarter.

Average monthly volumes of transactions on organised markets in France (all maturities combined)



Average monthly volumes of transactions on main European power exchanges (excluding obligatory or quasi-obligatory markets) – second quarter 2008 –



Sources: Powernext, EEX, Belpex, Endex, APX

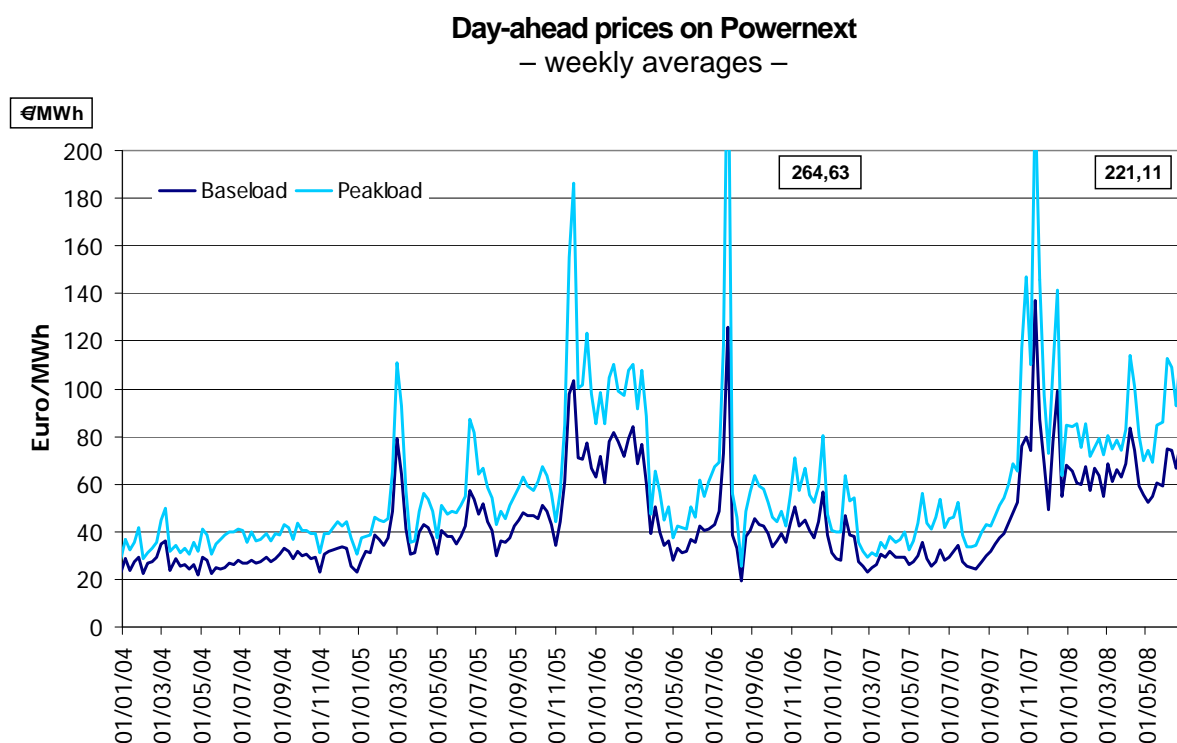
3. Prices on the French wholesale market and European comparison

As prices of bilateral trading are not public, this section covers power exchange trading only.

A. Day-ahead prices

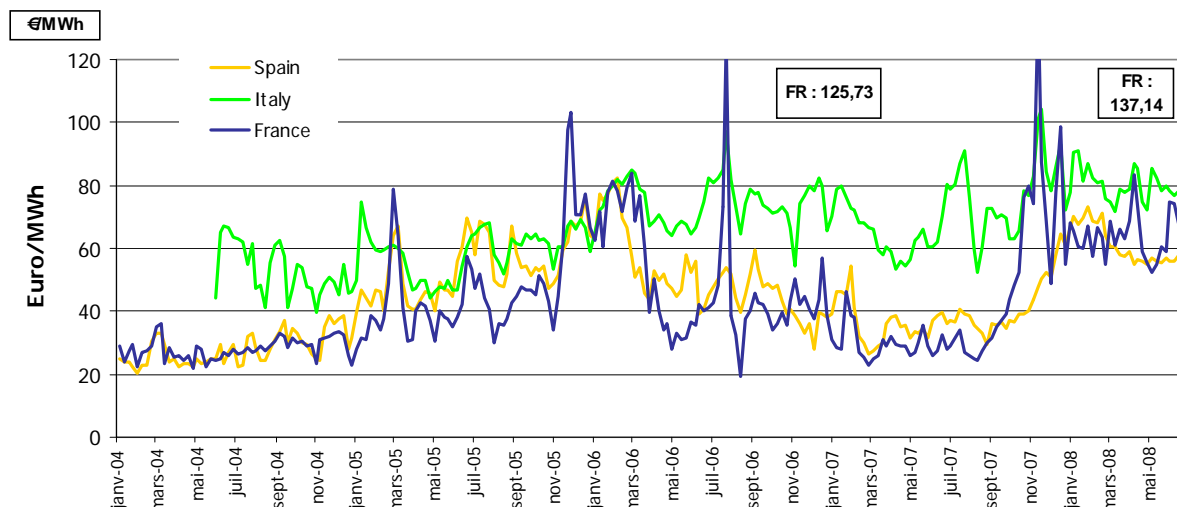
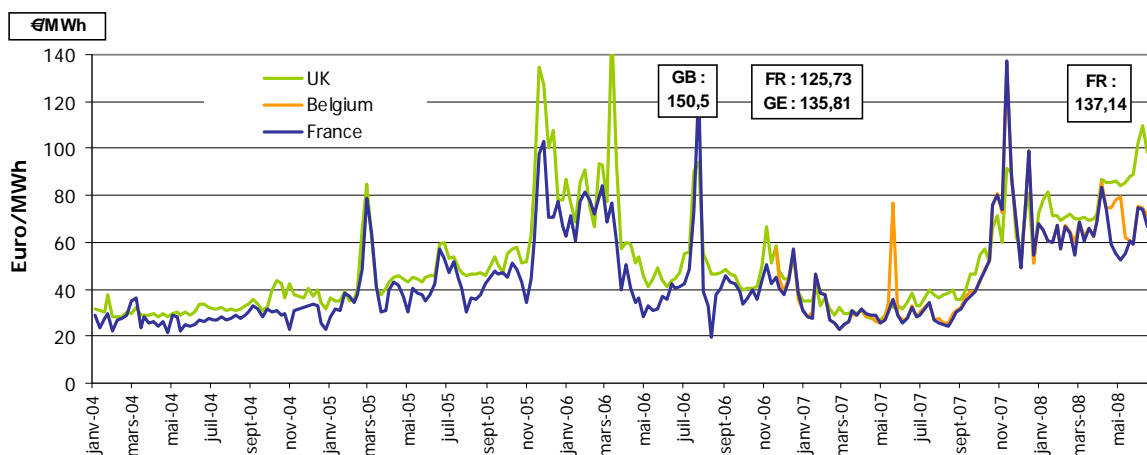
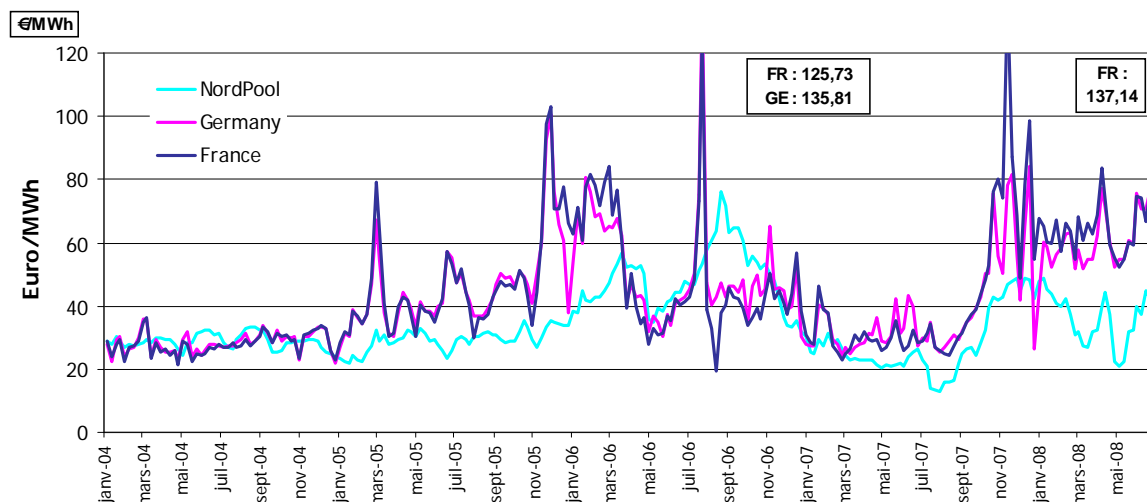
Baseload *day-ahead* prices on Powernext reached 66.44 €/MWh on average in the second quarter 2008. They have increased by 4.6% compared to the previous quarter and increased by 126.4% compared to the same quarter last year.

Peakload *day-ahead* prices on Powernext reached 92.33 €/MWh on average in the second quarter 2008. They have increased by 17.1% compared to the previous quarter and increased by 120.9% compared to the same quarter last year.



French baseload *day-ahead* prices in the second quarter 2008 were higher on average than prices on the German exchange (EEX), the Spanish exchange (Omel) and Nordpool.

Baseload day-ahead prices on main European exchanges - weekly averages -



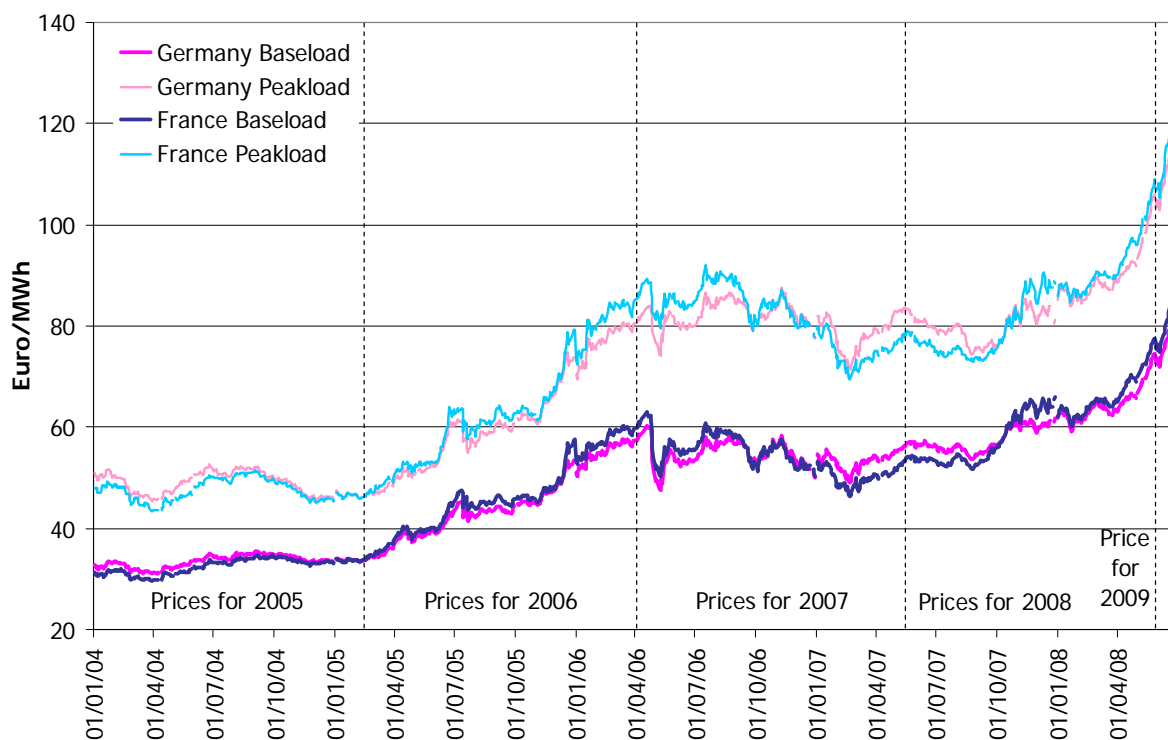
Sources: Powernext, EEX, Belpex, Omel, NordPool, Iplex – Analysis: CRE

B. Futures prices

On June, 30 2008, the Baseload annual *futures* price for Y+1 on Powernext have increased by 41.1% compared to April, ¹ 2008, passing from 65 €/MWh to 91.7 €/MWh.

Like in the previous quarter, prices were higher in France than in Germany. The average price differential between the two countries reached 3 €/MWh for baseload and 3.2 €/MWh for peakload.

Futures prices Y+1 in France and Germany
- daily prices -

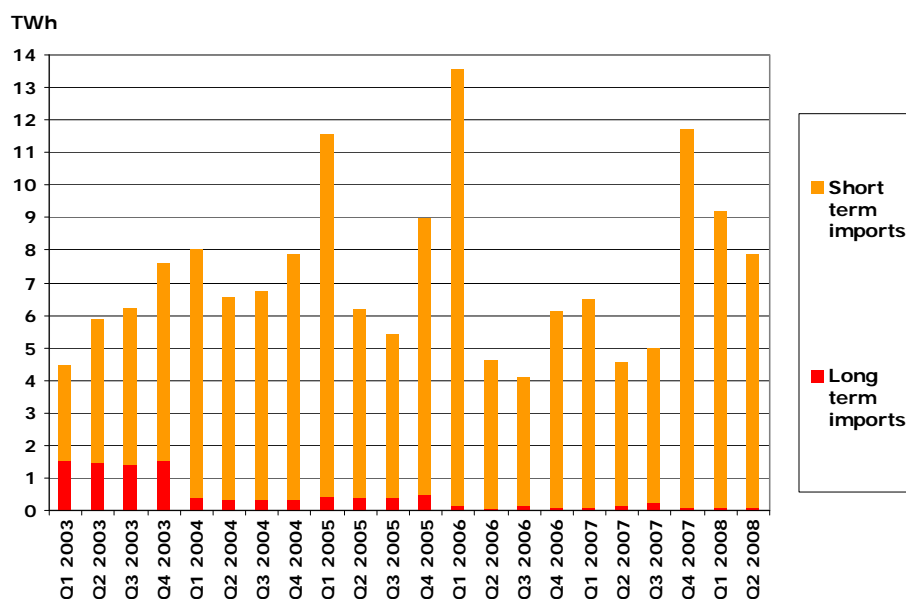


Sources: Powernext, EEX – Analysis: CRE

4. Import and export volumes

Imports decreased by 15% in the second quarter 2008 compared to last quarter, and increased by 73% compared to the same quarter last year.

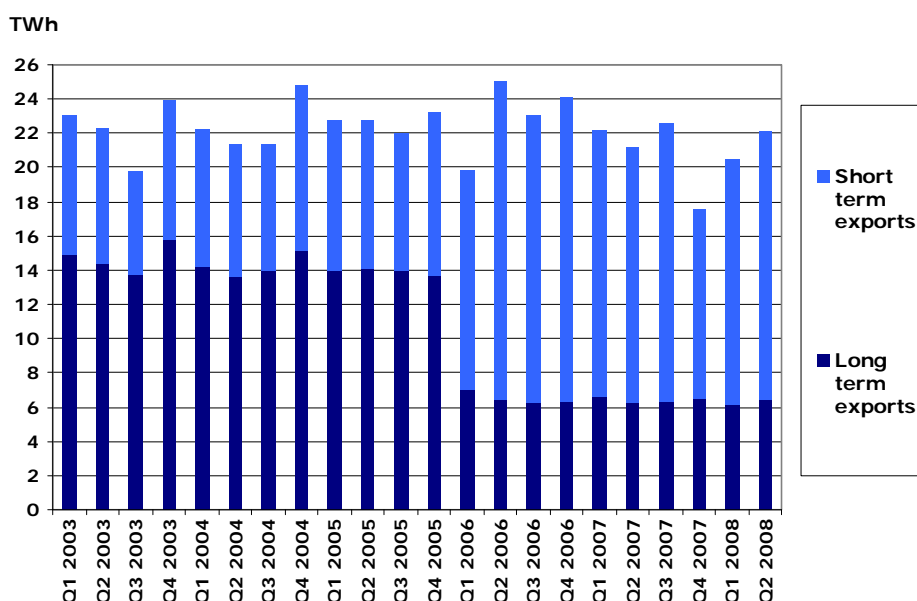
Total imports per quarter



Source: RTE – Analysis: CRE

Exports have increased by 8% in the second quarter 2008 compared to last quarter. They have increased by 4% compared to the same quarter last year.

Total exports per quarter



Source: RTE – Analysis: CRE

5. Concentration of the French electricity market

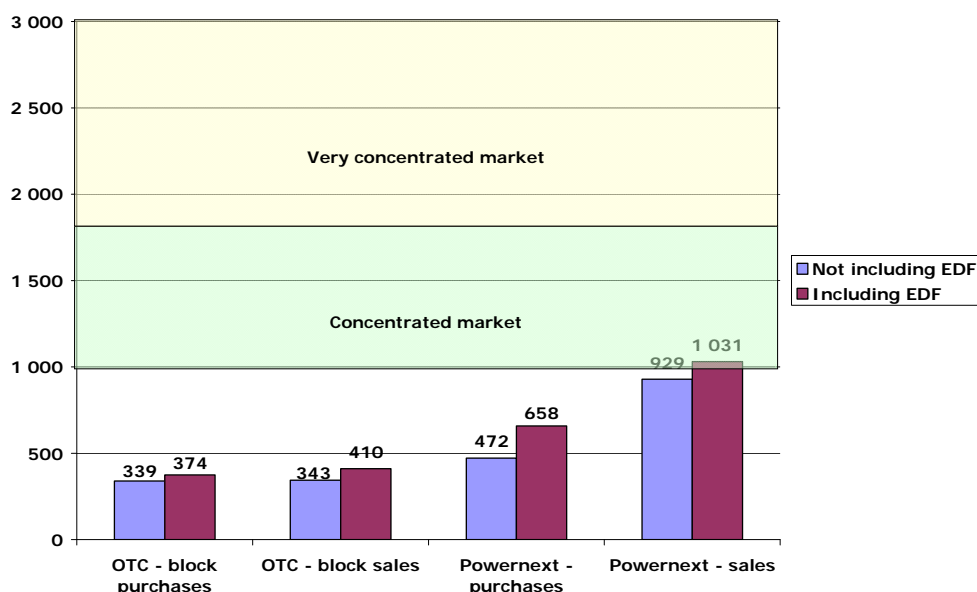
At the end of the second quarter 2008, 131 balancing responsible entities were active on the French wholesale electricity market: 3 more compared to last quarter. Among them, 68 were active on Powernext Day-Ahead and 41 on Powernext Futures. 1 new member joined Powernext Day-Ahead while membership on Powernext Futures stayed stable during the second quarter 2008

A. Concentration of the different French wholesale market segments

The graph below shows the Herfindahl-Hirschman Index (HHI)⁶ which is used for the different French wholesale market segments.

During the second quarter 2008, purchases and sales on the OTC market as well as purchases and sales on Powernext appear to be moderately concentrated market segments without including EDF group. On the contrary, if EDF group is taken into account, sales on Powernext show a concentrated market segment.

**HHI concentration index – wholesale electricity market
- second quarter 2008 -**



Source: RTE – Analysis: CRE

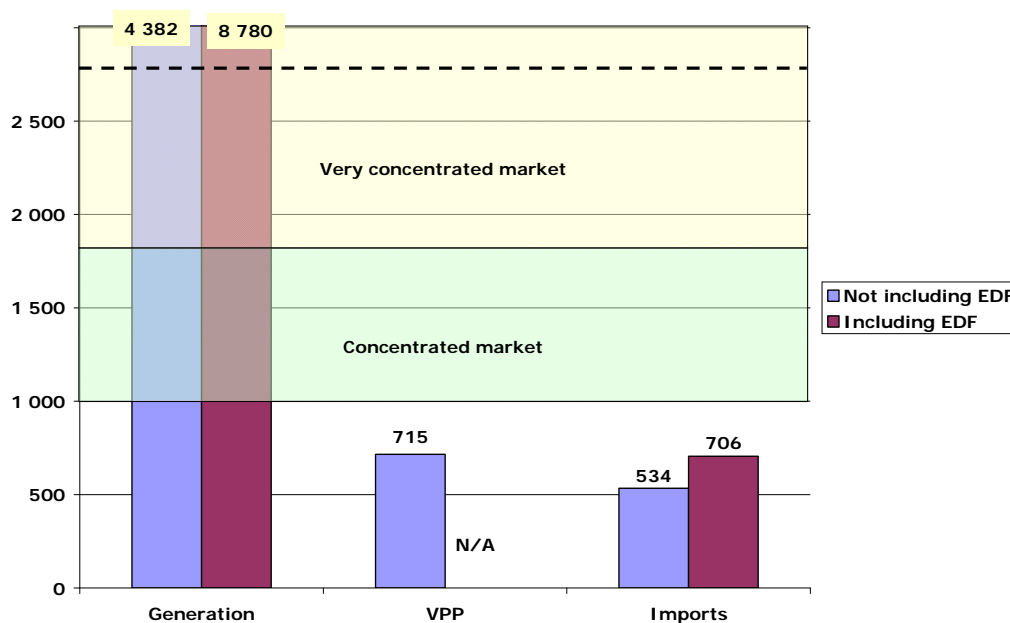
B. Concentration of the different upstream and downstream segments on the French wholesale electricity market

The following graphs show the concentration of the upstream (injections) and downstream (withdrawals) markets.

⁶ The HHI equals the sum of the actors' market shares squared, and measures market concentration (the higher the index, the more concentrated the market). Generally, a market is considered to be weakly concentrated if its HHI is below 1,000, and highly concentrated if it is over 1,800. Given the specificities of the electricity market, this index should only be used cautiously as an indicator of the competition level. Indeed, regarding the electricity market, concentration and competition are not as directly linked as in most markets.

In terms of injections, generation is particularly concentrated, whether EDF is included or not. This reflects the low number of generators in France. The other segments (VPP, imports) have a relatively weak concentration whether EDF is included or not.

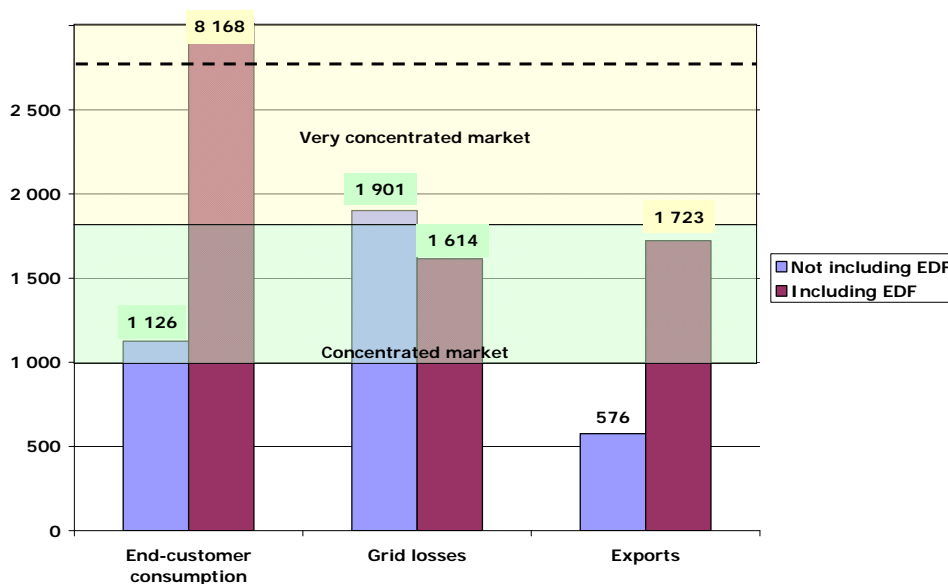
HHI concentration index – injections - second quarter 2008 -



Source: RTE – Analysis: CRE

Sales to end customers and exports are highly concentrated when taking EDF into account, but are moderately concentrated when EDF is not included. Finally, the grid losses market is very concentrated if EDF is taken into account and relatively concentrated otherwise.

HHI concentration index – off-takes - second quarter 2008 -



Source: RTE – Analysis: CRE

The gas market

The retail gas market

1. Introduction

The deregulation of the French gas market⁷ took place in several stages:

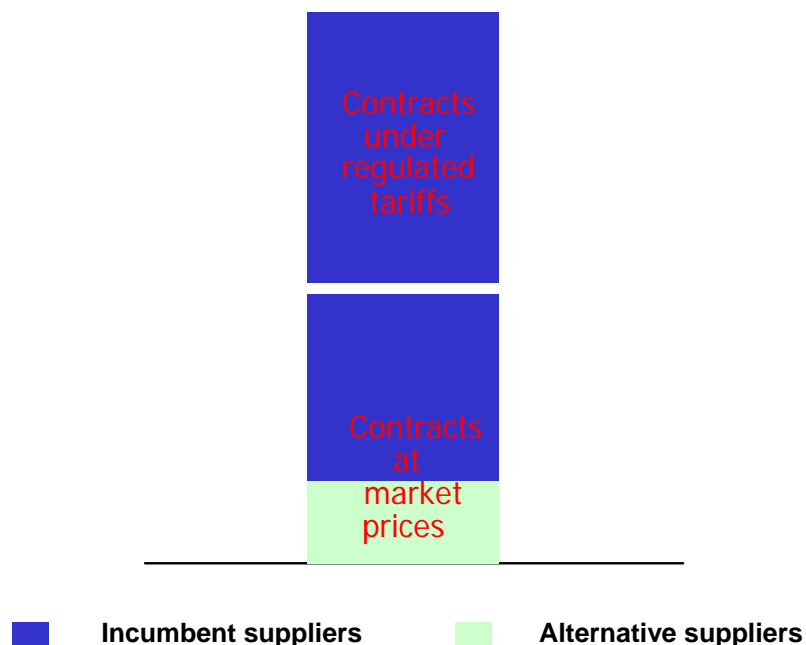
- from August 2000, all sites with an annual gas consumption over 237 GWh and all electricity generators or simultaneous electricity and heat generators whatever their annual consumption level became eligible
- from August 2003, all sites with an annual gas consumption over 83 GWh became eligible
- from July 2004, all companies and local government agencies became eligible
- from July 2007, all customers became eligible, including residential customers.

The French retail market represents 11.5 million sites, which accounts for 518 TWh⁸.annual gas consumption.

Each customer has the choice between two different types of contract:

- Contracts under regulated tariffs (offered by incumbent suppliers only)
- Contracts at market prices (offered by incumbent suppliers and alternative suppliers).

Distribution of gas contracts illustrative diagram



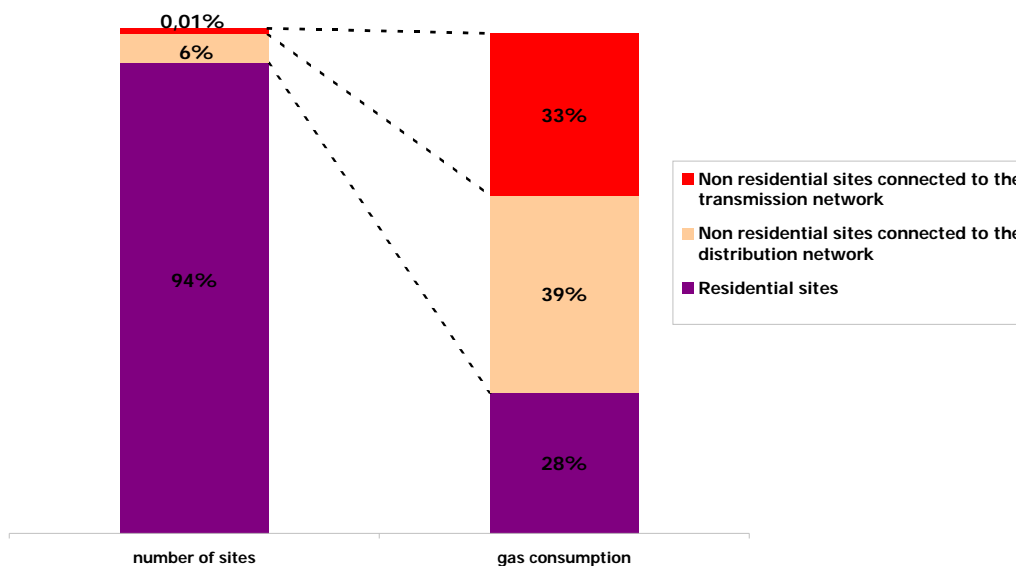
⁷ Natural gas, excluding firedamp and LPG.

⁸ In the rest of the document, the study boundaries are shortened to the customers linked to the main distribution system operators, which represent 517 TWh.

The data sources of the observatory originate from transmission system operators: GRTGaz, Total Infrastructures Gaz France; distribution system operators: Gaz de France-Réseau Distribution, Regaz, Gaz De Strasbourg and Gaz et Electricité de Grenoble, and the incumbent suppliers (Gaz de France, Tegaz, Gaz De Bordeaux, Gaz De Strasbourg and Gaz et Electricité de Grenoble).

2. Customer segments and their respective weight

Typology of sites



Sources: data 2007 TSOs, DSOs – Analysis: CRE

The retail gas market is divided into three segments:

- **The non residential sites connected to the Transmission network** which are using gas for big industries
- **The non residential sites connected to the Distribution network:** any individual or legal entity purchasing gas, which is not for his own household use
- **The residential sites:** customer purchasing energy for his own household consumption, excluding commercial or professional activities.

3. Status on June 30th 2008

A. Summary tables

Synthesis in number of sites

Situation (number of sites)	Residential sites		Non residential sites	
	June 30 th 2008	March 31 st 2008	June 30 th 2008	March 31 st 2008
All sites	10,800,000	10,800,000	680,000	680,000
• sites with contract at market prices	478,000	271,000	184,000	178,000
• sites gained by alternative suppliers	203,000	128,000	84,000	80,000
Alternative suppliers' market share within all sites	1.9 %	1.2 %	12.4 %	11,7 %

Sources: TSOs, DSOs, incumbent suppliers – Analysis: CRE

Synthesis in consumption

Situation (consumption)	Residential sites		Non residential sites	
	June 30 th 2008	March 31 st 2008 ⁹	June 30 th 2008	March 31 st 2008 ⁹
- all sites	142 TWh	143 TWh	375 TWh	376 TWh
- sites with contract at market prices	5.9 TWh	3.3 TWh	219 TWh	217 TWh
- sites gained by alternative suppliers	1.8 TWh	1.1 TWh	68 TWh	64 TWh
- alternative suppliers' market share within all sites	1.3%	0.8 %	18 %	17 %

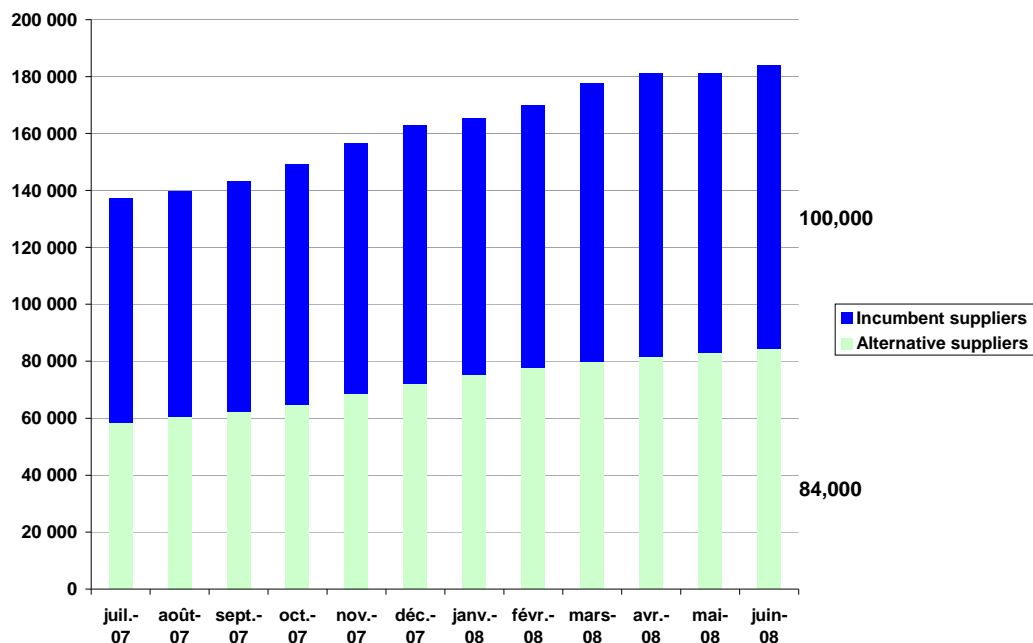
Sources: TSOs, DSOs, incumbent suppliers – Analysis: CRE

On the 30th of June, 662,000 sites have contract at market price, and 287,000 with alternative suppliers.

⁹ Statistics of March 31st have been readjusted to take in account consumption information available on June 2008.

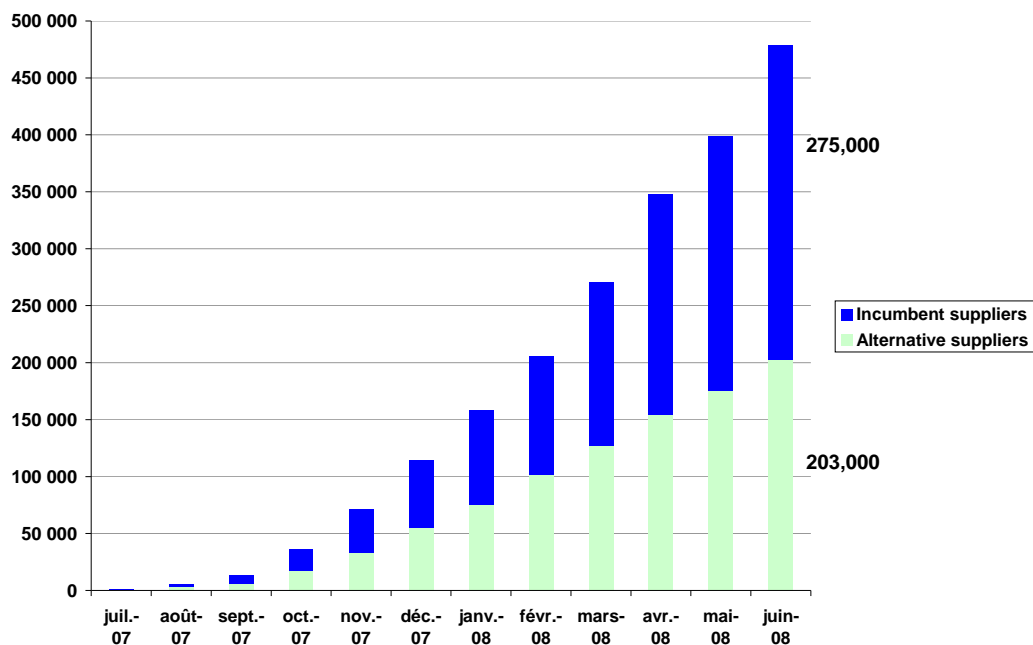
B. Evolution of the number of sites with contract at market prices

**Total number of sites with contract at market prices
- Non residential sites -**



Sources: TSOs, DSOs, incumbent suppliers – Analysis: CRE

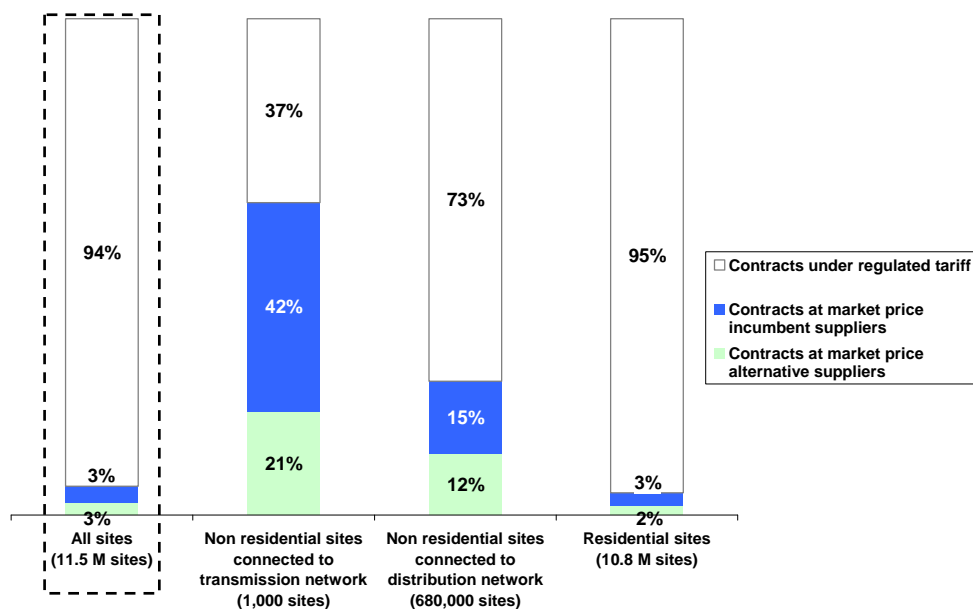
**Total number of sites with contract at market prices
- Residential sites -**



Sources: TSOs, DSOs, incumbent suppliers – Analysis: CRE

C. Market shares on June 30th 2008, in number of sites

Share of sites for each type of contract on June 30th 2008

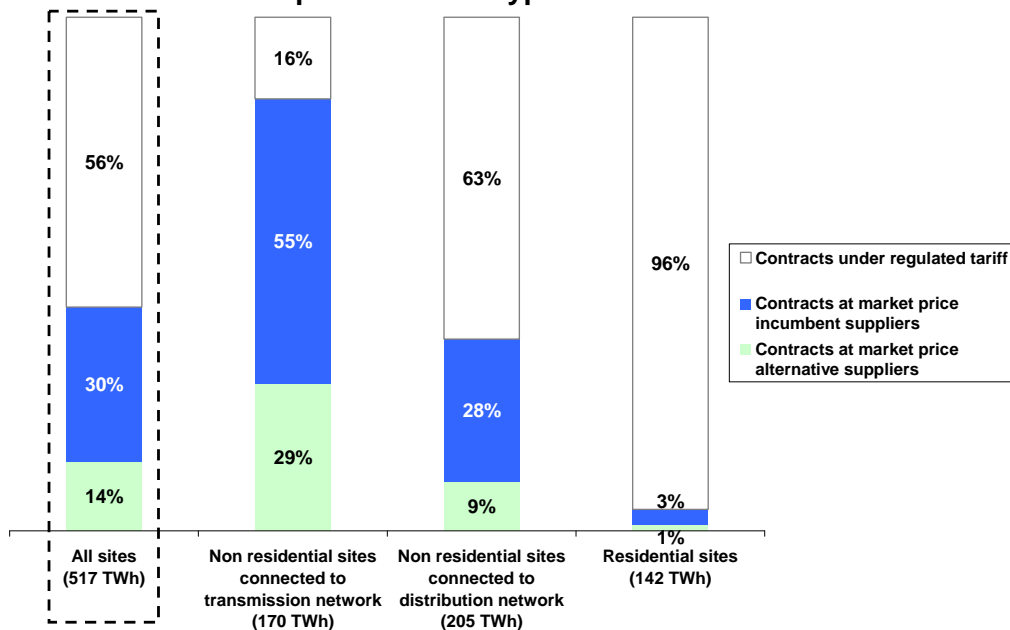


Sources: TSOs, DSOs, incumbent suppliers – Analysis: CRE

On June 30th 2008, about 6% of all sites have contract at market prices; half of them have chosen an alternative supplier.

D. Market shares on June 30th 2008, in consumption

Share of consumption for each type of contract on June 30th 2008

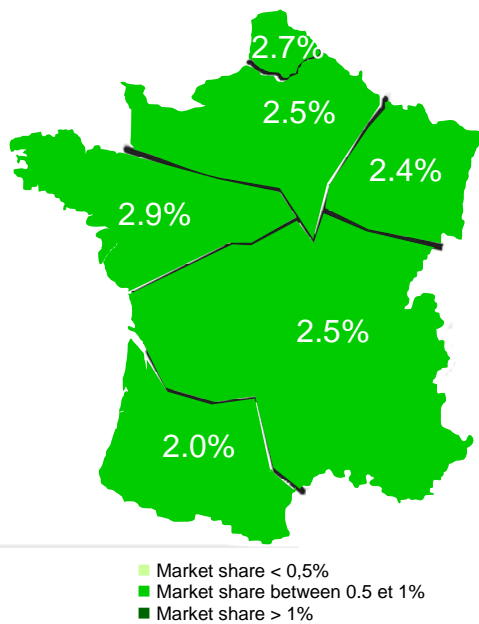


Sources: TSOs, DSOs, incumbent suppliers – Analysis: CRE

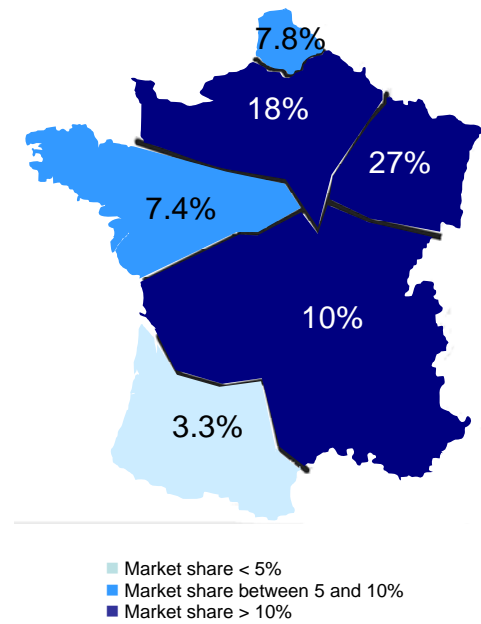
E. Geographic analysis on June 30th 2008

Market shares of alternative suppliers in each Balancing zone on June 30th 2008

- number of sites -



- consumption -



Sources: TSOs, DSOs, incumbent suppliers – Analysis: CRE

Note: On June 30th 2008, in the South-west balancing zone, 2% of sites and 3.3% of consumption are held by alternative suppliers

E. Active suppliers on June 30th 2008

List of active suppliers¹⁰ who wished to appear on the CRE's suppliers list¹¹

	Non residential sites transmission network	Non residential sites distribution network	Residential sites
Alternative suppliers¹²			
Altergaz	●	●	●
Distrigaz SA	●	●	
EDF	●	●	●
ENI S.p.A	●	●	
Eon Ruhrgas	●	●	
Gas Natural	●	●	
Gaz de Paris (Delostal et Thibault SA)		●	
Gazprom Marketing & Trading	●		
Iberdrola	●		
Poweo	●	●	●
Soteg	●	●	
Wingas	●		
Incumbent suppliers¹²			
Gaz de France	●	●	●
Tegaz	●	●	

Sources: TSOs, DSOs – Analysis: CRE

On June 30th, three alternative suppliers offer contracts at market prices to residential customers. As a reminder, about twenty four incumbent suppliers operate in France.

¹⁰ An alternative supplier is said to be active when it supplies at least one customer with gas.

¹¹ CRE's suppliers' lists are built up from information voluntary given by suppliers. Suppliers which did not wish to appear on the lists released by CRE are not quoted.

¹² See gas glossary for alternative and incumbent supplier definition

4. Dynamic analysis: 2nd Quarter 2008

A. Summary table for the last quarters

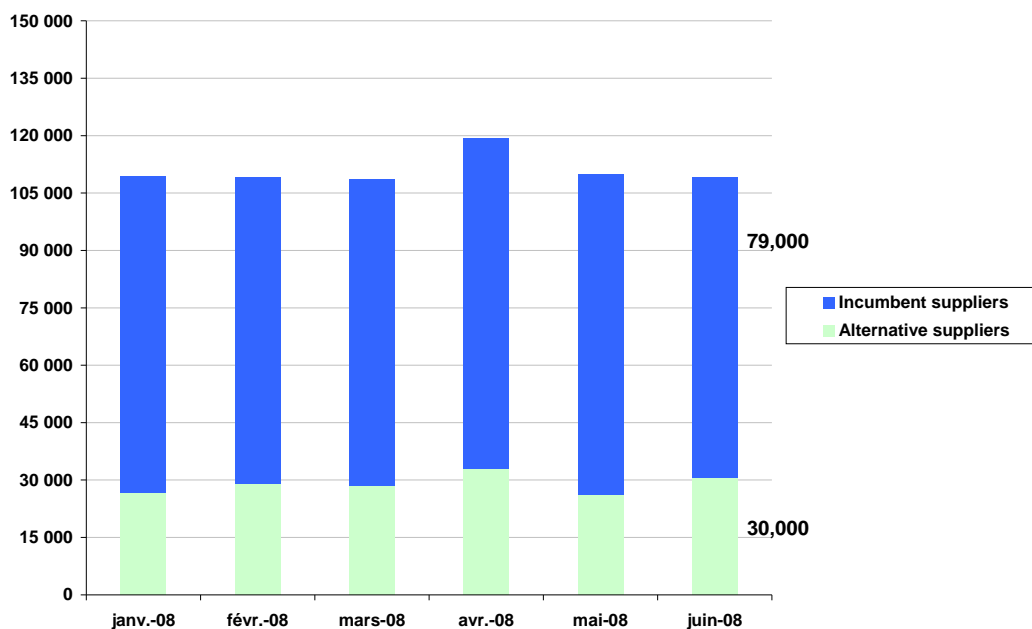
The gross adds per month are equal to the number of sites which have signed a contract within the given month (sites which have been connected or sites which have switched to another supplier). The gross adds at market prices or regulated tariffs are a relevant indicator for measuring the commercial competitiveness of the different suppliers, in terms of acquisition of new sites.

During quarter (number of sites)	Residential sites		Non residential sites	
	2 nd 2008 Quarter	1 st 2008 Quarter	2 nd 2008 Quarter	1 st 2008 Quarter
Total gross adds	311,000	294,000	28,000	33,000
• Gross adds for alternative suppliers	82,000	74,000	8,000	10,000
Alternative suppliers' market shares within all gross adds	26 %	25 %	28 %	31 %

Sources: TSOs, DSOs – Analysis: CRE

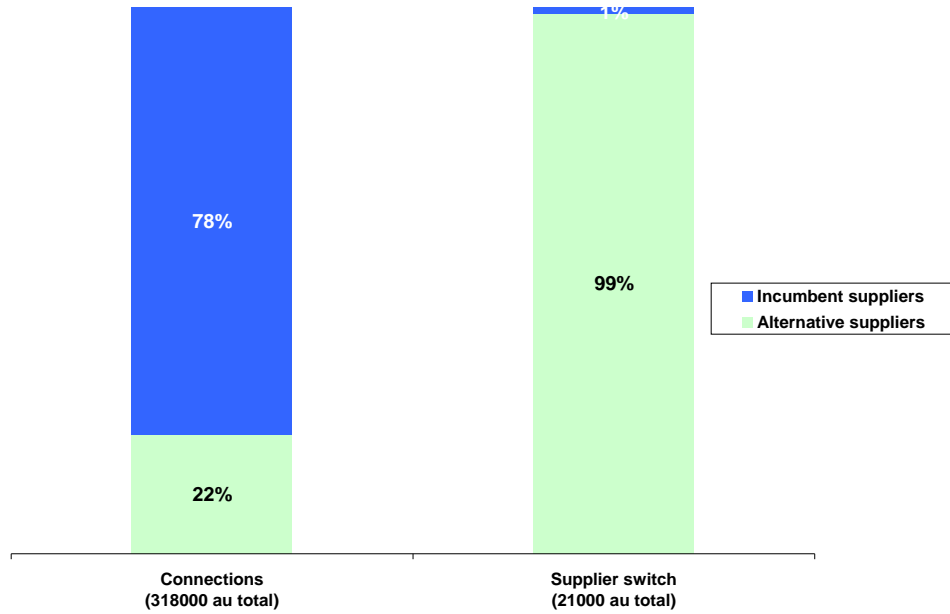
B. Gross adds for the last quarters

Decomposition of monthly gross adds



Sources: TSOs, DSOs – Analysis: CRE

Decomposition of gross adds by provider type during the 2nd 2008 quarter



Sources: TSOs, DSOs – Analysis: CRE

Note: During the 2nd 2008 quarter, alternative suppliers were at the origin of 22% of 318,000 connections.

The wholesale gas market

1. Gas pricing and gas markets in Europe

Gas supplies to Europe remain dominated by long term contracts (15 to 25 years) between incumbents, which are the main importers, and producing companies from exporting countries external to the European Union (Gazprom in Russia, Sonatrach in Algeria and Statoil in Norway) or not (Gas Terra in the Netherlands). These contracts include price indexation clauses on crude oil and oil products. LNG imports from other countries, including Nigeria, Egypt and Qatar are also rapidly increasing. In 2007, net imports of France amounted to 480 TWh. France's main suppliers were Norway (32%), the Netherlands (19%), Algeria (18%) and Russia (14%)¹³.

Wholesale markets are developing in Europe, the NBP (Great Britain) being the only market place considered mature. Thanks to its liquidity and to the two gas lines connecting the British market to continental Europe (Interconnector and BBL), the NBP highly influences the continental hubs. Zeebrugge (Belgium) and the TTF (Netherlands) are the two dominant market places on the continent. Other places are emerging, but their development is hindered by obstacles to cross border gas transit within the EU.

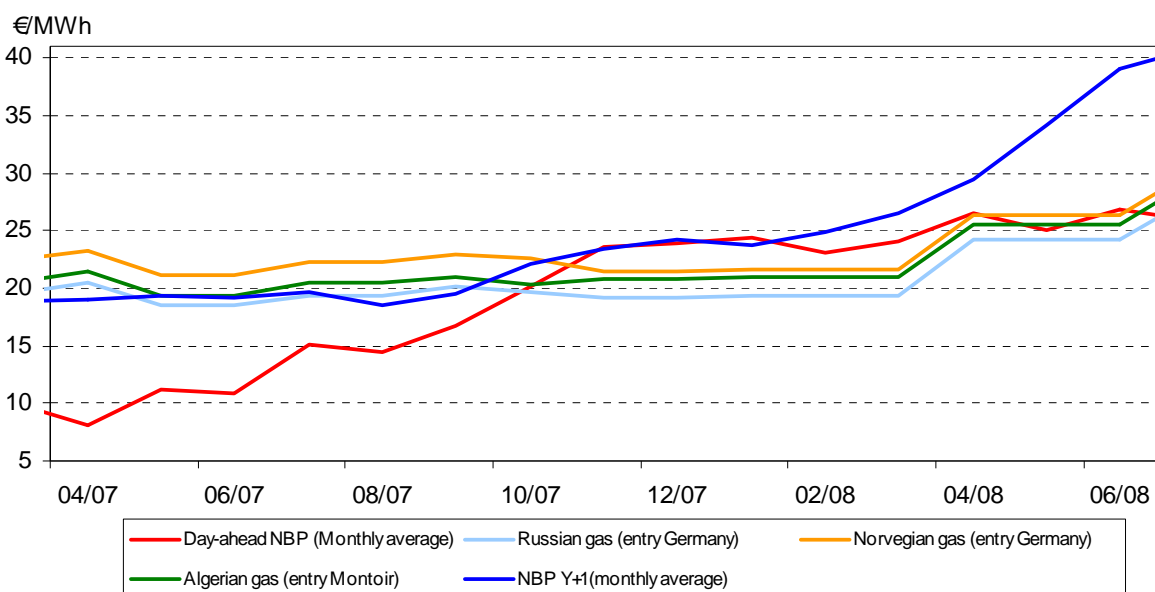
During the second quarter 2008, long term contracts gas prices were close to day ahead prices.

Comparison between long-term contracts prices and NBP day ahead and forward prices

Stable since April 2006, long term contract gas prices rose in April 2008, then again in July. During the second quarter 2008, these prices increased by around 22%. At the end of June 2008, the prices of three long term contracts relevant for the gas French supplies were:

- 24.15 €/MWh for Russian gas entry Germany (Waidhaus);
- 25.6 €/MWh for Algerian LNG entry France (Montoir).
- 26.3 €/MWh for Norwegian gas entry Germany (Emden).

Long term contracts prices and NBP day ahead and forward Y+1



Sources: Heren for the prices of the long term contracts and Argus for the day ahead and forward prices

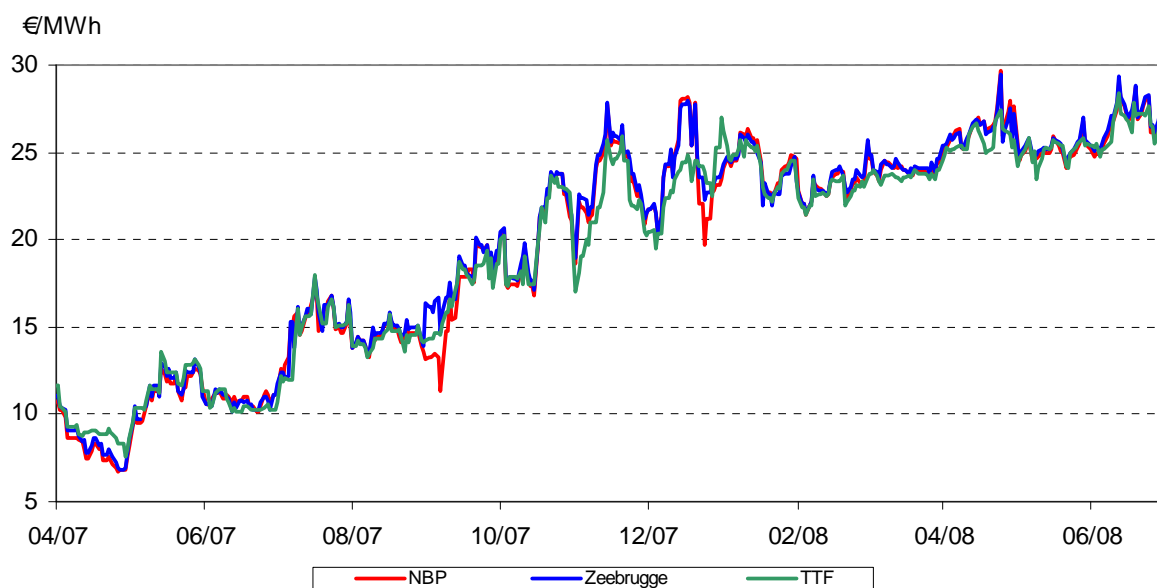
¹³ Source : DGEMP, Observatoire des Marchés

This rise occurs within the context of oil prices surge – Brent price increased from more than 90 \$/bbl in December 2007 to more than 100 \$/bbl in March 2008 and reached 140 \$/bbl in the end of June. Indexation formulas upon oil prices, which include adaptation delays of 3 and 6 months as well as adaptation to several intervals, explain that the increase in long term contracts prices occurred only during the second quarter 2008. On a monthly average, day ahead prices on NBP stabilised at a particularly high level considering the season, more than 25 €/MWh. They do not include anymore a difference with long term contracts. As for forward prices Y+1, they increased significantly, from 26.5 €/MWh in March 2008 to 39 €/MWh in June.

Day ahead prices on the three main European markets

Whereas day ahead prices on the NBP, at Zeebrugge and TTF remained relatively stable between 22 and 25 €/MWh during the first quarter of 2008, they have largely fluctuated between 25 and 30 €/MWh during the second quarter. The three indexes remained well correlated. The unusual level of day-ahead prices, which are expected to decrease before and during the summer, is explained by the high level of oil prices.

Day ahead prices on the three main European gas markets



Source : Argus

2. The wholesale market in France

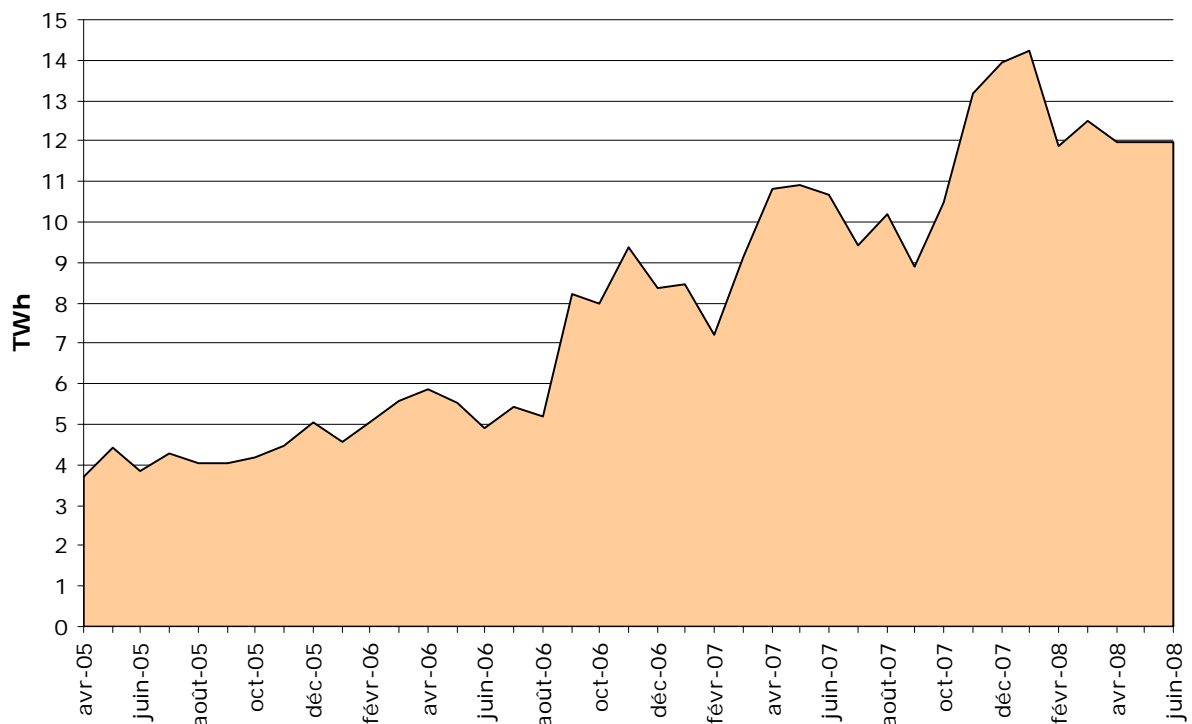
As there is no organized gas market in France, wholesale gas is exclusively traded over the counter (OTC), through direct transactions or via intermediaries (broking companies and trading platforms). The volume of the transactions OTC is not public.

The deliveries resulting from these transactions take place at Gas Exchange Points (PEGs), which are virtual points allowing the exchange of gas within each balancing zone. The deliveries observed on the PEGs result from:

- *transactions OTC concluded between suppliers;*
- *the deliveries corresponding to gas release programs;*
- *gas supplies to network operators for their own needs.*

The following graph shows the day ahead nominations of the actors at the TSOs. So, it does not represent the volume of the transactions observed over the period, but the volume of net deliveries resulting from transactions OTC.

Volume of net deliveries on French wholesale gas market



Source: TSO – Analysis: CRE

Gas supplies to network operators are not included in this chart.

During the second quarter 2008, the volume of net deliveries resulting from transactions OTC decreased by 7.0% in comparison with the previous quarter. Compared to the levels observed last year, the volumes exchanged have risen by 10.6%. During the quarter, 35.9 TWh were exchanged.

Electricity and gas market observatories combined glossary

Delivery on the wholesale market: Daily declaration of a market player to a system operator, of the gas or electricity exchanges taking place the following day with each of its counterparties. Each delivery can result from one or several transactions concluded beforehand on the wholesale market.

Gross adds: Gross adds are equal to the sum of:

- the number of sites which have been connected (contract under regulated tariffs or at market prices)
- the number of sites which have switched to another supplier

Local Distribution Company (LDC): a non-nationalized distributor which distributes electricity and/or gas within a delimited territory.

Number of sites: By agreement, the data regarding the number of sites for month M (or quarter Q) will include:

- site connections carried out during month M (of quarter Q).
- supplier changes carried out during month M (quarter Q)

Numbers of sites are rounded, but alternative supplier's market shares are calculated from real figures.

Site: a gas or electricity consumption point for a given customer. One site may include several delivery points (meters). A given customer may have several sites.

Site connection: a customer which connects on a new site. There are two possible situations:

- **Connection on a new site:** a customer moves into a newly-built site, which involves that a meter must be installed and that premises should be connected. E.g. a mechanic which will move into a newly-built garage.
- **Connection on a current site:** a customer moves into a site, after that another customer has left it, which involves that the meter has already been installed. The connection must be made to allow the new customer to be supplied with energy.

Site with contracts at market prices: a site which signed a contract at market prices with the incumbent supplier or with an alternative supplier.

Transaction on the wholesale market: Conclusion of a contract between two wholesale market players, relative to the delivery of gas or electricity for a determined period of time, at a given price. The number of transactions in a market represents its level of activity, or its liquidity.

Wholesale products:

Day-ahead: a contract agreement signed for delivery the day after.

Forward: a standard contract agreement for delivery of a given quantity at a given price, for a given maturity (OTC markets).

Future: a standard contract agreement for delivery of a given quantity at a given price, for a given maturity (organized exchanges).

The maturities may differ across power exchanges (weekly, half-yearly, quarterly, monthly, annually). Maturity Y+1 corresponds to the calendar year after the current year.

Specific electricity market observatory glossary

Alternative supplier: alternative suppliers encompass non-incumbent suppliers.

The companies which activity is followed through the observatory are:

- balancing responsible entities if the supplied sites have a transmission or a distribution contract
- suppliers if the supplied sites have an integrated supply contract

Incumbent supplier: incumbent suppliers encompass EDF, Local Distribution Companies (LDC) and their subsidiaries. An incumbent supplier is not considered as an alternative supplier out of its historical distribution area.

Main electricity power exchanges in Europe (electricity):

- **PWX:** French Powernext power exchanges, non mandatory (www.powernext.fr).
- **EEX:** German European Energy Exchange power exchanges, non mandatory (www.eex.de).
- **APX:** Dutch Amsterdam Power Exchange power exchanges, mandatory for imports and exports to the Netherlands (www.apx.nl).
- **Omel:** Spanish pool, almost mandatory (www.omel.es).
- **NordPool:** Scandinavian power exchanges, non mandatory (one of the power exchanges in Europe, www.nordpool.no).

Non-interconnected territories: areas of the national territory which are not connected (by electrical lines) to the mainland continental system (Corsica, Martinique, Guadeloupe, Reunion, Guyana, Saint-Pierre and Miquelon and the islands of Molène and Ushant).

Number of sites: In order to count the sites, sites with different suppliers are affected to their main supplier (transmission or distribution contract sites are affected to their balancing responsible entity).

Retail market segments: the non-residential customer market is divided into four segments:

- **Large non residential sites:** sites whose subscribed power level is at least 250 kW. These sites include large industrial sites, hospitals, hypermarkets, large buildings, etc. (with an annual consumption generally over 1 GWh)
- **Medium-sized non residential sites:** sites whose subscribed power level is between 36 kVA and 250 kW. These sites correspond to SME premises, for example (with an annual consumption generally between 0.15 GWh and 1 GWh).
- **Small non residential sites:** sites whose subscribed power level is below 36 kVA. These sites correspond to the professional mass market (private professionals, trades, etc.). Their annual consumption is generally under 0.15 GWh.
- **Residential sites:** Residential sites whose subscribed power level is below 36 kVA. Their annual consumption is generally under 10 MWh.

Residential/non residential segmentation is established by DSO on the basis of historical data, or on suppliers' declarations.

TaRTAM: transitory regulated tariff for market adjustment. Unless specifically specified, TaRTAM sites are included with sites at market prices.

VPP – Products auctioned off by EDF:

- **VPPs baseload:** these are products which reflect a generator running in base mode. It runs on the principle that bidders pay a fixed premium (in Euros/MW) each month in order to reserve available capacity, and that they regularly send EDF a schedule for using these capacities. Then they pay an operating fee per MWh taken off, which is similar to the marginal cost of EDF's nuclear generators. The price structure is therefore "fixed cost + variable cost".
- **VPPs peak:** these are products which reflect a generator running in peak mode. The principle is the same as for the VPPs baseload, but the price paid for each MWh taken off is an estimate of

the marginal cost of EDF's peak generators. Given this high variable cost, the fixed premium paid by bidders is lower than for VPPs baseload.

Wholesale market segments:

- **Generation**
- **VPP:** "Virtual Power Plant" or capacity auction sales set up by EDF as a result of a decision made by the European Commission (http://www.edf.fr/index.php4?coe_i_id=244)
- **Wholesale purchases and sales (OTC)**¹⁴: block trading notifications, i.e. quantities selected by RTE the previous day for the day after, excluding trading via Powernext
- **Imports and exports:**
http://www.rte-france.com/html/fr/offre/offre_inter_1.htm
- **Purchases and sales via Powernext**, the French electricity power exchange:
www.powernext.fr
- **Final consumption:** sales to sites as a balancing responsible entity or under block trading
- **Sales to network operators to compensate for their losses:** http://www.rte-france.com/html/fr/offre/offre_perte.htm

Wholesale products:

Baseload : 24 hours a day, 7 days a week.

Peak (continental Europe): from 8 a.m. to 8 p.m., Monday to Friday.

¹⁴ "Over the Counter" or private transactions

Specific gas market observatory glossary

Alternative supplier: alternative suppliers encompass non-incumbent suppliers.

The observatory deals with:

- Shippers delivering gas to consumption sites connected to the transmission system
- Suppliers delivering gas to consumption sites connected to the distribution system

Incumbent supplier: the incumbent suppliers include Gaz de France, Tegaz, the local distribution companies and their subsidiaries.

Market segments: the retail gas market is divided into three segments:

- Non- residential customers connected to the transmission network.
- Non-residential customers connected to the distribution network.
- Residential customers.

Number of sites: for sites supplied by several suppliers, we only take into account the most important supplier which subscribed the largest capacity.

Consumptions: in transmission, the yearly consumptions considered correspond to consumptions of sites measured in 2006. For sites supplied by several suppliers, the consumption delivered by each supplier is proportional with the capacity subscribed.

In distribution, the yearly consumptions considered are estimated on the basis of yearly reference consumptions updated on 1st January 2007.

Balancing zone: geographic gas transmission system zone within which gas injections and off-takes must be balanced. France account with 6 balancing zones with 2 specific areas in the north: North-B with B Gas (natural gas with a low calorific value) and North-H with H Gas (natural gas with a high calorific value).

Gas exchange point – PEG: a virtual point, linked to a balancing zone, where a shipper can deliver gas to another shipper.

Gas release: to introduce competition in the South of France, a gas release program was set up in 2005 for a three-year period.

- Gaz de France put 15 TWh per year on the market at the South gas exchange point through calls for tenders and bilateral negotiations.
- Total Infrastructures Gaz France put 1.1 TWh per year on the market.

