

# **Observatoire des marchés de l'électricité et du gaz**

**2<sup>ème</sup> trimestre 2007**



<b>Introduction .....</b>	<b>4</b>
<b>Le marché de l'électricité .....</b>	<b>5</b>
<b>Le marché de détail de l'électricité.....</b>	<b>5</b>
1. Introduction.....	5
2. Les segments de la clientèle non-résidentielle et leurs poids respectifs .....	7
3. Etat des lieux au 1 <sup>er</sup> juillet 2007 .....	8
4. Analyse en dynamique : 2 <sup>ème</sup> trimestre 2007.....	11
<b>Le marché de gros de l'électricité.....</b>	<b>15</b>
1. Introduction.....	15
2. Activité sur le marché de gros français .....	16
3. Prix sur le marché de gros français et comparaison européenne.....	18
4. Volumes d'imports/exports .....	21
5. Concentration du marché français de l'électricité.....	22
6. Fait marquant du 2 <sup>ème</sup> trimestre 2007.....	24
<b>Le marché du gaz .....</b>	<b>25</b>
<b>Le marché de détail du gaz.....</b>	<b>25</b>
1. Introduction.....	25
2. Les segments de la clientèle non-résidentielle et leurs poids respectifs .....	27
3. Etat des lieux au 1 <sup>er</sup> juillet 2007 .....	27
<b>Le marché de gros du gaz.....</b>	<b>32</b>
1. La formation des prix du gaz et les marchés du gaz en Europe .....	32
2. Le marché de gros en France.....	36
<b>Glossaire commun de l'observatoire des marchés de l'électricité et du gaz.....</b>	<b>37</b>
<b>Glossaire propre à l'observatoire du marché de l'électricité .....</b>	<b>38</b>
<b>Glossaire propre à l'observatoire du marché du gaz .....</b>	<b>40</b>

## 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](http://www.cre.fr)). Une version anglaise est également disponible.

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

Dans cette édition, les statistiques publiées sont uniquement relatives à la **clientèle non-résidentielle**. Les premières statistiques relatives à la clientèle résidentielle seront publiées dans la prochaine édition de l'observatoire des marchés (1<sup>er</sup> décembre 2007).

# 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 résidentiels.

Dans cette édition, les statistiques publiées sont uniquement relatives à la **clientèle non-résidentielle**. Les premières statistiques relatives à la clientèle résidentielle seront publiées dans la prochaine édition de l'observatoire des marchés (1<sup>er</sup> décembre 2007).

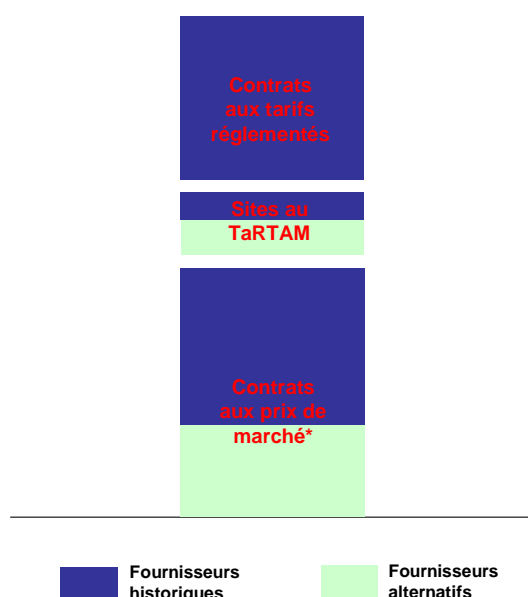
Les consommateurs non-résidentiels représentent 4,7 millions de sites et environ 310 TWh de consommation annuelle d'électricité.

Ces clients peuvent disposer de 3 types de contrats :

- les contrats aux tarifs réglementés (proposés uniquement par des fournisseurs historiques)
- les contrats aux prix de marché (proposés par les fournisseurs historiques et par les fournisseurs alternatifs).
- Les contrats au TaRTAM (voir infra). L'accès à ce type de contrat suppose d'avoir préalablement souscrit un contrat aux prix de marché. Dans la suite du document, les sites au TaRTAM sont comptabilisés avec les sites titulaires de contrats aux prix de marché.

#### Répartition des contrats d'électricité pour les clients non-résidentiels

- schéma illustratif -



\* Suppose l'exercice de l'éligibilité

## **TaRTAM**

La loi du 7 décembre 2006 a instauré un tarif transitoire d'ajustement au marché (TaRTAM). Un client titulaire d'une offre de marché peut bénéficier du TaRTAM pour le ou les sites pour lesquels il en fait la demande à son fournisseur avant le 1<sup>er</sup> 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. 31 fournisseurs ou responsables d'équilibres alimentent des clients au TaRTAM.

Au 1<sup>er</sup> juillet 2007, 3 000 sites environ (soit 0,4% des sites non-résidentiels titulaires d'un contrat aux prix de marché) sont titulaires d'un contrat au TaRTAM, dont un tiers environ pour les fournisseurs alternatifs. Près des trois quarts des sites au TaRTAM sont des grands sites et moins de 1% sont des petits sites.

*Les sources de l'observatoire sont les fournisseurs historiques, RTE, et les sept plus grands gestionnaires de réseaux de distribution (EDF Réseau de Distribution, Electricité de Strasbourg, Gaz et Electricité de Grenoble, Usine d'Electricité de Metz, SICAE de l'Oise, Sorégies Deux Sèvres, et Sorégies). Ces gestionnaires de réseau couvrent plus de 98% des sites français et de la consommation nationale d'électricité.*

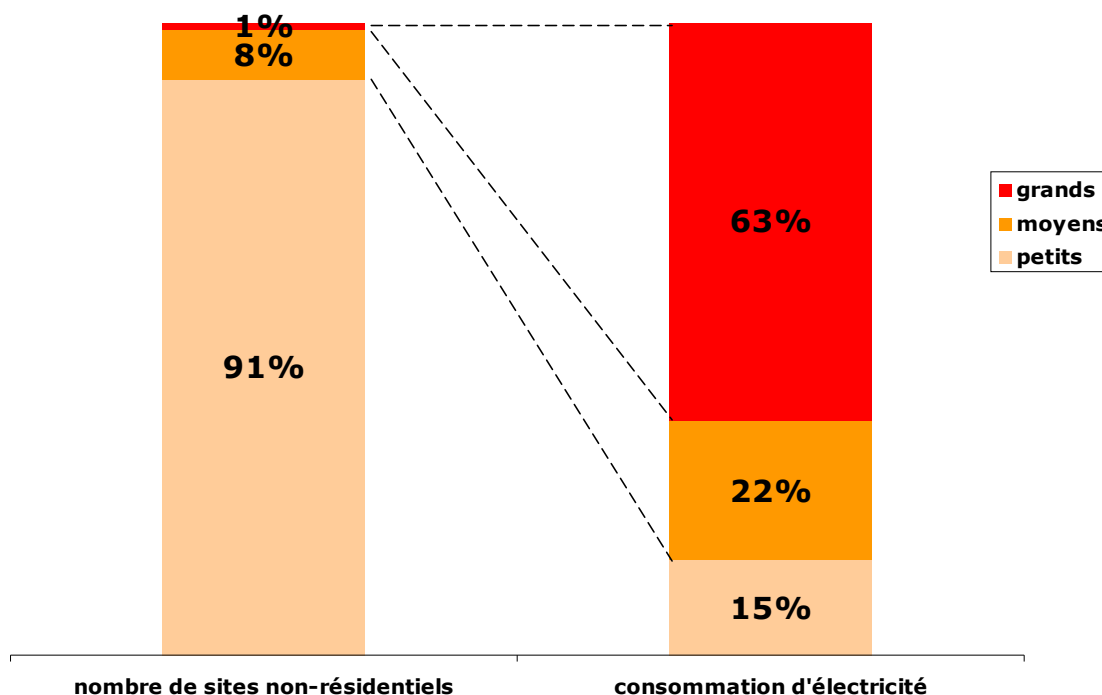
*Par convention, les données de nombre de sites pour un mois M (ou un trimestre T) incluent :*

- *les mises en service réalisées au cours du mois M (du trimestre T).*
- *les changements de fournisseurs effectivement réalisés le 1<sup>er</sup> du mois M+1 (du trimestre T+1).*

*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).*

## 2. Les segments de la clientèle non-résidentielle et leurs poids respectifs

Typologie des sites non-résidentiels



Les sites au TaRTAM sont comptabilisés avec les sites titulaires d'un contrat aux prix de marché  
Sources : données 2006 GRD, RTE – Analyse : CRE

Le marché de la clientèle non-résidentielle se divise en trois segments :

- **Grands sites** : sites en haute tension 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)
- **Moyens sites** : sites en haute tension dont la puissance souscrite est inférieure à 250 kW et sites en basse tension dont la puissance souscrite est supérieure ou égale à 36 kVA. Ces sites correspondent à des locaux de PME par exemple (consommation annuelle comprise en général entre 0,15 GWh et 1 GWh).
- **Petits sites** : sites en basse tension dont la puissance souscrite est inférieure à 36 kVA. Ces sites correspondent au marché de masse des professionnels (les professions libérales, les artisans, ...). Leur consommation annuelle est en général inférieure à 0,15 GWh.

Les grands sites, s'ils ne représentent qu' 1% des sites en nombre, représentent 63% de la consommation d'électricité totale des sites non-résidentiels.

Les petits sites, s'ils représentent 91% des sites en nombre, ne représentent que 15 % de la consommation d'électricité totale des sites non-résidentiels.

### 3. Etat des lieux au 1<sup>er</sup> juillet 2007

#### A. Tableau de synthèse du trimestre écoulé

Situation (en nombre de sites)	Au 1 <sup>er</sup> juillet 2007	Au 1 <sup>er</sup> avril 2007
- sites non résidentiels	4 700 000	4 700 000
- sites titulaires d'un contrat aux prix de marché	<b>793 500</b>	<b>766 300</b>
dont sites au TaRTAM	<b>3 000</b>	nd
- sites alimentés par un fournisseur alternatif	<b>317 600</b>	<b>295 700</b>
- parts de marché des fournisseurs alternatifs sur l'ensemble des sites non-résidentiels	<b>6,8%</b>	<b>6,3%</b>

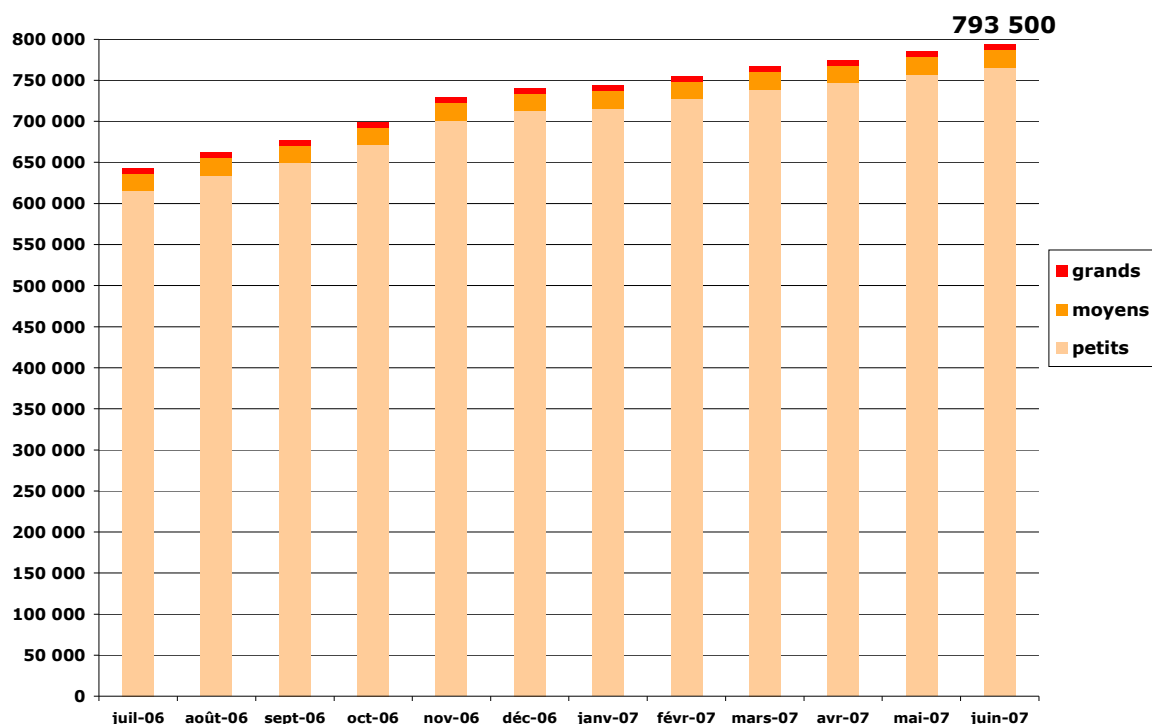
Les sites au TaRTAM sont comptabilisés avec les sites titulaires d'un contrat aux prix de marché

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

Note technique : Les données en nombre de sites sont arrondies, en revanche les parts de marché des fournisseurs alternatifs sur l'ensemble des sites non-résidentiels sont calculées à partir des données réelles.

#### B. Evolution du nombre de sites titulaires d'un contrat aux prix de marché

##### Nombre de sites titulaires d'un contrat aux prix de marché



Les sites au TaRTAM sont comptabilisés avec les sites titulaires d'un contrat aux prix de marché

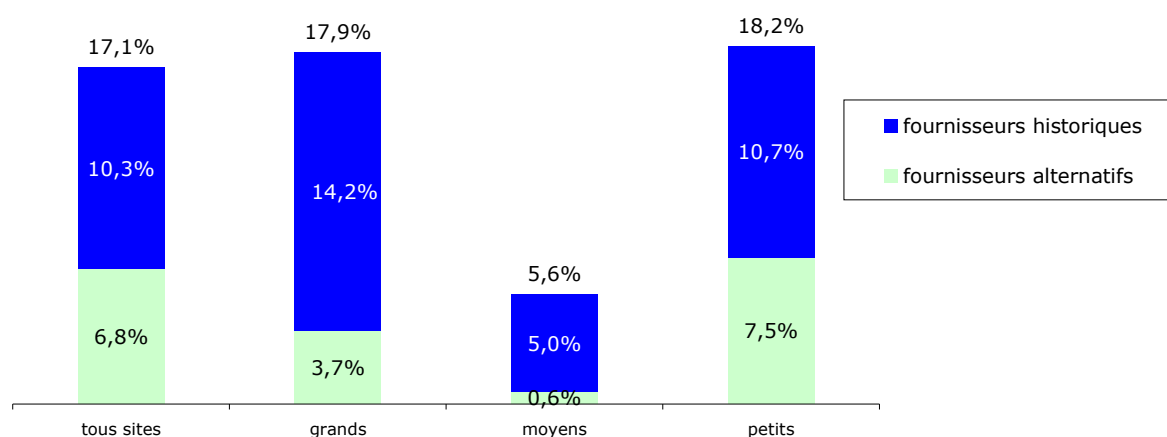
Sources : GRD, RTE, Fournisseurs historiques – Analyse : CRE



Au 1<sup>er</sup> juillet 2007, soit trois ans après l'ouverture des marchés à l'ensemble des clients non résidentiels, environ 793 500 sites sont titulaires d'un contrat aux prix de marché. Au cours du 2<sup>ème</sup> trimestre 2007, le nombre de sites titulaires d'un contrat aux prix de marché a augmenté d'environ 9 000 sites par mois (comme au 1<sup>er</sup> trimestre 2007).

### C. Parts de marché en nombre de sites au 1<sup>er</sup> juillet 2007

#### Pourcentage des sites titulaires d'un contrat aux prix de marché rapporté au nombre total de sites non-résidentiels



**Les sites au TaRTAM sont comptabilisés avec les sites titulaires d'un contrat aux prix de marché**  
Sources : GRD, RTE, Fournisseurs historiques – Analyse : CRE

Au 1<sup>er</sup> juillet 2007, 17,1% des sites non-résidentiels sont titulaires d'un contrat aux prix de marché. Parmi eux, 6,8 % ont fait le choix d'un fournisseur alternatif. La part des fournisseurs alternatifs reste inférieure à 1% sur le segment des moyens sites.

#### D. Part de marché des fournisseurs alternatifs en volume de consommation

##### Part de la consommation alimentée par des fournisseurs alternatifs rapportée à la consommation totale des sites non-résidentiels - 12 derniers mois -



Les sites au TaRTAM sont comptabilisés avec les sites titulaires d'un contrat aux prix de marché

Sources : RTE – Analyse : CRE

*La part de la consommation non-résidentielle alimentée par les fournisseurs alternatifs est calculée chaque mois sur 12 mois glissants à partir des consommations affectées par RTE aux responsables d'équilibre autres que les opérateurs historiques.*

#### E. Nombre de fournisseurs alternatifs actifs au 1<sup>er</sup> juillet 2007

	Tous sites	Grands	Moyens	Petits
<b>Nombre de fournisseurs alternatifs actifs</b>	17	15	6	6

Sources : GRD, RTE – Analyse : CRE

Le nombre de fournisseurs alternatifs actifs est identique au trimestre précédent.

Pour mémoire, environ 160 fournisseurs historiques sont présents sur le territoire français.

#### 4. **Analyse en dynamique : 2<sup>ème</sup> trimestre 2007**

##### A. Tableau de synthèse du trimestre écoulé

*Les ventes brutes mensuelles d'un fournisseur correspondent au nombre de sites ayant signé un contrat au cours du mois considéré.*

*Les ventes brutes aux prix de marché (et donc hors tarifs réglementés) mesurent l'efficacité commerciale des différents fournisseurs, en terme d'acquisition de nouveaux sites.*

*Dans la suite de ce paragraphe, seules les ventes brutes aux prix de marché seront étudiées.*

*Pour un fournisseur alternatif donné, ses ventes brutes sont égales à la somme :*

- du nombre de sites mis en service avec exercice de l'éligibilité
- du nombre de sites ayant choisi ce fournisseur à l'occasion d'un changement de fournisseur

*Pour un fournisseur historique donné, ses ventes brutes aux prix de marché sont égales à la somme :*

- du nombre de sites ayant nouvellement exercé leur éligibilité (soit via une renégociation de contrat, soit via une mise en service)
- du nombre de sites ayant choisi ce fournisseur à l'occasion d'un changement de fournisseur

*Les ventes brutes aux prix de marché reflètent mieux l'activité concurrentielle que le simple décompte des sites titulaires d'un contrat aux prix de marché puisqu'elles prennent également en compte les passages d'un fournisseur alternatif à l'autre.*

AU COURS DU TRIMESTRE : (en nombre de sites)	2 <sup>ème</sup> trimestre 2007	1 <sup>er</sup> trimestre 2007
- ventes brutes totales aux prix de marché	48 900	45 200
- ventes brutes des fournisseurs alternatifs	28 900	27 000
- parts de marché des fournisseurs alternatifs sur l'ensemble des ventes brutes aux prix de marché	59%	60%

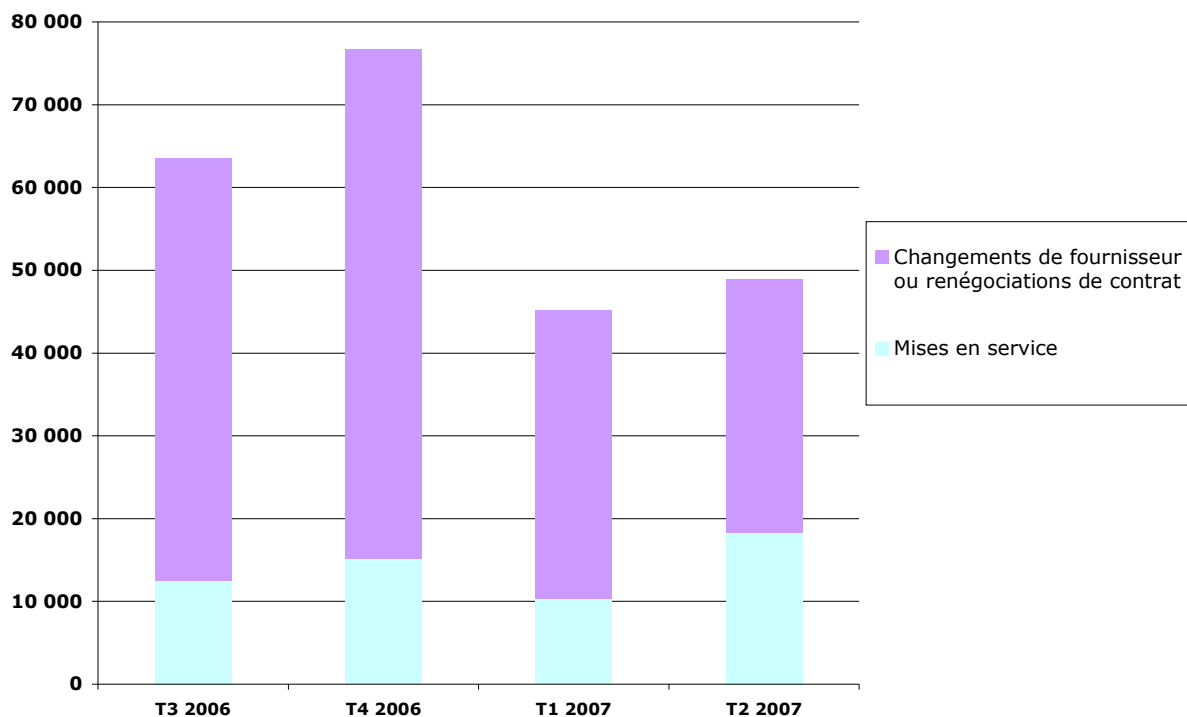
Les sites au TaRTAM sont comptabilisés avec les sites titulaires d'un contrat aux prix de marché

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

Note technique : Les données en nombre de sites sont arrondies, en revanche les parts de marché des fournisseurs alternatifs sur l'ensemble des ventes brutes aux prix de marché sont calculées à partir des données réelles.

## B. Ventes brutes aux prix de marché des trimestres écoulés

### Décomposition des ventes brutes aux prix de marché - en nombre de sites -



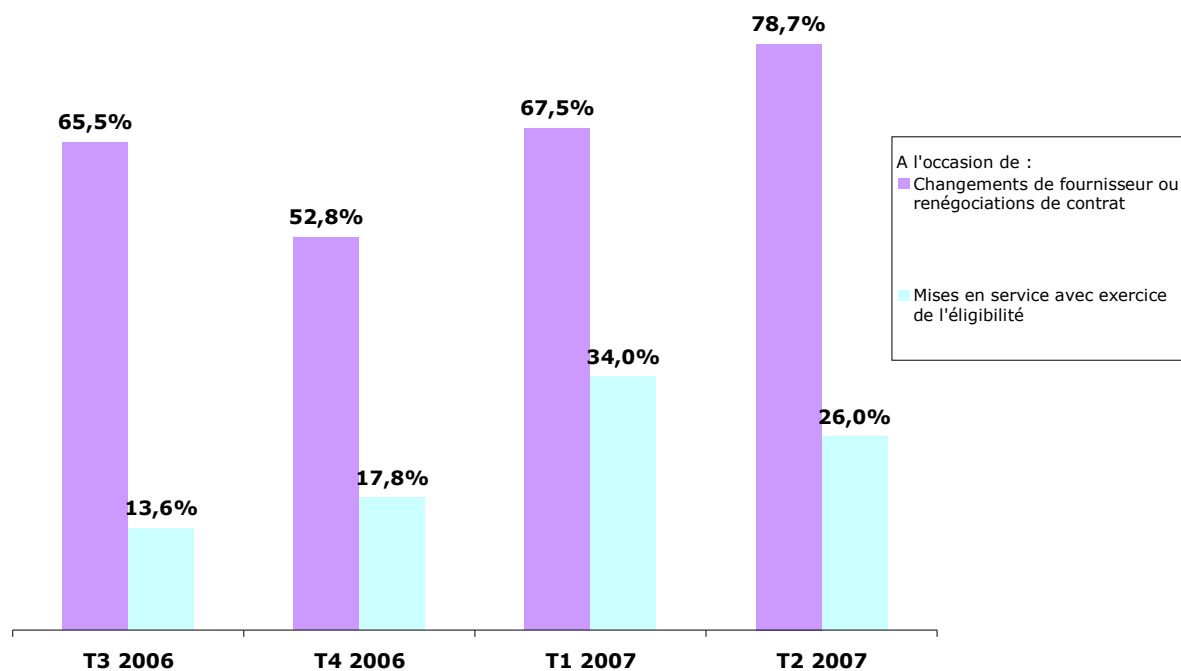
Les sites au TaRTAM sont comptabilisés avec les sites titulaires d'un contrat aux prix de marché  
Sources : GRD, RTE, Fournisseurs historiques – Analyse : CRE

Les ventes brutes aux prix de marché du 2<sup>ème</sup> trimestre 2007 sont en augmentation par rapport au 1<sup>er</sup> trimestre 2007 (+8%).

Environ 40% des ventes au prix de marché sont réalisées à l'occasion d'une mise en service.

C. Parts de marché des fournisseurs alternatifs

**Pourcentage des sites signant un contrat avec un fournisseur alternatif**



Les sites au TaRTAM sont comptabilisés avec les sites titulaires d'un contrat aux prix de marché  
Sources : GRD, RTE, Fournisseurs historiques – Analyse : CRE

La part de marché des fournisseurs alternatifs dans le cadre d'une mise en service au prix de marché a diminué au cours du trimestre écoulé et s'établit à 26%.

Pour ce qui est des changements de fournisseur et des renégociations de contrat, la part de marché des fournisseurs alternatifs est en augmentation depuis le 4<sup>ème</sup> trimestre 2006.

Cette activité des fournisseurs alternatifs se traduit par une part de marché de 59,1% sur les ventes brutes aux prix de marché au 2<sup>ème</sup> trimestre 2007. Plus d'un site sur deux signant un contrat aux prix de marché choisit donc un fournisseur alternatif.

**Pourcentage des ventes brutes aux prix de marché  
réalisées par les fournisseurs alternatifs**



Les sites au TaRTAM sont comptabilisés avec les sites titulaires d'un contrat aux prix de marché  
Sources : GRD, RTE, Fournisseurs historiques – Analyse : CRE

## Le marché de gros de l'électricité

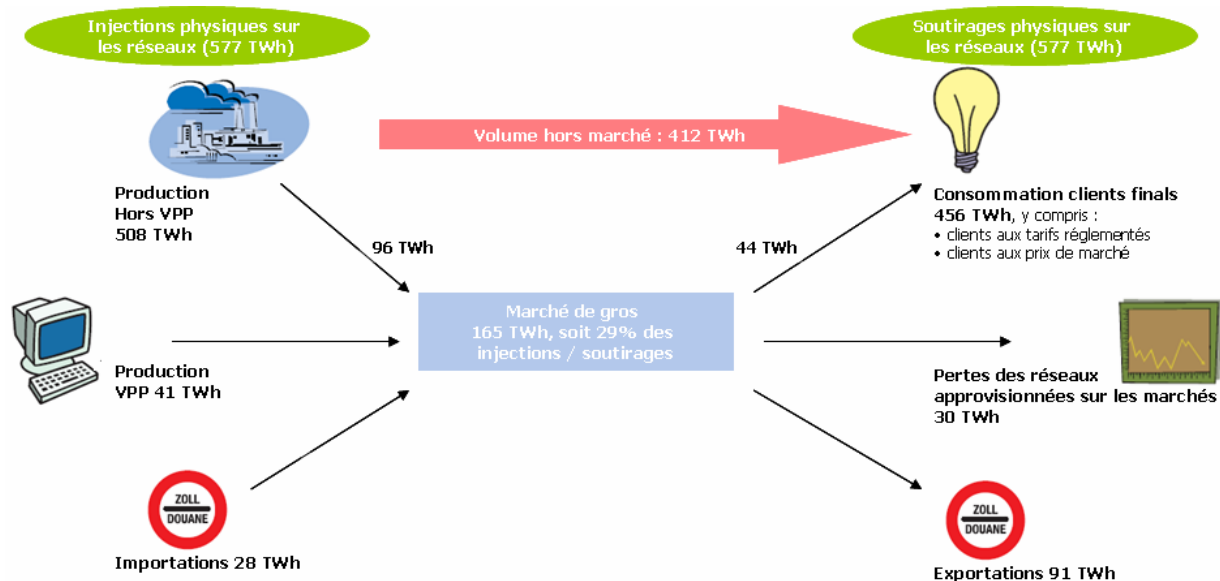
### 1. Introduction

#### 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 GRD EDF
- 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 2006. 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 2006 - Analyse : CRE

Ce schéma fait désormais apparaître la part des injections / soutirages physiques qui ont donné lieu à un achat ou une vente sur le marché de gros, soit 165 TWh en 2006. Dans les précédents numéros de l'Observatoire des marchés, était indiqué le volume des livraisons déclarées par les acteurs auprès de RTE sous forme d'échanges de blocs. Ce volume était supérieur (303 TWh), un même volume d'énergie pouvant faire l'objet de plusieurs échanges de blocs successifs entre son injection et son soutirage physique.

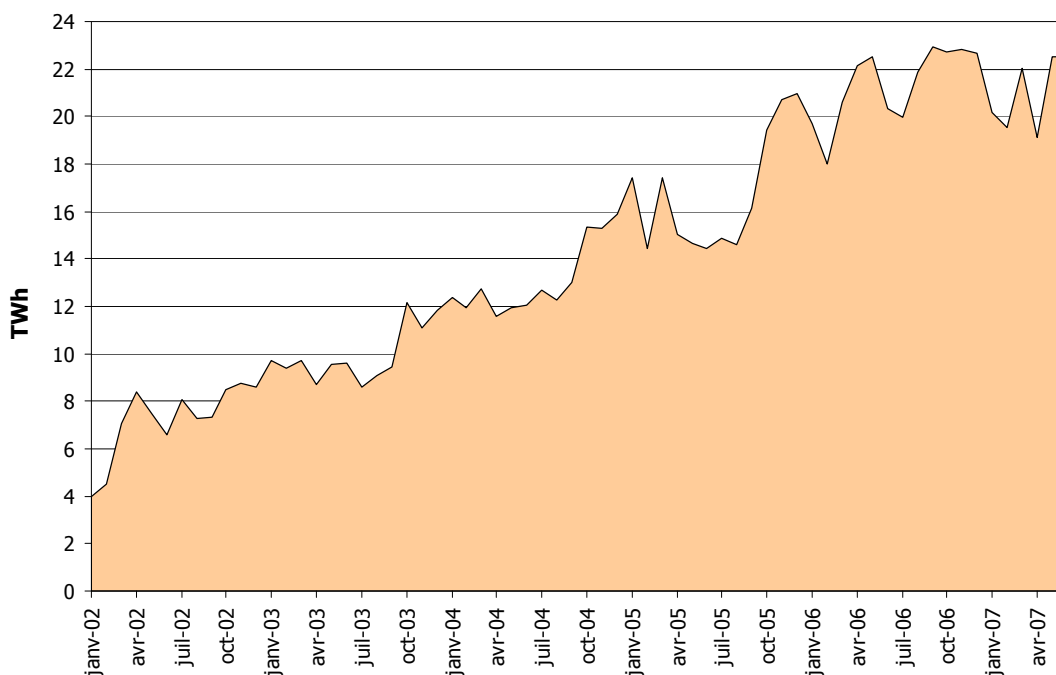
## 2. Activité sur le marché de gros français

### 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

Ce graphique fait désormais apparaître exclusivement les livraisons résultant de transactions de gré à gré. L'activité sur les marchés organisés fait l'objet d'un développement spécifique dans la section suivante de l'Observatoire des marchés.

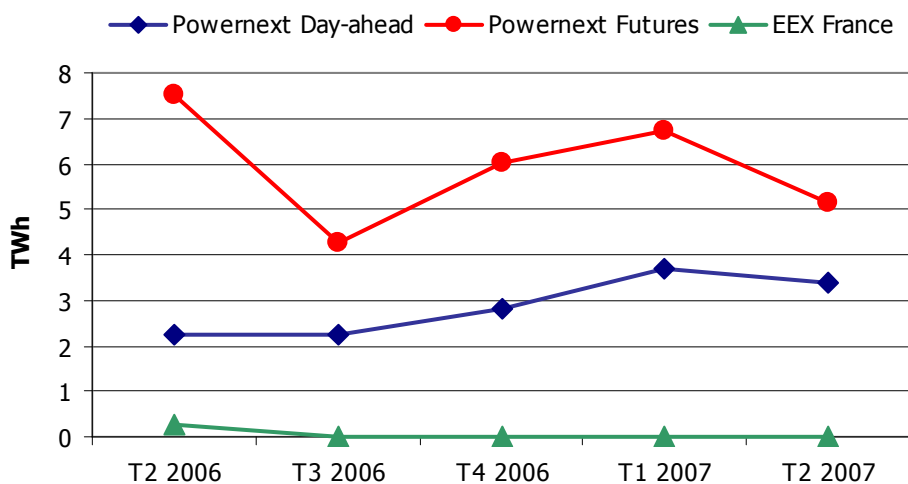
Le volume des livraisons sur le marché de gré à gré, à 64,1 TWh au 2<sup>ème</sup> trimestre 2007, a augmenté de 3,9% par rapport au trimestre précédent et a baissé de 1,3% par rapport à la même période l'année précédente. Il a représenté environ 61% de la consommation nationale au deuxième trimestre 2007, contre 46% au premier trimestre 2007.



## B. Activité sur les marchés organisés et comparaison internationale

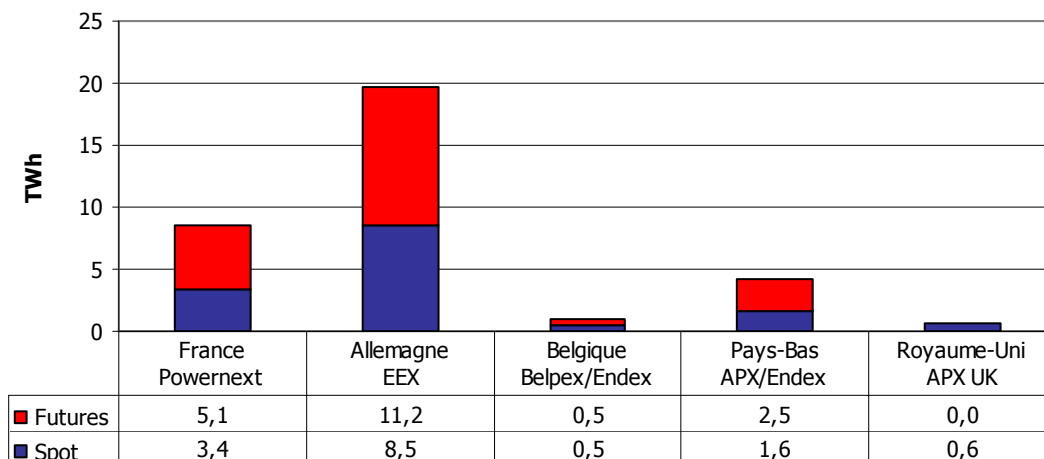
Le volume échangé sur Powernext au 2<sup>ème</sup> trimestre 2007 a baissé de 9% sur le marché *spot* et de 24% sur le marché *futures* par rapport au trimestre précédent. Il a augmenté de 53% sur le marché *spot* et baissé de 32% sur le marché *futures* par rapport à la même période l'année précédente. 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 -



Source : Powernext, EEX

### Volumes moyens mensuels des transactions sur les principaux marchés organisés européens (hors marchés obligatoires ou quasi-obligatoires) - deuxième trimestre 2007 -



Source : Powernext, EEX, Belpex, Endex, APX

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

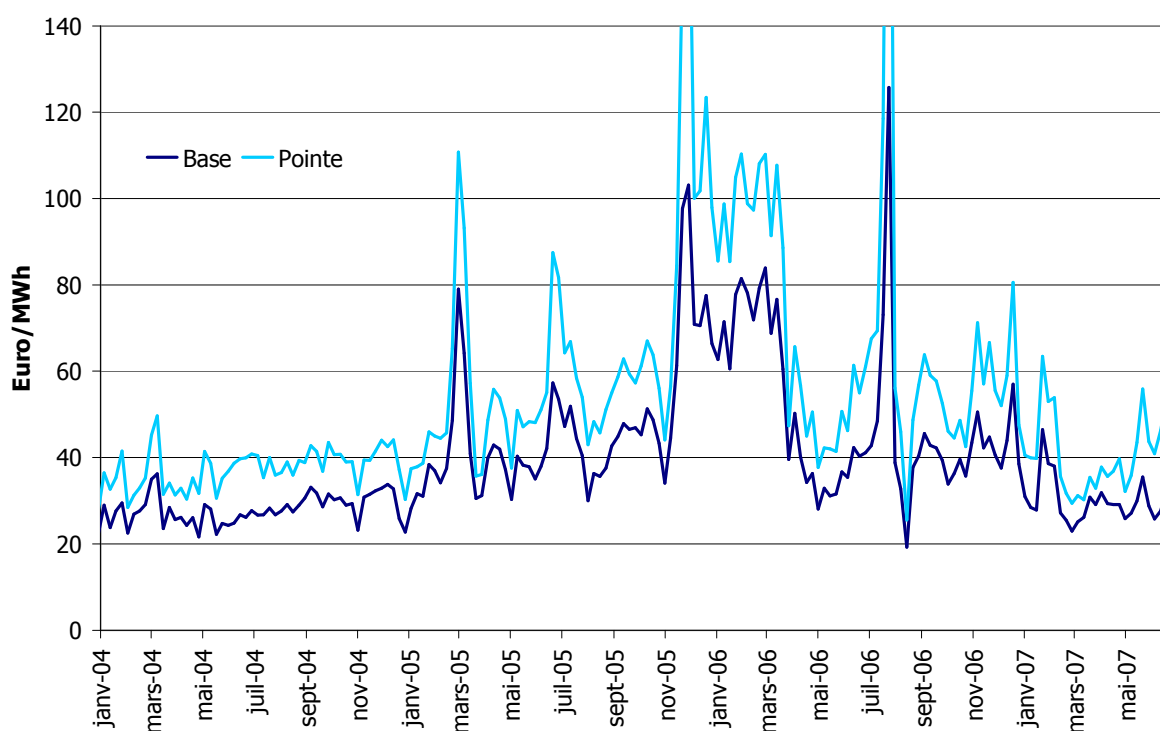
Les prix des transactions bilatérales sur l'OTC n'étant pas publics, cette section porte sur les bourses de l'électricité uniquement.

#### A. Prix *spot*

Les prix *spot* en base cotés sur Powernext ont affiché une moyenne de 29,35 €/MWh au deuxième trimestre 2007. Ils ont baissé de 4% par rapport au trimestre précédent, et de 21% par rapport à la même période de l'année 2006.

Les prix *spot* en pointe cotés sur Powernext ont affiché une moyenne de 41,79 €/MWh au deuxième trimestre 2007. Ils ont augmenté de 5% par rapport au trimestre précédent, et baissé de 17% par rapport à la même période de l'année 2006.

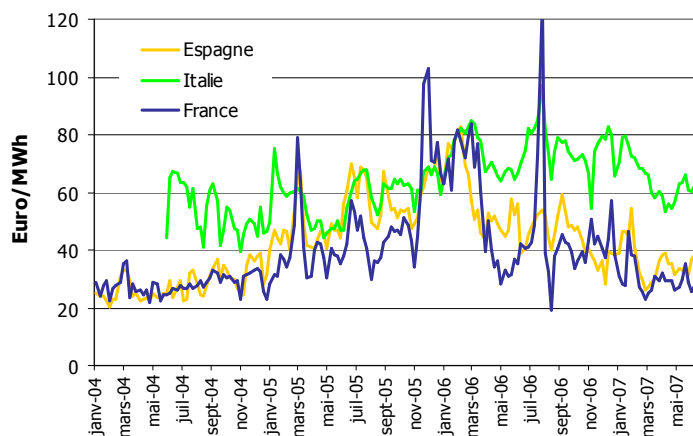
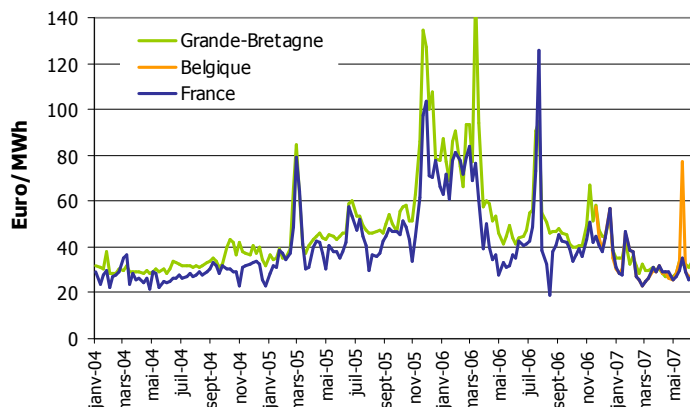
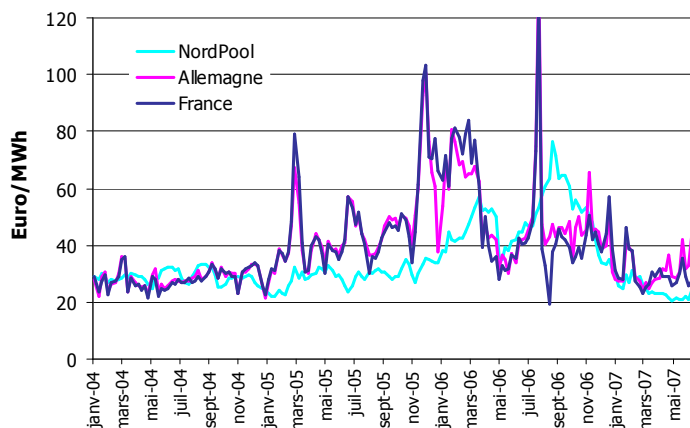
**Prix *spot* sur Powernext**  
- moyennes hebdomadaires -



Sources : PWX, EEX – Analyse : CRE

Les prix *spot* français en base du deuxième trimestre 2007 étaient inférieurs en moyenne trimestrielle aux prix des principales bourses européennes, à l'exception du NordPool. Le différentiel entre les prix *spot* allemands et français s'est amplifié.

**Prix *spot* Base sur les principaux marchés européens**  
- moyennes hebdomadaires -



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

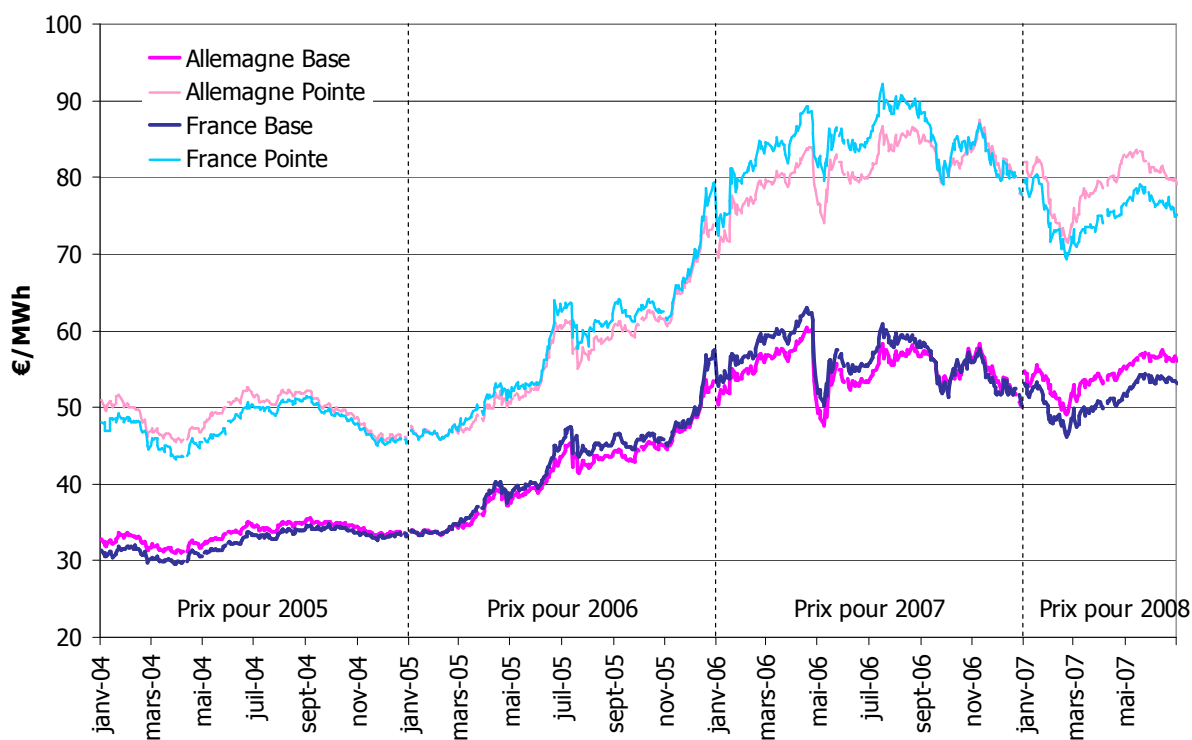
## B. Prix futures

Le prix futures annuel (Y+1) au deuxième trimestre 2007 en base sur Powernext a augmenté de 7,2% au cours du trimestre. Il est passé d'environ 50 €/MWh début avril à 53,6 €/MWh fin juin.

Les prix en France sont restés largement moins élevés qu'en Allemagne. Le différentiel de prix entre les deux pays s'est élevé à 3 €/MWh en moyenne trimestrielle en base et à 4,6 €/MWh en pointe.

### Prix futures Y+1 en France et en Allemagne

- prix journaliers -

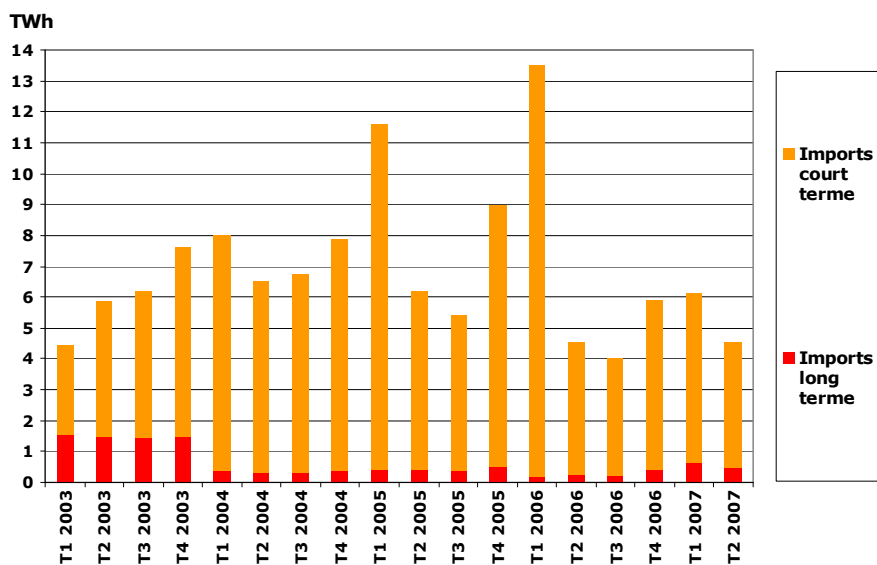


Sources : Powernext, EEX

#### 4. Volumes d'imports/exports

Les importations ont baissé de 26% au deuxième trimestre 2007 par rapport au trimestre précédent. Elles étaient au même niveau que celles observées au même trimestre l'année passée.

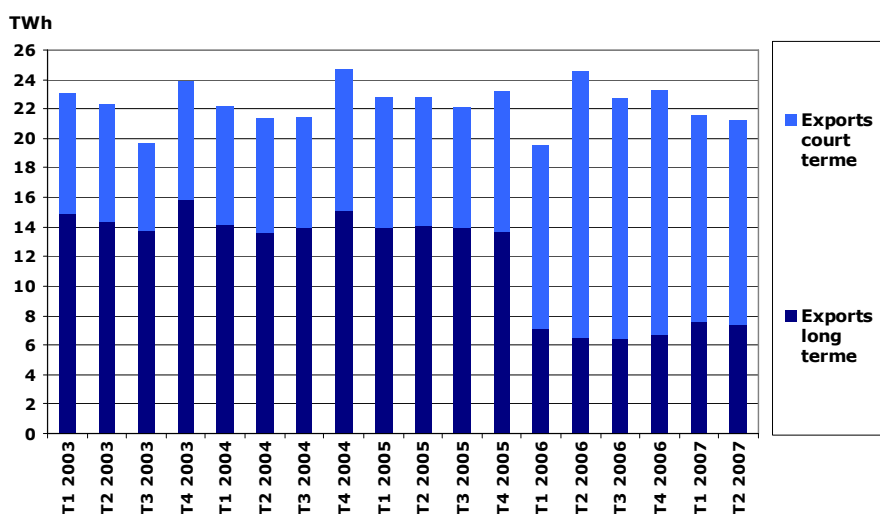
**Somme des importations par trimestre**



Source : RTE – Analyse : CRE

Les exportations ont baissé de 2% au deuxième trimestre 2007 par rapport au trimestre précédent. Elles ont atteint des volumes inférieurs de 13% à ceux observés au même trimestre de l'année passée.

**Somme des exportations par trimestre**



Source : RTE – Analyse : CRE

## 5. Concentration du marché français de l'électricité

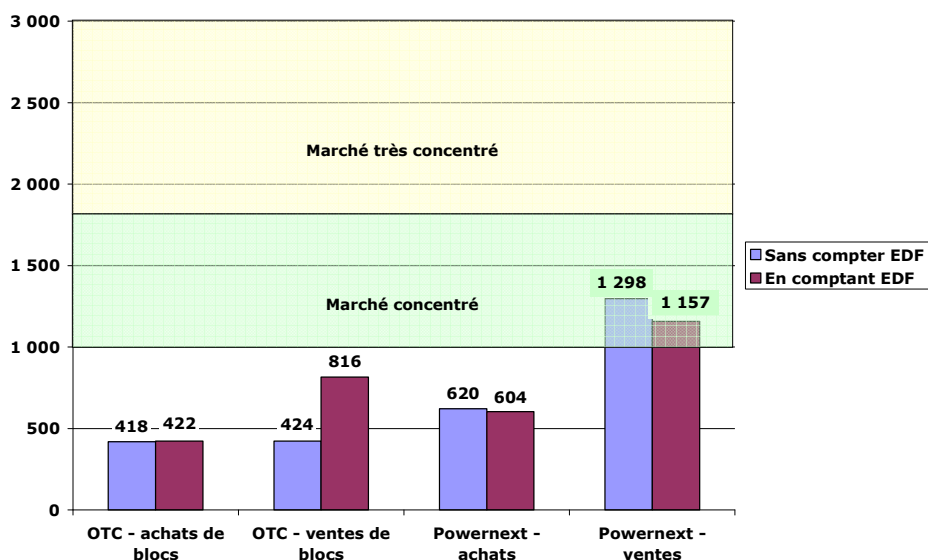
A la fin du deuxième trimestre 2007, 110 responsables d'équilibre sont présents sur le marché de gros français, soit 9 de plus qu'au trimestre précédent. 56 responsables d'équilibre étaient présents sur Powernext *Day Ahead* et 29 sur Powernext *Futures*. Powernext a accueilli 2 nouveaux membres sur son marché *Day Ahead* et 3 nouveaux membres sur son marché *Futures*.

### A. Concentration des différents segments du marché de gros français

Le graphique suivant donne l'indice de Herfindahl-Hirschman (HHI)<sup>1</sup> 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 2007, les achats et ventes sur le marché OTC ainsi que les achats sur Powernext sont restés des segments de marché assez peu concentrés, que le groupe EDF soit pris en compte ou non. En revanche, le segment des ventes sur Powernext a été concentré ce trimestre.

**Indice de concentration HHI – livraisons sur le marché de gros**  
- deuxième trimestre 2007 -



Source : RTE – Analyse : CRE

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

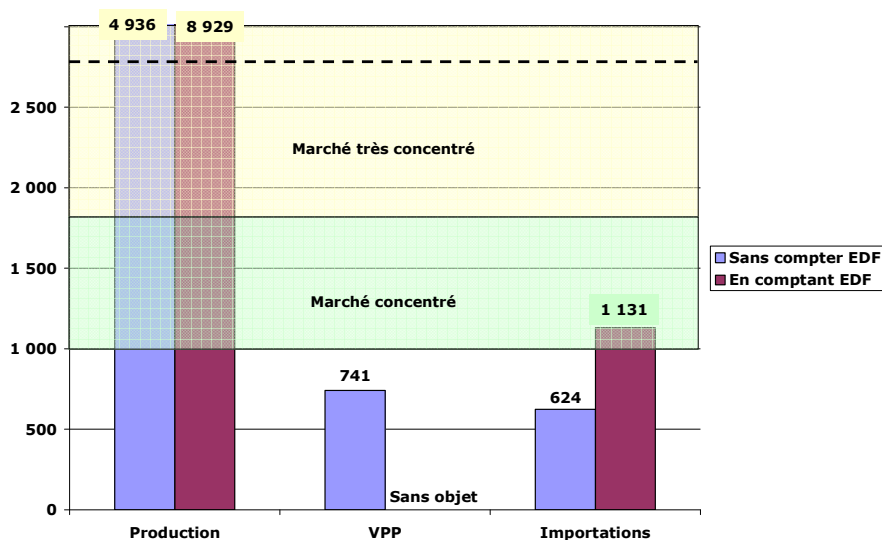
Les graphiques suivants montrent la concentration des marchés amont (injections) et aval (soutirages).

<sup>1</sup> 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. En comptant EDF, les importations ont été concentrées ce trimestre.

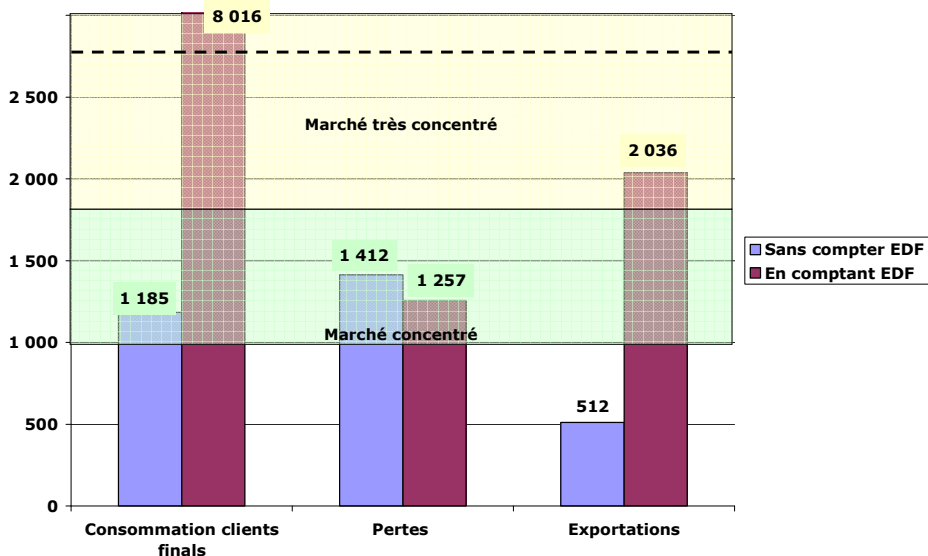
### Indice de concentration HHI – injections - deuxième trimestre 2007 -



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. Enfin, le marché des pertes est concentré, quoique dans une moindre mesure, avec ou sans EDF.

### Indice de concentration HHI – soutirages - deuxième trimestre 2007 -



Source : RTE – Analyse : CRE

## **6. Fait marquant du 2<sup>ème</sup> trimestre 2007**

### Des prix *spot* durablement bas

Les prix *spot* en France sont restés proches de 30 €/MWh en moyenne hebdomadaire pendant tout le trimestre. Un niveau de prix aussi bas, pendant une période aussi prolongée, n'avait pas été observé depuis 2004.

Les éléments fondamentaux du marché français ont contribué à ces faibles niveaux de prix :

- la disponibilité du parc de production a été favorable,
- la consommation est restée limitée, en raison de températures clémentes,
- le prix des permis d'émission de carbone livrables en 2007 est resté proche de zéro.

Une stabilisation des prix à des niveaux voisins de ceux de 2004, voire de 2003, a été observée également sur la plupart des marchés européens, à l'exception notable de l'Italie.



# Le marché du gaz

## Le marché de détail du gaz

### 1. Introduction

L'ouverture du marché français du gaz 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 quelque 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.

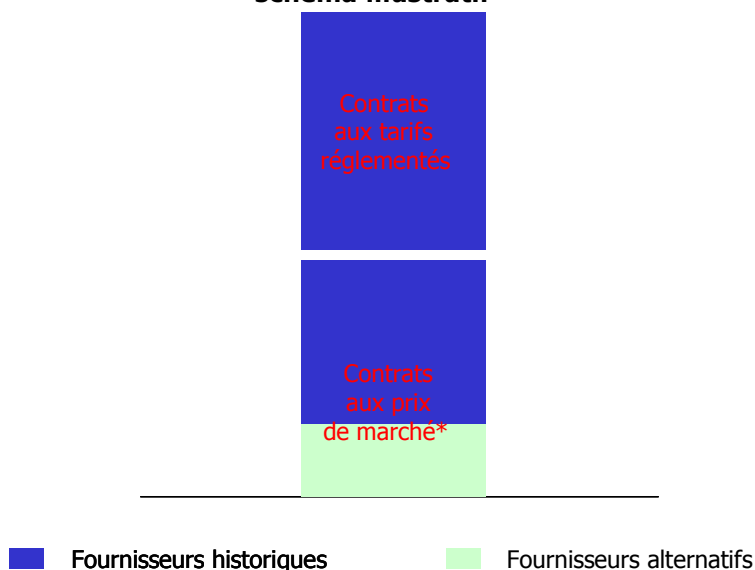
Dans cette édition, les statistiques publiées sont uniquement relatives à la **clientèle non-résidentielle**. Les premières statistiques relatives à la clientèle résidentielle seront publiées dans la prochaine édition de l'observatoire des marchés (1<sup>er</sup> décembre 2007).

Les consommateurs non-résidentiels représentent 681 000 sites, ce qui représente environ 377 TWh de consommation annuelle de gaz.

Ces clients non-résidentiels peuvent disposer de deux types de contrats :

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

#### Répartition des contrats de gaz naturel -schéma illustratif-



\* Suppose l'exercice de l'éligibilité

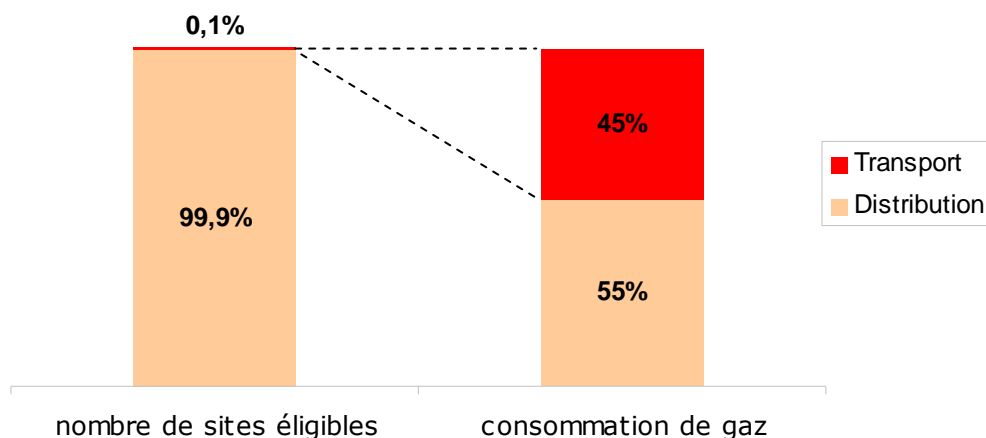
*Les principales sources d'information de l'observatoire sont les gestionnaires de réseaux de transport (GRTgaz, Total Infrastructures Gaz France), les 4 principaux gestionnaires de réseaux de distribution (Gaz de France-Réseau Distribution, Gaz de Bordeaux, Gaz de Strasbourg et Gaz et Electricité de Grenoble) et les principaux fournisseurs historiques (Gaz de France et Tegaz).*

*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 demandés le mois M (le trimestre T) et effectivement réalisés le 1<sup>er</sup> du mois M+1 (du trimestre T+1).*

## 2. Les segments de la clientèle non-résidentielle et leurs poids respectifs

### Typologie des sites non-résidentiels



Sources : données 2006 GRT, GRD – Analyse : CRE

Les clients non-résidentiels raccordés aux réseaux de transport sont tous de grands consommateurs de gaz. Ils représentent moins de 1% du nombre de sites mais environ la moitié de la consommation des non-résidentiels.

## 3. Etat des lieux au 1<sup>er</sup> juillet 2007

### A. Tableaux de synthèse

Situation (en nombre de sites)	Au 1 <sup>er</sup> juillet 2007	Au 1 <sup>er</sup> avril 2007
- sites non-résidentiels	681 000	688 000
- sites titulaires d'un contrat aux prix de marché	<b>130 000</b> <sup>(1)</sup>	<b>117 800</b> <sup>(1)</sup>
- dont Transport	595	593
- dont Distribution	129 500 <sup>(1)</sup>	117 200 <sup>(1)</sup>
- parts de marché des fournisseurs alternatifs sur l'ensemble des sites non-résidentiels	<b>8,3%</b>	<b>7,4%</b>

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

<sup>(1)</sup> Le nombre de sites titulaires d'un contrat aux prix de marché raccordés au réseau de distribution et le nombre total des sites titulaires d'un contrat aux prix de marché sont arrondis.

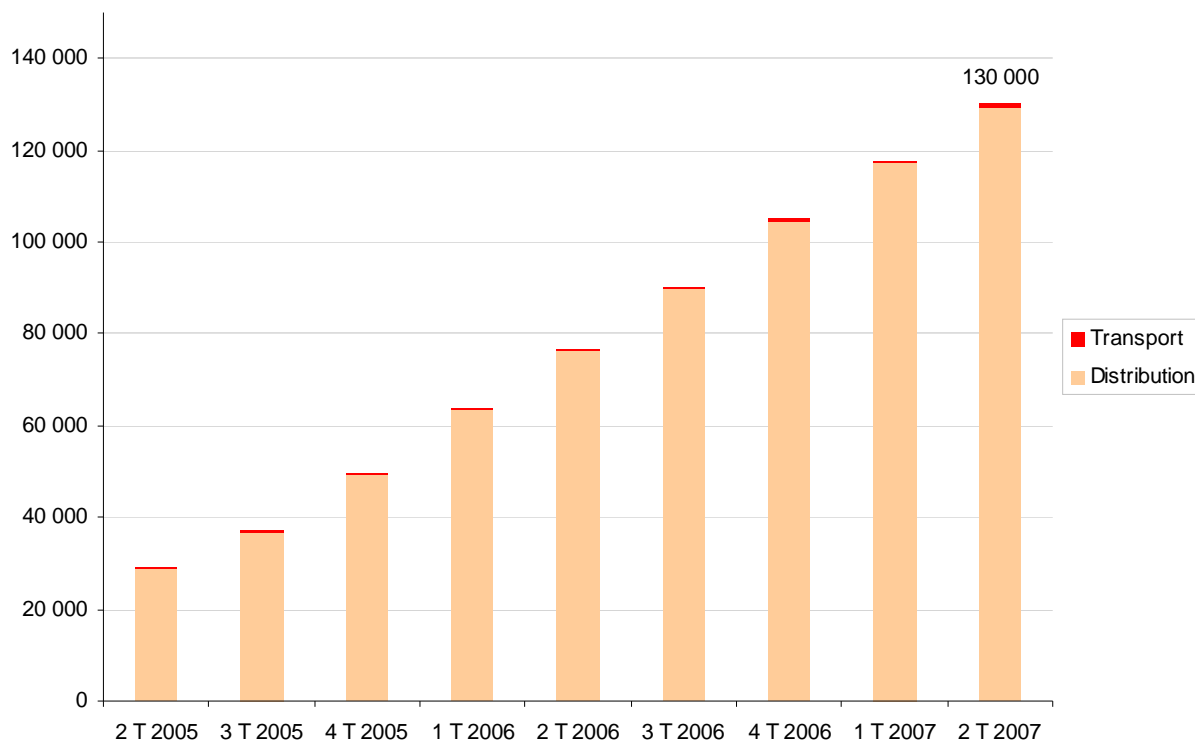
Situation (en consommation annuelle, TWh)	Au 1 <sup>er</sup> juillet 2007	Au 1 <sup>er</sup> avril 2007
- sites non-résidentiels	377 TWh	382 TWh
- sites titulaires d'un contrat aux prix de marché	<b>212 TWh</b>	<b>209 TWh</b>
- dont Transport	139 TWh	139 TWh
- dont Distribution	73 TWh	70 TWh
- parts de marché des fournisseurs alternatifs sur l'ensemble des sites non-résidentiels	<b>17,9%</b>	<b>15,4%</b>

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

A noter : la diminution, en nombre et en volume, de la taille du marché non-résidentiel s'explique notamment par des travaux de réallocation de portefeuille lancés par les fournisseurs historiques au cours du trimestre.

#### B. Evolution de la situation des sites titulaires d'un contrat aux prix de marché

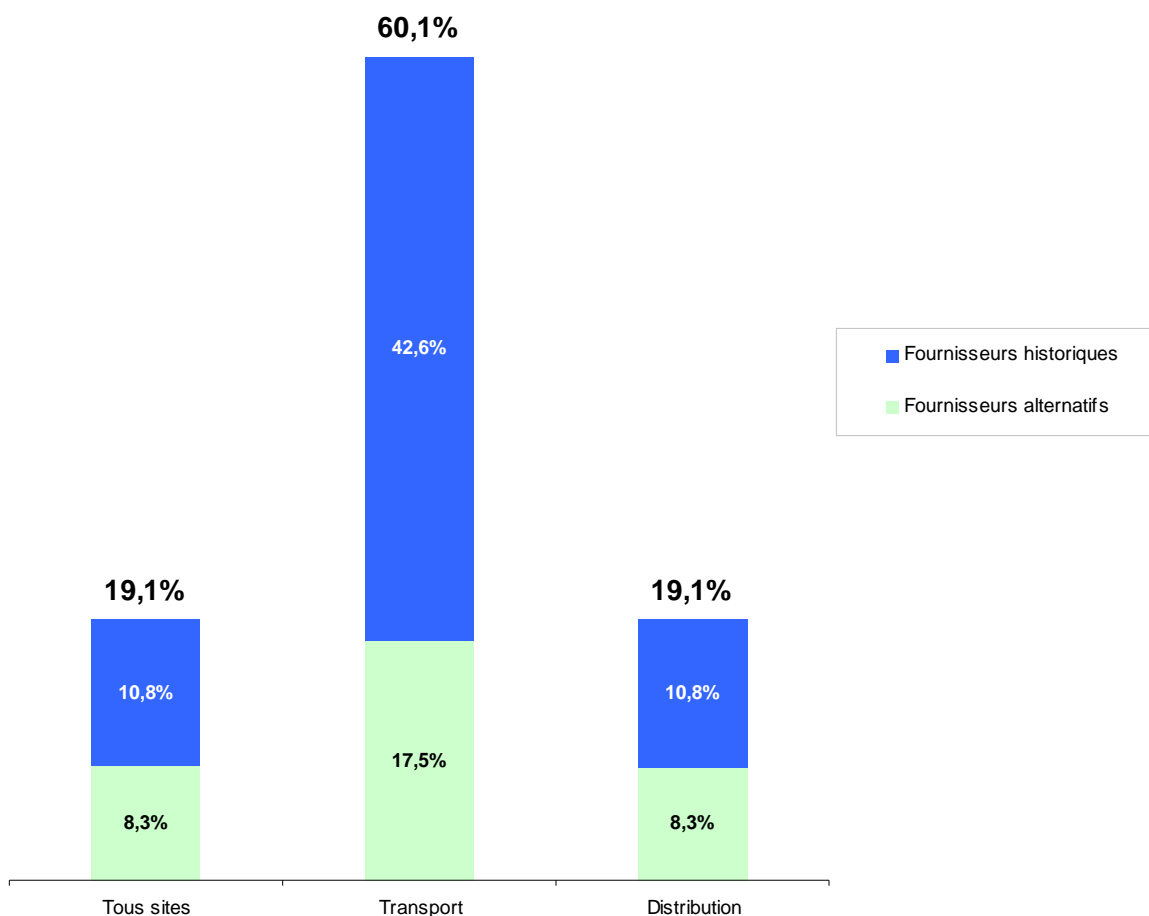
##### Nombre de sites titulaires d'un contrat aux prix de marché



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

C. Parts de marché en sites au 1<sup>er</sup> juillet 2007

**Pourcentage des sites titulaires d'un contrat aux prix de marché rapporté au nombre total de sites non-résidentiels**



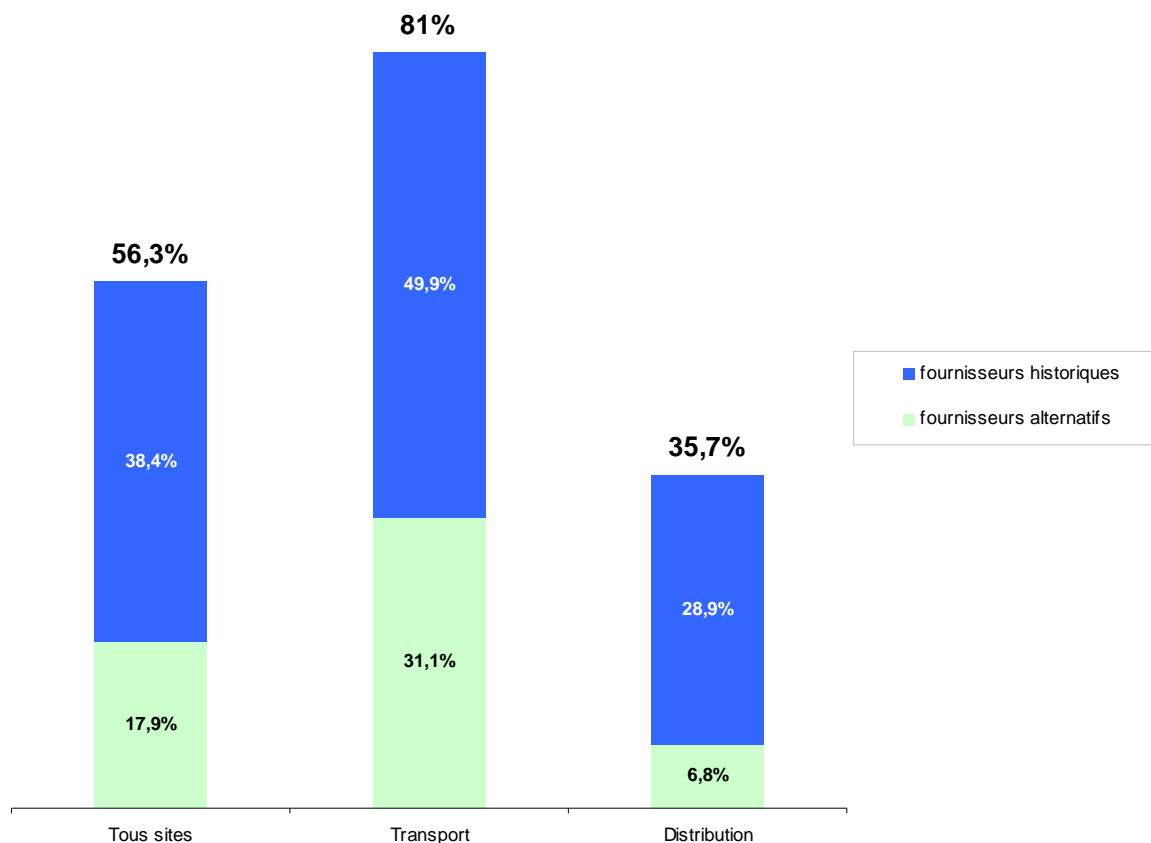
Sources : GRT, GRD, fournisseurs historiques – Analyse : CRE

*Nota : Par convention, un site ayant plusieurs fournisseurs est affecté au fournisseur qui a souscrit les capacités de transport les plus importantes.*

Au 1<sup>er</sup> juillet 2007, 19,1% des sites non résidentiels sont titulaires d'un contrat aux prix de marché. Parmi eux, 8,3% ont fait le choix d'un fournisseur alternatif.

D. Parts de marché en consommation annuelle au 1<sup>er</sup> juillet 2007

**Part de la consommation des sites titulaires d'un contrat aux prix de marché rapportée à la consommation totale des sites non-résidentiels**



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

*Nota : Par convention, les consommations d'un site ayant plusieurs fournisseurs sont affectées à chacun des fournisseurs au prorata des capacités de transport souscrites.*

Les contrats aux prix de marché représentent 56,3% de la consommation non-résidentielle. Les fournisseurs alternatifs alimentent 17,9% de la consommation non-résidentielle.

E. Nombre de fournisseurs alternatifs actifs au 1<sup>er</sup> juillet 2007

	<b>Ensemble</b>	<b>Transport</b>	<b>Distribution</b>
<b>Nombre de fournisseurs alternatifs actifs</b>	15	12	12

Sources : GRT, GRD – Analyse : CRE

*Un fournisseur alternatif est dit actif s'il possède au minimum un client en portefeuille.*

Le nombre de fournisseurs alternatifs est resté stable par rapport au trimestre précédent.

## Le marché de gros du gaz

---

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

La France et les autres pays d'Europe continentale s'approvisionnent principalement par le biais de contrats à long terme (de 15 à 25 ans) passés entre les sociétés nationales des pays producteurs (Gazprom, Sonatrach, Statoil, Gasunie...) et les fournisseurs historiques. Les prix du gaz dans le cadre de ces contrats à long terme évoluent principalement en fonction de celui des produits pétroliers (fioul domestique et fioul lourd) avec un retard de trois à six mois. En 2006, environ 86% du gaz importé en France était acheté dans le cadre de contrats à long terme (Russie : 19%, Algérie : 19%, Norvège : 34%, Pays-Bas : 22%, Egypte : 6%<sup>2</sup>).

En complément, un marché de gros se développe en Europe, mais seul le NBP en Grande-Bretagne traite de volumes significatifs. Il fournit les prix directeurs pour les marchés d'Europe continentale, qui sont encore embryonnaires. Parmi ceux-ci, les marchés de Zeebrugge en Belgique et le TTF aux Pays-Bas sont les plus développés.

---

<sup>2</sup> Chiffres issus de « Gaz naturel en France : les principaux résultats en 2006 », DGEMP / Observatoire de l'énergie, mai 2007



## A. Flux au Royaume-Uni

Les conditions d'approvisionnement et les flux au Royaume-Uni ont un impact direct sur les prix au NBP.

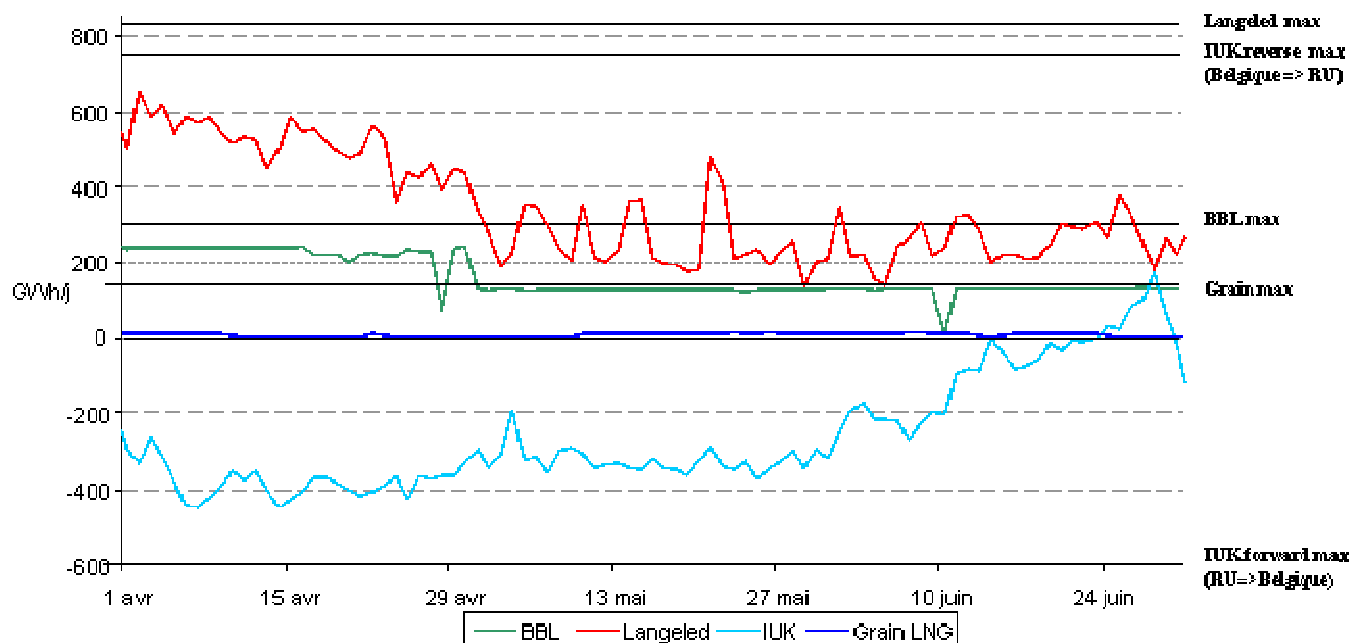
**Gazoduc BBL** : Depuis sa mise en service fin novembre 2006, les flux sur le BBL (en direction du Royaume-Uni) sont stables et correspondent au contrat long terme de 8 Gm<sup>3</sup>/an signé entre Centrica et GasTerra (ex Gasunie Trade & Supply), dont 5 Gm<sup>3</sup> en hiver (1er octobre au 31 mars).

**Gazoduc Langeled** : Les flux sur Langeled ont baissé au cours du second trimestre 2007, passant de 600 GWh/j début avril aux alentours de 200 GWh/j fin juin. Ils demeurent très volatils.

**Gazoduc Interconnector** : Les flux sur l'Interconnector en mode forward (Royaume-Uni vers Belgique) ont progressivement diminué et sont même passé en mode reverse (Belgique vers Royaume-Uni) fin juin. Au début du second trimestre 2007, sur le marché britannique, l'offre a été supérieure à la demande, ce qui a généré des exportations vers le continent via l'Interconnector.

**LNG** : Le terminal de Grain et l'infrastructure LNG *offshore* de Teeside n'ont pas reçu une seule livraison au cours du second semestre 2007, du fait des prix au NBP largement inférieurs aux prix nord-américain.

### Flux sur les principales infrastructures britanniques



Sources: Platts

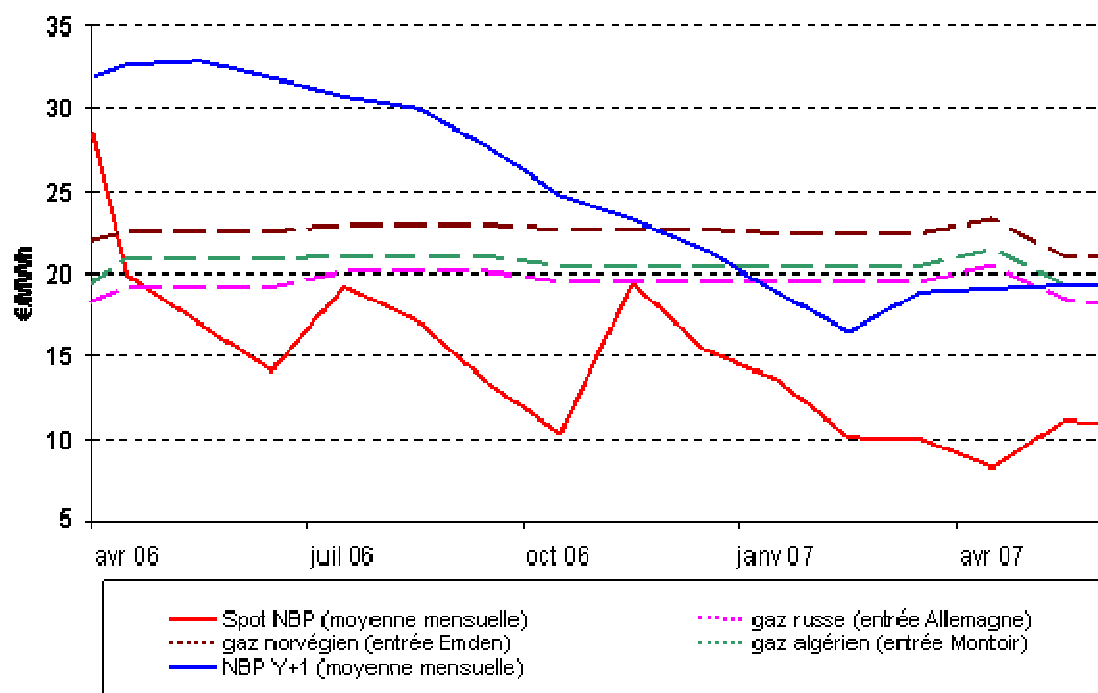
## B. Comparaison des prix *spot*, *forward* et des contrats à long terme

Les prix des contrats à long terme de gaz se sont stabilisés à un niveau élevé depuis avril 2006.

En mars 2007, les prix de ces contrats se sont élevés, selon les estimations d'Heren, à :

- 19,3 €/MWh pour le gaz algérien en entrée Montoir
- 21,05 €/MWh pour le gaz norvégien en entrée à Emden
- 18,45 €/MWh pour le gaz russe en entrée en Allemagne ;

### Prix *spot*, *forward* et des contrats à long terme



Sources : Platts, Heren – Analyse : CRE

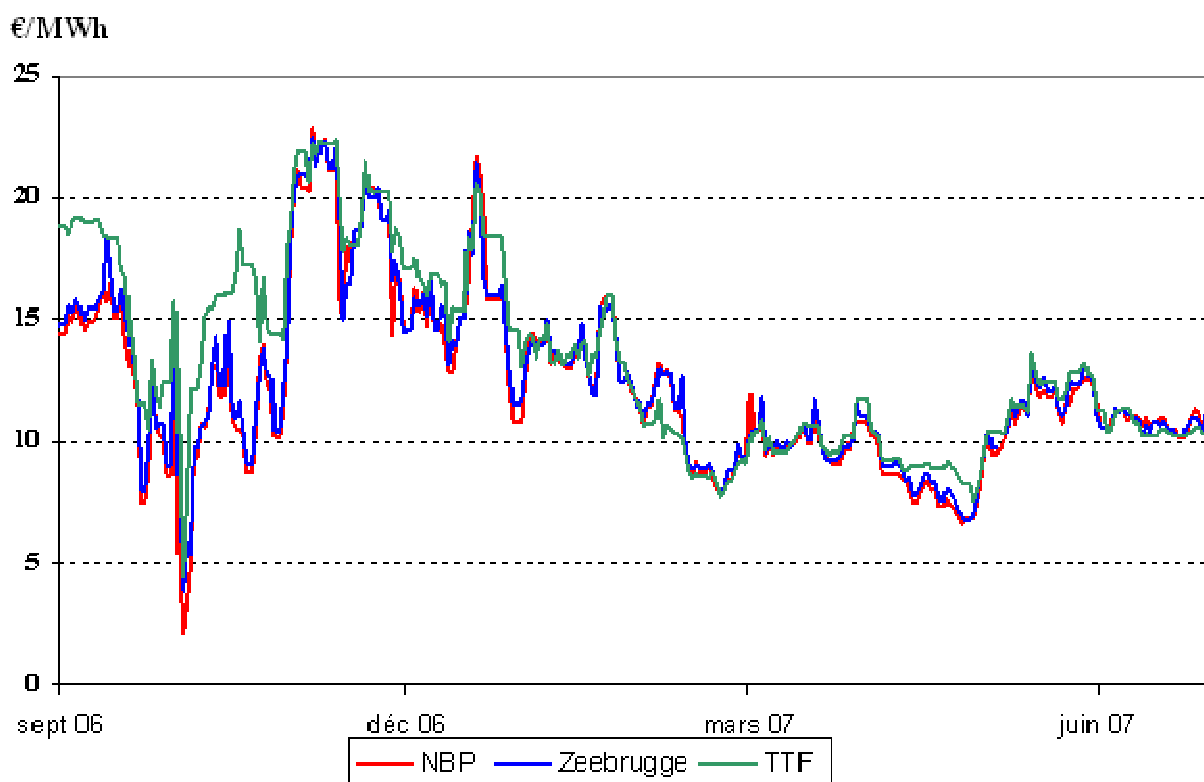
Au cours du deuxième trimestre 2007, les prix *spot* NBP sont remontés, tout en demeurant largement inférieurs aux prix des contrats à long terme continentaux. En juin 2007, l'écart de prix entre les contrats long terme et le prix *spot* NBP atteint 7,6 à 10,2 €/MWh.

Les prix *forward* Y+1 au NBP sont restés stables et se situent au niveau des prix des contrats à long terme, alors qu'ils étaient supérieurs aux contrats long terme tout au long de l'année 2006.

### C. Prix spot des marchés européens

Fin avril 2007, les prix *spot* des trois marchés européens ont atteint leur prix plancher à 6,8 €/MWh sur le NBP et à Zeebrugge, du fait de l'importance des flux de gaz en provenance de Norvège et des températures au dessus des normales saisonnières. En mai, ils sont ensuite remontés jusqu'à 13 €/MWh, pour se stabiliser aux alentours de 11 €/MWh en juin. Cette remontée des prix est essentiellement due à l'incertitude grandissante entourant les flux de gaz en provenance de Norvège. La moyenne mensuelle des cotations journalières *day-ahead* sur le NBP s'est ainsi élevée à 10,8 €/MWh en juin, soit une hausse de 30% par rapport au mois d'avril 2007.

#### Prix *spot* des marchés européens



Source : Platts

## 2. Le marché de gros en France

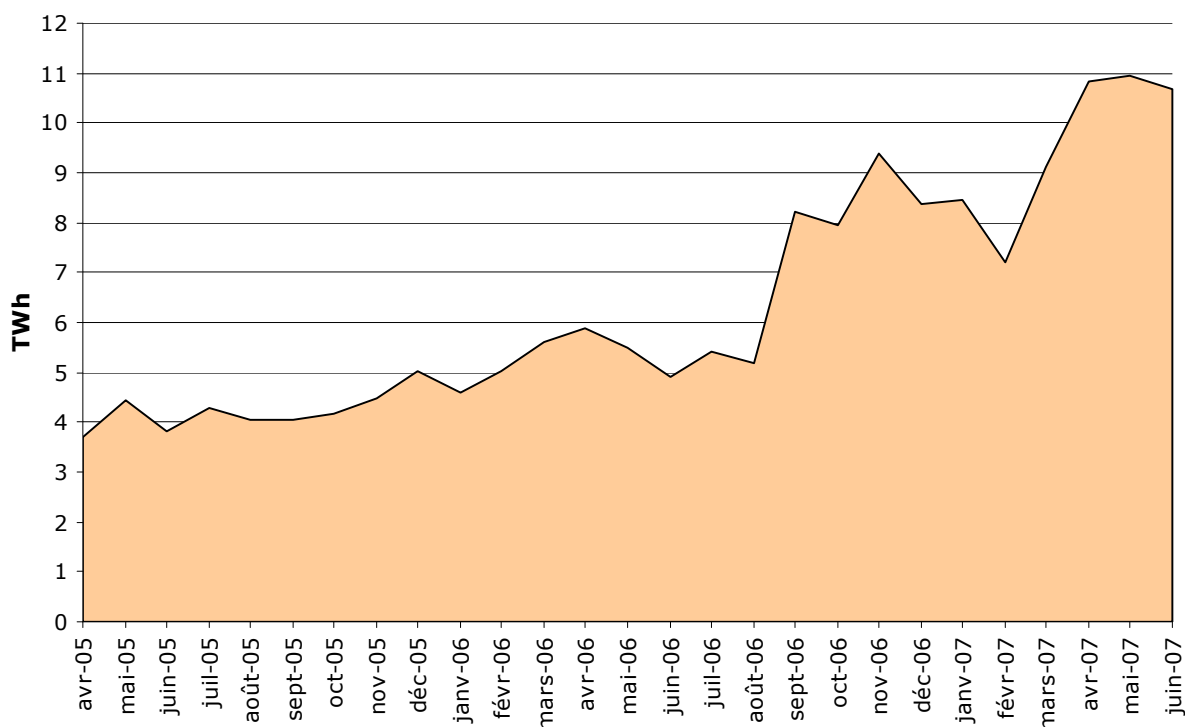
En l'absence de marché organisé du gaz en France, le commerce de gros du gaz s'effectue exclusivement sur le mode du gré à gré (OTC), au travers de transactions directes ou via des intermédiaires (sociétés de courtage et plates-formes de trading). Le volume des transactions sur l'OTC n'est pas public.

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 entres 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.**

Le marché de gros français a connu une activité soutenue au deuxième trimestre 2007. En effet, le volume des livraisons nettes de gaz résultant de transactions sur le marché de gré à gré a augmenté de 30,8% par rapport au trimestre précédent et a doublé par rapport à la même période de l'année précédente. Au cours du dernier trimestre, 32,5 TWh de gaz ont ainsi été échangés.

## 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.

**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 *spot*** : 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 ayant opté pour un autre fournisseur** : Trois possibilités existent :

- soit le client a quitté le fournisseur historique pour un fournisseur alternatif.
- soit le client a quitté un fournisseur alternatif pour un autre fournisseur alternatif
- soit le client a quitté un fournisseur alternatif pour revenir chez le fournisseur historique.

**Site ayant renégocié son contrat avec le fournisseur historique** : site détenu par le fournisseur historique et ayant abandonné le tarif réglementé pour une nouvelle offre du fournisseur.

**Site titulaires d'un contrat aux prix de marché** : site non-résidentiel ayant signé un contrat hors tarifs réglementés avec son fournisseur historique ou un fournisseur alternatif. L'utilisation de ce droit est irréversible.

**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.

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

---

**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 (CARD/CART)
- des fournisseurs si les sites alimentés sont en contrat unique

**Fournisseur alternatif actif** : Les fournisseurs alternatifs actifs comptabilisés sont :

- les fournisseurs d'au moins un site en contrat unique
- les responsables d'équilibre auxquels sont rattachés au moins un site en CARD/CART

**Fournisseur historique** : les fournisseurs historiques regroupent EDF, les Entreprises Locales de Distribution (ELD) ainsi que leurs filiales.

**Principales bourses électriques en Europe (électricité) :**

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

**Produit 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).

**Produit 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).

**Responsable d'équilibre (RE)** : Intermédiaire entre des consommateurs non-résidentiels et le RTE. A ce titre, il prend en charge les risques financiers liés aux ajustements que le RTE doit effectuer pour compenser les écarts éventuels entre les programmes d'approvisionnement d'un consommateur, ou d'un ensemble de consommateurs, et leurs consommations effectives, dans le but de garantir l'équilibre général du réseau.

**Segments du marché de détail** : le marché de la clientèle non-résidentielle est divisé en trois segments :

- **Grands sites** : sites en haute tension 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).
- **Moyens sites** : sites en haute tension dont la puissance souscrite est inférieure à 250 kW et sites en basse tension dont la puissance souscrite est supérieure ou égale à 36 kVA. Ces sites correspondent à des locaux de PME par exemple (consommation annuelle comprise en général entre 0,15 GWh et 1 GWh).
- **Petits sites** : sites en basse tension dont la puissance souscrite est inférieure à 36 kVA. Ces sites correspondent au marché de masse des professionnels (les professions libérales, les artisans). Leur consommation annuelle est en général inférieure à 0,15 GWh.

**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](http://www.edf.fr/index.php4?coe_i_id=244))
- **Achats et ventes en gros (OTC)**<sup>3</sup> : 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](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](http://www.powernext.fr)
- **Consommation finale** : ventes à des sites en tant que responsable d'équilibre ou sous forme de blocs
- **Ventes aux gestionnaires de réseau pour la compensation de leurs pertes** :  
[http://www.rte-france.com/htm/fr/offre/offre\\_perte.htm](http://www.rte-france.com/htm/fr/offre/offre_perte.htm)

**Site mis en service** : 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.

**Site résilié** : client déménageant d'un site.

**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.

---

<sup>3</sup> « Over the Counter » ou de gré à gré

## Glossaire propre à l'observatoire du marché du gaz

---

**Consommations :** en transport, la consommation annuelle comptabilisée 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.

En distribution, les consommations annuelles prises en compte pour chaque site sont les consommations annuelles de référence de chaque site mises à jour au 1<sup>er</sup> janvier 2007.

**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

**Fournisseur historique :** les fournisseurs historiques regroupent Gaz de France, Tegaz, les Entreprises Locales de Distribution (ELD) ainsi que leurs filiales.

**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 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, Gaz du Sud-Ouest devenu Total Infrastructures Gaz France 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.

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

**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.

**Segments de marché :** le marché de la clientèle non-résidentielle est divisé en deux segments :

- les clients raccordés au réseau de transport
- les clients raccordés au réseau de distribution.

**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.



# **Electricity and gas market observatory**

**2<sup>nd</sup> Quarter 2007**

<b>Introduction .....</b>	<b>3</b>
<b>The electricity market .....</b>	<b>4</b>
<b>The retail electricity market .....</b>	<b>4</b>
1. Introduction.....	4
2. Non-residential customer segments and their respective weights .....	6
3. Status at July 1 <sup>st</sup> 2007 .....	7
4. Dynamic analysis: 2 <sup>nd</sup> Quarter 2007 .....	10
<b>The wholesale electricity market .....</b>	<b>14</b>
1. Introduction.....	14
2. Wholesale market activity in France .....	14
2. Wholesale market activity in France .....	15
3. Prices on the French wholesale market and European comparison .....	17
4. Import and export volumes.....	20
5. Concentration of the French electricity market .....	21
6. Striking fact of the second quarter 2007 .....	23
<b>The gas market.....</b>	<b>24</b>
<b>The retail gas market .....</b>	<b>24</b>
1. Introduction.....	24
2. The non-residential customer segments and their respective weights .....	26
3. Status at July 1 <sup>st</sup> 2007 .....	26
<b>The wholesale gas market.....</b>	<b>31</b>
1. Gas pricing and gas markets in Europe.....	31
2. The wholesale market in France.....	35
<b>Electricity and gas market observatories combined glossary.....</b>	<b>36</b>
<b>Specific electricity market observatory glossary.....</b>	<b>37</b>
<b>Specific gas market observatory glossary .....</b>	<b>39</b>

## 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](http://www.cre.fr)).

The present observatory is dedicated only to eligible customers before 1st July 2007, i.e. **non-residential customers**.  
Statistics related to residential customers will be published in the next observatory (1<sup>st</sup> December 2007).

# 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.

The present observatory is dedicated only to eligible customers before 1st July 2007, i.e. **non-residential customers**.

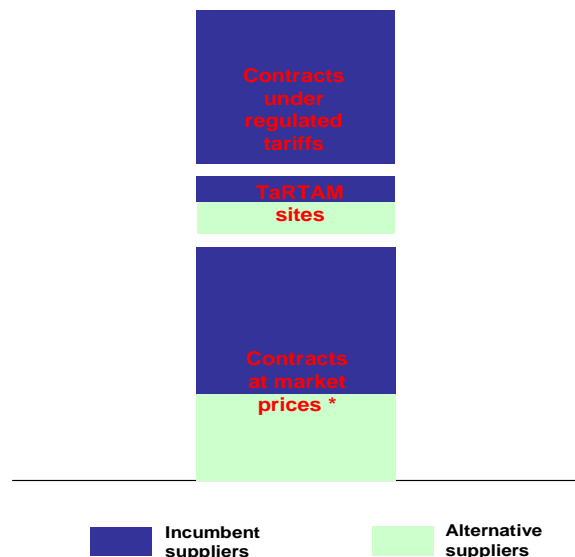
Statistics related to residential customers will be published in the next observatory (1<sup>st</sup> December 2007).

Non-residential customers represent 4.7 million sites with an annual electricity consumption of around 310 TWh.

Each client has the choice between three possibilities:

- Contracts under regulated tariffs (offered by incumbent suppliers only)
- Contracts at market prices (offered by incumbent suppliers and alternative suppliers). A client has access to this kind of contracts provided he has exercised his eligibility.
- TaRTAM Contracts. A client has access to this kind of contract provided he has previously subscribed a contract at market price. In this document, TaRTAM sites are included with the contracts at market prices.

### Distribution of electricity contracts for non-residential customers - illustrative diagram -



\* Sites that have exercised their eligibility

## **TaRTAM**

The 7<sup>th</sup> of December law gives the client a new choice. Clients who have chosen contracts at market prices were allowed to ask their provider to benefit from the transitory regulated tariff for market adjustment (TaRTAM), during a maximal period of two years. Clients have been authorized to make their demand from the 3<sup>rd</sup> of January until the 30<sup>th</sup> of June 2007. 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. 31 providers or balancing responsible entities provide electricity to sites which have asked to benefit from the TaRTAM.

Amongst sites holding contracts at market prices, 3,000 sites opted for the TaRTAM, one third of which being supplied by alternative suppliers.

*The data sources of the observatory originate from the incumbent suppliers, RTE and from the seven largest distribution system operators (EDF Réseau de Distribution, Electricité de Strasbourg, Gaz et Electricité de Grenoble, Régie du SIEDS, Usine d'Electricité de Metz, SICAE de l'Oise and Sorégies). These networks operators cover over 98% of French sites and national electricity consumption.*

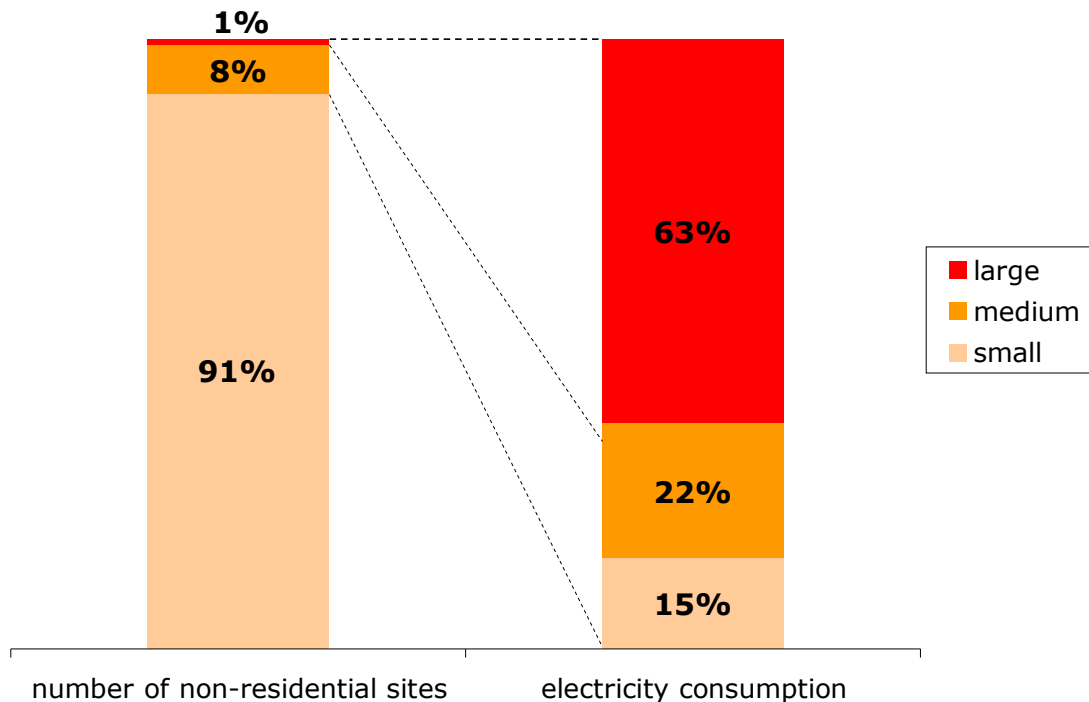
*By agreement, the data regarding the number of sites for month M (or quarter Q) will include:*

- *new site connections carried out during month M (of quarter Q).*
- *supplier changes requested during month M (quarter Q) and brought into effect on the 1<sup>st</sup> of month M+1 (quarter Q+1).*

*Sites with different suppliers are affected to their main supplier (transmission or distribution contract sites are affected to their balancing responsible entity).*

## 2. Non-residential customer segments and their respective weights

Typology of non-residential sites



TaRTAM sites are included with sites at market prices  
Sources: 2006 DSO, RTE – Analysis: CRE

*The non-residential customer market consists of three segments:*

- **Large sites:** high voltage 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 sites:** high voltage sites whose subscribed power level is less than 250 kW and low voltage sites whose subscribed power level is at least 36 kVA. These sites correspond to SME premises, for example (with an annual consumption generally between 0.15 GWh and 1 GWh).
- **Small sites:** low voltage 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.

The large sites, although they only represent 1% of the sites in terms of number, they account for 63% of the total electricity consumption among non-residential sites.

The small sites, although they represent 91% of the sites in terms of number, they only represent 15% of the total electricity consumption among non-residential sites.

### **3. Status at July 1<sup>st</sup> 2007**

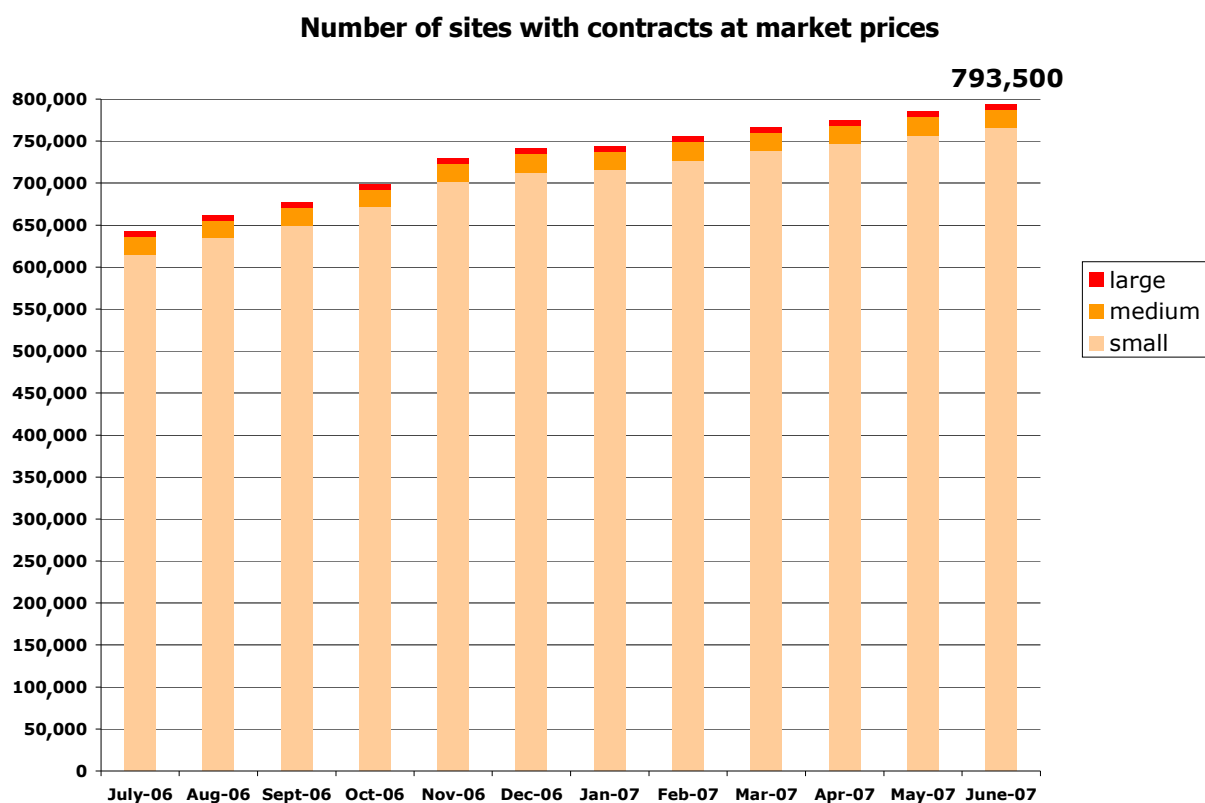
#### A. Summary table for the past two quarters

Situation (number of sites)	July 1 <sup>st</sup> 2007	April 1 <sup>st</sup> 2007
- non-residential sites	4 700 000	4 700 000
- sites with contracts at market prices	<b>793 500</b>	<b>766 300</b>
which TaRTAM sites	<b>3 000</b>	<b>na</b>
- sites gained by alternative suppliers	<b>317 600</b>	<b>295 700</b>
- alternative suppliers' market share within non-residential sites	<b>6,8%</b>	<b>6,3%</b>

TaRTAM sites are included with sites at market prices  
Sources: DSO, RTE, Incumbent suppliers – Analysis: CRE

Technical information: numbers of sites are rounded, but alternative supplier's market shares within non-residential sites are calculated from real figures.

#### B. Evolution of the number of sites with contracts at market prices

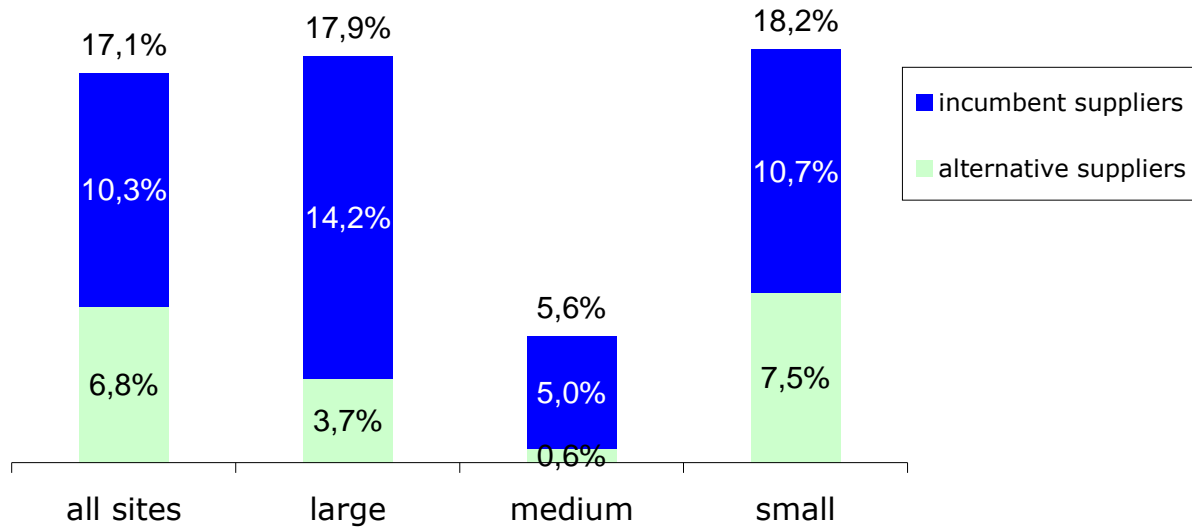


TaRTAM sites are included with sites at market prices  
Sources: DSO, RTE, Incumbent suppliers – Analysis: CRE

On July 1<sup>st</sup> 2007, three years after the opening of the electricity market to competition for non-residential, approximately 793,500 sites have contracts at market prices. During Q2 2007, the number of sites with contracts at market prices increased by 9,000 sites per month (compared to 9,000 sites per month in Q1 2007).

C. Market shares on July 1<sup>st</sup> 2007

**Percentage of sites with contracts at market prices compared to the total of non-residential sites**

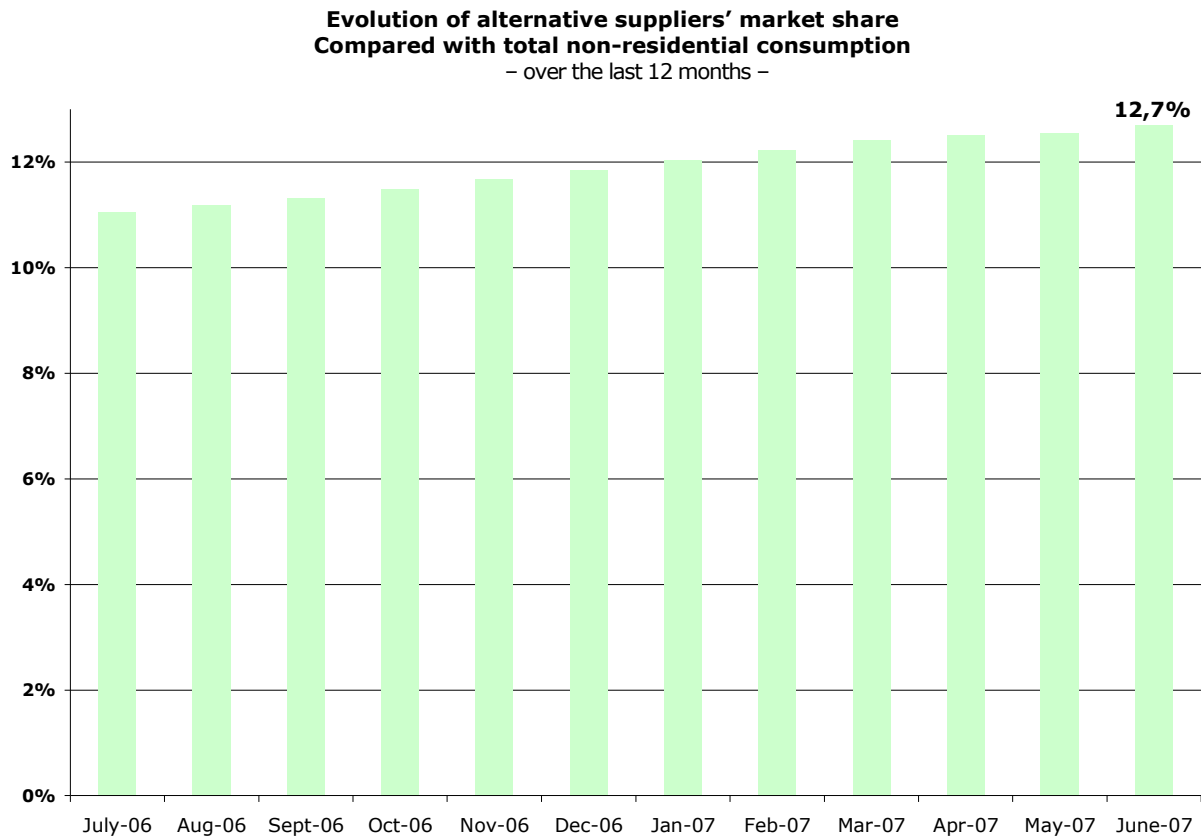


**TaRTAM sites are included with sites at market prices**  
Sources: DSO, RTE , Incumbent suppliers – Analysis: CRE

On July 1<sup>st</sup> 2007, 17.1% of non-residential sites have contracts at market prices.  
6.8% of non-residential sites have opted for an alternative supplier.  
The alternative suppliers' market share remains under 1% on the segment of medium-sized sites.



D. Alternative suppliers' market shares (electricity consumption) as of July 1<sup>st</sup> 2007



**TaRTAM sites are included with sites at market prices**  
**Sources: RTE – Analysis: CRE**

*The alternative suppliers' consumption market share is calculated each month over the last 12 months from RTE data on alternative balancing responsible entities.*

E. Number of active alternative suppliers on July 1<sup>st</sup> 2007

	All sites	Large	Medium	Small
<b>Number of active alternative suppliers</b>	17	15	6	6

**Sources : DSO, RTE – Analysis : CRE**

The number of active alternative suppliers is identical to previous quarter.

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

#### **4. Dynamic analysis: 2<sup>nd</sup> Quarter 2007**

##### 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.*

*The gross adds at market prices is a relevant indicator for measuring the commercial competitiveness of the different suppliers, in terms of acquisition of new sites.*

*For the rest of this paragraph, only the gross adds at market prices will be studied.*

*For a given alternative supplier, the gross adds are equal to :*

- *The number of sites which have been connected*
- *The number of sites which have switched to that alternative supplier*

*For a given incumbent supplier, the gross adds at market prices are equal to :*

- *The number of sites which have newly signed a contract at market prices (either via a review of their contract agreement or via a connection)*
- *The number of sites which have switched to that incumbent supplier*

*For a dynamic analysis, the gross adds at market prices is a more relevant indicator than the number of sites that have signed a contract at market prices. Indeed, in contrary to the latter, the gross adds take into account the number of sites that have switched suppliers.*

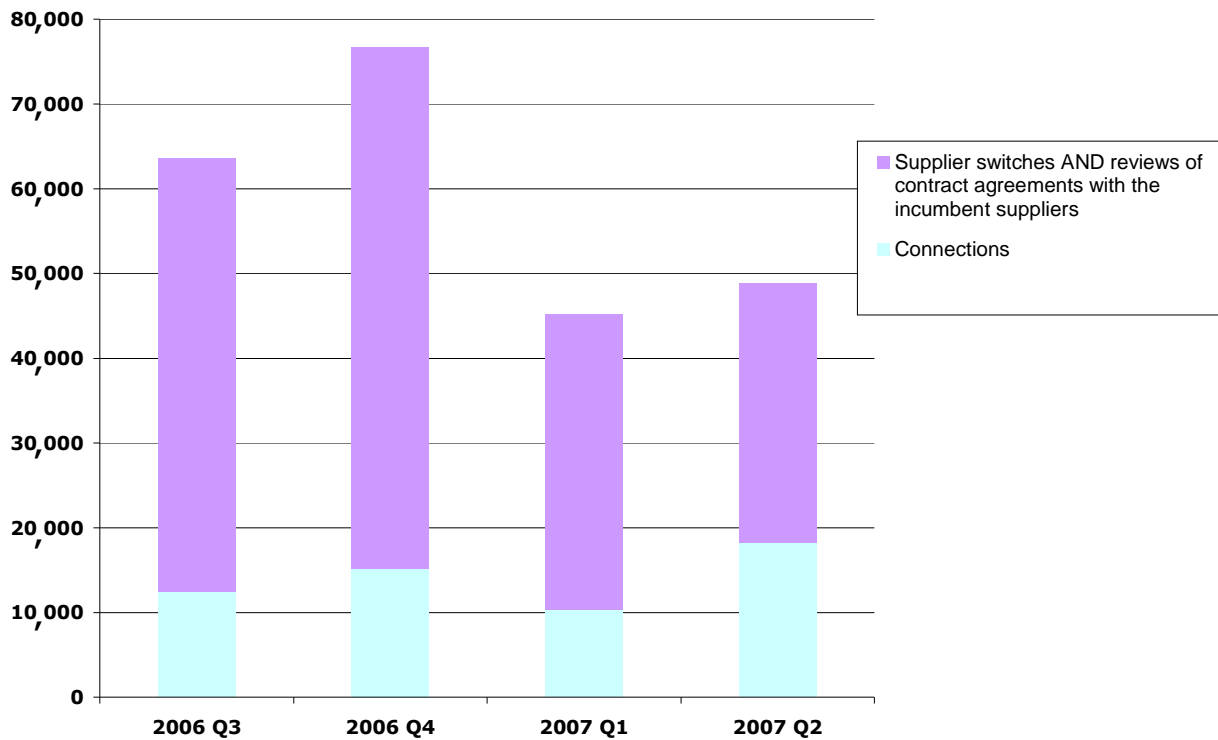
<b>DURING QUARTER: (number of sites)</b>	<b>2<sup>nd</sup> 2007 Quarter</b>	<b>1<sup>st</sup> 2007 Quarter</b>
- gross adds at market prices	<b>48,900</b>	<b>45,200</b>
- gross adds for alternative suppliers	<b>28,900</b>	<b>27,000</b>
- alternative suppliers' market shares within all gross adds at market prices	<b>59%</b>	<b>60%</b>

**TaRTAM sites are included with sites at market prices**  
**Sources: DSO, RTE, Incumbent suppliers – Analysis: CRE**

**Technical note: number of sites are rounded, while alternative suppliers market shares within all gross adds at market prices are calculated from real data.**

B. Gross adds at market prices for the last quarters

**Decomposition of gross adds at market prices  
- number of sites -**

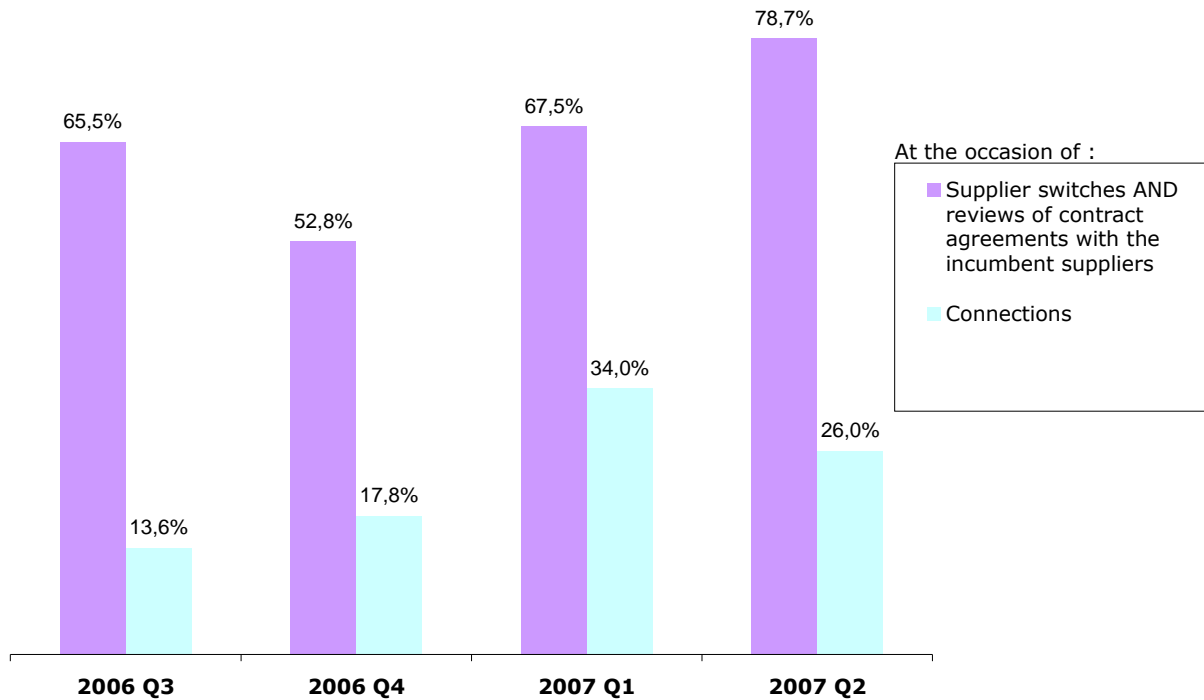


**TaRTAM sites are included with sites at market prices**  
**Sources: DSO, RTE, Incumbent suppliers – Analysis: CRE**

Gross adds at market prices increased by 8% between 2007 Q1 and 2007 Q2. 40% gross adds are linked to a connection.

### C. Alternative suppliers' market shares

#### Percentage of sites having signed a contract with an alternative supplier



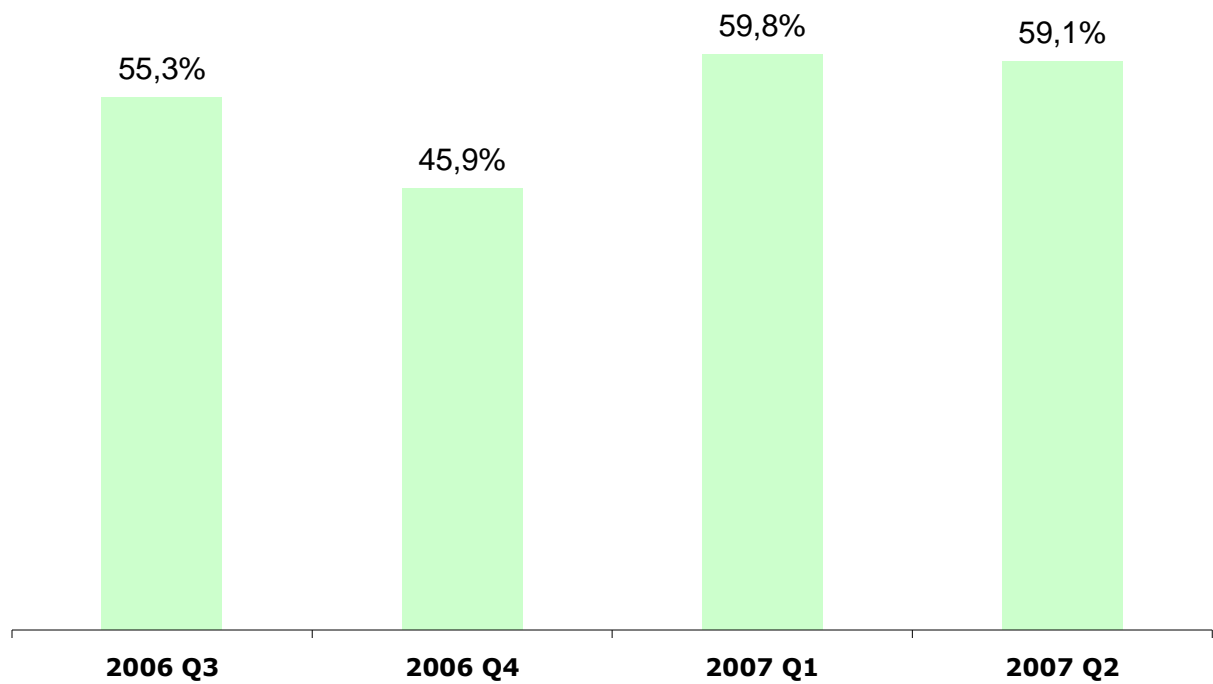
TaRTAM sites are included with sites at market prices  
Sources: DSO, RTE, Incumbent suppliers – Analysis: CRE

Alternative suppliers' market share on connections has decreased to 26%.

On the segment of supplier switches and reviews of contact agreements, the alternative suppliers' market share has been increasing since 2006 Q4.

The alternative suppliers' market share on the overall segment of gross adds at market prices represents 59.1% at 2007 Q2. Therefore more than half sites having signed a contract at market prices choose an alternative supplier.

#### Percentage of sites having signed a contract at market prices with an alternative supplier



TaRTAM sites are included with sites at market prices  
Sources: DSO, RTE, Incumbent suppliers – Analysis: CRE

## The wholesale electricity market

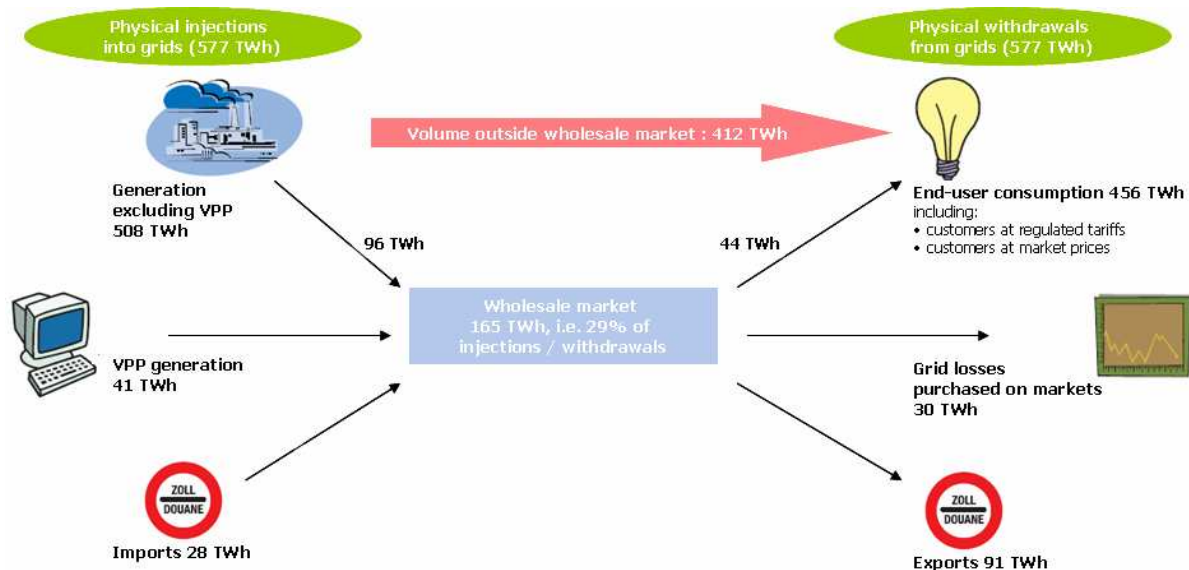
### 1. Introduction

#### 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 (DSO EDF)
- 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 2006. 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 – 2006 data – analysis CRE

From now on, this graph shows the part of physical injections / withdrawals that resulted in a purchase or a sale in the wholesale market, i.e. 165 TWh in 2006. The previous publications of the market observatory showed the volume declared by companies to RTE in form of block exchanges. This volume was higher (303 TWh) because the same volume of energy could be subjected to several successive block exchanges between its physical injection and withdrawal.

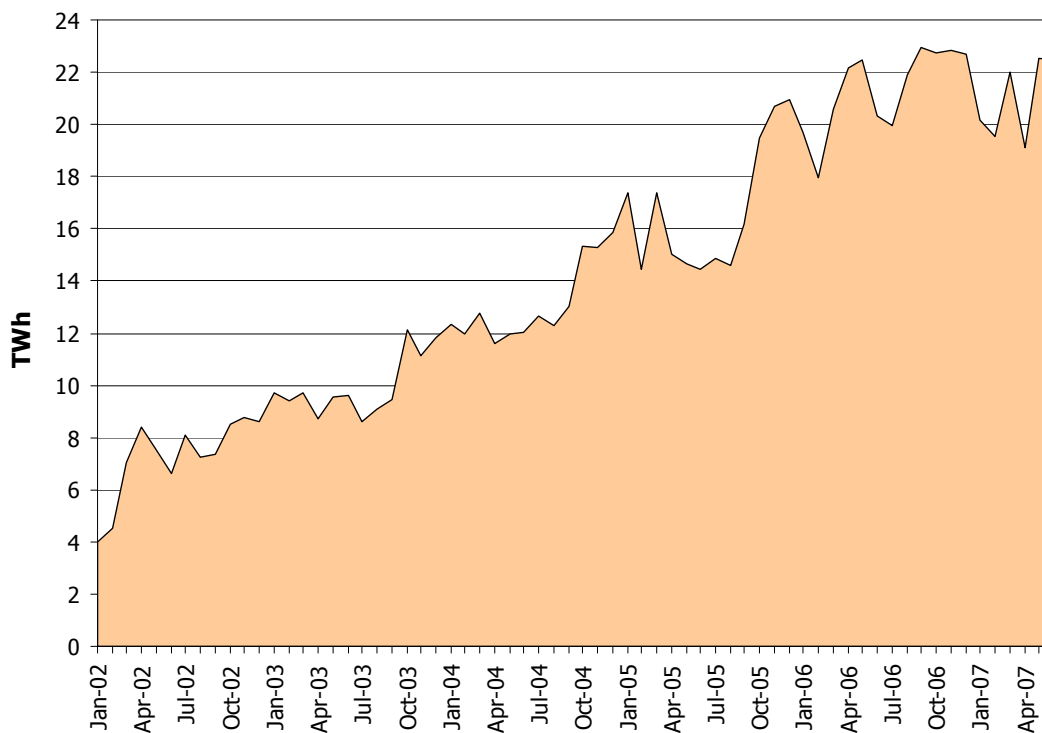
## **2. Wholesale market activity in France**

### **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**

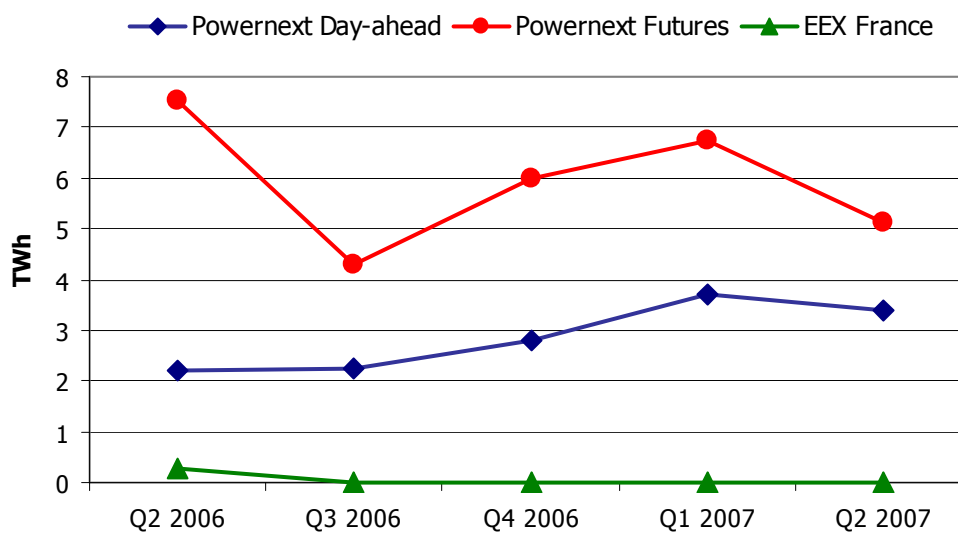
From now on this graph shows only the deliveries resulting from OTC transactions. The activity on organised markets is the subject of the next section of the market observatory.

Delivery volumes resulting from OTC transactions, at 64.1 TWh, increased in the second quarter 2007 by 3.9% compared to last quarter, and decreased by 1.3% compared to the same quarter last year. Volumes represented about 61% of national consumption in the second quarter 2007, against 46% in the first quarter 2007.

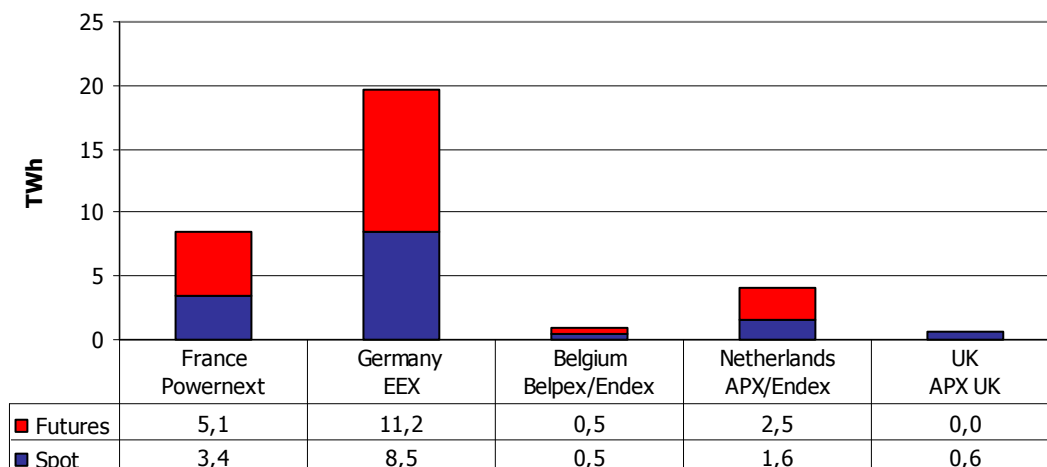
## B. Activity on organised markets and international comparison

Volumes exchanged on Powernext in the second quarter 2007 decreased by 9% on the spot market and by 24% on the futures market compared to last quarter. Volumes increased by 53% on the spot market and decreased by 32% 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 2007 -**



Sources: Powernext, EEX, Belpex, Endex, APX



### **3. Prices on the French wholesale market and European comparison**

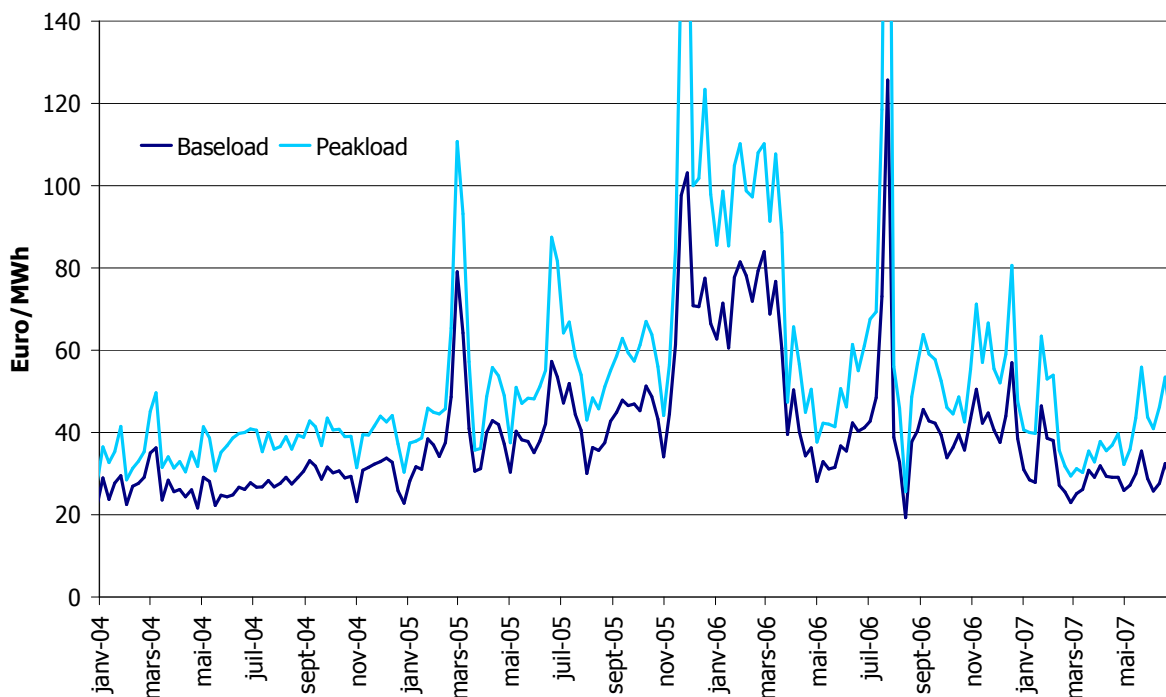
As prices of bilateral trading are not public, this section covers power exchange trading only.

#### **A. Spot prices**

Baseload spot prices on Powernext have amounted to 29.35 €/MWh on average in the second quarter 2007. They have decreased by 4% compared to the previous quarter and by 21% compared to the same quarter in 2006.

Peakload spot prices on Powernext have amounted to 41.79 €/MWh on average in the second quarter 2007. They have increased by 5% compared to the previous quarter and decreased by 17% compared to the same quarter in 2006.

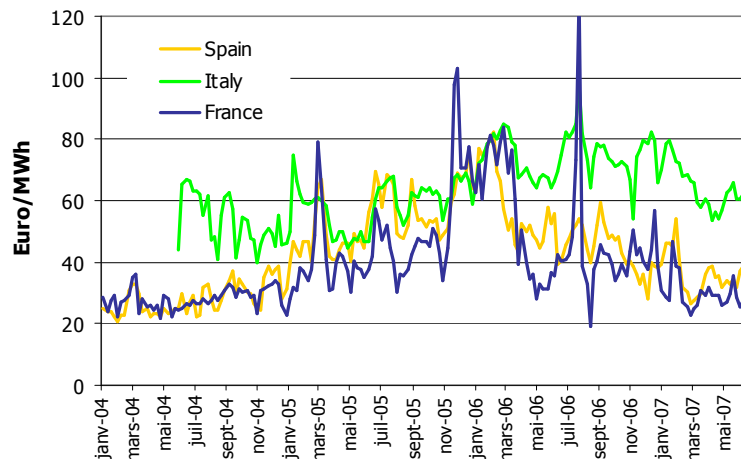
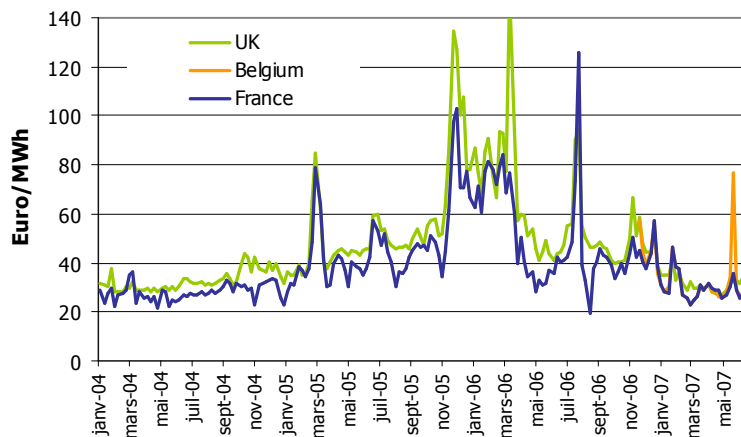
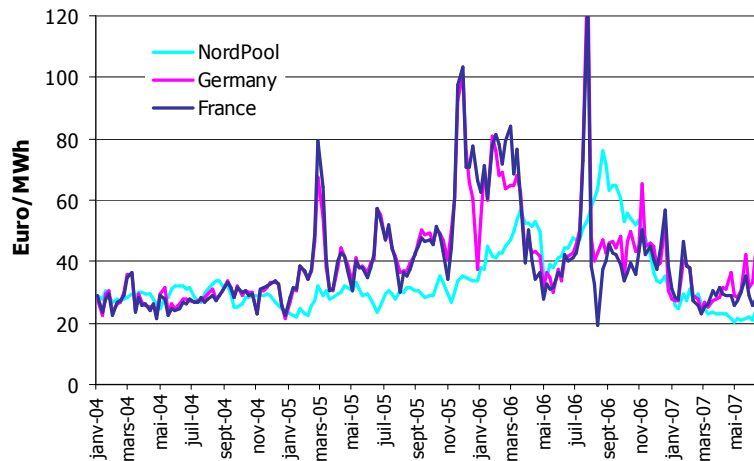
**Spot prices on Powernext**  
– weekly averages –



Sources: PWX, EEX – Analysis: CRE

French baseload spot prices in the second quarter 2007 were lower on average than prices on the main European power exchanges, except for NordPool. The differential between German and French prices has amplified.

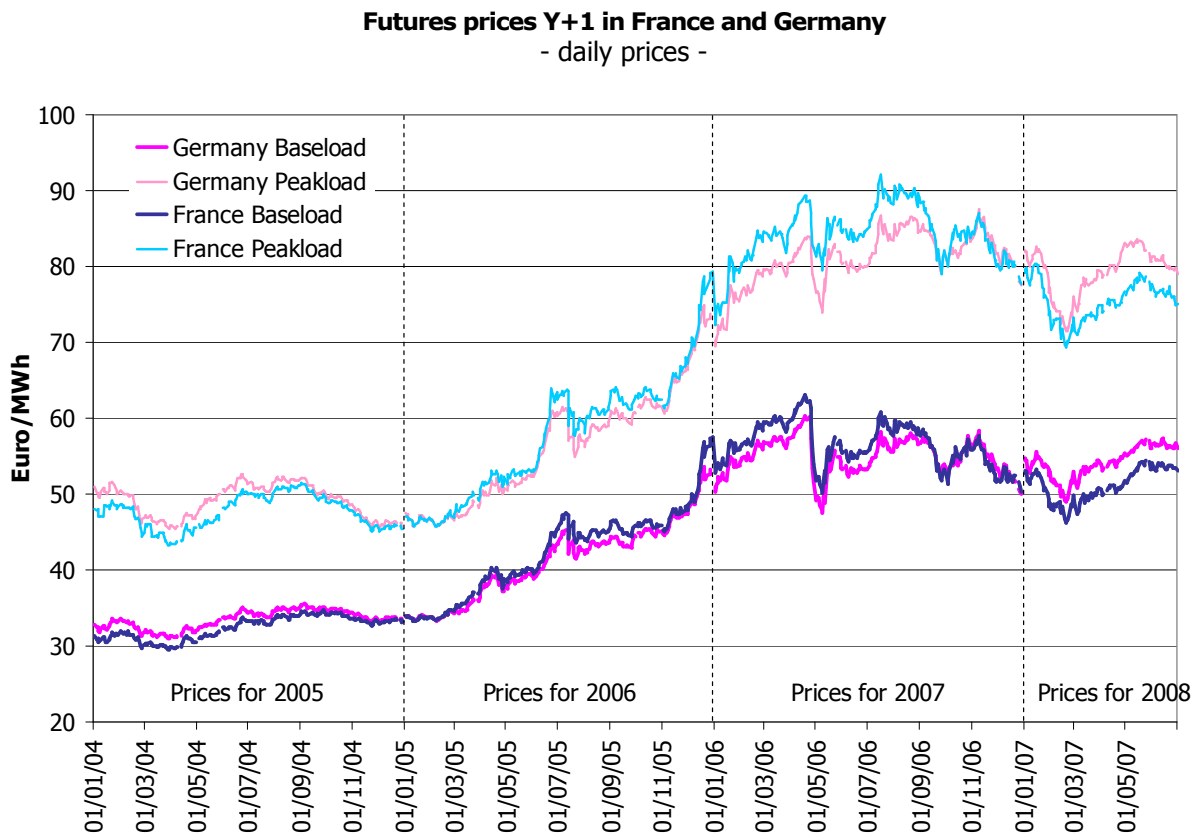
**Baseload spot prices on main European exchanges**  
- weekly averages -



Sources: Powernext, EEX, Belpex, Omel, NordPool, Ipx - Analysis: CRE

## B. Futures prices

Baseload annual future prices (Y+1) in the second quarter 2007 on Powernext have increased by 7.2% over the quarter. Prices went from about 50 €/MWh beginning April to 53.6 €/MWh end of June. Prices in France stayed much lower than in Germany. The price differential between the two countries amounted to 3 €/MWh on average for baseload and to 4.6 €/MWh for peakload.

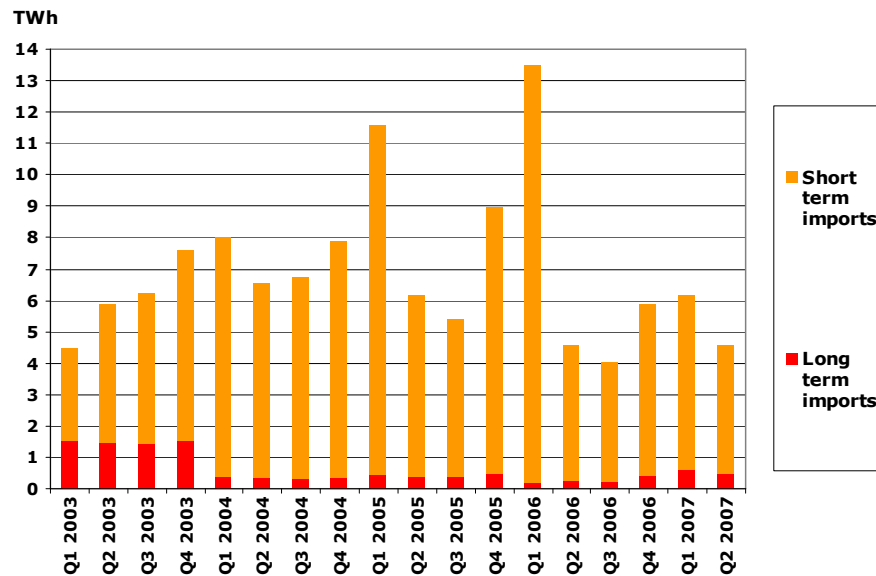


Sources: Powernext, EEX – Analysis: CRE

#### 4. Import and export volumes

Imports decreased by 26% in the second quarter 2007 compared to last quarter. They were at the same level as volumes observed in the same quarter last year.

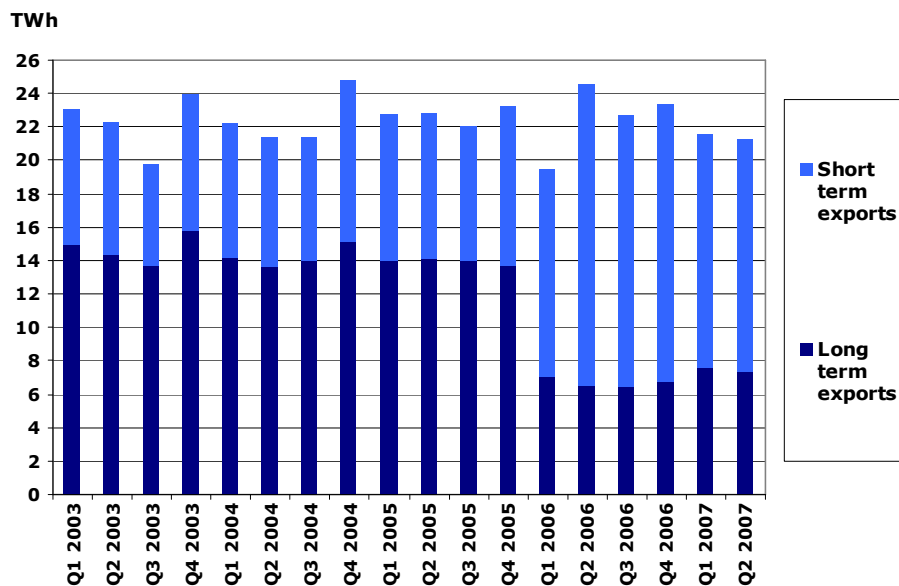
Total imports per quarter



Source: RTE – Analysis: CRE

Exports have decreased by 2% in the second quarter 2007 compared to last quarter. They were 13% lower than exports observed in the same quarter last year.

Total exports per quarter



Source: RTE – Analysis: CRE

## 5. Concentration of the French electricity market

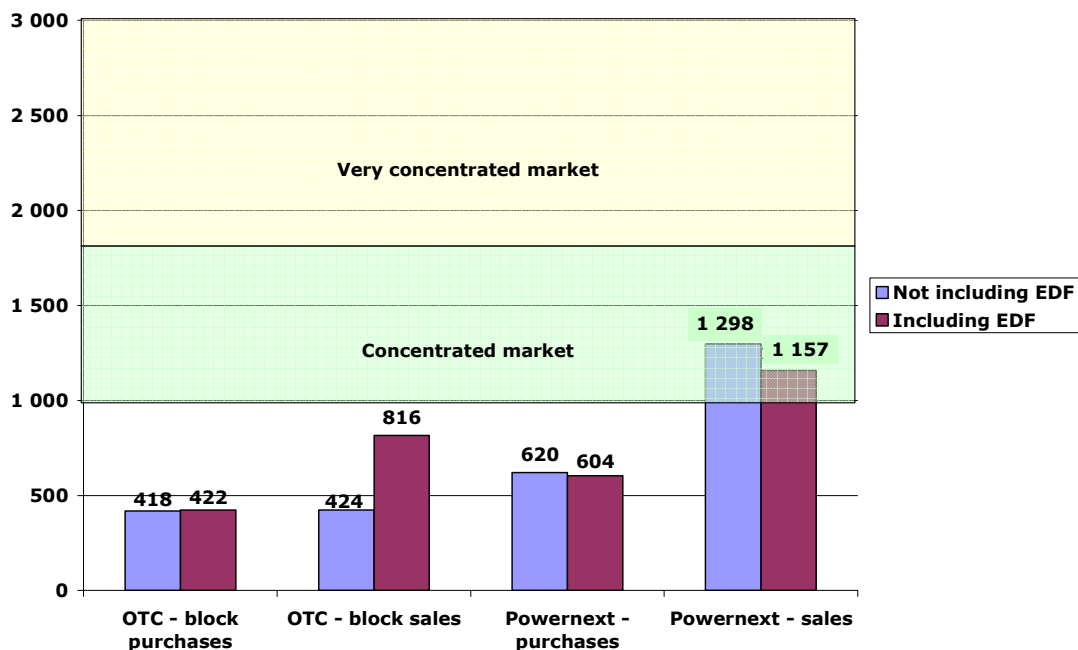
At the end of the second quarter 2007, 110 balancing responsible entities were active on the French wholesale electricity market, of which 56 were active on Powernext *Day Ahead* and 29 on Powernext *Futures*. Over the period, 9 new balancing responsible entities were registered by RTE. Two new members joined Powernext Day-Ahead while membership on Powernext Futures increased by 3 during the second quarter 2007.

### A. Concentration of the different French wholesale market segments

The graph below shows the Herfindahl-Hirschman Index (HHI)<sup>1</sup> which is used for the different French wholesale market segments.

During the second quarter 2007, purchases and sales on the OTC market as well as purchases on Powernext appear to be moderately concentrated market segments, whether the EDF group is taken into account or not. However, the sales segment on Powernext was concentrated this quarter.

**HHI concentration index – wholesale electricity market  
- second quarter 2007 -**



Source: RTE – Analysis: CRE

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

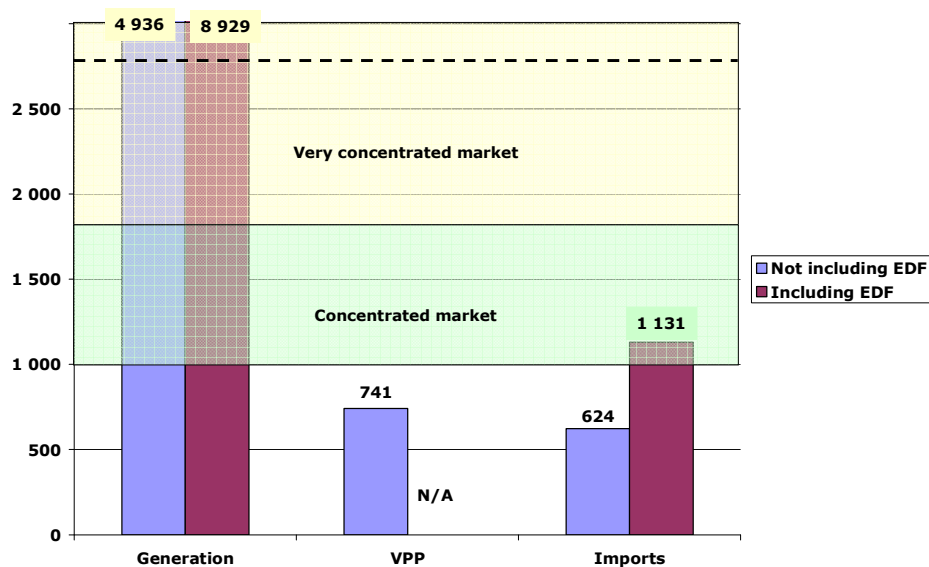
The following graphs show the concentration of the upstream (injections) and downstream (withdrawals) markets.

<sup>1</sup> 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. Including EDF, imports have been concentrated this quarter.

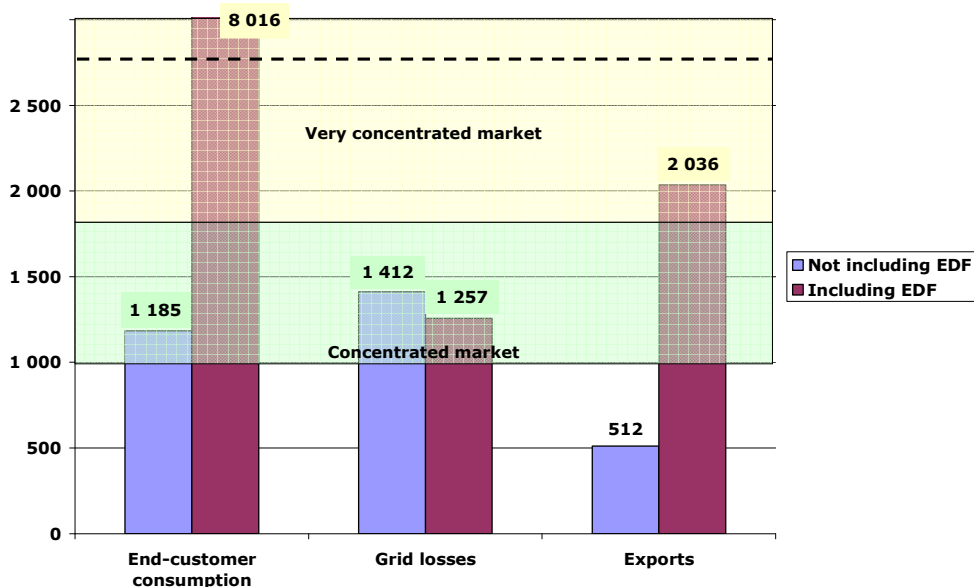
**HHI concentration index – injections**  
- second quarter 2007 -



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 loss market is relatively concentrated, whether EDF is taken into account or not.

**HHI concentration index – off-takes**  
- second quarter 2007 -



Source: RTE – Analysis: CRE

## **6. Striking fact of the second quarter 2007**

### Permanently low spot prices

Weekly averages of spot prices in France stayed close to 30 €/MWh during the whole quarter. A level as low, during a period as long, has not been observed since 2004.

Fundamentals of the French market have contributed to the low level of prices:

- the availability of the generation park was favourable,
- consumption stayed limited due to soft temperatures,
- carbon prices of permits delivered in 2007 were close to zero.

A price stabilisation at levels close to those in 2004, even to those in 2003, has also been observed on most other European markets, with the exception of Italy.

# The gas market

## The retail gas market

### 1. Introduction

The deregulation of the French gas market 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.

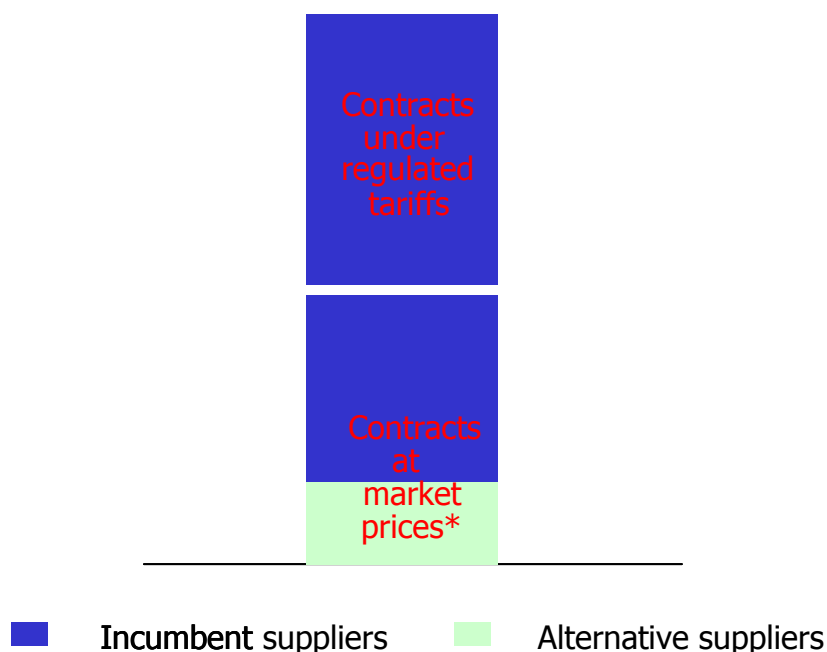
The statistics published in the present observatory are only related to **non-residential customers**. The statistics in relation to residential customers will be published in the next observatory (1<sup>st</sup> December 2007).

The non-residential customers represent 681,000 sites, and an annual gas consumption of approximately 377 TWh.

Each non-residential client 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). A client has access to this kind of contracts provided he has exercised his eligibility.

**Distribution of gas contracts for all customers**  
- illustrative diagram -



\* Sites that have exercised their eligibilities



*N.B : CRE has redefined the terms of "alternative supplier" and "incumbent supplier". From now on, incumbent suppliers encompass Gaz de France, Tegaz and the local distribution companies (LDCs). The other suppliers are alternative suppliers. Consequently, a supplier can not be an incumbent supplier AND an alternative supplier.*

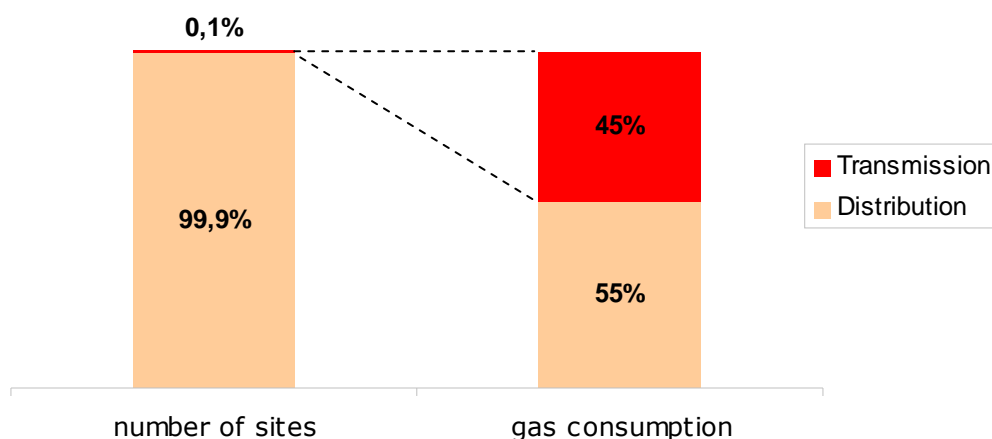
*The data sources of the observatory originate from transmission system operators: GRTGaz, Total Infrastructures Gaz France; distribution system operators: Gaz de France-Réseau Distribution, Gaz De Bordeaux, Gaz De Strasbourg and Gaz et Electricité de Grenoble, and the incumbent suppliers (Gaz de France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

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

- *new site connections carried out during month M (of quarter Q).*
- *supplier changes requested during month M (quarter Q) and brought into effect on the 1<sup>st</sup> of month M+1 (quarter Q+1).*

## 2. The non-residential customer segments and their respective weights

### Typology of eligible sites



Sources: 2006 TSOs, DSOs – Analysis: CRE

The non-residential customers connected to the transmission systems are all big gas consumers. They represent less than 1% of sites in terms of number, but approximately half the consumption of non-residential customers.

## 3. Status at July 1<sup>st</sup> 2007

### A. Summary tables

Situation (number of sites)	July 1 <sup>st</sup> 2007	April 1 <sup>st</sup> 2007
- non-residential sites	681,000	688,000
- sites with contract at market prices	<b>130,000</b> <sup>(1)</sup>	<b>117,800</b> <sup>(1)</sup>
- in Transmission	595	593
- in Distribution <sup>(1)</sup>	129,500 <sup>(1)</sup>	117,200 <sup>(1)</sup>
- alternative suppliers' market share within all non-residential sites	<b>8.3%</b>	<b>7.4%</b>

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

<sup>(1)</sup> The number of sites with contract at market prices connected to the distribution system and the total number of sites with contract at market prices are rounded.

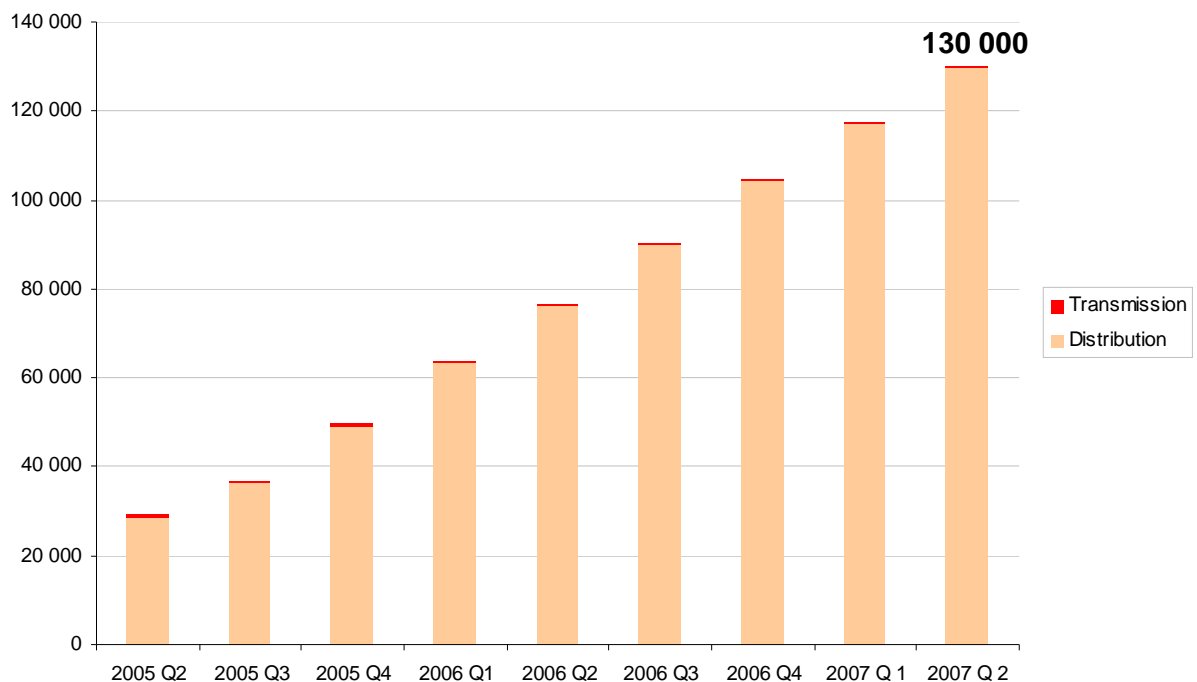
The number of non-residential sites and consumption decreased during Q2 2007 because incumbent suppliers started to update their customer database.

Situation (consumption, in TWh)	July 1 <sup>st</sup> 2007	April 1 <sup>st</sup> 2007
- non-residential sites	377 TWh	382 TWh
- sites with contract at market prices	<b>212 TWh</b>	<b>209 TWh</b>
- in Transmission	139 TWh	139 TWh
- in Distribution	73 TWh	70 TWh
- alternative suppliers' market share within all non-residential sites	<b>17,9 %</b>	<b>15,4%</b>

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

#### B. Evolution of number of sites with contracts at market prices

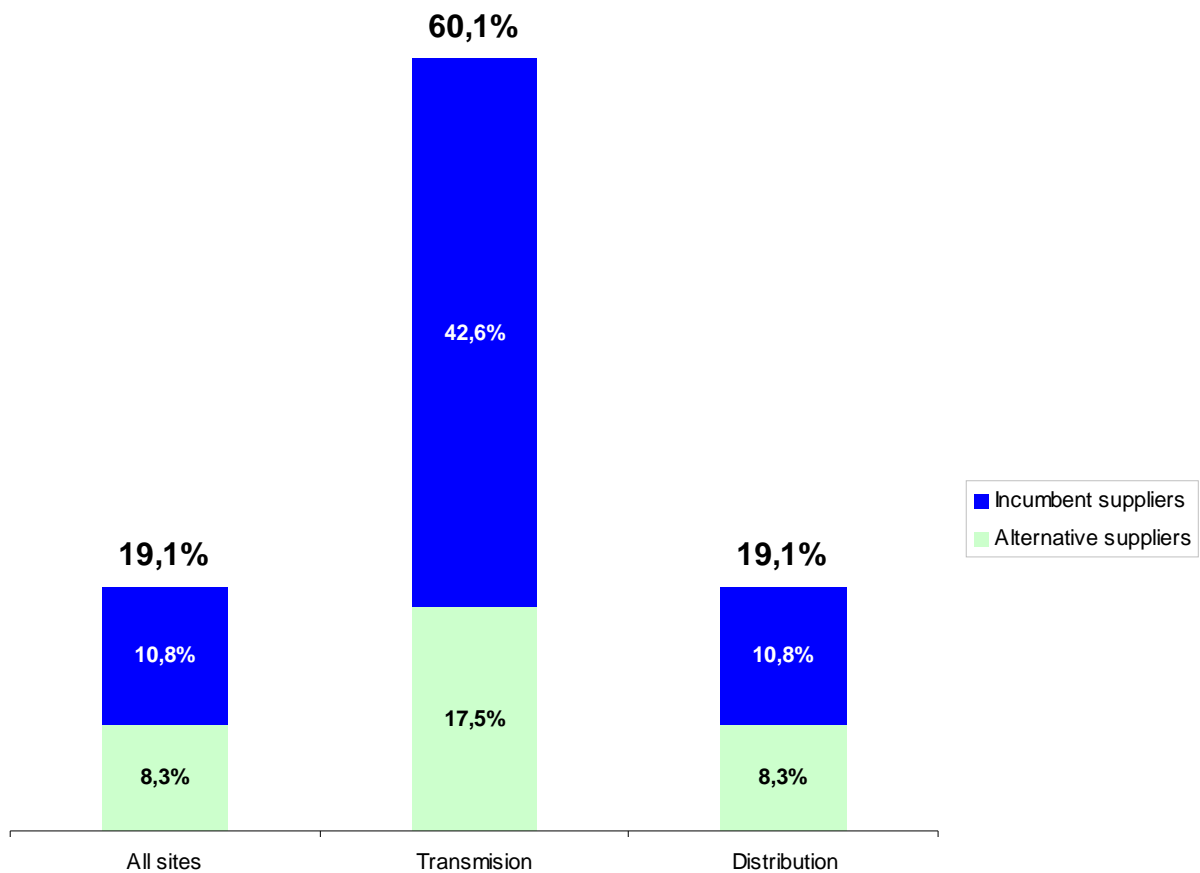
##### Total number of sites with contracts at market prices



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

C. Market shares on July 1<sup>st</sup> 2007, in number of sites

**Share of sites with contracts at market prices  
-number of sites-**



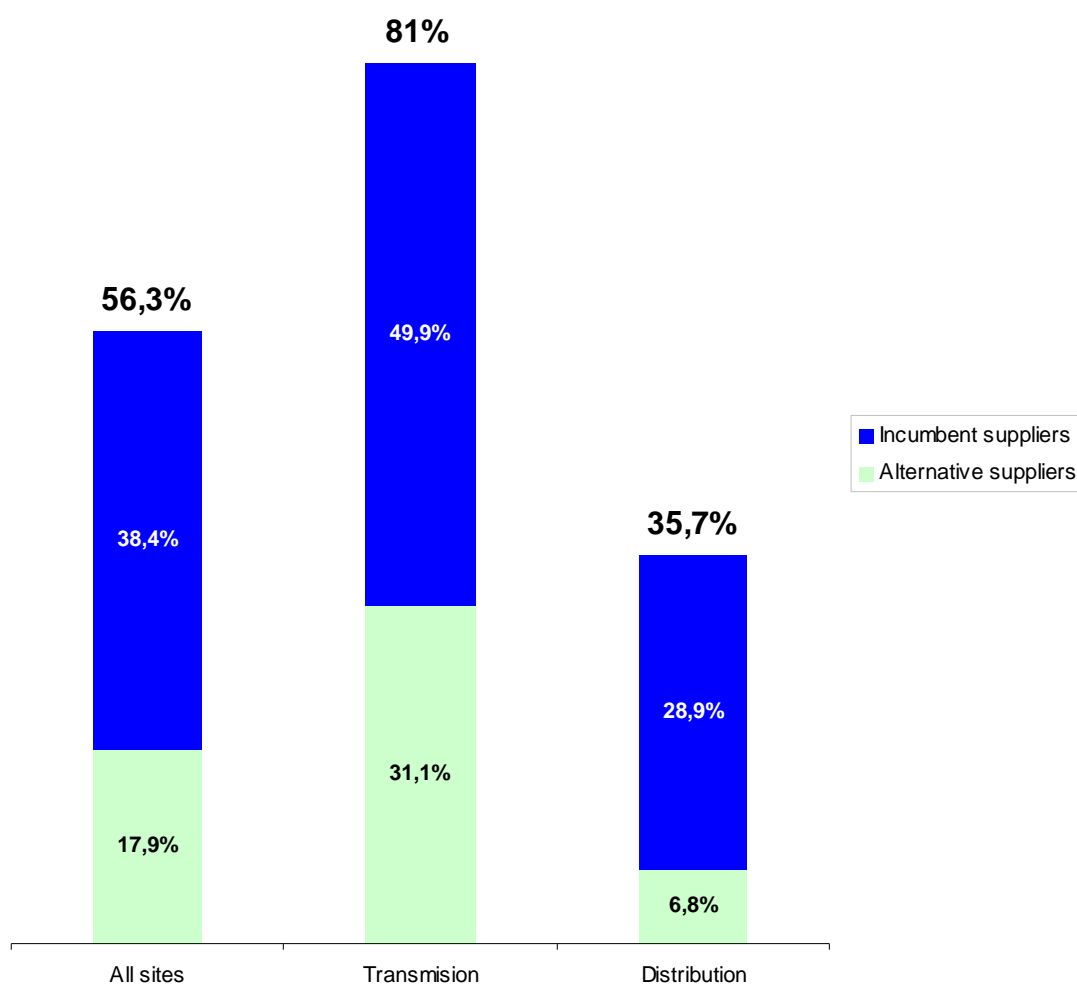
**Sources: TSOs, DSOs, incumbent suppliers – Analysis: CRE**

*For sites with several suppliers, we only take in account the supplier who subscribed the biggest capacity for the site.*

On July 1<sup>st</sup> 2007, 19.1% of all non-residential sites have contracts at market prices.  
8.3% of all non-residential sites have opted for an alternative supplier.

D. Market shares on July 1<sup>st</sup> 2007, in yearly consumption

**Share of sites with contracts at market prices  
-consumption-**



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

*Nota : For the sites with several suppliers, the consumption given for each supplier is proportional with the capacity subscribed.*

E. Number of active alternative suppliers at July 1<sup>st</sup> 2007

	<b>All</b>	<b>Transmission</b>	<b>Distribution</b>
<b>Number of active alternative suppliers</b>	15	12	12

**Sources: TSOs, DSOs – Analysis: CRE**

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

The number of incumbent suppliers remains stable during Q2 2007.

## The wholesale gas market

---

### **1. Gas pricing and gas markets in Europe**

France and other continental European countries are mainly supplied under long-term contracts (between 15 and 25 years), agreed between the national companies in the gas-producing countries (Gazprom, Sonatrach, Statoil, Gasunie, etc.) and the incumbent suppliers. Fluctuation of gas prices under these long-term contracts are mainly linked to fluctuations in oil product prices (domestic heating oil and heavy oil), with a three to six months delay. In 2006, approximately 86% of the gas imported into France was purchased under long-term contracts (Russia: 19%, Algeria: 19%, Norway: 34%, Netherlands: 22%, Egypt: 6%<sup>2</sup>).

In addition, a wholesale market is being developed in Europe, but only the NBP, in Great Britain, trades significant volumes. It represents the price driver for the markets in continental Europe, which are still at an early stage of development. Among these, the Zeebrugge market in Belgium and TTF in the Netherlands are the most developed.

---

<sup>2</sup> Source: Gaz naturel en France : les principaux résultats en 2006 », DGEMP / Observatoire de l'énergie, mai 2007

## A. Flows in the United Kingdom

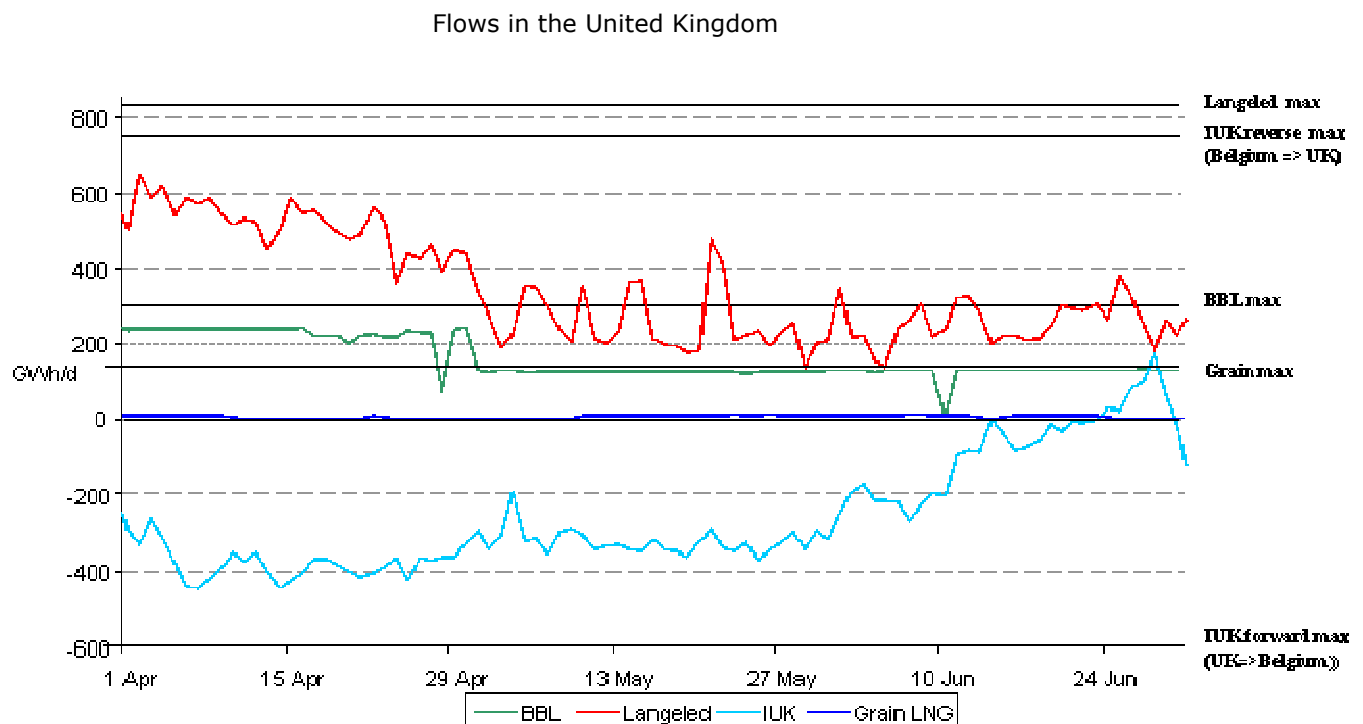
The supply conditions and the gas flows in the United Kingdom have a direct impact on the NBP prices.

**BBL pipeline:** Since its entry into operation end November 2006, flows through BBL (direction Continent to UK) have been stable and correspond to the long term contract of 8 bcm/y between Centrica and GasTerra (ex Gasunie Trade & Supply), among them 5 bcm in winter (1<sup>st</sup> of October to 31<sup>th</sup> March).

**Langeled pipeline:** Langeled flows decreased during the second quarter of 2007, from 600 GWh/d at the beginning of April to around 200 GWh/d at the end of June. They remained volatile during the whole quarter.

**Interconnector:** Interconnector forward flows (from the UK to the continent) decreased and, at the end of June, the flow direction switched to the reverse mode (from the continent to the UK). Imported gas through Langeled is thereby partly reexported towards the Continent through the Interconnector.

**LNG:** The Grain terminal and the LNG offshore infrastructure of Teeside remained unused during the second quarter of 2007, due to spot prices on the US Henry Hub higher than NBP spot prices.



Source: Platts



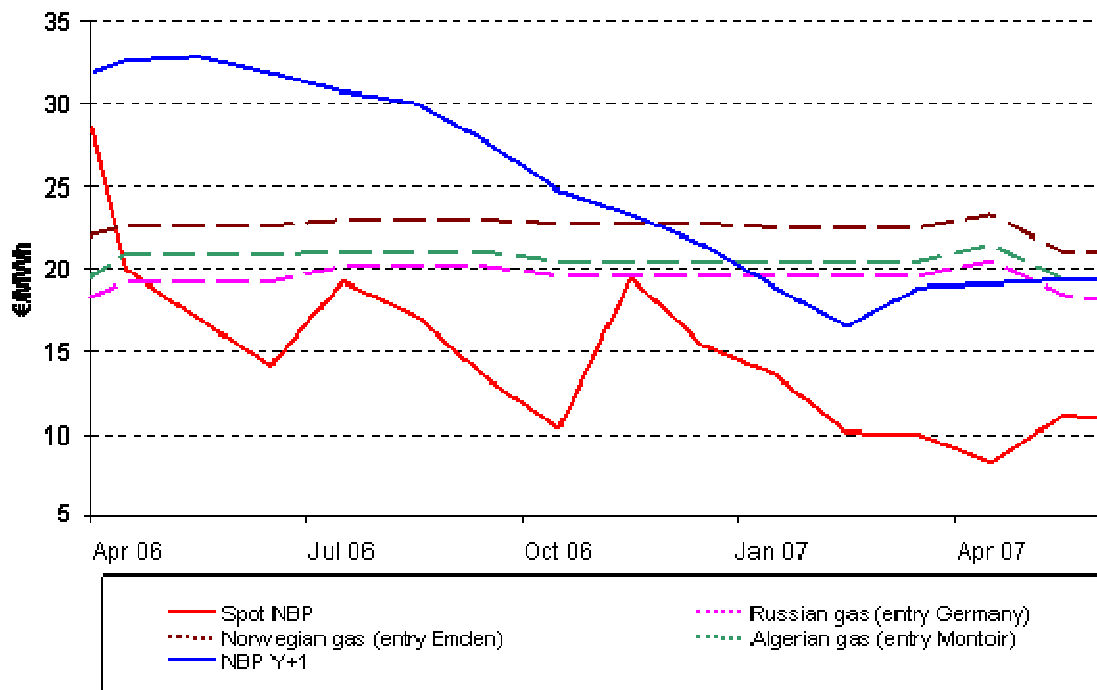
## B. Comparison of spot, forward and long-term contract prices

Since April 2006, long-term contract prices have been high and stable.

In March 2007, the prices of these contracts estimated by Heren amounted to:

- 19,3 €/MWh for Algerian gas (entry Montoir);
- 21,05 €/MWh for Norwegian gas (entry Emden);
- 18,45 €/MWh for Russian gas (entry Germany).

Spot, forward and long-term contract prices



Sources: Platts, Heren

During the second quarter of 2007, spot prices increased but remained largely under prices of long-term contracts. In June, the difference between long-term contract prices and NBP spot prices reached 7.6 to 10.2 €/MWh.

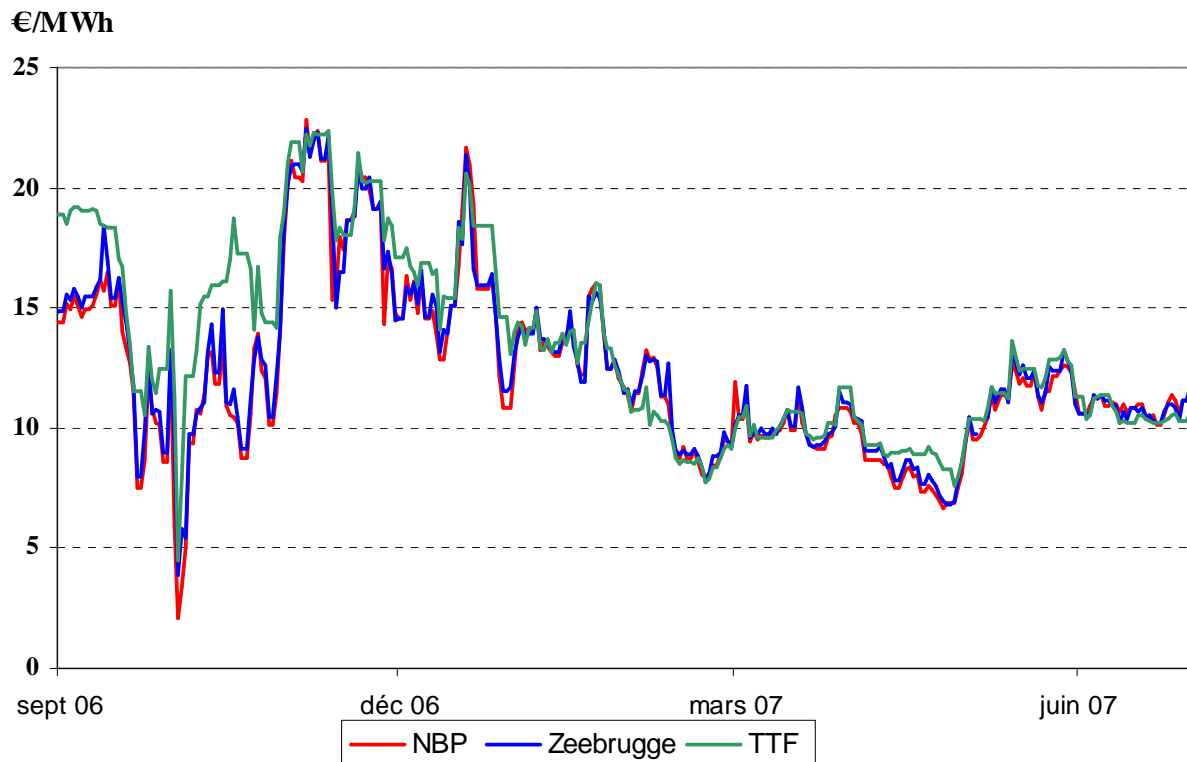
Y+1 forward prices at the NBP remained stable, at the same level as long term contracts prices; they were above the long term contracts prices during all the year 2006.

### C. Spot prices on European markets

At the end of April 2007, day-ahead prices reached their floor at 6.8 €/MWh on the NBP and at Zeebrugge, due to large Norwegian gas flows and to temperatures above the seasonal normal. In May they bounced back to 13 €/MWh and stabilised around 11 €/MWh in June. This price increase is mainly due to the growing uncertainty concerning the Norwegian flows.

The monthly mean of the NBP day-ahead prices amounted to 10.8 €/MWh in June 2007, which is 30 % above the level of April 2007.

Spot prices on European markets



Source: Platts

## **2. The wholesale market in France**

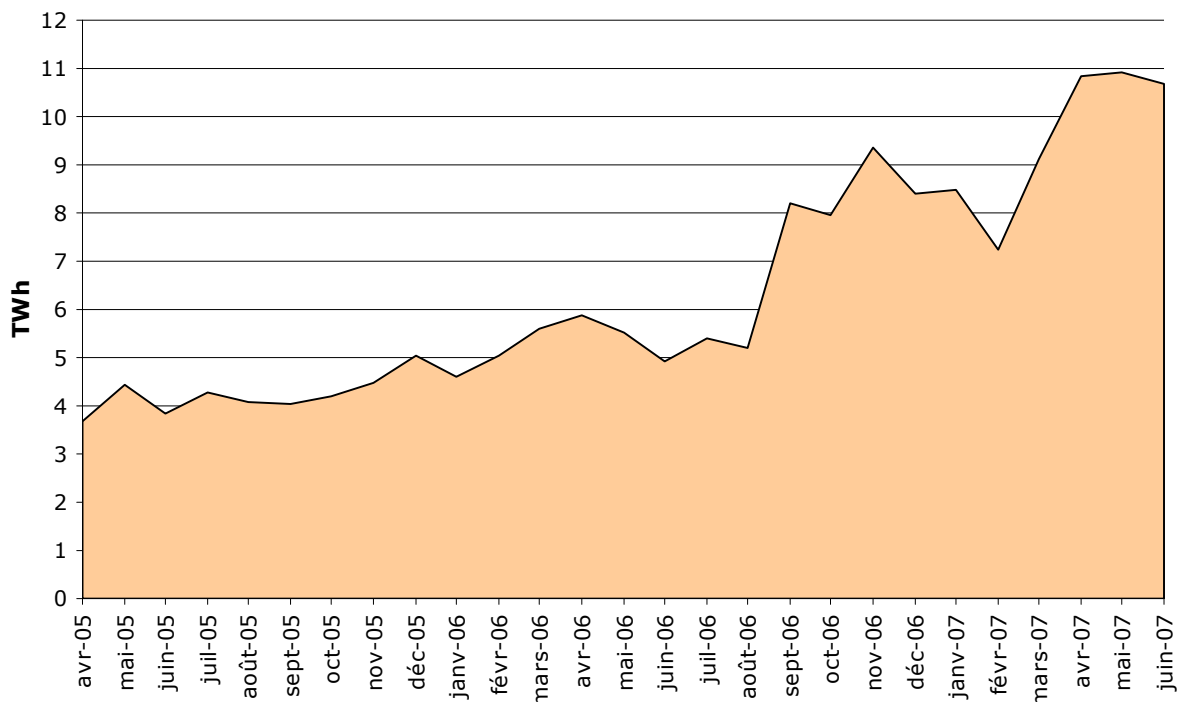
As there is no organized gas market in France, wholesale gas is exclusively traded over the counter (OTC), through direct transactions or via intermediaries (broking companies and trading platforms). The volume of the transactions OTC is not public.

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.**

The activity on the French wholesale gas market during the second quarter 2007 was intensive. Indeed, the volume of net deliveries resulting from transactions OTC has risen by 30.8% in comparison with the previous quarter and has doubled in comparison with the second quarter 2006. During the second quarter 2007, 32.5 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.

**Eligible site:** a site which is allowed to choose its gas or electricity supplier. Before 1<sup>st</sup> July 2007, eligible sites correspond to non-residential sites. From 1<sup>st</sup> July 2007, all sites (including residential sites) are eligible.

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

**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 which reviewed its contract agreements with the incumbent supplier:** a site supplied by the incumbent supplier which cancelled its regulated tariff contract in order to benefit from a new offer at market prices from the incumbent supplier.

**Site which switched supplier:** There are three possibilities:

- A customer who switched from the incumbent supplier to an alternative supplier.
- A customer who switched from an alternative supplier to another alternative supplier.
- A customer who switched from an alternative supplier to return to the incumbent supplier.

**Site with contracts at market prices:** a site which signed a contract at market prices with the incumbent supplier or with an alternative supplier. Exercising this right is irreversible.

**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:**

**Spot:** 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

---

**Active alternative supplier:** supplier which:

- supply at least one site through a unique contract
- is the balancing responsible for at least one site with transmission or distribution contract

**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 a unique supply contract

**Balancing responsible:** intermediary entity between non-residential customers and RTE. It is responsible for the financial risks associated with the adjustments that RTE must make to compensate for any gap between customers' supplies schedule and their actual consumption, in order to ensure the overall balance of the network.

**Incumbent supplier:** incumbent suppliers encompass EDF, Local Distribution Companies (LDC) and their subsidiaries.

**Main electricity power exchanges in Europe (electricity):**

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

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

- **Large sites:** high voltage 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 sites:** high voltage sites whose subscribed power level is less than 250 kW and low voltage sites whose subscribed power level is at least 36 kVA. These sites correspond to SME premises, for example (with an annual consumption generally between 0.15 GWh and 1 GWh).
- **Small sites:** low voltage 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.

**Site cancelled:** a customer leaves a site.

**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.

**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](http://www.edf.fr/index.php4?coe_i_id=244))
- **Wholesale purchases and sales (OTC)**<sup>3</sup>: 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/htm/fr/offre/offre\\_inter\\_1.htm](http://www.rte-france.com/htm/fr/offre/offre_inter_1.htm)
- **Purchases and sales via Powernext**, the French electricity power exchange:  
[www.powernext.fr](http://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/htm/fr/offre/offre\\_perte.htm](http://www.rte-france.com/htm/fr/offre/offre_perte.htm)

#### **Wholesale products:**

**Baseload :** 24 hours a day, 7 days a week (this is why sliding monthly averages for Baseload products are calculated on a 28-day basis, i.e. working days as well as weekends).

**Peak (continental Europe):** from 8 a.m. to 8 p.m., Monday to Friday (this is why the sliding monthly averages for Peak products are calculated on a 20-day basis, i.e. working days only).

---

<sup>3</sup> "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

**Balancing zone:** a geographic gas transmission system zone within which gas injections and off-takes must be balanced.

**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 1<sup>st</sup> January 2007.

**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 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.

Gaz du Sud-ouest (now Total Infrastructures Gaz France) put 1.1 TWh per year on the market.

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

**Market segments:** the non-residential customer market is divided into two segments:

- Customers connected to the transmission system
- Customers connected to the distribution system.

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