

# **Electricity and gas market observatory**

**4<sup>th</sup> Quarter 2006**

<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. Eligible customer segments and their respective weights .....	6
3. Status at January 1 <sup>st</sup> 2007.....	7
3. Dynamic analysis: 4 <sup>th</sup> Quarter 2006.....	10
<b>The wholesale electricity market .....</b>	<b>14</b>
1. Introduction.....	14
2. Traded volumes on the French wholesale electricity market and comparison with European markets.....	16
3. Prices on the French wholesale electricity market and European comparison .....	18
4. Import and export volumes .....	21
5. Concentration of the French electricity market .....	22
6. Striking facts of the 4 <sup>th</sup> 2006 quarter.....	24
<b>The gas market.....</b>	<b>25</b>
<b>The retail gas market .....</b>	<b>25</b>
1. Introduction.....	25
2. The eligible customer segments and their respective weights .....	27
3. Status at January 1 <sup>st</sup> 2007.....	27
<b>The wholesale gas market.....</b>	<b>32</b>
1. Gas pricing and gas markets in Europe.....	32
2. The wholesale market in France .....	34
<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

Since July 1<sup>st</sup> 2004, all electricity and gas consumers can be eligible according to their consumption site, as long as all or part of the electricity or gas consumed is designed for non-residential use.

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)).

It completes the information already published by CRE:

- practical information for eligible customers : consumer guide, list of suppliers,
- communications regarding markets running; CRE's annual activity report.

# 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.

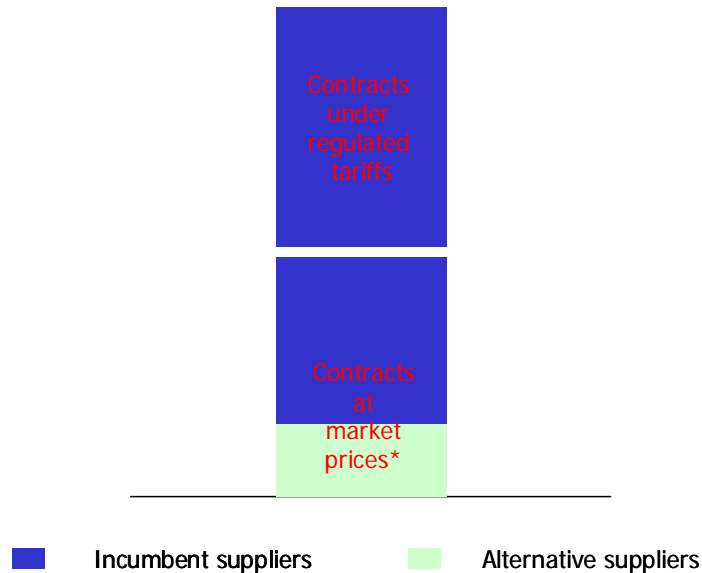
Since July 1<sup>st</sup> 2004, all companies and local government agencies are free to choose their electricity supplier. Today, they represent 4.7 million customer sites with an annual electricity consumption of around 310 TWh.

Each eligible 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.

The 7<sup>th</sup> of December law gives the client a new choice. Clients who have chosen contracts at market prices are 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 1<sup>st</sup> of July. The TARTAM cannot be higher than 123% of the regulated tariff applicable to a site with similar characteristics, taxes excluded.

Distribution of electricity contracts for non-residential customers in France  
- illustrative diagram -



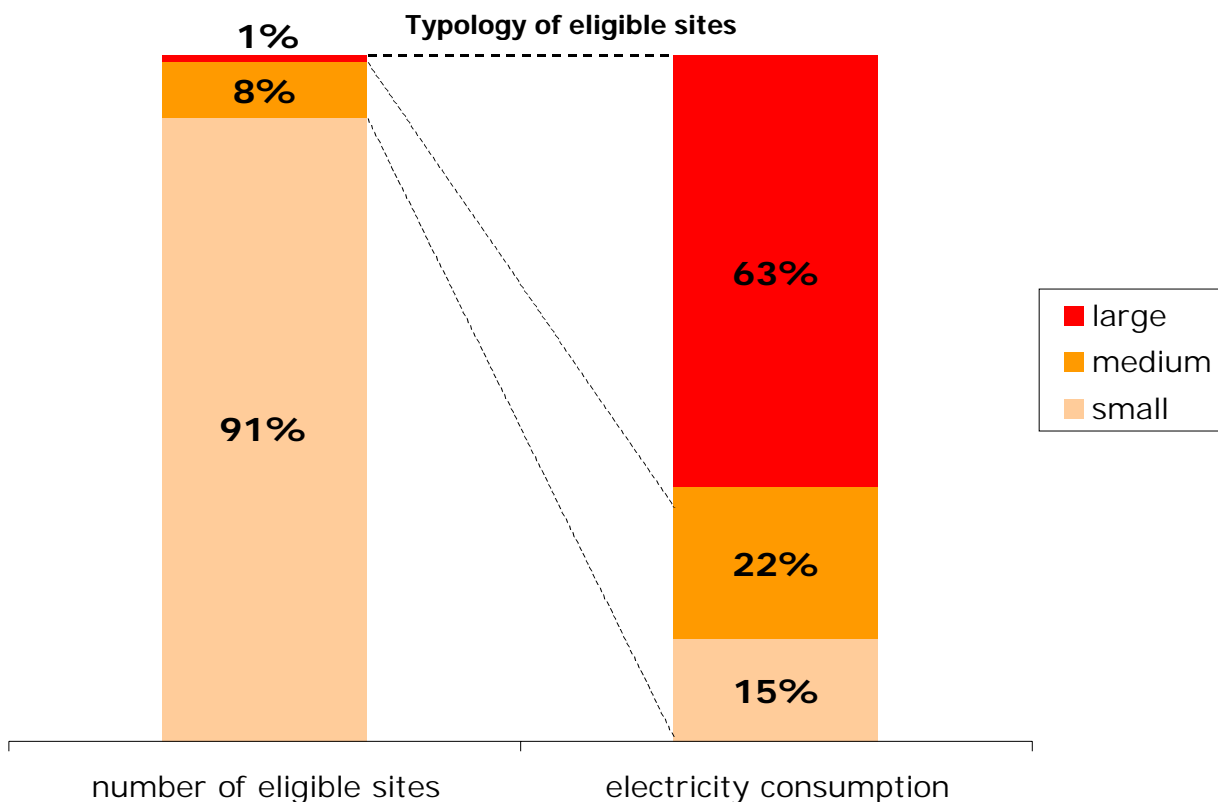
\* Sites that have exercised their eligibility

*The data sources of the observatory originate from 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).*

## 2. Eligible customer segments and their respective weights



Sources: DSO, RTE – Analysis: CRE

*The eligible 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 eligible 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 eligible sites.

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

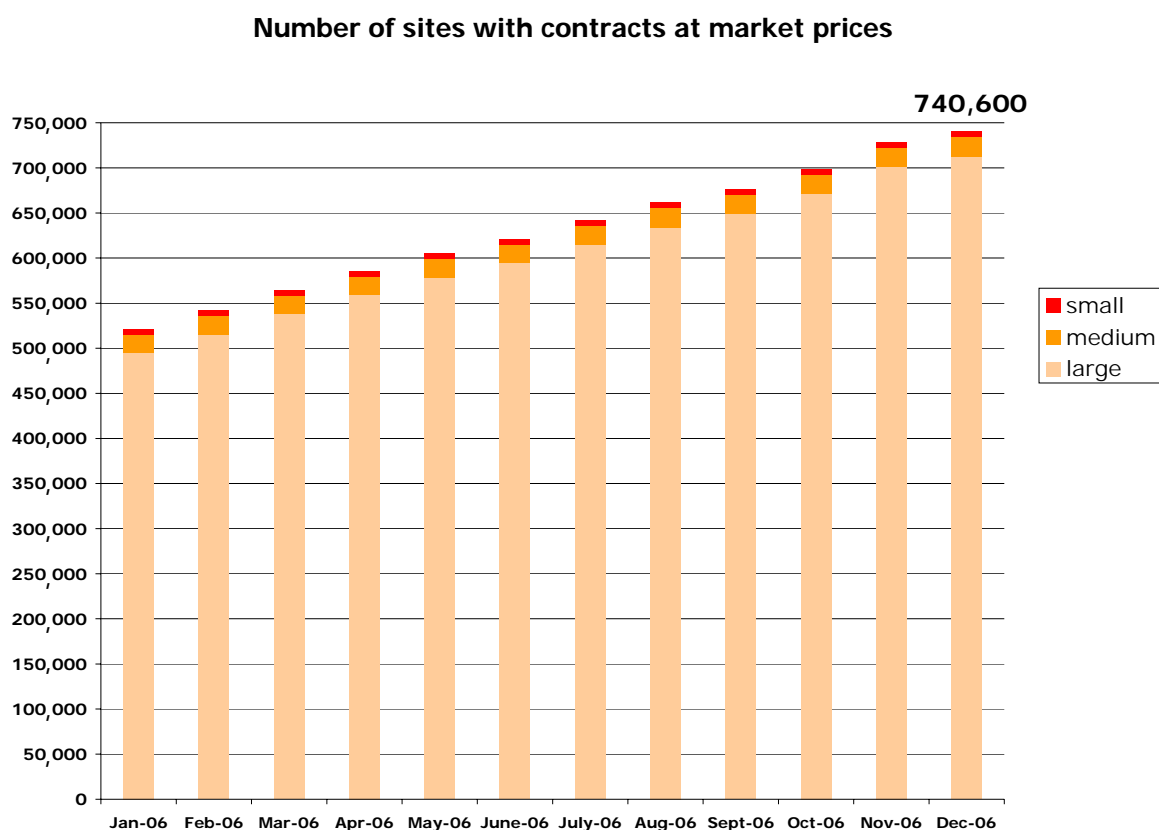
#### A. Summary table for the past two quarters

Situation (number of sites)	January 1 <sup>st</sup> 2007	October 1 <sup>st</sup> 2006
- eligible sites	4 700 000	4 700 000
- sites with contracts at market prices	<b>740 600</b>	<b>676 900</b>
- sites gained by alternative suppliers	<b>276 500</b>	<b>249 200</b>
- alternative suppliers' market share within all eligible sites	<b>5,9%</b>	<b>5,3%</b>

Sources: DSO, RTE – Analysis: CRE

Technical information: number of sites are rounded, but alternative supplier's market shares within all eligible sites are calculated from real figures.

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

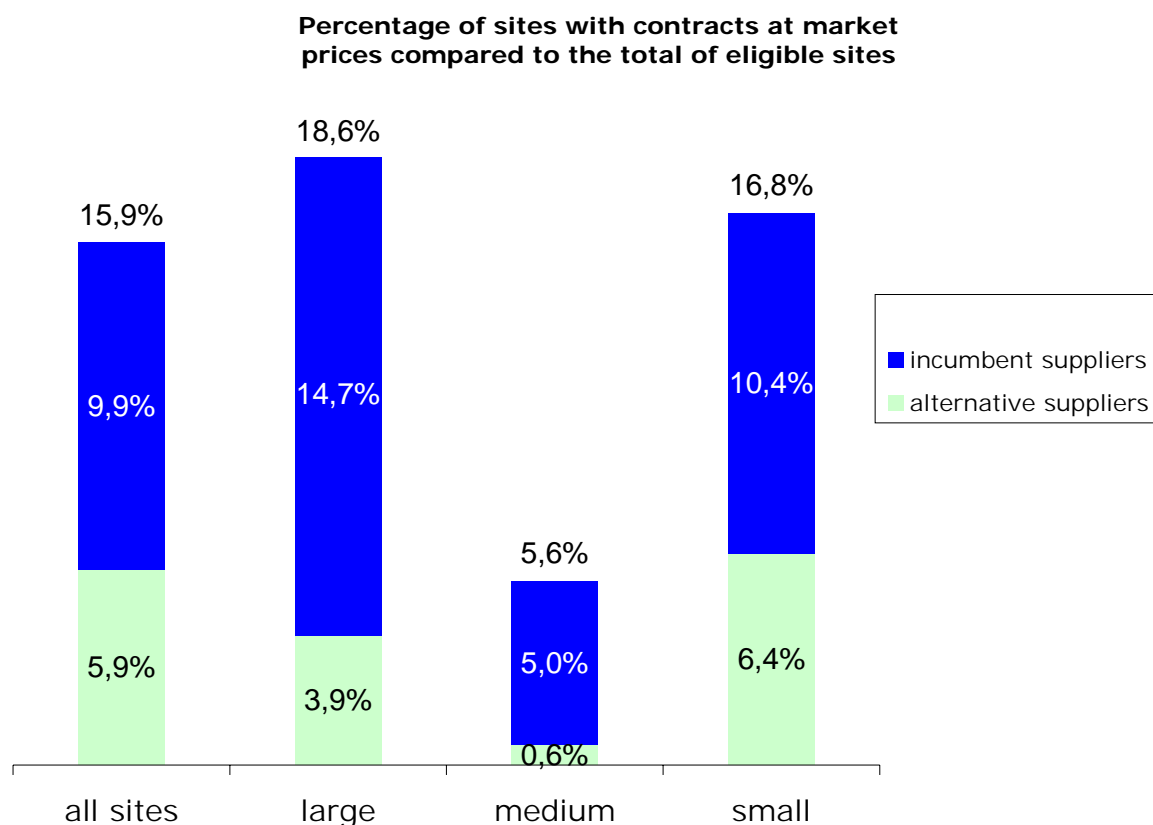


Sources: DSO, RTE – Analysis: CRE

On January 1<sup>st</sup> 2007, two years and a half after the opening of the electricity market to competition for non-residential, approximately 740, 600 sites have contracts at market prices.

During Q4 2006, the number of sites with contracts at market prices increased by 21,000 sites per month (compared to 19,000 sites per month in Q3 2006).

C. Eligibility's application rate and market shares on January 1<sup>st</sup> 2007



Sources: DSO, RTE – Analysis: CRE

*The eligibility's application rate is equal to the number of sites with contracts at market prices, compared with the number of eligible sites included in the targeted segment.*

On January 1<sup>st</sup> 2007, 15,9% of all eligible sites have contracts at market prices.

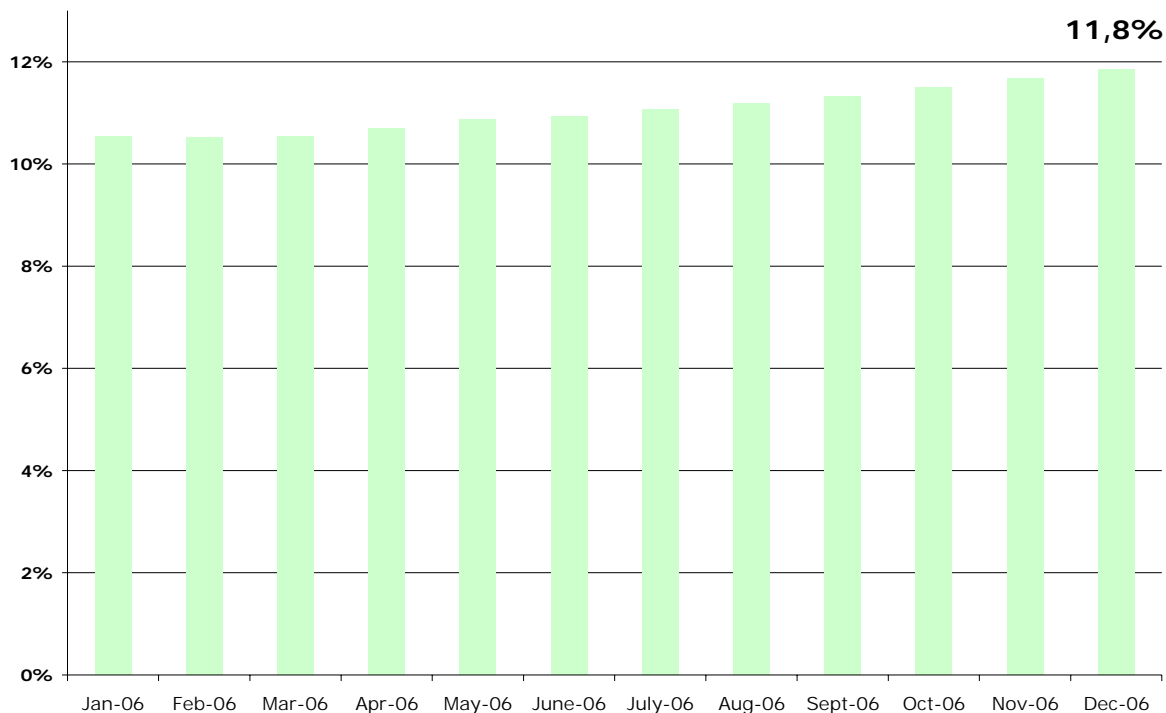
5,9% of all eligible sites have opted for an alternative supplier.

The intensity of competition is always particularly low on the segment of medium-sized sites.



D. Alternative suppliers' market shares (electricity consumption) as of January 1st 2007

**Evolution of alternative suppliers' market share  
Compared with total eligible consumption**  
– over the last 12 months –



Sources: RTE – Analysis: CRE

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

	All sites	Large	Medium	Small
<b>Number of active alternative suppliers</b>	19	17	6	6

Sources : DSO, RTE – Analysis : CRE

*An alternative supplier is said to be active when it provides at least one customer with electricity.  
As a reminder, about 160 incumbent suppliers operate in France.*

#### **4. Dynamic analysis: 4<sup>th</sup> Quarter 2006**

##### 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*

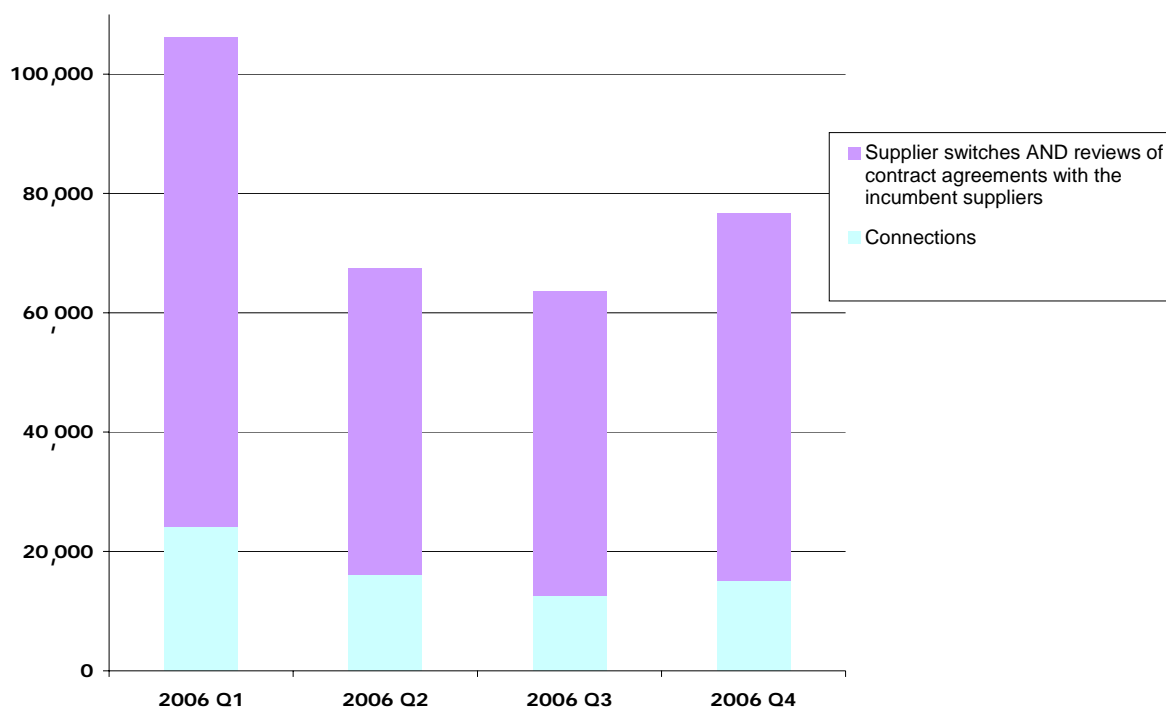
*For a dynamic analysis, the gross adds at market prices is a more relevant indicator than the number of sites that have signed a contract at market prices. Indeed, in contrary to the latter, the gross adds take into account the number of sites that have switched suppliers.*

DURING QUARTER: (number of sites)	4 <sup>th</sup> 2006 Quarter	3 <sup>rd</sup> 2006 Quarter
- gross adds at market prices	76,700	63,600
- gross adds for alternative suppliers	35,200	35,200
- alternative suppliers' market shares within all gross adds at market prices	46%	55%

Sources: DSO, RTE – Analysis: CRE

B. Gross adds at market prices for the last quarters

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



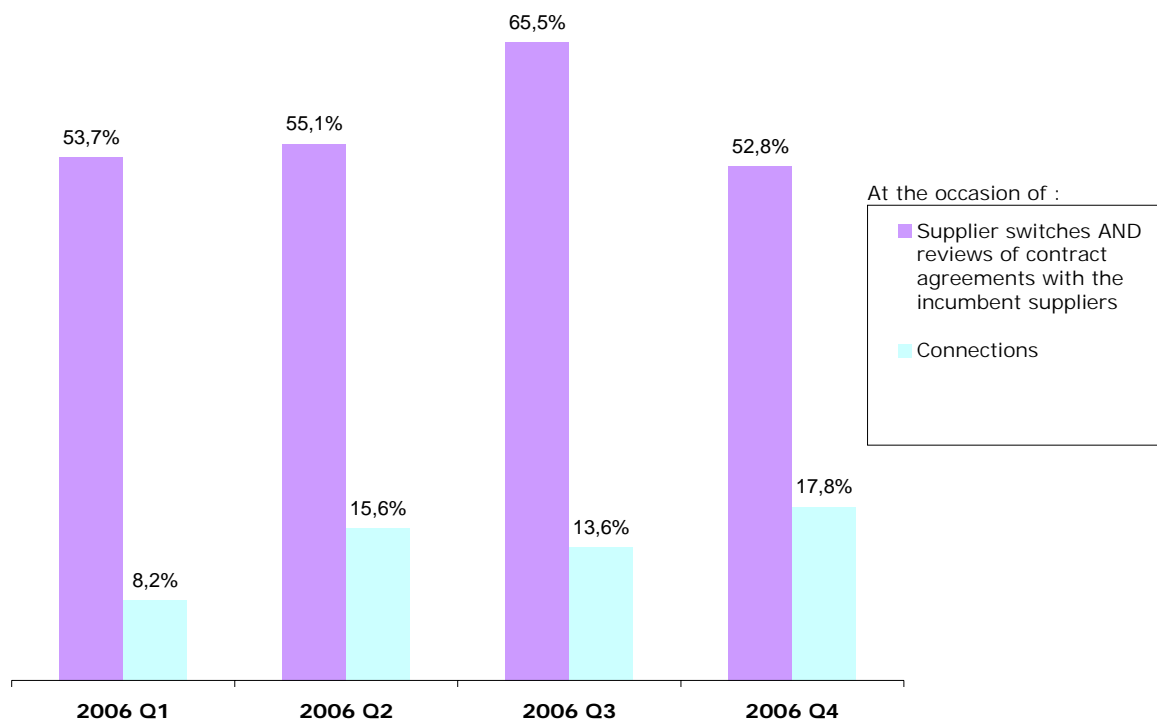
Sources: DSO, RTE – Analysis: CRE

Gross adds at market prices increased by 21% between 2006 Q3 and 2006 Q4. They had been constantly decreasing since 2005 Q4.

Almost a fifth of gross adds are linked to a connection.

C. Alternative suppliers' market shares

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



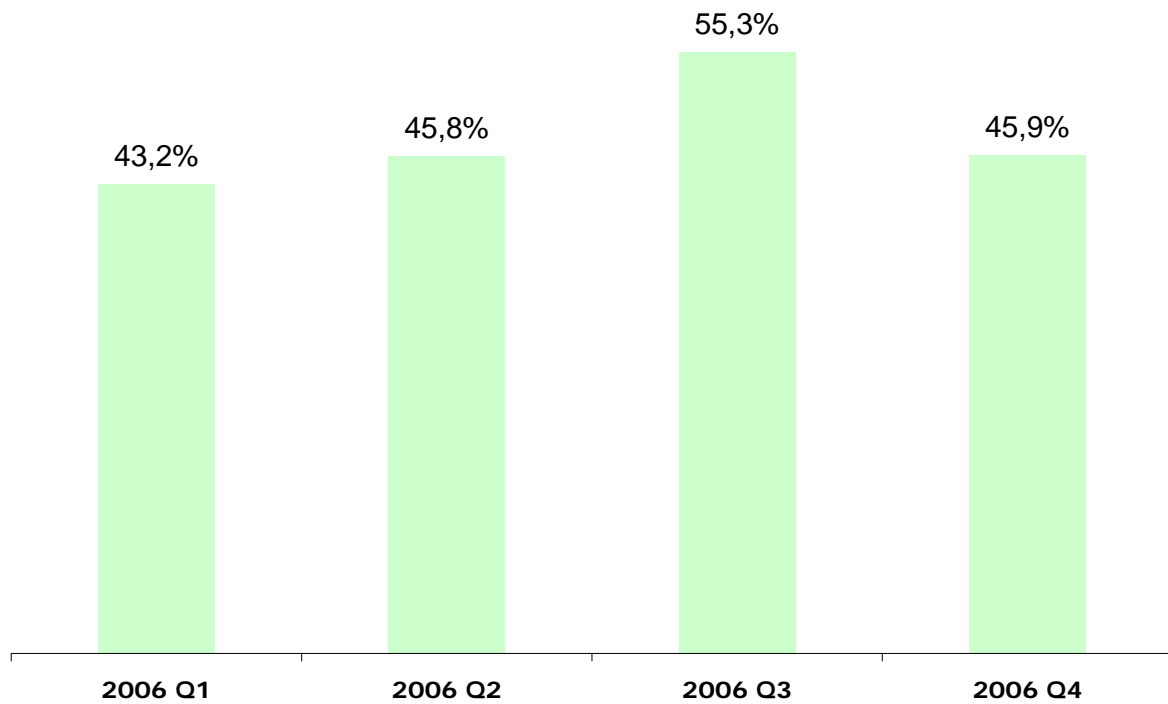
Sources: DSO, RTE – Analysis: CRE

Alternative suppliers are hardly present on the segment of connections. Nevertheless, their market share on that particularly segment has increased during the last semester to 17,8%.

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

The alternative suppliers' market share on the overall segment of gross adds at market prices represents 46 % at 2006 Q4. Therefore less 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**



Sources: DSO, RTE – Analysis: CRE

# The wholesale electricity market

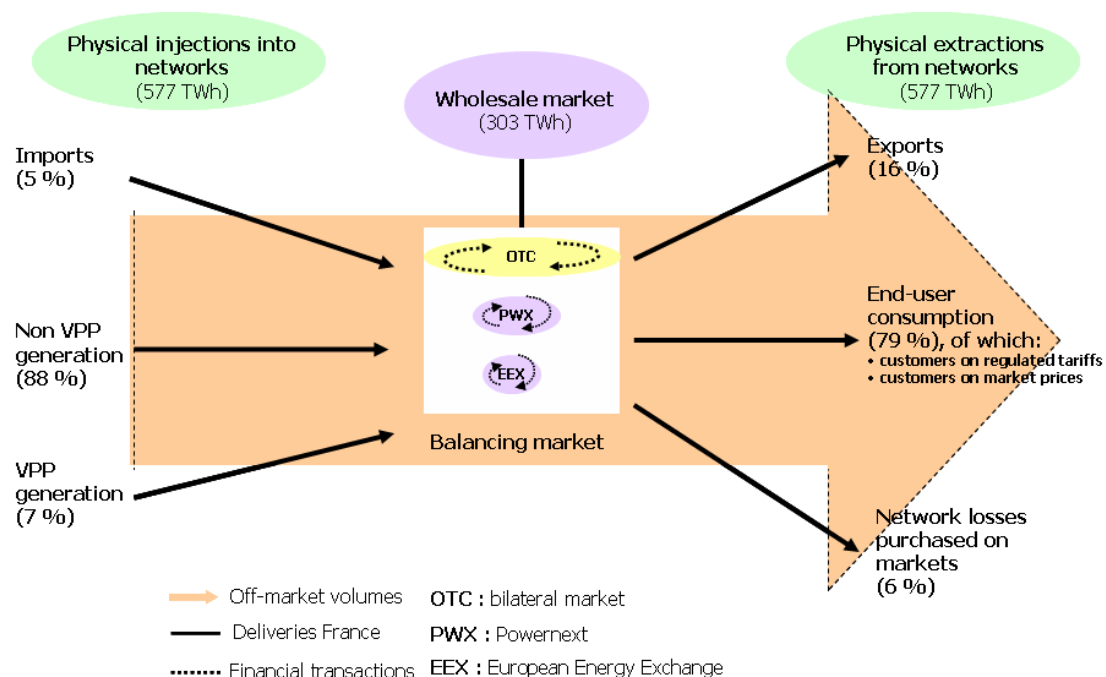
## 1. Introduction

### A. Main steps in the French wholesale electricity market

- November 2000: CRE validated the initial version of the Balancing Responsible Entity (BR) contract<sup>1</sup>
- 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 generation capacity auctions set up by EDF (VPP)
- November 2001: launch of the Powernext *Spot* market
- June 2004: launch of the Powernext *Futures* market
- August 2005: launch of the EEX France market (*Futures* with physical delivery)
- January 2006: implementation of explicit capacity auctions on interconnections (except for Switzerland)
- November 2006: publication of data regarding French electricity production by RTE (following an initiative by the *Union Française de l'Électricité*)

### B. Presentation of the French wholesale electricity market

The graph below shows the different upstream and downstream segments, as well as the French wholesale electricity market's running. There is a differentiation between trading involving physical deliveries on the network (Deliveries in France) and purely financial trading. Volumes which are not traded through the wholesale market (off-market volumes) are also represented.



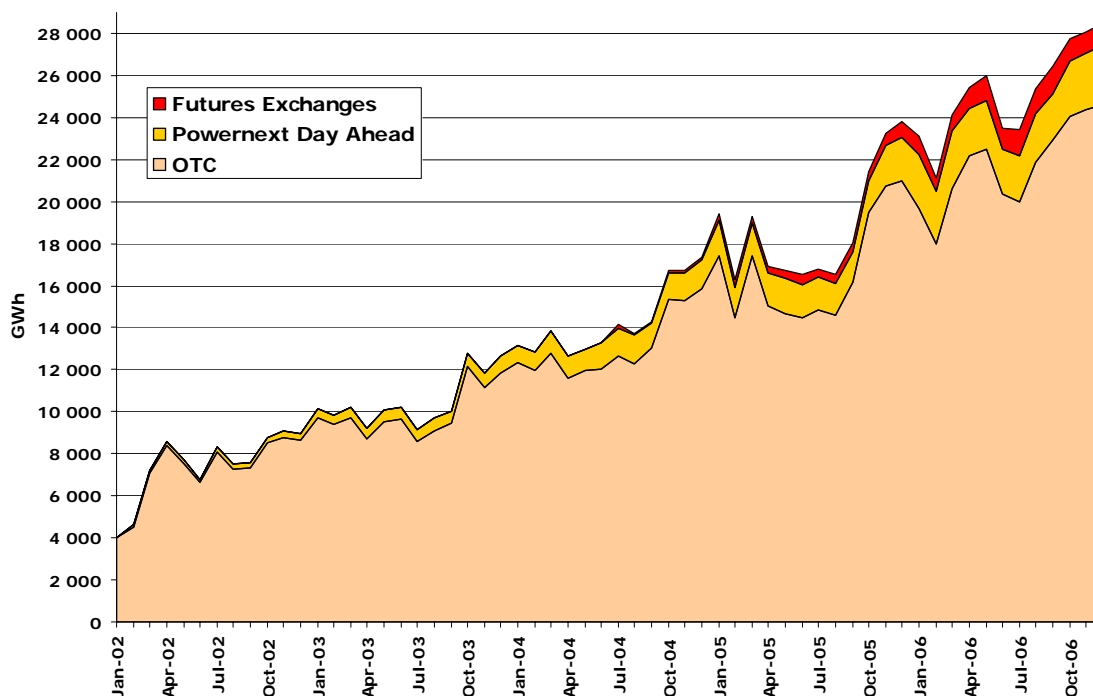
Source: CRE according to RTE 2006 data

<sup>1</sup> The balancing responsible entity is an intermediary between eligible 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.

In the 4<sup>th</sup> quarter of 2006, the total volume of French wholesale deliveries increased compared with the previous quarter and was estimated at 84.3 TWh (compared with 75.5 TWh in the 3<sup>rd</sup> quarter of 2006). It represented approximately 57% of injections or off-takes within the grid, compared with 60% in the 3<sup>rd</sup> quarter of 2006.

These numbers do not represent traded volumes in the French wholesale market, but the physical deliveries observed in quarter, which partly result from previous transactions. The real wholesale market activity in France is not public. Nevertheless, the volumes exchanged on Powernext (see section 2.B.) give an indication for a part of the total volume traded in the French wholesale market.

**Volumes traded on the French wholesale electricity market**  
- deliveries in France -



Sources: RTE, PWX – Analysis: CRE

## **2. Traded volumes on the French wholesale electricity market and comparison with European markets**

It is relevant to notice that, compared with national consumption, the trading volumes on the European power exchanges are still limited, except for NordPool. Despite the development of power exchange markets, most of the wholesale electricity trade still takes place through direct OTC trading or through intermediaries (brokerage companies and trading platforms).

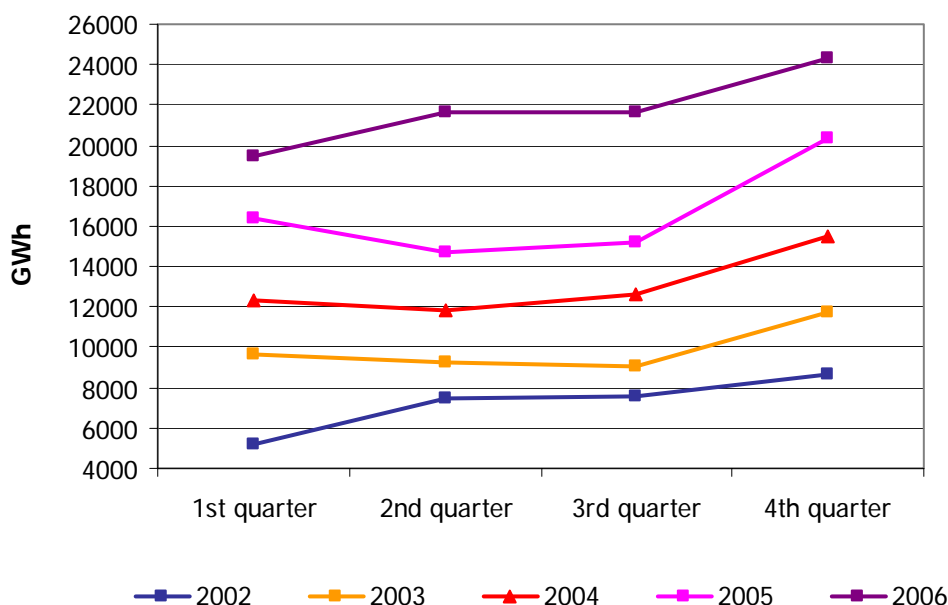
Furthermore, the French wholesale electricity market includes both purely financial trading and trading involving physical deliveries of electricity on the French network.

### **A. OTC volumes estimate: block trading on the French market**

Since volume data concerning bilateral trading are not public, the volume of block trading provides an estimate of the French OTC market liquidity<sup>2</sup>.

As shown in the graph below, the volume of block trading grew steadily over the past four years. After stabilisation in the 3<sup>rd</sup> quarter of 2006, liquidity increased (+12.8%) over the 4<sup>th</sup> quarter of 2006. The negotiated volumes reached an average monthly volume of 24.3 TWh in the 4<sup>th</sup> quarter of 2006 (compared with 21.6 TWh in the 3<sup>rd</sup> quarter of 2006).

**Block trading on the French wholesale electricity market**  
- average monthly volumes -



Source: RTE – Analysis: CRE

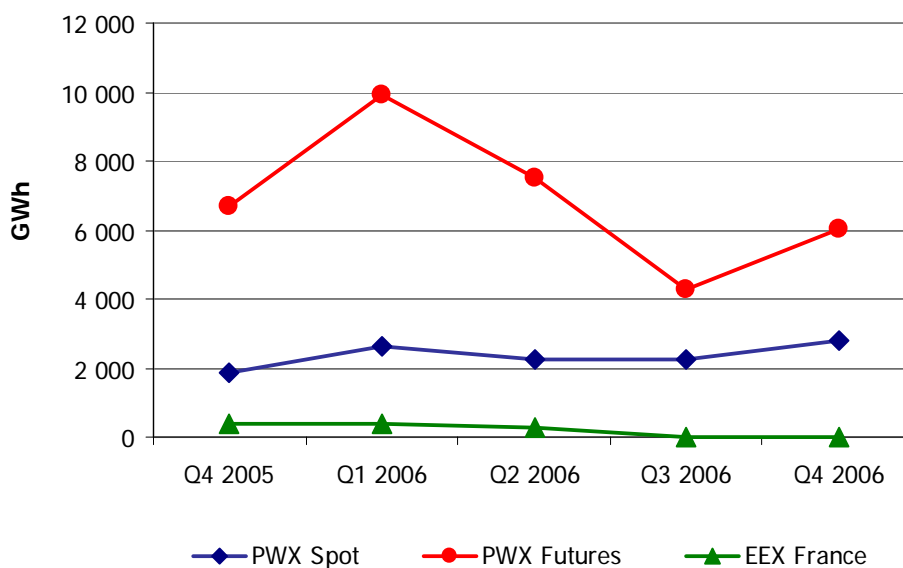
<sup>2</sup> It should be noticed that block trading corresponds to purchases/sales made privately on the French system, excluding sales to end customers (consumption sites). This estimate does not therefore include purely financial bilateral trading.



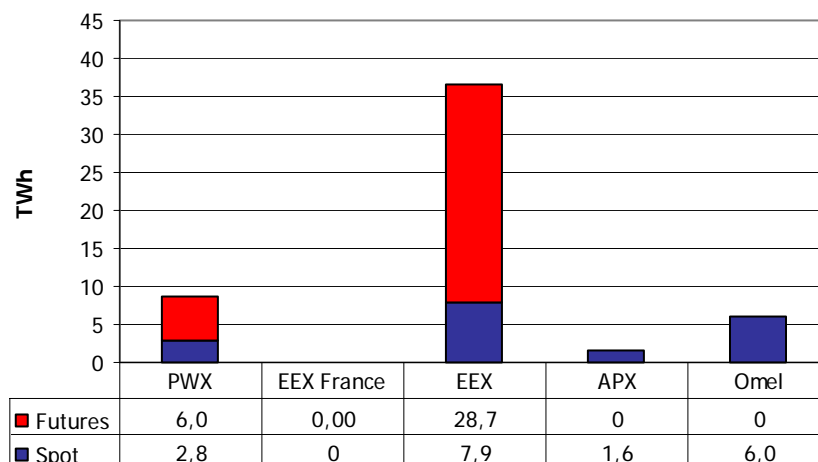
## B. Volumes traded on the power exchange markets

After a decrease in the last two quarters, an increase of liquidity can be observed on Powernext *Futures* in the 4<sup>th</sup> quarter of 2006. The volumes exchanged on Powernext *Spot* have also increased over the same period. The volumes exchanged on EEX France were equal to zero during the whole period.

**Average monthly volumes traded on PWX *Spot*, PWX *Futures* and EEX France (all maturities combined)**



**Average monthly traded volumes during the 2006 4<sup>th</sup> quarter on the main European power exchanges (spot & futures)**



Sources: PWX, EEX, APX, Omel – Analysis: CRE

The volumes indicated for EEX Futures and EEX France do not include OTC clearing transactions.

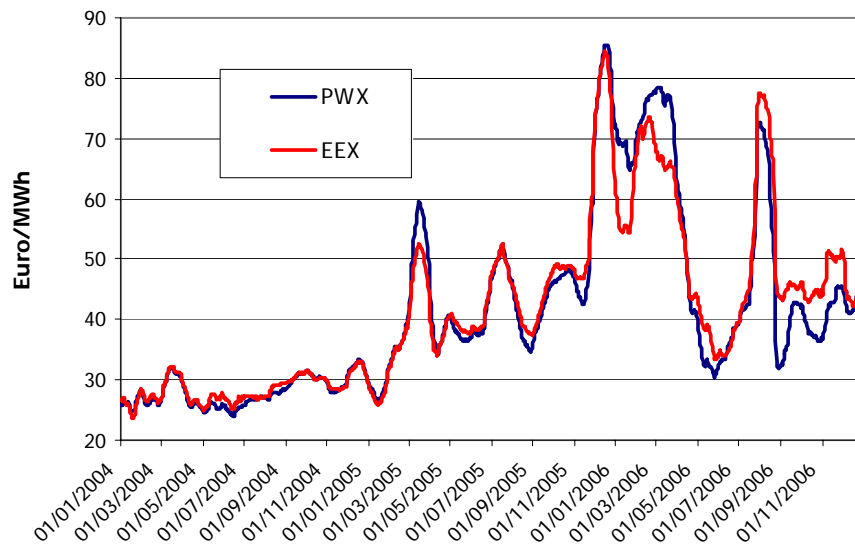
### 3. Prices on the French wholesale electricity market and European comparison

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

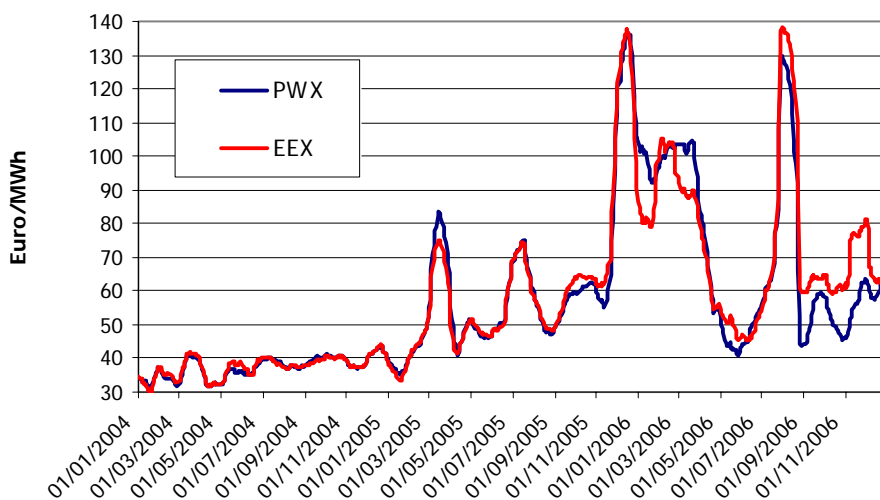
#### A. Spot prices

In the quarter, spot prices in France remained lower than spot prices in Germany on average. The average Baseload price on Powernext (41.72 €/MWh) was around 33% lower than the one observed in the same quarter last year (62.54 €/MWh). Over the same period, the average Baseload price on EEX decreased by 25%.

**Baseload Spot prices – 28 days sliding average**



**Peakload Spot prices – 20 days sliding average**



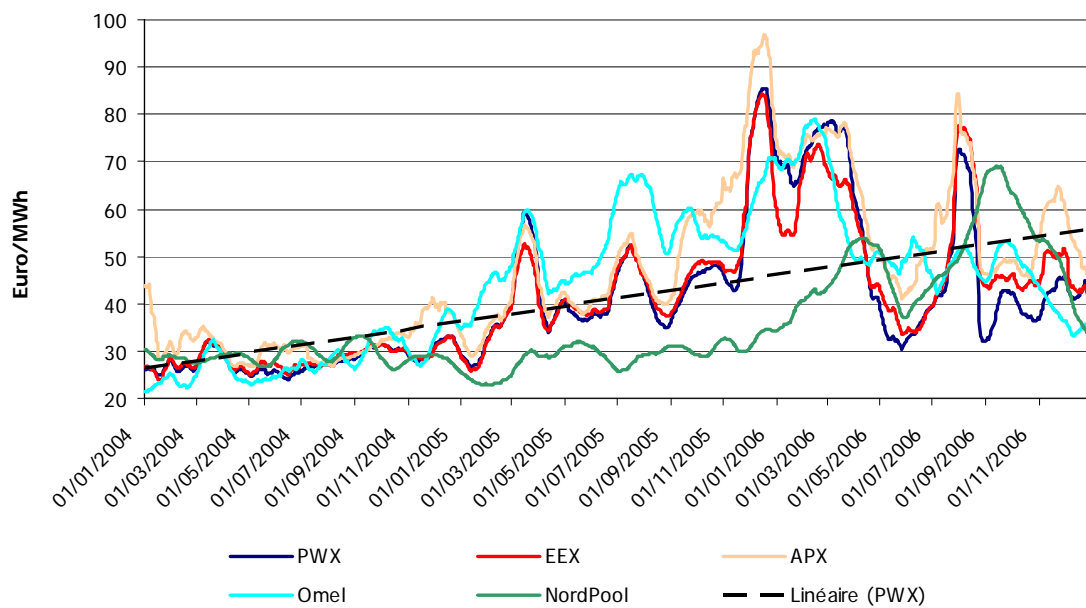
Sources: PWX, EEX – Analysis: CRE

As shown in the graph below, spot prices during the 4<sup>th</sup> 2006 quarter across the main European power exchanges show a downward trend.

Prices on Powernext, EEX and APX, relatively low in October, increased in the beginning of November and then strongly decreased in December.

Prices on Omel and NordPool, high in October, strongly decreased during the whole quarter.

#### Baseload Spot prices in Europe – Monthly averages & trend curve (linear regression on PWX)



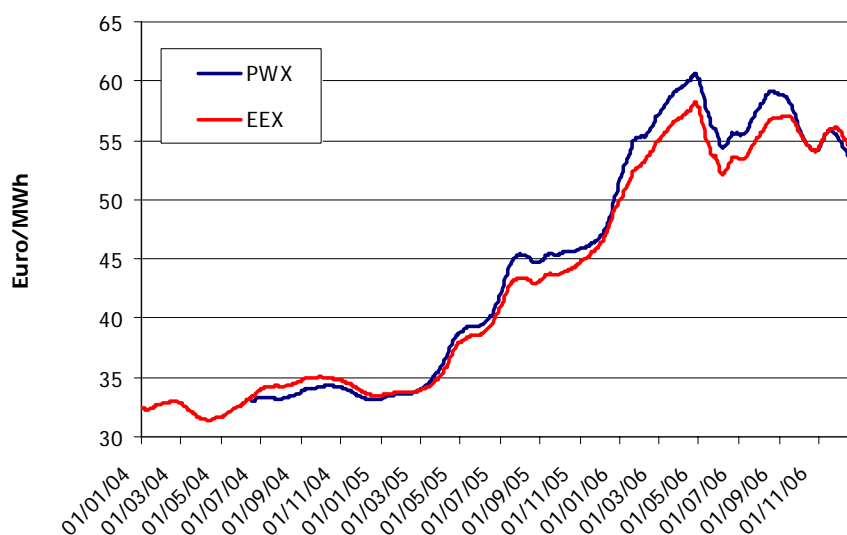
Sources: PWX, EEX, APX, Omel, NordPool – Analysis: CRE

## B. Futures prices

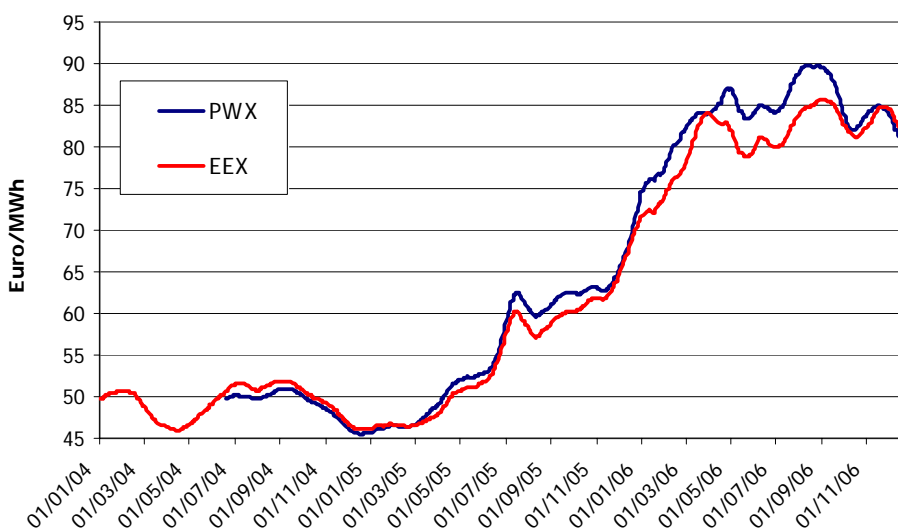
Over the 4<sup>th</sup> 2006 quarter, the annual future prices (Y+1) in France and Germany first increased in October and then decreased in November and December. On Powernext, the price of the Baseload Y+1 product went up from 52.3 €/MWh beginning October to over 57 €/MWh in the second week of November, then decreased to 50.2 €/MWh in the end of December.

The Cal 2007 (annual future) price remained higher in France than in Germany in the beginning of the quarter, but the price differential changed sign on October 25 for the Baseload and on November 9 for the Peakload. From these dates on, the French products in Base- and Peakload remained cheaper than the German products.

**Future prices Y+1 Baseload – 28 days sliding average**



**Future prices Y+1 Peakload – 20 days sliding average**

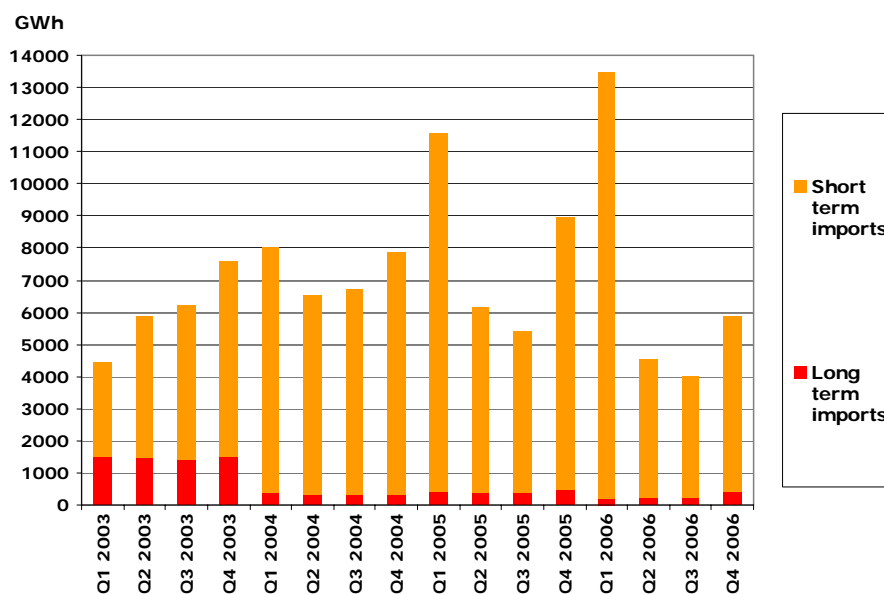


Sources: PWX, EEX – Analysis: CRE

#### 4. Import and export volumes

Imports have increased in the 4<sup>th</sup> quarter of 2006. They were 47% higher than the volumes observed last quarter and 34% lower than the ones observed in the same quarter last year.

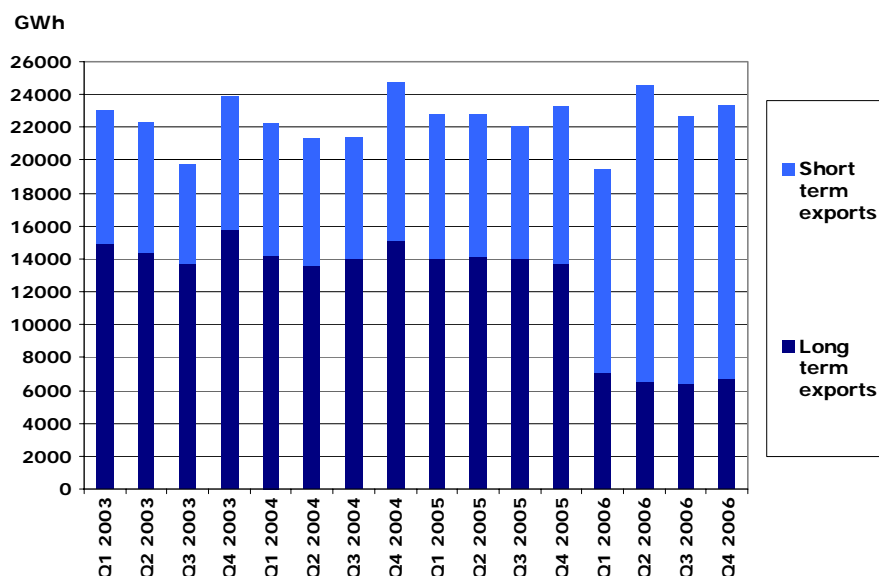
**Total imports per quarter (including EDF)**



Source: RTE – Analysis: CRE

Exports were stable in the 4<sup>th</sup> quarter of 2006 compared to last quarter. They were 3% higher than volumes observed in the same quarter last year.

**Total exports per quarter (including EDF)**



Source: RTE – Analysis: CRE

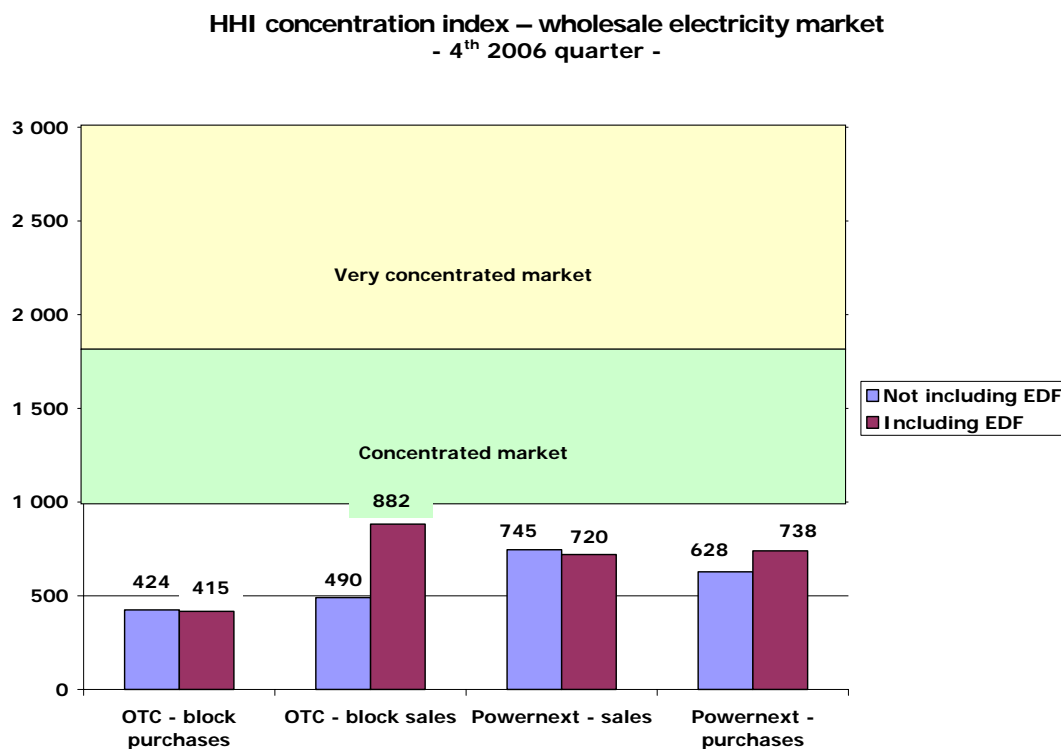
## 5. Concentration of the French electricity market

At the end of the 4<sup>th</sup> 2006 quarter, 102 balancing responsible entities were active on the French wholesale electricity market, of which 55 were active on Powernext *Day Ahead* and 25 on Powernext *Futures*. Over the period, 2 new balancing responsible entities have been registered by RTE. Two new members joined Powernext *Day Ahead* and 3 new members Powernext *Futures* during the 4<sup>th</sup> quarter of 2006.

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

The graph below shows the Herfindahl-Hirschman Index (HHI)<sup>3</sup> which is used for the different French wholesale market segments.

Over the 4<sup>th</sup> 2006 quarter, purchases and sales on the OTC market as well as purchases and sales on Powernext appear to be moderately concentrated market segments, whether the EDF group is taken or not into account.



Source: RTE – Analysis: CRE

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

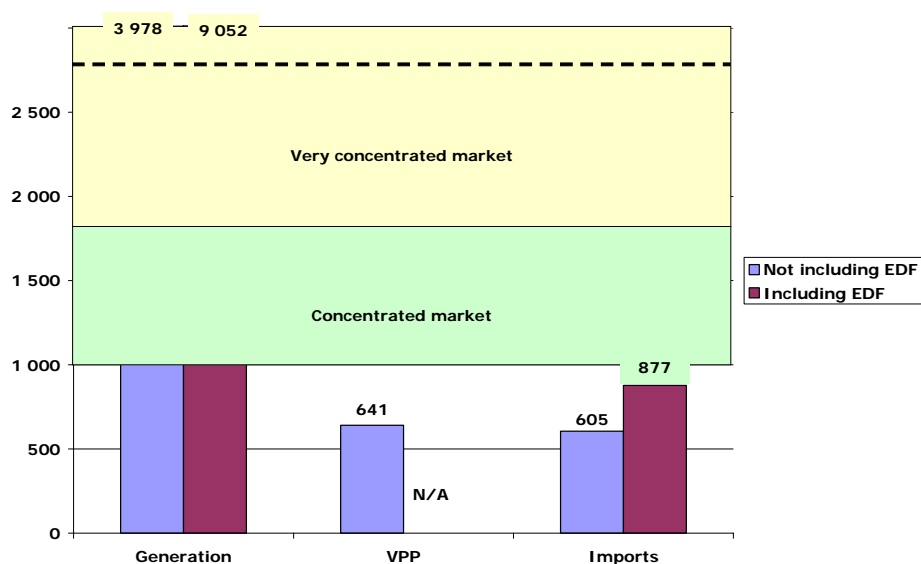
The following graphs show the concentration of the upstream (injections) and downstream (off-takes) markets.

<sup>3</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.

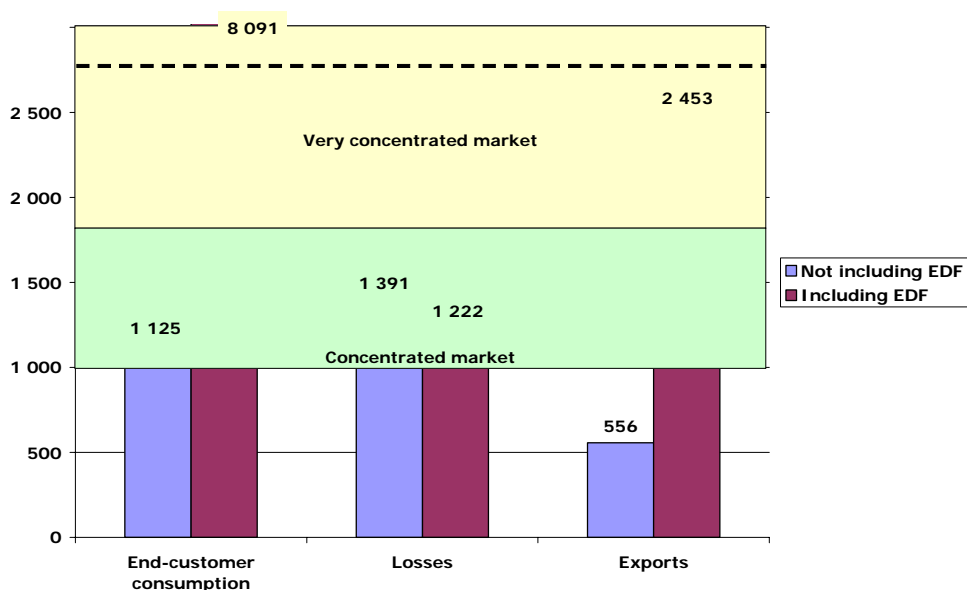
### HHI concentration index – injections - 4<sup>th</sup> 2006 quarter -



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

### HHI concentration index – off-takes - 4<sup>th</sup> 2006 quarter -



Source: RTE – Analysis: CRE

## **6. Striking facts of the 4<sup>th</sup> 2006 quarter**

### **A. A decrease in prices due to soft temperatures**

During the fourth quarter 2006, temperatures have on average been higher than normal levels for the season in most European countries. These climate conditions had a bearish impact on electricity prices:

- by limiting electric heating demand. Thus, this period, usually displaying a higher tension on the demand and supply equilibrium, has finally not been very tight.
- by provoking a price decrease of other energies (fuel, gas, coal) and by further pushing down the price of CO<sub>2</sub> emission quotas delivered in 2007.

### **B. The European blackout of 4<sup>th</sup> November**

The power cut affecting several European countries on Saturday November 4 has had an impact on spot prices during the days that followed the incident. As the blackout was originated in the German system, traders deduced that the German market was under high tension, which has increased traders' appreciation of the risk premium included in German and French spot prices. This premium has then diminished with the publication of the first clarifications about what has caused the power cut, according to which the blackout has not resulted from a high tension on the demand and supply equilibrium, but from a grid problem.

### **C. The launch of Belpex**

On Tuesday 21 November, Belpex, the Belgian power exchange and market coupling operator between France, Belgium and the Netherlands, has started its activity. Since then, the Belgian and French prices have been equal during more than 80% of the hours.



# The gas market

## The retail gas market

---

### 1. Introduction

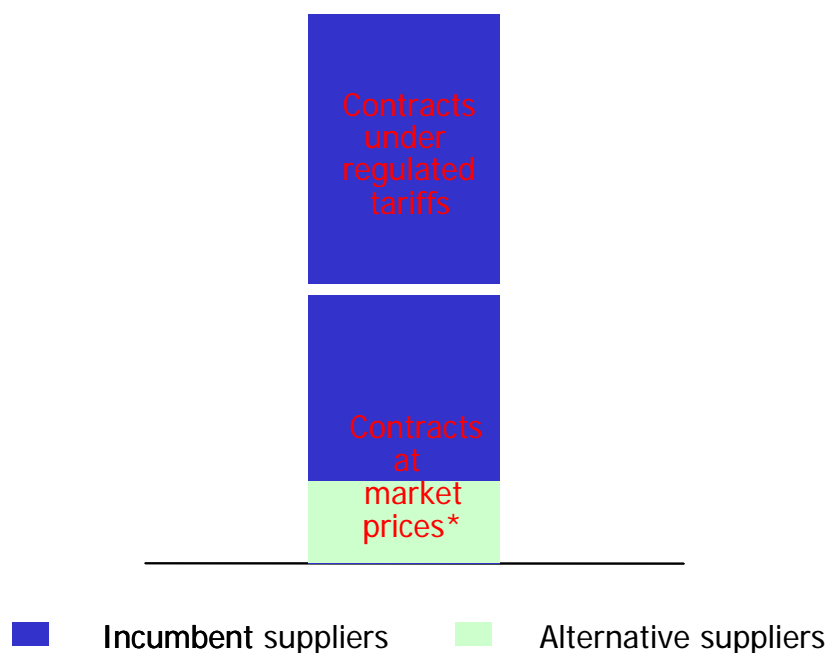
The deregulation of the French gas market took place in several stages:

- 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 non-residential end consumers can choose freely their gas supplier. It accounts, at January 1st 2007, for 683,000 sites, with an annual gas consumption of approximately 380 TWh.

Each eligible 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 non-residential customers in France  
- illustrative diagram -



\* Sites that have exercised their eligibilities

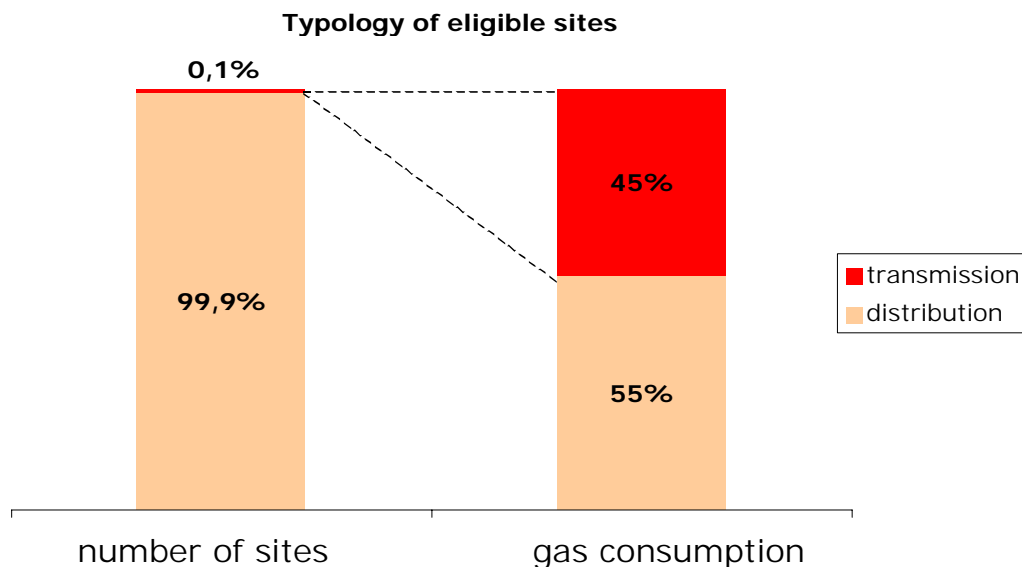
*N.B : CRE has redefined the terms of "alternative supplier" and "incumbent supplier". From now on, incumbent suppliers encompass Gaz de France, Tegaz and the local distribution companies (LDCs). The other suppliers are alternative suppliers.  
Consequently, a supplier can not be an incumbent supplier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

*The data sources of the observatory originate from transmission and distribution system operators (GRTGaz, Total Infrastructures Gaz France, Gaz de France-Réseau Distribution and the main LDCs), 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 eligible customer segments and their respective weights



Sources: TSOs, DSOs – Analysis: CRE

The eligible 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 eligible customers.

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

### A. Summary tables

Situation	January 1 <sup>st</sup> 2007	October 1 <sup>st</sup> 2006
(number of sites)		
- eligible sites	683,000	680,000
- sites with contract at market prices	<b>105,000<sup>(1)</sup></b>	<b>90,276</b>
- in Transmission	569	563
- in Distribution <sup>(1)</sup>	104,400 <sup>(1)</sup>	89,713
- alternative suppliers' market share within all eligible sites	<b>6,7%</b>	<b>5,6 %</b>

Sources: TSOs, DSOs – Analysis: CRE

(1) : 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.

Situation (consumption, in TWh)	January 1 <sup>st</sup> 2007	October 1 <sup>st</sup> 2006
- eligible sites	380 TWh <sup>(2)</sup>	375 TWh
- sites with contract at market prices	<b>206 TWh</b>	<b>190 TWh</b>
- in Transmission	139 TWh	134 TWh
- in Distribution	67 TWh	60 TWh
- alternative suppliers' market share within all eligible sites	<b>16,2%</b>	<b>11,0 %</b>

Sources: TSOs, DSOs – Analysis: CRE

(2) : for the sites connected to the transmission system, the Annual Reference Consumption as been updated at January 1<sup>st</sup> 2007.

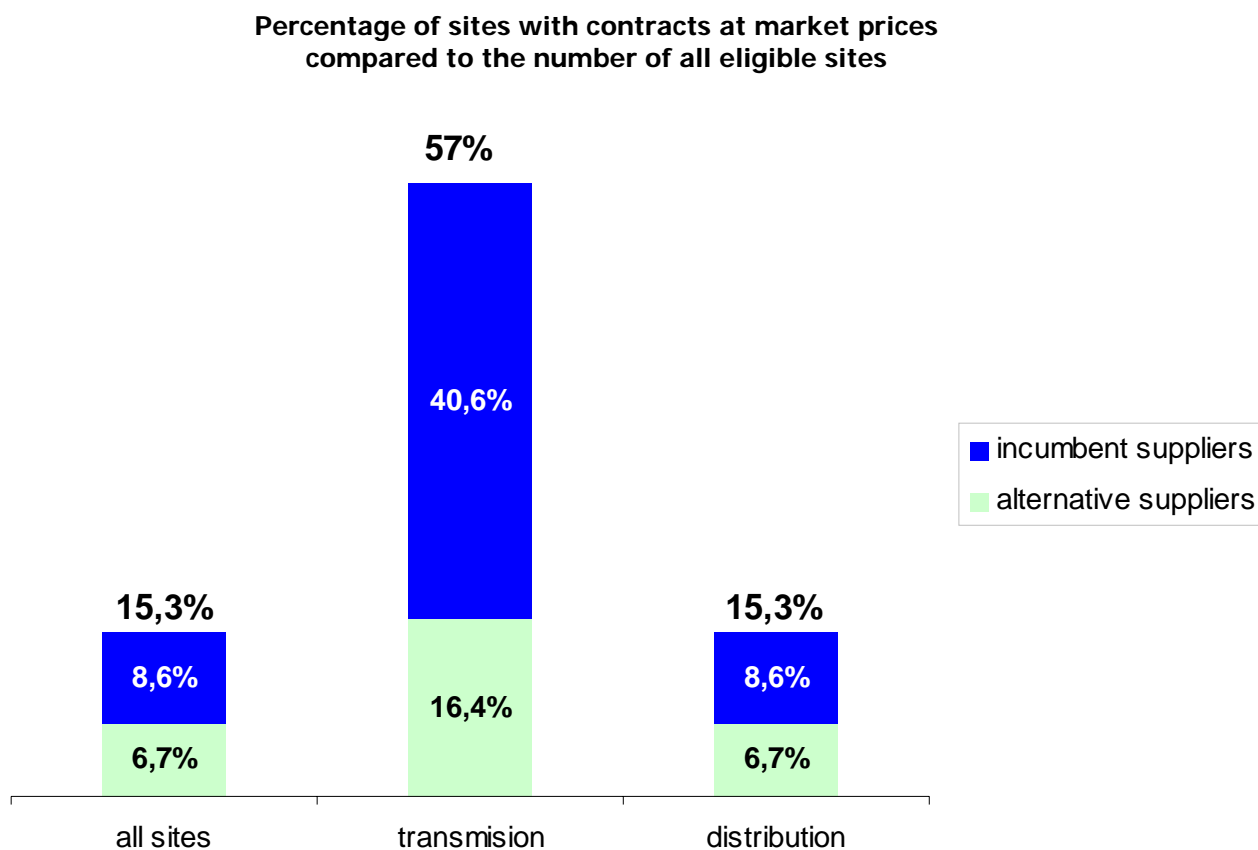
B. Evolution of number of sites with contracts at market prices

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



Sources: TSOs, DSOs – Analysis: CRE

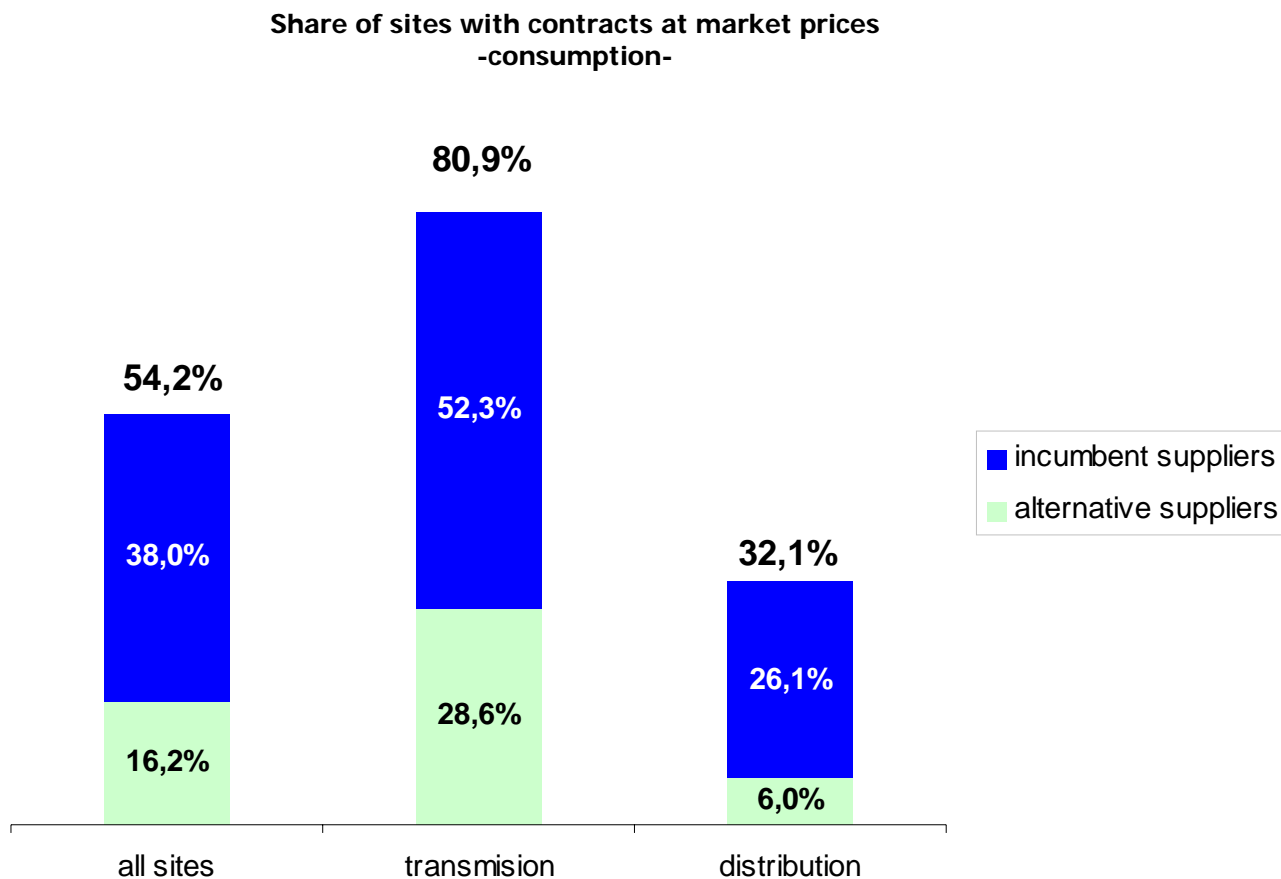
C. Eligibility's application rate and market shares on January 1<sup>st</sup> 2007, in number of sites



Sources: TSOs, DSOs – Analysis: CRE

*The eligibility application's rate is equal to the number of sites with contracts at market prices compared with the number of all eligible sites within the corresponding segment.*

D. Eligibility's application rate and market shares on January 1<sup>st</sup> 2007, in yearly consumption



Sources: TSOs, DSOs – Analysis: CRE

*The eligibility application's rate is equal to the yearly consumption of sites with contracts at market prices compared with the yearly consumption of all eligible sites within the corresponding segment.*

During the fourth quarter of year 2006, the alternative suppliers' market share sharply increased on the transmission system, from 19.2% at October 1<sup>st</sup> 2006 to 28.6% at January 1<sup>st</sup> 2007. On the contrary, on the transmission system, the incumbents' market share decreased significantly.

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

	<b>All</b>	<b>Transmission</b>	<b>Distribution</b>
<b>Number of active alternative suppliers</b>	15	12	9

Sources: TSOs, DSOs – Analysis: CRE

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

At January 1<sup>st</sup> 2007, a new alternative supplier became active.

At January 1<sup>st</sup> 2007, six suppliers are actives in the transmission systems only, and three in distribution systems only.

## 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 2005, approximately 80% of the gas imported into France was purchased under long-term contracts (Russia: 21%, Algeria: 12%, Norway: 28%, Netherlands: 19%)<sup>4</sup>.

In addition, a wholesale or spot market is being developed in Europe, but only the NBP, in Great Britain, trades significant gas volumes. It represents the price driver for the markets in continental Europe, which are still at an early stage and only represent a very small share of total supplies. The Zeebrugge market in Belgium and TTF in the Netherlands are the most developed.

The NBP day-ahead gas prices follow trend patterns according to supply and demand.

### Flows in the United Kingdom

#### *Flows through the Interconnector*

Since mid-november 2006, flows through the Interconnector (IUK) have been limited, due to the the entry into operation of the Ormen Lange et BBL pipelines and strong flows at the Isle of Grain LNG terminal.

- Flows from the Netherlands through the BBL pipeline, which entered into operation at the end of November 2006, stayed around 270 GWh/day during December 2006. These flows correspond to the 8Bcm/year contract signed between Centrica and GasTerra (formerly Gasunie Trade & Supply).
- Flows from Norway through the Ormen Lange pipeline, which entered into operation in October 2006, were very volatile (from a low of 220 GWh/day to a high of 660 GWh/day) and appear to have shifted in tune with British spot prices.
- Flows at the Isle of Grain LNG terminal were near the terminal's maximum send-out capacity of 140 GWh/day during all of Q4 2006.

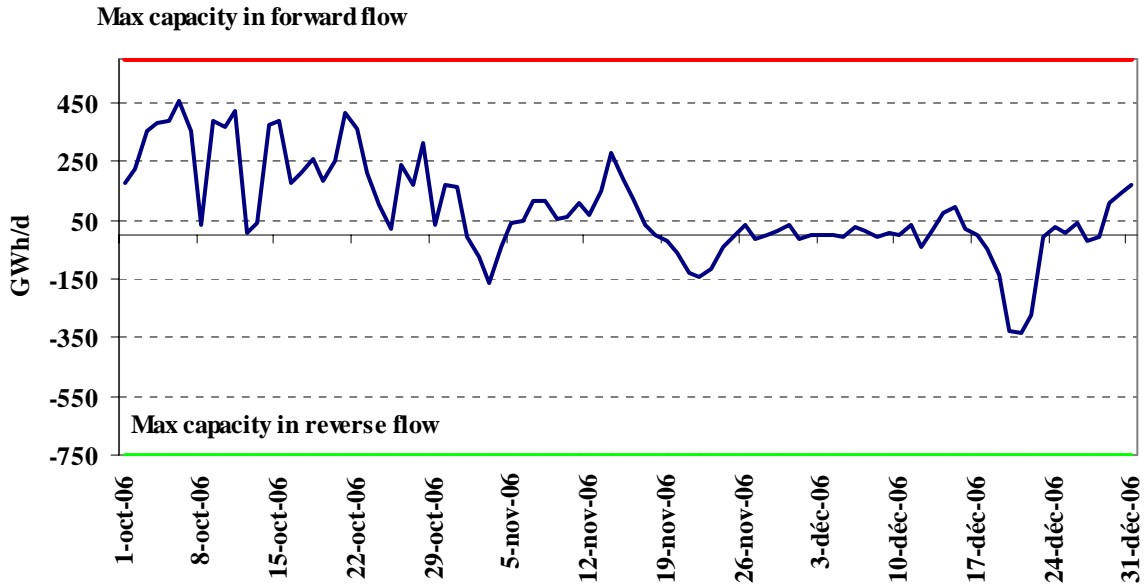
The IUK pipeline worked in forward mode (from the UK to the continent) and in reverse mode. Despite a reverse capacity increase, gas flows to the UK remained low relative to technical capacity. The UK did not need to "physically" import any gas via the Interconnector to ensure a balance between demand and supply.

---

<sup>4</sup> Source : "L'énergie en France-Repères", Ministry for the economy, finance and industry.



## Daily flows at the Interconnector



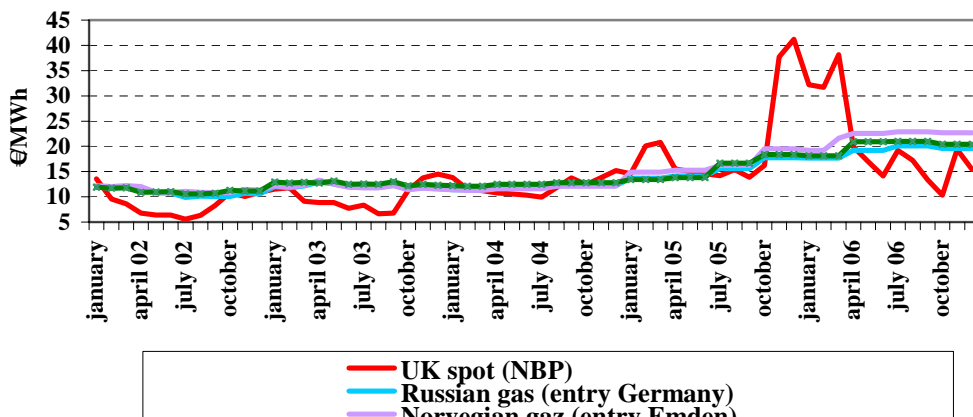
## Comparison between long-term contracts prices and NBP spot prices

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

Price estimates provided by Heren for long term contracts are revised every 3 months. In December 2006, the price of these contracts amounted to about 21 €/MWh:

- the price of Algerian LNG (entry at Montoir) and Russian gas (entry from Germany) was 20 €/MWh;
- the price of Norwegian gas (entry at Emden) reached 23 €/MWh.

### Long-term contracts and NBP spot prices



Since April 2006, the mean price of long-term contracts has remained above the NBP spot price. The average difference between long-term and NBP spot prices reached 5 to 6 €/MWh in December 2006.

In December 2006, NBP day-ahead prices averaged 15,4 €/MWh, a figure 20 % lower than in November 2006, three times lower than in December 2005, and equivalent to the average price for December 2004.

#### *Comparison of spot prices in three European markets*

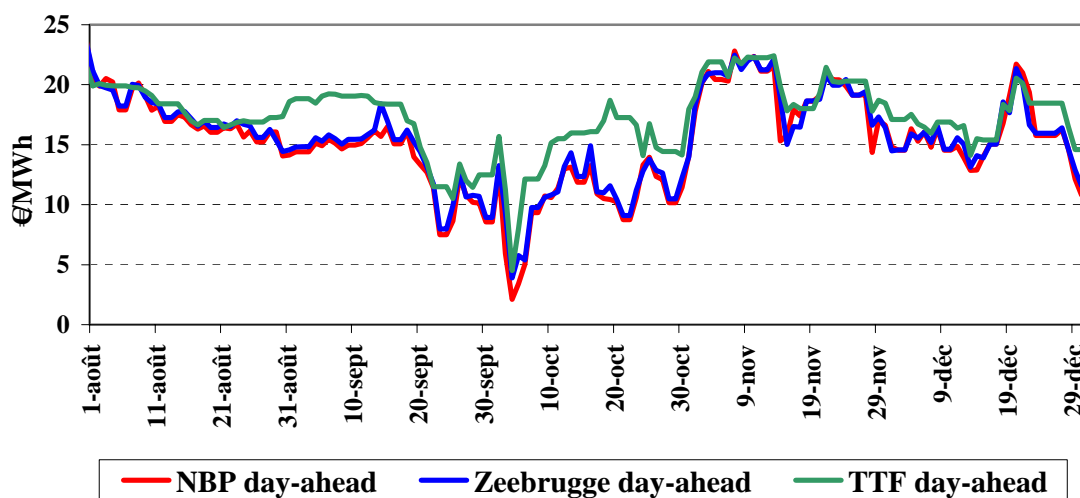
Spot prices have remained weak since the beginning of the winter, in particular in the UK, due to domestic and service sector demands generally under seasonal averages.

Because of Britain's weak demand and thanks to the increase in British gas imports following the entry into operation of the Ormen Lange and BBL pipelines, northern Europe's supply and demand balance was much healthier in the 4<sup>th</sup> quarter of 2006 than in 2005.

In November and December 2006, day-ahead prices on European markets oscillated between 11 €/MWh and 22 €/MWh.

TTF prices remained above NBP and Zeebrugge spot prices in November and December 2006. Zeebrugge prices are highly dependent on the UK's supply and demand equilibrium, whereas the TTF hub is supposed to reflect a more continental reality.

#### **Day-ahead prices on 3 European spot markets**



*Note : Liquidity on the TTF hub is much lower than on the NBP and Zeebrugge hubs*

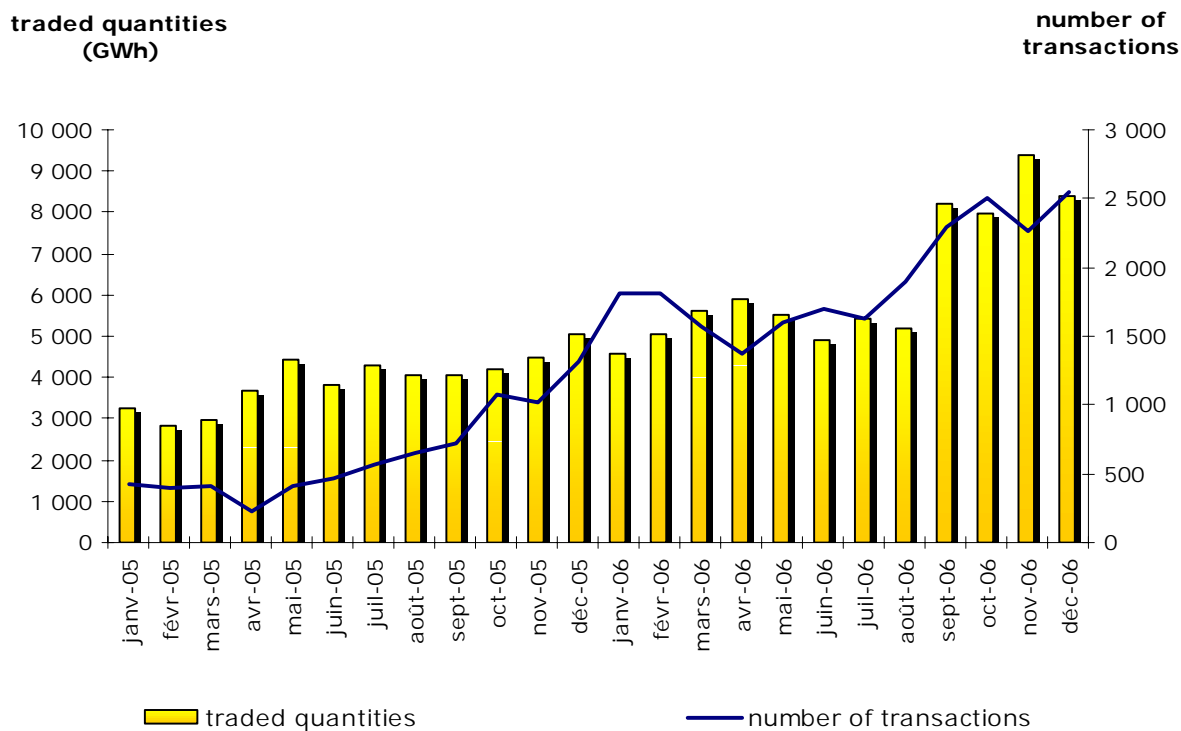
## **2. The wholesale market in France**

*Wholesale gas market trading is organized at the Gas Exchange Points (PEGs), which are virtual points within each balancing zone, where the following trading operations take place:*

- *gas trading between suppliers, including supplies under the gas release.*
- *gas supplies to network operators, used for network management, for the balancing of daily shipper balances, for fuelling the compressors, or the creation of a line pack for new structures;*

The PEGs were set up in 2004.

The striking fact of the 4<sup>th</sup> 2006 quarter is the important increase of traded quantities at the PEGs in France (2,542 transactions and 8.4 TWh traded in December 2006). The monthly activity at the PEGs is, since September 2006, superior of more than 50% than the average levels observed during the 9 first months of year 2006.



Source: TSO – Analysis: CRE  
Gas supplies to network operators are not included in this chart.

## Electricity and gas market observatories combined glossary

---

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

**Active supplier:** a supplier which provides at least one site with electricity or gas.

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

**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 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.

**Eligible site:** a site which is allowed to choose its gas or electricity supplier.

## Specific electricity market observatory glossary

---

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

**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

### 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)).

### Wholesale products:

**Spot**: a contract agreement signed for delivery the day after

**Future**: a standard contract agreement for delivery of a given quantity at a given price, for a given maturity, requiring the payment of a premium and a deposit. 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.

**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).

**Retail market segments**: the eligible 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.

### 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>5</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)

---

<sup>5</sup> "Over the Counter" or private transactions

- **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)

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

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

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

**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.

## Specific gas market observatory glossary

---

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

**Alternative supplier** : alternative suppliers encompass non-incumbent suppliers.

The observatory deals with :

- expeditors delivering gas to consumption sites connected to the transmission system
- suppliers delivering gas to consumption sites connected to the distribution system

**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 puts on the market 15 TWh per year at the South gas exchange point, for a total, for the whole period, of 45 TWh through calls for tender and bilateral negotiations.

Gaz du Sud-ouest, now Total Infrastructures Gaz France puts on the market 1.1 TWh per year, for a total, of 3.3 TWh.

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

**Consumptions** : in transmission, the yearly consumptions takings into account are the consumptions of the sites in 2006.

In distribution, the yearly consumptions takings into account are estimations from yearly reference consumptions of the sites.

**Market segments** : the eligible customer market is divided into two segments:

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

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



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

**4<sup>ème</sup> trimestre 2006**





<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 éligible et leurs poids respectifs.....	7
3. Etat des lieux au 1 <sup>er</sup> janvier 2007.....	8
4. Analyse en dynamique : 4 <sup>ème</sup> trimestre 2006.....	12
<b>Le marché de gros de l'électricité .....</b>	<b>16</b>
1. Introduction.....	16
2. Volumes sur le marché de gros français et comparaison européenne .....	18
3. Prix sur le marché de gros français et comparaison européenne .....	20
4. Volumes d'imports/exports.....	23
5. Concentration du marché français de l'électricité.....	24
6. Faits marquants du 4 <sup>ème</sup> trimestre 2006.....	26
<b>Le marché du gaz .....</b>	<b>27</b>
<b>Le marché de détail du gaz .....</b>	<b>27</b>
1. Introduction.....	27
2. Les segments de la clientèle éligible et leurs poids respectifs.....	29
3. Etat des lieux au 1 <sup>er</sup> janvier 2007.....	29
<b>Le marché de gros du gaz.....</b>	<b>34</b>
1. La formation des prix du gaz et les marchés du gaz en Europe.....	34
2. Le marché de gros en France .....	36
<b>Glossaire commun de l'observatoire des marchés de l'électricité et du gaz .....</b>	<b>38</b>
<b>Glossaire propre à l'observatoire du marché de l'électricité .....</b>	<b>39</b>
<b>Glossaire propre à l'observatoire du marché du gaz.....</b>	<b>41</b>

## Introduction

Depuis le 1<sup>er</sup> juillet 2004, tous les consommateurs d'électricité et de gaz sont reconnus éligibles sur un site de consommation dès lors que tout ou partie de l'électricité ou du gaz consommé sur ce site est destiné à leur usage non résidentiel.

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.

Il vient compléter les informations déjà diffusées par la CRE :

- informations pratiques pour les clients éligibles : guide du consommateur, liste des fournisseurs,
- communications sur le fonctionnement des marchés, rapport annuel sur l'activité de la CRE.

# 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.

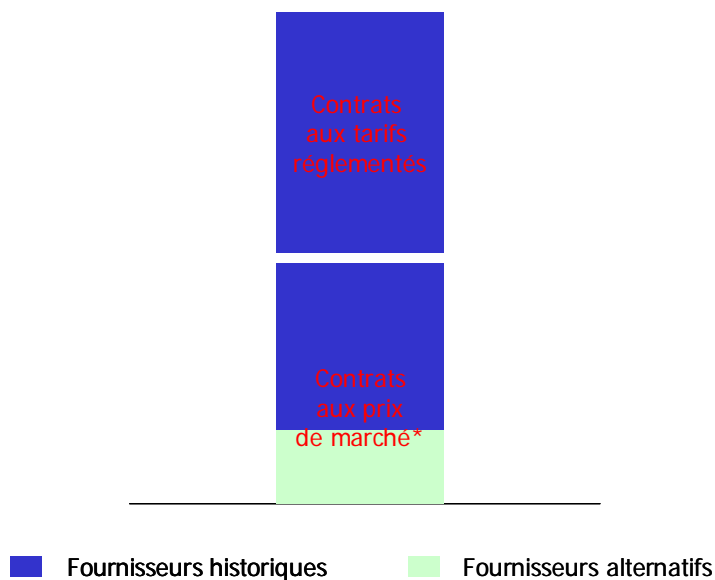
Depuis le 1er juillet 2004 en effet, toutes les entreprises et collectivités locales peuvent librement choisir leur fournisseur d'électricité. Aujourd'hui, 4,7 millions de sites environ sont éligibles, ce qui représente environ 310 TWh de consommation annuelle d'électricité.

Les clients éligibles ont le choix entre 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). L'accès à ce type de contrat suppose d'avoir exercé son éligibilité.

La loi du 7 décembre 2006 induit un nouveau choix pour le client. Les clients ayant souscrit une offre de marché peuvent, en effet, demander à leur fournisseur de bénéficier du tarif réglementé transitoire d'ajustement de marché (TARTAM), pendant une durée maximale de deux ans. Cette demande peut être formulée depuis le 3 janvier 2007 jusqu'au 1er juillet 2007. Le TARTAM ne peut être supérieur de plus de 23% au tarif réglementé de vente hors taxes applicable à un site de consommation présentant les mêmes caractéristiques.

## Répartition des contrats d'électricité pour les clients non-résidentiels en France - schéma illustratif -



\* Suppose l'exercice de l'éligibilité

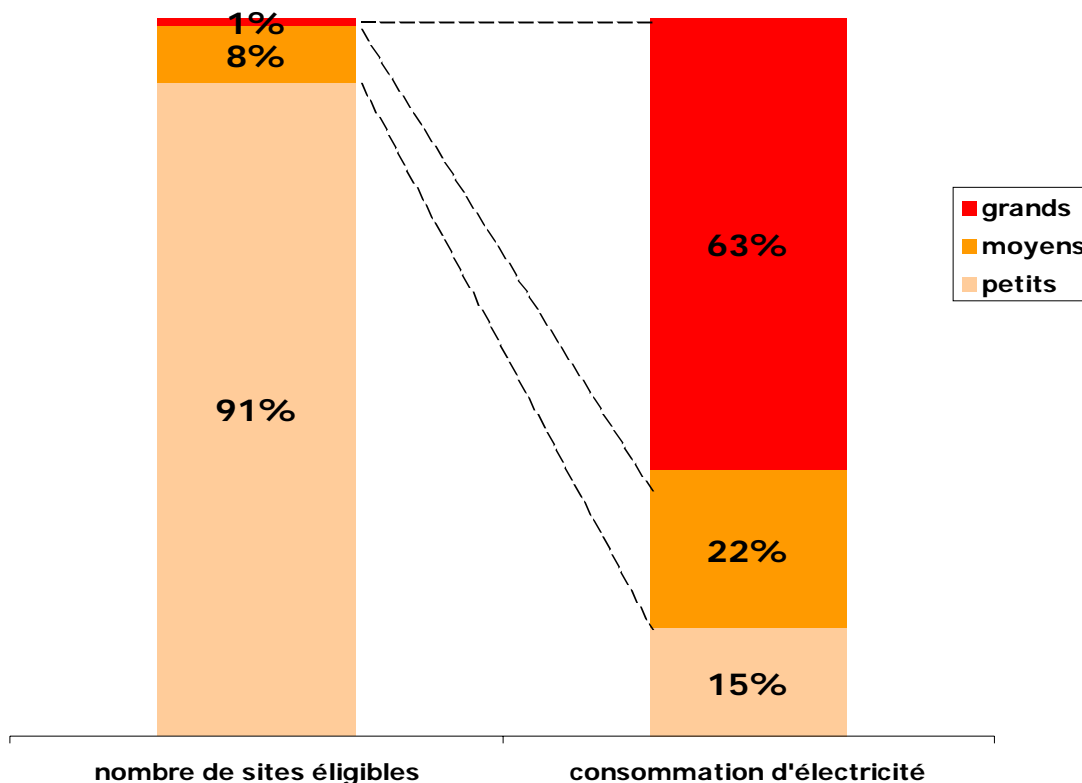
*Les sources de l'observatoire sont RTE et les sept plus grands gestionnaires de réseaux de distribution (EDF Réseau de Distribution, Electricité de Strasbourg, Gaz et Electricité de Grenoble, Régie du SIEDS, Usine d'Electricité de Metz, SICAE de l'Oise et Sorégies). Ces gestionnaires de réseau couvrent 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 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 éligible et leurs poids respectifs

### Typologie des sites éligibles



Sources : GRD, RTE – Analyse : CRE

Le marché de la clientèle éligible 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 éligibles.

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

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

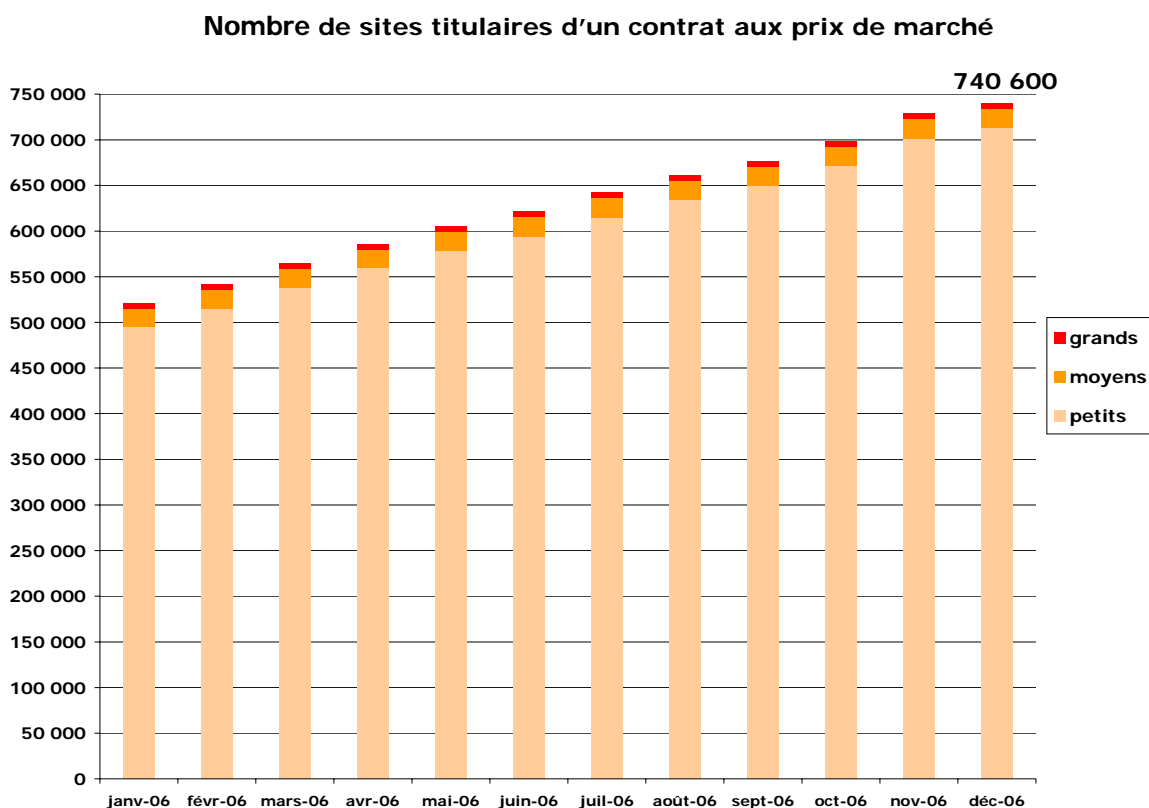
#### A. Tableau de synthèse du trimestre écoulé

Situation (en nombre de sites)	Au 1 <sup>er</sup> janvier 2007	Au 1 <sup>er</sup> octobre 2006
- sites éligibles	4 700 000	4 700 000
- sites titulaires d'un contrat aux prix de marché	<b>740 600</b>	<b>676 900</b>
- sites alimentés par un fournisseur alternatif	<b>276 500</b>	<b>249 200</b>
- parts de marché des fournisseurs alternatifs sur l'ensemble des sites éligibles	<b>5,9%</b>	<b>5,3 %</b>

Sources : GRD, RTE – 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 éligibles sont calculées à partir des données réelles.

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

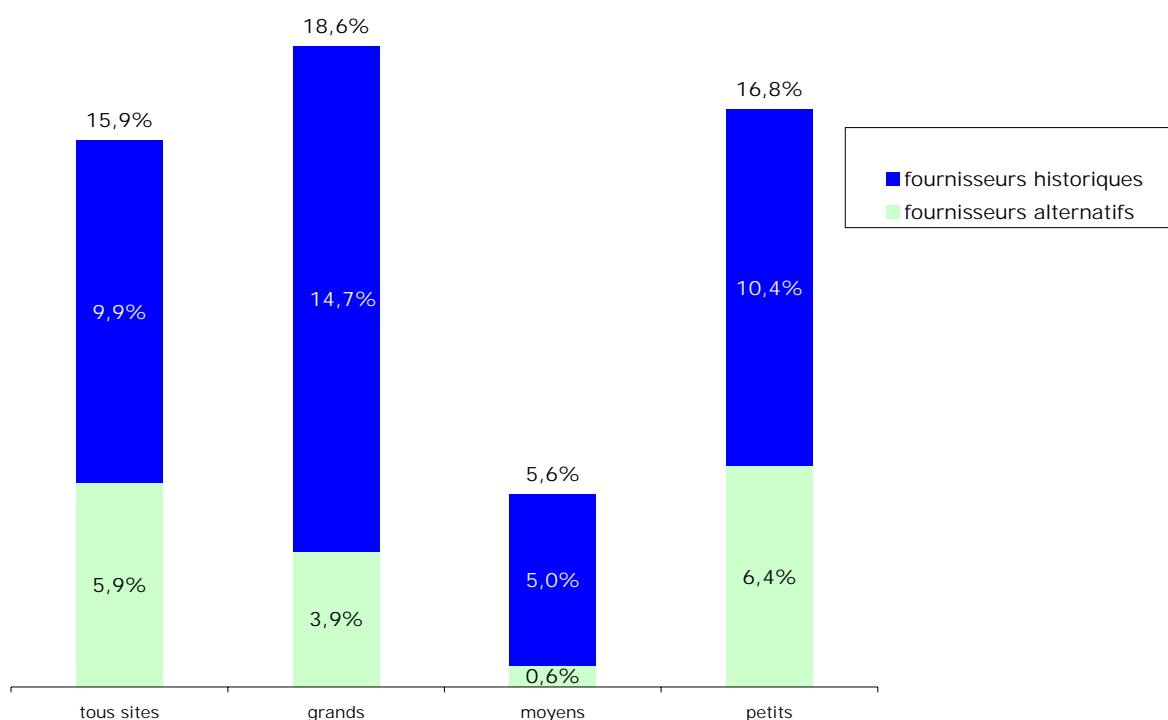


Sources : GRD, RTE – Analyse : CRE

Au 1<sup>er</sup> janvier 2007, soit deux ans et demi après l'ouverture des marchés à l'ensemble des professionnels et collectivités locales, environ 740 600 sites sont titulaires d'un contrat aux prix de marché. Au cours du 4<sup>ème</sup> trimestre 2007, le nombre de sites titulaires d'un contrat aux prix de marché a augmenté d'environ 21 000 sites par mois (contre 19 000 sites au 3<sup>ème</sup> trimestre 2006).

### C. Taux d'exercice de l'éligibilité et parts de marché au 1er janvier 2007

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



Sources : GRD, RTE – Analyse : CRE

*Le taux d'exercice de l'éligibilité correspond au nombre de sites titulaires d'un contrat aux prix de marché rapporté au nombre de sites éligibles dans le segment concerné, par type de fournisseur.*

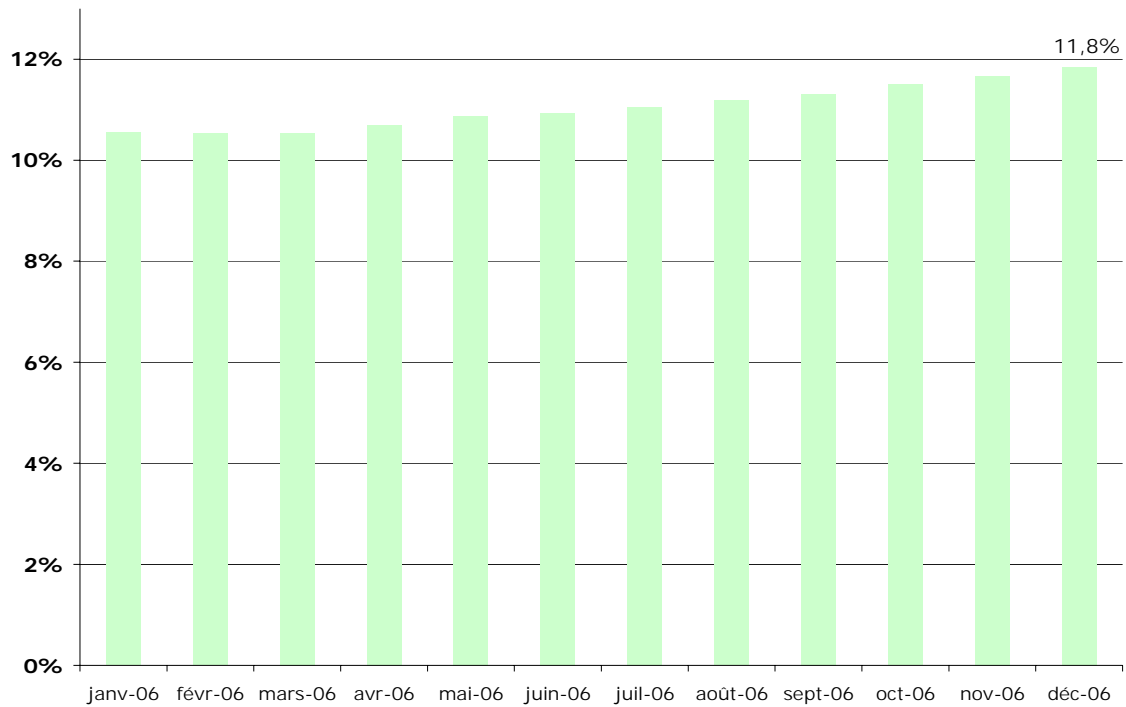
Au 1<sup>er</sup> janvier 2007, 15,9% des sites éligibles sont titulaires d'un contrat aux prix de marché. Parmi eux, 5,9 % ont fait le choix d'un fournisseur alternatif.

La pénétration de la concurrence est toujours inférieure sur le segment des sites moyens.



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 éligibles**  
- 12 derniers mois -



Sources : RTE – Analyse : CRE

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

	<b>Tous sites</b>	<b>Grands</b>	<b>Moyens</b>	<b>Petits</b>
<b>Nombre de fournisseurs alternatifs actifs</b>	19	17	6	6

Sources : GRD, RTE – Analyse : CRE

*Un fournisseur alternatif est dit actif s'il possède au minimum un client en portefeuille.*  
Pour mémoire, environ 160 fournisseurs historiques sont présents sur le territoire français.

#### **4. Analyse en dynamique : 4<sup>ème</sup> trimestre 2006**

##### **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*

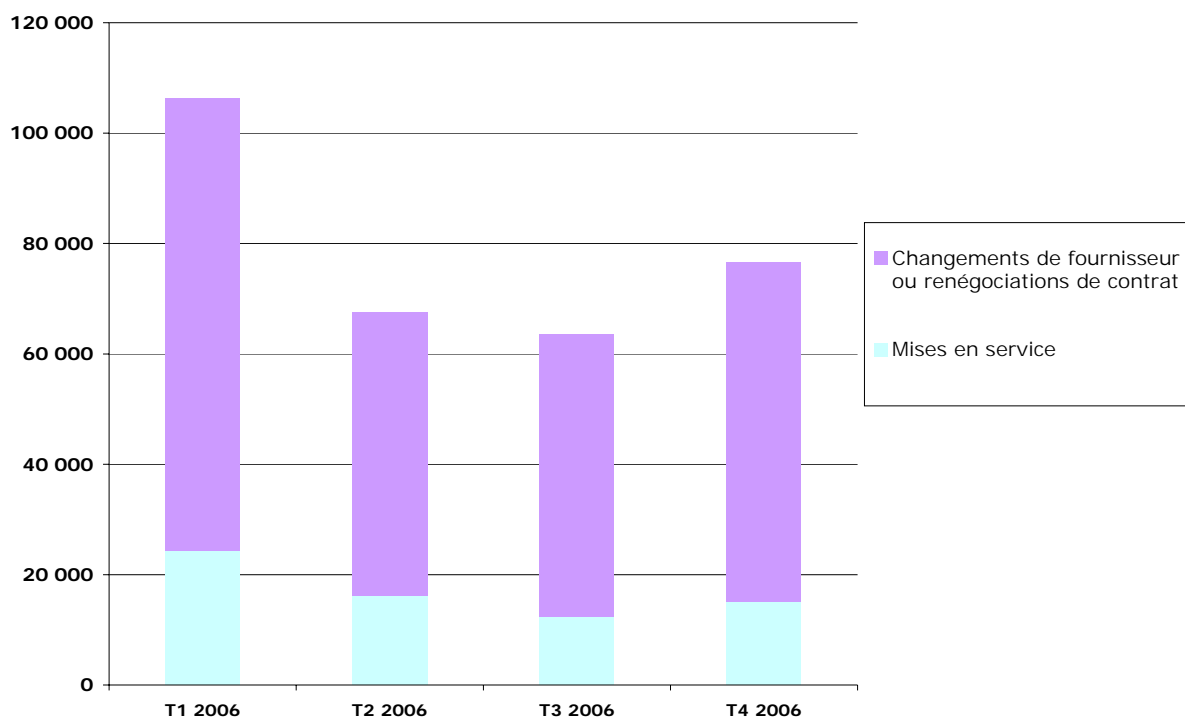
*Les ventes brutes aux prix de marché reflètent mieux l'activité concurrentielle que le simple décompte des sites titulaires d'un contrat aux prix de marché puisqu'elles prennent également en compte les passages d'un fournisseur alternatif à l'autre.*

<b>AU COURS DU TRIMESTRE :</b> (en nombre de sites)	<b>4<sup>ème</sup> trimestre 2006</b>	<b>3<sup>ème</sup> trimestre 2006</b>
- ventes brutes totales aux prix de marché	<b>76 700</b>	<b>63 600</b>
- ventes brutes des fournisseurs alternatifs	<b>35 200</b>	<b>35 200</b>
- parts de marché des fournisseurs alternatifs sur l'ensemble des ventes brutes aux prix de marché	<b>46%</b>	<b>55%</b>

**Sources : GRD, RTE – Analyse : CRE**

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

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

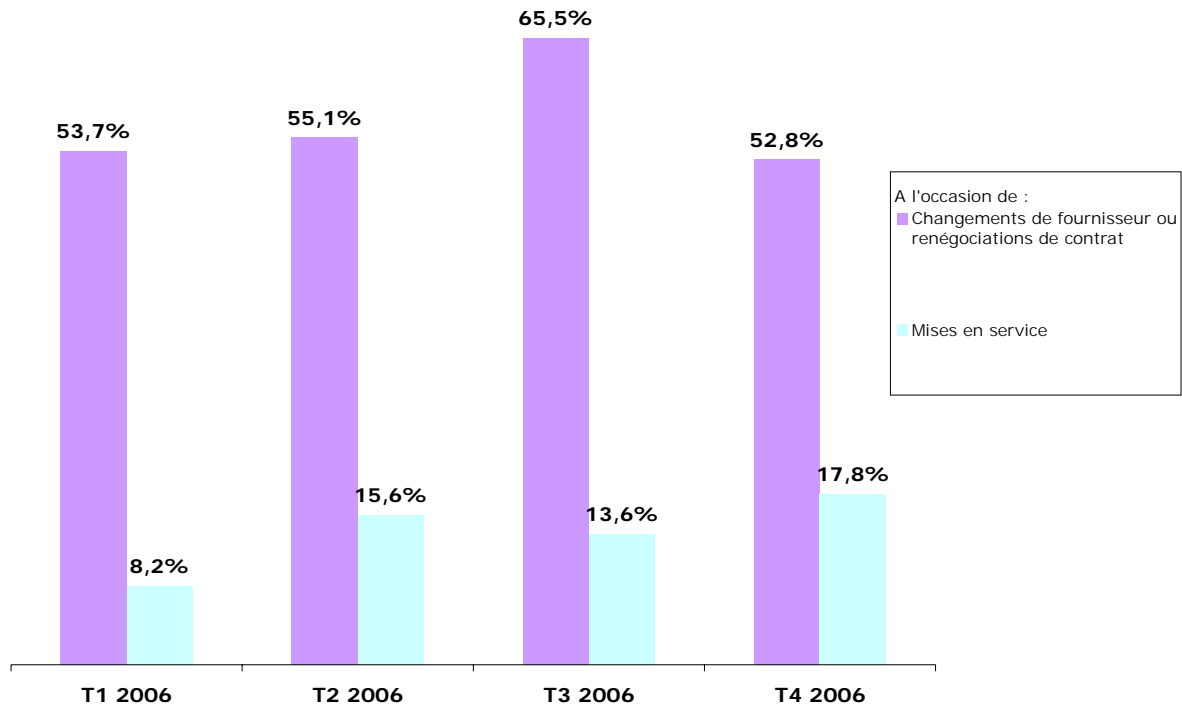


Sources : GRD, RTE – Analyse : CRE

Les ventes brutes aux prix de marché du 4<sup>ème</sup> trimestre 2006 sont en augmentation par rapport au 3<sup>ème</sup> trimestre 2006 (+21%). Elles étaient en baisse constante depuis le 4<sup>ème</sup> trimestre 2005. Environ un cinquième de ces 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**



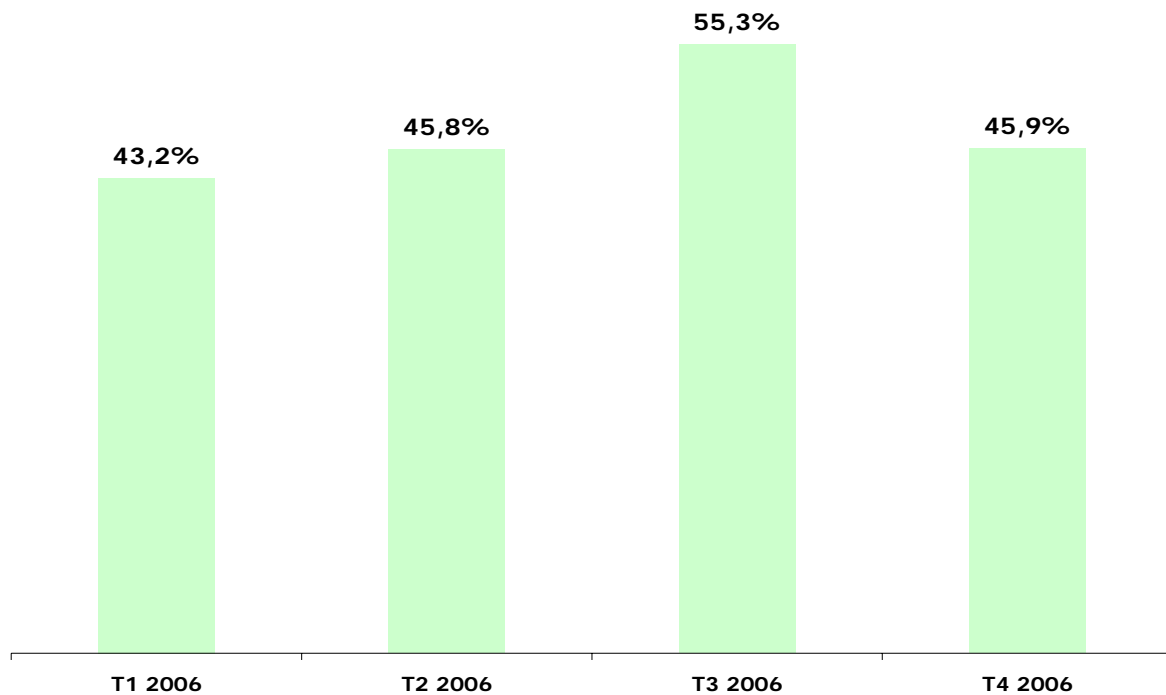
Sources : GRD, RTE – Analyse : CRE

Les fournisseurs alternatifs sont peu présents sur le segment des mises en service dans le cadre d'un contrat aux prix de marché. Leur part de marché sur ce segment a toutefois augmenté au cours du trimestre écoulé, et s'établit à 17,8%.

Pour ce qui est des changements de fournisseur et des renégociations de contrat, la part de marché des fournisseurs alternatifs est en baisse au cours du 4<sup>ième</sup> trimestre 2006.

Cette performance des fournisseurs alternatifs se traduit par une part de marché de 46% sur les ventes brutes aux prix de marché au 4<sup>ème</sup> trimestre 2006. Moins 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**



Sources : GRD, RTE – Analyse : CRE -arrondis-

## Le marché de gros de l'électricité

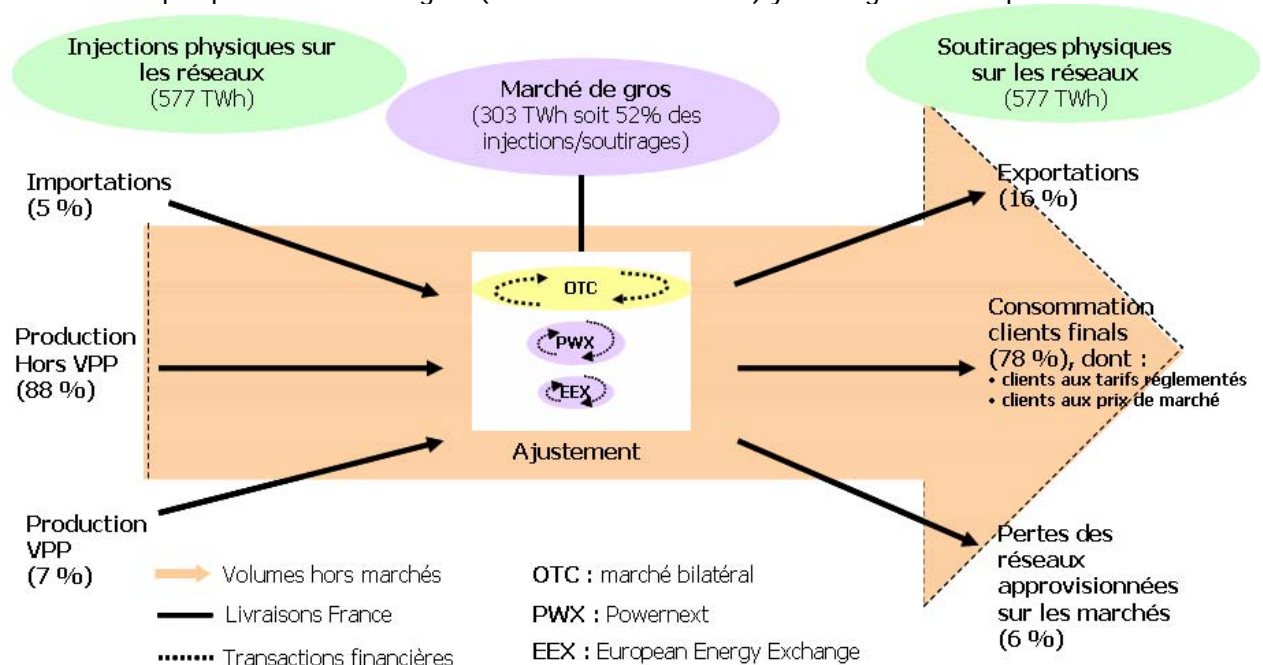
### 1. Introduction

#### 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)<sup>1</sup>
- 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 *Spot*
- Juin 2004 : lancement du marché Powernext *Futures*
- Août 2005 : lancement du marché EEX France (*Futures* à livraison physique en France)
- Janvier 2006 : mise en place d'enchères de capacités explicites aux frontières (à l'exception de la Suisse)
- Novembre 2006 : publication d'informations relatives à la production d'électricité en France par RTE (suite à une initiative de l'Union Française de l'Electricité)

#### B. Présentation du marché de gros français

Le graphique ci-dessous présente schématiquement les différents segments amont et aval ainsi que le fonctionnement du marché de gros français. Y sont différenciées les transactions débouchant sur une livraison physique sur le réseau (livraisons France) et les transactions financières pures. Les volumes ne transitant pas par le marché de gros (volumes hors marchés) y sont également représentés.



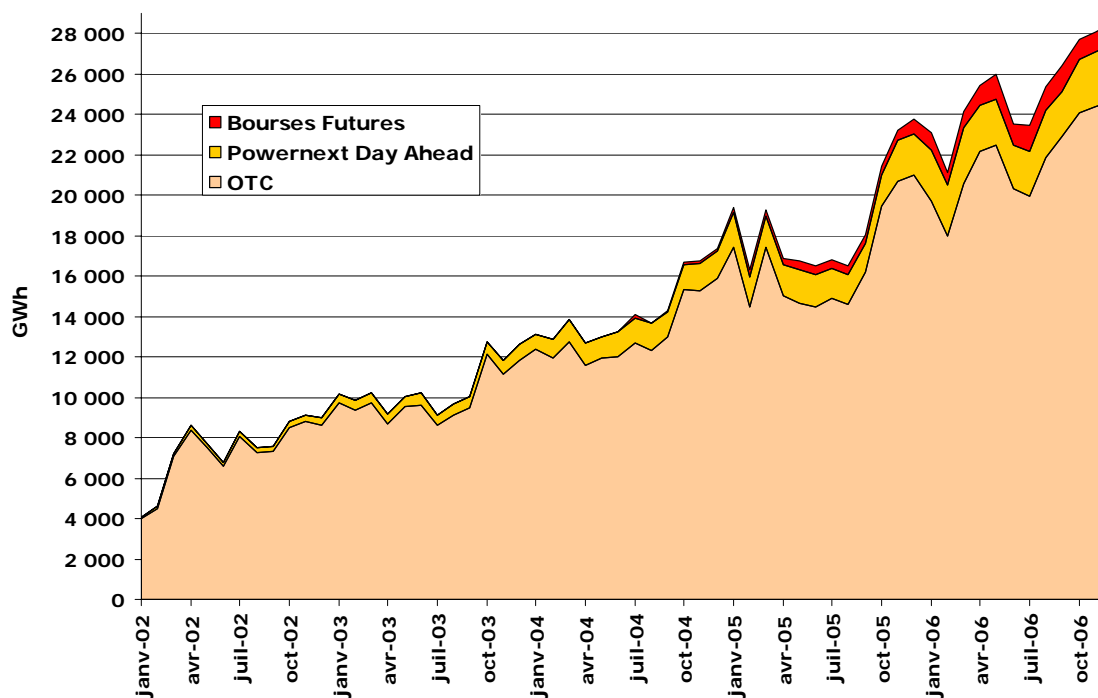
Source : CRE d'après données 2006 de RTE

<sup>1</sup> Le responsable d'équilibre est un intermédiaire entre des consommateurs éligibles 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.

Au 4<sup>ème</sup> trimestre 2006, le volume total des livraisons sur le marché de gros est en augmentation par rapport au trimestre précédent, à 84,3 TWh (contre 75,5 TWh au troisième trimestre 2006). Il a représenté environ 57% des injections ou soutirages au quatrième trimestre 2006, contre 60% au troisième trimestre 2006.

Toutefois, ces chiffres ne présentent pas l'activité sur le marché de gros français, mais les livraisons physiques constatées au cours du trimestre, qui résultent en partie de transactions antérieures. Le volume d'activité réel sur le marché de gros français n'est pas public. Cependant, les volumes échangés sur Powernext (cf. section 2.B.) donnent une indication partielle sur l'évolution de l'activité globale.

**Volumes des échanges sur le marché de gros français**  
- livraisons en France -



Sources : RTE, Powernext, EEX – Analyse : CRE



## 2. Volumes sur le marché de gros français et comparaison européenne

Rappelons qu'au regard de la consommation nationale, les volumes de transactions sur les bourses d'échanges en Europe restent peu importants, sauf sur le NordPool. Malgré le développement des marchés d'échanges organisés, l'essentiel du commerce de gros de l'électricité continue donc de s'effectuer sur le mode du gré à gré, au travers de transactions OTC directes ou via des intermédiaires (sociétés de courtage et plate-formes de trading).

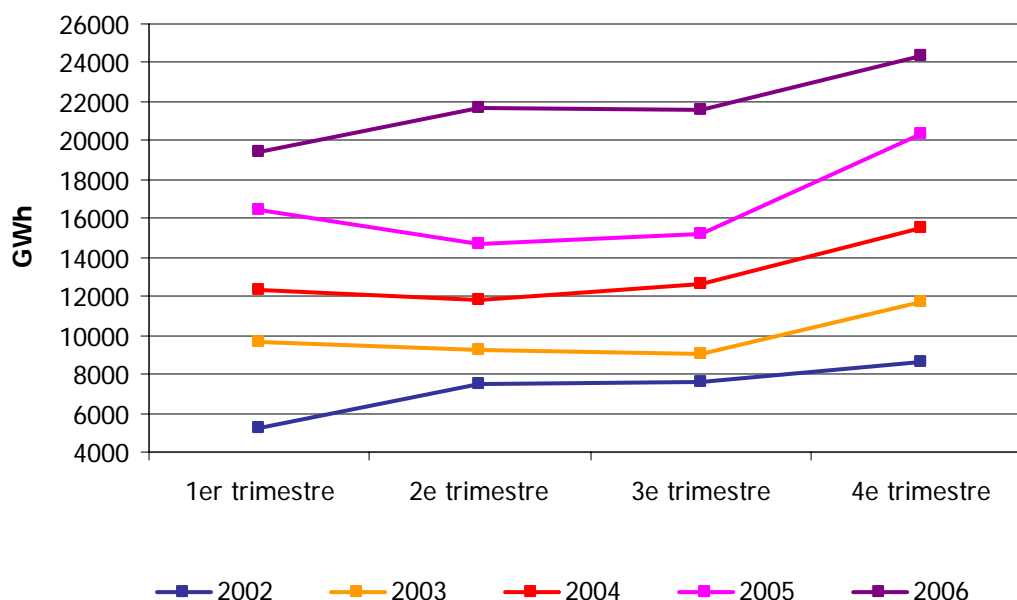
Par ailleurs, le marché de gros français englobe à la fois les échanges purement financiers et les transactions débouchant sur une livraison physique d'électricité sur le réseau français.

### A. Estimation des volumes OTC : échanges de blocs sur le marché français

Les données de volumes concernant les transactions bilatérales n'étant pas publiques, le volume des échanges de blocs constitue un estimateur de la liquidité du marché OTC français.

Comme le montre le graphique ci-dessous, le volume des échanges de blocs a connu une croissance constante au cours des quatre dernières années. Après une stabilisation au troisième trimestre 2006, la liquidité a augmenté (+12,8%) au quatrième trimestre 2006. Les volumes traités atteignent 24,3 TWh en moyenne mensuelle au quatrième trimestre 2006 (contre 21,6 TWh au cours du troisième trimestre 2006).

**Echanges de blocs sur le marché de gros français**  
- volumes mensuels moyens -

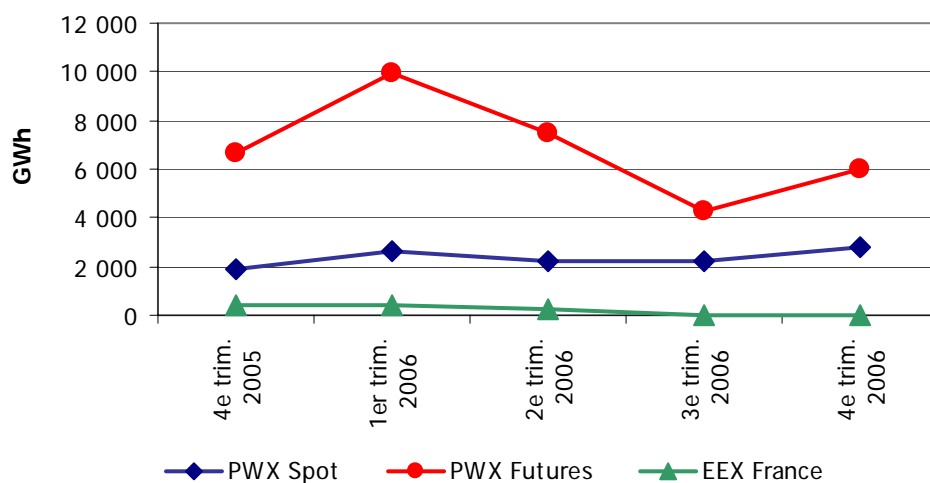


Source : RTE – Analyse : CRE

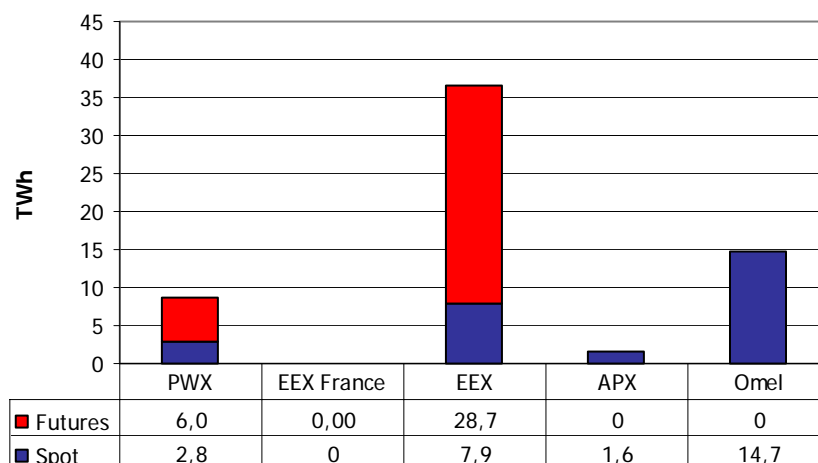
## B. Volumes échangés sur les marchés organisés

Après deux trimestres de diminution, on observe une augmentation de la liquidité sur Powernext *futures* au quatrième trimestre 2006. Les volumes échangés sur Powernext *spot* sont également en hausse sur la même période. Les volumes de *futures* traités sur EEX France ont été nuls pendant toute la période.

**Volumes mensuels moyens échangés sur PWX *Spot*, PWX *futures* et EEX France**  
- toutes échéances confondues -



**Volumes mensuels moyens échangés au 4<sup>ème</sup> trimestre 2006 sur les principales places européennes (*spot & futures*)**



Sources : PWX, EEX, APX, Omel – Analyse : CRE

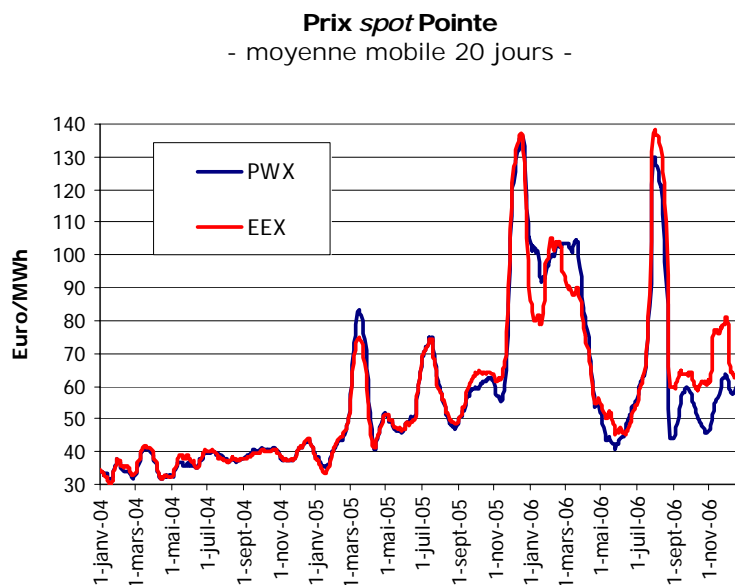
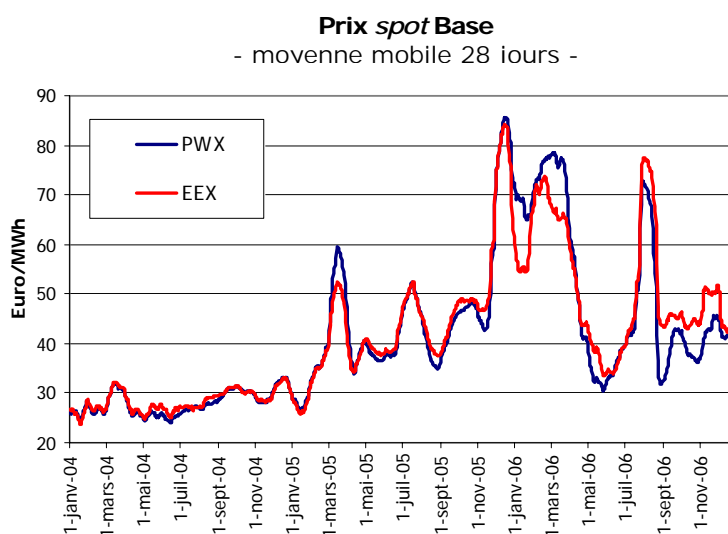
Les volumes d'activité indiqués pour EEX Futures et EEX France ne comprennent pas la compensation de transactions de gré à gré (« OTC clearing »).

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

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

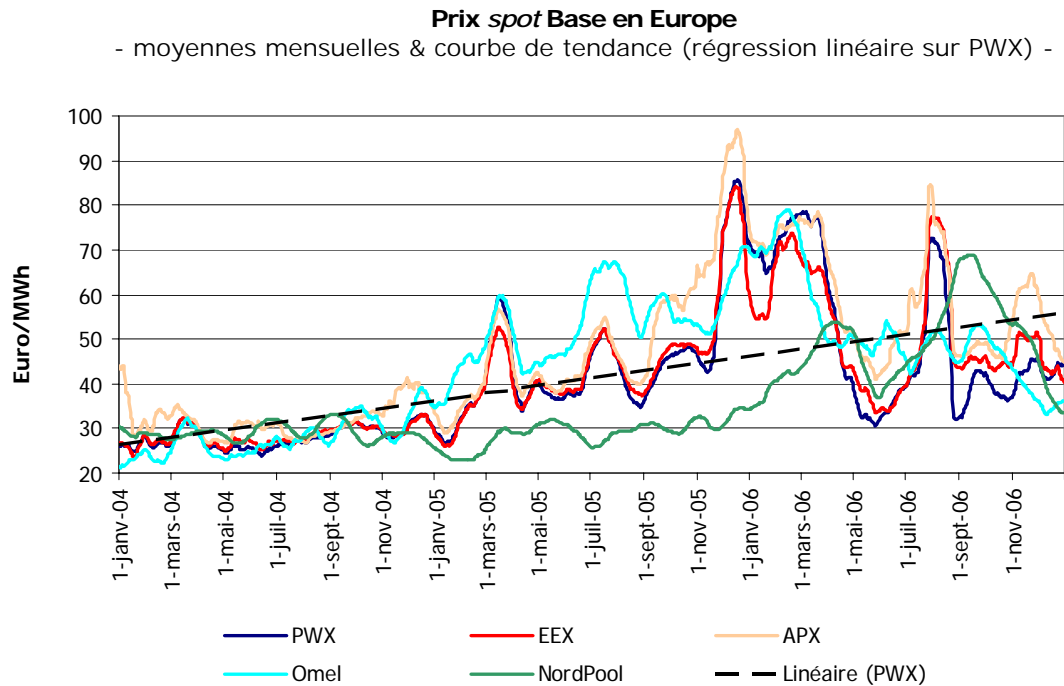
#### A. Prix *spot*

Au cours du trimestre, les prix *spot* en France sont restés inférieurs en moyenne aux prix sur le marché allemand. Le prix moyen base sur Powernext (41,72 €/MWh) a été inférieur de 33% à celui observé pendant le quatrième trimestre de l'année précédente (62,54 €/MWh). Sur la même période, le prix moyen base sur EEX a baissé de 25%.



Sources : PWX, EEX – Analyse : CRE

Comme le montre le graphique ci-dessous, les prix *spot* du quatrième trimestre 2006 sur les principales bourses européennes ont connu une tendance baissière. Les prix sur Powernext, EEX et APX, peu élevés en octobre, ont augmenté au début de novembre pour redescendre sensiblement en décembre. Les prix sur Omel et NordPool, élevés en octobre, ont fortement baissé tout au long du trimestre.



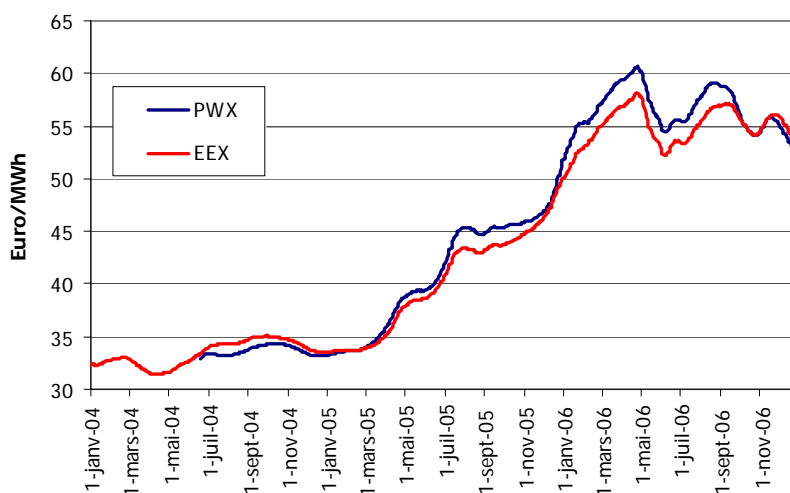
Sources : PWX, EEX, APX, Omel, NordPool – Analyse : CRE

## B. Prix futures

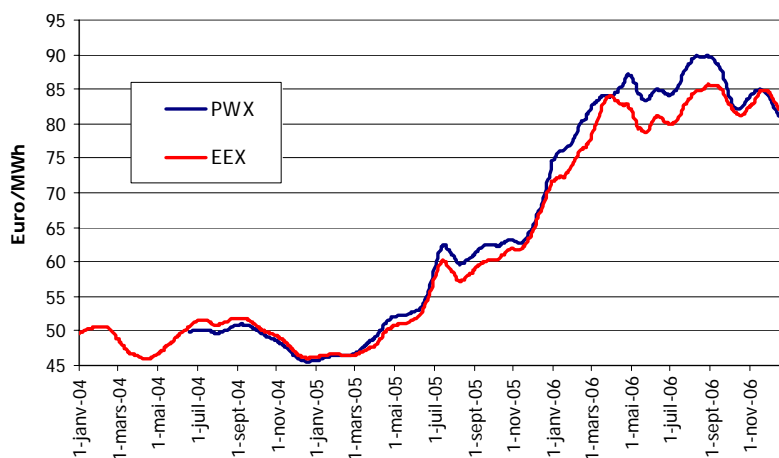
Au cours du quatrième trimestre 2006, les prix *futures* annuels (Y+1) en France et en Allemagne ont d'abord augmenté en octobre, puis baissé en novembre et décembre. Ainsi, sur Powernext, le prix du produit Y+1 base est passé de 52,3 €/MWh début octobre à plus de 57 €/MWh dans la première semaine de novembre, puis a baissé pour atteindre à 50,2 €/MWh fin décembre.

Le prix du produit Y+1 est resté plus élevé en France qu'en Allemagne au début du trimestre, mais le différentiel de prix a changé de signe à partir du 25 octobre en base et à partir du 9 novembre en pointe. A partir de ces dates, les produits français base et pointe étaient moins chers que les produits allemands.

**Prix futures Y+1 Base**  
- moyenne mobile 28 jours -



**Prix futures Y+1 Pointe**  
- moyenne mobile 20 jours -

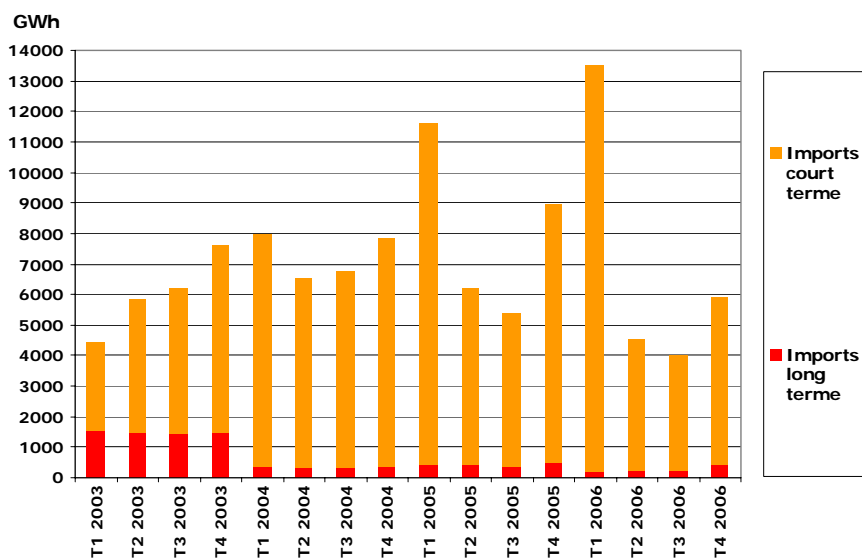


Sources : PWX, EEX – Analyse : CRE

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

Les importations ont augmenté au quatrième trimestre 2006. Elles ont atteint des volumes supérieurs de 47% à ceux observés au troisième trimestre 2006. Elles restaient toutefois inférieures de 34% à celles observées au même trimestre l'année dernière.

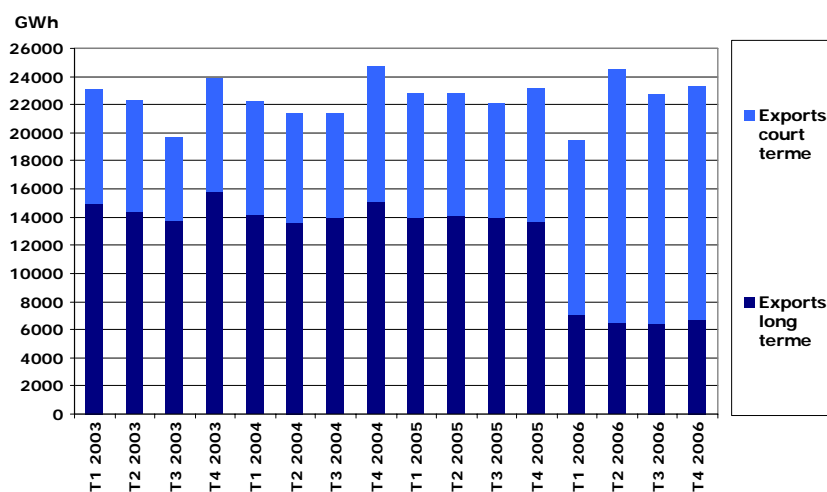
**Somme des importations par trimestre  
(incluant EDF)**



Source : RTE – Analyse : CRE

Au quatrième trimestre 2006, les exportations ont été stables par rapport au trimestre précédent. Elles ont atteint des volumes supérieurs de 3% à ceux observés au même trimestre de l'année passée.

**Somme des exportations par trimestre  
(incluant EDF)**



Source : RTE – Analyse : CRE

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

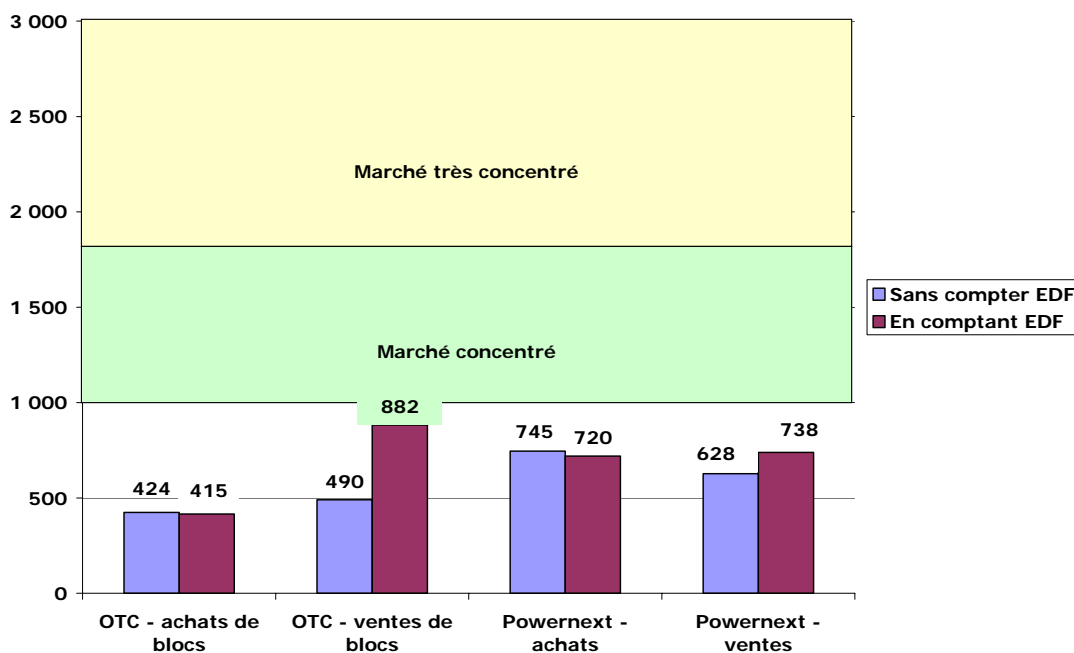
A la fin du quatrième trimestre 2006, 102 responsables d'équilibre sont présents sur le marché de gros français, dont 55 interviennent sur Powernext *Day Ahead* et 25 sur Powernext *Futures*. Au cours du quatrième trimestre 2006, 2 nouveaux responsables d'équilibre ont été enregistrés par RTE. Powernext a accueilli 3 nouveaux membres sur son marché *Day Ahead* et 2 nouveaux membres sur son marché *Futures* au cours de la période.

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

Le graphique suivant donne l'indice de Herfindahl-Hirschman (HHI)<sup>2</sup> pour les différents segments du marché de gros français.

Au quatrième trimestre 2006, les achats et ventes sur le marché OTC ainsi que les achats et les ventes sur Powernext apparaissent comme des segments de marché assez peu concentrés, que le groupe EDF soit pris en compte ou non.

**Indice de concentration HHI – marché de gros**  
- quatrième trimestre 2006 -



Source : RTE – Analyse : CRE

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

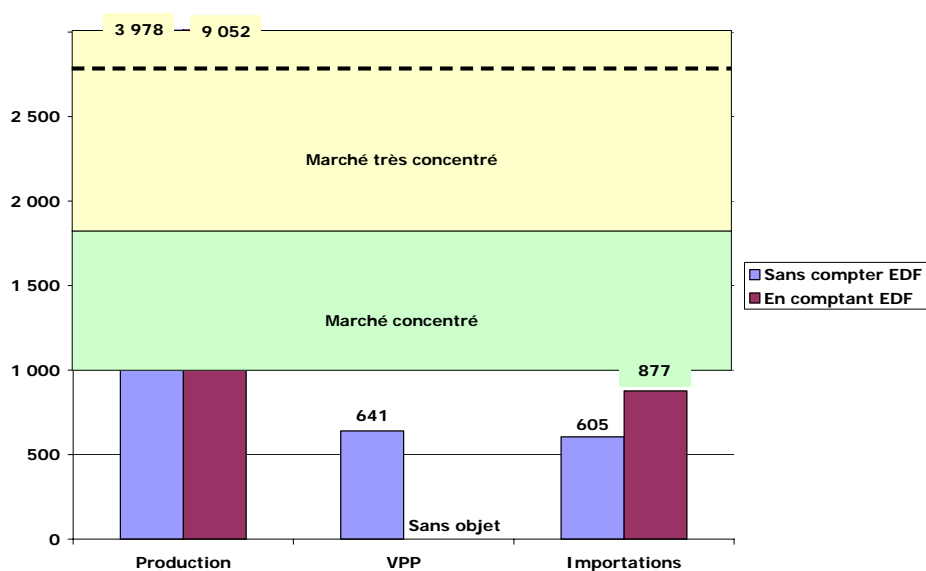
Les graphiques suivants montrent la concentration des marchés amont (injections) et aval (soutirages).

<sup>2</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.

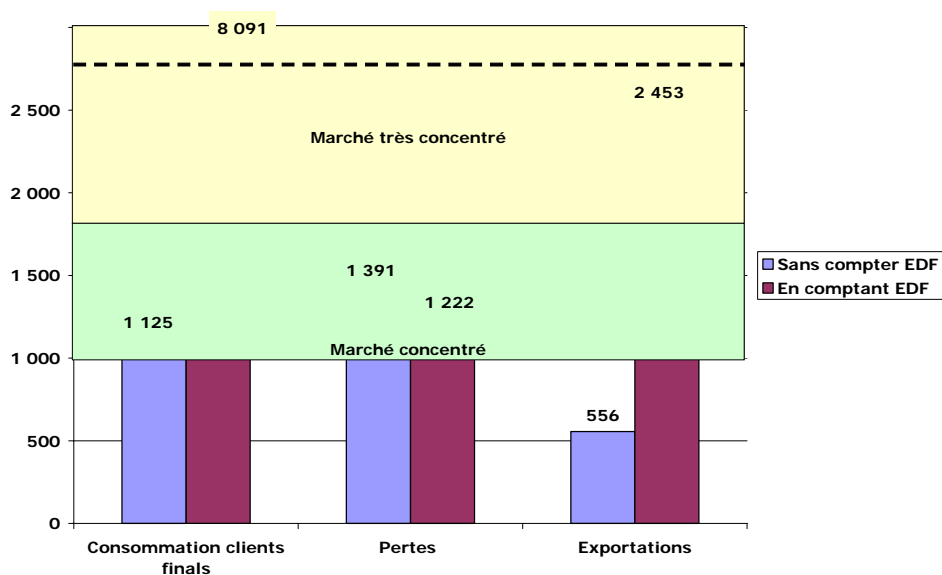
### Indice de concentration HHI – injections - quatrième trimestre 2006 -



Source : RTE – Analyse : CRE

La vente aux clients finals et les exportations sont quant à eux particulièrement concentrés lorsque EDF est pris en compte, mais apparaissent comme des segments de marché peu 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 - troisième trimestre 2006 -



Source : RTE – Analyse : CRE



## **6. Faits marquants du 4<sup>ème</sup> trimestre 2006**

### **A. Une baisse des prix liée à des températures clémentes**

Au cours du quatrième trimestre 2006, les températures ont été, en moyenne, supérieures aux normales saisonnières dans la plupart des pays européens. Ces conditions climatiques ont eu un effet baissier sur les prix de l'électricité :

- en limitant la demande liée à l'utilisation du chauffage électrique. Ainsi, alors que l'on observe habituellement une augmentation de la tension sur l'équilibre offre-demande en hiver, le marché a finalement été peu tendu au cours du trimestre ;
- en provoquant une diminution des prix des combustibles (fioul, gaz, charbon) et en accentuant la chute du prix des quotas d'émission de CO2 pour livraison en 2007.

### **B. Le *blackout* européen du 4 novembre**

L'incident qui a affecté plusieurs pays européens le samedi 4 novembre a eu un effet sur les prix *spot* pendant les jours qui ont suivi l'incident. Le système allemand ayant été à l'origine de cette coupure, les traders en ont déduit l'existence de tensions importantes sur le marché allemand, ce qui a accru leur appréciation de la prime de risque des prix *spot* allemands et français. Cette prime a ensuite diminué avec la publication des premières clarifications sur les causes de la coupure, selon lesquelles le *blackout* n'avait pas été causé par la tension de l'équilibre offre/demande, mais par un problème de réseau.

### **C. Le démarrage de Belpex**

Le mardi 21 novembre, Belpex, la bourse belge intégrée au *market coupling* entre la France, la Belgique et les Pays-Bas a démarré son activité. Les prix belges et français ont, depuis, été égaux pendant plus de 80% des heures.

# Le marché du gaz

## Le marché de détail du gaz

---

### 1. Introduction

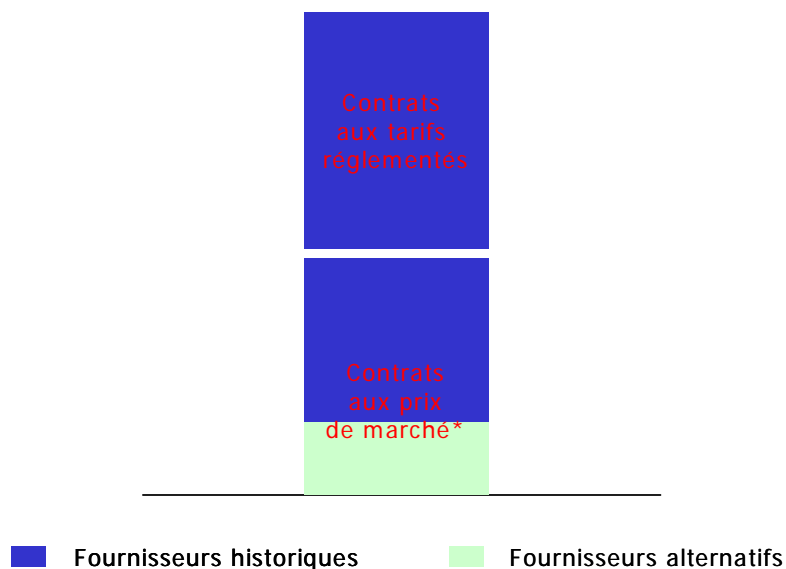
L'ouverture du marché français du gaz a connu plusieurs étapes :

- 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, tous les consommateurs finals non-résidentiels peuvent librement choisir leur fournisseur de gaz. Cela représente au 1<sup>er</sup> janvier 2007, 683 000 sites, soit une consommation annuelle de gaz d'environ 380 TWh.

Les clients éligibles ont le choix entre 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). L'accès à ce type de contrat suppose d'avoir exercé son éligibilité.

### Répartition des contrats de gaz pour les clients non-résidentiels en France - schéma illustratif -



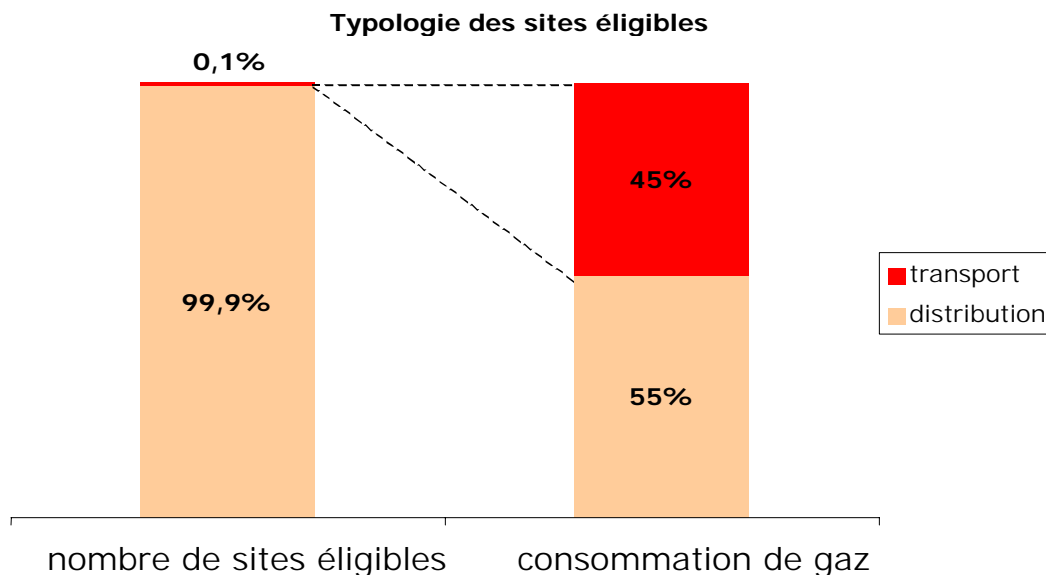
\* Suppose l'exercice de l'éligibilité

*Les principales sources d'information sont les gestionnaires de réseaux de transport et de distribution (GRTgaz, Total Infrastructures Gaz France, Gaz de France-Réseau Distribution et les principales entreprises locales de distribution), et les fournisseurs historiques (Gaz de France, 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 éligible et leurs poids respectifs



Sources : GRT, GRD – Analyse : CRE

Les clients éligibles 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 éligibles.

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

### A. Tableaux de synthèse

Situation (en nombre de sites)	Au 1 <sup>er</sup> janvier 2007	Au 1 <sup>er</sup> octobre 2006
- sites éligibles	683 000	680 000
- sites titulaires d'un contrat aux prix de marché	<b>105 000</b> <sup>(1)</sup>	<b>90 276</b>
- dont Transport	569	563
- dont Distribution <sup>(1)</sup>	104 400 <sup>(1)</sup>	89 713
- parts de marché des fournisseurs alternatifs sur l'ensemble des sites éligibles	<b>6,7%</b>	<b>5,6 %</b>

Sources : GRT, GRD – Analyse : CRE

(1) : 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.

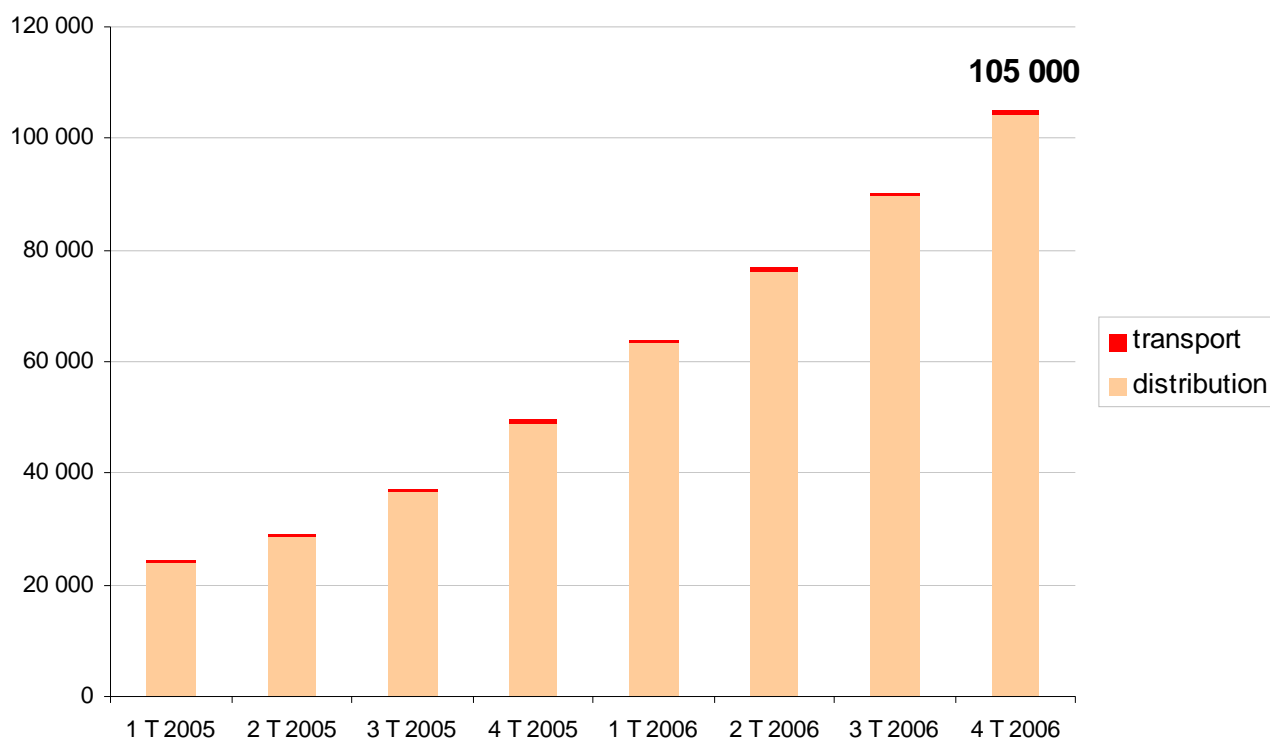
Situation (en consommation annuelle, TWh)	Au 1 <sup>er</sup> janvier 2007	Au 1 <sup>er</sup> octobre 2006
- sites éligibles	380 TWh <sup>(2)</sup>	375 TWh
- sites titulaires d'un contrat aux prix de marché	<b>206 TWh</b>	<b>194TWh</b>
- dont Transport	139 TWh	134 TWh
- dont Distribution	67 TWh	60 TWh
- parts de marché des fournisseurs alternatifs sur l'ensemble des sites éligibles	<b>16,2%</b>	<b>11,0 %</b>

Sources : GRT, GRD – Analyse : CRE

(2) : la Consommation Annuelle de Référence des sites raccordés au réseau de transport a été actualisée au 1<sup>er</sup> janvier 2007.

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

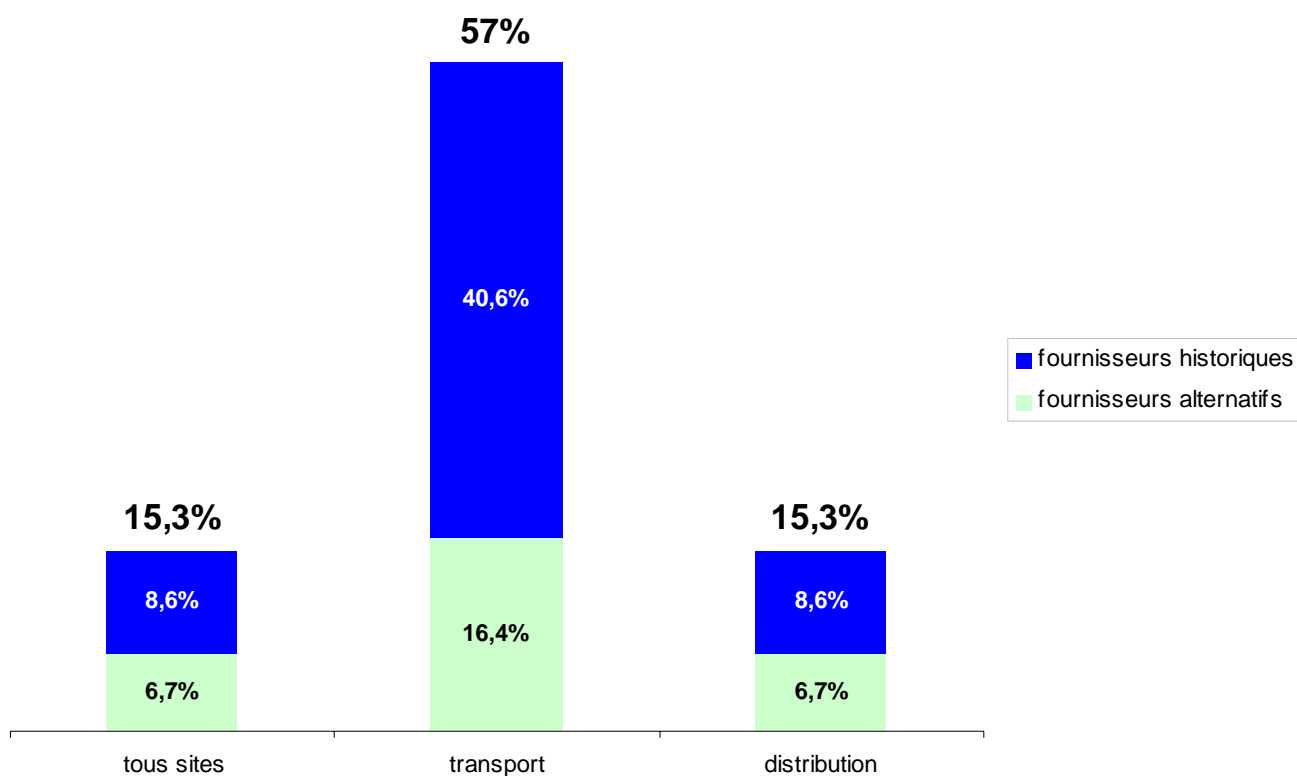
##### Nombre de titulaires d'un contrat aux prix de marché



Sources : GRT, GRD – Analyse : CRE

C. Taux d'exercice de l'éligibilité et parts de marché en nombre de sites au 1<sup>er</sup> janvier 2007

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

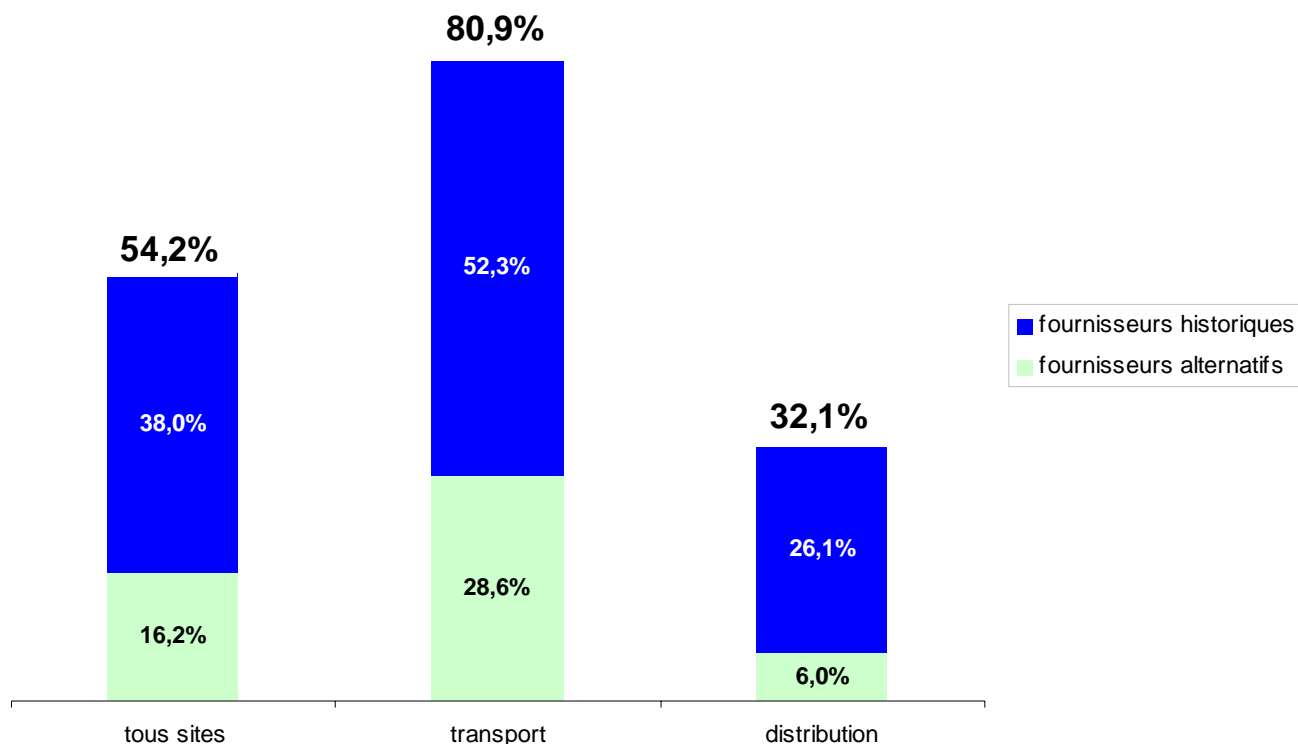


Sources : GRT, GRD – Analyse : CRE

*Le taux d'exercice de l'éligibilité correspond au nombre de sites éligibles titulaires d'un contrat aux prix de marché rapporté au nombre de sites éligibles dans le segment concerné, par type de fournisseur.*

D. Taux d'exercice de l'éligibilité et parts de marché en consommation annuelle au 1<sup>er</sup> janvier 2007

**Part de la consommation des sites éligibles hors des tarifs réglementés**



Sources : GRT, GRD – Analyse : CRE

*Le taux d'exercice de l'éligibilité correspond à la consommation annuelle des sites éligibles titulaires d'un contrat aux prix de marché rapporté à la consommation annuelle des sites éligibles dans le segment concerné, par type de fournisseur.*

Au quatrième trimestre 2006, la part de marché des fournisseurs alternatifs a fortement augmenté sur les réseaux de transport, passant de 19,2% au 1<sup>er</sup> octobre 2006 à 28,6% au 1<sup>er</sup> janvier 2007.

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

	<b>Ensemble</b>	<b>Transport</b>	<b>Distribution</b>
<b>Nombre de fournisseurs alternatifs actifs</b>	15	12	9

Sources : GRT, GRD – Analyse : CRE

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

Au 1<sup>er</sup> janvier 2007, un nouveau fournisseur alternatif a commencé à livrer du gaz naturel à trois sites de consommation.

Au 1<sup>er</sup> janvier 2007, trois fournisseurs n'ont de clients que sur les réseaux de distribution, et six que sur les réseaux de transport.



## 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 2005, environ 80% du gaz importé en France était acheté dans le cadre de contrats à long terme (Russie : 21%, Algérie : 12%, Norvège : 28%, Pays-Bas : 19% <sup>(3)</sup>).

En complément, un marché de gros, ou marché *spot* du gaz se développe en Europe, mais seul le NBP, en Grande-Bretagne, traite de volumes significatifs de gaz. Il fournit les prix directeurs pour les marchés d'Europe continentale, qui sont encore embryonnaires et ne représentent qu'une part très faible des approvisionnements totaux ; les marchés de Zeebrugge en Belgique et le TTF aux Pays-Bas sont les plus développés.

Le prix du gaz *day-ahead* au NBP évolue en fonction de l'offre et de la demande.

### **Flux au Royaume-Uni**

#### *Flux de l'Interconnector*

Les flux à travers l'Interconnector sont très limités depuis mi-novembre 2006, du fait de l'ouverture des gazoducs Ormen Lange et BBL et de flux élevés au terminal d'Isle of Grain :

- les flux de gaz à travers le gazoduc BBL, ouvert fin novembre 2006 et qui amène du gaz des Pays-Bas, ont été constants aux alentours de 270 GWh/j, durant le mois de décembre 2006. Ces flux correspondent au contrat de 8 Gm<sup>3</sup>/an signé entre Centrica et GasTerra (ex Gasunie Trade & Supply).
- les flux gaziers du gazoduc Ormen Lange ouvert en octobre 2006, qui amène du gaz norvégien, ont été très volatils (entre 220 et 660 GWh/j) et semblent répondre aux mouvements des prix spot britanniques.
- les flux au terminal de Isle of Grain ont été à un niveau proche du maximum technique d'émission (140 GWh/j) sur le réseau de transport durant tout le 4<sup>ème</sup> trimestre 2006.

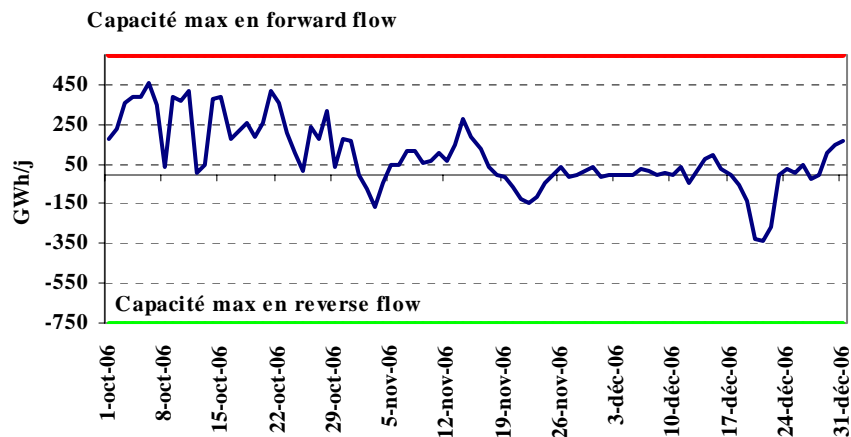
L'Interconnector a fonctionné aussi bien en mode forward flow (Royaume-Uni vers continent), qu'en reverse flow. Malgré une augmentation de capacités dans le mode reverse flow, les flux de gaz continental exportés vers le Royaume-Uni ont été faibles par rapport à la capacité technique.

Le Royaume-Uni n'a pas eu besoin d'importer « physiquement » du gaz à travers l'Interconnector pour boucler son bilan offre/demande.

---

<sup>3</sup> Chiffres issus de « L'énergie en France-Repères » du Ministère de l'Economie, des Finances et de l'Industrie, Edition 2006.

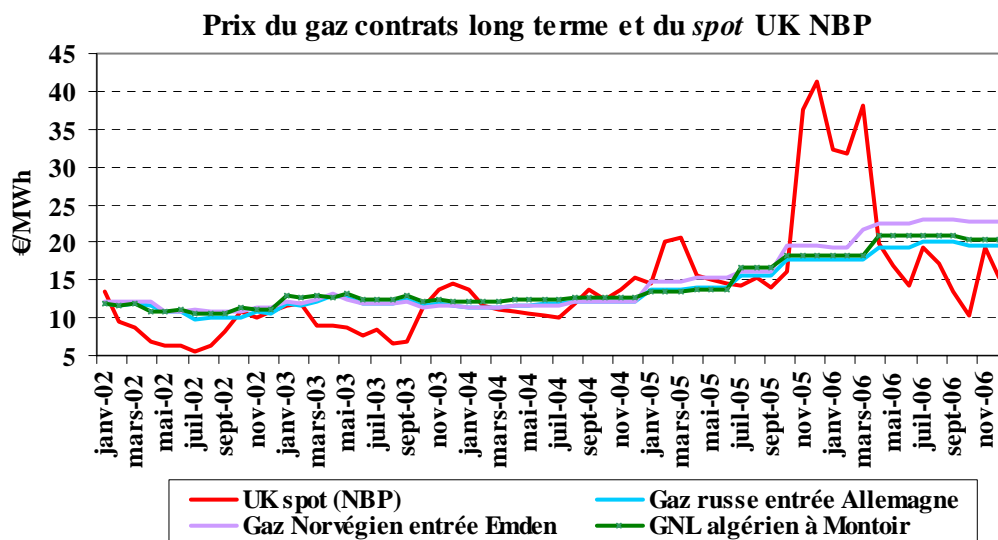
### Flux journaliers de l'Interconnector



### Comparaison du prix des contrats à long terme et du spot UK NBP

Les prix des contrats à long terme de gaz se sont stabilisés à un niveau élevé depuis avril 2006. Les estimations sur le prix des contrats à long terme fournies par Heren sont révisées tous les trois mois. En décembre 2006, les prix de ces contrats se sont élevés à environ 21 €/MWh :

- Le prix du GNL algérien entrée Montoir et le prix du gaz russe entrée Allemagne s'établissent à 20 €/MWh ;
- Le prix du gaz norvégien entrée Emden atteint 23 €/MWh.



Depuis avril 2006, le prix moyen des contrats à long terme continentaux est resté supérieur au cours spot du marché britannique. L'écart moyen de prix entre les contrats long terme en décembre 2006 et le gaz spot NBP atteint 5 à 6 €/MWh.

En moyenne mensuelle des cotations journalières day-ahead de décembre 2006, le prix du gaz spot UK NBP s'est élevé à 15,4 €/MWh, enregistrant une baisse de 20% par rapport au mois de novembre 2006. Ce niveau de prix est 3 fois inférieur au prix moyen de décembre 2005 et équivalent aux prix spot NBP du mois de décembre 2004.

### Comparaison du prix des 3 marchés spot européens

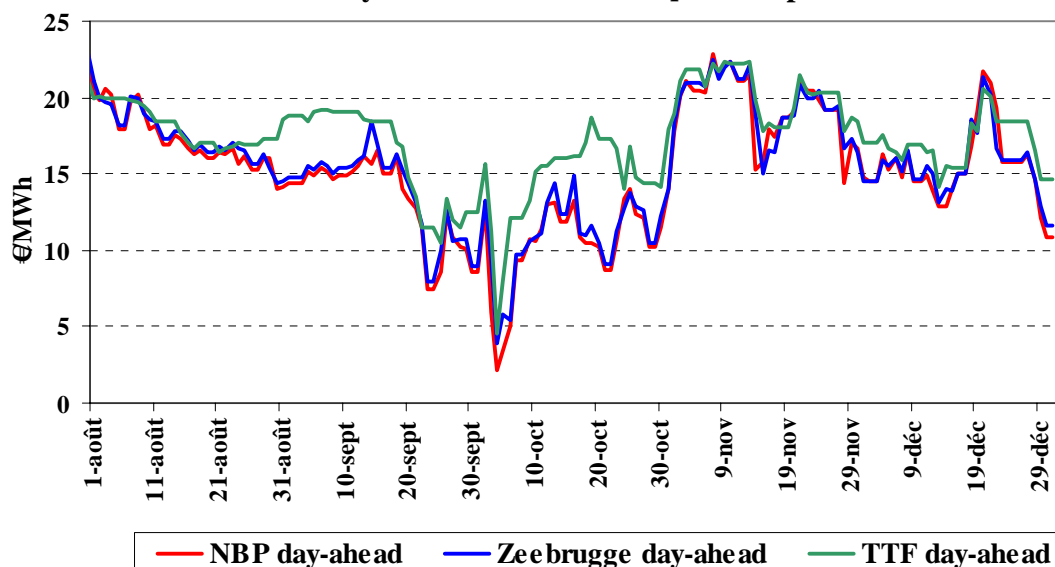
Les prix spot européens sont restés faibles depuis le début de l'hiver, particulièrement au Royaume-Uni où la demande du secteur résidentiel/tertiaire s'est établie très souvent en dessous de la normale saisonnière.

Du fait de la faiblesse de la demande du secteur résidentiel/tertiaire britannique et de la hausse des importations de gaz (ouverture des gazoducs d'Ormen Lange et de BBL), la zone Europe du nord a bénéficié d'un bilan gazier au quatrième trimestre 2006 nettement plus confortable qu'en 2005.

En novembre et décembre 2006, les prix des cotations day-ahead des marchés spot européens fluctuent entre 11 €/MWh et 22 €/MWh.

Les prix TTF sont restés supérieurs aux prix spot NBP et Zeebrugge en novembre et en décembre 2006. Les prix à Zeebrugge sont très dépendants de l'équilibre offre/demande britannique alors que le hub du TTF reflète actuellement une réalité plus continentale.

**Prix day-ahead des 3 marchés spot européens**



Note : TTF est peu liquide comparé au NBP et à Zeebrugge

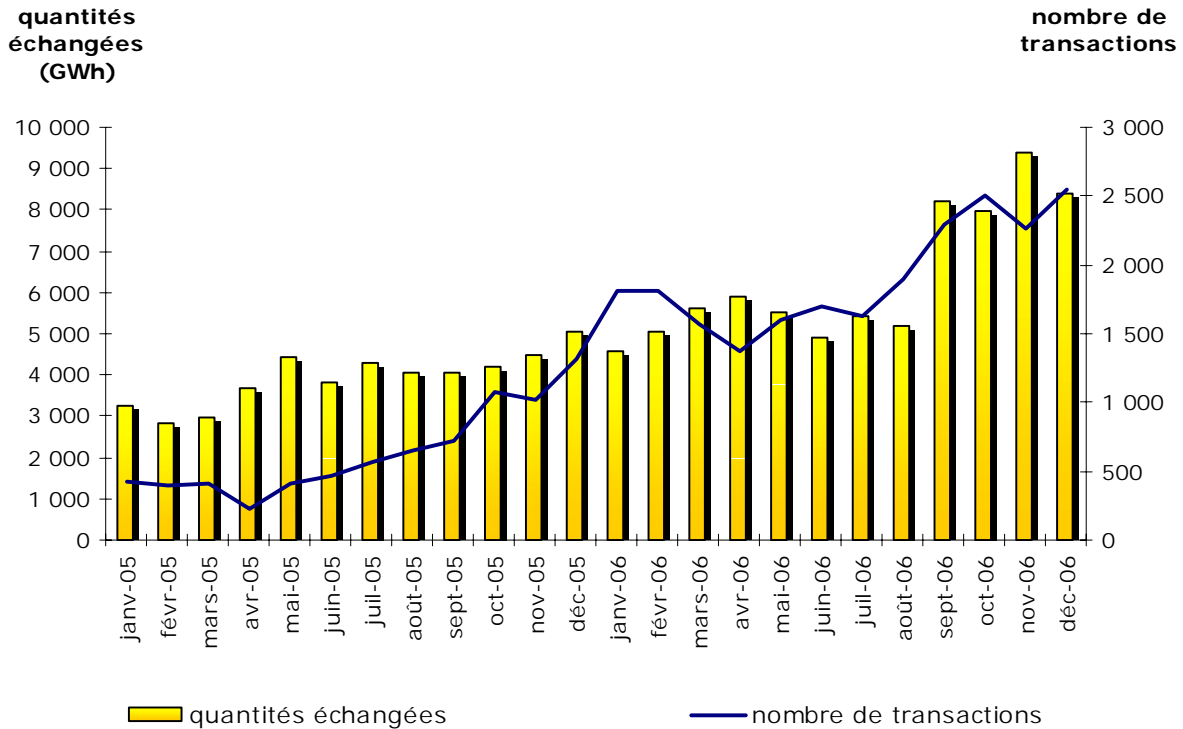
## 2. Le marché de gros en France

Les échanges sur le marché de gros se réalisent aux Points d'Echange de Gaz (PEG), points virtuels au niveau de chaque zone tarifaire où s'opèrent :

- les échanges de gaz entre fournisseurs, y compris les livraisons correspondant au programme de cession temporaire de gaz (gas release)
- l'approvisionnement en gaz des opérateurs de réseau pour la gestion du réseau pour l'équilibrage des bilans journaliers des expéditeurs, le fonctionnement des compresseurs, la constitution du stock en conduite pour les nouveaux ouvrages ;

Les PEG ont été mis en place en 2004.

Le 4<sup>ème</sup> trimestre a été marqué par le maintien à des niveaux élevés des volumes livrés sur les Points d'Echange de Gaz en France (2 542 transactions pour 8,4 TWh échangés en décembre). L'activité mensuelle aux PEG est, depuis septembre 2006, supérieure de plus de 50% aux niveaux moyens observés au cours des 9 premiers mois de l'année.



Source : GRT – Analyse : CRE

NB : sur ce graphique ne figurent que les échanges de gaz entre fournisseurs, y compris les livraisons correspondant au programme de cession temporaire de gaz (gas release).

## 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.

**Fournisseur actif** : fournisseur alimentant au moins 1 site.

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

**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 éligible** : site autorisé à choisir son fournisseur de gaz ou d'électricité.

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

---

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

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

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

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

**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)).

**Produits de gros :**

**Spot** : contrat passé la veille pour livraison le lendemain

**Future** : contrat standard passé pour livraison d'une quantité donnée à un prix donné sur une échéance donnée, nécessitant le versement d'une prime et d'un dépôt de garantie. Les échéances proposées varient selon les marchés organisés (semaine, semestre, trimestre, mois, année). L'échéance Y+1 correspond à l'année calendaire suivant l'année en cours.

**Base** : 24 heures sur 24, 7 jours sur 7 (c'est pourquoi les moyennes mensuelles glissantes pour les produits Base sont calculées sur 28 jours i.e. sur les jours ouvrés ainsi que les week-ends).

**Pointe (Europe continentale)** : de 8 heures à 20 heures, du lundi au vendredi (c'est pourquoi les moyennes mensuelles glissantes pour les produits Pointe sont calculées sur 20 jours i.e. sur les jours ouvrés uniquement).

**Segments du marché de détail** : le marché de la clientèle éligible 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>4</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>4</sup> « Over the Counter » ou de gré à gré

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

---

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

**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

**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.

**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.

**Consommations** : en transport, les consommations annuelles prises en compte sont celles des clients de l'année 2006.

En distribution, les consommations annuelles prises en compte sont estimées à partir des consommations annuelles de référence des sites.

**Segments de marché** : le marché de la clientèle éligible 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.