



Observatoire des marchés de l'électricité et du gaz

2^{ème} trimestre 2006

| | |
|--|-----------|
| Introduction | 4 |
| Le marché de l'électricité | 5 |
| Le marché de détail de l'électricité | 5 |
| 1. Introduction..... | 5 |
| 2. Les segments de la clientèle éligible et leurs poids respectifs..... | 7 |
| 3. Etat des lieux au 1 ^{er} juillet 2006..... | 8 |
| 4. Analyse en dynamique : 2 ^{ème} trimestre 2006..... | 13 |
| Le marché de gros de l'électricité | 17 |
| 1. Introduction..... | 17 |
| 2. Volumes sur le marché de gros français et comparaison européenne | 19 |
| 3. Prix sur le marché de gros français et comparaison européenne | 21 |
| 4. Volumes d'imports/exports..... | 24 |
| 5. Concentration du marché français de l'électricité..... | 25 |
| 6. Faits marquants du 2 ^{ème} trimestre 2006..... | 27 |
| Le marché du gaz | 28 |
| Le marché de détail du gaz | 28 |
| 1. Introduction..... | 29 |
| 2. Les segments de la clientèle éligible et leurs poids respectifs..... | 31 |
| 3. Etat des lieux au 1 ^{er} juillet 2006..... | 31 |
| Le marché de gros du gaz..... | 36 |
| 1. La formation des prix du gaz et les marchés du gaz en Europe..... | 36 |
| 2. Le marché de gros en France | 38 |
| 3. Les faits marquants du 2 ^{ème} trimestre 2006 | 39 |
| Glossaire commun de l'observatoire des marchés de l'électricité et du gaz | 40 |
| Glossaire propre à l'observatoire du marché de l'électricité | 41 |
| Glossaire propre à l'observatoire du marché du gaz..... | 43 |

Introduction

Depuis le 1^{er} 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). 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 décisives :

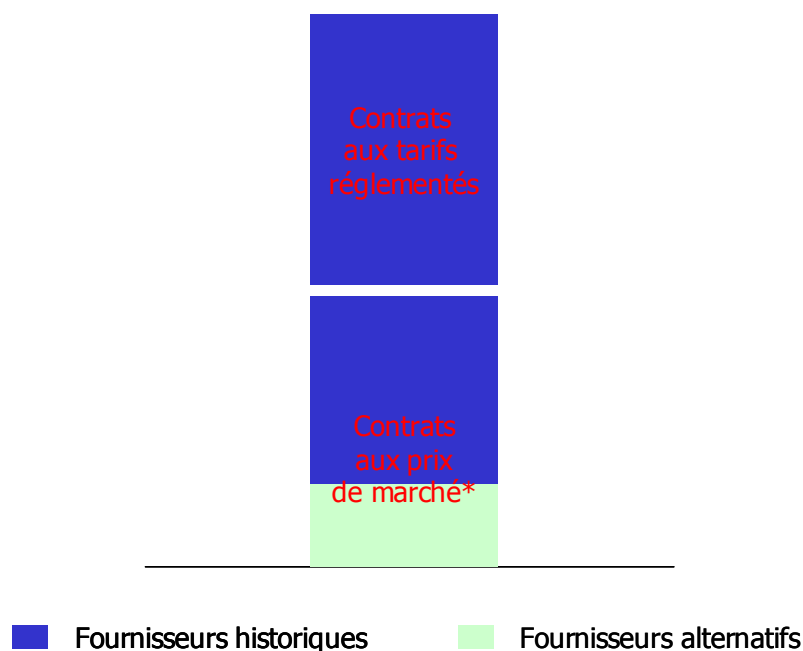
- à partir de juin 2000, éligibilité de tous les sites ayant une consommation annuelle d'électricité supérieure à 16 GWh.
- à partir de février 2003, éligibilité de tous les sites ayant une consommation annuelle d'électricité supérieure à 7 GWh.
- à partir de juillet 2004, éligibilité de toutes les entreprises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

Depuis le 1er juillet 2004 en effet, toutes les entreprises et collectivités locales peuvent librement choisir leur fournisseur d'électricité. En 2005, 4,5 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.

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



* Suppose l'exercice de l'éligibilité

A noter : la CRE a fait évoluer les définitions de « fournisseur alternatif » et de « fournisseur historique ».

Désormais, EDF et les ELD sont considérés comme « fournisseurs historiques », et ce, pour tous leurs clients, qu'ils soient présents ou non sur leur zone de desserte respective. Les autres fournisseurs sont des « fournisseurs alternatifs ».

Par conséquent, un fournisseur ne peut plus être à la fois alternatif et historique.

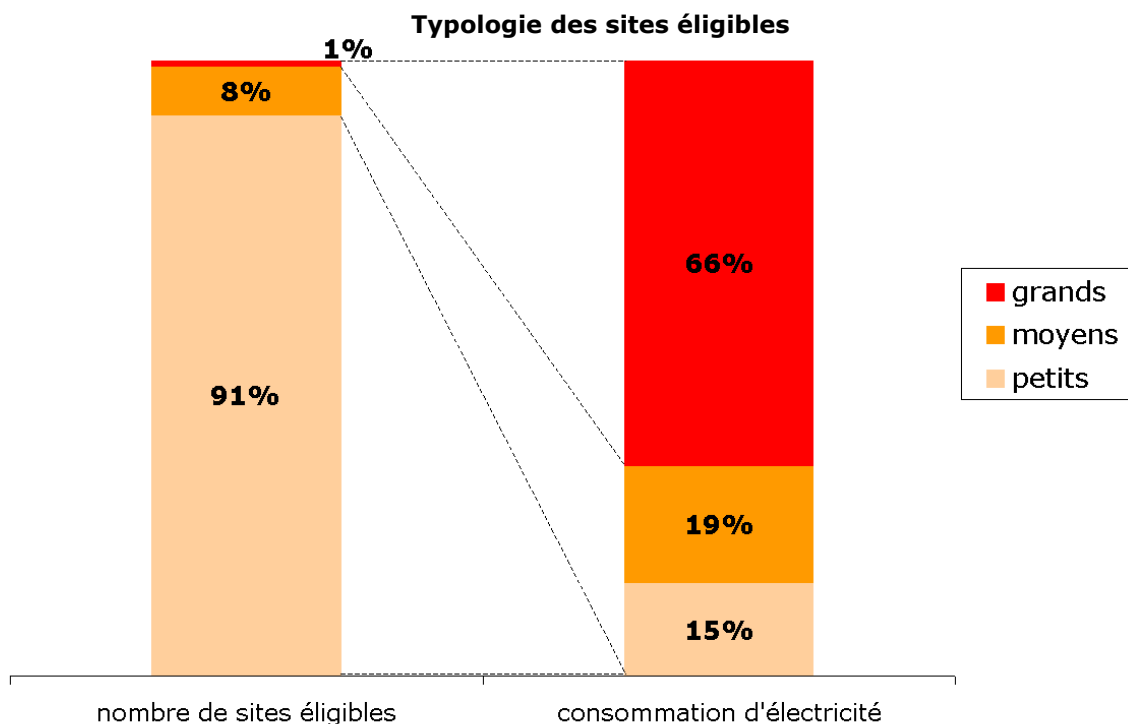
Ce changement de définition est sans impact sur les indicateurs publiés, sauf sur le nombre de fournisseurs alternatifs actifs.

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^{er} du mois M+1 (du trimestre T+1).*

2. Les segments de la clientèle éligible et leurs poids respectifs



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 66% 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^{er} juillet 2006

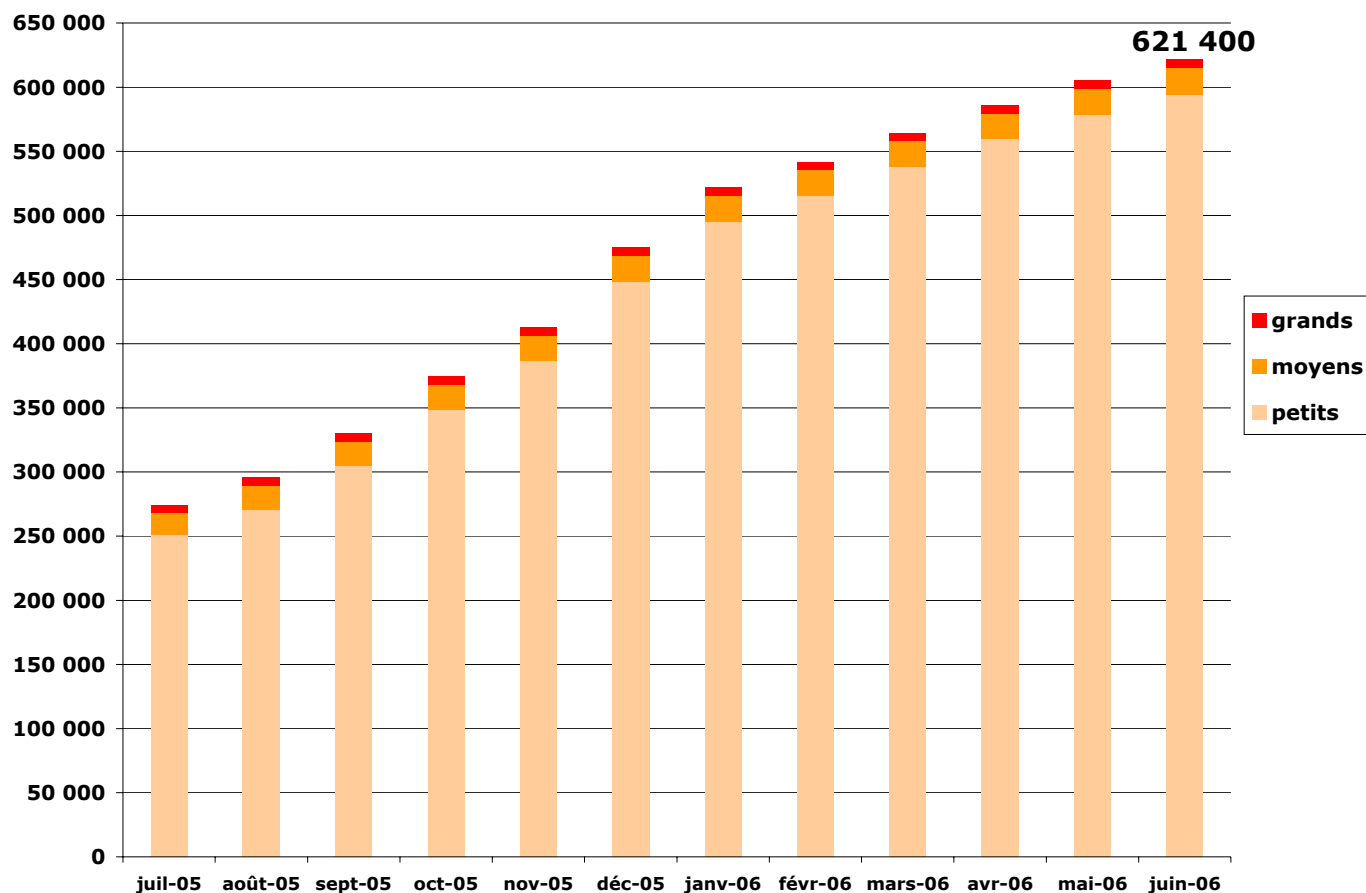
A. Tableau de synthèse du trimestre écoulé

| Situation (en nombre de sites) | Au 1 ^{er} juillet 2006 | Au 1 ^{er} avril 2006 |
|--|---------------------------------|-------------------------------|
| - sites éligibles | 4 500 000 | 4 500 000 |
| - sites titulaires d'un contrat aux prix de marché | 621 400 | 564 600 |
| - sites alimentés par un fournisseur alternatif | 218 300 | 194 500 |
| - parts de marché des fournisseurs alternatifs sur l'ensemble des sites éligibles | 4,9 % | 4,3 % |

Sources : GRD, RTE – Analyse : CRE

B. Evolution du parc des sites titulaires d'un contrat aux prix de marché

Cumul des sites titulaires d'un contrat aux prix de marché

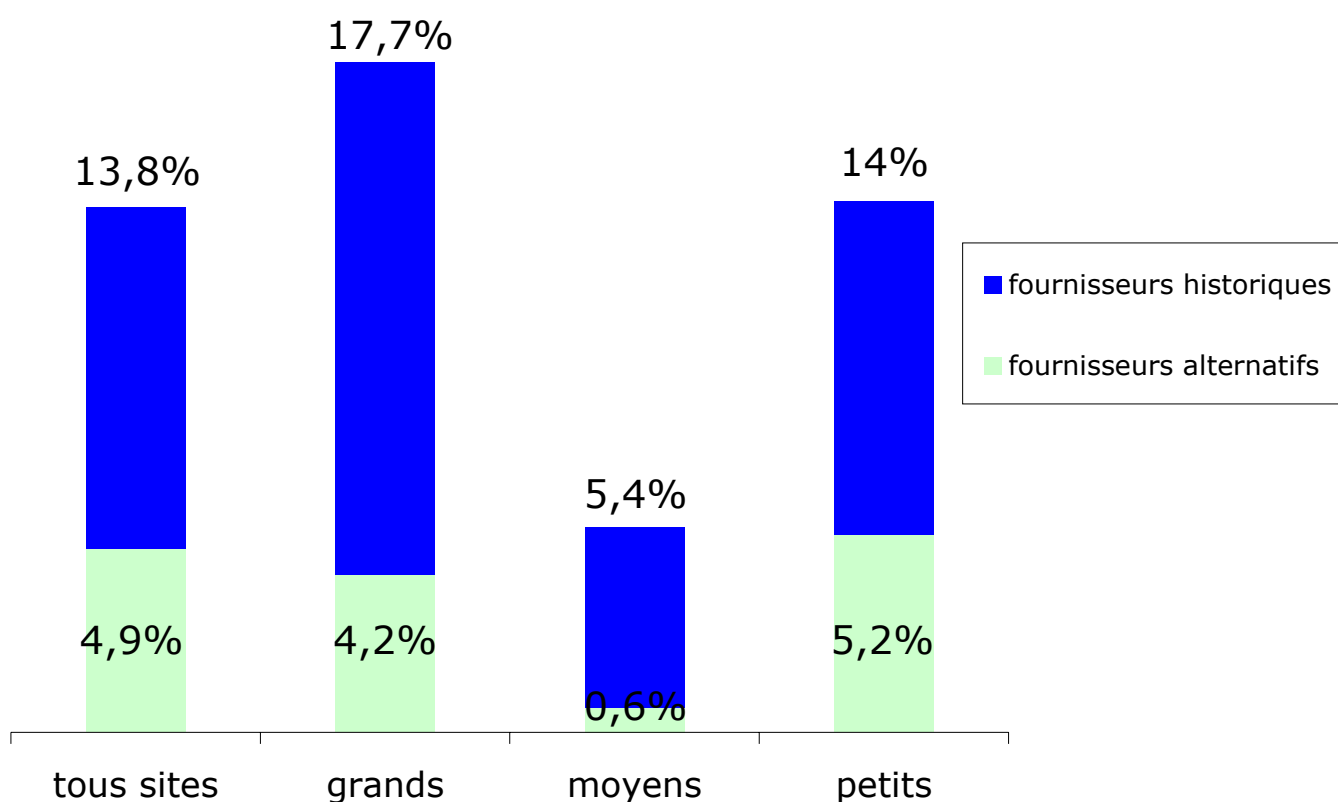


Sources : GRD, RTE – Analyse : CRE

Au 1^{er} juillet 2006, soit deux ans après l'ouverture des marchés à l'ensemble des professionnels et collectivités locales, environ 621 400 sites sont titulaires d'un contrat aux prix de marché. L'exercice de l'éligibilité est passé de 30 000 sites par mois en moyenne au 1^{er} trimestre 2006 à 20 000 sites par mois en moyenne au 2^{ème} trimestre 2006.

C. Taux d'exercice de l'éligibilité et parts de marché au 1^{er} juillet 2006

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 du segment concerné.

Au 1^{er} juillet 2006, 13,8% des sites éligibles sont titulaires d'un contrat aux prix de marché. 4,9% ont fait le choix d'un fournisseur alternatif.

La concurrence ne s'exerce pas sur tous les segments de la même manière. Ainsi, la pénétration de la concurrence est nettement inférieure sur le segment des sites moyens.

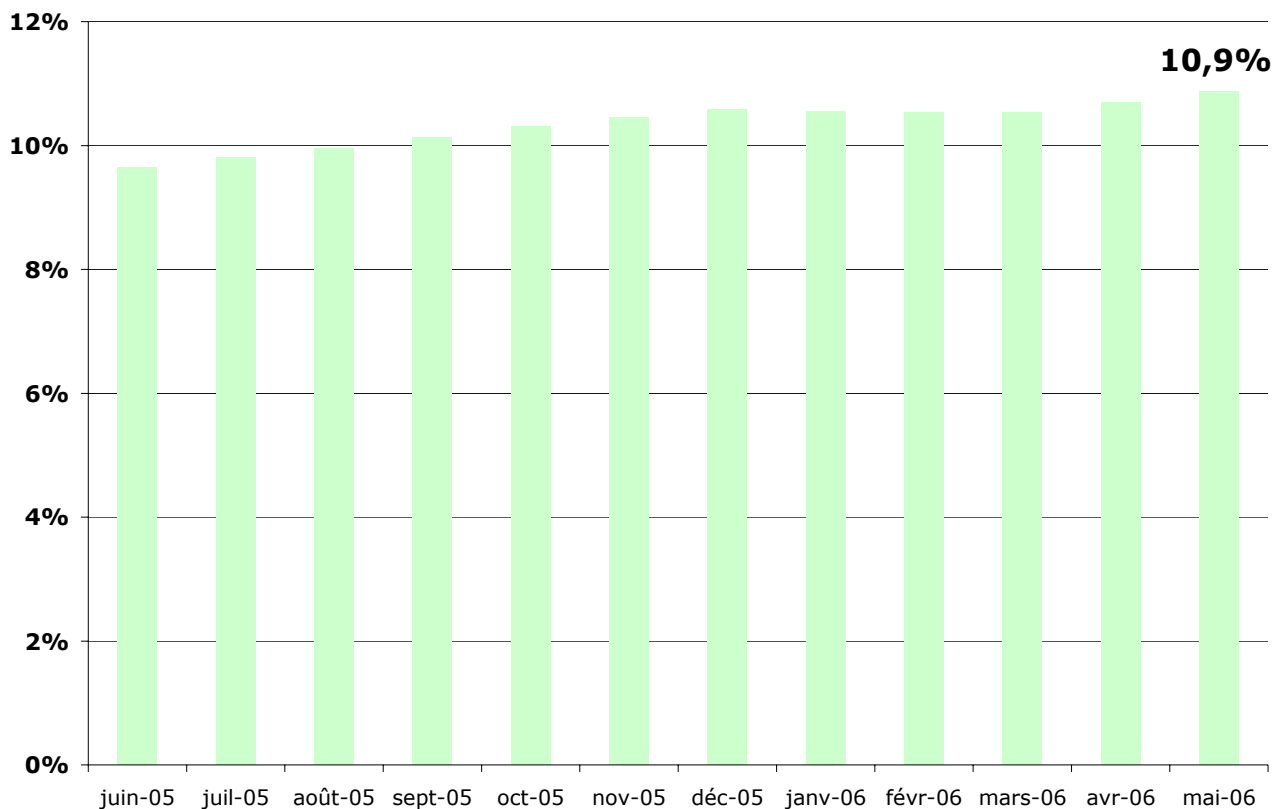
D. Part de marché des fournisseurs alternatifs en volume de consommation

La CRE a fait évoluer sa méthode de calcul de la part de marché des fournisseurs alternatifs en volume de consommation.

Pour mémoire, l'ancienne méthode s'appuyait sur une vision prospective de la part de marché, qui était estimée sur les 12 prochains mois.

Dorénavant, la nouvelle part de marché sera rétrospective et reflétera la part de la consommation constatée sur les 12 derniers mois :

**Part de la consommation alimentée par des fournisseurs alternatifs
rapportée à la consommation totale des sites éligibles
- 12 derniers mois constaté -**



Sources : RTE – Analyse : CRE

Pour information, la part de marché estimée sur les 12 prochains mois est la suivante :

**Part de la consommation alimentée par des fournisseurs alternatifs
rapportée à la consommation totale des sites éligibles
- 12 prochains mois estimé -**



Sources : GRD, RTE – Analyse : estimation CRE

E. Nombre de fournisseurs alternatifs actifs au 1^{er} juillet 2006

| | Tous sites | Grands | Moyens | Petits |
|--|-------------------|---------------|---------------|---------------|
| Nombre de fournisseurs alternatifs actifs | 17 | 16 | 4 | 4 |

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.

La baisse du nombre de fournisseurs alternatifs actifs par rapport au trimestre précédent est due au changement de définition des fournisseurs alternatifs (cf. glossaire), EDF et les ELD étant désormais considérés comme des fournisseurs historiques lorsqu'ils opèrent en dehors de leur zone de desserte.

La baisse du nombre de fournisseurs alternatifs actifs dans ce nouveau tableau vient notamment du fait que EDF et 5 ELD ne sont plus comptabilisés comme fournisseurs alternatifs.

Pour information, le nombre de fournisseurs alternatifs actifs au 1^{er} juillet 2006 aurait été le suivant si les définitions n'avaient pas été modifiées :

| | Tous sites | Grands | Moyens | Petits |
|--|-------------------|---------------|---------------|---------------|
| Nombre de fournisseurs alternatifs actifs | 23 | 22 | 9 | 9 |

Sources : GRD, RTE – Analyse : CRE

4. Analyse en dynamique : 2^{ème} 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 un contrat aux prix de marché*
- *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 signé un contrat aux prix de marché (soit via une renégociation de contrat, soit via une mise en service)*
- *du nombre de sites ayant choisi ce fournisseur à l'occasion d'un changement de fournisseur*

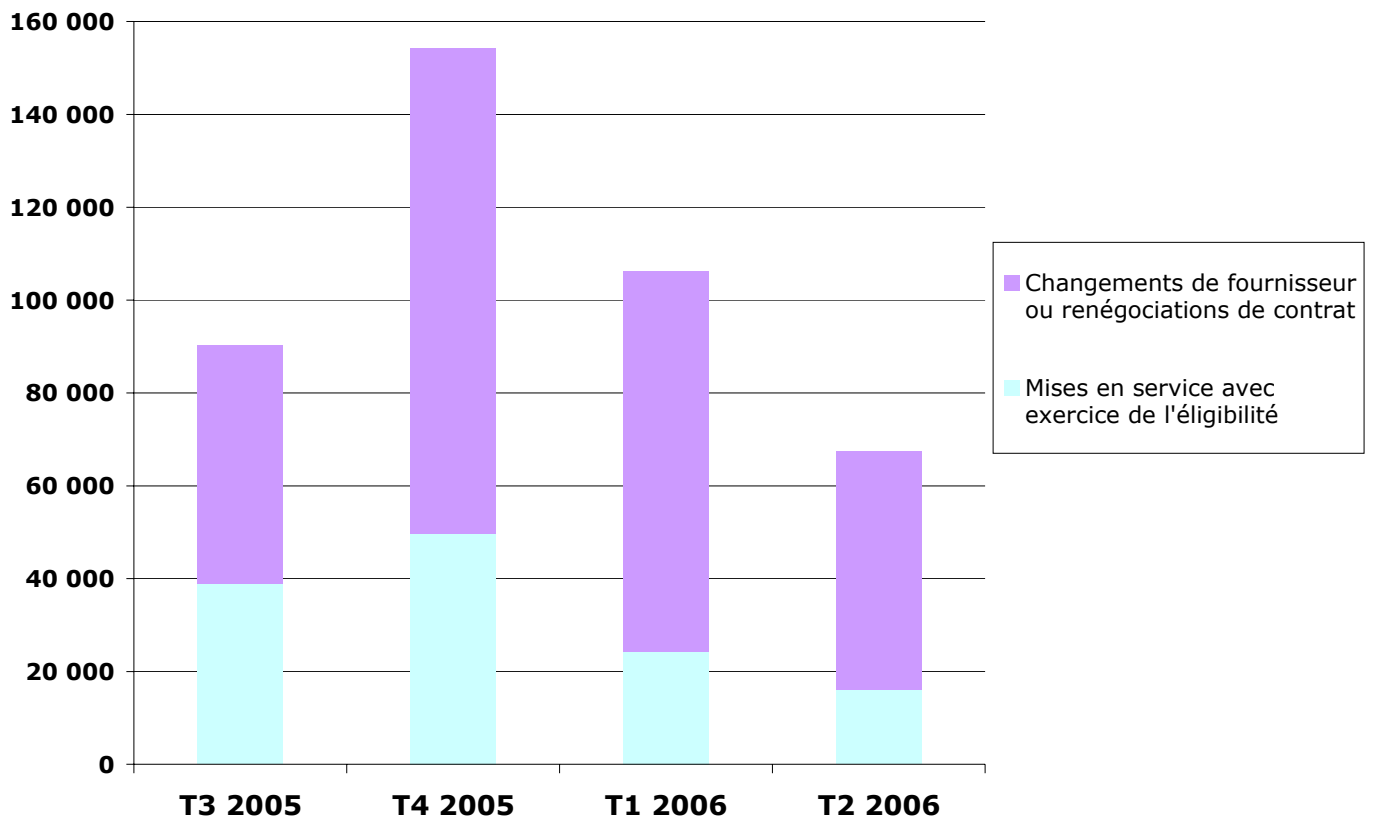
Les ventes brutes aux prix de marché reflètent mieux l'activité concurrentielle que le simple décompte des sites titulaires d'un contrat aux prix de marché puisqu'elles prennent également en compte les passages d'un fournisseur alternatif à l'autre.

| AU COURS DU TRIMESTRE : (en nombre de sites) | 2 ^{ème} trimestre 2006 | 1 ^{er} trimestre 2006 |
|---|------------------------------------|-----------------------------------|
| - ventes brutes totales aux prix de marché | 67 500 | 106 300 |
| - ventes brutes des fournisseurs alternatifs | 30 900 | 45 900 |
| - parts de marché des fournisseurs alternatifs sur l'ensemble des ventes brutes aux prix de marché | 45,8% | 43,2% |

Sources : GRD, RTE – Analyse : CRE

B. Part des mises en service dans les ventes brutes aux prix de marché des trimestres écoulés

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

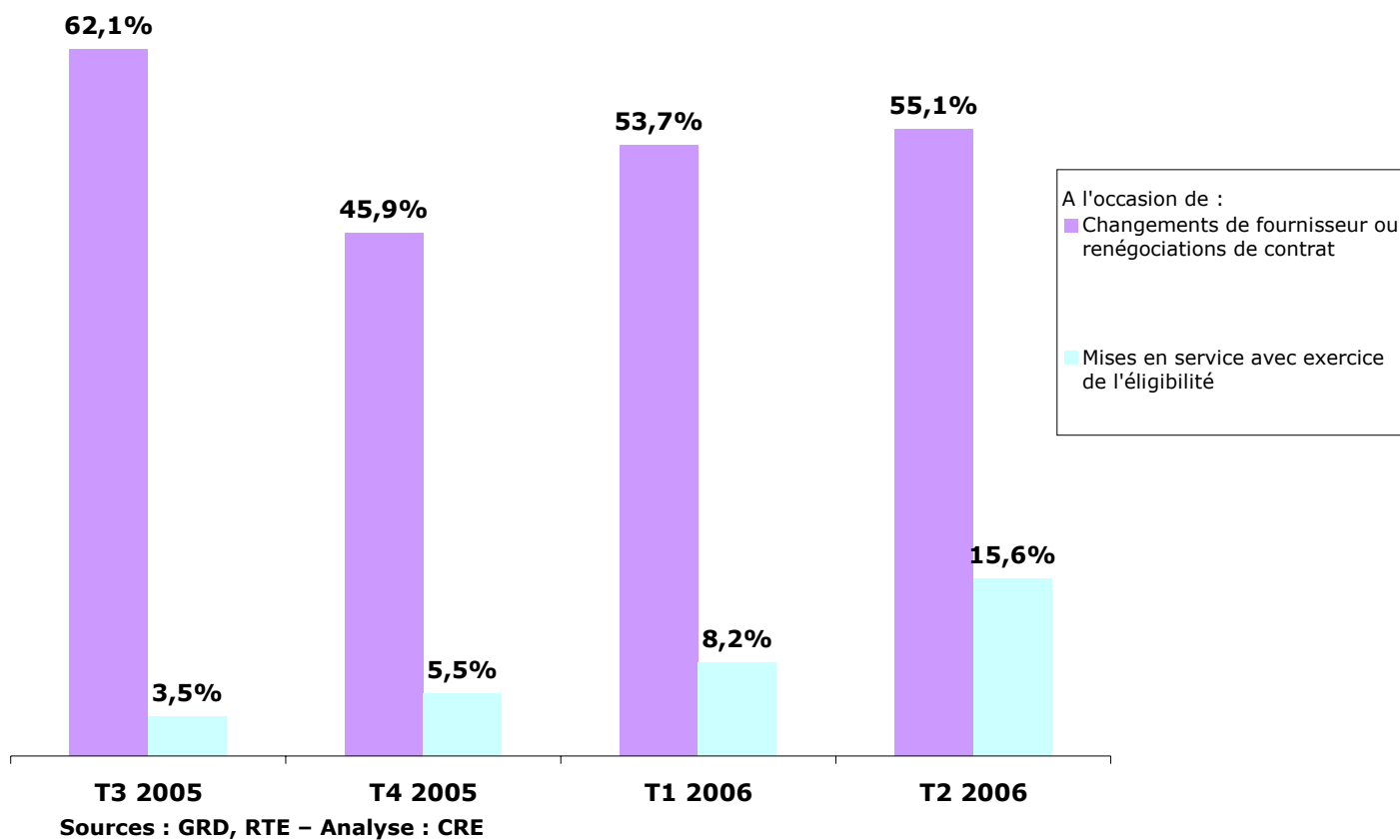


Sources : GRD, RTE – Analyse : CRE

Les ventes brutes aux prix de marché du 2^{ème} trimestre 2006 sont en baisse par rapport au 1^{er} trimestre 2006 (-39%).

C. Parts de marché des fournisseurs alternatifs

Pourcentage des sites signant un contrat avec un fournisseur alternatif

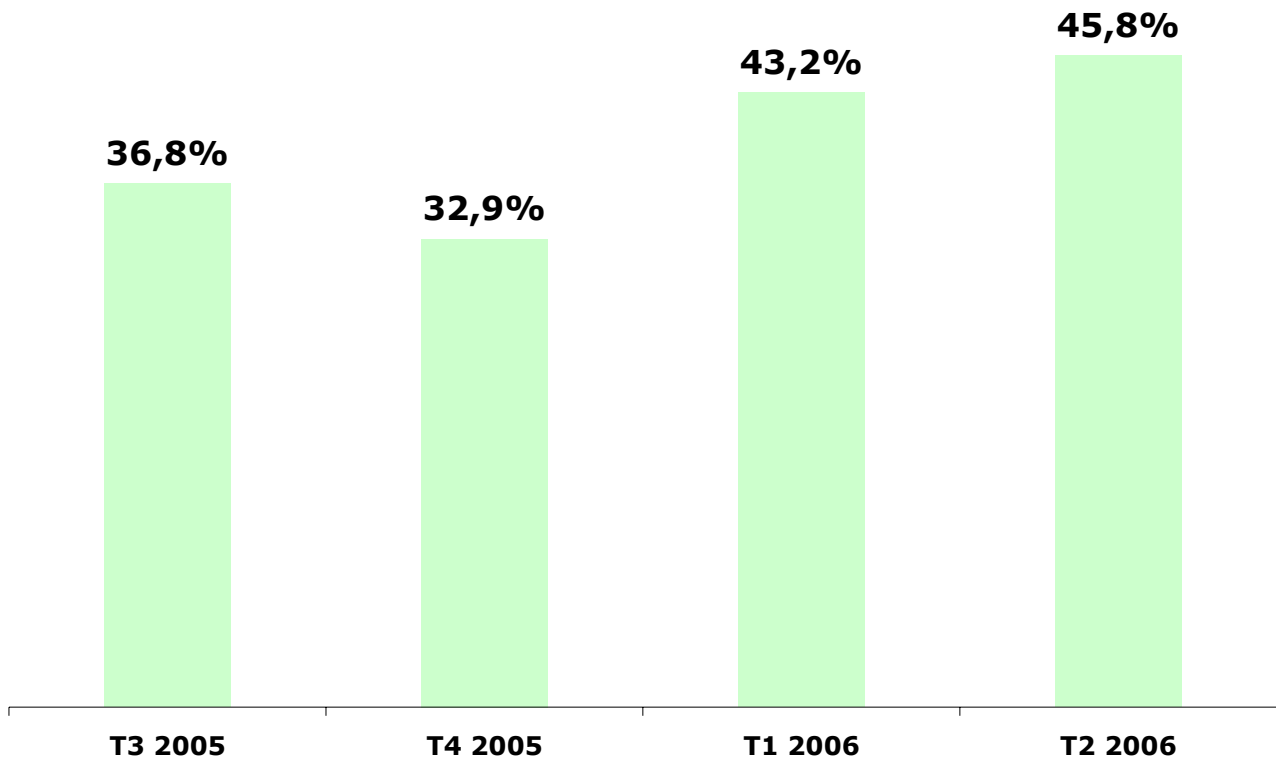


Les fournisseurs alternatifs restent peu présents sur le segment des mises en service, même si leur part de marché sur ce segment est en constante augmentation depuis le 3^{ème} trimestre 2005.

Pour ce qui est des changements de fournisseur et des renégociations de contrat, la part de marché des fournisseurs alternatifs est stable par rapport au 1^{er} trimestre 2006.

Les fournisseurs alternatifs réalisent 45,8% des ventes brutes aux prix de marché au 2^{ème} trimestre 2006 :

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

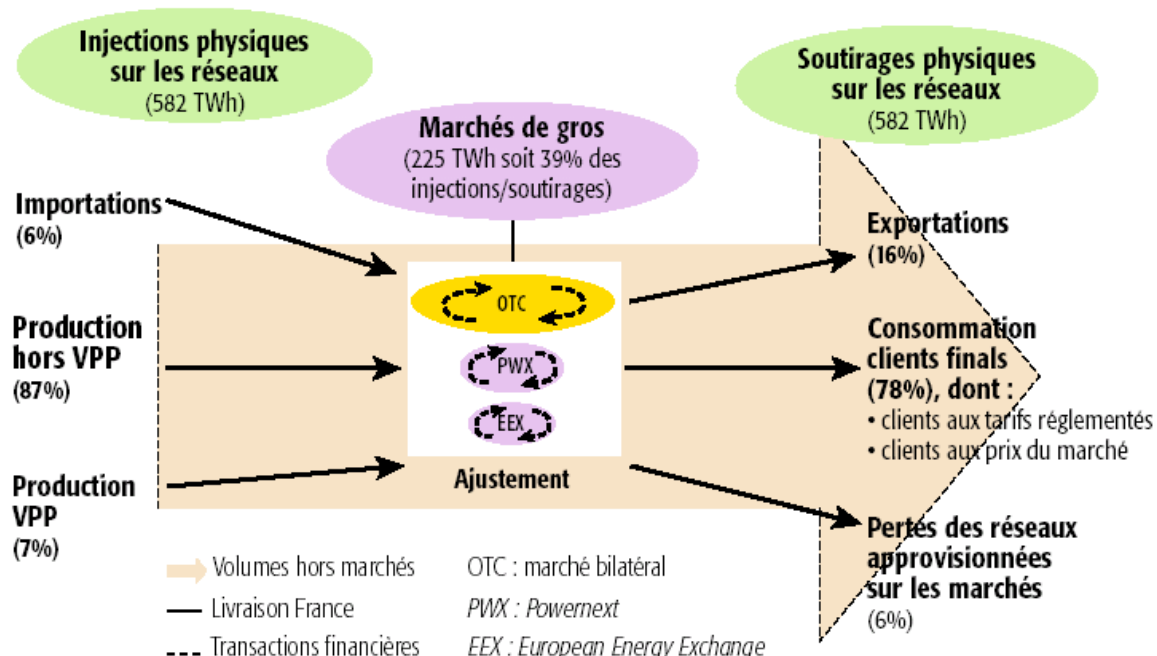
1. Introduction

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)¹
- 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)

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 2005 de RTE

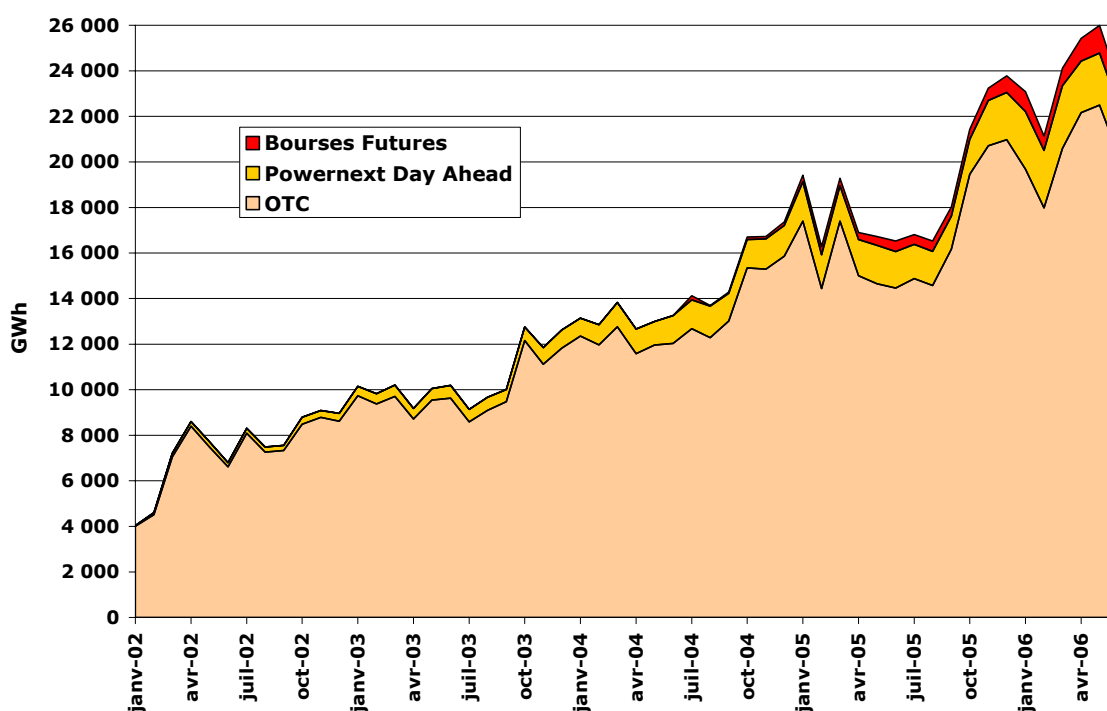
¹ Le responsable d'équilibre est un intermédiaire entre des consommateurs éligibles et le RTE. A ce titre, il prend en charge les risques financiers liés aux ajustements que le RTE doit effectuer pour compenser les écarts éventuels entre les programmes d'approvisionnement d'un consommateur, ou d'un ensemble de consommateurs, et leurs consommations effectives, dans le but de garantir l'équilibre général du réseau.

Les volumes échangés sur le marché de gros français pour livraison en France ont crû de façon régulière au cours des quatre dernières années.

Au 2^{ème} trimestre 2006, le volume total des transactions sur le marché de gros est en progression de 10% par rapport au trimestre précédent, à 74,9 TWh (contre 68,3 TWh au premier trimestre 2006). Les livraisons sur le marché de gros ont représenté environ 57% des injections ou soutirages au second trimestre 2006, contre 41% au premier trimestre 2006.

Après avoir affiché une hausse en avril et mai, l'activité sur le marché de gros français a connu une nette baisse en juin 2006.

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).

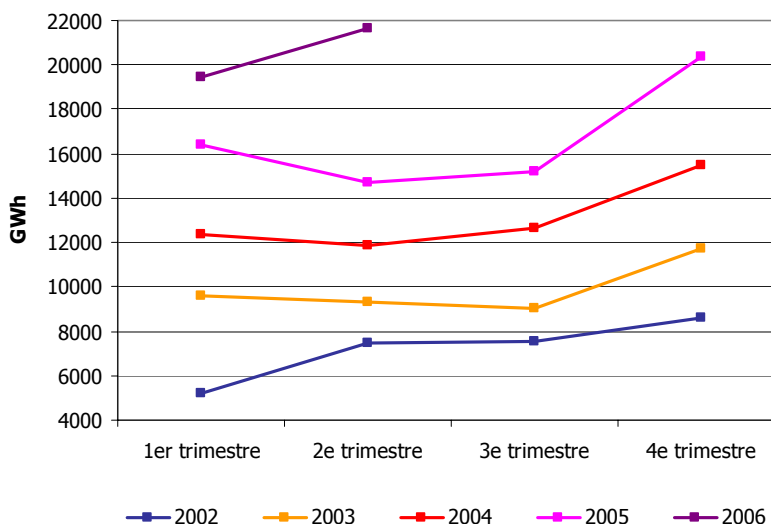
Par ailleurs, le marché de gros français englobe à la fois les échanges purement financiers et les transactions débouchant sur une livraison physique d'électricité sur le réseau français.

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 avoir affiché un léger recul au 1^{er} trimestre 2006, la liquidité est en progression de 12% au second trimestre 2006. Les volumes traités atteignent 21,7 TWh en moyenne mensuelle au 2^{ème} trimestre 2006 (contre 19,4 TWh au cours du premier trimestre 2006).

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

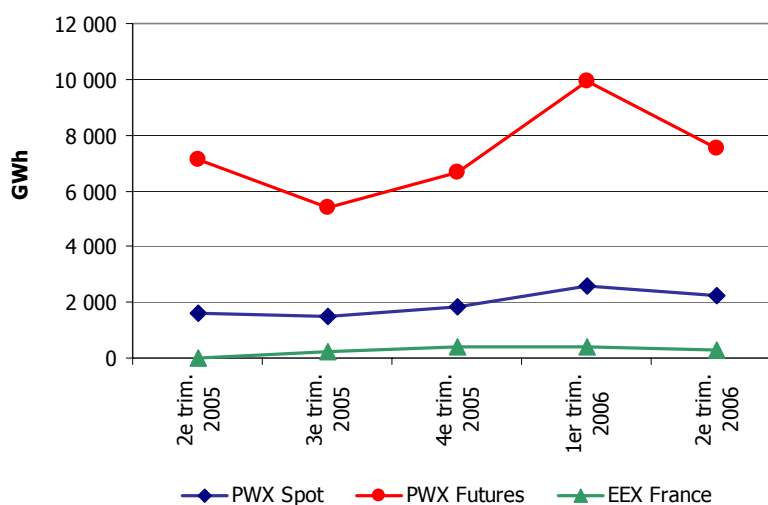


Source : RTE – Analyse : CRE

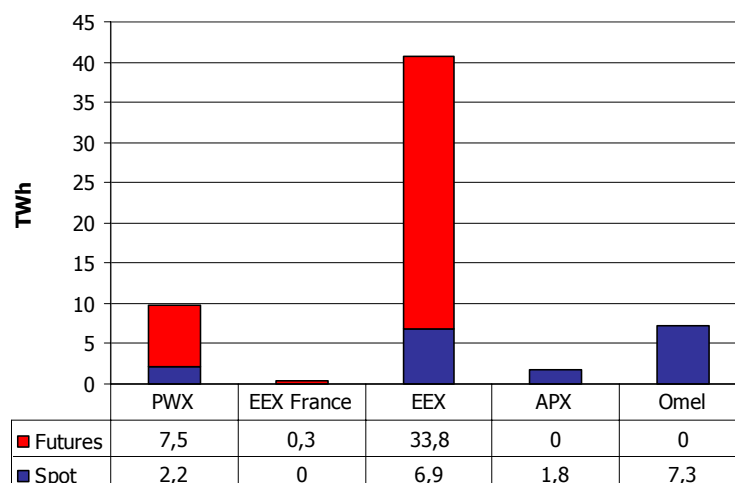
B. Volumes échangés sur les marchés organisés

On observe une nette décroissance de la liquidité sur Powernext *Futures* au second trimestre 2006. Les volumes échangés sur Powernext *Spot* sont quant à eux en légère baisse sur la même période. La liquidité sur EEX *Futures* pour livraison en Allemagne est également en net recul au 2^{ème} trimestre 2006. Les volumes de *futures* traités sur EEX France restent très limités.

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



Volumes mensuels moyens échangés au 2^{ème} 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 contiennent pas la compensation de transactions de gré à gré (« OTC clearing »).

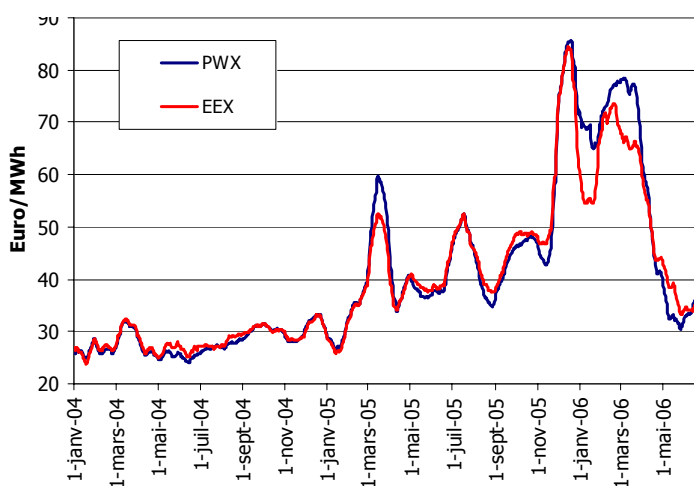
3. Prix sur le marché de gros français et comparaison européenne

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

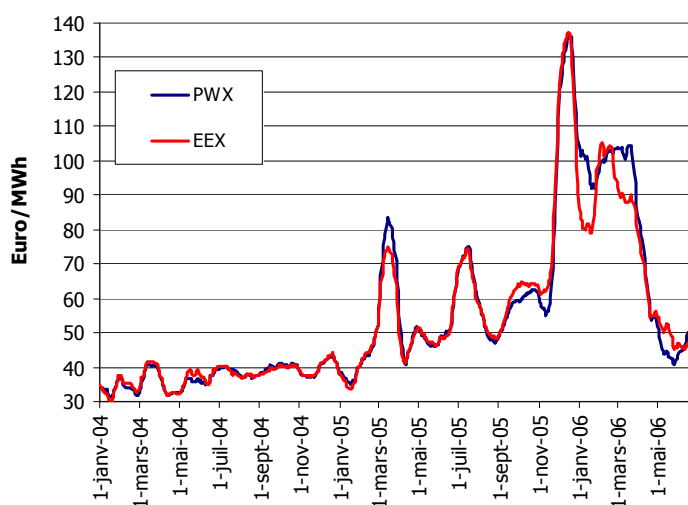
A. Prix *spot*

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 (37,15 €/MWh) a été inférieur de 9% à celui observé pendant le second trimestre de l'année précédente (40,76 €/MWh). Sur la même période, le prix moyen base sur EEX a baissé de 6%.

Prix *spot* Base
- moyenne mobile 28 jours -



Prix *spot* Pointe
- moyenne mobile 20 jours -

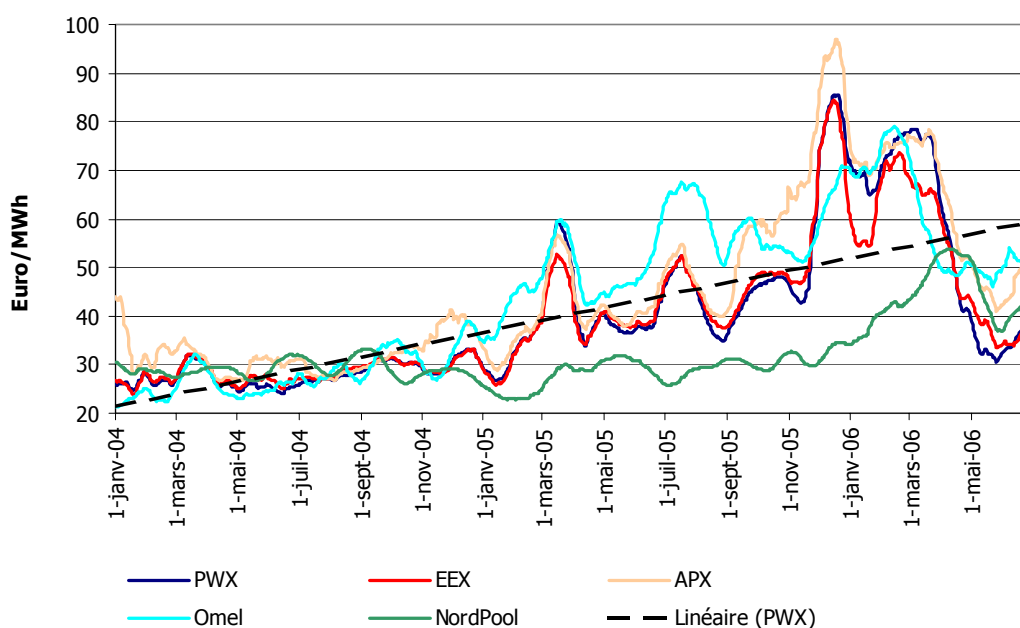


Sources : PWX, EEX – Analyse : CRE

Comme le montre le graphique ci-dessous, les prix *spot* du second trimestre 2006 sur les principales bourses européennes connaissent une forte tendance baissière, même s'ils sont en nette croissance en juin 2006 sur les places suivies (sauf Omel). L'impact baissier est plus ou moins marqué selon les bourses. Les prix affichent un recul particulièrement marqué sur Powernext et EEX au cours du trimestre. A l'inverse, on observe une relative stagnation des prix sur le pool obligatoire espagnol (Omel) au cours de la période.

Prix *spot* Base en Europe

- moyennes mensuelles & courbe de tendance (régression linéaire sur PWX) -



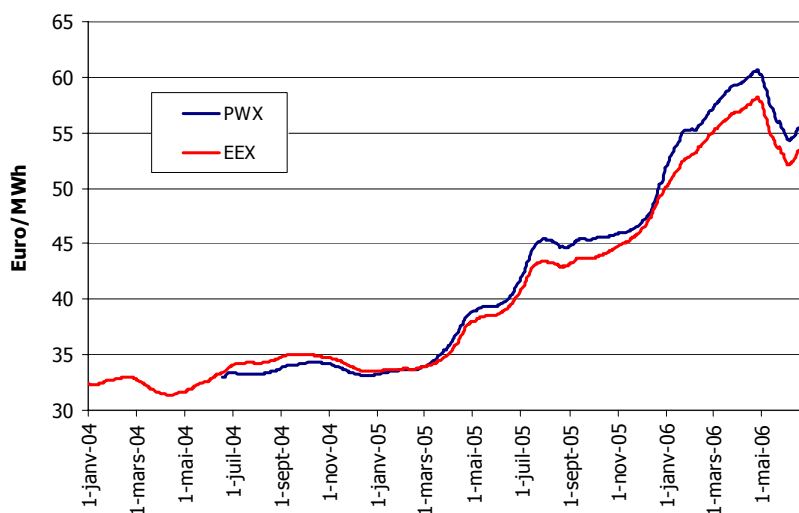
Sources : PWX, EEX, APX, Omel, NordPool – Analyse : CRE

B. Prix futures

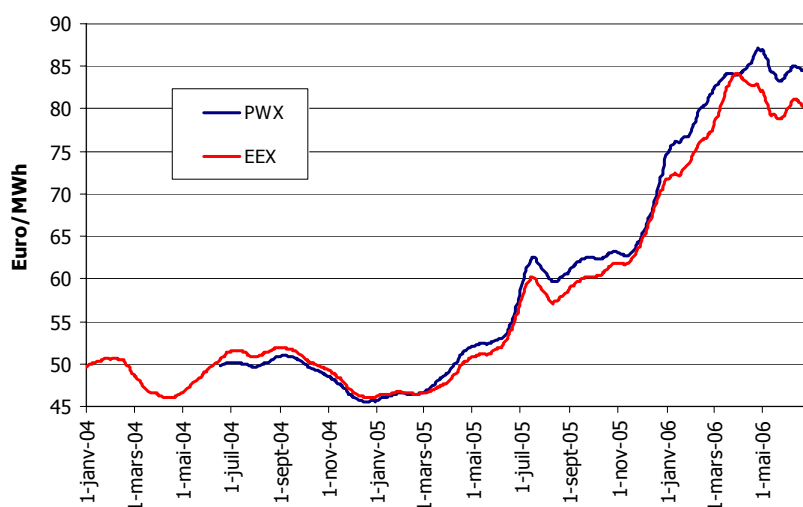
Au cours du second trimestre 2006, les prix *futures* annuels (Y+1) en France et en Allemagne ont fortement baissé, de façon plus prononcée en base qu'en pointe. Ainsi, sur Powernext, le prix du produit Y+1 base est passé d'environ 60 €/MWh début avril à 55,50 €/MWh fin juin 2006 (soit une baisse de -7,5% sur la période). Cette nette diminution est due à la chute du prix de la tonne de CO2 entre fin avril et début mai 2006.

Au cours du trimestre, le prix du produit Y+1 est resté plus élevé en France qu'en Allemagne. Le différentiel de prix France-Allemagne est en moyenne resté stable au second trimestre 2006, plus élevé en pointe qu'en base.

Prix Futures Y+1 Base
- moyenne mobile 28 jours -



Prix Future Y+1 Pointe
- moyenne mobile 20 jours -

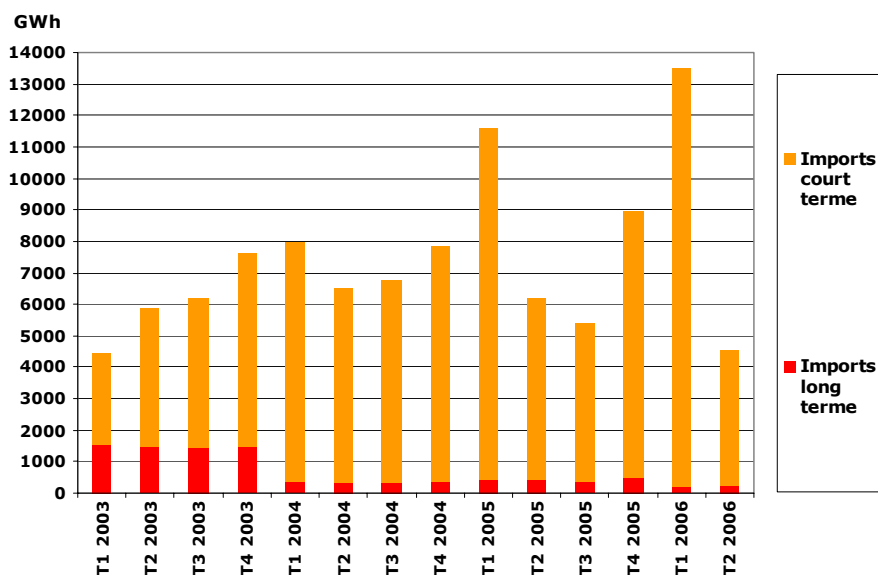


Sources : PWX, EEX – Analyse : CRE

4. Volumes d'imports/exports

Contrairement aux deux trimestres précédents, les importations sont en très forte diminution au second trimestre 2006. Elles atteignent des volumes inférieurs de 27% à ceux observés au même trimestre de l'année passée et de 66% à ceux observés au premier trimestre 2006.

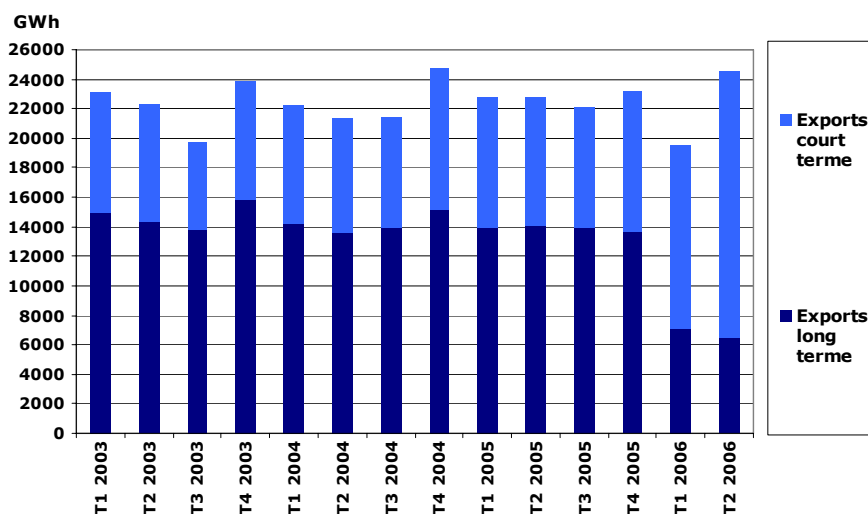
**Somme des importations par trimestre
(incluant EDF)**



Source : RTE – Analyse : CRE

Les exportations sont en nette hausse au second trimestre 2006. Elles atteignent des volumes supérieurs de 8% à ceux observés au même trimestre de l'année passée et de 26% à ceux observés au premier trimestre 2006.

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



Source : RTE – Analyse : CRE

5. Concentration du marché français de l'électricité

A la fin du second trimestre 2006, 93 responsables d'équilibre sont présents sur le marché de gros français, dont 52 interviennent sur Powernext *Day Ahead* et 23 sur Powernext *Futures*. Au cours du second trimestre 2006, 1 nouveau responsable d'équilibre a été enregistré par RTE. On compte par ailleurs 1 nouveau membre de Powernext *Day Ahead* et 2 nouveaux membres de Powernext *Futures*.

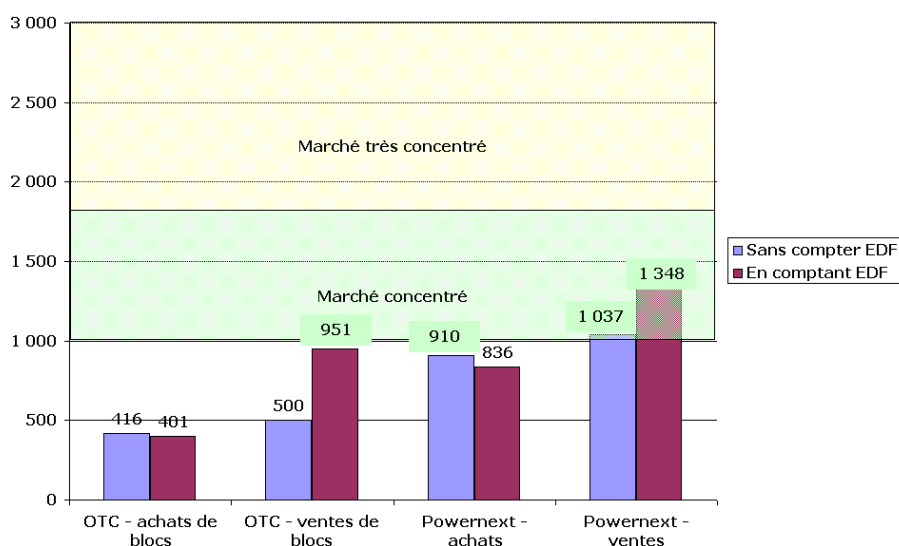
Nota : la méthode de calcul des indices de concentration a évolué, afin d'écartier les échanges d'énergie entre entités d'une même société. Les valeurs de HHI indiquées dans les analyses qui suivent ne sont pas directement comparables à celles du trimestre précédent.

A. Concentration des différents segments du marché de gros français

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

Au 2^{ème} 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
- second trimestre 2006 -



Source : RTE – Analyse : CRE

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

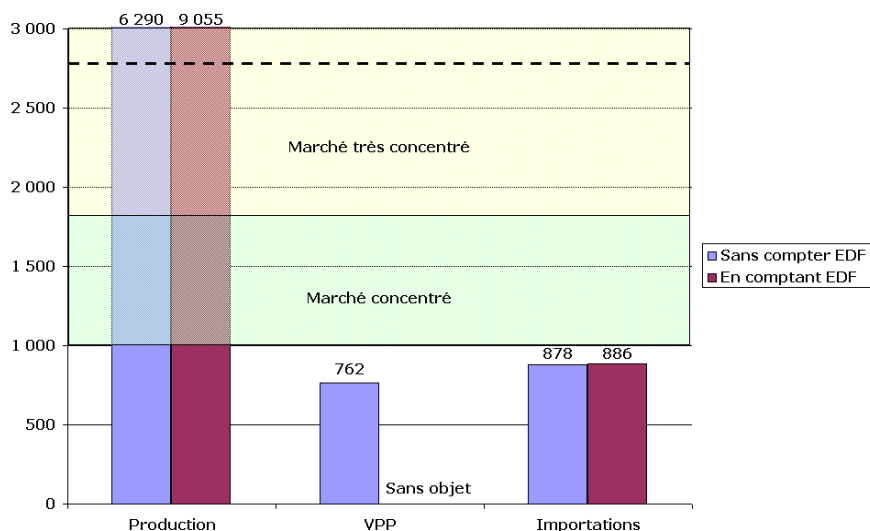
Les graphiques suivants montrent la concentration des marchés amont (injections) et aval (soutirages).

² 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.

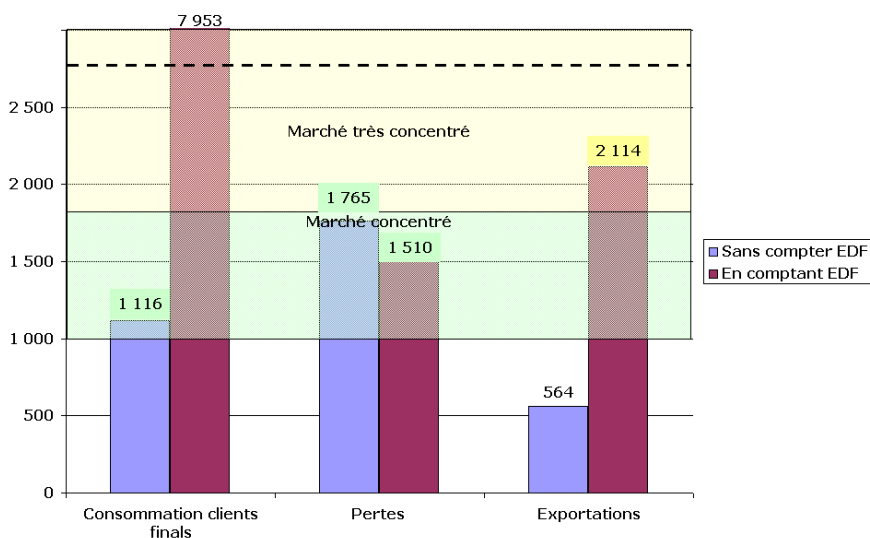
Indice de concentration HHI – injections
- second trimestre 2006 -



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. La concentration des imports/exports a diminué par rapport au trimestre précédent, sans doute du fait de la mise en place depuis le 1^{er} janvier 2006 des enchères explicites aux interconnexions et de la fin de la priorité des contrats long terme. Enfin, le marché des pertes est concentré, quoique dans une moindre mesure, avec ou sans EDF.

Indice de concentration HHI – soutirages
- second trimestre 2006 -



Source : RTE – Analyse : CRE

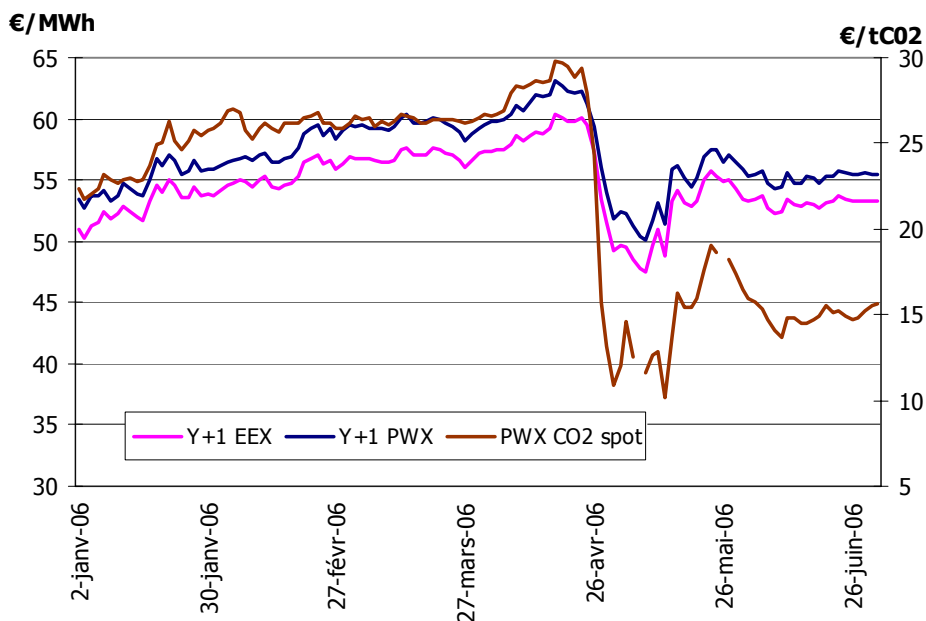
6. Faits marquants du 2^{ème} trimestre 2006

Le deuxième trimestre 2006 a été marqué par l'effondrement du prix de la tonne CO₂, passant de presque 30 € au milieu du mois d'avril à environ 15 € à la fin du mois de juin.

La chute du prix du CO₂ a eu pour conséquence de faire fortement diminuer les prix de l'électricité sur les marchés de gros. Le prix du *future* annuel en France et en Allemagne s'est stabilisé autour de 55 €/MWh entre mi-mai et fin juin 2006.

Cette chute brutale du prix du CO₂ s'explique par la publication d'informations à compter de mi-avril de la part de plusieurs pays membres, faisant état, pour 2005, d'un excédent de permis d'émission.

Prix spot du CO₂ sur PWX et du future annuel (Y+1) sur EEX et PWX



Sources : PWX, EEX – Analyse : CRE

Le marché du gaz

Le marché de détail du gaz

Au cours du 2^{ème} trimestre 2006, la CRE a mené à bien, avec les gestionnaires de réseaux et les fournisseurs historiques, la mise en cohérence des données de l'observatoire.

Les anomalies mises en évidence au 1^{er} trimestre 2006 ont été corrigées.

En conséquence, la CRE reprend la publication de l'observatoire trimestriel du marché de détail du gaz.

1. Introduction

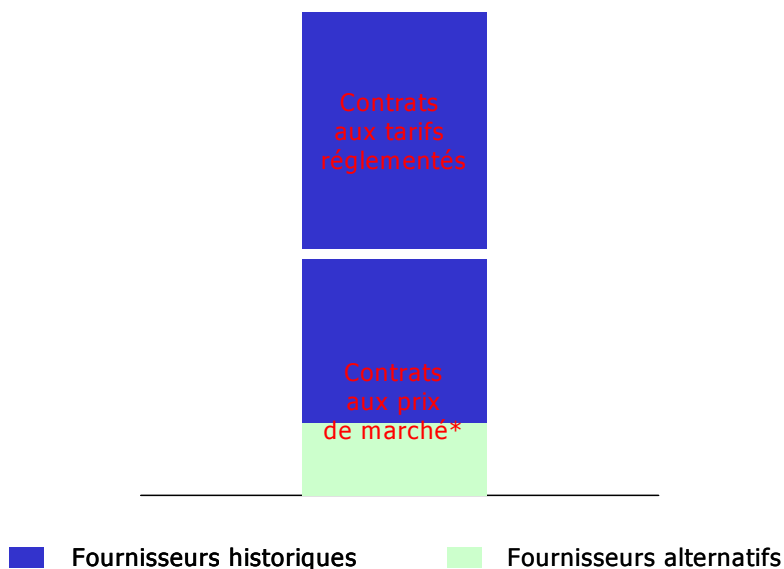
L'ouverture du marché français du gaz a connu plusieurs étapes :

- 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^{er} juillet 2006, 676 000 sites, soit une consommation annuelle de gaz d'environ 377 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

A noter : la CRE a fait évoluer les définitions de « fournisseur alternatif » et de « fournisseur historique ».

Désormais, Gaz de France, Tegaz et les ELD sont considérés comme « fournisseurs historiques », et ce, pour tous leurs clients, qu'ils soient présents ou non sur leur zone de desserte respective. Les autres fournisseurs sont des « fournisseurs alternatifs ».

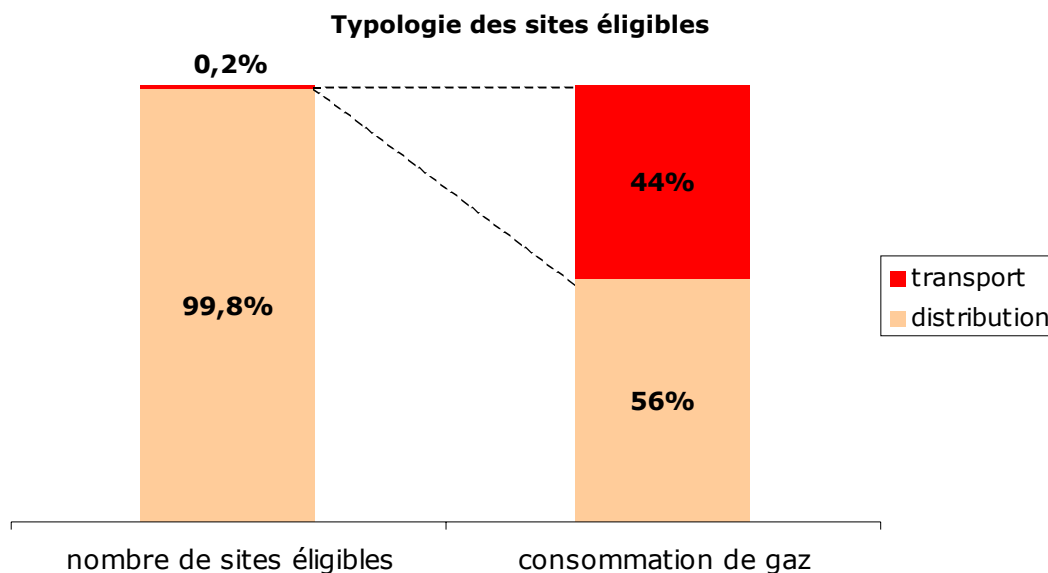
Par conséquent, un fournisseur ne peut plus être à la fois alternatif et historique.

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 21 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^{er} 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^{er} juillet 2006

A. Tableaux de synthèse

| Situation (en nombre de sites) | Au 1 ^{er} juillet 2006 | Au 1 ^{er} avril 2006 |
|---|---------------------------------|-------------------------------|
| - sites éligibles | 676 000 | 675 000 |
| - sites titulaires d'un contrat aux prix de marché | 76 636 | 63 954 |
| - dont Transport | 536 ⁽¹⁾ | 534 ⁽¹⁾ |
| - dont Distribution | 76 100 | 63 420 |
| - parts de marché des fournisseurs alternatifs sur l'ensemble des sites éligibles | 4,2 % | 2,7 % |

Sources : GRT, GRD – Analyse : CRE

(1) : A la date de publication de l'observatoire, cette donnée est une estimation.

| Situation (en consommation annuelle, TWh) | Au 1 ^{er} juillet 2006 | Au 1 ^{er} avril 2006 |
|---|---------------------------------|-------------------------------|
| - sites éligibles | 377 TWh ⁽²⁾ | 380 TWh |
| - sites titulaires d'un contrat aux prix de marché | 190 TWh | 189 TWh |
| - dont Transport | 134 TWh ^{(1) (2)} | 137 TWh ⁽¹⁾ |
| - dont Distribution | 56 TWh | 52 TWh |
| - parts de marché des fournisseurs alternatifs sur l'ensemble des sites éligibles | 10,3 % | 10,0 % |

Sources : GRT, GRD – Analyse : CRE

(1) : à la date de publication de l'observatoire, cette donnée est une estimation

(2) : un site industriel raccordé au réseau de transport a fermé le 1^{er} juillet 2006, expliquant la baisse de la consommation annuelle des sites éligibles.

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

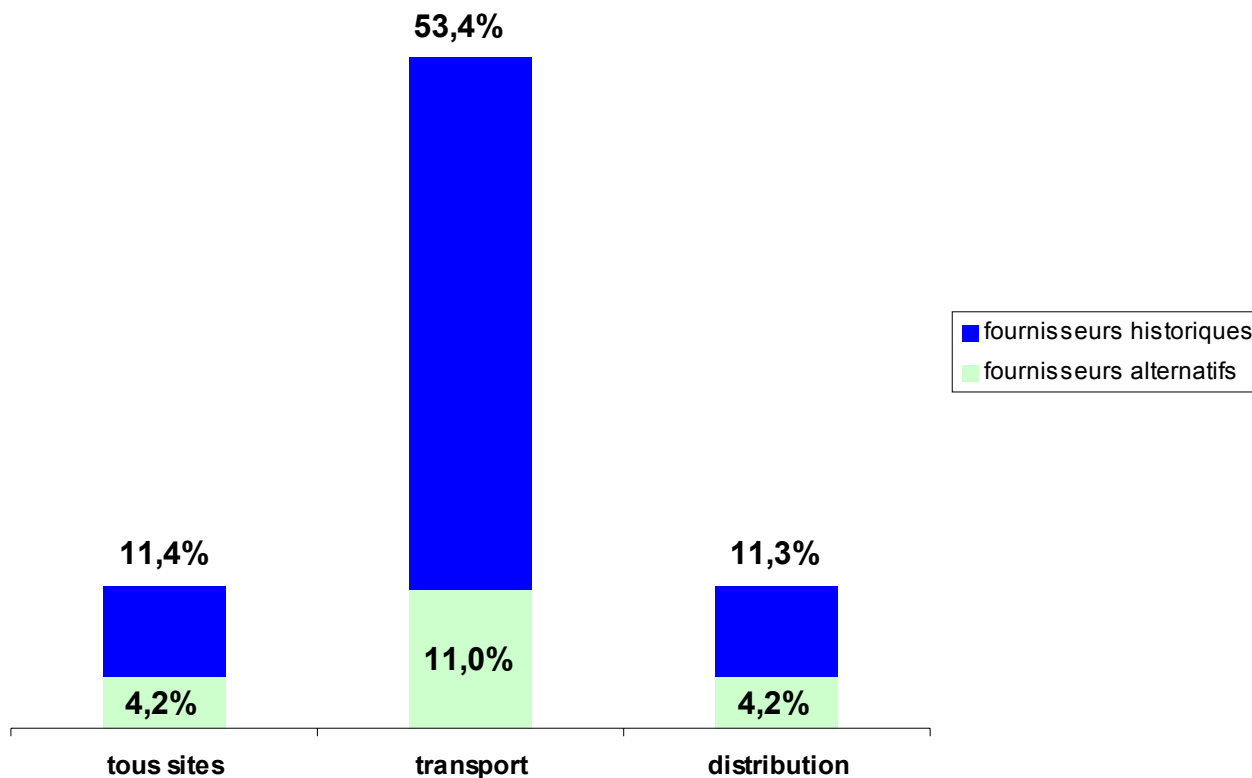
Nombre de sites titulaires d'un contrat aux prix de marché



Sources : GRT, GRD – Analyse : CRE

C. Taux d'exercice de l'éligibilité et parts de marché en nombre de sites au 1^{er} juillet 2006

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



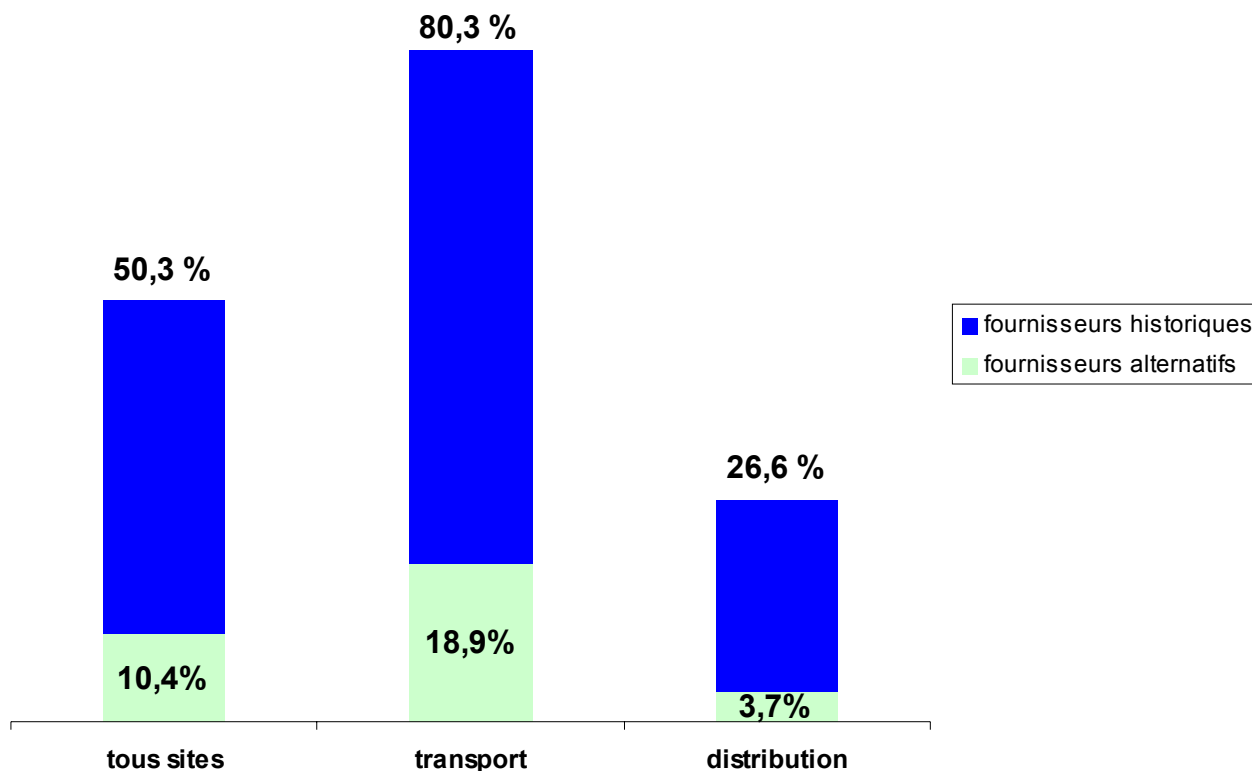
Sources : GRT, GRD – Analyse : CRE

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.

Le taux d'exercice de l'éligibilité est bien plus élevé pour les sites raccordés aux réseaux de transport, pour qui la concurrence est effective depuis plus longtemps.

D. Taux d'exercice de l'éligibilité et parts de marché en consommation annuelle au 1^{er} juillet 2006

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.

E. Nombre de fournisseurs alternatifs actifs au 1^{er} juillet 2006

| | Ensemble | Transport | Distribution |
|--|-----------------|------------------|---------------------|
| Nombre de fournisseurs alternatifs actifs | 13 | 10 | 8 |

Sources : GRT, GRD – Analyse : CRE

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

Au 1^{er} juillet 2006, trois fournisseurs n'ont de clients que sur les réseaux de distribution, et cinq que sur les réseaux de transport.

Le marché de gros du gaz

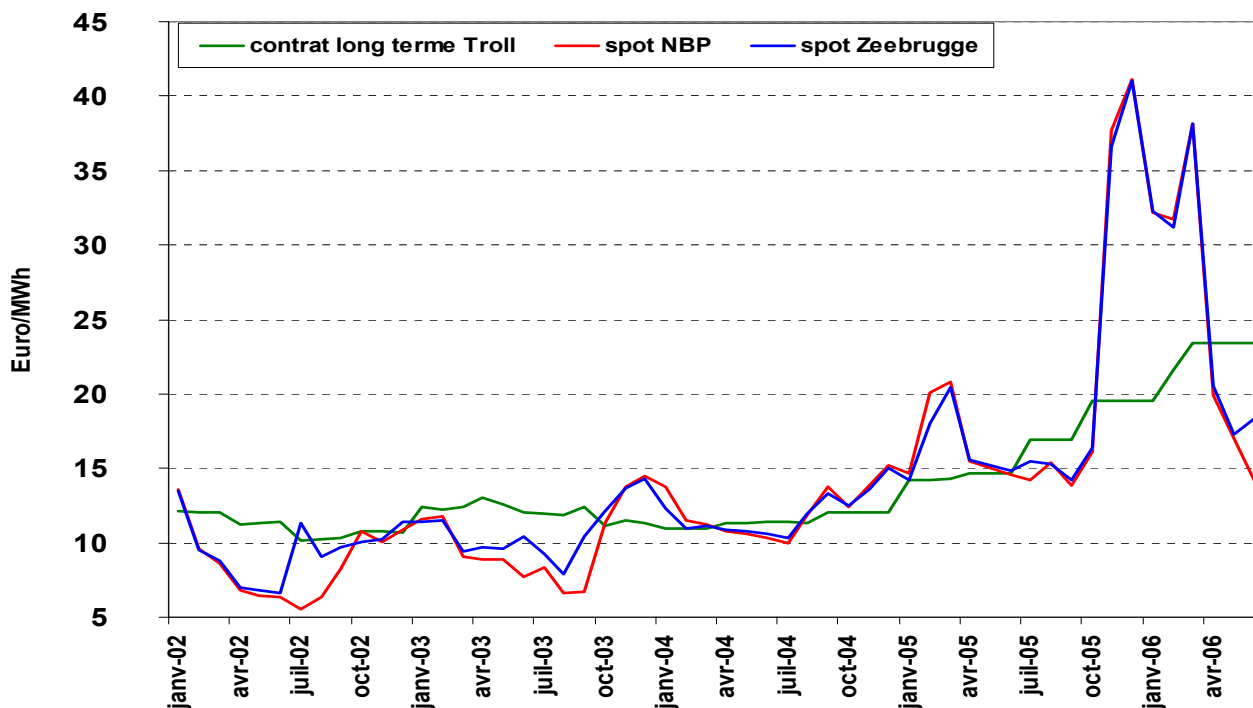
1. La formation des prix du gaz et les marchés du gaz en Europe

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 2004, environ 95% du gaz importé en France était acheté dans le cadre de contrats à long terme (Russie : 22%, Algérie : 16%, Mer du Nord : 35%, Pays-Bas : 21%).

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. En Europe continentale les marchés 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 mais ils ne sont pas encore assez liquides pour fournir des indicateurs suffisamment représentatifs des prix de marché.

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

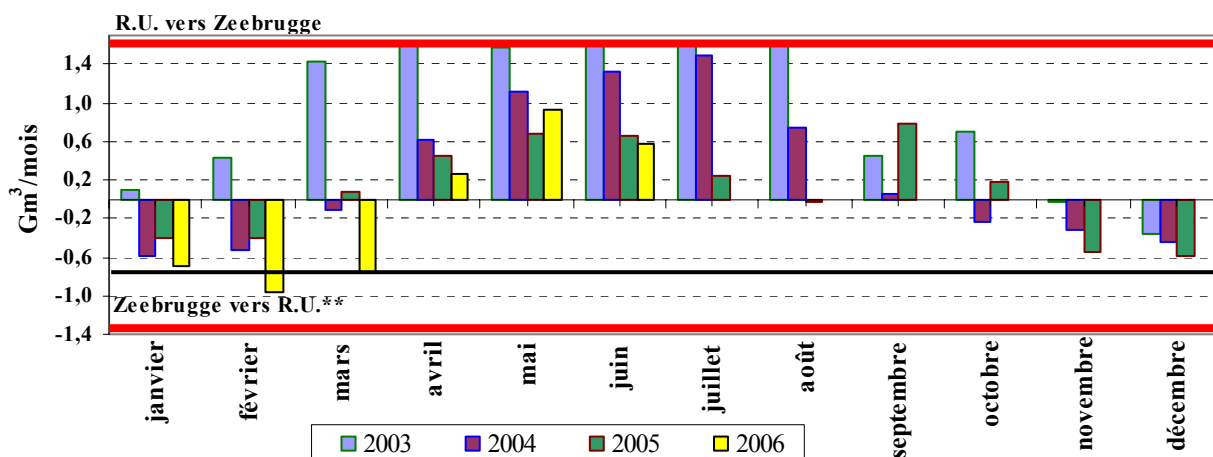
Comparaison du prix *spot* NBP et Zeebrugge et du contrat long terme Troll délivré à Zeebrugge en Euro/MWh



Sources : Heren, Platts – Analyse : CRE

Les prix au NBP en Grande-Bretagne influent sur ceux des marchés de gros sur le continent. En effet, l'Interconnector, gazoduc qui relie la Grande-Bretagne et le continent, permet des arbitrages entre les deux zones, pour un volume encore limité.

Flux mensuels nets en Gm³ (sens *forward* : exportations du RU vers le continent)

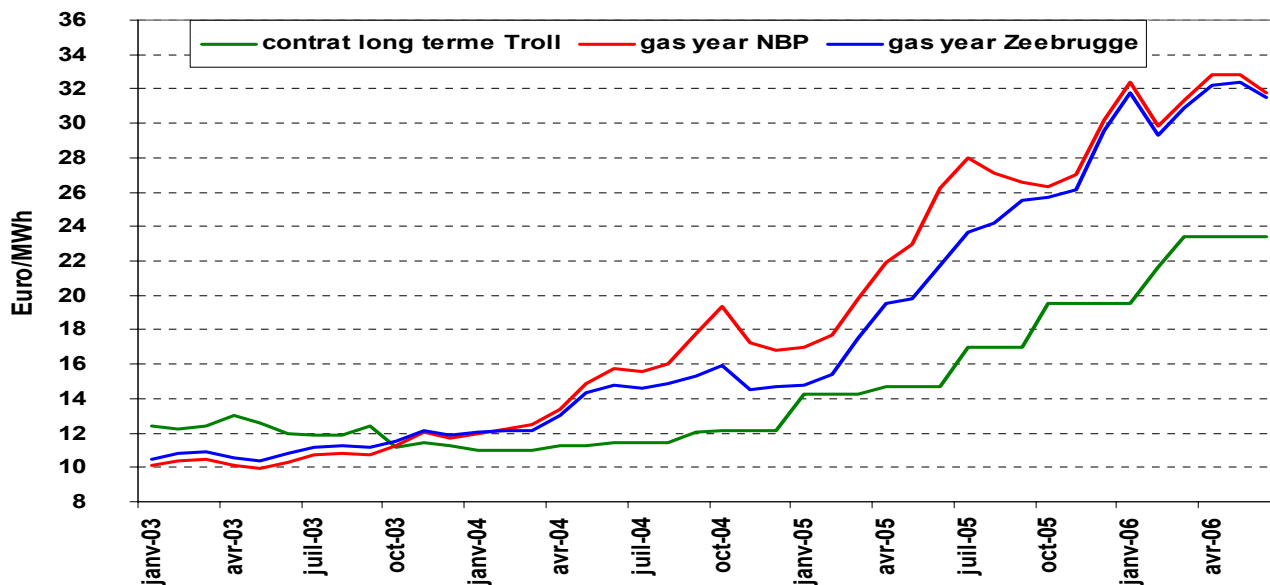


Source : IUK – Analyse : CRE

**Entrée en service de 8 Gm³/an de capacité supplémentaire le 8/11/2005

Le déclin de l'offre en Grande Bretagne, qui est devenue importatrice nette en 2004, se traduit par une tension sur le marché *spot* anglais et une flambée des prix pour livraison annuelle (la cotation *gas year*).

Comparaison du prix *gas year* NBP et à Zeebrugge et du contrat long terme Troll livré à Zeebrugge en Euro/MWh



Sources : Heren, Platts – Analyse : CRE

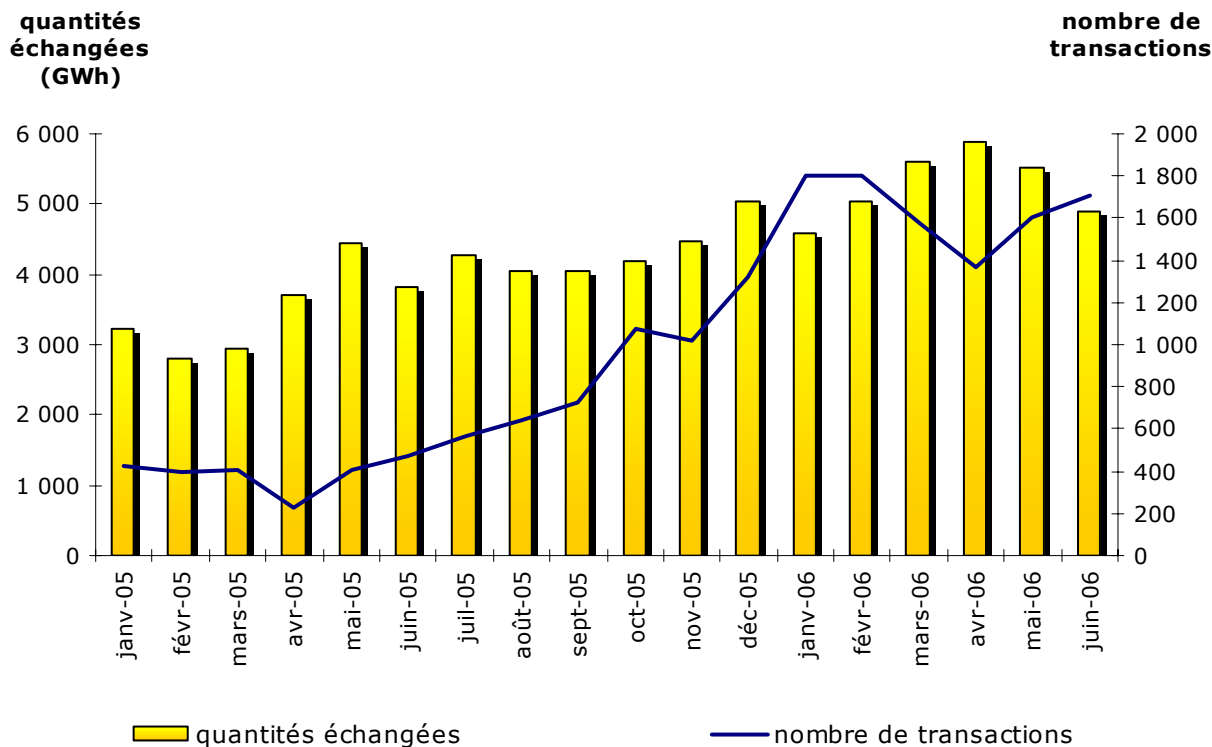
A terme, l'objectif est de créer des marchés régionaux de gaz en Europe, favorisant l'émergence de prix de marchés régionaux du gaz. Dans cette situation, la moitié nord de la France pourrait être reliée au marché régional du nord de l'Europe, la moitié sud étant reliée au marché ibérique grâce au développement prévu des interconnexions.

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.



Source : GRT – Analyse : CRE

3. Les faits marquants du 2^{ème} trimestre 2006

Le deuxième trimestre 2006 a été marqué par la baisse des prix spot sur les marchés NBP et Zeebrugge, passant en-deçà du prix des contrats long terme Troll.

Au cours du mois de mai 2006 et de juin 2006, le Royaume-Uni a augmenté ses exportations de gaz vers le continent, comparativement à la même période en 2005 (en tenant compte de l'arrêt pour maintenance de l'Interconnector durant 2 semaines en juin 2006 ; en 2005, cet arrêt est survenu en août).

Sur les PEG, le nombre de participants a augmenté de manière significative avec l'arrivée de 3 traders et de 2 fournisseurs de gaz.

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

Produits de gros :

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)

- **Achats et ventes en gros (OTC)³** : notifications d'échanges de blocs c'est à dire quantités nominées à RTE la veille pour le lendemain, hors les transactions sur Powernext
- **Importations et exportations** :
http://www.rte-france.com/htm/fr/offre/offre_inter_1.htm
- **Achats et ventes sur Powernext**, la bourse française de l'électricité :
www.powernext.fr
- **Consommation finale** : ventes à des sites en tant que responsable d'équilibre ou sous forme de blocs
- **Ventes aux gestionnaires de réseau pour la compensation de leurs pertes** :
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.
- **Les PPA (Power Purchase Agreement ou accord d'achat de puissance)** : ils doivent reproduire les achats par EDF de l'électricité produite par cogénération. Depuis les enchères de septembre 2003, le produit a été simplifié : il s'agit d'une fourniture en base du 1er novembre au 31 mars. Il n'y a pas de caractère optionnel dans ce produit, et les enchères se font uniquement sur le prix du MWh acheté. Les enchères visent à fixer le prix de réservation de moyens de production (prime fixe mensuelle) fournissant des MWh, le prix de ces derniers étant arrêté à l'avance.

³ « 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 fournisseurs livrant du gaz à des sites de consommation raccordés sur les réseaux de transport ou 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 2005.

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.