



Observatoire des marchés de l'électricité et du gaz

3^{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} octobre 2006.....	8
4. Analyse en dynamique : 3 ^{ème} trimestre 2006.....	12
Le marché de gros de l'électricité	16
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 3 ^{ème} trimestre 2006.....	26
Le marché du gaz	28
Le marché de détail du gaz	28
1. Introduction.....	28
2. Les segments de la clientèle éligible et leurs poids respectifs.....	30
3. Etat des lieux au 1 ^{er} octobre 2006.....	30
Le marché de gros du gaz.....	35
1. La formation des prix du gaz et les marchés du gaz en Europe.....	35
2. Le marché de gros en France	37
Glossaire commun de l'observatoire des marchés de l'électricité et du gaz	39
Glossaire propre à l'observatoire du marché de l'électricité	40
Glossaire propre à l'observatoire du marché du gaz.....	42

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 :

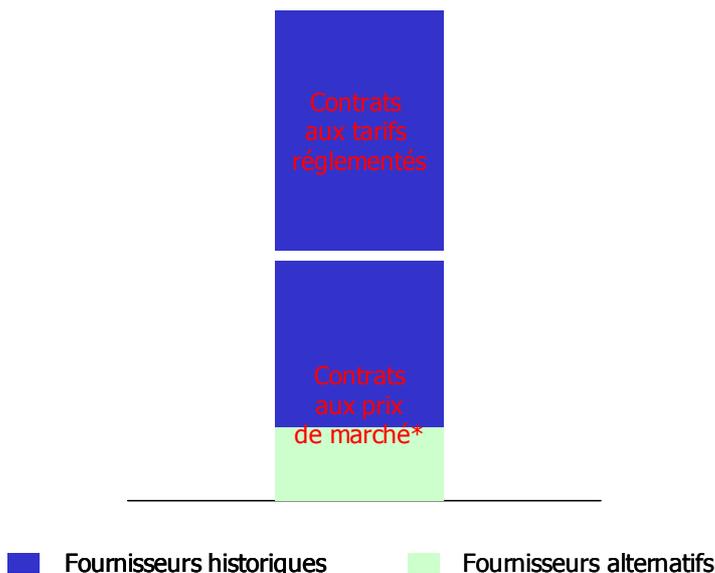
- à partir de juin 2000, éligibilité de tous les sites ayant une consommation annuelle d'électricité supérieure à 16 GWh.
- à partir de février 2003, éligibilité de tous les sites ayant une consommation annuelle d'électricité supérieure à 7 GWh.
- à partir de juillet 2004, éligibilité de toutes les entreprises 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 éligibilité¹.

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



* Suppose l'exercice de l'éligibilité

¹ Ceci pourrait changer avec l'adoption du projet de loi sur l'énergie

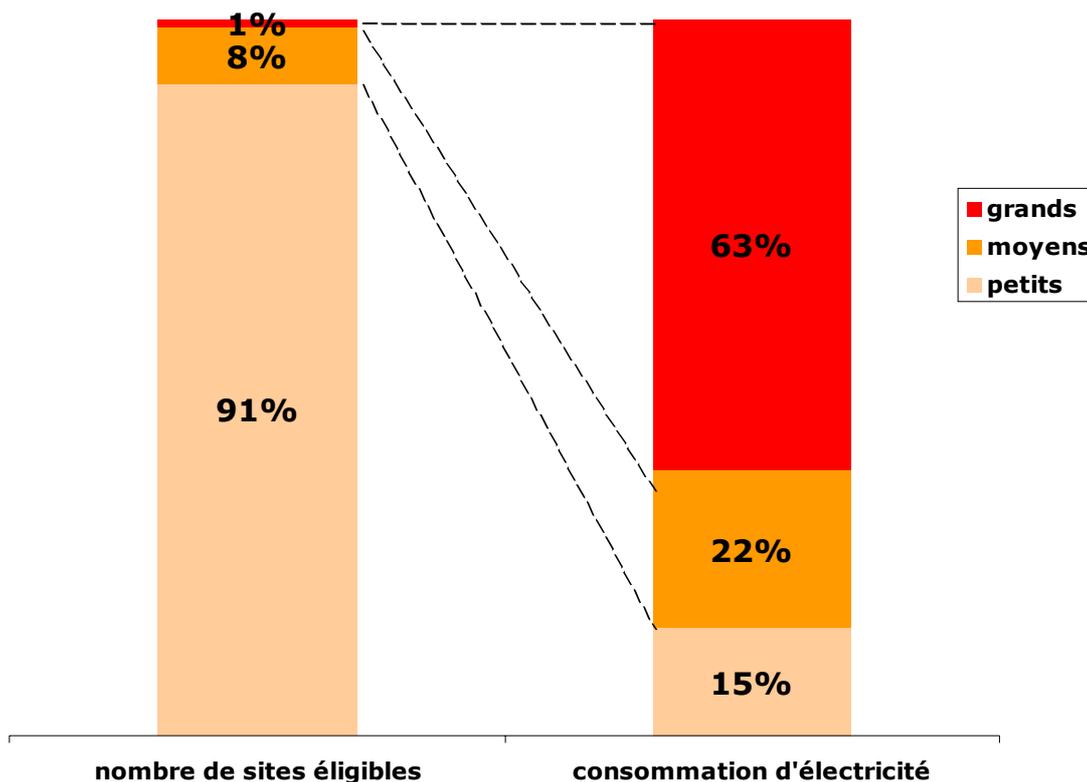
Les sources de l'observatoire sont RTE et les sept plus grands gestionnaires de réseaux de distribution (EDF Réseau de Distribution, Electricité de Strasbourg, Gaz et Electricité de Grenoble, Régie du SIEDS, Usine d'Electricité de Metz, SICAE de l'Oise et Sorégies). Ces gestionnaires de réseau couvrent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

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^{er} octobre 2006

A. Tableau de synthèse du trimestre écoulé



La Cre a mis à jour le nombre de sites éligibles qui était estimé à 4.5 millions depuis le 1^{er} juillet 2004.

Les données au 1^{er} juillet 2006 ont également été mises à jour en conséquent.

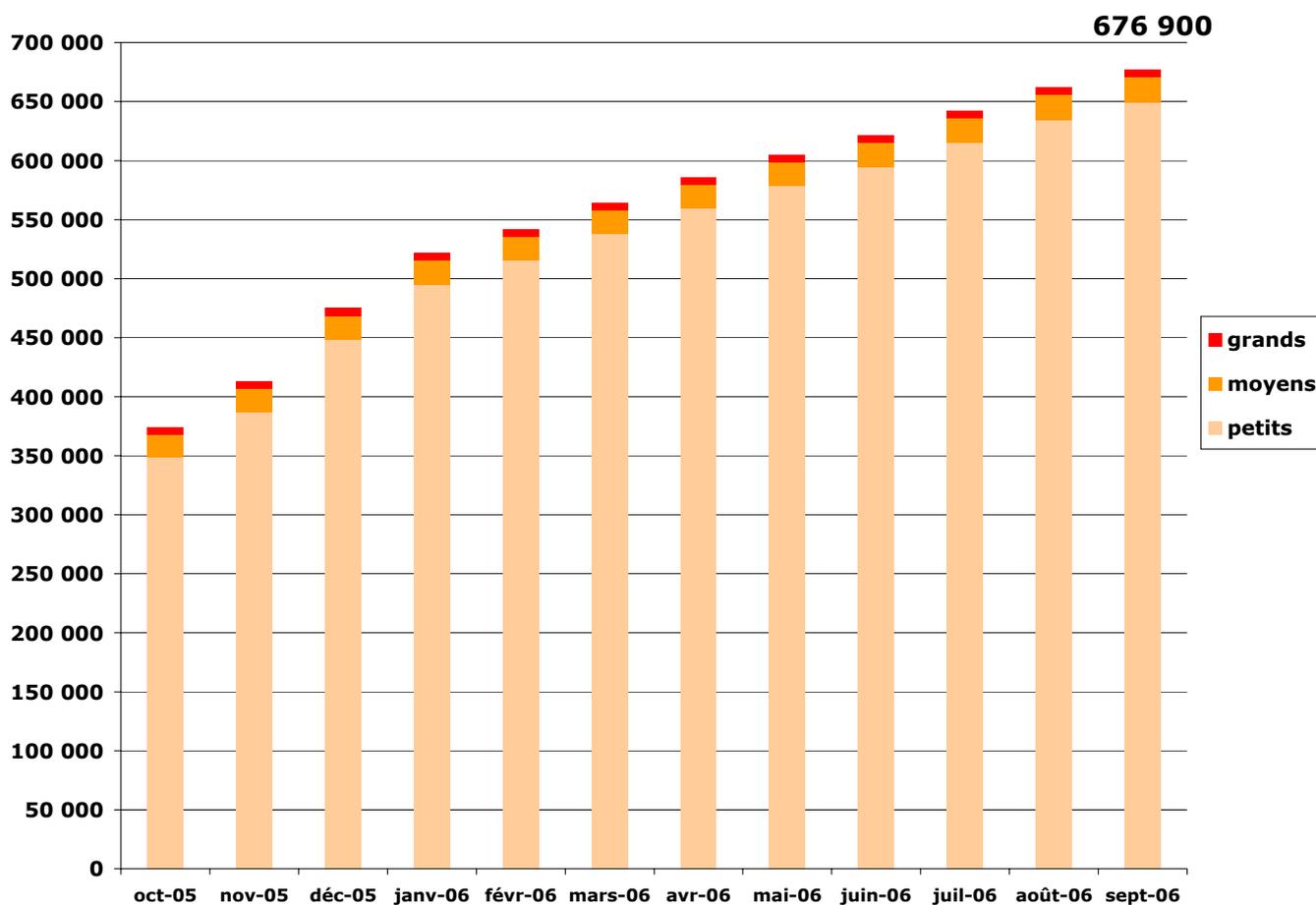
Situation (en nombre de sites)	Au 1 ^{er} octobre 2006	Au 1 ^{er} juillet 2006
- sites éligibles	4 700 000	4 700 000
- sites titulaires d'un contrat aux prix de marché	676 900	621 400
- sites alimentés par un fournisseur alternatif	249 200	218 300
- parts de marché des fournisseurs alternatifs sur l'ensemble des sites éligibles	5,3%	4,7 %

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

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

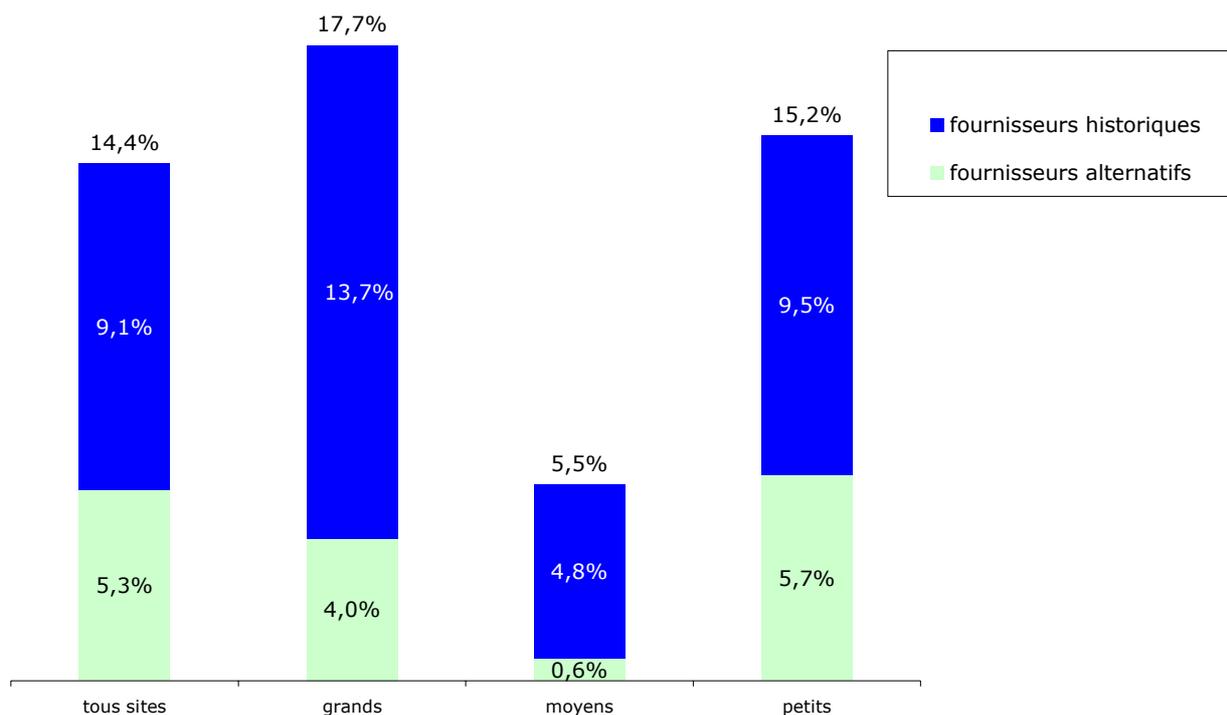


Sources : GRD, RTE – Analyse : CRE

Au 1^{er} octobre 2006, soit plus de deux ans après l'ouverture des marchés à l'ensemble des professionnels et collectivités locales, environ 676 900 sites sont titulaires d'un contrat aux prix de marché. Au cours du 3^{ème} trimestre 2006, le nombre de sites titulaires d'un contrat aux prix de marché a augmenté d'environ 19 000 sites par mois (contre 30 000 sites au 1^{er} trimestre 2006).

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

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



Sources : GRD, RTE – Analyse : CRE

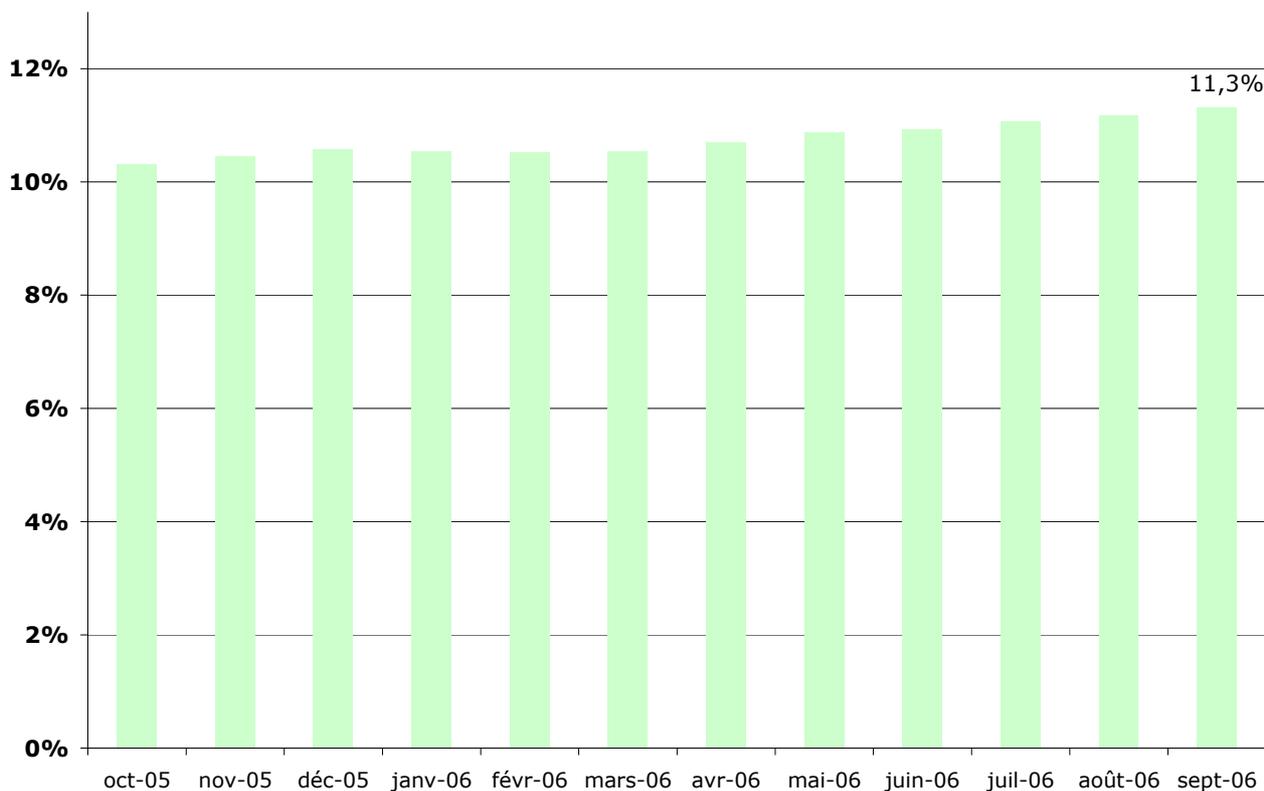
Le taux d'exercice de l'éligibilité correspond au nombre de sites titulaires d'un contrat aux prix de marché rapporté au nombre de sites éligibles dans le segment concerné, par type de fournisseur.

Au 1^{er} octobre 2006, 14,4% des sites éligibles sont titulaires d'un contrat aux prix de marché. Parmi eux, 5,3% 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^{er} octobre 2006

	Tous sites	Grands	Moyens	Petits
Nombre de fournisseurs alternatifs actifs	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 : 3^{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 exercice de l'éligibilité*
- *du nombre de sites ayant choisi ce fournisseur à l'occasion d'un changement de fournisseur*

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

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

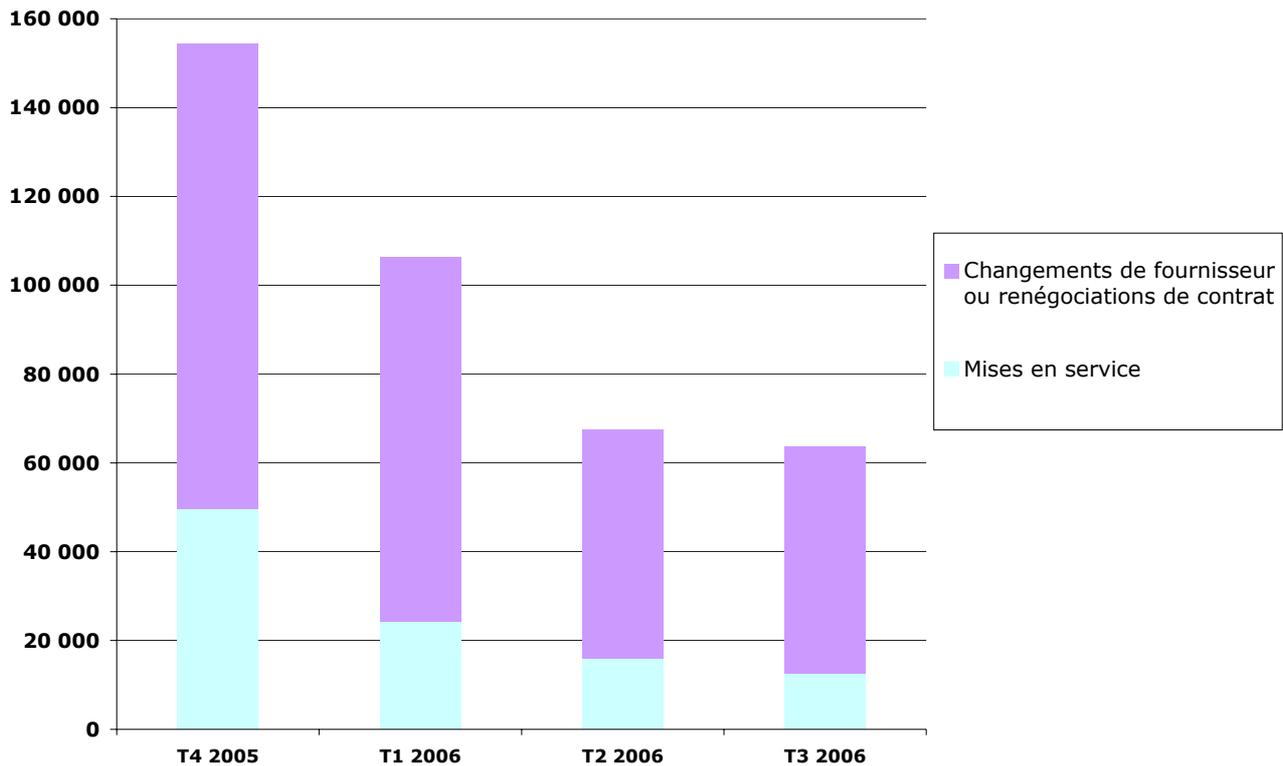
Les ventes brutes aux prix de marché reflètent mieux l'activité concurrentielle que le simple décompte des sites titulaires d'un contrat aux prix de marché puisqu'elles prennent également en compte les passages d'un fournisseur alternatif à l'autre.

AU COURS DU TRIMESTRE : (en nombre de sites)	3 ^{ème} trimestre 2006	2 ^{ème} trimestre 2006
- ventes brutes totales aux prix de marché	63 600	67 500
- ventes brutes des fournisseurs alternatifs	35 200	30 900
- parts de marché des fournisseurs alternatifs sur l'ensemble des ventes brutes aux prix de marché	55%	46%

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 -

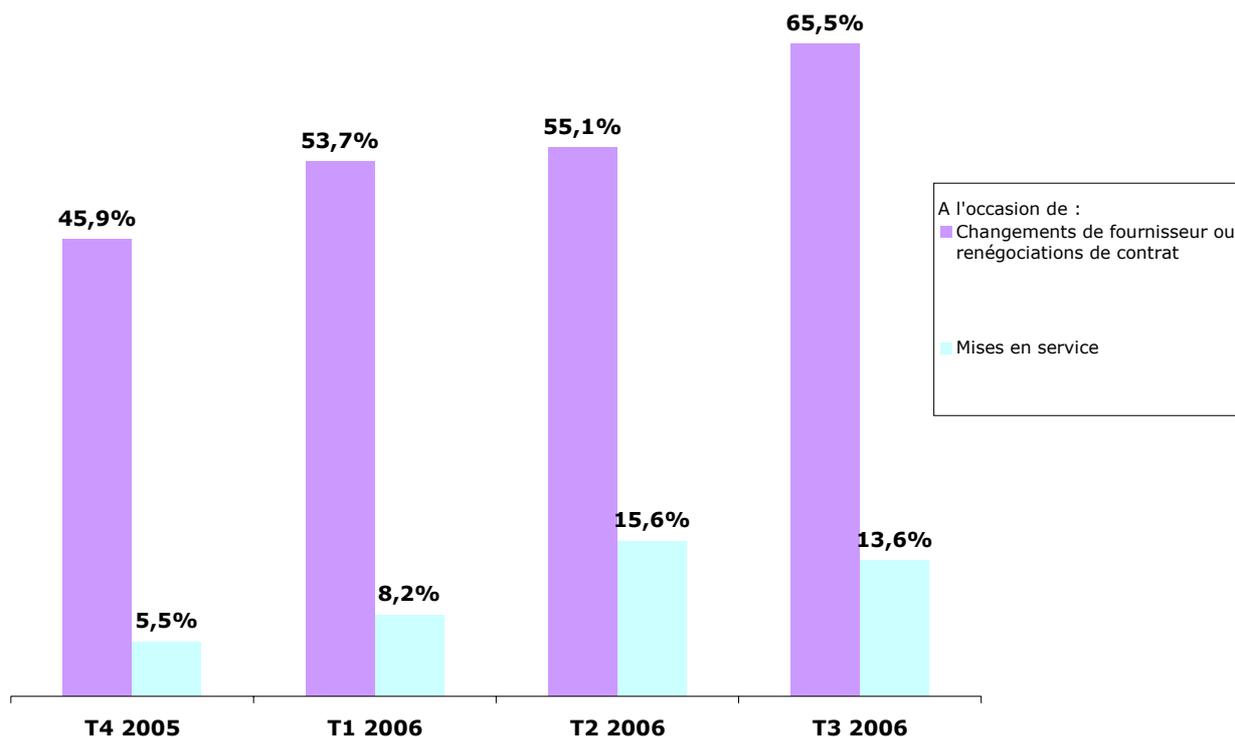


Sources : GRD, RTE – Analyse : CRE

Les ventes brutes aux prix de marché du 3^{ème} trimestre 2006 sont en baisse par rapport au 2^{ème} trimestre 2006 (-6%). Elle sont en baisse constante depuis le 4^{ème} trimestre 2005. Environ un quart 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



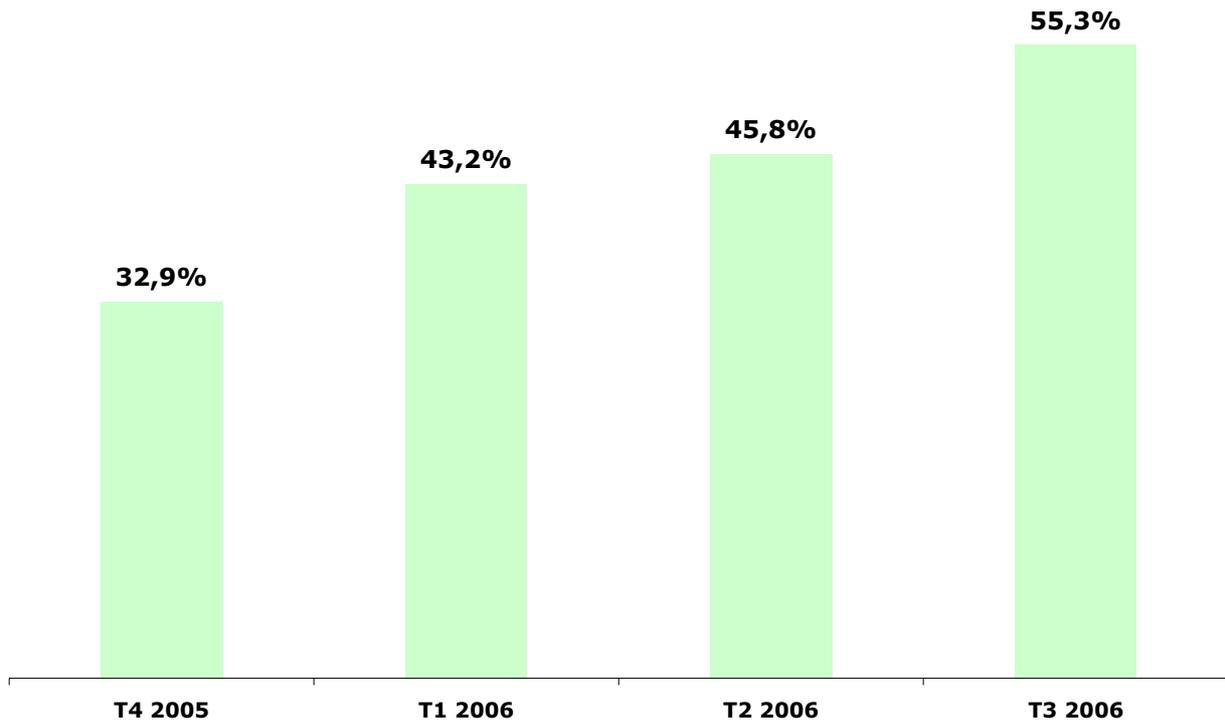
Sources : GRD, RTE – Analyse : CRE

Les fournisseurs alternatifs restent 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 décru au cours du trimestre écoulé, et s'établit à 13.6%.

Pour ce qui est des changements de fournisseur et des renégociations de contrat, la part de marché des fournisseurs alternatifs est en constante augmentation depuis le 4^{ème} trimestre 2005.

Cette performance des fournisseurs alternatifs se traduit par une part de marché de 55% sur les ventes brutes aux prix de marché au 3^{ème} trimestre 2006. Plus d'un site sur deux signant un contrat aux prix de marché choisit donc un fournisseur alternatif.

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



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

Le marché de gros de l'électricité

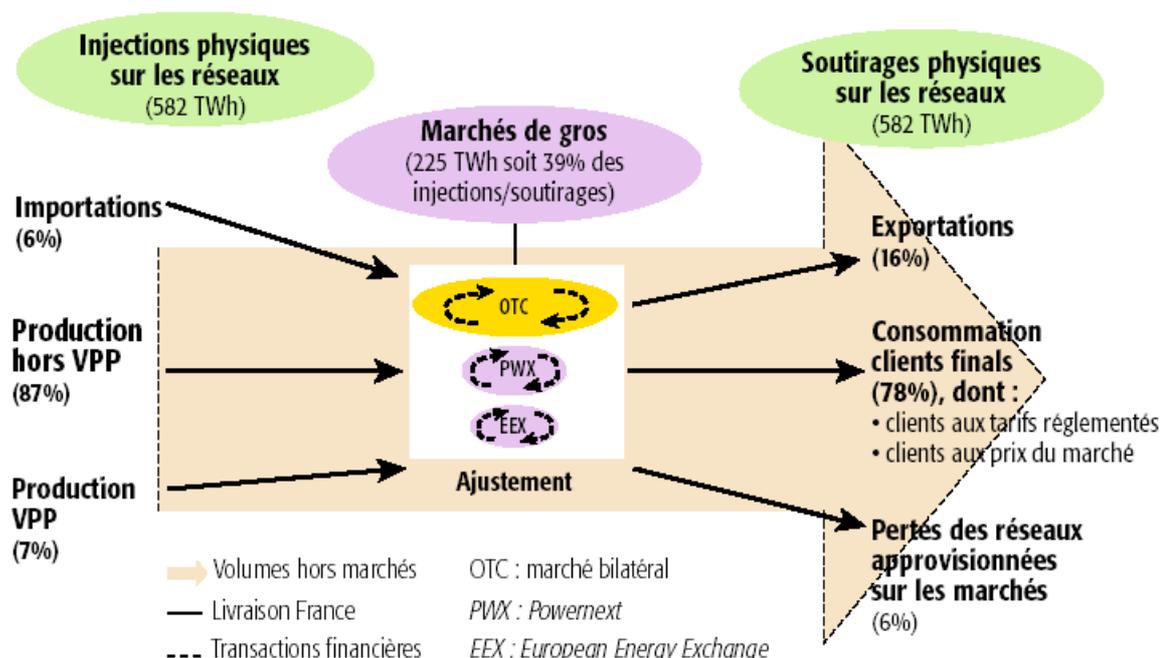
1. Introduction

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)²
- 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'Électricité)

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

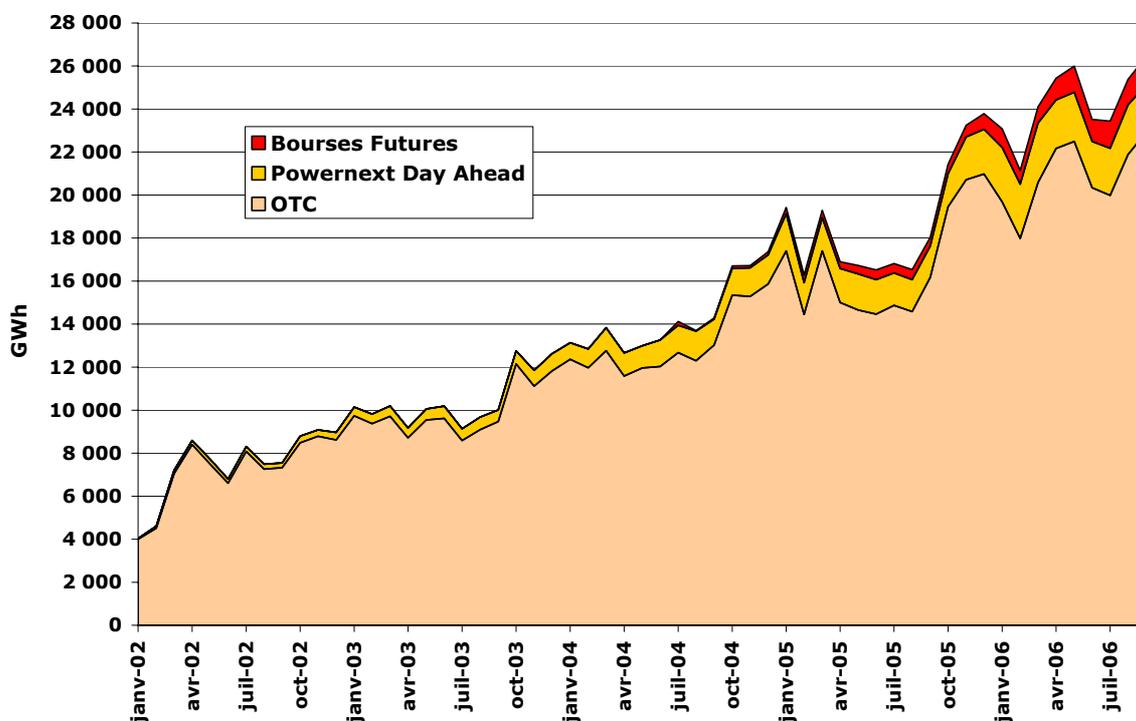
² Le responsable d'équilibre est un intermédiaire entre des consommateurs éligibles et le RTE. A ce titre, il prend en charge les risques financiers liés aux ajustements que le RTE doit effectuer pour compenser les écarts éventuels entre les programmes d'approvisionnement d'un consommateur, ou d'un ensemble 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 3^{ème} trimestre 2006, le volume total des transactions sur le marché de gros est en très légère augmentation par rapport au trimestre précédent, à 75,5 TWh (contre 74,9 TWh au second trimestre 2006). Les livraisons sur le marché de gros ont représenté environ 60% des injections ou soutirages au troisième trimestre 2006, contre 57% au second trimestre 2006.

La nette baisse d'activité observée sur le marché de gros français en juin s'est prolongée en juillet. L'activité a ensuite affiché une hausse en août et septembre.

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).

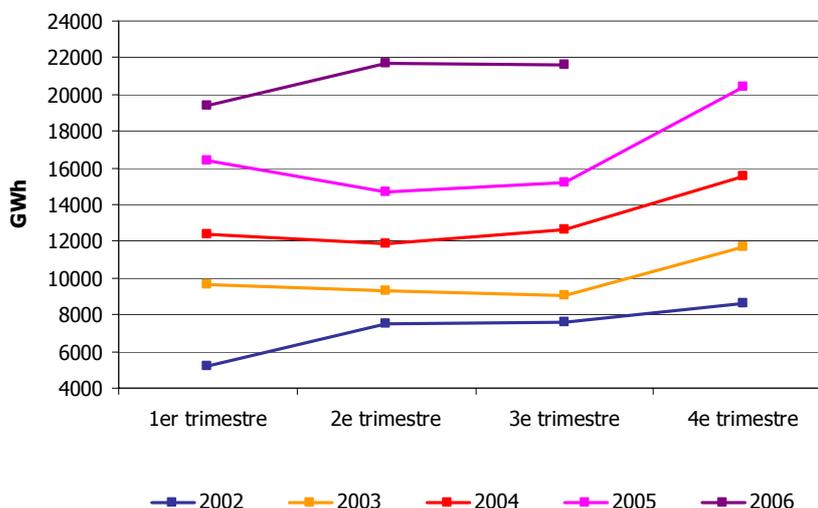
Par ailleurs, le marché de gros français englobe à la fois les échanges purement financiers et les transactions débouchant sur une livraison physique d'électricité sur le réseau français.

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 une progression au second trimestre 2006, la liquidité est stable (-0,3%) au troisième trimestre 2006. Les volumes traités atteignent 21,6 TWh en moyenne mensuelle au troisième trimestre 2006 (contre 21,7 TWh au cours du second trimestre 2006).

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

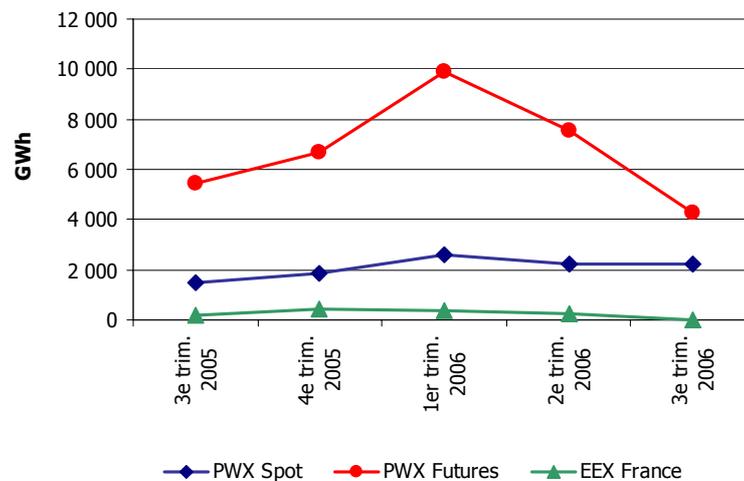


Source : RTE – Analyse : CRE

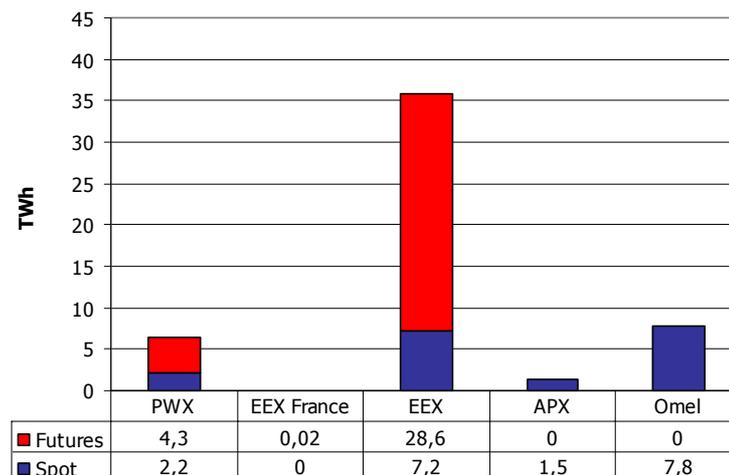
B. Volumes échangés sur les marchés organisés

Tout comme au second trimestre, on observe une nette décroissance de la liquidité sur Powernext *Futures* au troisième trimestre 2006. Les volumes échangés sur Powernext *Spot* sont quant à eux stables sur la même période. Les volumes de *futures* traités sur EEX France ont été très limités en juillet et nuls en août et septembre 2006.

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



Volumes mensuels moyens échangés au 3^{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 »).

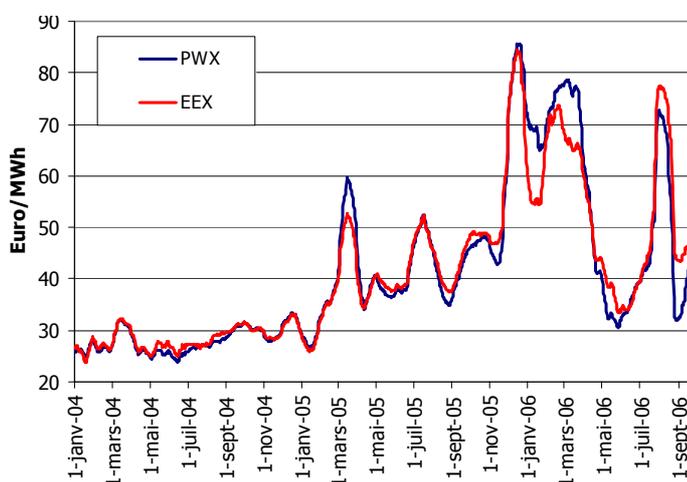
3. Prix sur le marché de gros français et comparaison européenne

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

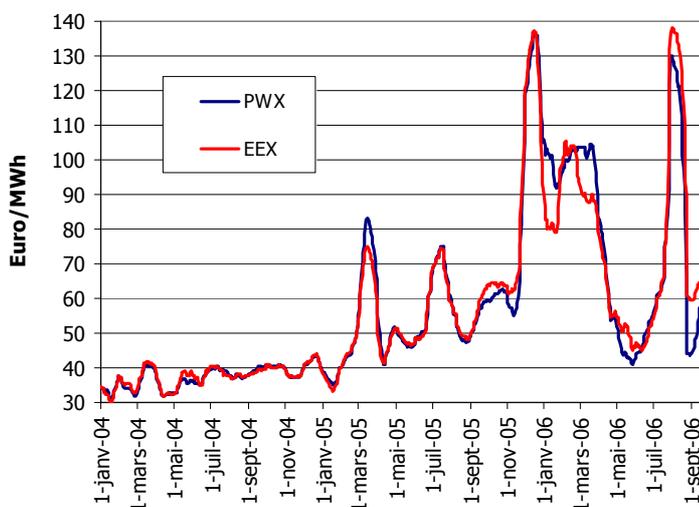
A. Prix *spot*

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 (48,13 €/MWh) a été supérieur de 13% à celui observé pendant le troisième trimestre de l'année précédente (42,50 €/MWh), principalement sous l'effet de la canicule qui a touché l'ouest de l'Europe au cours des quinze derniers jours de juillet 2006. Sur la même période, le prix moyen base sur EEX a augmenté de 24%.

Prix *spot* Base
- moyenne mobile 28 jours -



Prix *spot* Pointe
- moyenne mobile 20 jours -



Sources : PWX, EEX – Analyse : CRE

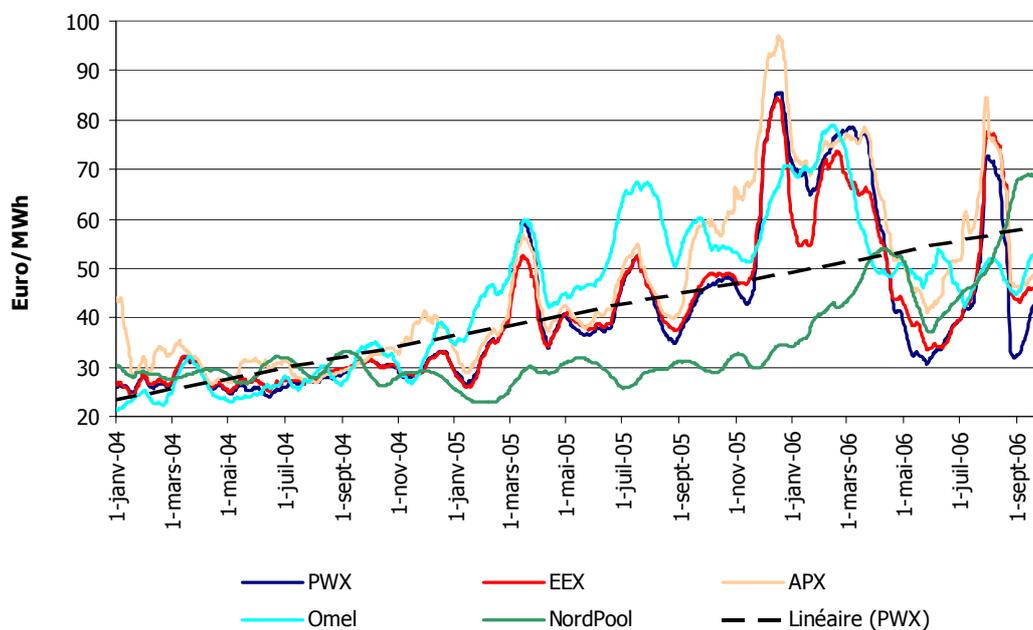
Comme le montre le graphique ci-dessous, les prix *spot* du troisième trimestre 2006 sur les principales bourses européennes ont connu une nette tendance haussière.

L'impact haussier est plus ou moins marqué selon les bourses :

- les prix ont affiché une progression particulièrement marquée en juillet sur APX, EEX, Powernext, où de forts pics de prix ont été enregistrés ; ils ont ensuite décliné dès début août ;
- les prix sur le NordPool ont quant à eux progressé entre juillet et mi-septembre et n'ont commencé à baisser que durant les 15 derniers jours du trimestre ;
- à l'inverse, tout comme au trimestre précédent, on observe une relative stagnation des prix sur le pool obligatoire espagnol (Omel) au cours du 3^{ème} trimestre 2006.

Prix *spot* Base en Europe

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



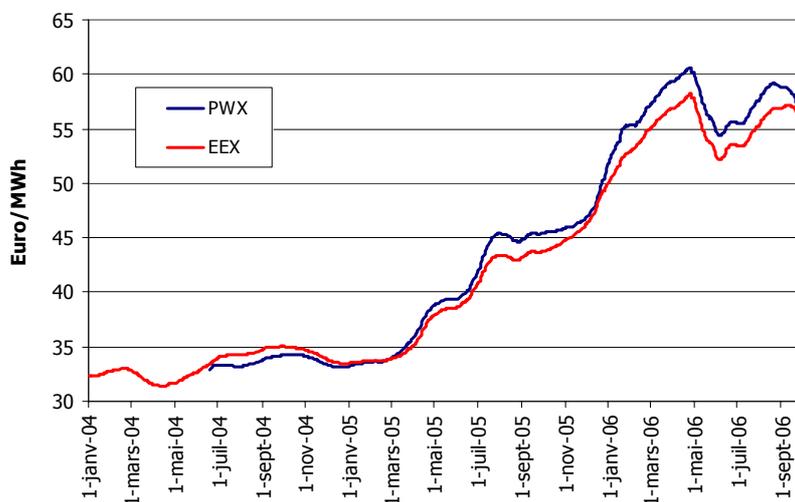
Sources : PWX, EEX, APX, Omel, NordPool – Analyse : CRE

B. Prix futures

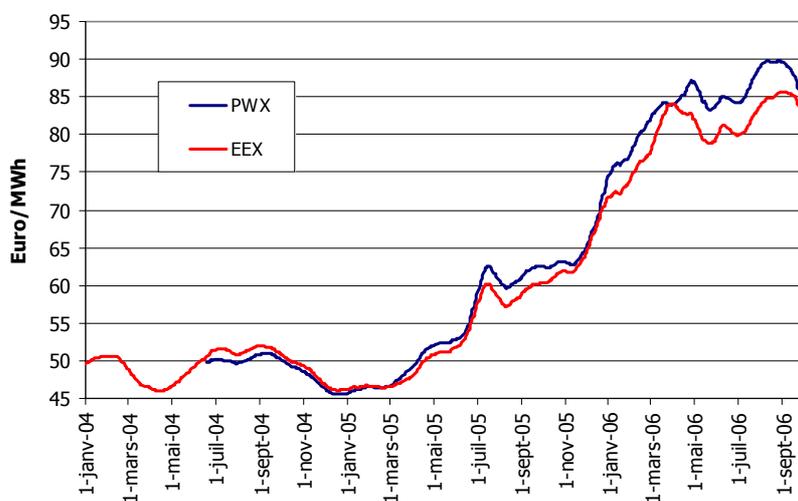
Au cours du troisième trimestre 2006, les prix *futures* annuels (Y+1) en France et en Allemagne ont augmenté en juillet et fortement diminué en septembre. Ainsi, sur Powernext, le prix du produit Y+1 base est passé d'environ 55,9 €/MWh début juillet à 58,3 €/MWh fin août 2006, puis a baissé pour atteindre 53,2 €/MWh fin septembre (soit une baisse globale de -4,8% sur le trimestre). L'augmentation observée en juillet est principalement due à la période de canicule qui a touché l'ouest de l'Europe au cours des quinze derniers jours de juillet 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. Il s'est toutefois nettement réduit au cours de la dernière semaine du mois de septembre.

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



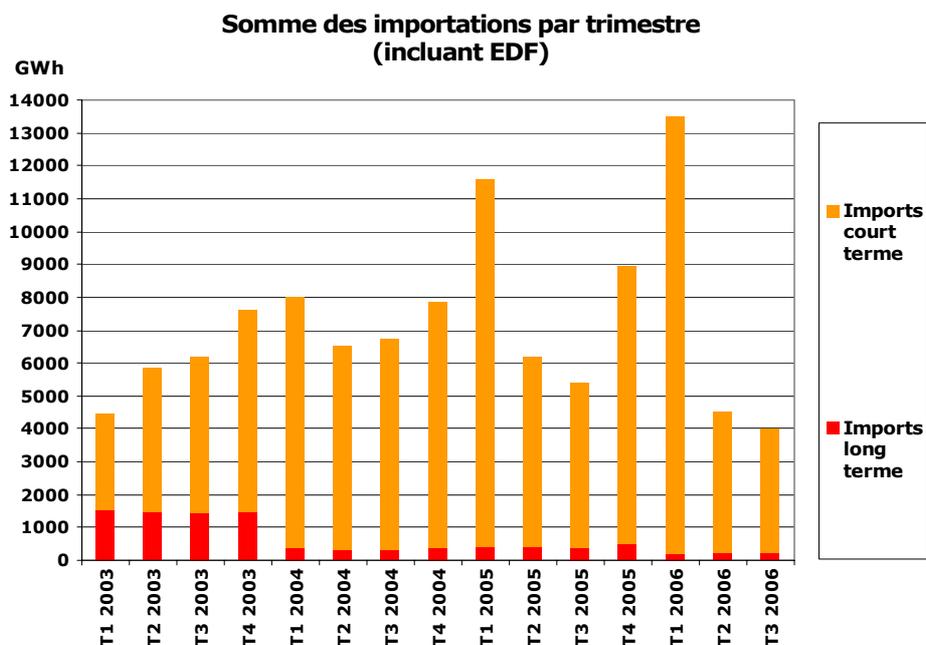
Prix Future Y+1 Pointe
- moyenne mobile 20 jours -



Sources : PWX, EEX – Analyse : CRE

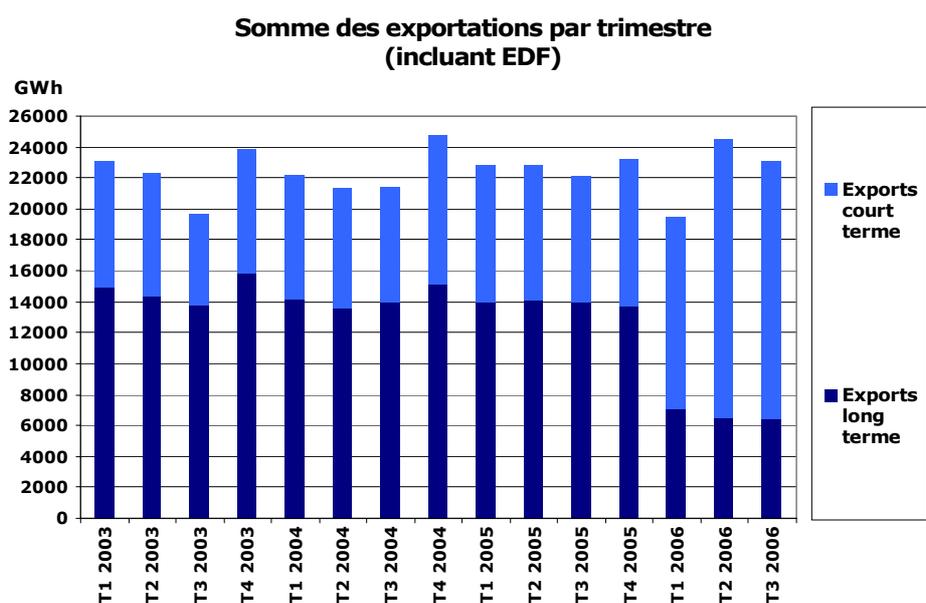
4. Volumes d'imports/exports

Tout comme au trimestre précédent, les importations ont fortement diminué au troisième trimestre 2006. Elles ont atteint des volumes inférieurs de 26% à ceux observés au même trimestre de l'année passée et de 12% à ceux observés au second trimestre 2006.



Source : RTE – Analyse : CRE

Les exportations ont été en baisse au troisième trimestre 2006 : elles ont atteint des volumes inférieurs de 6% à ceux observés au second trimestre 2006. Par contre, les exportations ont augmenté de 5% par rapport aux volumes observés au même trimestre de l'année passée.



Source : RTE – Analyse : CRE

5. Concentration du marché français de l'électricité

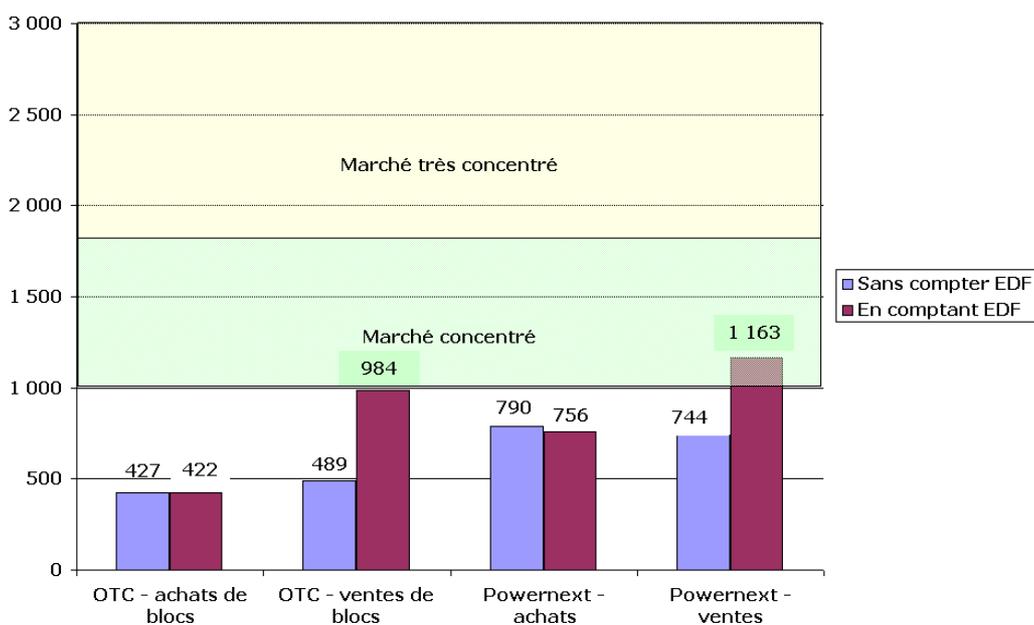
A la fin du troisième trimestre 2006, 100 responsables d'équilibre sont présents sur le marché de gros français, dont 52 interviennent sur Powernext *Day Ahead* et 23 sur Powernext *Futures*. Au cours du troisième trimestre 2006, 7 nouveaux responsables d'équilibre ont été enregistrés par RTE. Powernext *Day Ahead* et Powernext *Futures* n'ont pas accueilli de nouveau membre 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)³ pour les différents segments du marché de gros français.

Au troisième 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
- troisième trimestre 2006 -



Source : RTE – Analyse : CRE

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

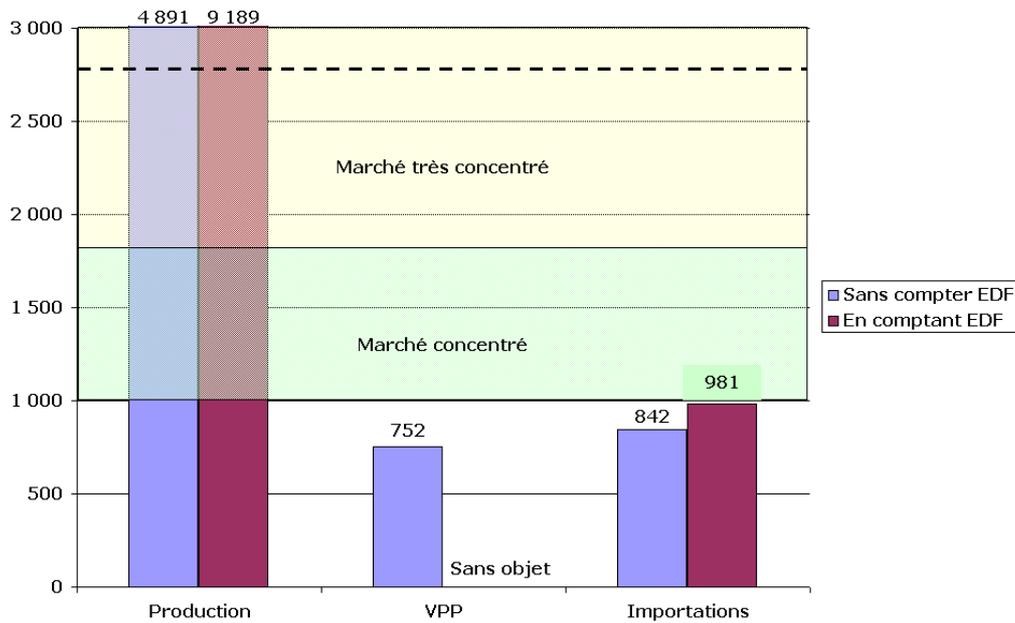
Les graphiques suivants montrent la concentration des marchés amont (injections) et aval (soutirages).

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.

³ L'indice HHI est égal à la somme des carrés des parts de marché des intervenants, et mesure la concentration du marché (il est d'autant plus élevé que le marché est concentré). On considère généralement qu'un marché est peu concentré si son HHI est inférieur à 1 000, et très concentré s'il est supérieur à 1 800.

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

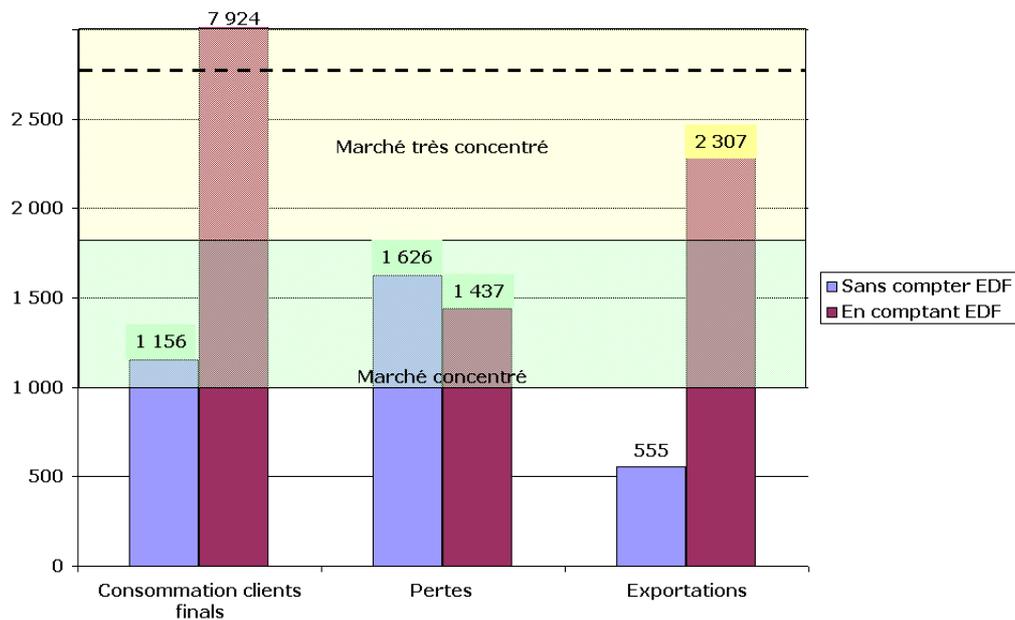
Indice de concentration HHI – injections
- troisième trimestre 2006 -



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 3^{ème} trimestre 2006**

A. Pics de prix en France et en Allemagne durant la canicule de juillet

Le troisième trimestre 2006 a été marqué par les pics de prix importants du mois de juillet, lors de la période de canicule. Ce sont surtout les prix de court terme, reflétant l'équilibre offre-demande, qui ont été impactés. Les prix se sont détendus dès début août suite au retour de prévisions météorologiques « de saison ».

Prix *Spot*

En juillet, les prix *Spot* en France et en Allemagne ont augmenté au cours du mois et ont atteint des niveaux historiquement élevés la dernière semaine du mois (les prix base sur Powernext ont atteint une moyenne hebdomadaire de 125,73 €/MWh au cours de la semaine 30, à comparer à une moyenne de 40,48 €/MWh pour la même semaine de l'année 2005).

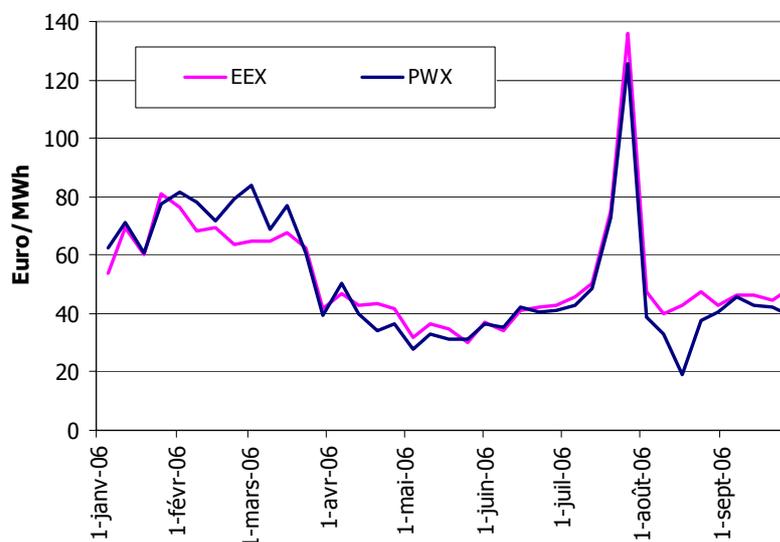
La tension sur le système français s'est intensifiée au cours du mois en raison de l'augmentation des températures, qui ont atteint des niveaux caniculaires dans les deux dernières semaines. Côté demande, la consommation a été élevée dans la deuxième moitié du mois en raison de l'utilisation des climatiseurs ; côté production, la disponibilité des centrales thermiques était de plus en plus compromise à cause de l'augmentation des températures des rivières, utilisées pour le refroidissement de ces centrales.

La vague de chaleur s'est installée dans la plupart des pays européens en juillet, ayant eu un effet similaire sur les systèmes électriques de ces pays. Le marché allemand a été encore plus tendu que le marché français pendant la période caniculaire.

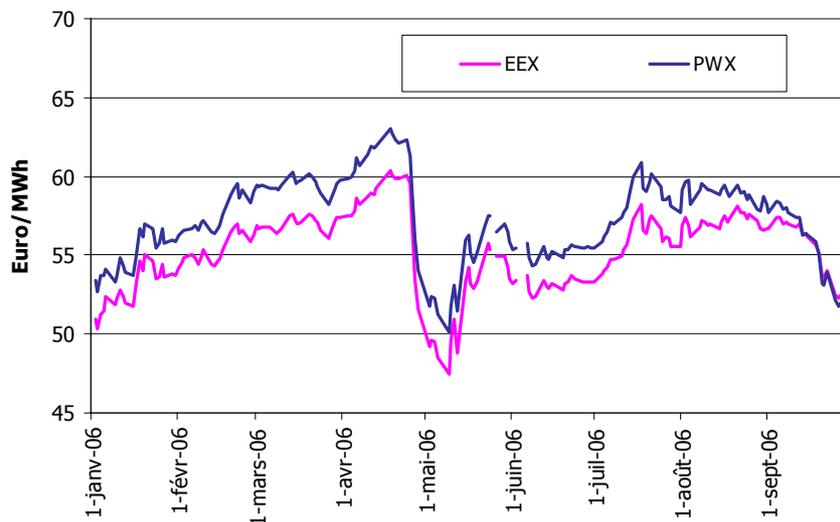
Prix *Future*

Pendant les trois premières semaines du mois de juillet, la hausse des prix des *Future* mensuels, trimestriels et annuel semble être liée à l'augmentation des prix *Spot*. Les températures très élevées et les prévisions de températures élevées pour les semaines à venir pendant cette période pourraient avoir fait augmenter la prime de risque pour les produits *Future* d'été. En revanche, la forte hausse des prix *Spot* dans la dernière semaine du mois ne semble pas avoir eu d'impact à la hausse sur les prix *Future*.

Evolution du prix *Spot* en Base sur PWX et EEX
- moyennes hebdomadaires -



Evolution du prix du produit *Future* annuel (Y+1) sur EEX et PWX



Sources : PWX, EEX – Analyse : CRE

B. Chute de liquidité sur Pownext Futures

La liquidité sur Pownext *Futures*, qui avait chuté au second trimestre 2006, n'a pas progressé au cours du troisième trimestre. Alors que le volume mensuel traité sur Pownext *Futures* était, jusqu'en mai, toujours supérieur à 8 TWh, il reste voisin de 4 TWh depuis le mois de juin.

C. Hausse des prix du NordPool

Au mois d'août 2006, le prix *Spot* moyen sur NordPool a augmenté de manière significative, s'établissant à des niveaux jamais vus auparavant. NordPool était au mois d'août le deuxième marché le plus cher de toutes les places européennes suivies.

En plus de la situation hydraulique fortement dégradée en Suède et en Norvège par rapport à l'année précédente, la production nucléaire suédoise a été perturbée en août mais également, bien que dans une moindre mesure, en septembre 2006.

Les prix allemands ont ainsi été poussés à la hausse par des exports accrus vers le marché nordique, alors que le système allemand était déjà tendu en raison de l'arrêt pour maintenance de nombreuses centrales thermiques.

Le marché du gaz

Le marché de détail du gaz

1. Introduction

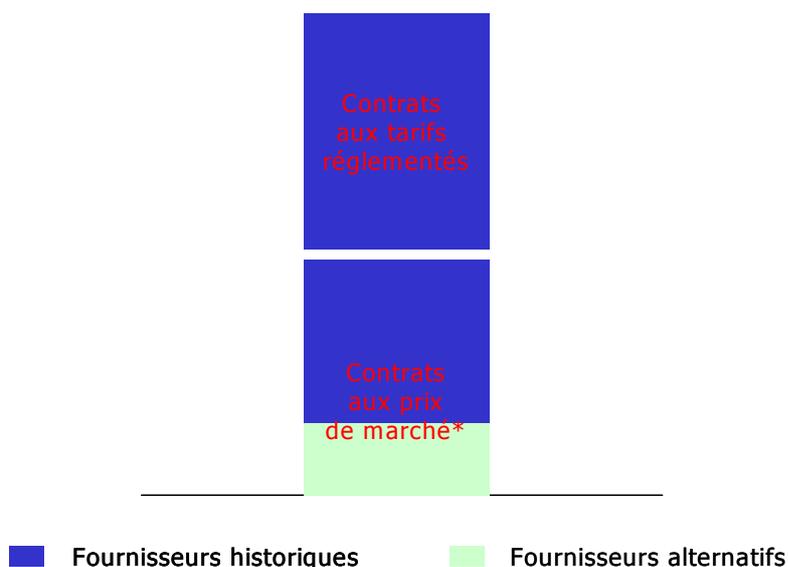
L'ouverture du marché français du gaz a connu plusieurs étapes :

- 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^{er} octobre 2006, 680 000 sites, soit une consommation annuelle de gaz d'environ 375 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 -



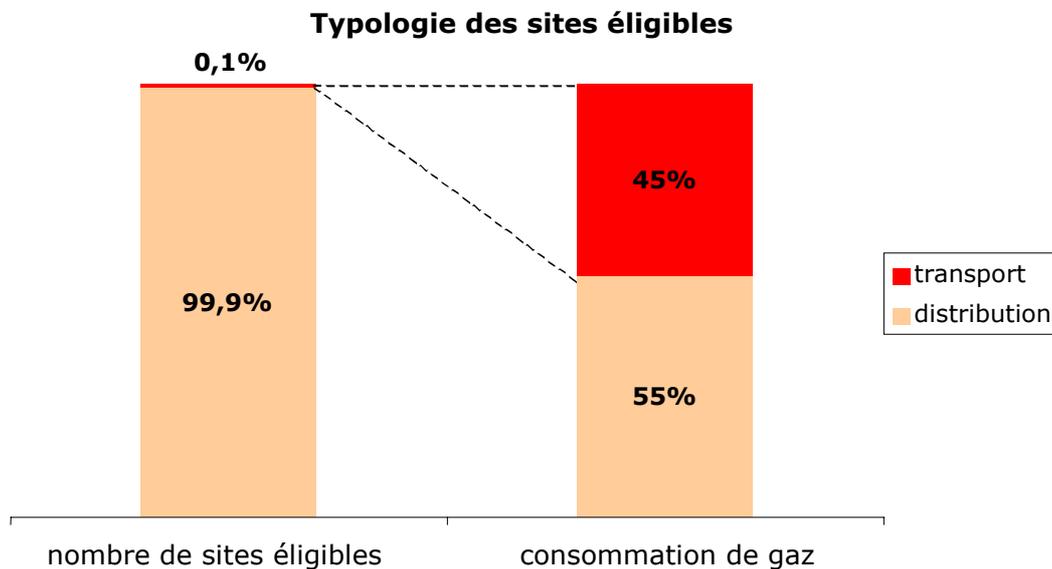
* Suppose l'exercice de l'éligibilité

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 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} octobre 2006

A. Tableaux de synthèse

Situation (en nombre de sites)	Au 1 ^{er} octobre 2006	Au 1 ^{er} juillet 2006
- sites éligibles	680 000	676 000
- sites titulaires d'un contrat aux prix de marché	90 276	76 637
- dont Transport	563	537
- dont Distribution	89 713	76 100
- parts de marché des fournisseurs alternatifs sur l'ensemble des sites éligibles	5,6 %	4,2 %

Sources : GRT, GRD – Analyse : CRE

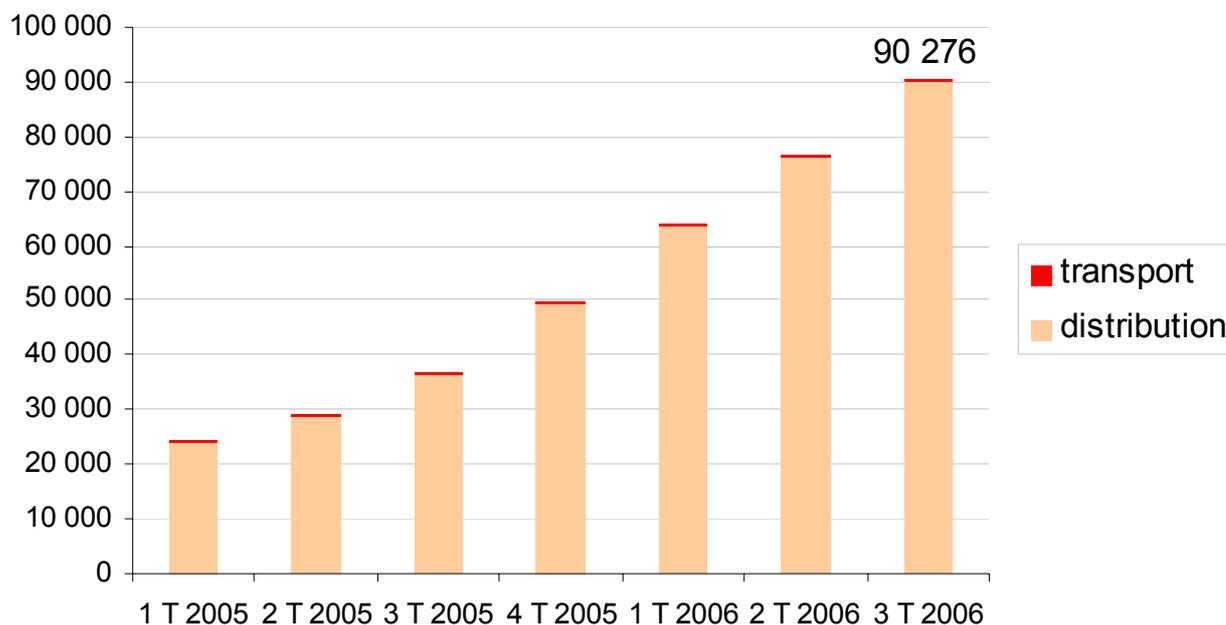
Situation (en consommation annuelle, TWh)	Au 1 ^{er} octobre 2006	Au 1 ^{er} juillet 2006
- sites éligibles	375 TWh ⁽¹⁾	377 TWh
- sites titulaires d'un contrat aux prix de marché	194 TWh	190 TWh
- dont Transport	134 TWh	134 TWh
- dont Distribution	60 TWh	56 TWh
- parts de marché des fournisseurs alternatifs sur l'ensemble des sites éligibles	11,0 %	10,4 %

Sources : GRT, GRD – Analyse : CRE

(1) : les valeurs de consommations annuelles de référence des sites en distribution ont fait l'objet d'une mise à jour au cours du 3^{ème} trimestre 2006 (procédure transitoire – GTG2007)

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

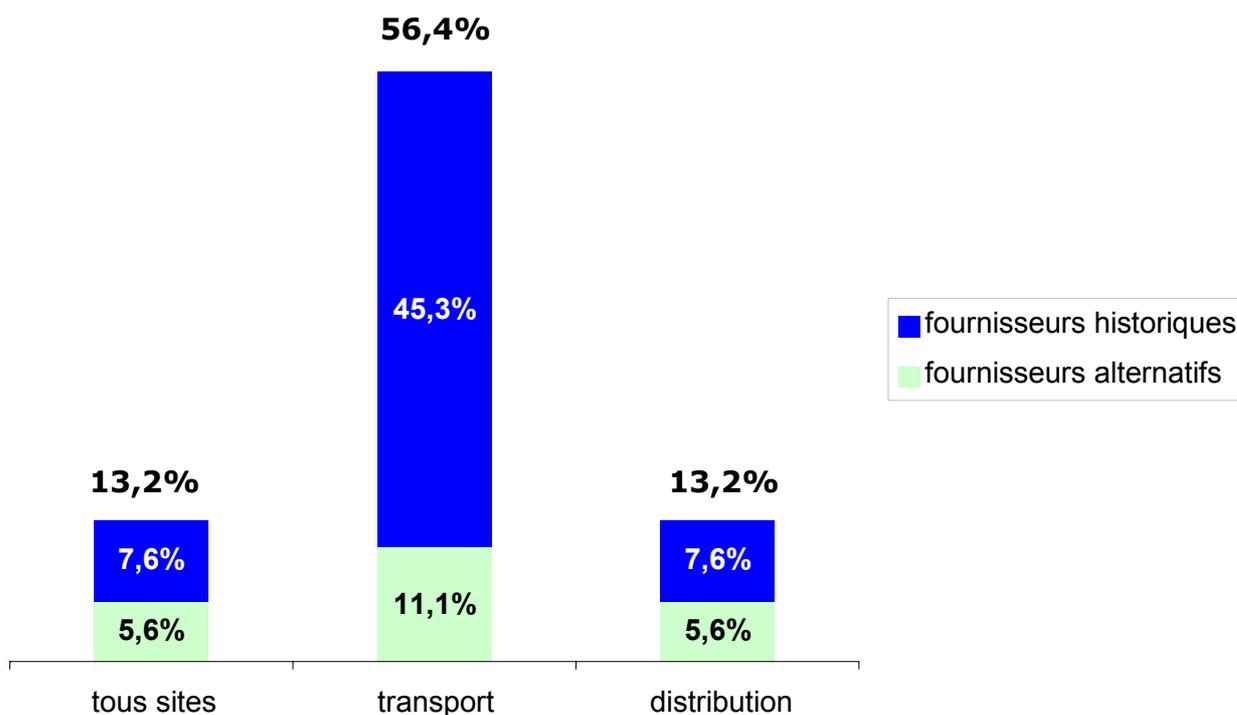
Nombre de sites titulaires d'un contrat aux prix de marché



Sources : GRT, GRD – Analyse : CRE

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

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



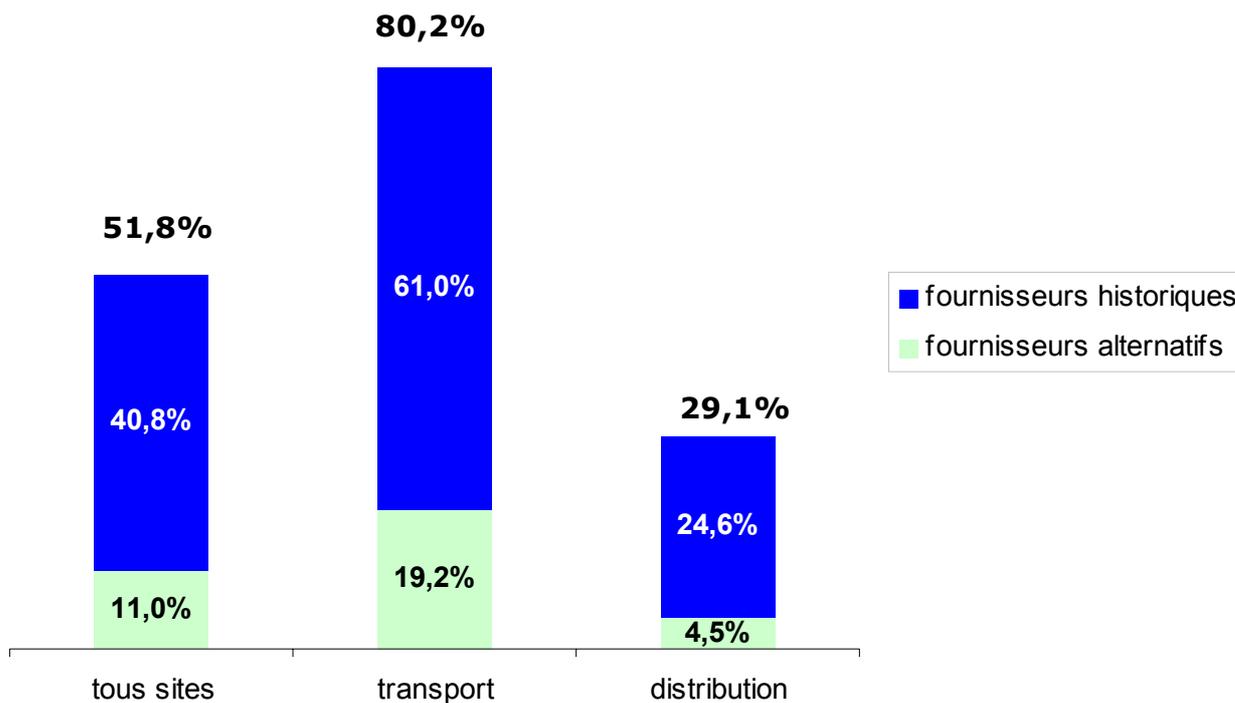
Sources : GRT, GRD – Analyse : CRE

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 du segment concerné.

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} octobre 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 du segment concerné.

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

	Ensemble	Transport	Distribution
Nombre de fournisseurs alternatifs actifs	14	11	8

Sources : GRT, GRD – Analyse : CRE

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

Au 1^{er} août 2006, un nouveau fournisseur alternatif a commencé à livrer du gaz naturel à un site de consommation.

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

Le marché de gros du gaz

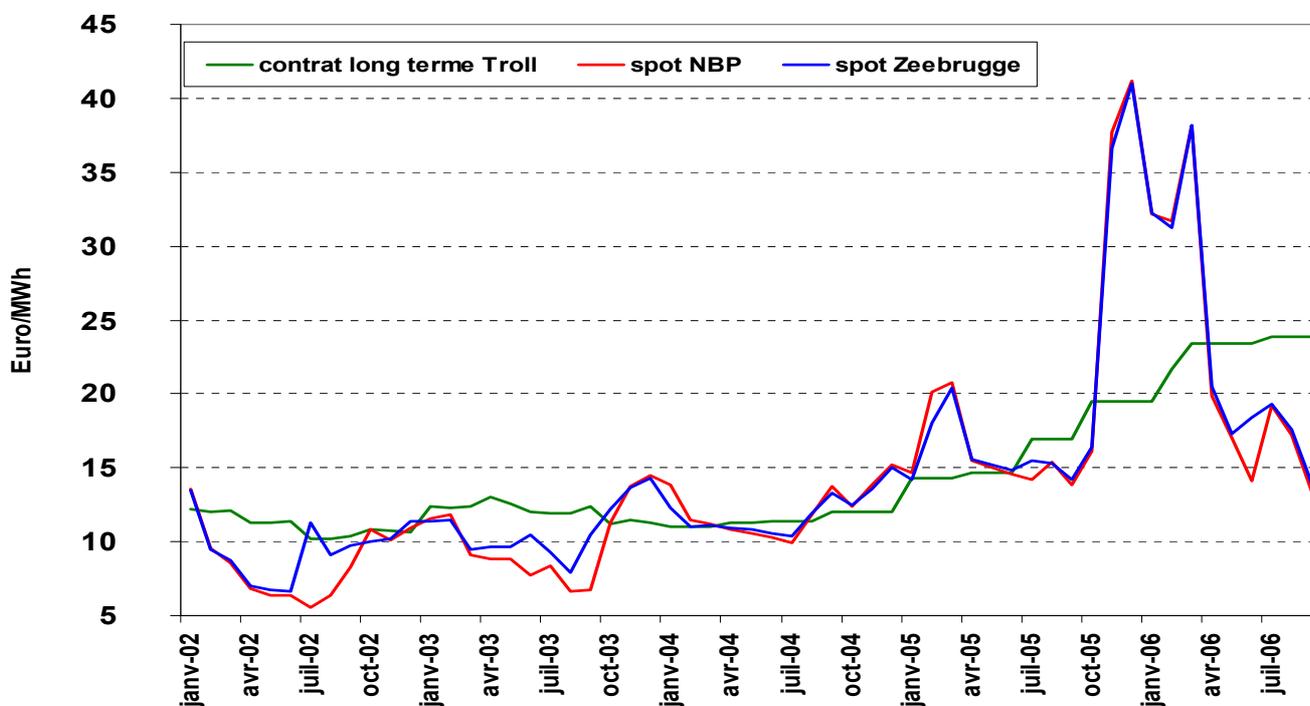
1. La formation des prix du gaz et les marchés du gaz en Europe

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% ⁽⁴⁾).

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



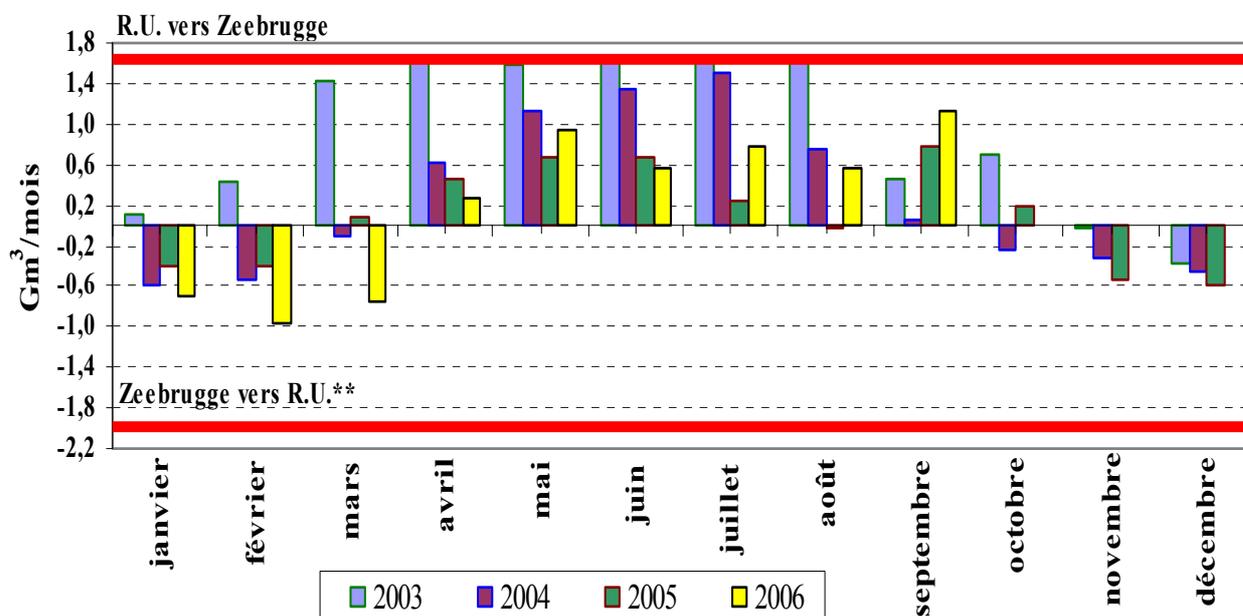
Sources : Heren, Platts – Analyse : CRE

⁴ Chiffres issus de « l'énergie en France-Repères » du Ministère de l'Économie, des Finances et de l'Industrie, Édition 2006.

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.

Au cours du troisième trimestre 2006, le Royaume-Uni a augmenté ses exportations de gaz vers le continent, comparativement à la même période en 2005. Le 1^{er} octobre 2005, la capacité de l'Interconnector a été augmenté de 7 Gm³/an, dans le sens *reverse*.

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



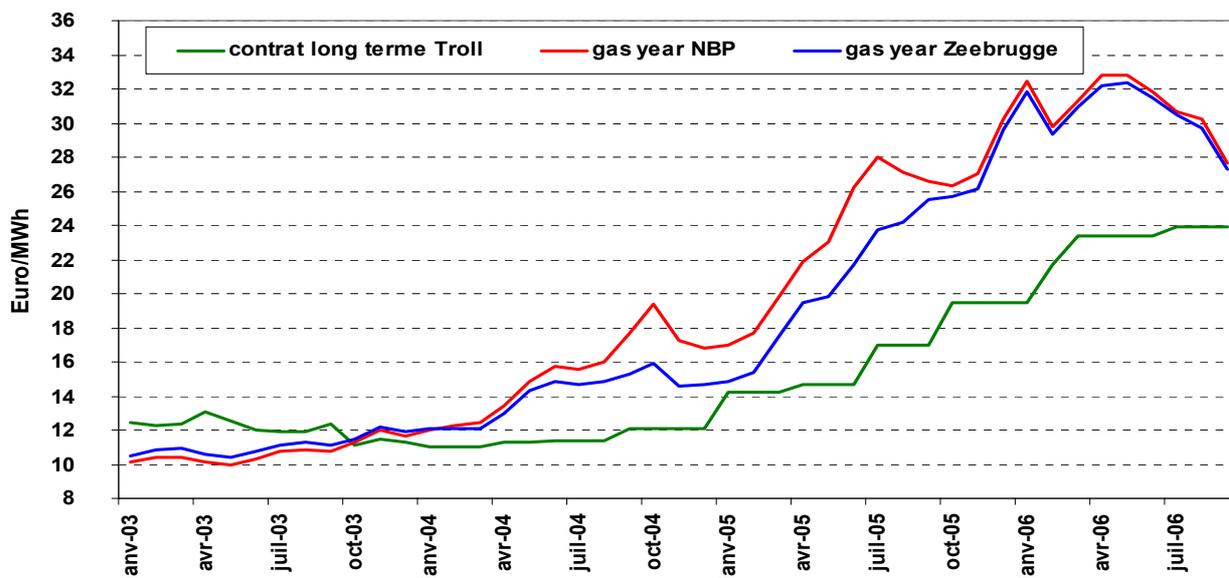
Source : IUK – Analyse : CRE

**Entrée en service de 8 Gm³/an de capacité supplémentaire le 8/11/2005, et de 7 Gm³/an le 01/11/2006.

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*).

Le troisième trimestre 2006 a été marqué par la baisse continue des prix spot sur les marchés NBP et Zeebrugge, restant en-deçà du prix des contrats long terme Troll. Ce mouvement baissier a été également remarqué sur les prix à terme depuis avril 2006 (*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.

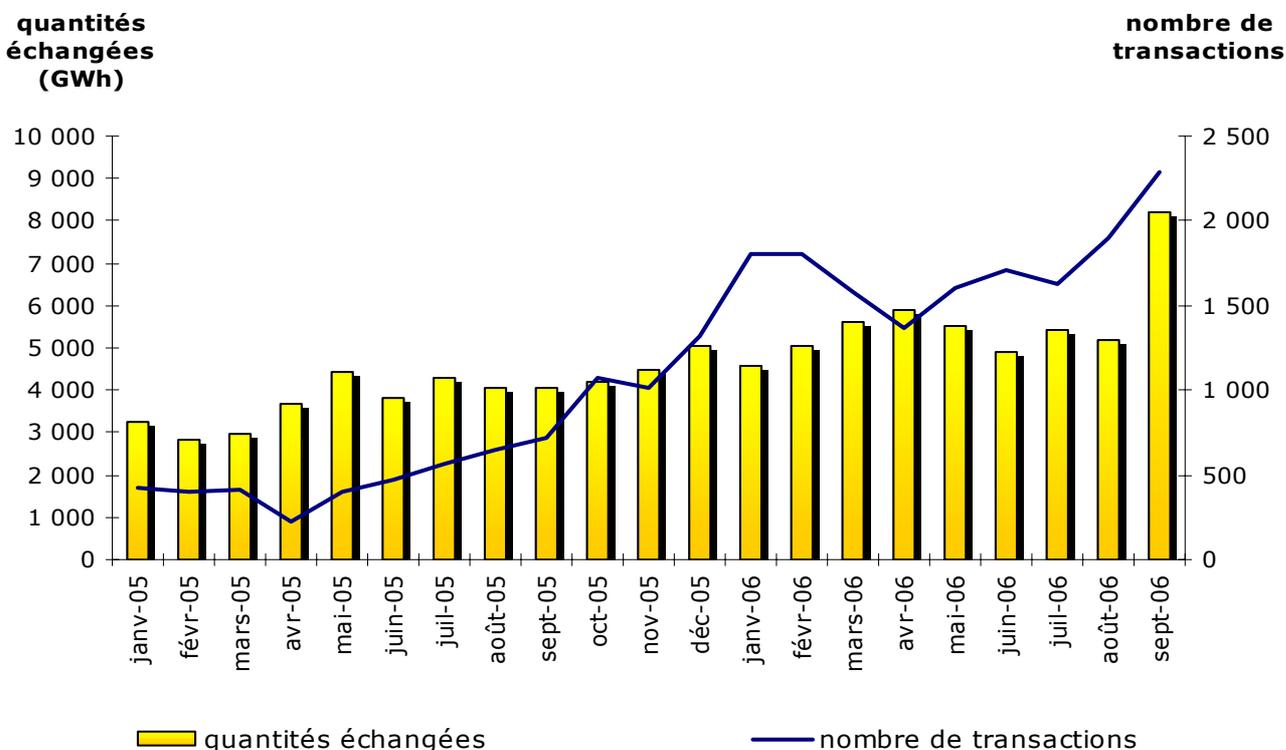
2. Le marché de gros en France

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.

Sur les PEG, le mois de septembre a été marqué par une augmentation significative du nombre de transactions et des volumes échangés (2 287 transactions pour 8,2 TWh échangés).



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).
- **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)⁵** : 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.

⁵ « 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.