



Observatoire des marchés de l'électricité et du gaz

4^{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} janvier 2007.....	8
4. Analyse en dynamique : 4 ^{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 4 ^{ème} trimestre 2006.....	26
Le marché du gaz	27
Le marché de détail du gaz	27
1. Introduction.....	27
2. Les segments de la clientèle éligible et leurs poids respectifs.....	29
3. Etat des lieux au 1 ^{er} janvier 2007.....	29
Le marché de gros du gaz.....	34
1. La formation des prix du gaz et les marchés du gaz en Europe.....	34
2. Le marché de gros en France	36
Glossaire commun de l'observatoire des marchés de l'électricité et du gaz	38
Glossaire propre à l'observatoire du marché de l'électricité	39
Glossaire propre à l'observatoire du marché du gaz.....	41

Introduction

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.

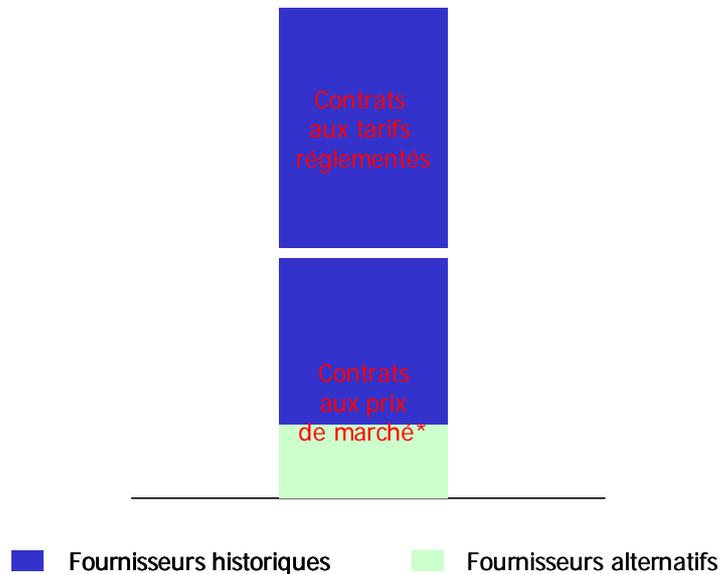
Depuis le 1er juillet 2004 en effet, toutes les entreprises et collectivités locales peuvent librement choisir leur fournisseur d'électricité. Aujourd'hui, 4,7 millions de sites environ sont éligibles, ce qui représente environ 310 TWh de consommation annuelle d'électricité.

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 éligibilité.

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

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



* Suppose l'exercice de l'éligibilité

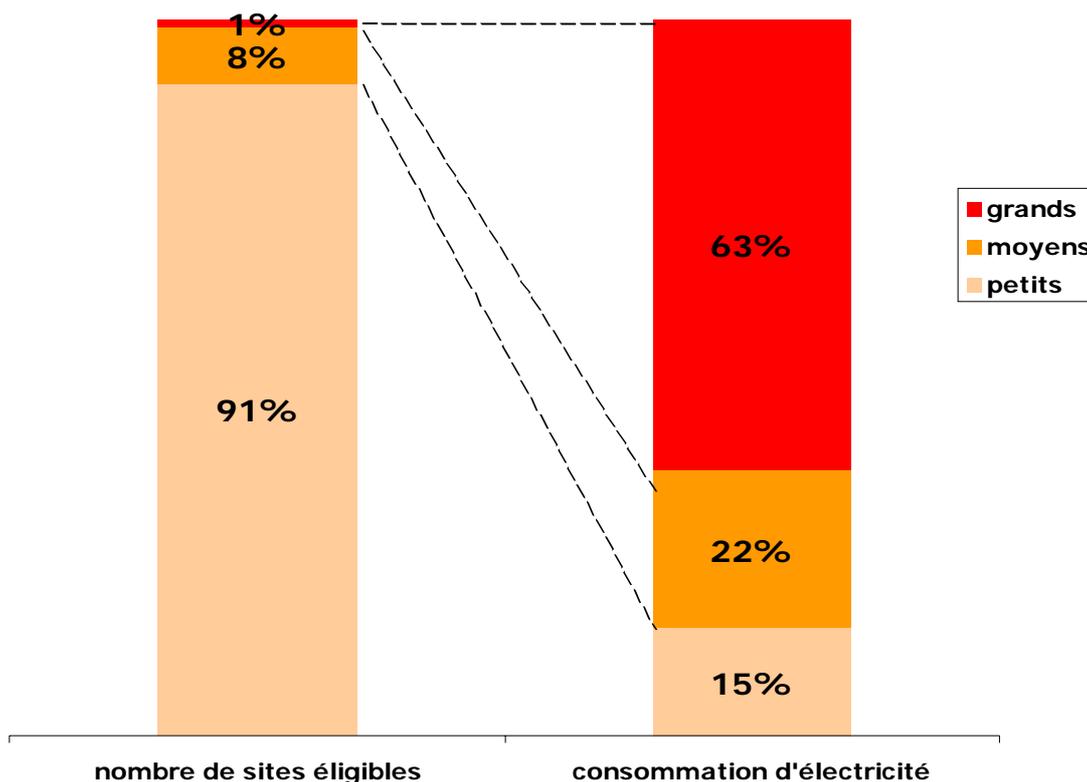
Les sources de l'observatoire sont RTE et les sept plus grands gestionnaires de réseaux de distribution (EDF Réseau de Distribution, Electricité de Strasbourg, Gaz et Electricité de Grenoble, Régie du SIEDS, Usine d'Electricité de Metz, SICAE de l'Oise et Sorégies). Ces gestionnaires de réseau couvrent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

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

- les mises en service réalisées au cours du mois M (du trimestre T).
- les changements de fournisseurs demandés le mois M (le trimestre T) et effectivement réalisés le 1^{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} janvier 2007

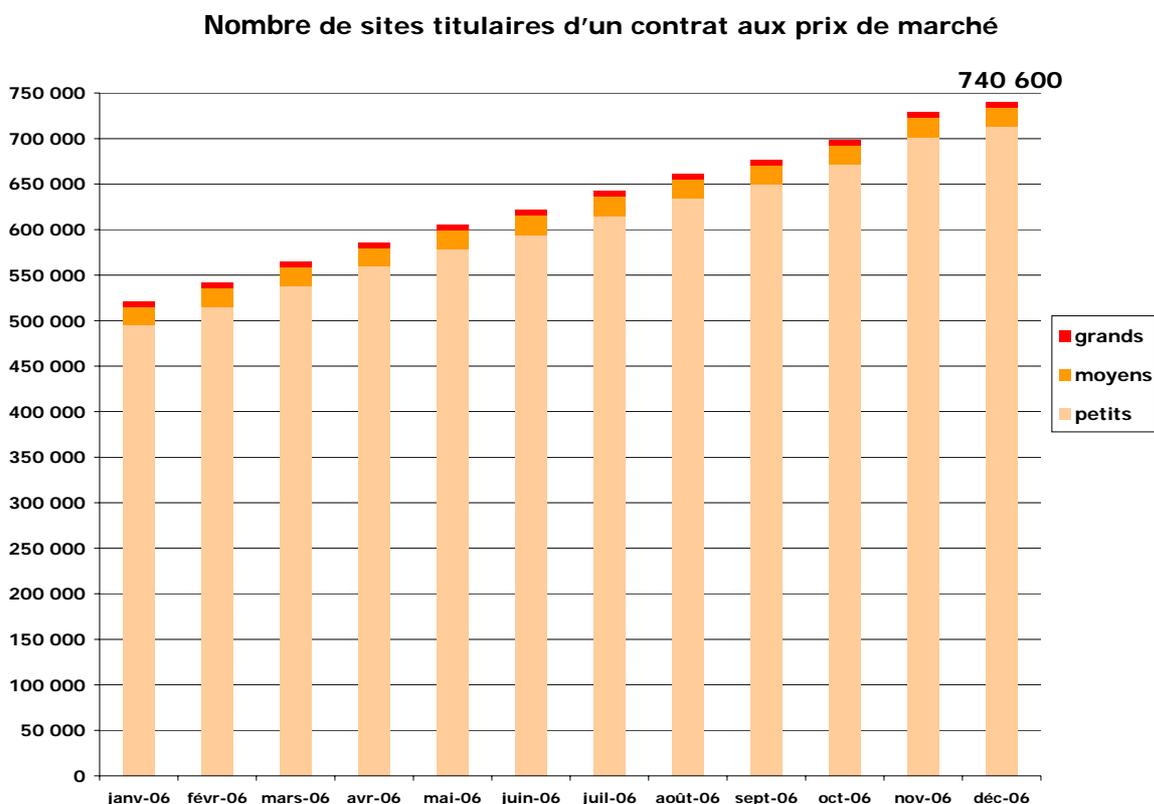
A. Tableau de synthèse du trimestre écoulé

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

Sources : GRD, RTE – Analyse : CRE

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

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

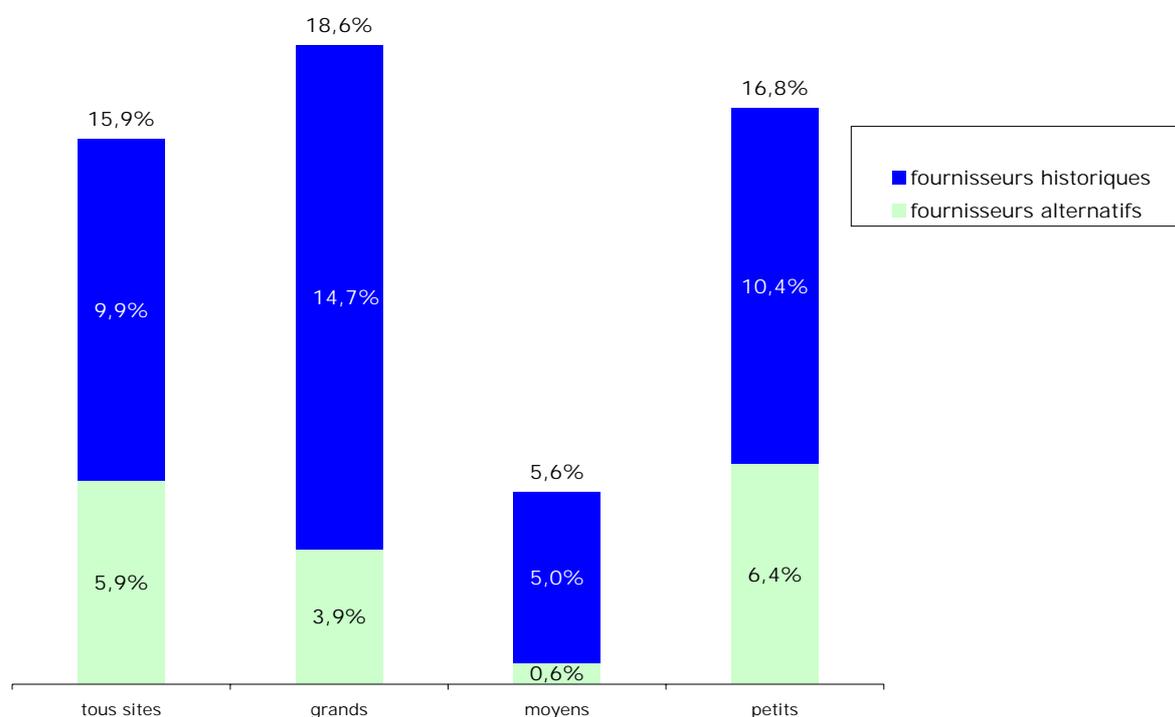


Sources : GRD, RTE – Analyse : CRE

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

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

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



Sources : GRD, RTE – Analyse : CRE

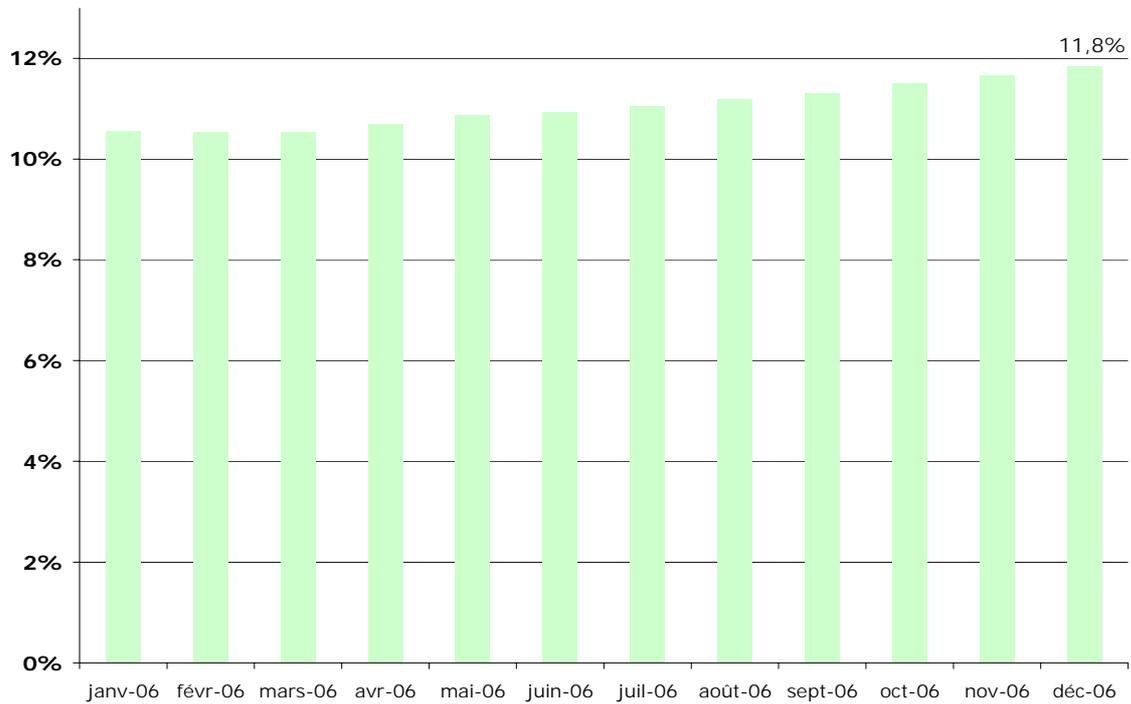
Le taux d'exercice de l'éligibilité correspond au nombre de sites titulaires d'un contrat aux prix de marché rapporté au nombre de sites éligibles dans le segment concerné, par type de fournisseur.

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

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

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

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



Sources : RTE – Analyse : CRE

E. Nombre de fournisseurs alternatifs actifs au 1^{er} janvier 2007

	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 : 4^{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*

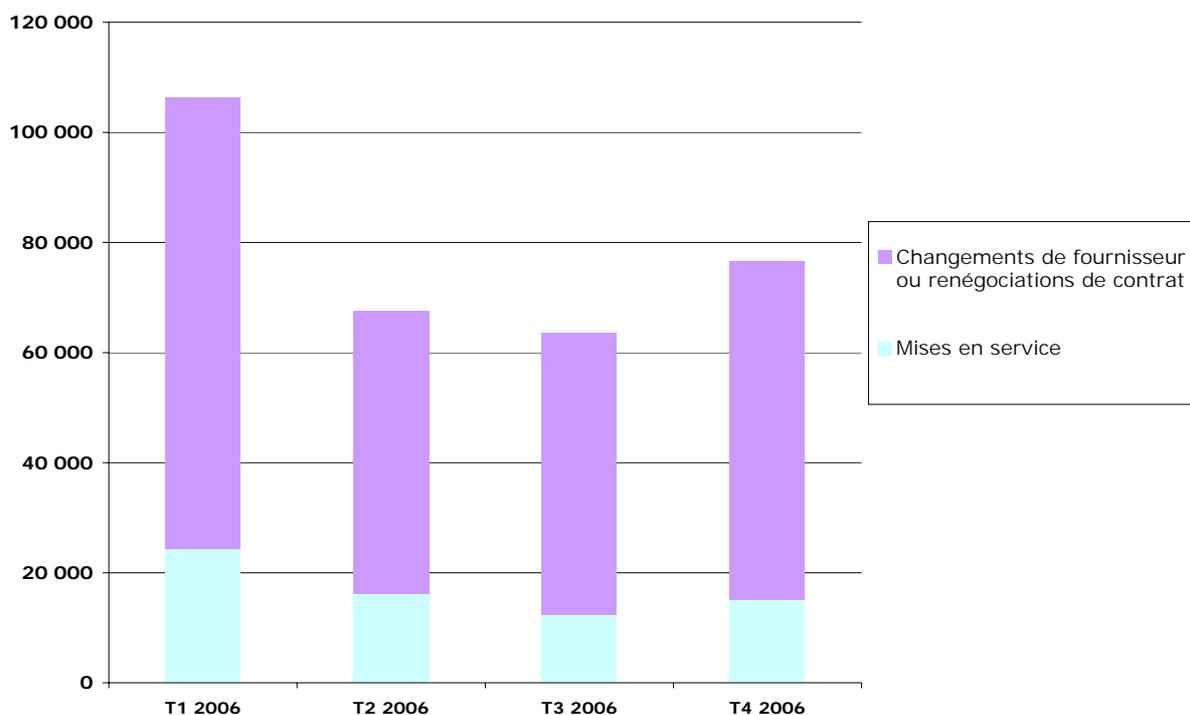
Les ventes brutes aux prix de marché reflètent mieux l'activité concurrentielle que le simple décompte des sites titulaires d'un contrat aux prix de marché puisqu'elles prennent également en compte les passages d'un fournisseur alternatif à l'autre.

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

Sources : GRD, RTE – Analyse : CRE

B. Ventes brutes aux prix de marché des trimestres écoulés

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

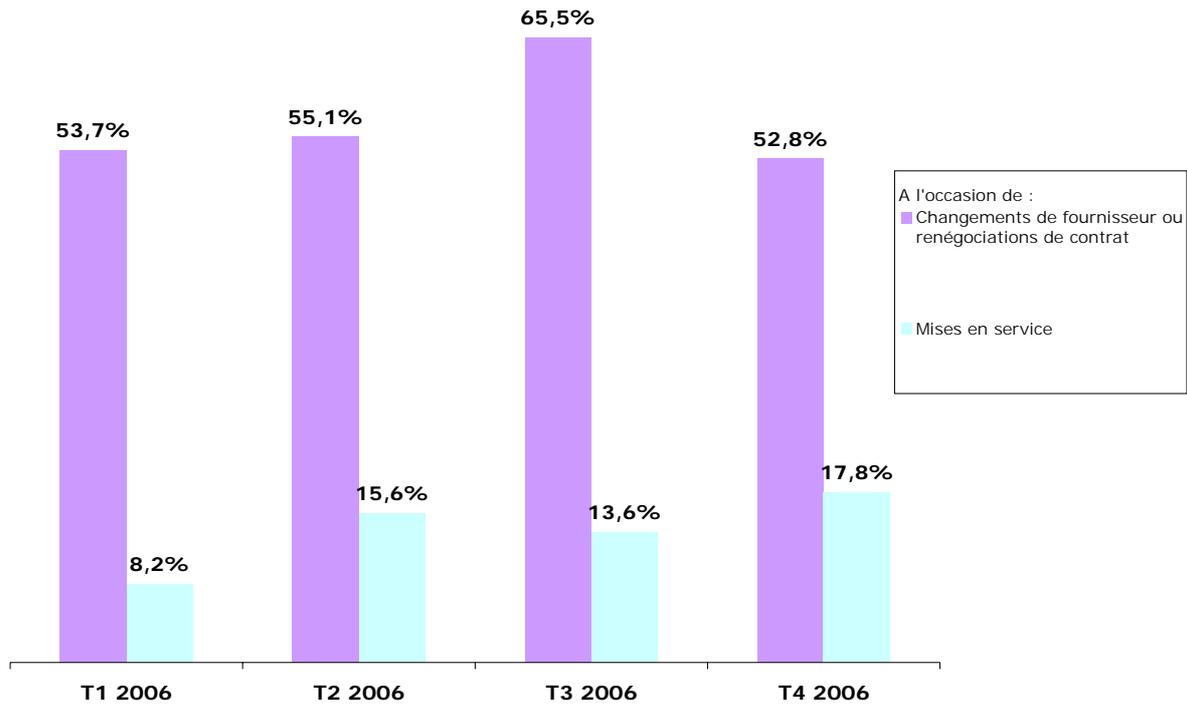


Sources : GRD, RTE – Analyse : CRE

Les ventes brutes aux prix de marché du 4^{ème} trimestre 2006 sont en augmentation par rapport au 3^{ème} trimestre 2006 (+21%). Elles étaient en baisse constante depuis le 4^{ème} trimestre 2005. Environ un cinquième de ces ventes au prix de marché sont réalisées à l'occasion d'une mise en service.

C. Parts de marché des fournisseurs alternatifs

Pourcentage des sites signant un contrat avec un fournisseur alternatif



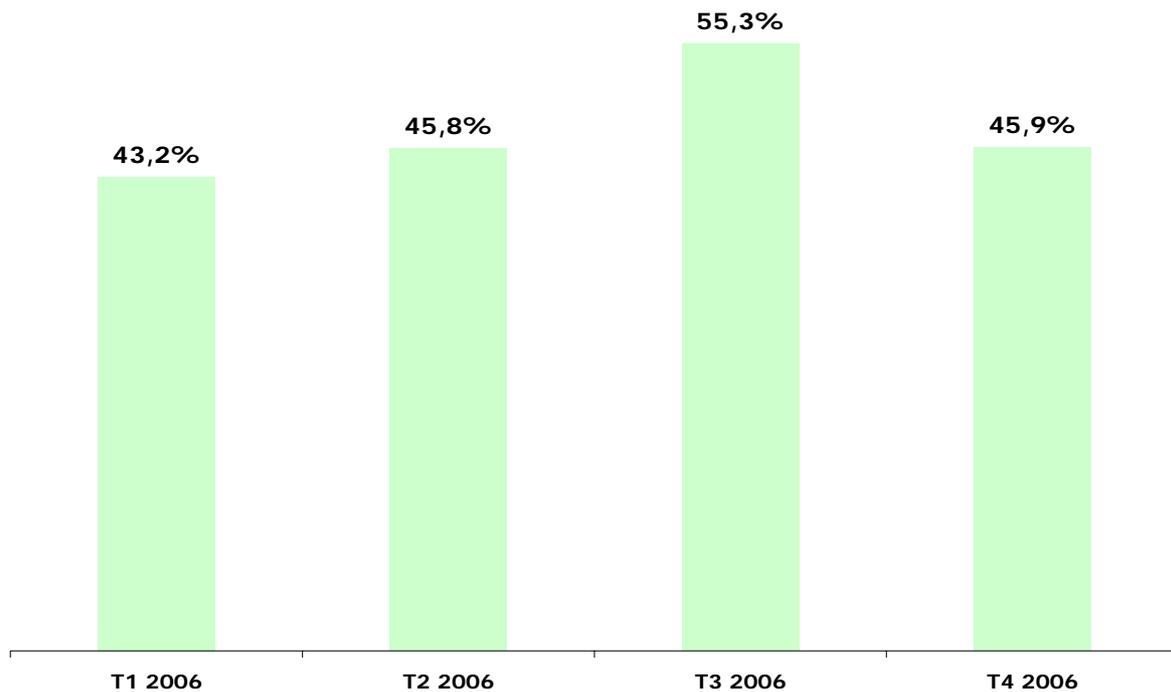
Sources : GRD, RTE – Analyse : CRE

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

Pour ce qui est des changements de fournisseur et des renégociations de contrat, la part de marché des fournisseurs alternatifs est en baisse au cours du 4^{ième} trimestre 2006.

Cette performance des fournisseurs alternatifs se traduit par une part de marché de 46% sur les ventes brutes aux prix de marché au 4^{ème} trimestre 2006. Moins d'un site sur deux signant un contrat aux prix de marché choisit donc un fournisseur alternatif.

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



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

Le marché de gros de l'électricité

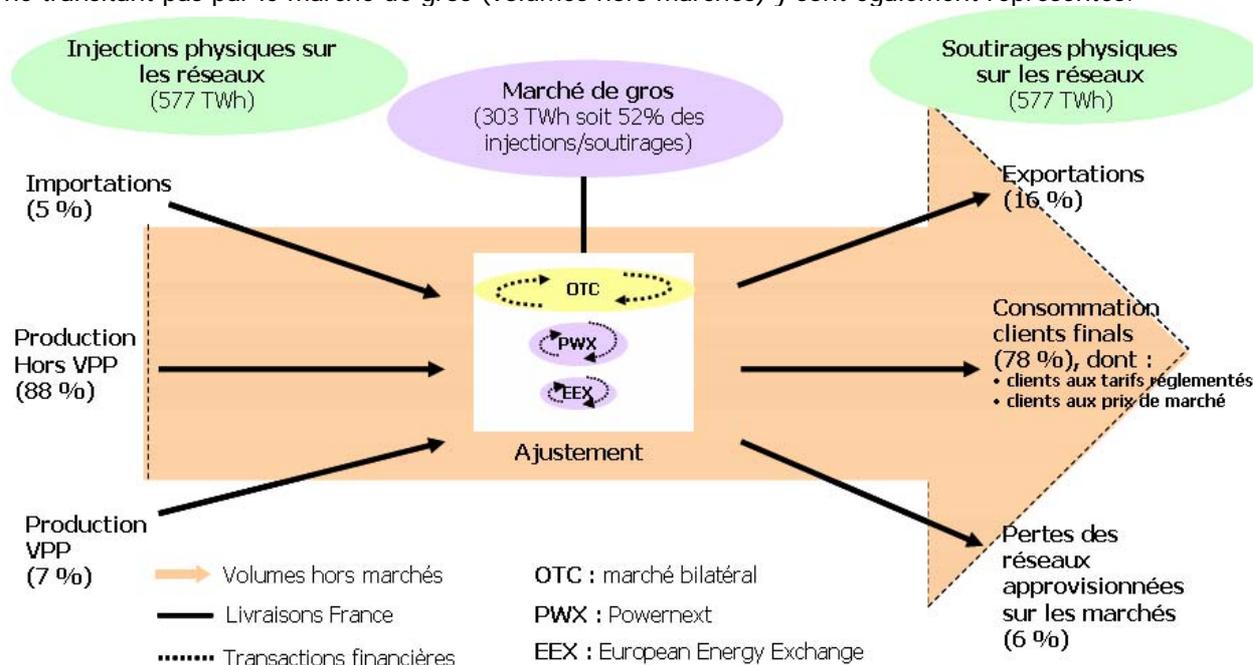
1. Introduction

A. Les principales dates concernant le marché de gros français

- Novembre 2000 : la CRE valide la première version du contrat de responsable d'équilibre (RE)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)
- Novembre 2006 : publication d'informations relatives à la production d'électricité en France par RTE (suite à une initiative de l'Union Française de l'Electricité)

B. Présentation du marché de gros français

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



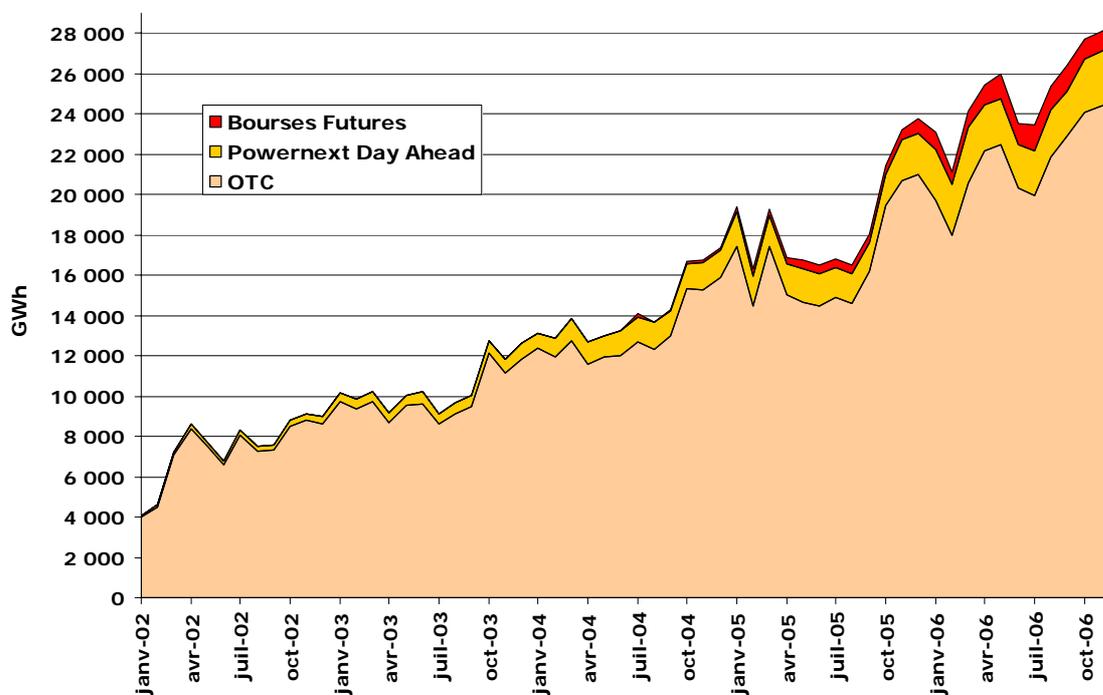
Source : CRE d'après données 2006 de RTE

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.

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

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

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



Sources : RTE, Powernext, EEX – Analyse : CRE

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

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

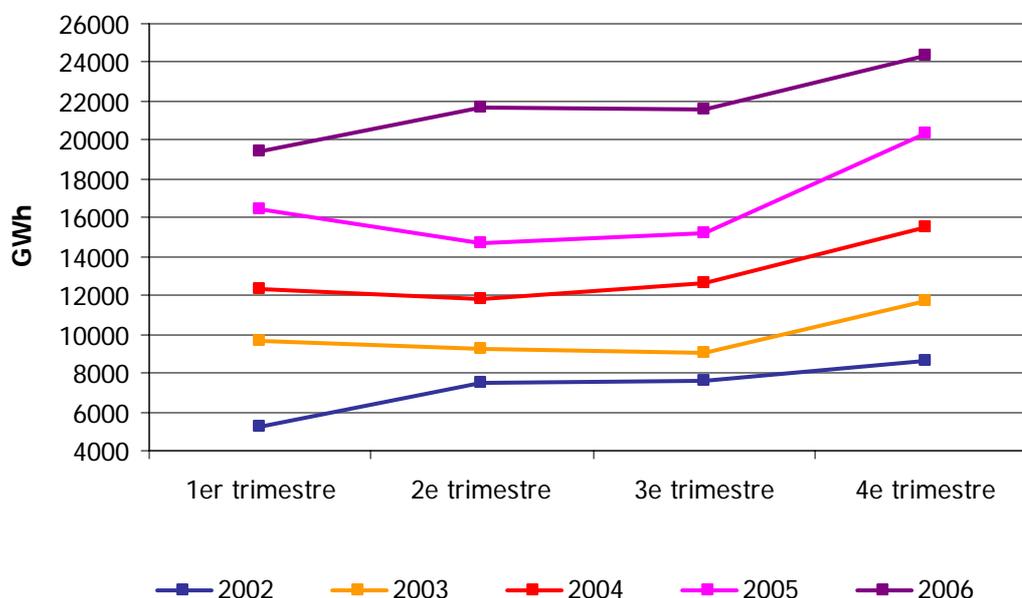
Par ailleurs, le marché de gros français englobe à la fois les échanges purement financiers et les transactions débouchant sur une livraison physique d'électricité sur le réseau français.

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

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

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

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

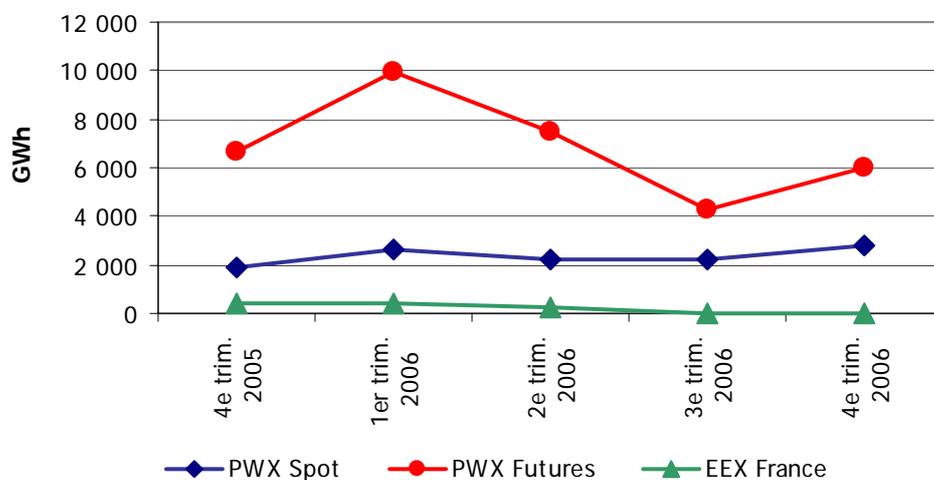


Source : RTE – Analyse : CRE

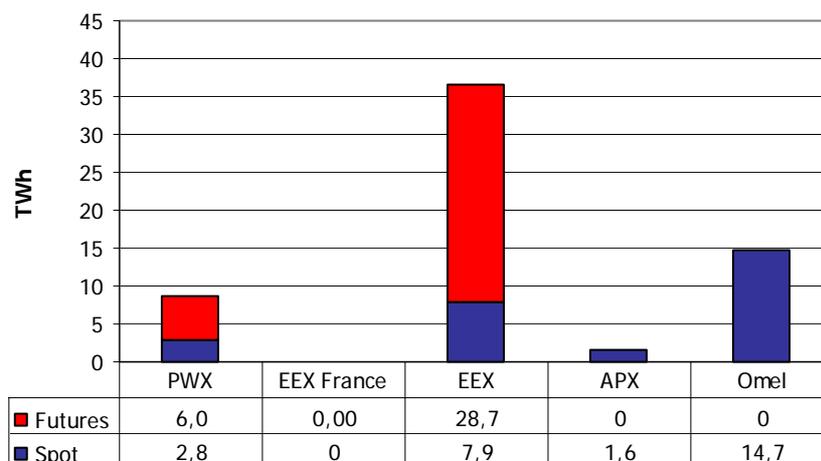
B. Volumes échangés sur les marchés organisés

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

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



Volumes mensuels moyens échangés au 4^{ème} trimestre 2006 sur les principales places européennes (spot & futures)



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

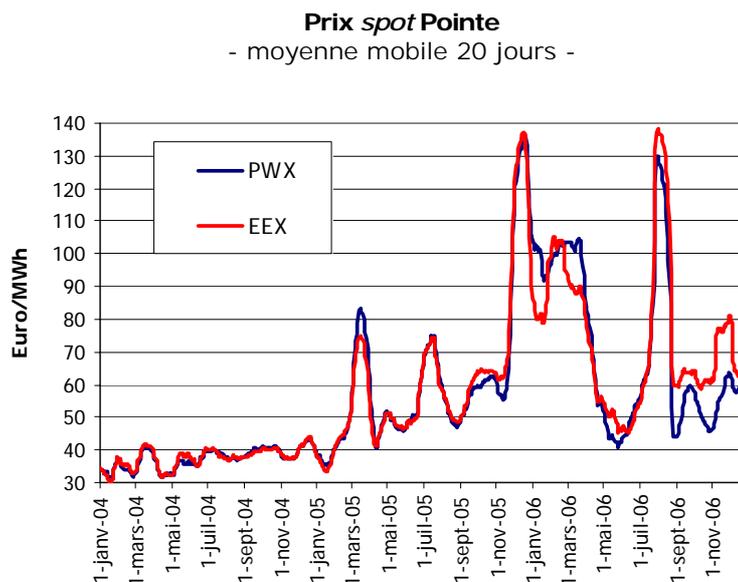
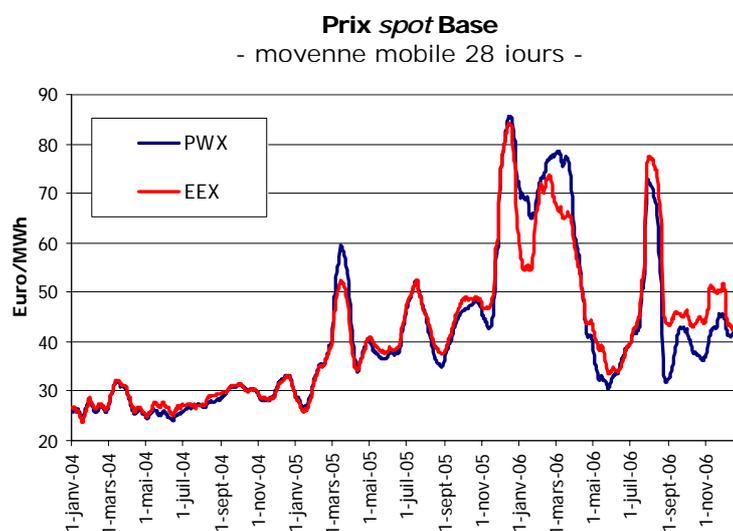
Les volumes d'activité indiqués pour EEX Futures et EEX France ne comprennent pas la compensation de transactions de gré à gré (« OTC clearing »).

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

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

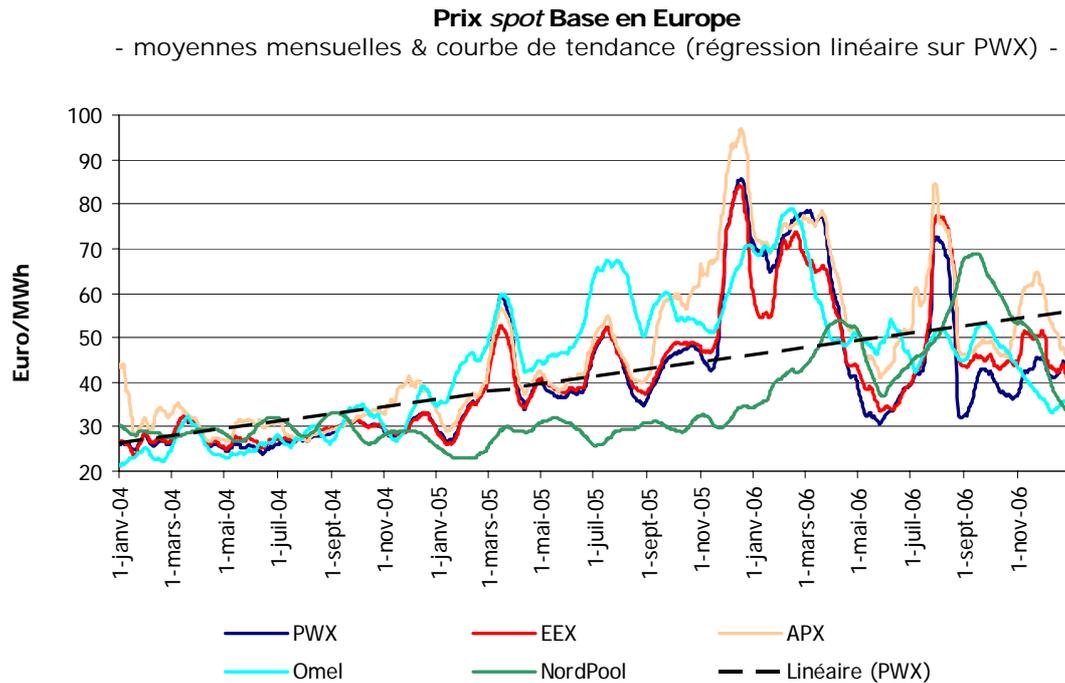
A. Prix *spot*

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



Sources : PWX, EEX – Analyse : CRE

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



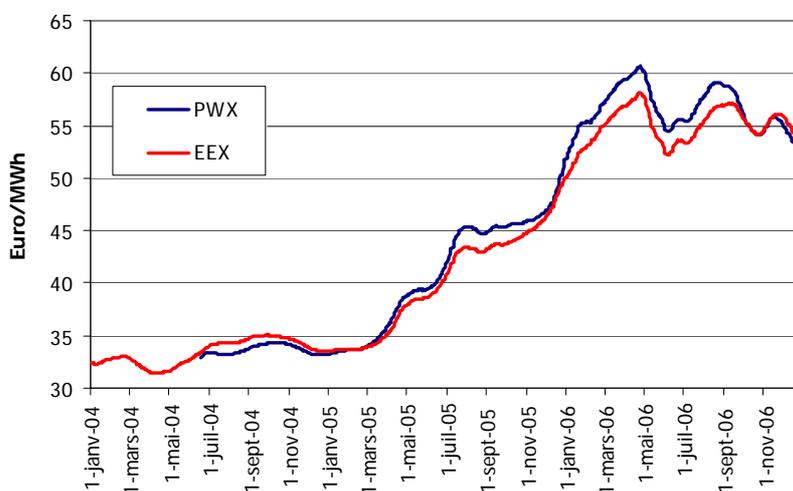
Sources : PWX, EEX, APX, Omel, NordPool – Analyse : CRE

B. Prix futures

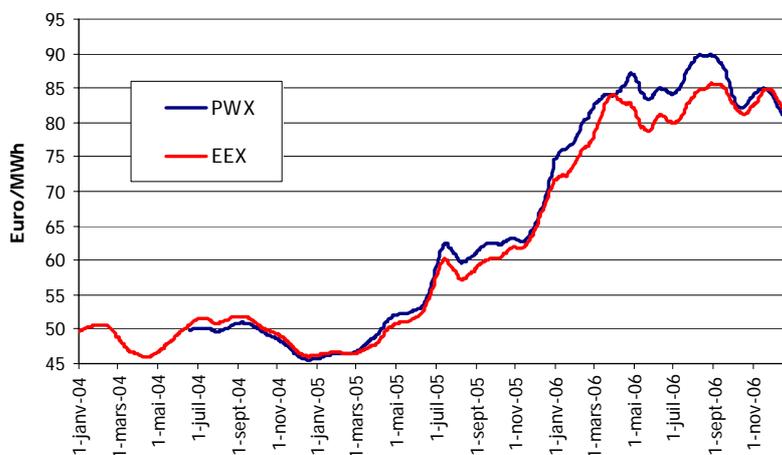
Au cours du quatrième trimestre 2006, les prix *futures* annuels (Y+1) en France et en Allemagne ont d'abord augmenté en octobre, puis baissé en novembre et décembre. Ainsi, sur Powernext, le prix du produit Y+1 base est passé de 52,3 €/MWh début octobre à plus de 57 €/MWh dans la première semaine de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

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

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



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

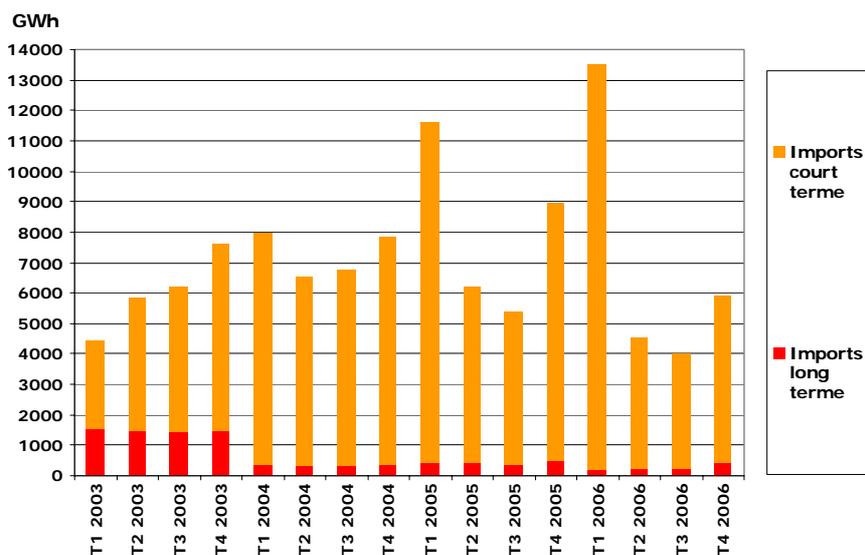


Sources : PWX, EEX – Analyse : CRE

4. Volumes d'imports/exports

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

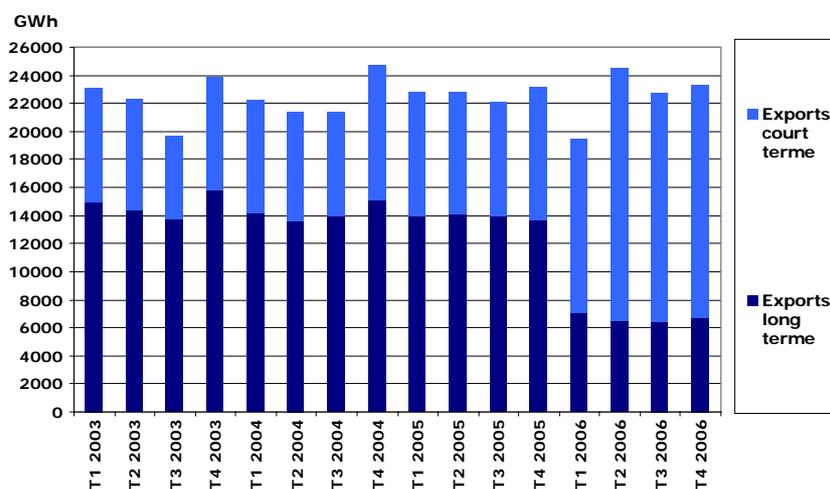
**Somme des importations par trimestre
(incluant EDF)**



Source : RTE – Analyse : CRE

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

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



Source : RTE – Analyse : CRE

5. Concentration du marché français de l'électricité

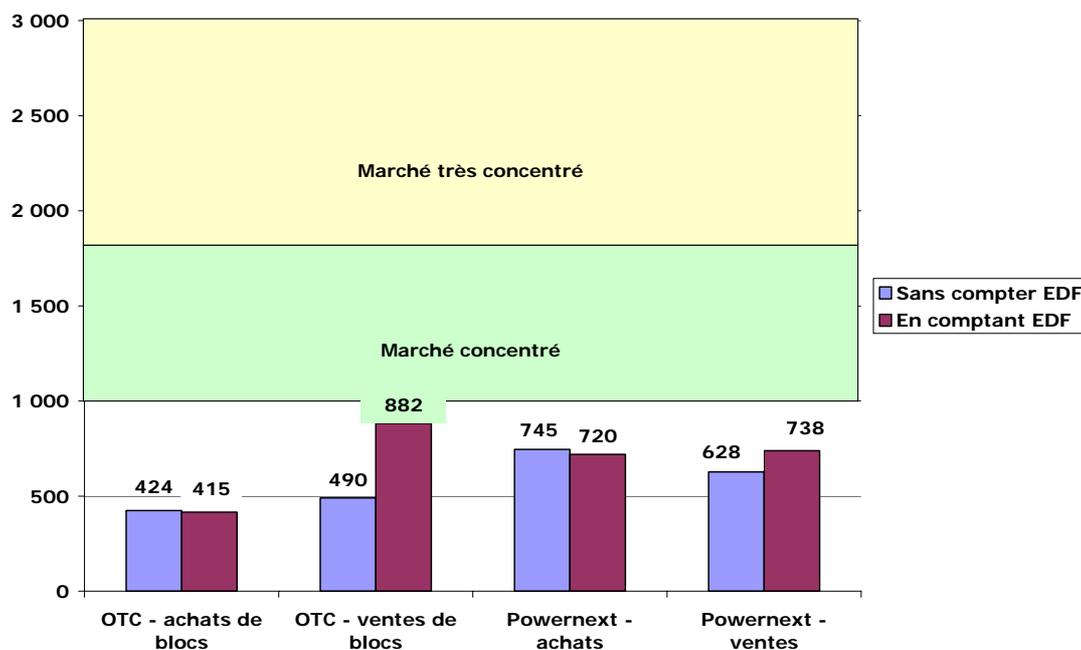
A la fin du quatrième trimestre 2006, 102 responsables d'équilibre sont présents sur le marché de gros français, dont 55 interviennent sur Powernext *Day Ahead* et 25 sur Powernext *Futures*. Au cours du quatrième trimestre 2006, 2 nouveaux responsables d'équilibre ont été enregistrés par RTE. Powernext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

A. Concentration des différents segments du marché de gros français

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

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

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



Source : RTE – Analyse : CRE

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

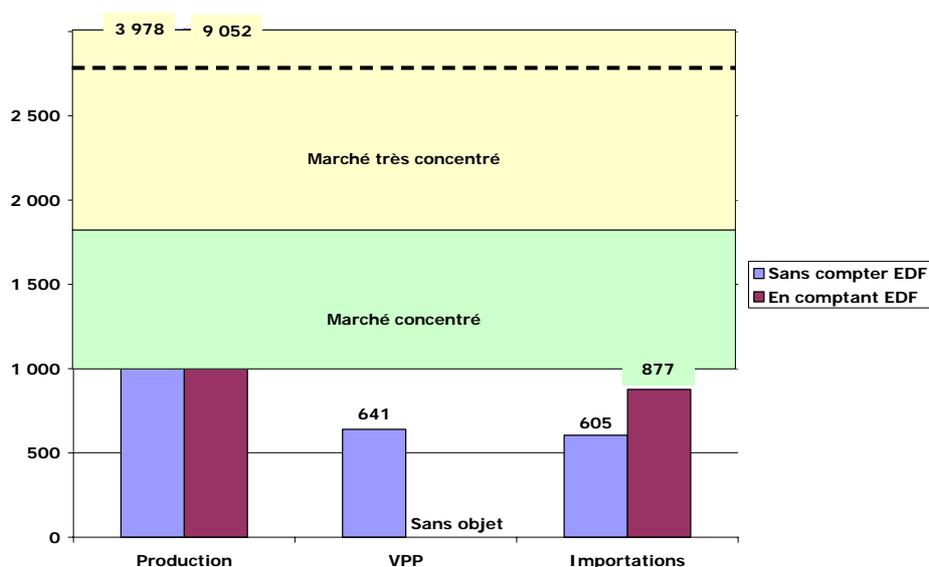
Les graphiques suivants montrent la concentration des marchés amont (injections) et aval (soutirages).

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.

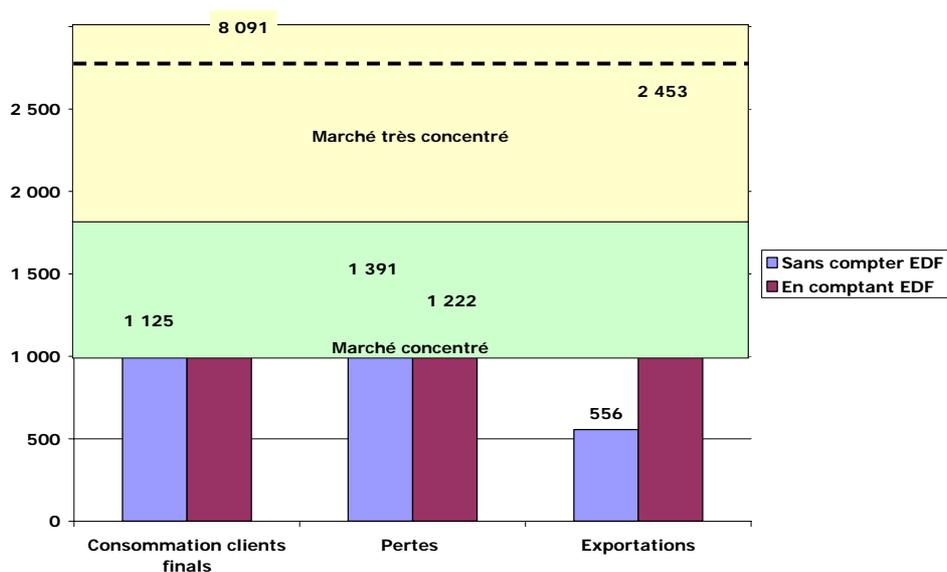
Indice de concentration HHI – injections
- quatrième trimestre 2006 -



Source : RTE – Analyse : CRE

La vente aux clients finals et les exportations sont quant à eux particulièrement concentrés lorsque EDF est pris en compte, mais apparaissent comme des segments de marché peu concentrés lorsque EDF n'est pas pris en compte. Enfin, le marché des pertes est concentré, quoique dans une moindre mesure, avec ou sans EDF.

Indice de concentration HHI – soutirages
- troisième trimestre 2006 -



Source : RTE – Analyse : CRE

6. Faits marquants du 4^{ème} trimestre 2006

A. Une baisse des prix liée à des températures clémentes

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

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

B. Le *blackout* européen du 4 novembre

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

C. Le démarrage de Belpex

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

Le marché du gaz

Le marché de détail du gaz

1. Introduction

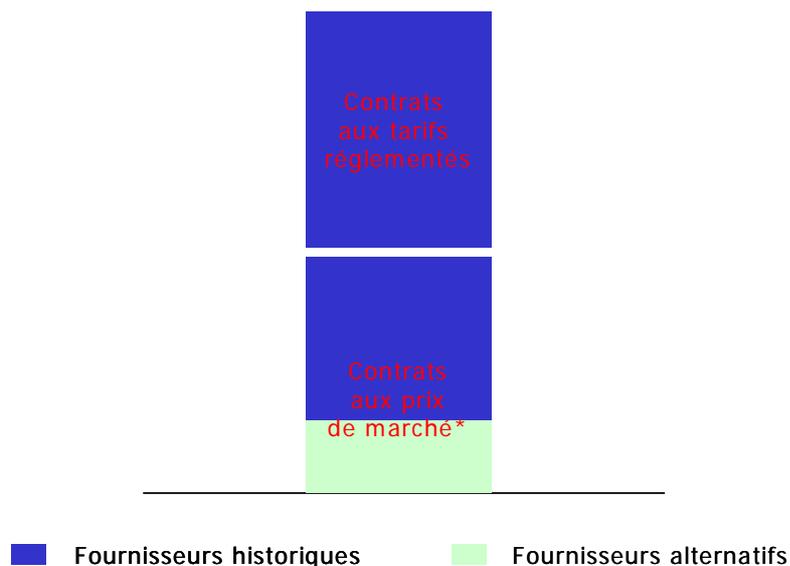
L'ouverture du marché français du gaz a connu plusieurs étapes :

- à partir d'août 2000, éligibilité de tous les sites ayant une consommation annuelle de gaz supérieure à 237 GWh et de tous les producteurs d'électricité ou producteurs simultanés d'électricité et de chaleur quelque soit leur niveau de consommation annuelle.
- à partir d'août 2003, éligibilité de tous les sites ayant une consommation annuelle de gaz supérieure à 83 GWh.
- à partir de juillet 2004, tous les consommateurs finals non-résidentiels peuvent librement choisir leur fournisseur de gaz. Cela représente au 1^{er} janvier 2007, 683 000 sites, soit une consommation annuelle de gaz d'environ 380 TWh.

Les clients éligibles ont le choix entre deux types de contrats :

- les contrats aux tarifs réglementés (proposés uniquement par des fournisseurs historiques)
- les contrats aux prix de marché (proposés par les fournisseurs historiques et par les fournisseurs alternatifs). L'accès à ce type de contrat suppose d'avoir exercé son éligibilité.

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



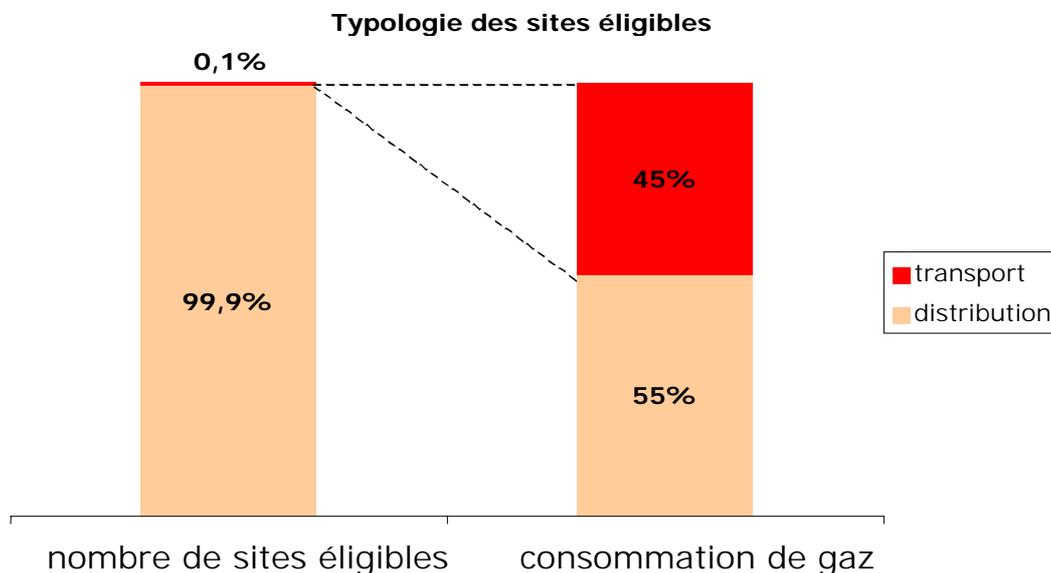
* Suppose l'exercice de l'éligibilité

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

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

- les mises en service réalisées au cours du mois M (du trimestre T)*
- les changements de fournisseurs demandés le mois M (le trimestre T) et effectivement réalisés le 1^{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} janvier 2007

A. Tableaux de synthèse

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

Sources : GRT, GRD – Analyse : CRE

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

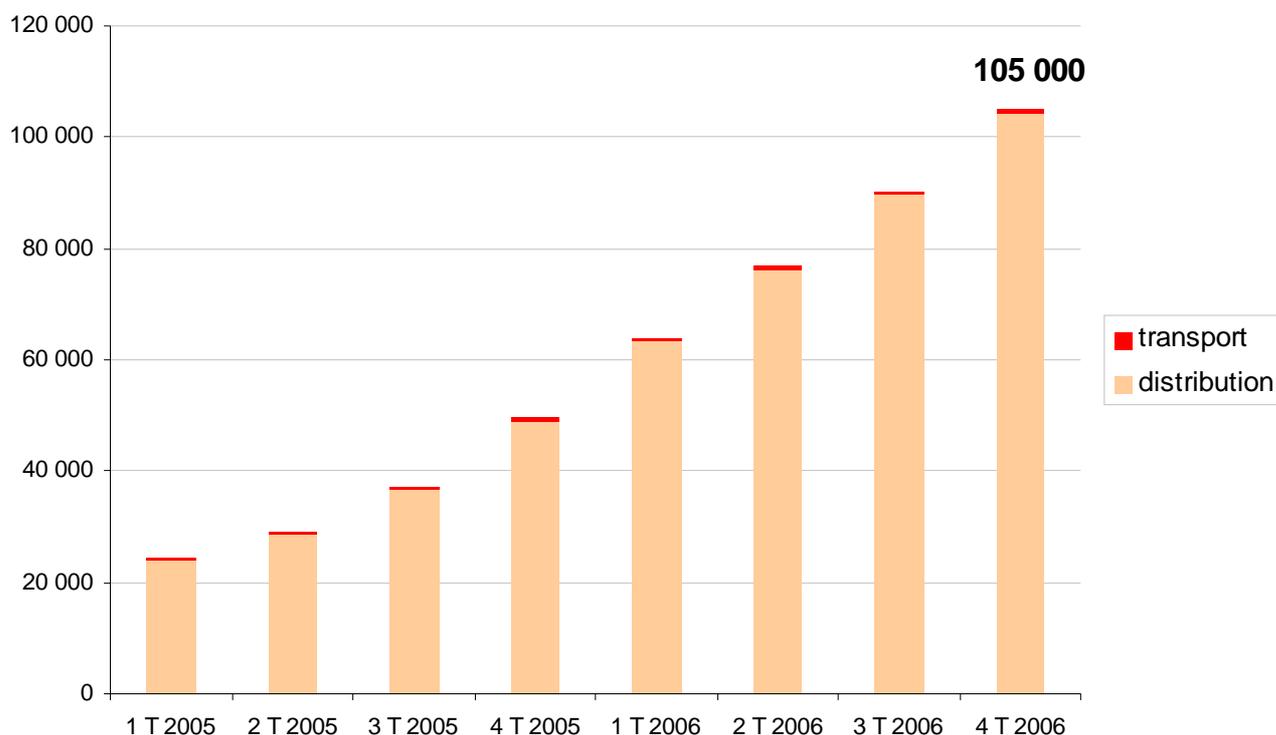
Situation (en consommation annuelle, TWh)	Au 1 ^{er} janvier 2007	Au 1 ^{er} octobre 2006
- sites éligibles	380 TWh ⁽²⁾	375 TWh
- sites titulaires d'un contrat aux prix de marché	206 TWh	194 TWh
- dont Transport	139 TWh	134 TWh
- dont Distribution	67 TWh	60 TWh
- parts de marché des fournisseurs alternatifs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

Sources : GRT, GRD – Analyse : CRE

(2) : la Consommation Annuelle de Référence des sites raccordés au réseau de transport a été actualisée au 1^{er} janvier 2007.

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

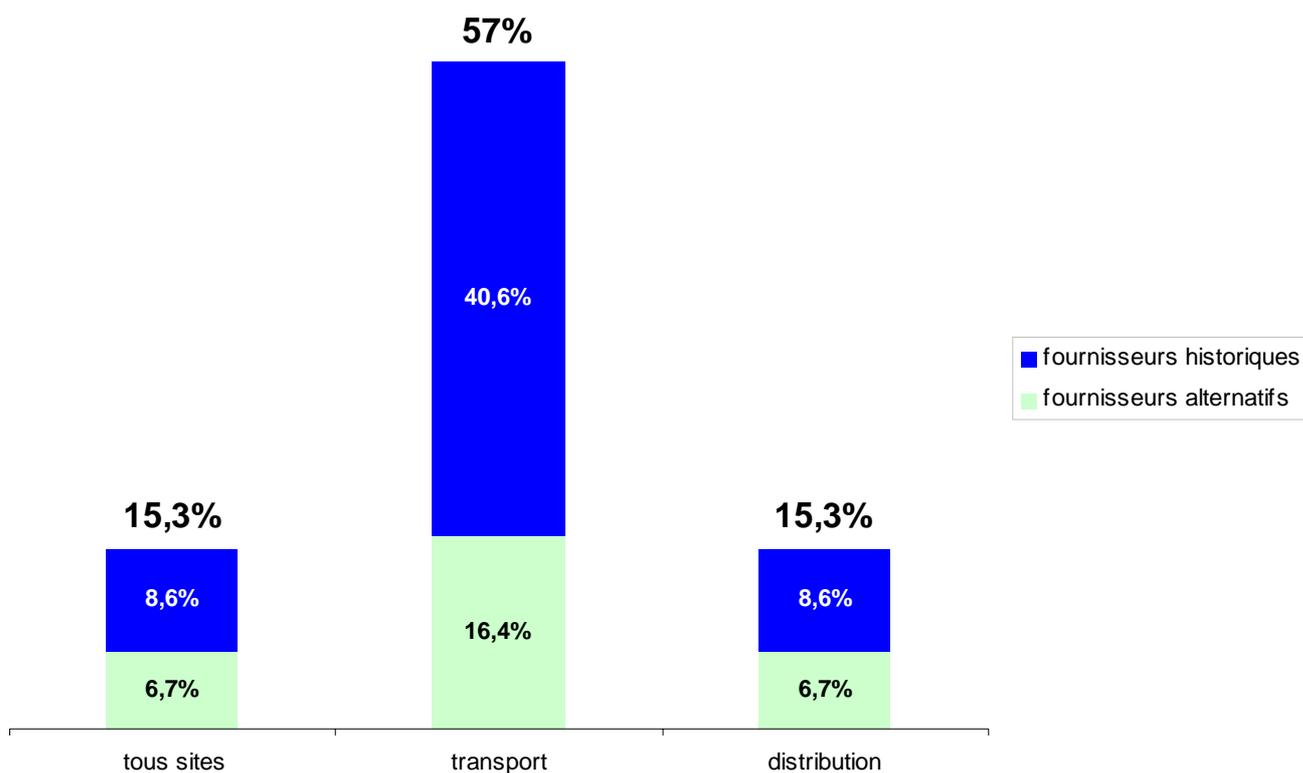
Nombre de titulaires d'un contrat aux prix de marché



Sources : GRT, GRD – Analyse : CRE

C. Taux d'exercice de l'éligibilité et parts de marché en nombre de sites au 1^{er} janvier 2007

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

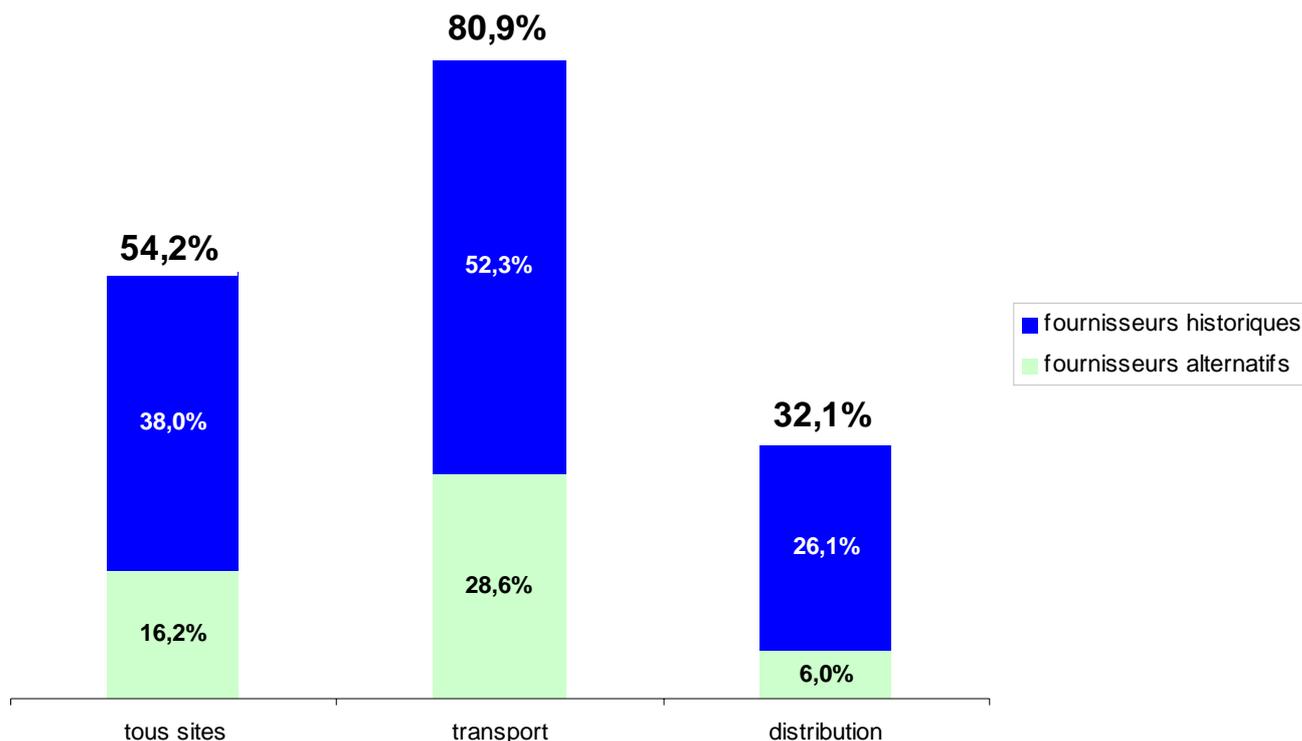


Sources : GRT, GRD – Analyse : CRE

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

D. Taux d'exercice de l'éligibilité et parts de marché en consommation annuelle au 1^{er} janvier 2007

Part de la consommation des sites éligibles hors des tarifs réglementés



Sources : GRT, GRD – Analyse : CRE

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

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

E. Nombre de fournisseurs alternatifs actifs au 1^{er} janvier 2007

	Ensemble	Transport	Distribution
Nombre de fournisseurs alternatifs actifs	15	12	9

Sources : GRT, GRD – Analyse : CRE

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

Au 1^{er} janvier 2007, un nouveau fournisseur alternatif a commencé à livrer du gaz naturel à trois sites de consommation.

Au 1^{er} janvier 2007, trois fournisseurs n'ont de clients que sur les réseaux de distribution, et six que sur les réseaux de transport.

Le marché de gros du gaz

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

La France et les autres pays d'Europe continentale s'approvisionnent principalement par le biais de contrats à long terme (de 15 à 25 ans) passés entre les sociétés nationales des pays producteurs (Gazprom, Sonatrach, Statoil, Gasunie...) et les fournisseurs historiques. Les prix du gaz dans le cadre de ces contrats à long terme évoluent principalement en fonction de celui des produits pétroliers (fioul domestique et fioul lourd) avec un retard de trois à six mois. En 2005, environ 80% du gaz importé en France était acheté dans le cadre de contrats à long terme (Russie : 21%, Algérie : 12%, Norvège : 28%, Pays-Bas : 19% ⁽³⁾).

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

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

Flux au Royaume-Uni

Flux de l'Interconnector

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

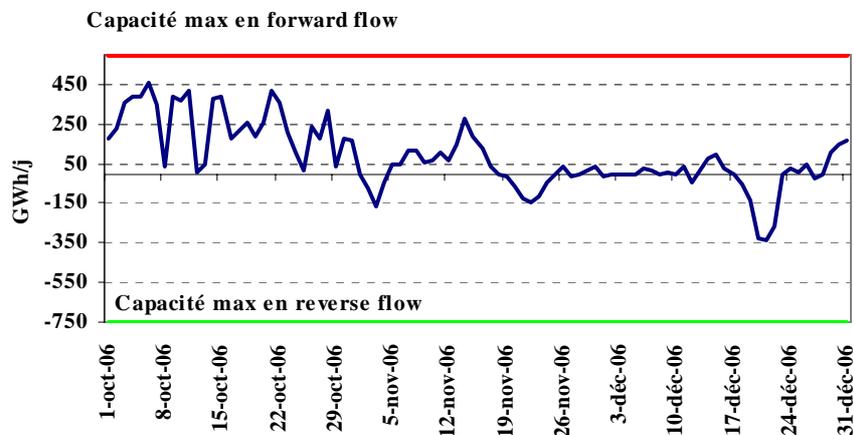
- les flux de gaz à travers le gazoduc BBL, ouvert fin novembre 2006 et qui amène du gaz des Pays-Bas, ont été constants aux alentours de 270 GWh/j, durant le mois de décembre 2006. Ces flux correspondent au contrat de 8 Gm³/an signé entre Centrica et GasTerra (ex Gasunie Trade & Supply).
- les flux gaziers du gazoduc Ormen Lange ouvert en octobre 2006, qui amène du gaz norvégien, ont été très volatils (entre 220 et 660 GWh/j) et semblent répondre aux mouvements des prix spot britanniques.
- les flux au terminal de Isle of Grain ont été à un niveau proche du maximum technique d'émission (140 GWh/j) sur le réseau de transport durant tout le 4^{ème} trimestre 2006.

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

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

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

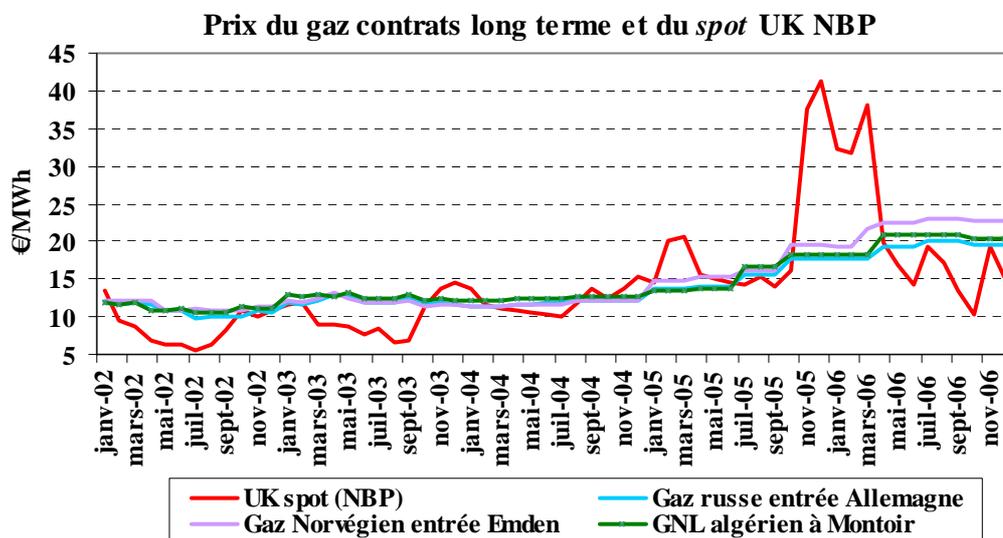
Flux journaliers de l'Interconnector



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

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

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



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

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

Comparaison du prix des 3 marchés spot européens

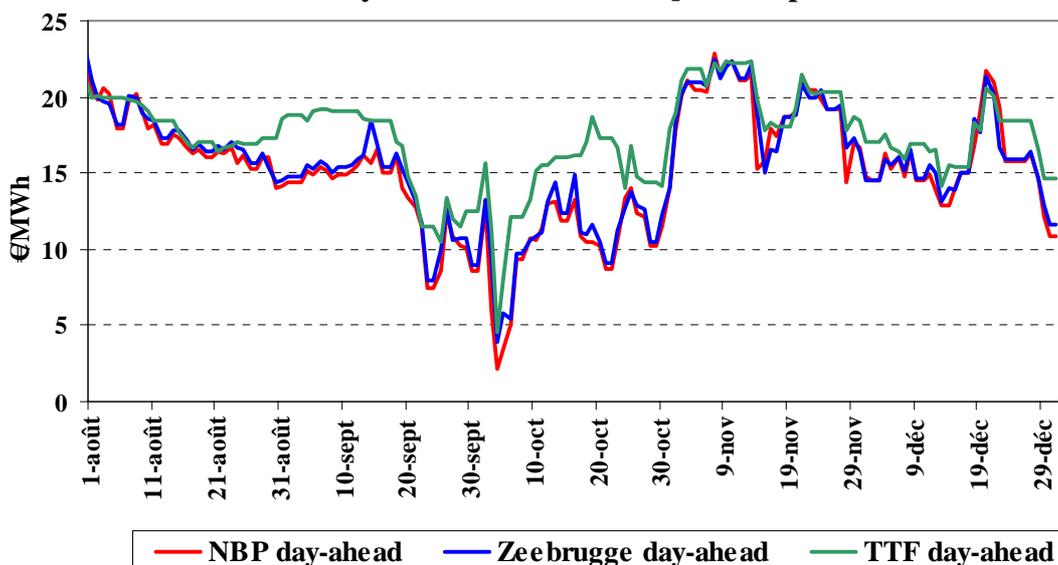
Les prix spot européens sont restés faibles depuis le début de l'hiver, particulièrement au Royaume-Uni où la demande du secteur résidentiel/tertiaire s'est établie très souvent en dessous de la normale saisonnière.

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

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

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

Prix day-ahead des 3 marchés spot européens



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

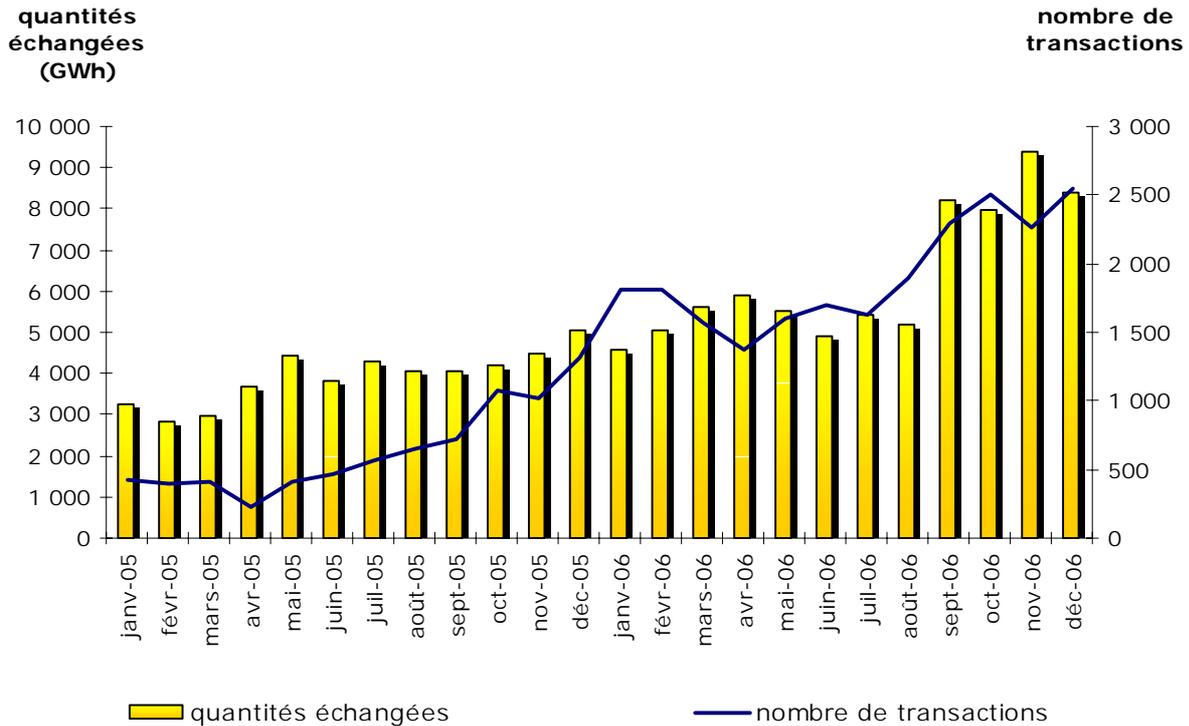
2. Le marché de gros en France

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

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

Les PEG ont été mis en place en 2004.

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



Source : GRT – Analyse : CRE

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

Glossaire commun de l'observatoire des marchés de l'électricité et du gaz

Entreprise Locale de Distribution (ELD) : distributeur non nationalisé qui assure la distribution de gaz ou d'électricité sur un territoire déterminé.

Fournisseur actif : fournisseur alimentant au moins 1 site.

Site : lieu de consommation de gaz ou d'électricité d'un même client. Un site peut comprendre plusieurs points de livraison (compteurs). Plusieurs sites peuvent dépendre d'un même client.

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

Site ayant opté pour un autre fournisseur : Trois possibilités existent :

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

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

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

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

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

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

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

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

Principales bourses électriques en Europe (électricité) :

- **PWX** : bourse française Powernext, non obligatoire (www.powernext.fr).
- **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)⁴** : 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.

⁴ « Over the Counter » ou de gré à gré

Glossaire propre à l'observatoire du marché du gaz

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

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

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

- les expéditeurs livrant du gaz aux sites de consommation raccordés au réseau de transport
- les fournisseurs livrant du gaz aux sites de consommation raccordés au réseau de distribution

Gas release : pour introduire de la concurrence dans le sud de la France, un programme de cession temporaire de gaz ou gas release a été mis en place pour une durée de trois ans.

Gaz de France remet sur le marché 15 TWh par an au point d'échange «sud», soit au total, sur toute la durée du programme, 45 TWh à travers des appels d'offres et des négociations de gré à gré. Pour sa part, Gaz du Sud-Ouest devenu Total Infrastructures Gaz France remet sur le marché, au point d'échange de gaz «sud-ouest», 1,1 TWh par an, pour une durée de trois ans ce qui représente sur toute la durée du programme 3,3 TWh.

Point d'échange de gaz – PEG : point virtuel, rattaché à une zone d'équilibrage, où un expéditeur peut céder du gaz à un autre expéditeur.

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

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

Segments de marché : le marché de la clientèle éligible est divisé en deux segments :

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

Zone d'équilibrage : zone géographique du réseau de transport de gaz sur laquelle l'équilibre doit être assuré entre les entrées et les sorties de gaz.