



Observatoire des marchés de l'électricité et du gaz

Troisième trimestre 2005

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.....	6
3. Etat des lieux au 1 ^{er} octobre 2005.....	7
4. Analyse en dynamique : 3 ^{ème} trimestre 2005.....	11
Le marché de gros de l'électricité	15
1. Introduction.....	15
2. Volumes sur le marché de gros français et comparaison européenne	17
3. Prix sur le marché de gros français et comparaison européenne	19
4. Volumes d'imports/exports.....	22
5. Concentration du marché français de l'électricité.....	23
6. Faits marquants du 3 ^{ème} trimestre 2005	25
Le marché du gaz	26
Le marché de détail du gaz	26
1. Introduction.....	26
2. Les segments de la clientèle éligible et leurs poids respectifs.....	27
3. Etat des lieux au 1 ^{er} octobre 2005.....	27
4. Analyse en dynamique : 2 ^{ème} trimestre et 3 ^{ème} trimestre 2005	32
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
3. Les faits marquants du 3 ^{ème} trimestre 2005	37
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 décisives :

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

Depuis le 1er juillet 2004 en effet, toutes les entreprises et collectivités locales peuvent librement choisir leur fournisseur d'électricité (4,5 millions de sites clients représentant une consommation d'électricité annuelle d'environ 295 TWh).

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

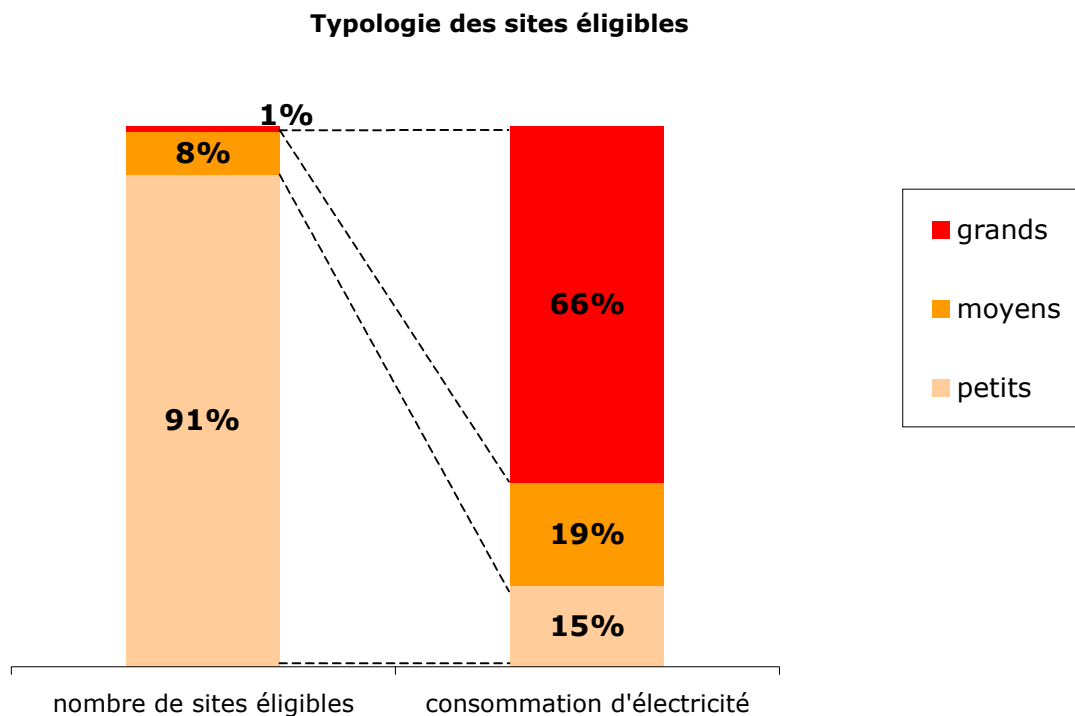
- les contrats aux tarifs réglementés (proposés uniquement par des fournisseurs historiques)
- les contrats aux prix de marché (proposés par les fournisseurs historiques et par les fournisseurs alternatifs). L'accès à ce type de contrat suppose d'avoir exercé son éligibilité.

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

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

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

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



Sources : GRD, RTE – Analyse : CRE

Le marché de la clientèle éligible se divise en trois segments :

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

Les grands sites, s'ils ne représentent qu' 1% des sites en nombre, représentent 66% de la consommation d'électricité totale des sites éligibles.

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

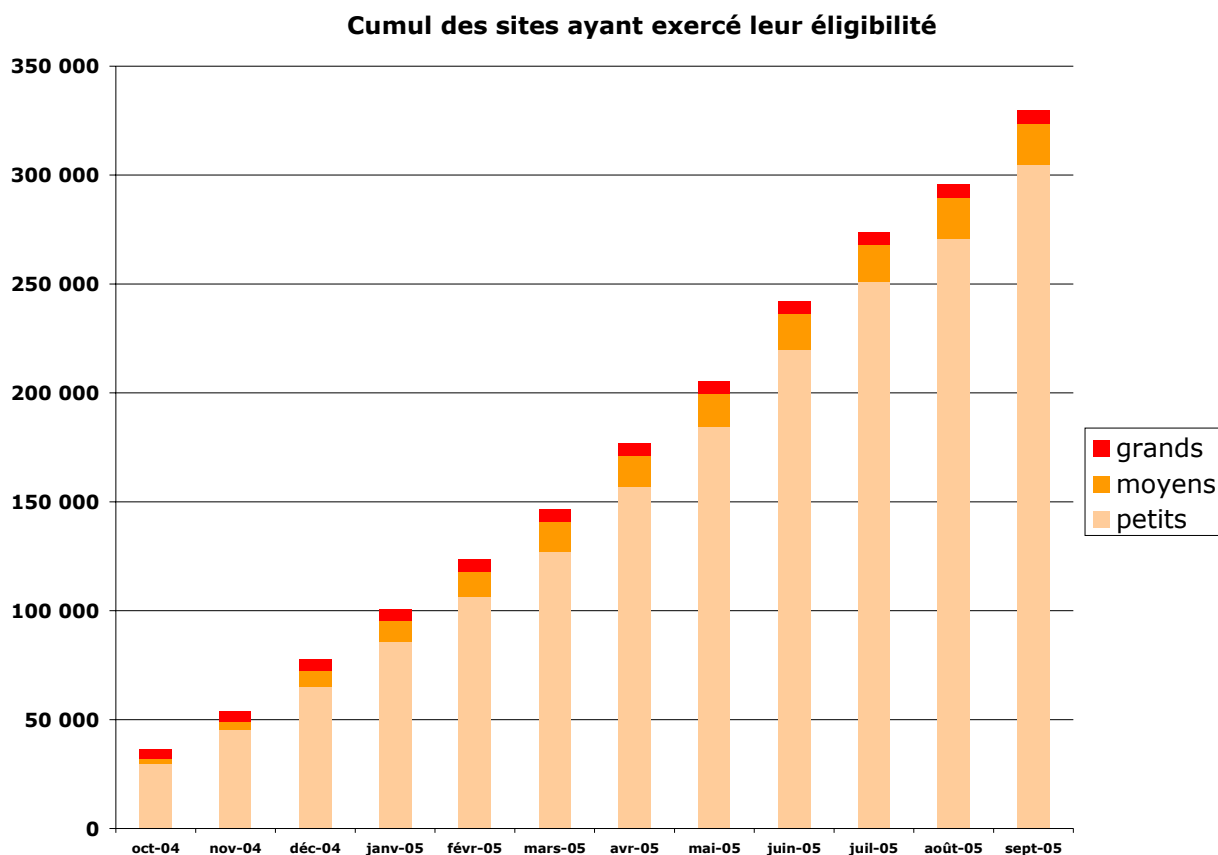
3. Etat des lieux au 1^{er} octobre 2005

A. Tableau de synthèse du trimestre écoulé

Situation (en nombre de sites)	Au 1 ^{er} octobre 2005	Au 1 ^{er} juillet 2005
- sites éligibles	4 500 000	4 500 000
- sites ayant exercé leur éligibilité	329 700	241 900
- sites ayant opté pour un fournisseur alternatif	106 150	73 800
- parts de marché des fournisseurs alternatifs sur l'ensemble des sites ayant exercé leur éligibilité	32 %	31 %
- parts de marché des fournisseurs alternatifs sur l'ensemble des sites éligibles	2,4 %	1,6 %

Sources : GRD, RTE – Analyse : CRE

B. Evolution du parc des sites ayant exercé leur éligibilité

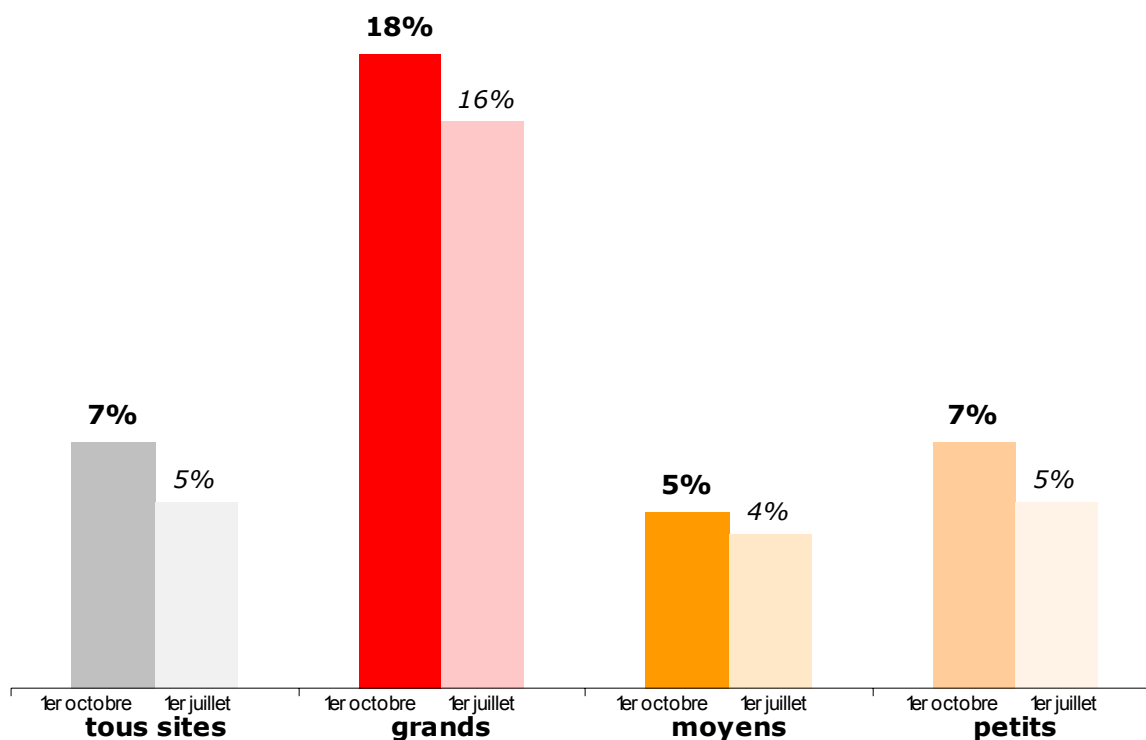


Sources : GRD, RTE – Analyse : CRE

Environ 329 700 sites ont exercé leur éligibilité au 1^{er} octobre 2005. L'exercice de l'éligibilité est passé de 32 000 sites par mois en moyenne au 2^{ème} trimestre 2005 à 30 000 sites par mois en moyenne au 3^{ème} trimestre 2005. Cette légère baisse de rythme s'explique par l'arrivée de la période estivale.

Plus d'un an après l'ouverture du marché à l'ensemble des entreprises et des collectivités locales, 2,2% des sites éligibles ont fait le choix d'un fournisseur alternatif.

C. Taux d'exercice de l'éligibilité au 1^{er} octobre 2005



Sources : GRD, RTE – Analyse : CRE

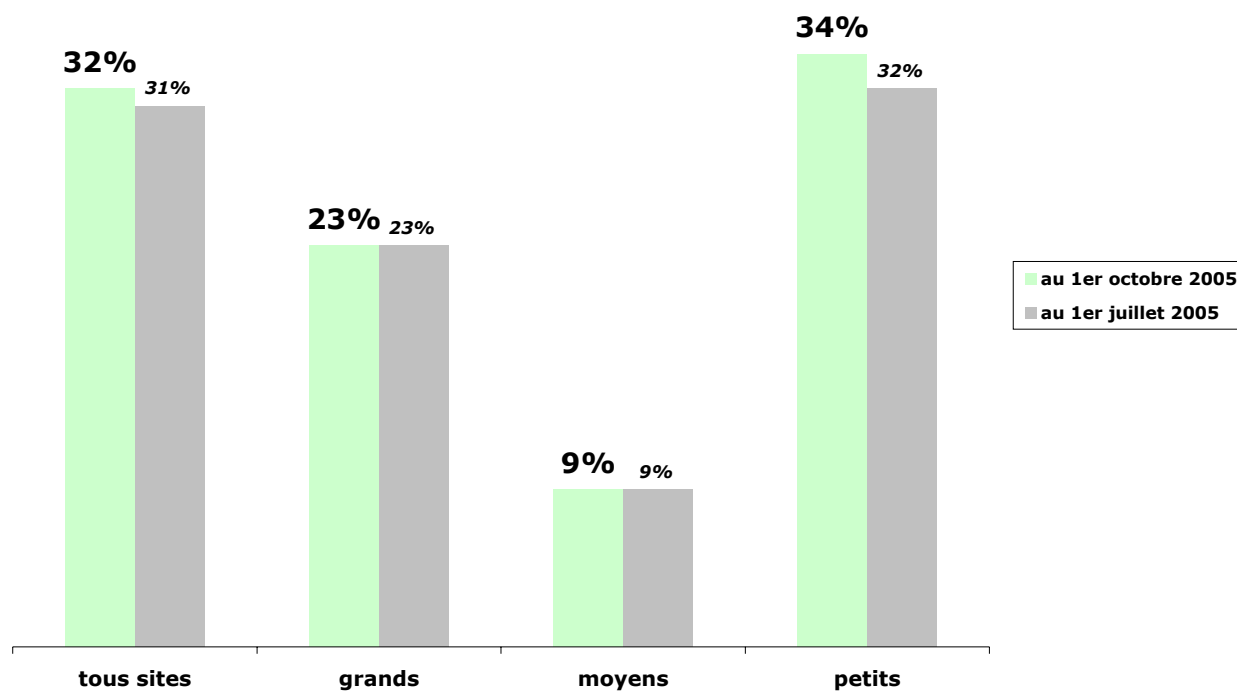
Le taux d'exercice de l'éligibilité correspond au nombre de sites ayant exercé leur éligibilité rapporté au nombre de sites éligibles du segment concerné.

Le taux d'exercice de l'éligibilité est bien plus élevé chez les grands sites, pour qui la concurrence est effective depuis plus longtemps.

Un an après l'ouverture du marché à l'ensemble des entreprises et des collectivités locales, 7% des sites éligibles ont exercé leur éligibilité.

D. Parts de marché au 1^{er} octobre 2005

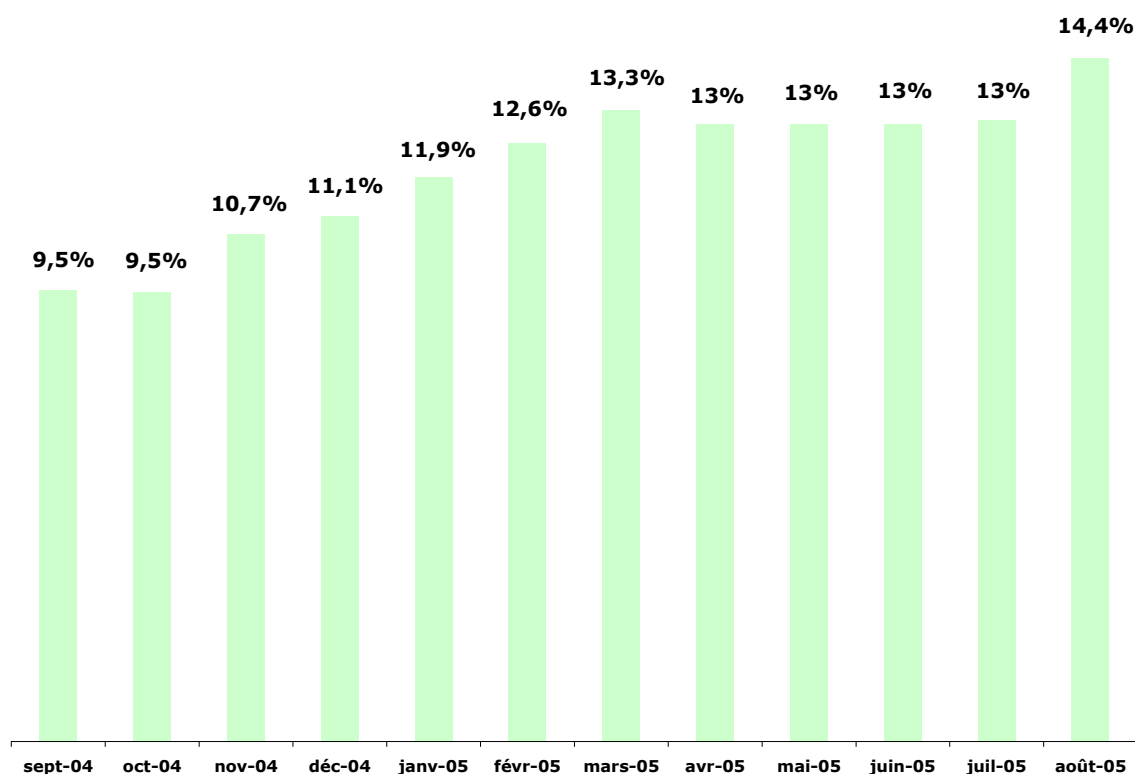
**Pourcentage des sites alimentés par les fournisseurs alternatifs
rapporté au nombre total des sites ayant exercé leur éligibilité**



Sources : GRD, RTE – Analyse : CRE

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

Part de la consommation alimentée par des fournisseurs alternatifs rapportée à la consommation totale des sites éligibles



Sources : GRD, RTE – Analyse : estimation CRE

En terme de consommation d'électricité, la part de marché des fournisseurs alternatifs est en légère augmentation en août 2005 (14,4%).

L'augmentation de cette part de marché entre juillet et août 2005 est notamment due au fait que certains fournisseurs alternatifs ont gagné plusieurs grands sites de consommation.

E. Nombre de fournisseurs alternatifs actifs au 1^{er} octobre 2005

	Tous sites	Grands	Moyens	Petits
Nombre de fournisseurs alternatifs actifs	26	24	8	8

Sources : GRD, RTE – Analyse : CRE

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

4. Analyse en dynamique : 3^{ème} trimestre 2005

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*

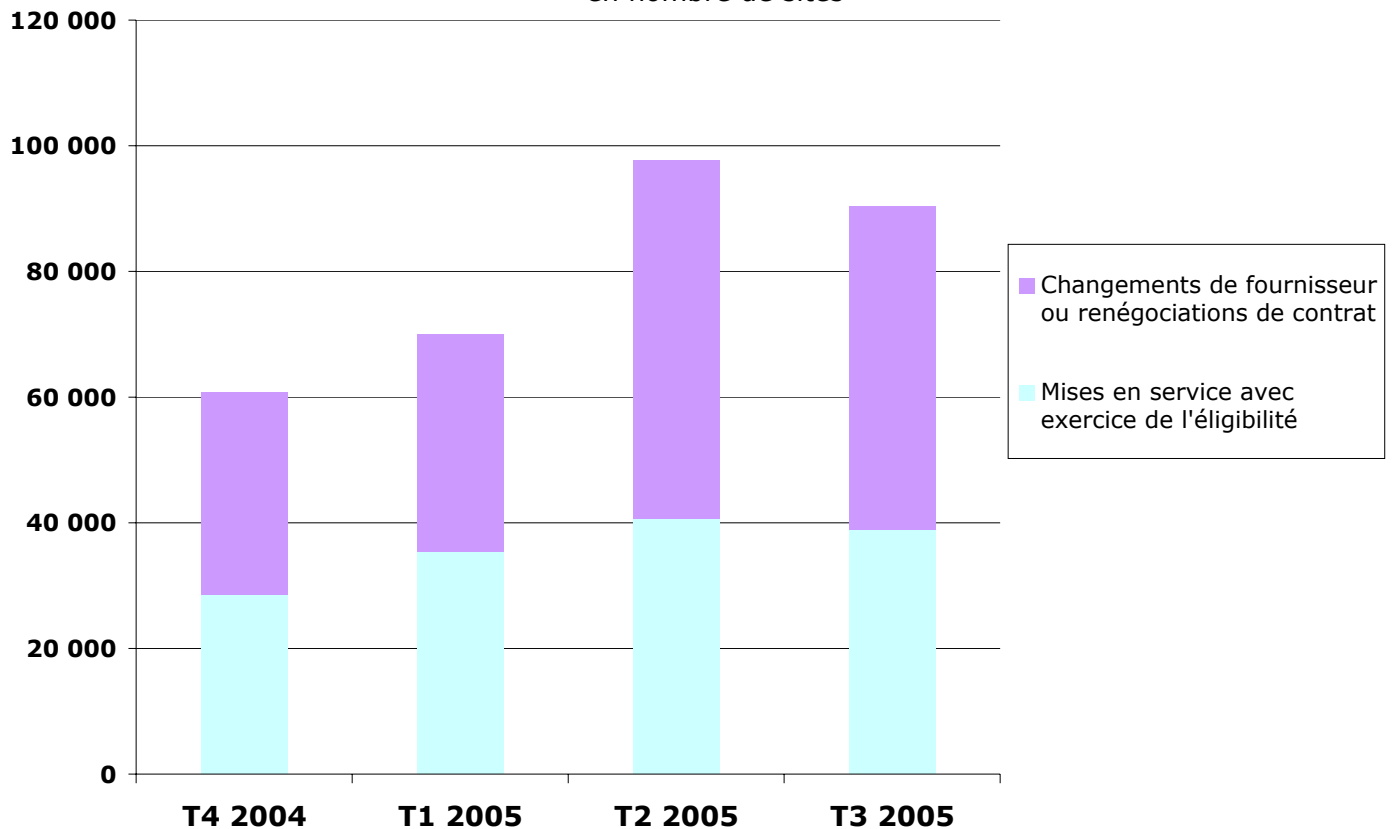
Les ventes brutes aux prix de marché reflètent mieux l'activité concurrentielle que le simple décompte des cas d'exercice de l'éligibilité puisqu'elles prennent également en compte les passages d'un fournisseur alternatif à l'autre.

AU COURS DU TRIMESTRE : (en nombre de sites)	3^{ème} trimestre 2005	2^{ème} trimestre 2005
- ventes brutes totales aux prix de marché	90 400	97 600
- ventes brutes des fournisseurs alternatifs	33 500	37 000
- parts de marché des fournisseurs alternatifs sur l'ensemble des ventes brutes aux prix de marché	37 %	38 %

Sources : GRD, RTE – Analyse : CRE

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

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



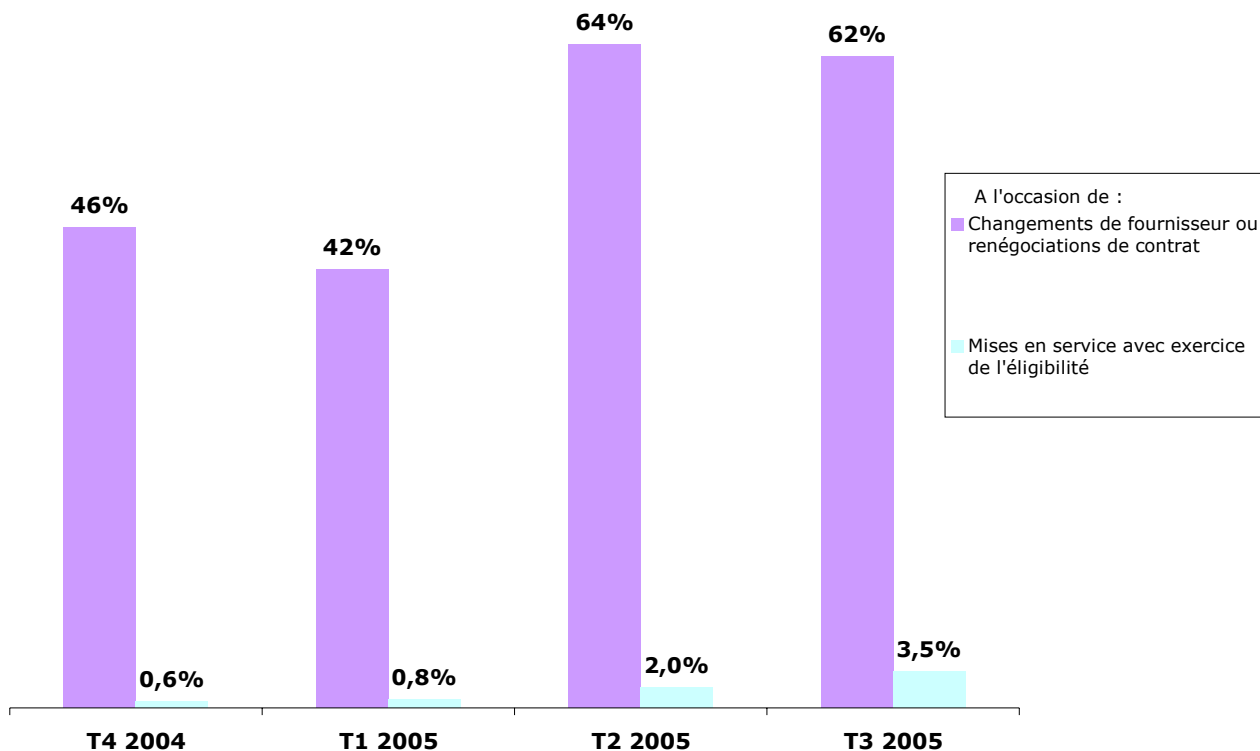
Sources : GRD, RTE – Analyse : CRE

Les ventes brutes aux prix de marché du 3^{ème} trimestre 2005 sont en recul par rapport au deuxième trimestre (-7%).

Cette baisse est essentiellement due aux changements de fournisseurs et renégociations de contrat (impact de la période estivale) alors que le nombre de mises en services aux prix de marché ne baisse que légèrement.

C. Parts de marché des fournisseurs alternatifs

Pourcentage des sites signant un contrat avec un fournisseur alternatif



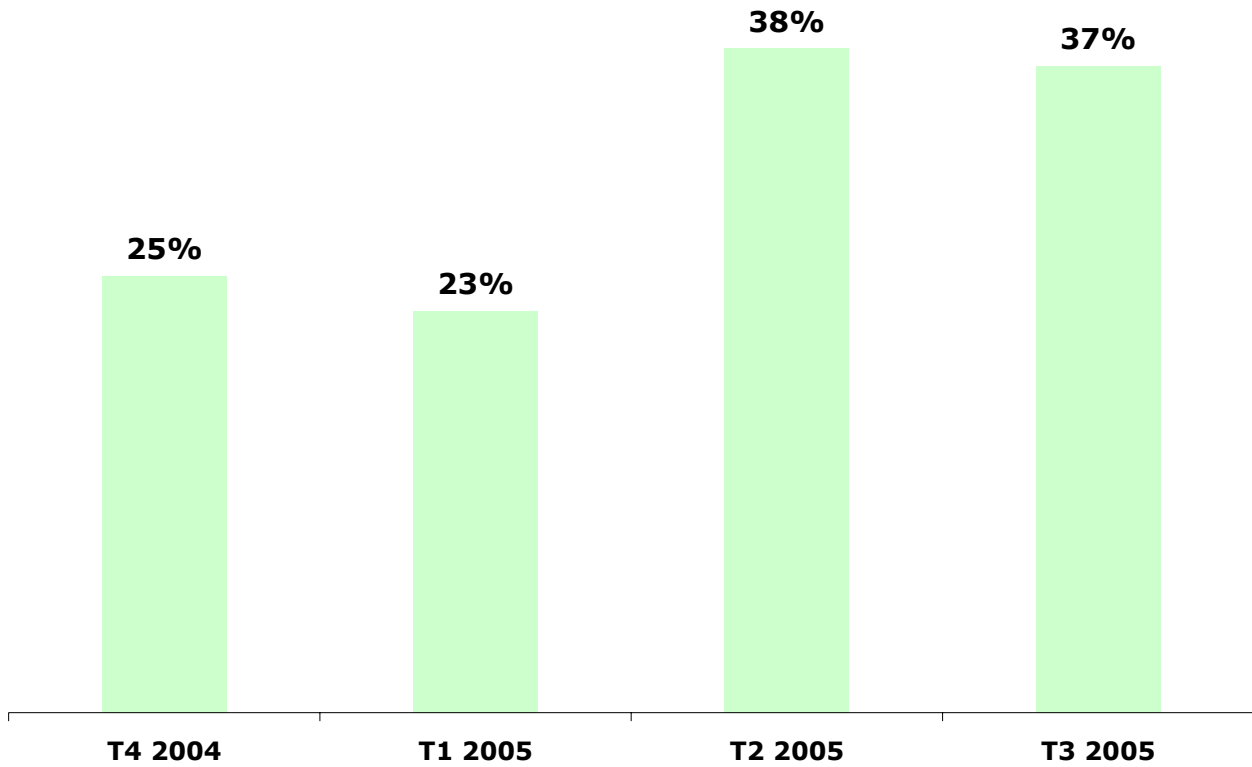
Sources : GRD, RTE – Analyse : CRE

Les fournisseurs alternatifs restent très peu présents sur le segment des mises en service, même si leur part de marché sur ce segment est en légère augmentation depuis le 4^{ème} trimestre 2004.

En revanche, au 3^{ème} trimestre 2005, les fournisseurs alternatifs totalisent plus de 60% des changements de fournisseur et renégociations de contrat. Ce pourcentage reste stable par rapport au trimestre précédent.

Cette performance des fournisseurs alternatifs sur le segment des changements de fournisseur se reflète dans leurs parts de marché sur le segment des ventes brutes :

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

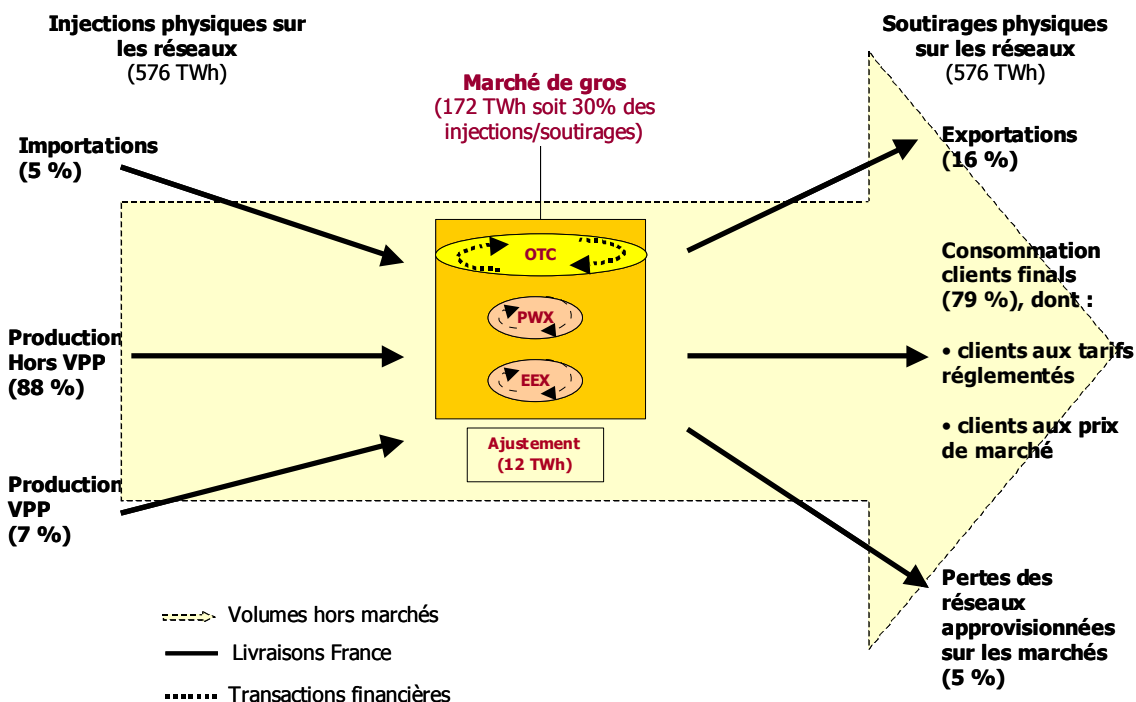
1. Introduction

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*

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.



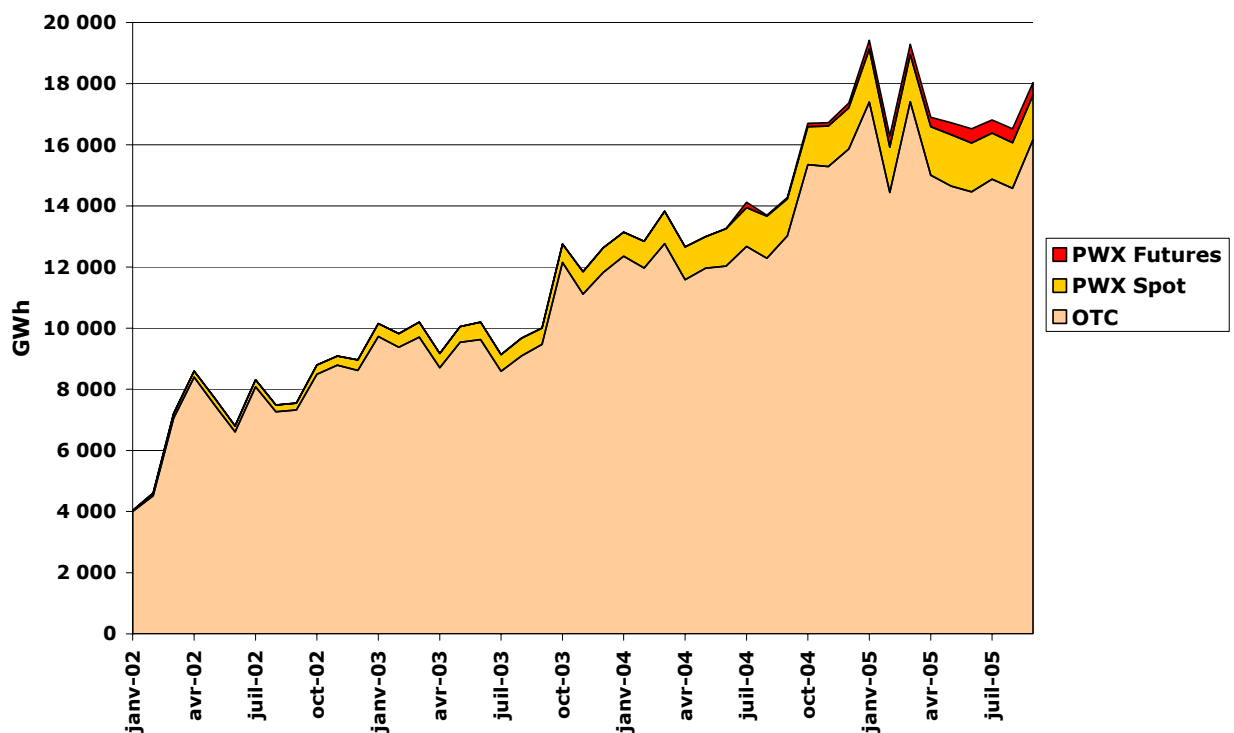
Source : RTE (données 2004) – Analyse : CRE

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

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

Au 3^{ème} trimestre 2005, le volume total des transactions sur le marché de gros est estimé à 51,4 TWh (contre 50 TWh au second trimestre 2005), soit environ 41% des injections ou soutirages sur le réseau (contre 38% au second trimestre 2005). Après avoir affiché une baisse en avril, l'activité sur le marché de gros français connaît une reprise en septembre 2005.

Volumes échangés sur le marché de gros français
- livraisons France -



Sources : RTE, PWX – 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).

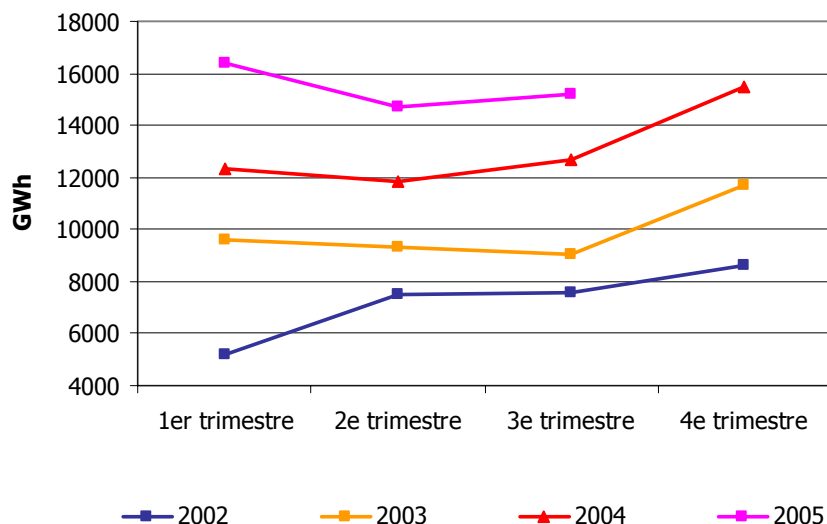
Par ailleurs, le marché de gros français englobe à la fois les échanges purement financiers et les transactions débouchant sur une livraison physique d'électricité sur le réseau français.

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 trois dernières années. Après avoir affiché une baisse plus marquée que les années précédentes au second trimestre de l'année, la liquidité connaît une légère reprise au troisième trimestre 2005. Les volumes traités atteignent 15,2 TWh en moyenne mensuelle au 3^{ème} trimestre 2005 (contre 14,7 TWh au cours du second trimestre 2005).

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



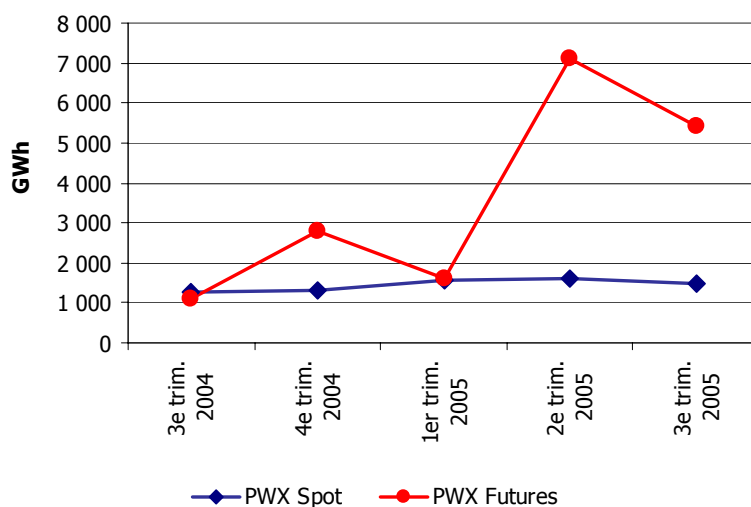
Source : RTE – Analyse : CRE

B. Volumes échangés sur les marchés organisés

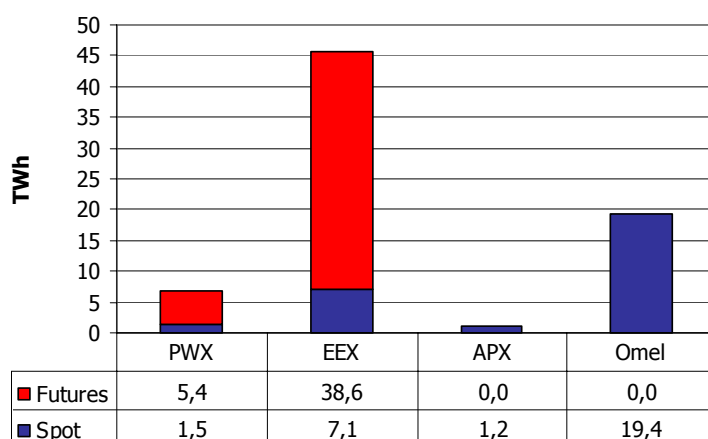
Encore relativement jeunes, les marchés *spot* et *futures* Powernext présentent une faible liquidité. En comparaison, la bourse allemande EEX, qui est plus mature, comptabilise des volumes de transactions plus importants. Enfin soulignons que, de manière générale, la liquidité est plus importante sur les produits Base que sur les produits Pointe.

On observe une nette diminution de la liquidité sur Powernext *Futures* au troisième trimestre 2005. Les volumes échangés sur Powernext *spot* sont quant à eux stationnaires depuis fin 2004.

Volumes mensuels échangés sur PWX Spot et PWX Futures
- toutes échéances confondues -



Volumes mensuels moyens échangés au 3^{ème} trimestre 2005 sur les principales places européennes (spot & futures)



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

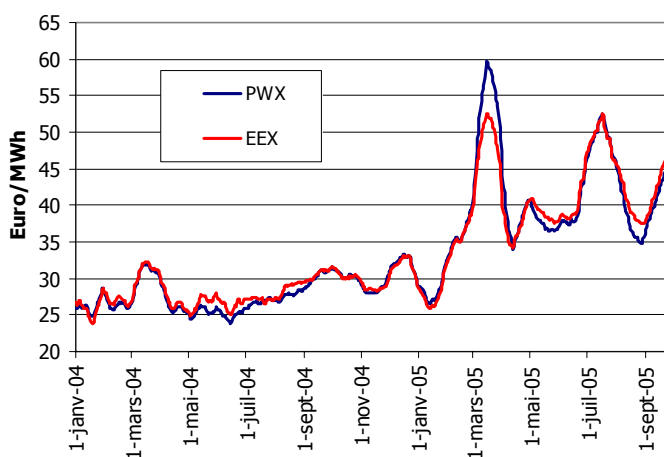
3. Prix sur le marché de gros français et comparaison européenne

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

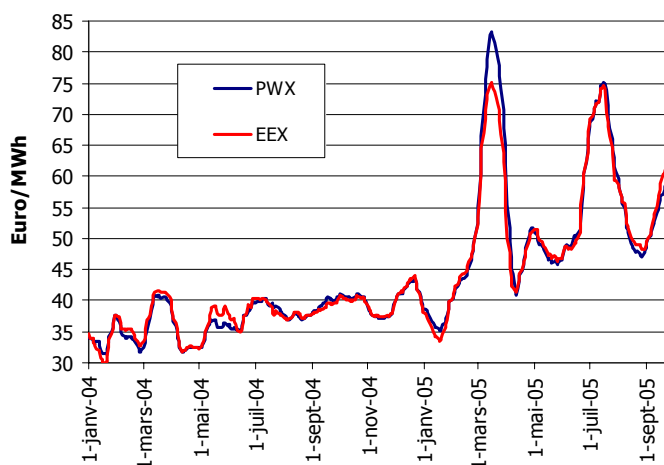
A. Prix *spot*

Comme c'est le cas habituellement, les prix *spot* en France et en Allemagne ont suivi une évolution analogue au troisième trimestre 2005 et le différentiel de prix entre les deux pays s'est maintenu au 3^{ème} trimestre 2005 (France moins chère en moyenne). Au cours du trimestre, le niveau de prix moyen base (42,50 Euro/MWh sur PWX et 43,87 Euro/MWh sur EEX) est beaucoup plus élevé que celui observé pendant la même période de l'année précédente (28,94 Euro/MWh sur PWX et 29,38 Euro/MWh sur EEX).

Prix *spot* Base
- moyennes mensuelles -

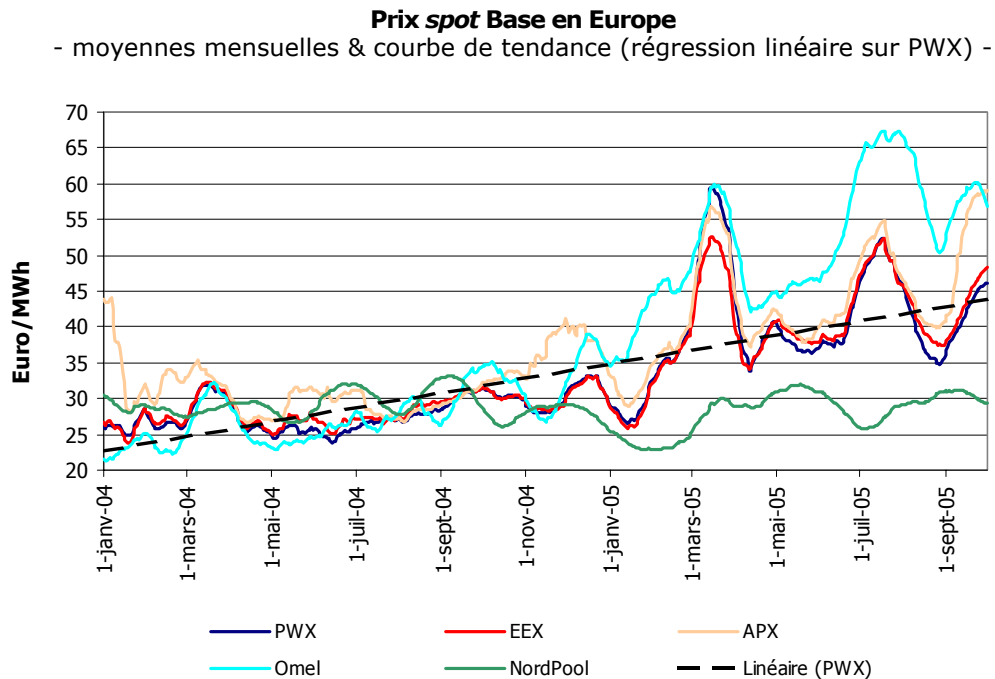


Prix *spot* Pointe
- moyennes mensuelles -



Sources : PWX, EEX – Analyse : CRE

Comme le montre le graphique ci-dessous, les prix *spot* du troisième trimestre 2005 sur les principales bourses européennes connaissent une nette tendance haussière, même si l'impact est plus ou moins marqué selon les places suivies. Seule la bourse scandinave NordPool n'est pas touchée par cet accroissement tendanciel des prix, qui impacte particulièrement les prix sur l'Omel et APX.



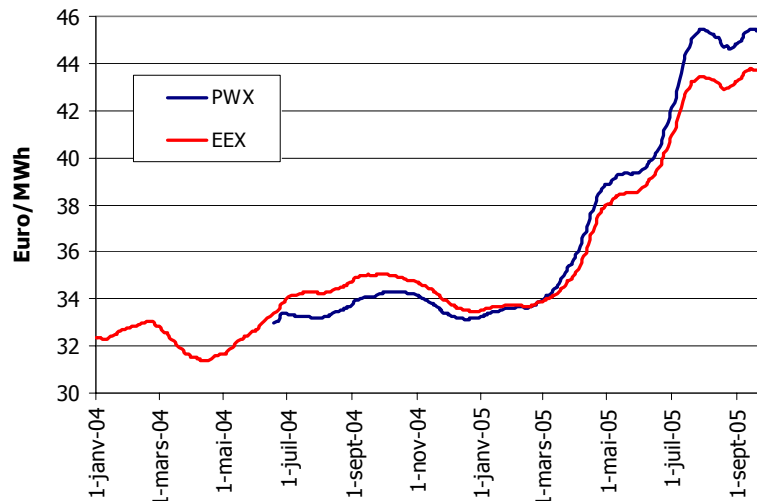
Sources : PWX, EEX, APX, Omel, NordPool – Analyse : CRE

B. Prix futures

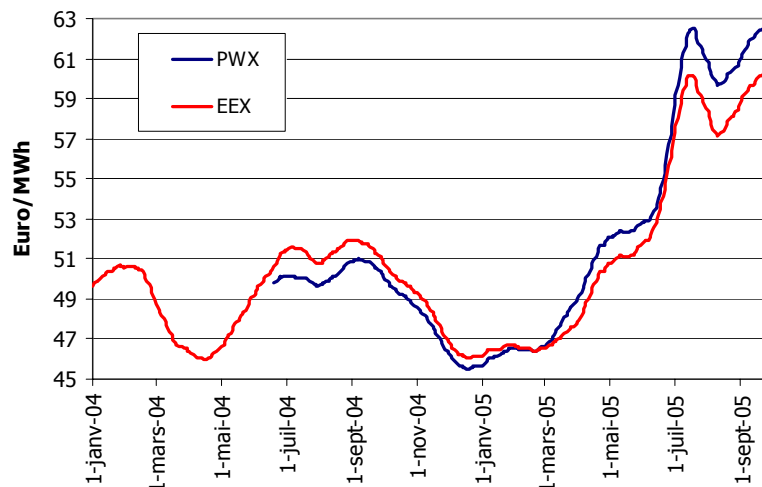
Les prix *futures* annuels (Y+1) en France et en Allemagne au cours du troisième trimestre 2005 sont à la hausse en Base comme en Pointe. Les prix *futures* annuels français en base atteignent en moyenne 45,29 €/MWh sur Powernext au 3^{ème} trimestre 2005 (+12% par rapport au 2^{ème} trimestre 2005) mais l'augmentation des prix *futures* semble ralentir à partir de juillet 2005.

Au cours du trimestre, le renversement du différentiel de prix entre les marchés français et allemand sur le produit Y+1 perdure (France plus chère que l'Allemagne), contrairement à ce qu'on peut observer sur le marché *spot*. Soulignons que le différentiel de prix France-Allemagne s'est accentué à partir de juillet 2005, en Base comme en Pointe.

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



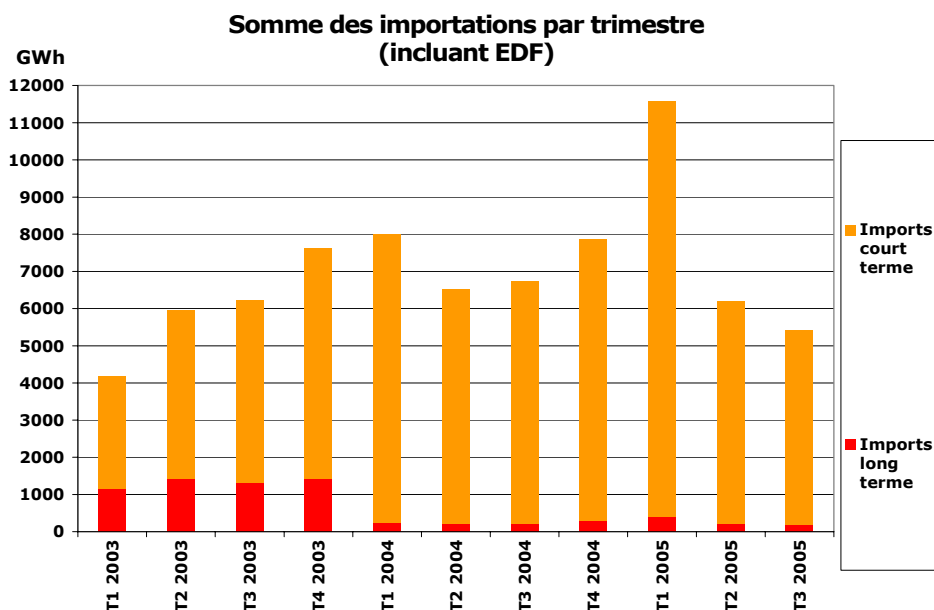
Prix Future Y+1 Pointe
- moyenne mobile 28 jours -



Sources : PWX, EEX – Analyse : CRE

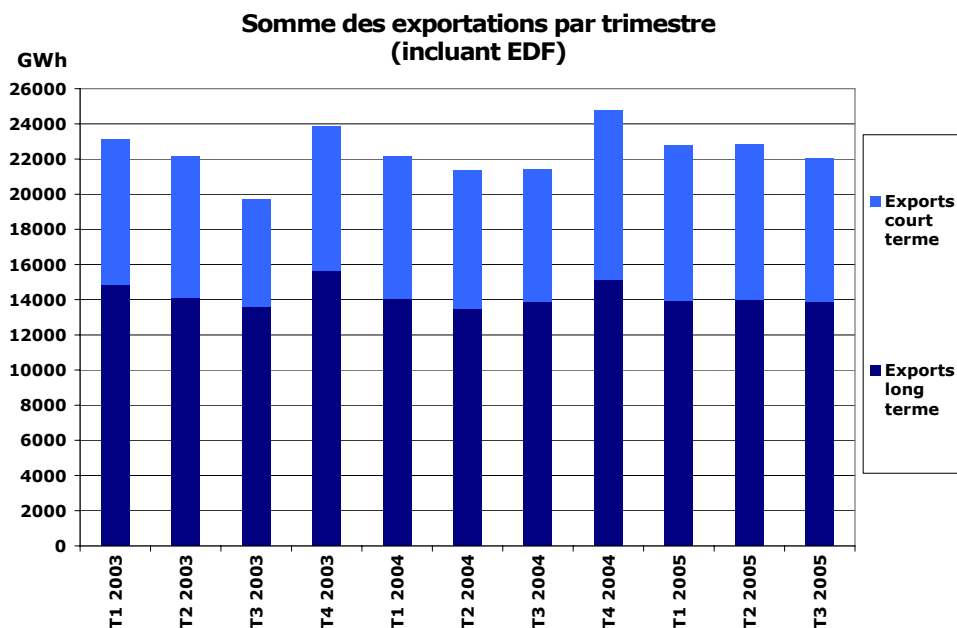
4. Volumes d'imports/exports

Les importations sont à nouveau en recul au troisième trimestre 2005 et atteignent des volumes inférieurs de 20% à ceux observés au même trimestre de l'année précédente.



Source : RTE – Analyse : CRE

Les exportations restent, pendant tout le troisième trimestre 2005, à des niveaux comparables à ceux observés au même trimestre de l'année précédente.



Source : RTE – Analyse : CRE

5. Concentration du marché français de l'électricité

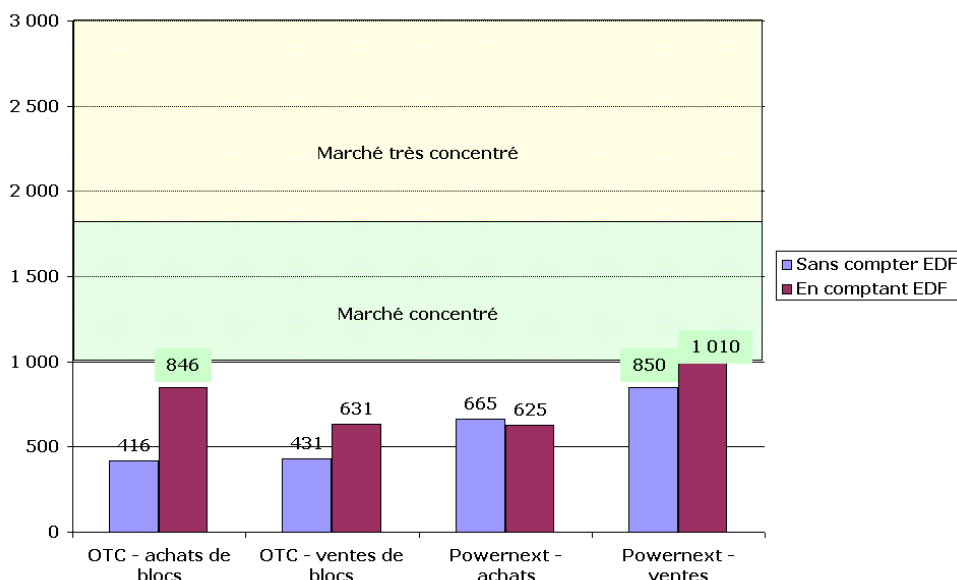
A la fin du troisième trimestre 2005, 86 responsables d'équilibre sont présents sur le marché de gros français, dont 47 interviennent sur Powernext *Spot* et 23 sur Powernext *Futures* (contre respectivement 82, 45 et 17 à la fin du second trimestre 2005).

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 3^{ème} trimestre 2005, les achats et les ventes sur le marché OTC et la bourse apparaissent comme des segments de marché peu concentrés, que le groupe EDF soit pris en compte ou non.

Indice de concentration HHI – marché de gros
- troisième trimestre 2005 -



Source : RTE – Analyse : CRE

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

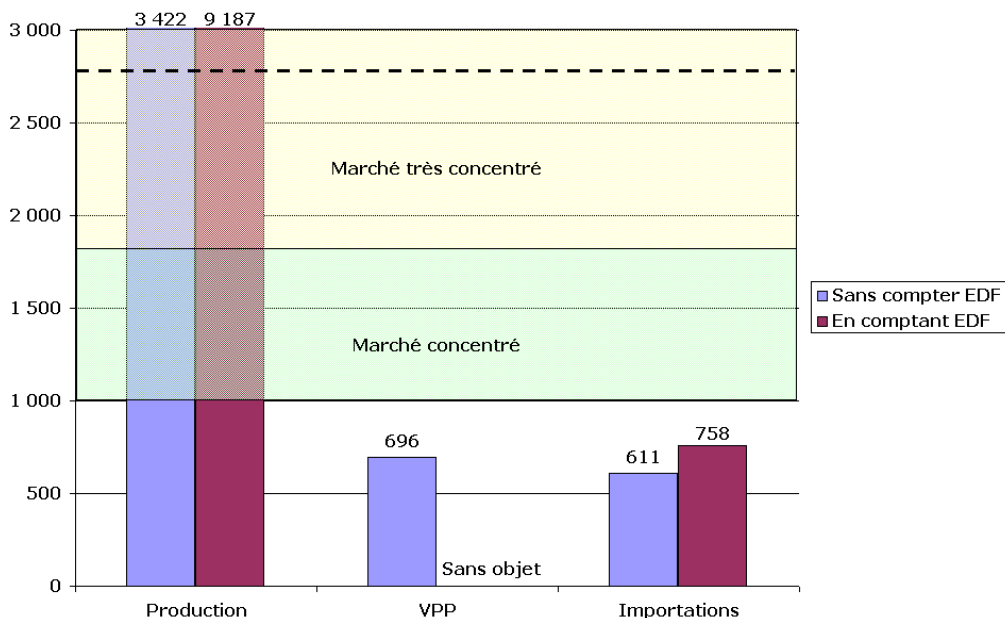
Le marché de gros étant le lieu des échanges entre injections et soutirages, il est intéressant de comparer les concentrations relatives de ces marchés. Les graphiques suivants montrent la concentration des marchés aval (injections) et amont (soutirages).

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) sont relativement peu concentrés.

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.

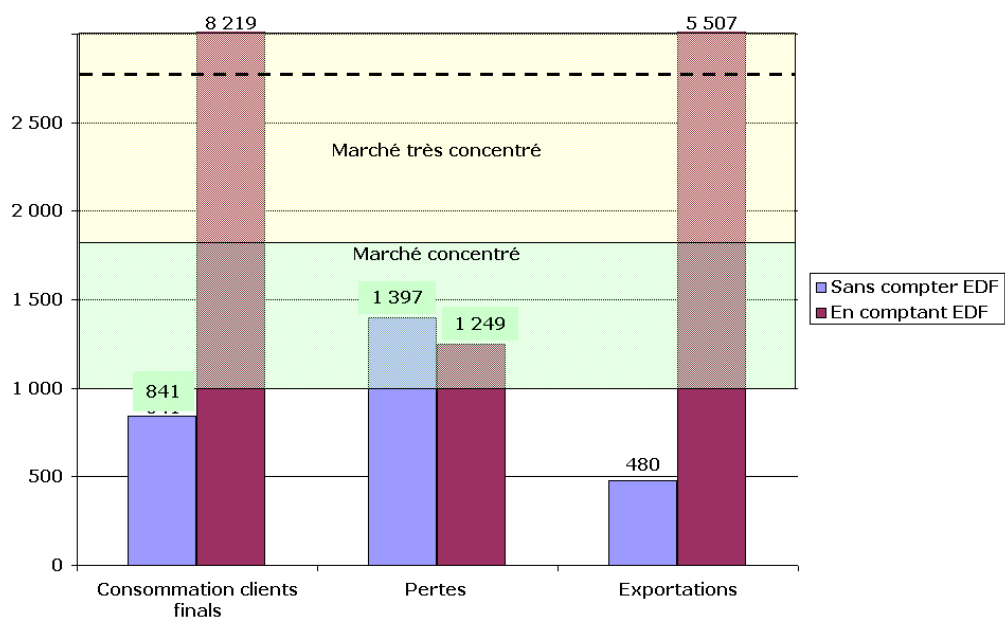
Indice de concentration HHI – injections
- troisième trimestre 2005 -



Source : RTE – Analyse : CRE

Les marchés composant les soutirages sont quant à eux particulièrement concentrés. La vente aux clients finals est encore fortement concentrée entre quelques grands acteurs, même sans compter EDF. Les exportations sont très concentrées, ce qui traduit le fort poids d'EDF notamment via ses contrats de long terme. Enfin le marché des pertes est concentré, quoique dans une moindre mesure.

Indice de concentration HHI – soutirages
- troisième trimestre 2005 -



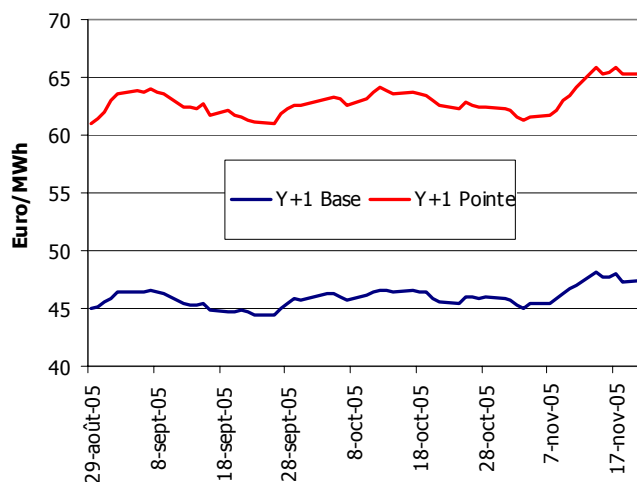
Source : RTE – Analyse : CRE

6. Faits marquants du 3^{ème} trimestre 2005

La bourse allemande EEX propose depuis le 29 août 2005 des produits Futures Base et Pointe à livraison physique France : après avoir lancé des produits annuels cet été³, des produits trimestriels sont cotés depuis l'automne 2005⁴. D'ici à fin décembre 2005, EEX a prévu de lancer des produits mensuels. EEX propose également un service de clearing de transactions OTC sur des produits ayant les mêmes caractéristiques que les produits EEX France cotés.

Depuis son lancement jusqu'à la fin du troisième trimestre 2005, EEX France a traité un volume total de 676 GWh, correspondant à un volume mensuel moyen de 225 GWh. Les prix constatés sur EEX France durant la période sont proches de ceux observés sur Powernext Futures. Environ 15 membres seraient aujourd'hui actifs sur EEX France (source EEX).

Prix EEX France Y+1
Base & Pointe



Sources : EEX – Analyse : CRE

³ Actuellement, les années 2006 à 2011 sont cotées par EEX France.

⁴ Actuellement, les trimestres jusqu'à fin 2007 sont cotés par EEX France.

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 640 000 sites, soit une consommation annuelle de gaz d'environ 380 TWh.

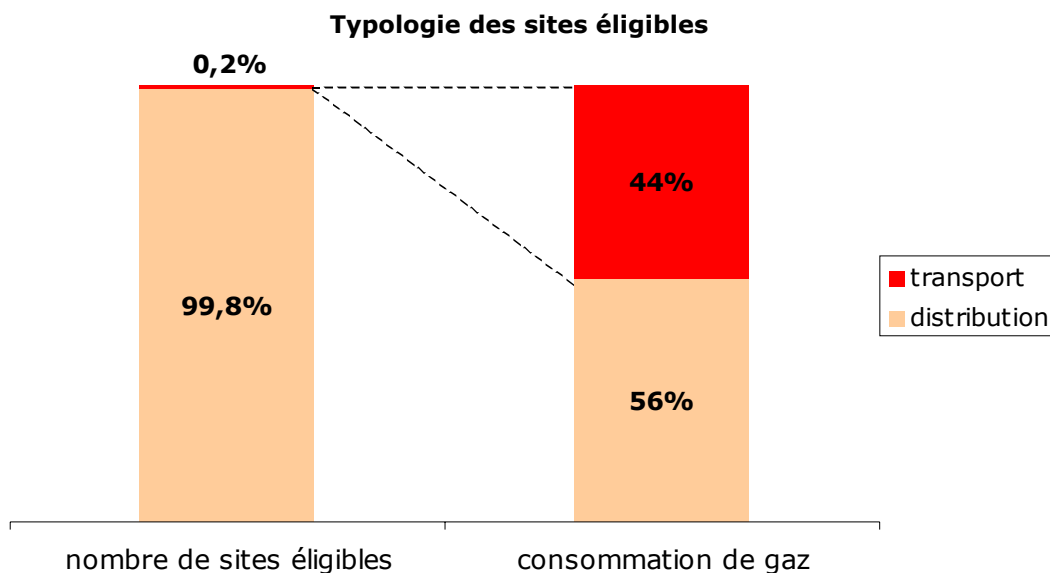
Les principales sources d'information sont les gestionnaires de réseaux de transport et de distribution : GRTgaz, Total Infrastructures Gaz France, Gaz de France-Réseau Distribution et les 21 entreprises locales de distribution.

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).*

Les quantités d'énergie sont les consommations annuelles prévisionnelles des clients.

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 gros 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 2005

A. Tableaux de synthèse

Nombre de sites

	Au 1 ^{er} octobre 2005	Au 1 ^{er} juillet 2005
Sites éligibles		
- sites éligibles	640 000	640 000
- sites ayant exercé leur éligibilité	52 000	39 000
Sites ayant changé de fournisseur		
- sites ayant exercé leur éligibilité et alimentés par un fournisseur alternatif	3 940	772
- % des sites éligibles	1%	n.s.
- % des sites ayant exercé leur éligibilité	8%	2%
- sites ayant exercé leur éligibilité et revenus auprès de leur fournisseur historique	29	26
- sites alimentés par un fournisseur alternatif sans avoir exercé leur éligibilité (*)	84	89
Part de marché		
- fournisseurs alternatifs sur l'ensemble des sites éligibles	1%	n.s.

n.s. : non significatif

(*) : sites cédés par CFM à Total au 1^{er} janvier 2005.

Sources : GRT, GRD – Analyse : CRE

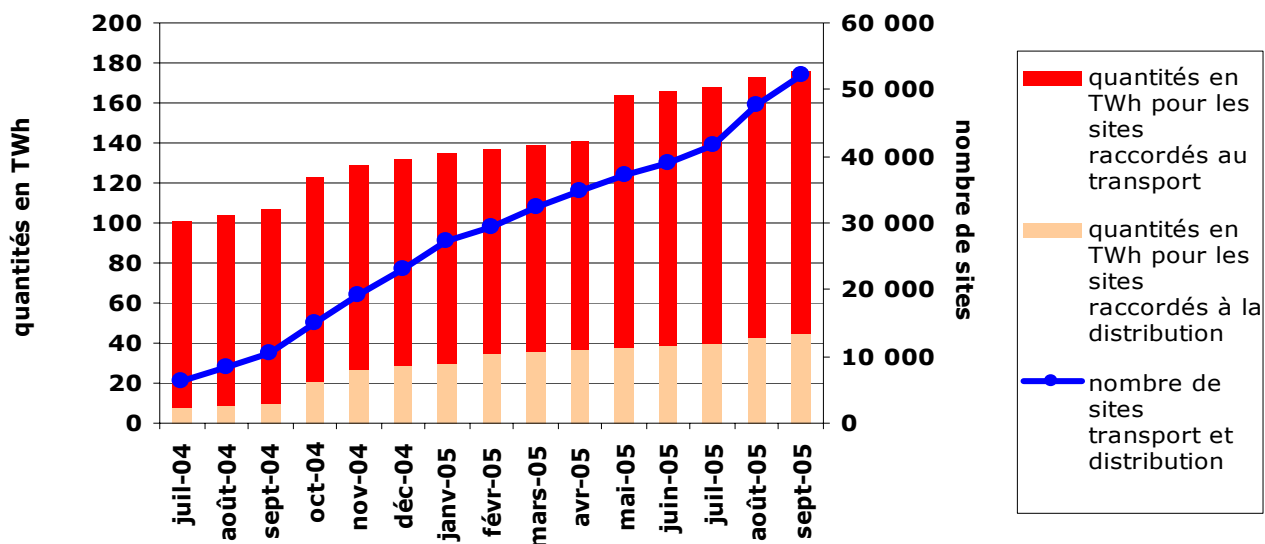
Quantités d'énergie (en TWh)

	Au 1 ^{er} octobre 2005	Au 1 ^{er} juillet 2005
Sites éligibles		
- sites éligibles	380	380
- sites ayant exercé leur éligibilité	176	166
Sites ayant changé de fournisseur		
- sites ayant exercé leur éligibilité et alimentés par un fournisseur alternatif	48	46
- % des sites éligibles	13%	12%
- % des sites ayant exercé leur éligibilité	27%	28%
- sites ayant exercé leur éligibilité et revenus auprès de leur fournisseur historique	20	20
- sites alimentés par un fournisseur alternatif sans avoir exercé leur éligibilité (*)	12	13
Part de marché		
- fournisseurs alternatifs sur l'ensemble des sites éligibles	16%	15%

(*) : sites cédés par CFM à Total au 1^{er} janvier 2005.

Sources : GRT, GRD – Analyse : CRE

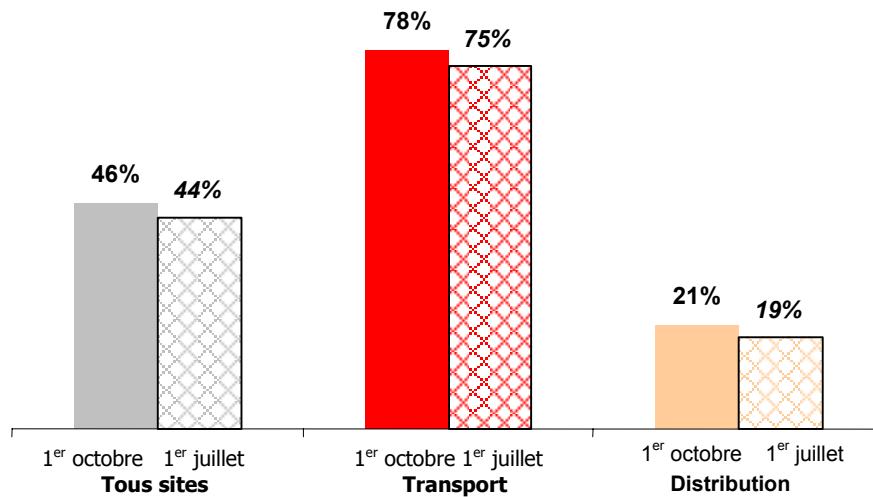
B. Evolution de la situation des sites ayant exercé leur éligibilité



Sources : GRT, GRD – Analyse : CRE

Environ 52 000 sites ont exercé leur éligibilité au 1^{er} octobre 2005. La croissance depuis le 1^{er} juillet 2004 est essentiellement due à la distribution (+ 51 600 sites).

C. Taux d'exercice de l'éligibilité au 1^{er} octobre 2005
(en quantités d'énergie consommées)



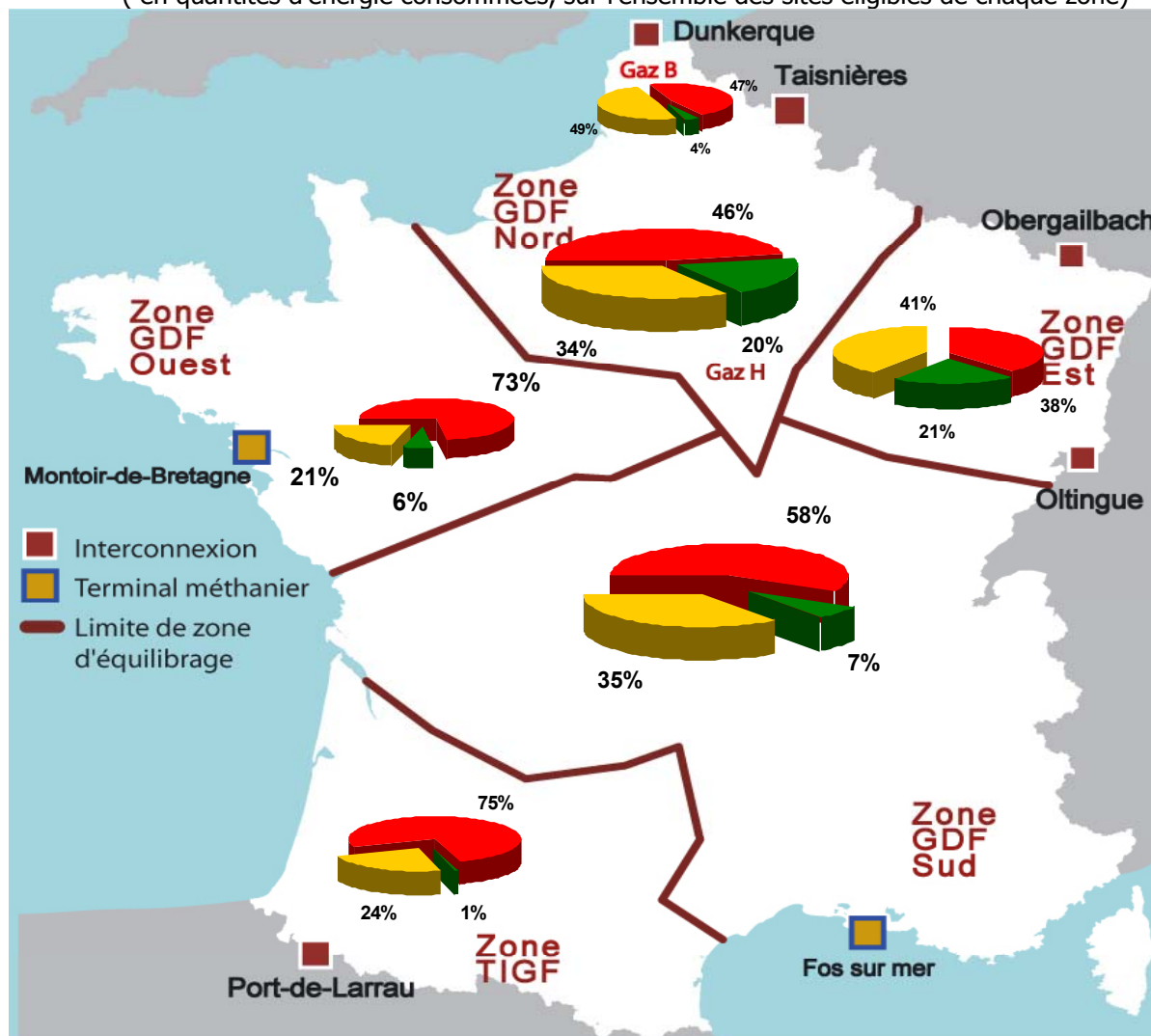
Sources : GRT, GRD – Analyse : CRE

Le taux d'exercice de l'éligibilité correspond à la quantité d'énergie consommée par les sites ayant exercé leur éligibilité rapportée à la quantité d'énergie consommée par l'ensemble des sites éligibles dans le 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.

Au 1^{er} octobre 2005 sur les réseaux de transport, les sites ayant exercé leur éligibilité représentent 41% des sites éligibles et 78% de la consommation d'énergie correspondante.

D. Taux d'exercice de l'éligibilité au 1^{er} octobre 2005
(en quantités d'énergie consommées, sur l'ensemble des sites éligibles de chaque zone)



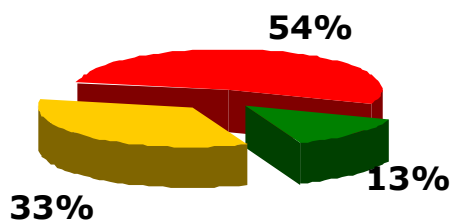
■ Part des éligibles n'ayant pas exercé leur éligibilité

■ Part des éligibles ayant exercé leur éligibilité et repris par leur fournisseur historique

■ Part des éligibles ayant exercé leur éligibilité et alimentés par un fournisseur alternatif

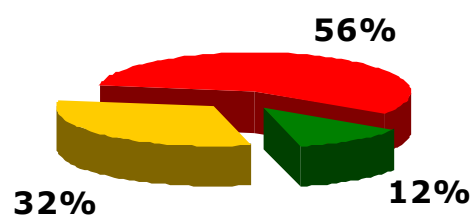
Situation au 1^{er} octobre 2005

Ensemble du territoire

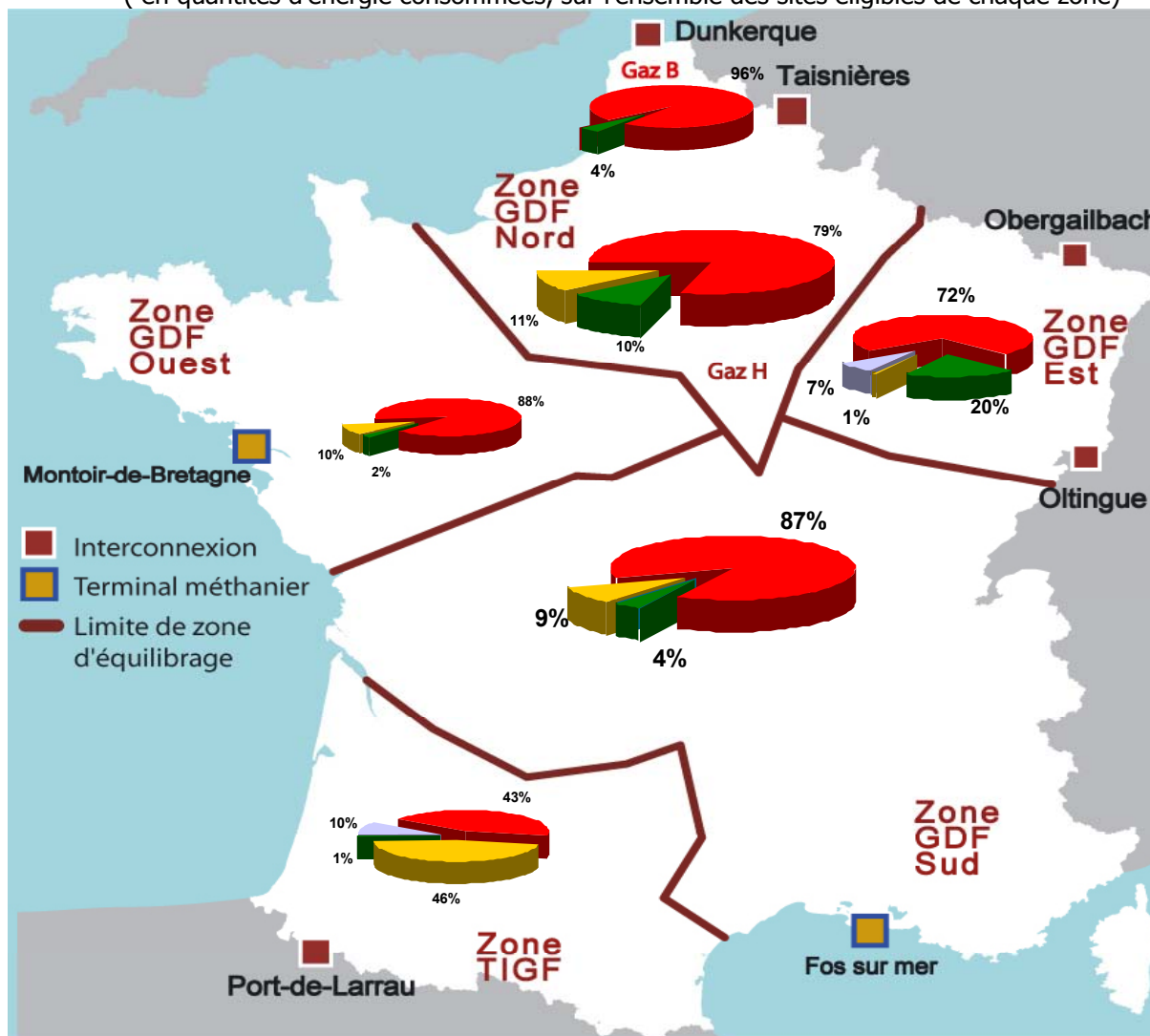


Situation au 1^{er} juillet 2005

Ensemble du territoire



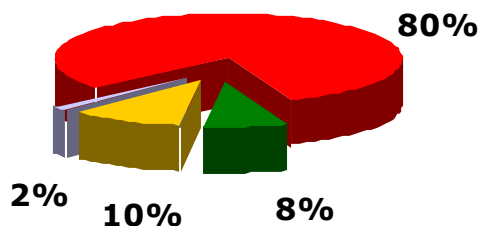
E. Parts de marché au 1^{er} octobre 2005
(en quantités d'énergie consommées, sur l'ensemble des sites éligibles de chaque zone)



■ Gaz de France ■ TEGAZ ■ ELD ■ Autres

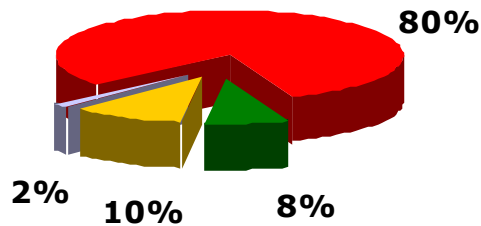
Situation au 1^{er} octobre 2005

Ensemble du territoire



Situation au 1^{er} juillet 2005

Ensemble du territoire



Sources : GRT, GRD – Analyse : CRE

F. Nombre de fournisseurs alternatifs actifs au 1^{er} octobre 2005

	Ensemble	Transport	Distribution
Nombre de fournisseurs alternatifs actifs	14	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} octobre 2005, cinq fournisseurs n'ont de clients que sur les réseaux de transport, et deux que sur les réseaux de distribution.

Deux nouveaux fournisseurs ont commencé leurs livraisons de gaz naturel au 1^{er} octobre 2005, portant à 14 le nombre de fournisseurs actifs.

4. Analyse en dynamique : 2^{ème} trimestre et 3^{ème} trimestre 2005

A. Tableaux de synthèse des deux trimestres écoulés

Nombre de sites

	3 ^{ème} Trimestre 2005	2 ^{ème} Trimestre 2005
Sites éligibles		
- sites ayant exercé leur éligibilité	13 000	6 700
Sites ayant changé de fournisseur		
- sites ayant exercé leur éligibilité et alimentés par un fournisseur alternatif	3 168	530
- % des sites ayant exercé leur éligibilité au cours du trimestre	24%	8%
- sites ayant exercé leur éligibilité et revenus auprès de leur fournisseur historique	3	2

Sources : GRT, GRD – Analyse : CRE

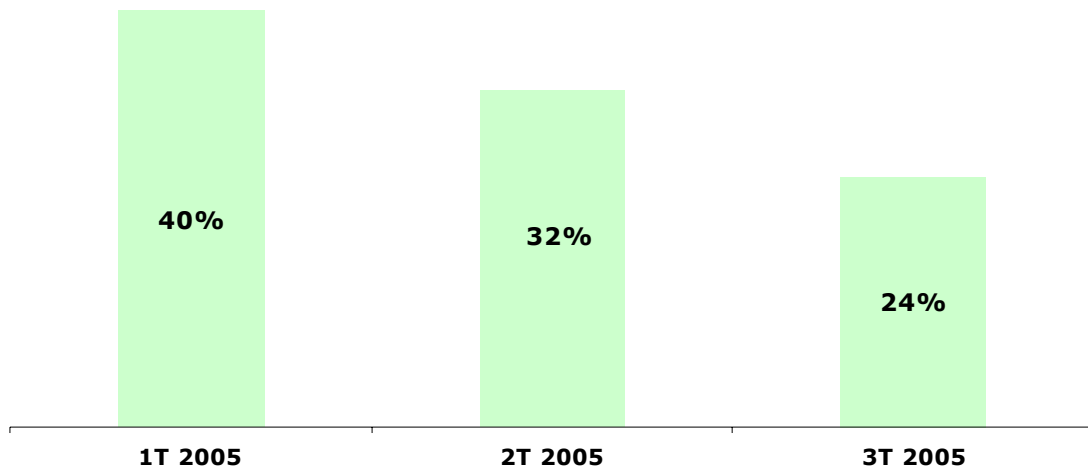
Quantités d'énergie (en TWh)

	3 ^{ème} Trimestre 2005	2 ^{ème} Trimestre 2005
Sites éligibles		
- sites ayant exercé leur éligibilité	10	27
Sites ayant changé de fournisseur		
- sites ayant exercé leur éligibilité et alimentés par un fournisseur alternatif	2	9
- % des sites ayant exercé leur éligibilité au cours du trimestre	20%	33%
- sites ayant exercé leur éligibilité et revenus auprès de leur fournisseur historique	0,7	0,2

Sources : GRT, GRD – Analyse : CRE

B. Parts de marché des fournisseurs

Evolution des parts des fournisseurs alternatifs dans la consommation d'énergie des sites ayant exercé leur éligibilité au cours du trimestre



Sources : GRT, GRD – Analyse : CRE

Le ralentissement de la part des fournisseurs alternatifs dans la consommation des sites ayant exercé leur éligibilité au cours des trimestres s'explique par la substitution de l'effet nombre à l'effet volume. Les fournisseurs alternatifs captent des sites de plus petite consommation, mais en plus grand nombre.

Le marché de gros du gaz

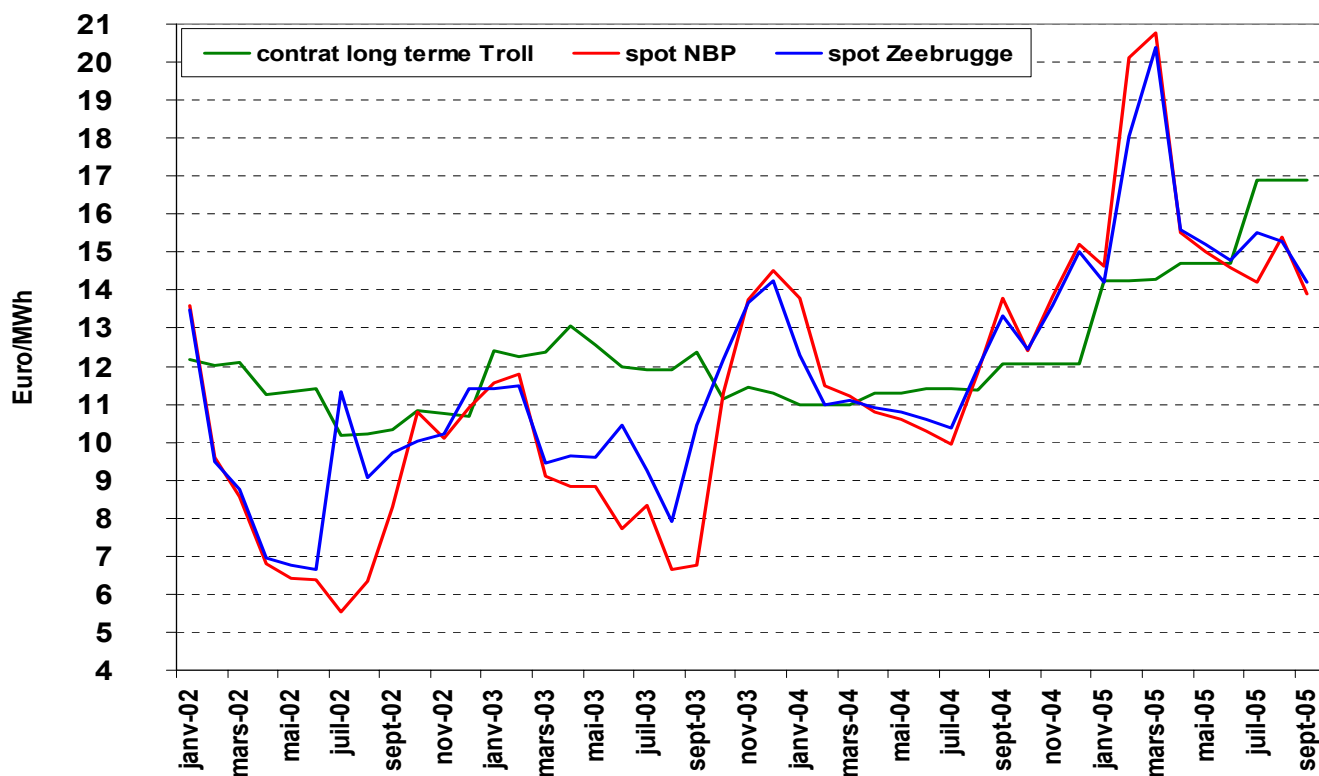
1. La formation des prix du gaz et les marchés du gaz en Europe

La France et les autres pays d'Europe continentale s'approvisionnent principalement par le biais de contrats à long terme (de 15 à 25 ans) passés entre les sociétés nationales des pays producteurs (Gazprom, Sonatrach, Statoil, Gasunie ...) et les fournisseurs historiques. Les prix du gaz dans le cadre de ces contrats à long terme évoluent principalement en fonction de celui des produits pétroliers (fioul domestique et fioul lourd) avec un retard de trois à six mois. En 2004, environ 95% du gaz importé en France était acheté dans le cadre de contrats à long terme (Russie : 22%, Algérie : 16%, Mer du Nord : 35%, Pays-Bas : 21%).

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

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

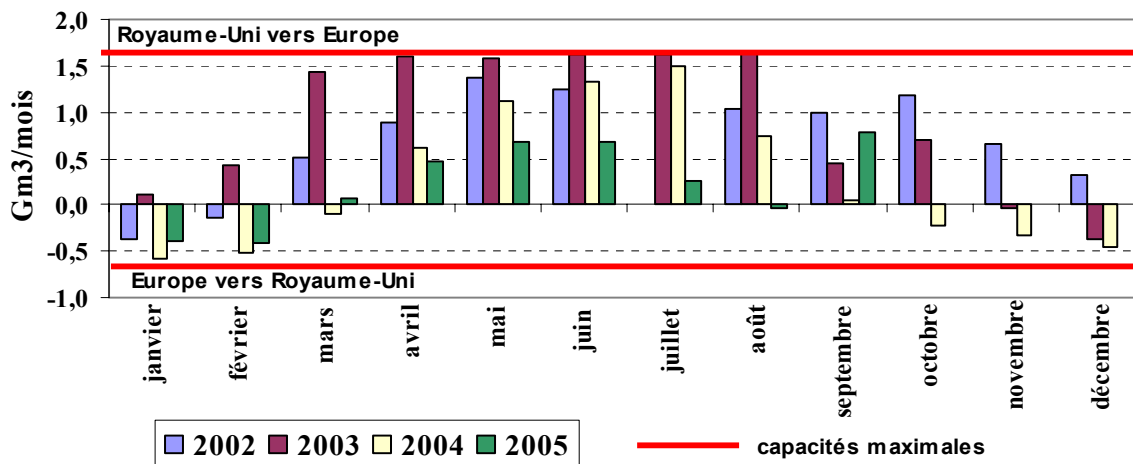
Comparaison du prix *spot* NBP et Zeebrugge et du contrat long terme Troll délivré à Zeebrugge en Euro/MWh



Sources : Heren, Platts – Analyse : CRE

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

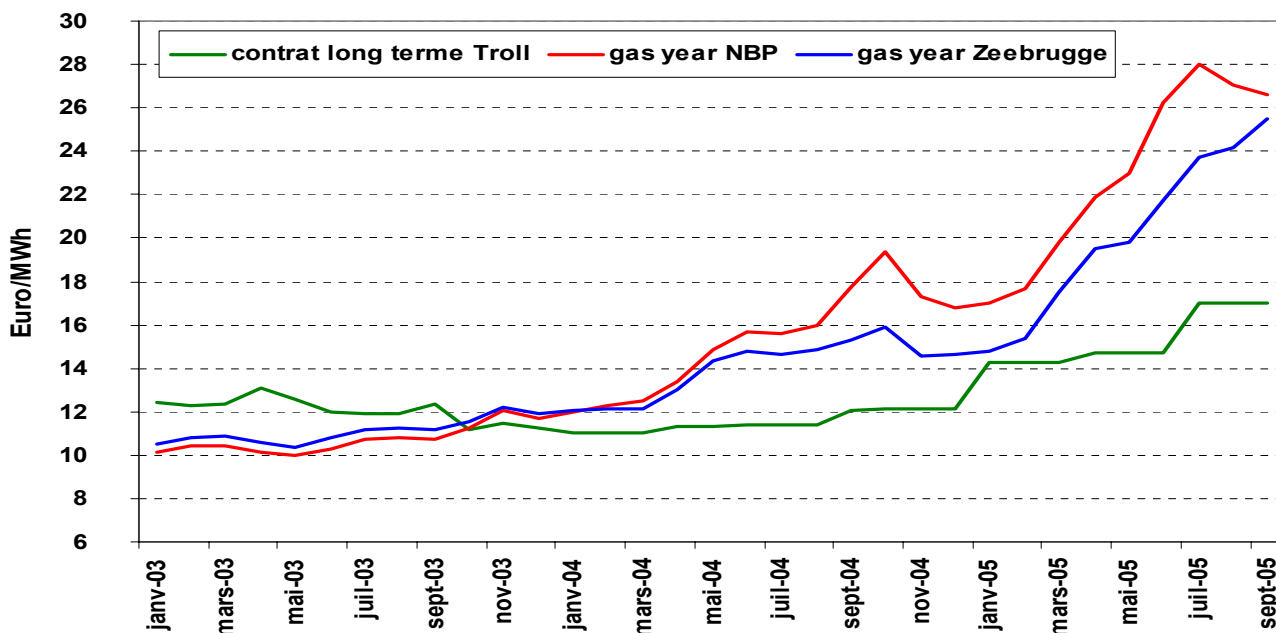
Flux mensuels nets en Gm³ (sens *forward* : exportations du RU vers le continent)



Source : IUK – Analyse : CRE

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

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



Sources : Heren, Platts – Analyse : CRE

Les fournisseurs alternatifs qui ne peuvent pas, ou peu, bénéficier de contrats à long terme, et qui doivent donc acheter du gaz *spot* pour alimenter leurs clients en France et dans les autres pays de l'Europe continentale, voient leurs marges de manœuvre se réduire.

Pour remédier à cette situation, un programme de cession temporaire de gaz et la mise en place de points d'échange de gaz (PEG) sur chaque zone d'équilibrage, ont été développés en France.

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 :

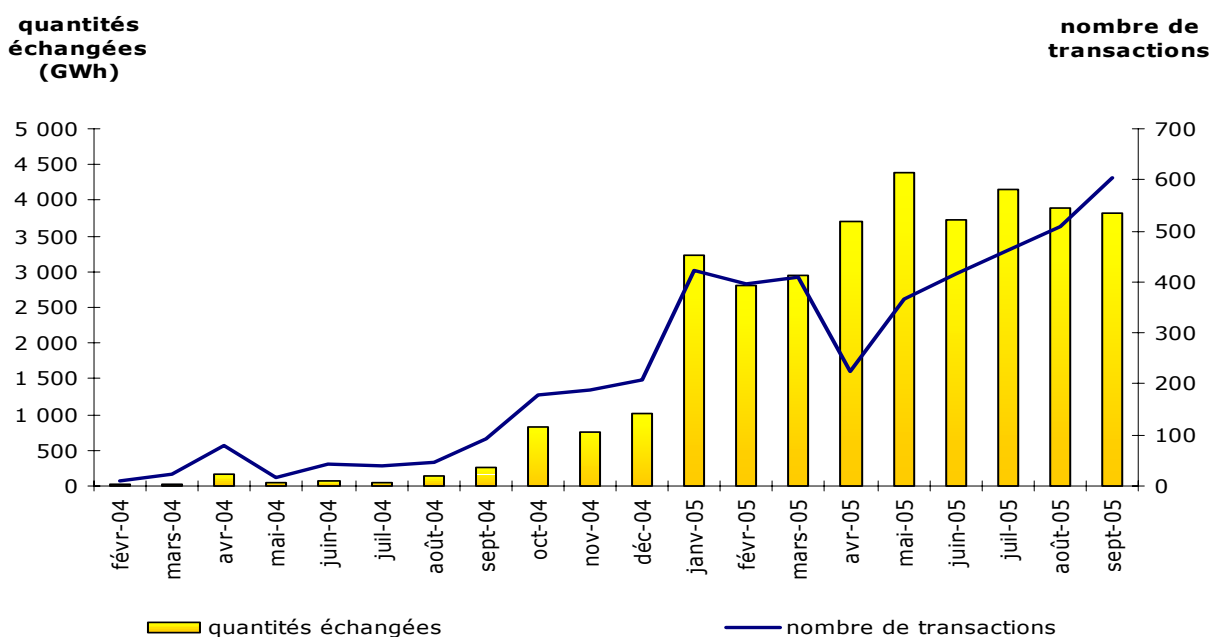
- les échanges de gaz entre fournisseurs ;
- l'approvisionnement en gaz des opérateurs de réseau pour la gestion du réseau dans le cadre de l'équilibrage des bilans journaliers des expéditeurs, le fonctionnement des compresseurs, la constitution du stock en conduite pour les nouveaux ouvrages ;
- les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

Les PEG ont été mis en place en 2004. Les transactions aux PEG sont effectuées au jour le jour, ou font l'objet de contrats de plus longue durée.

Durant le 3^{ème} trimestre 2005 :

- 11 vendeurs sont intervenus sur les points d'échange de gaz (PEG) et 10 acheteurs ;
- cinq sociétés ont obtenu une autorisation de fourniture de gaz à d'autres fournisseurs uniquement.

Le fort accroissement des échanges à partir de janvier 2005 résulte essentiellement des accords passés entre Gaz de France et Total pour dénouer leurs participations conjointes dans la CFM et GSO.



Source : GRT – Analyse : CRE

3. Les faits marquants du 3^{ème} trimestre 2005

Au 1^{er} octobre 2005, les fournisseurs alternatifs, ayant conclu des contrats d'achat de gaz dans le cadre du programme de cession temporaire de gaz, enlèvent le tiers des quantités journalières maximales dans la zone Sud et le huitième des quantités journalières maximales dans la zone Sud-Ouest, pour des livraisons à des clients finals.

Le volume total échangé sur l'ensemble des PEG au troisième trimestre 2005 a été de 12 TWh pour 1 600 transactions.

Près de 13 000 sites ont exercé leur éligibilité au cours de ce trimestre pour une quantité annuelle de 10 TWh ; 20% en quantités d'énergie consommées est fourni par des fournisseurs alternatifs.

Globalement, au 1^{er} octobre 2005 :

- 14 fournisseurs sont actifs ;
- 52 000 sites ont exercé leur éligibilité pour une quantité annuelle d'énergie de 176 TWh, soit 46% de la consommation éligible ;
- la part de marché des fournisseurs alternatifs est de 16% de la consommation d'énergie de l'ensemble des sites éligibles.

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.

Fournisseur alternatif : tout fournisseur autre que le fournisseur historique dans la zone considérée et sur le segment de marché considéré.

Par exemple :

- Gaz et Electricité de Grenoble (GEG) est un fournisseur historique à Grenoble alors qu'il est un fournisseur alternatif à Paris.
- Gaz de France est un fournisseur historique sur le réseau de distribution dans la zone Sud-Ouest, et serait un fournisseur alternatif sur le réseau de transport dans cette même zone.

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

Site ayant exercé son éligibilité : 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

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

⁵ « Over the Counter » ou de gré à gré

- **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.

Glossaire propre à l'observatoire du marché du gaz

Gas release : programme de cession temporaire de gaz par Gaz de France et Gaz du Sud-Ouest dans le sud de la France.

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

Segments de marché : le marché de la clientèle 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.