

Observatoire des marchés de l'électricité et du gaz

16 février 2005

Introduction	4
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} janvier 2005.....	7
4. Analyse en dynamique : 3 ^{ème} et 4 ^{ème} trimestres 2004.....	10
Le marché de gros de l'électricité	12
1. Introduction.....	12
2. Volumes sur le marché de gros français et comparaison européenne	14
3. Prix sur le marché de gros français et comparaison européenne	16
4. Concentration du marché français de l'électricité.....	18
Le marché de détail du gaz	21
1. Introduction.....	21
2. Les segments de la clientèle éligible et leurs poids respectifs.....	22
3. Etat des lieux au 1 ^{er} janvier 2005.....	22
4. Analyse en dynamique : 3 ^{ème} et 4 ^{ème} trimestre 2004	27
Le marché de gros du gaz.....	29
1. La formation des prix du gaz et les marchés du gaz en Europe.....	29
2. Le marché de gros en France	31
Glossaire commun de l'observatoire des marchés de l'électricité et du gaz	33
Glossaire propre à l'observatoire du marché de l'électricité	34
Glossaire propre à l'observatoire du marché du gaz.....	36

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.

Le présent observatoire a pour objectif de présenter à un large public des indicateurs de suivi de l'ouverture des marchés.

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.

Cet observatoire est mis à jour tous les trimestres.

Il porte sur les marchés de gros et de détail de l'électricité et du gaz en France métropolitaine.

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.

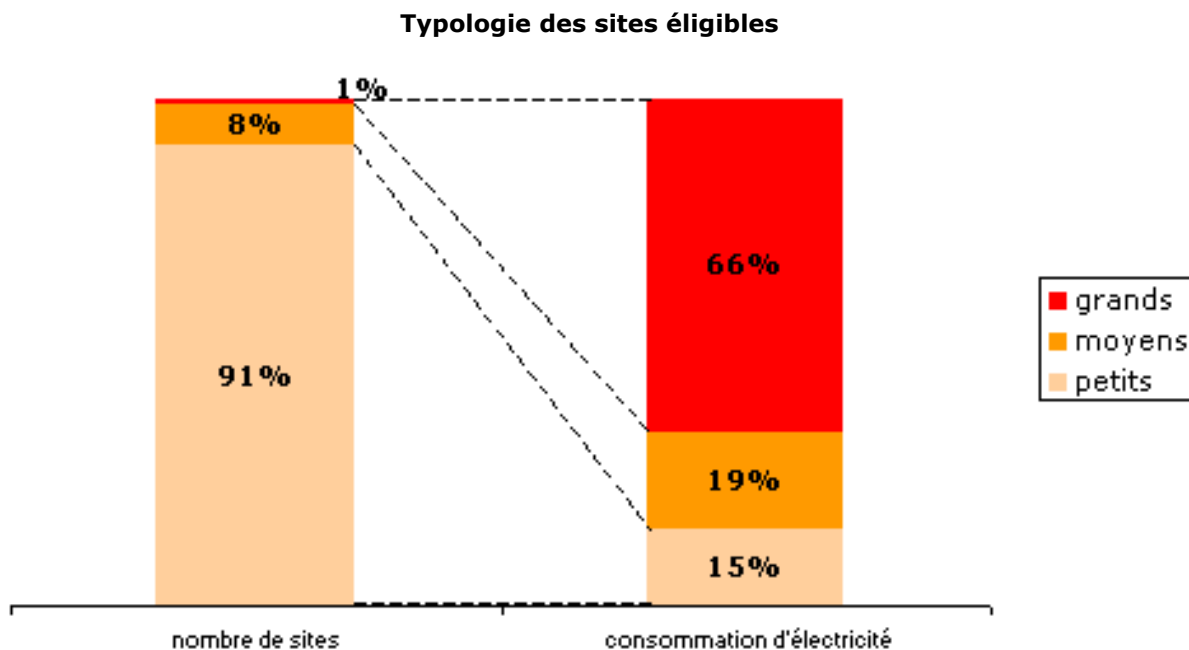
Depuis le 1er juillet 2004 en effet, toutes les entreprises et collectivités locales peuvent librement choisir leur fournisseur d'électricité (4.5 millions de sites clients représentant une consommation d'électricité annuelle d'environ 295 TWh).

Les 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, SICAIE 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} janvier 2005

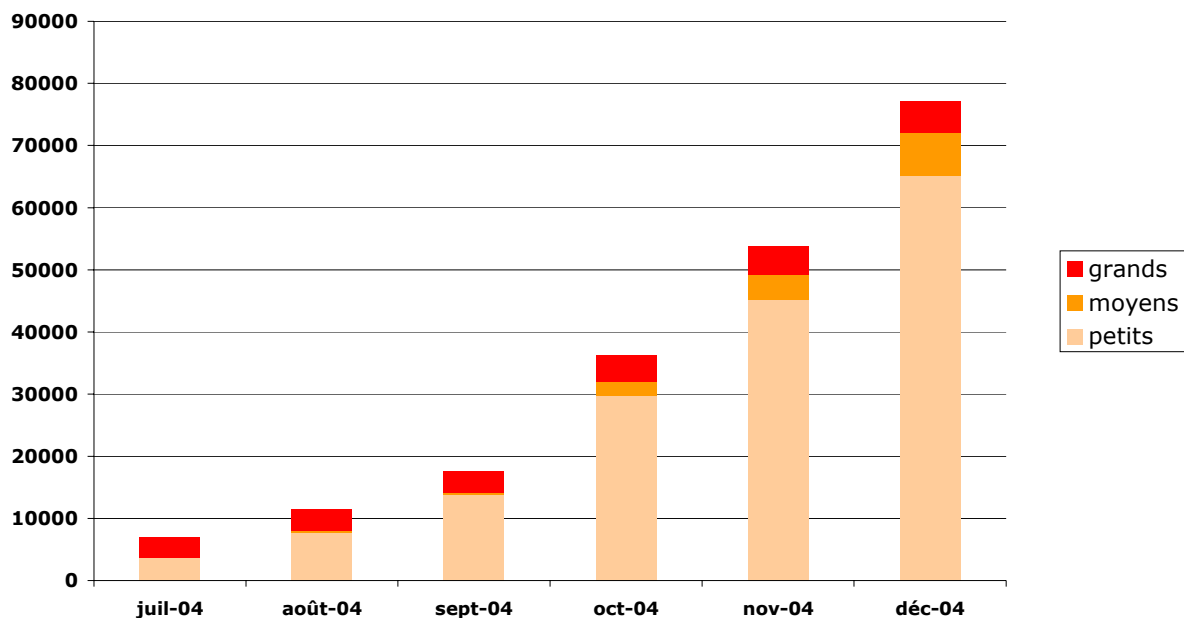
A. Tableau de synthèse du semestre écoulé

Situation (en nombre de sites)	Au 1 ^{er} janvier 2005	Au 1 ^{er} juillet 2004	Au 30 juin 2004
- sites éligibles	4 500 000	4 500 000	3 500
- sites ayant exercé leur éligibilité	77 600	4 800	3 300
dont sites ayant opté pour un fournisseur alternatif	21 800	2 200	800
- parts de marché des fournisseurs alternatifs sur l'ensemble des sites ayant exercé leur éligibilité	28 %	46%	24%
- parts de marché des fournisseurs alternatifs sur l'ensemble des sites éligibles	0.5 %	0.1%	Non comparable

Sources : GRD, RTE – Analyse : CRE

B. Evolution du parc des sites ayant exercé leur éligibilité

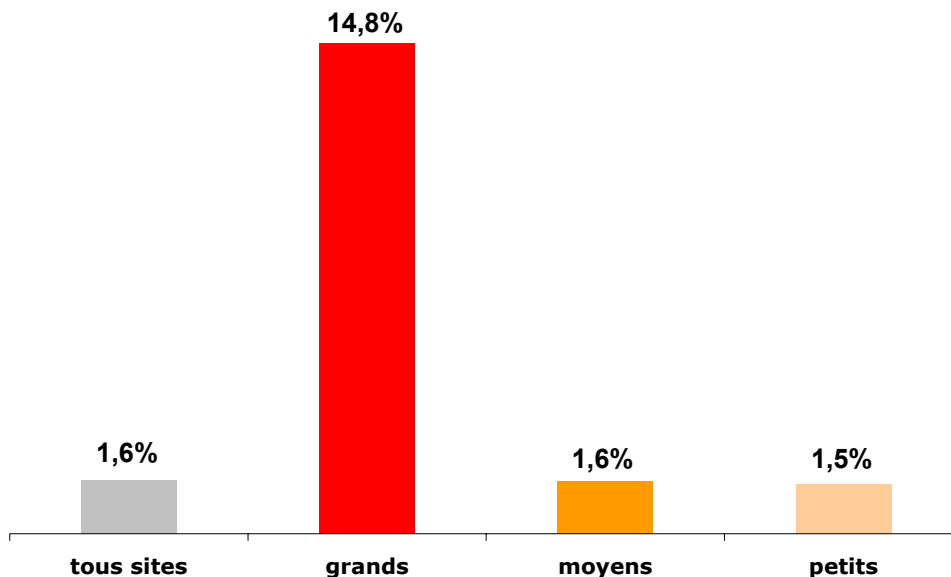
Cumul des sites ayant exercé leur éligibilité



Sources : GRD, RTE – Analyse : CRE

Environ 77 600 sites ont exercé leur éligibilité au 1^{er} janvier 2005. Depuis le 1^{er} juillet 2004, ceci représente une croissance mensuelle moyenne de 59%.

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

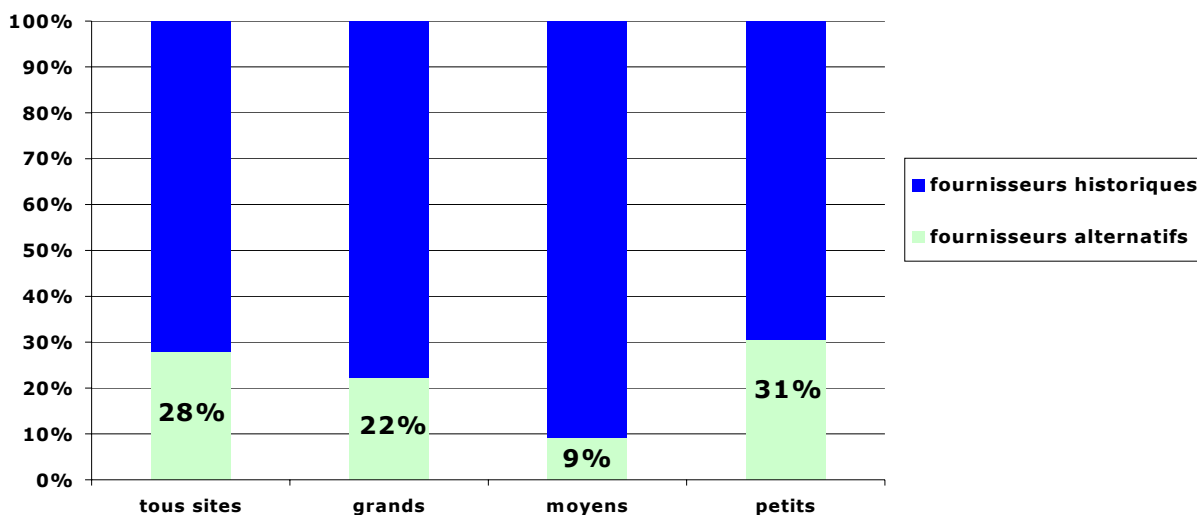


Sources : GRD, RTE – Analyse : CRE

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 graphique du paragraphe précédent montre que les petits sites assurent l'essentiel de la croissance de l'éligibilité. Néanmoins, comme le montre le graphique ci-dessus, le taux d'exercice de l'éligibilité est bien plus élevé chez les grands sites, pour qui la concurrence est effective depuis plus longtemps.

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

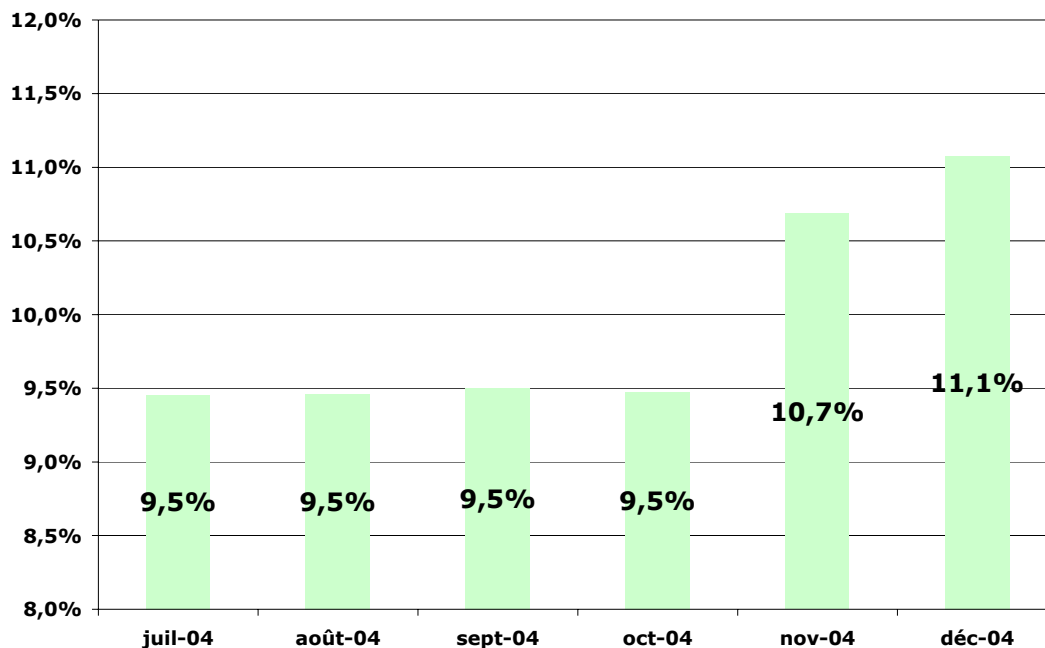
**Parts de marché au 1^{er} janvier 2005
rapportées à l'ensemble des sites ayant exercé leur éligibilité**



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 moyens sites.

Evolution des parts de marché des fournisseurs alternatifs rapportées à la consommation totale éligible



Sources : GRD, RTE – Analyse : CRE

En terme de consommation d'électricité, la part de marché des fournisseurs alternatifs progresse lentement. En effet, la majorité de leurs nouveaux clients sont des petits sites dont la consommation est en moyenne plus de 500 fois inférieure à celle de leur plus petit client d'avant le 1^{er} juillet.

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

	Tous sites	Grands sites	Moyens sites	Petits sites
Nombre de fournisseurs alternatifs actifs	23	21	7	6

Sources : GRD, RTE – Analyse : CRE

Un fournisseur alternatif est dit actif s'il possède au minimum un client en portefeuille. Le tableau ci-dessus montre que le nombre de fournisseurs actifs augmente avec la taille des sites.

4. Analyse en dynamique : 3^{ème} et 4^{ème} trimestres 2004

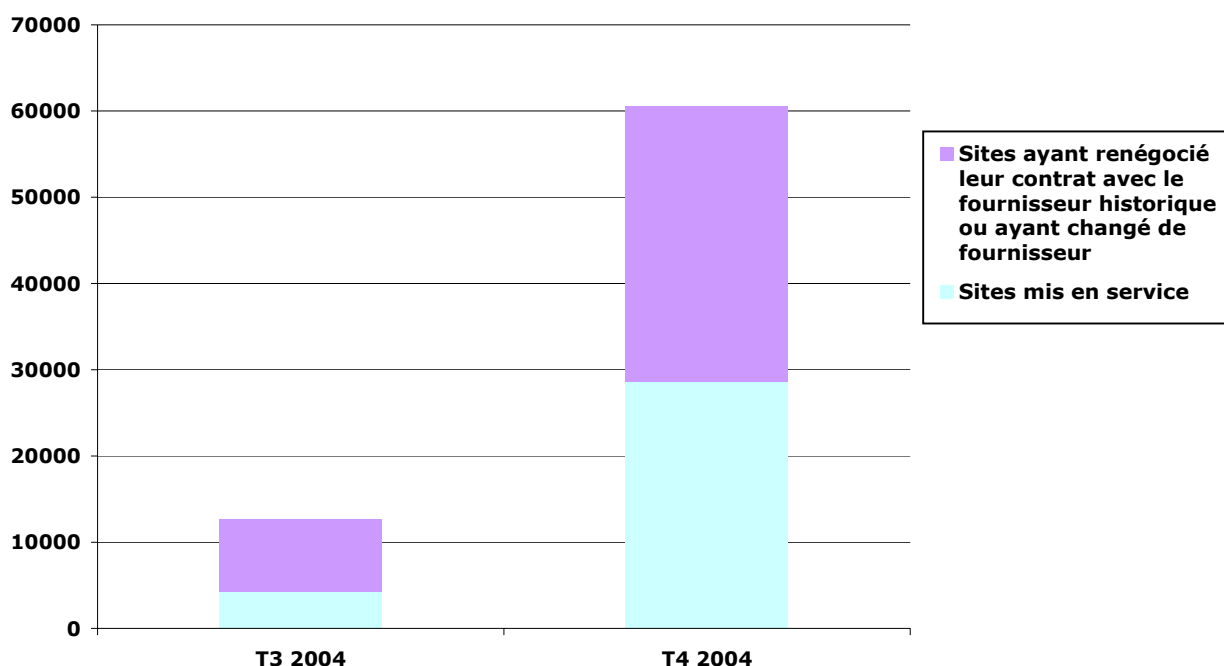
A. Tableau de synthèse des deux trimestres écoulés

AU COURS DU TRIMESTRE : (en nombre de sites)	4 ^{ème} Trimestre 2004	3 ^{ème} Trimestre 2004
- sites éligibles	4 500 000	4 500 000
- sites ayant exercé leur éligibilité	60 000	12 900
dont sites ayant opté pour un fournisseur alternatif	14 900	4 700
- parts de marché des fournisseurs alternatifs sur l'ensemble des sites ayant exercé leur éligibilité au cours du trimestre	25 %	36 %

Sources : GRD, RTE – Analyse : CRE

B. Part des mises en service

Evolution du nombre de sites ayant exercé leur éligibilité

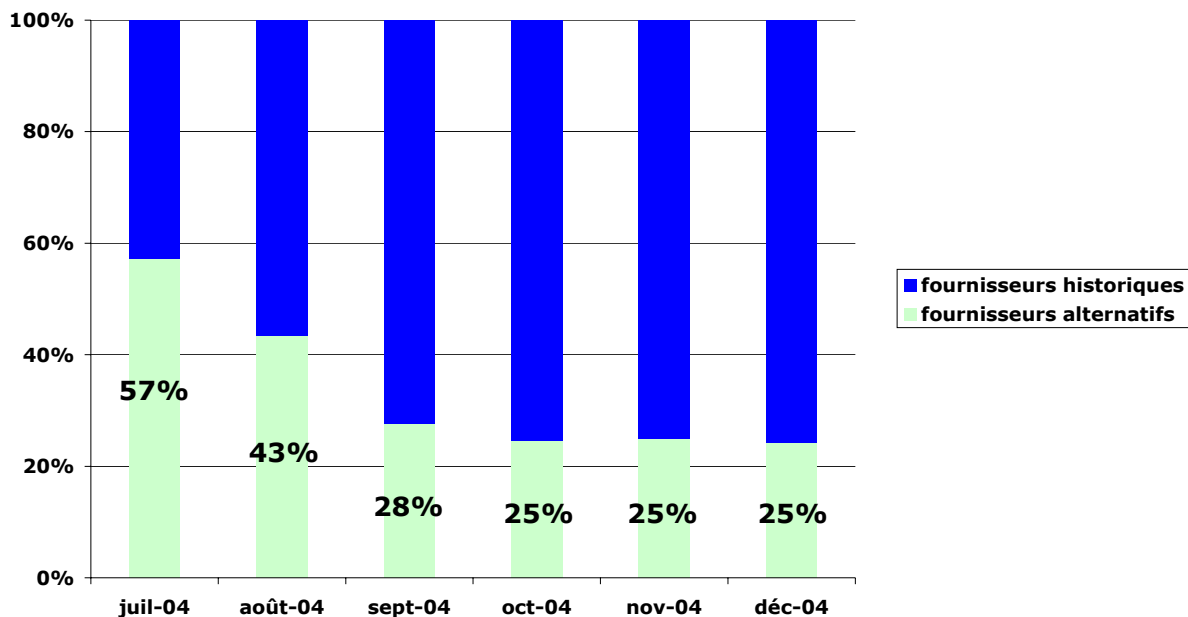


Sources : GRD, RTE – Analyse : CRE

Les mises en service représentent environ la moitié des cas d'exercice de l'éligibilité au dernier trimestre 2004. Ceci n'était pas le cas lors du troisième trimestre où les fournisseurs historiques proposaient encore massivement les tarifs réglementés aux sites mis en service. Il convient de noter que les fournisseurs alternatifs sont quasiment absents du segment des mises en service.

C. Parts de marché mensuelles des fournisseurs

Evolution des parts de marché mensuelles des fournisseurs alternatifs rapportées au nombre de sites ayant exercé leur éligibilité au cours du mois



Sources : GRD, RTE – Analyse : CRE

Au dernier trimestre, les fournisseurs alternatifs captent environ $\frac{1}{4}$ des sites exerçant leur éligibilité. Cette proportion est à peu près stable depuis septembre.

Auparavant, la part de marché des fournisseurs alternatifs était plus élevée pour deux raisons :

- Les mises en service se faisaient le plus souvent au tarif réglementé donc sans exercice de l'éligibilité au 3^{ème} trimestre 2004 (cf. paragraphe 4-b).
- L'ouverture du marché le 1^{er} juillet a généré un pic de demande très fortement tourné vers les fournisseurs alternatifs.

Le marché de gros de l'électricité

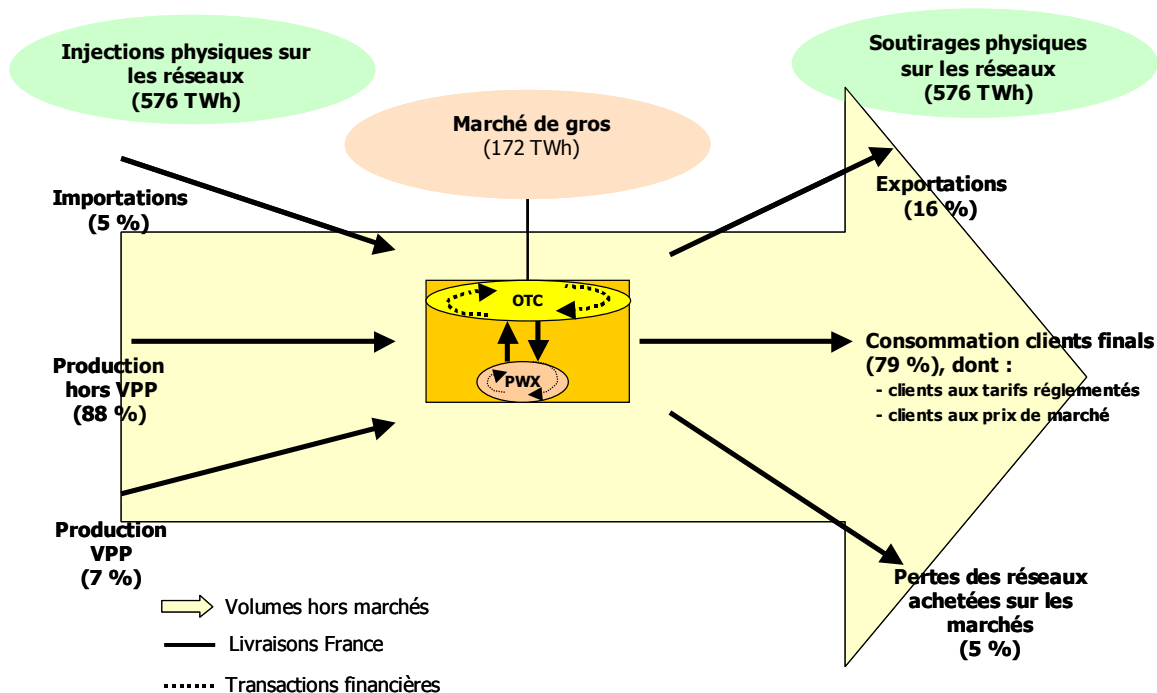
1. Introduction

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.

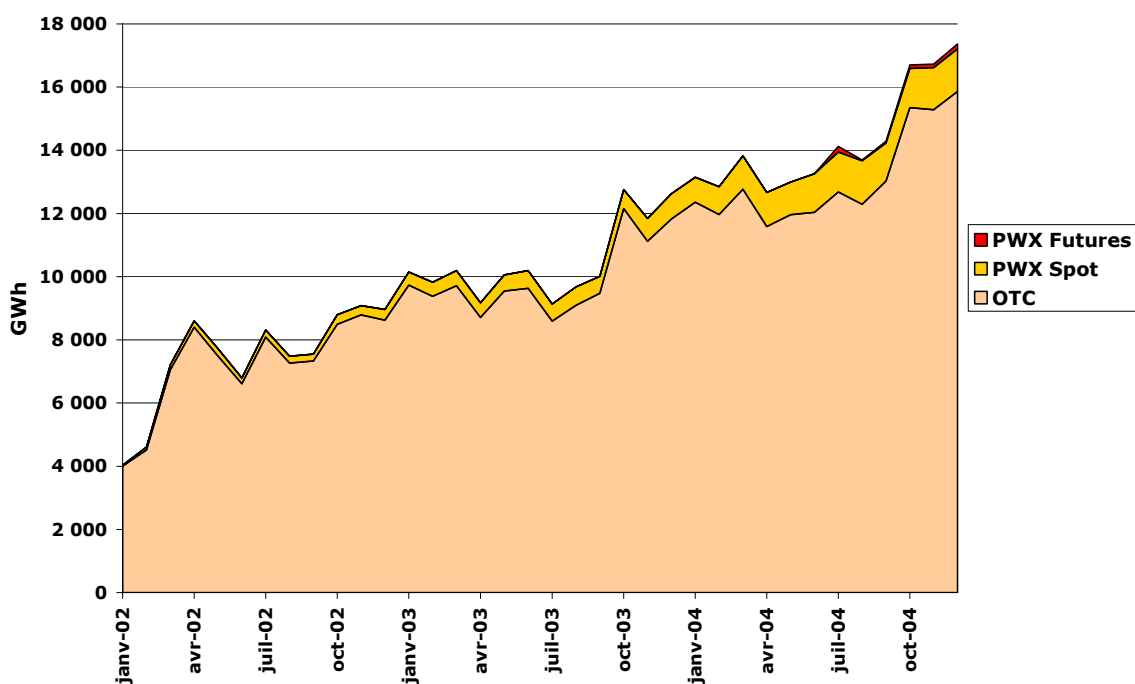


Source : RTE (données 2004) – Analyse : CRE

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.

Comme le montre le graphique ci-dessous, 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. Sur le 4^{ème} trimestre 2004, le volume total des transactions sur le marché de gros livrées sur la plaque France² est estimé à 50,8 TWh, soit environ 32% des injections ou soutirages sur le réseau électrique français.

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



Sources : RTE, PWX – Analyse : CRE

² Donc hors échanges purement financiers.

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

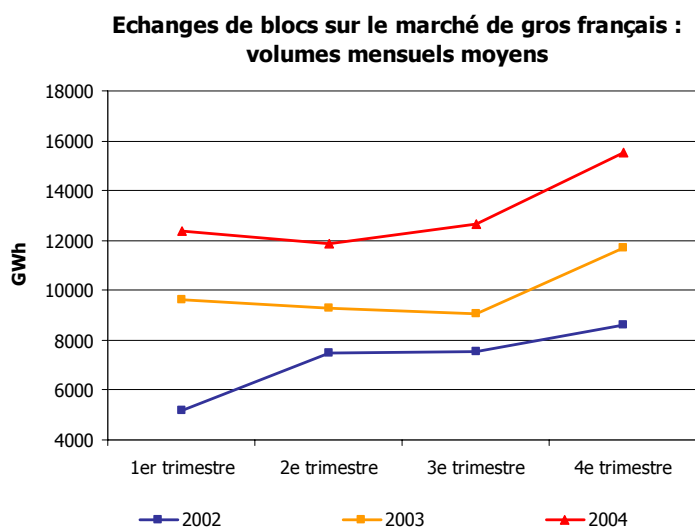
Rappelons qu'au regard de la consommation nationale, les volumes de transactions sur les bourses d'échanges en Europe restent très limités, sauf sur le NordPool. Malgré le développement des marchés d'échanges organisés, l'essentiel du commerce de gros de l'électricité continue donc de s'effectuer sur 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 français³.

Comme le montre le graphique ci-dessous, le volume des échanges de blocs a connu une croissance constante au cours des trois dernières années. En particulier, les volumes traités connaissent un net rebond sur la seconde partie de l'année 2004, pour atteindre 15,5 TWh en moyenne mensuelle au 4^{ème} trimestre 2004.



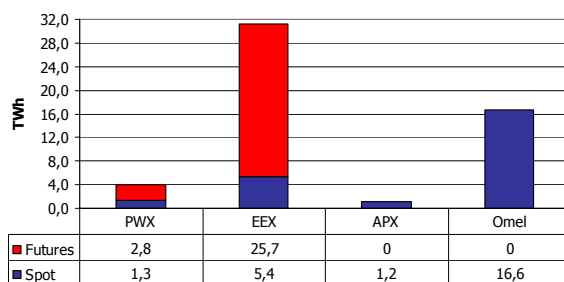
Source : RTE – Analyse : CRE

³ Rappelons que les échanges de blocs correspondent aux achats/ventes de gré à gré livrés physiquement sur la plaque France, hors les ventes aux clients finals (sites de consommation) : cet estimateur n'inclut donc pas les échanges bilatéraux purement financiers.

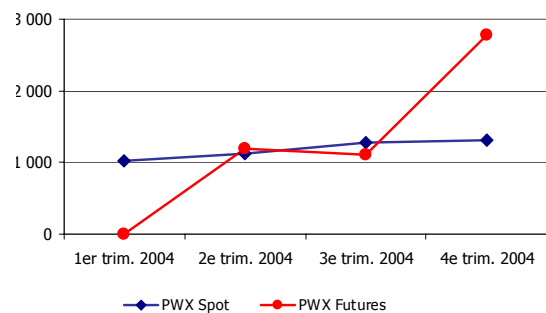
B. Volumes échangés sur les marchés organisés

Encore relativement jeunes, les marchés *spot* et *futures* Powernext présentent une liquidité certes modeste mais en croissance régulière. En comparaison, la bourse allemande EEX, qui est plus mature, comptabilise des volumes de transactions plus importants mais sans commune mesure avec d'autres places européennes comme Omel, le *pool* espagnol. Enfin, soulignons que de manière générale, la liquidité est bien meilleure sur les produits Base que sur les produits Pointe.

Volumes mensuels moyens échangés au 4^{ème} trimestre 2004 sur les principales places européennes (spot & futures)



Volumes mensuels moyens échangés sur PWX Spot et PWX Futures (toutes échéances confondues)



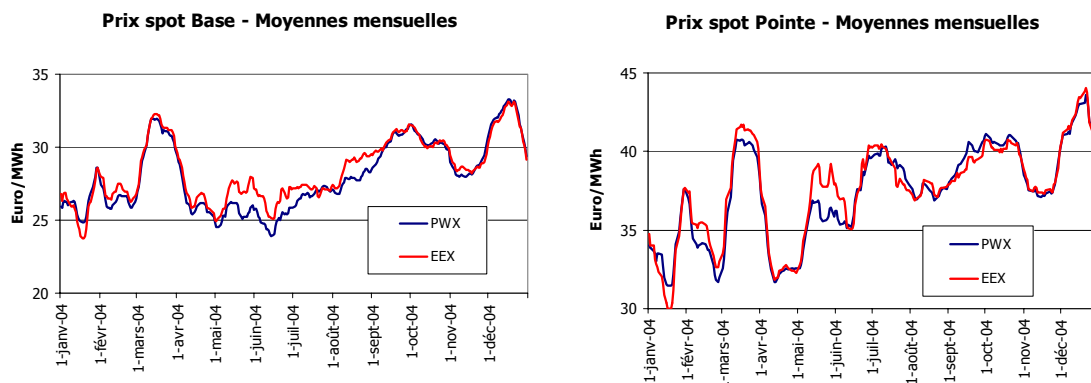
Sources : PWX, EEX, APX, Omel – Analyse : CRE

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 marchés organisés uniquement.

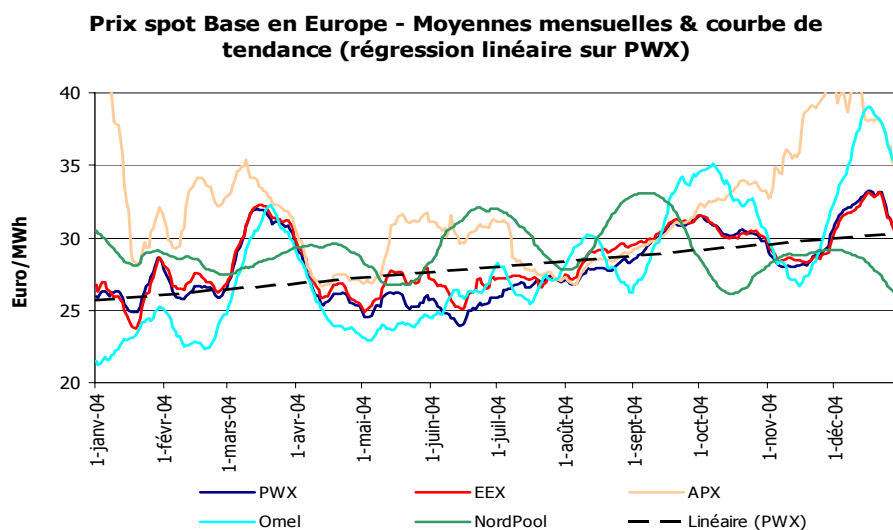
A. Prix *spot*

Comme c'était le cas pour toute l'année 2004, les prix *spot* en France et en Allemagne ont suivi une évolution analogue pendant le dernier trimestre 2004, et le différentiel de prix entre les deux pays est resté très peu élevé. Le niveau de prix du dernier trimestre 2004 est à peu près comparable à celui observé pendant la même période de l'année précédente, oscillant en Base autour de 30 €/MWh, sauf en novembre 2004, mois pendant lequel les prix sont moins élevés en raison de températures clémentes.



Sources : PWX, EEX – Analyse : CRE

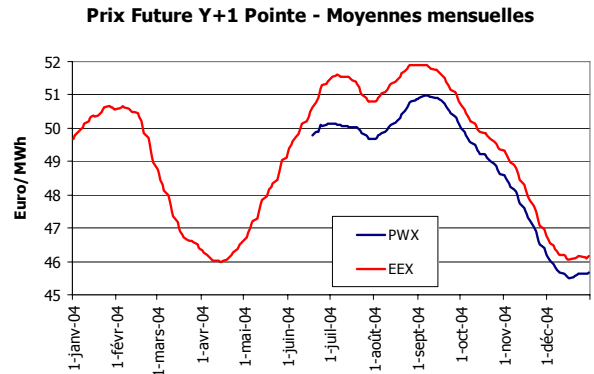
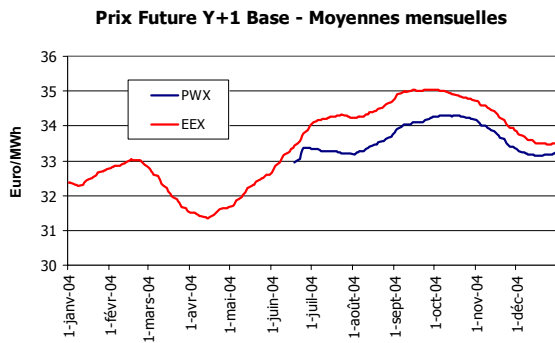
Comme le montre le graphique ci-dessous, les prix *spot* du dernier trimestre 2004 sur les principales bourses européennes connaissent des évolutions contrastées.



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

B. Prix futures

Les prix forward annuels en France et en Allemagne au cours du dernier trimestre 2004 sont à la baisse en Base et plus fortement en Pointe. Sur cette période, on observe également un resserrement du différentiel de prix entre les marchés français et allemand.



Sources : PWX, EEX – Analyse : CRE

4. Concentration du marché français de l'électricité

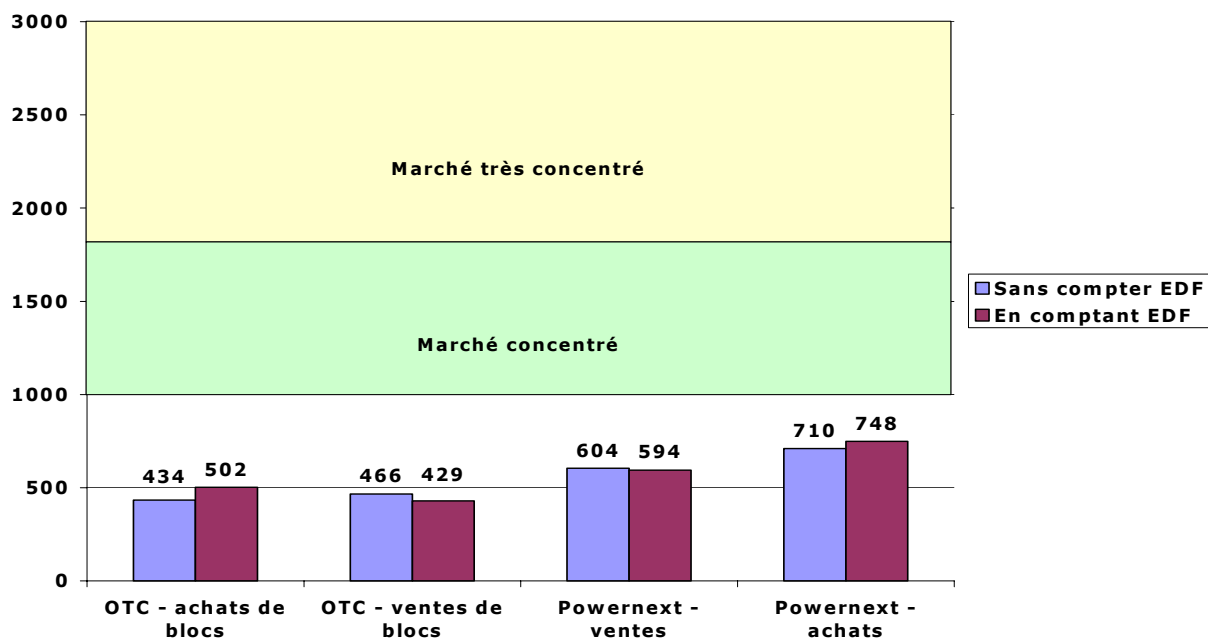
A la fin du quatrième trimestre 2004, 80 responsables d'équilibre sont présents sur le marché de gros français, dont 43 interviennent sur Powernext *Spot* et 13 sur Powernext *Futures*.

A. Concentration des différents segments du marché de gros français

Le graphique suivant donne l'indice de Herfindahl-Hirschman (HHI)⁴ pour les différents segments du marché de gros français.

Le marché OTC et la bourse apparaissent comme des marchés peu concentrés, que le Groupe EDF soit pris en compte ou non.

Indice de concentration HHI – marché de gros
- dernier trimestre 2004 -



Source : RTE – Analyse : CRE

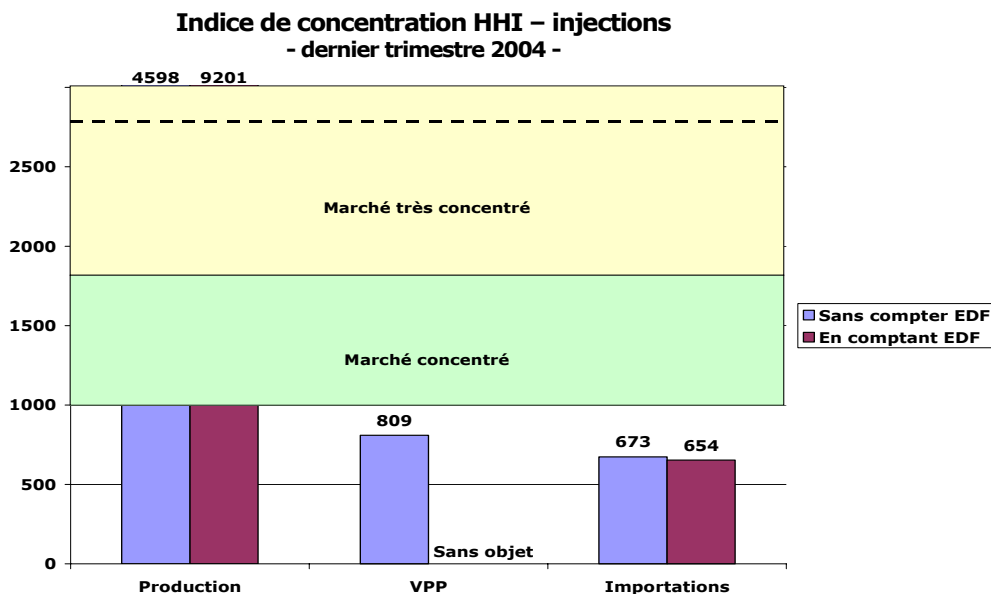
B. Concentration des différents segments en amont et en aval du marché de gros français

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).

⁴ 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.

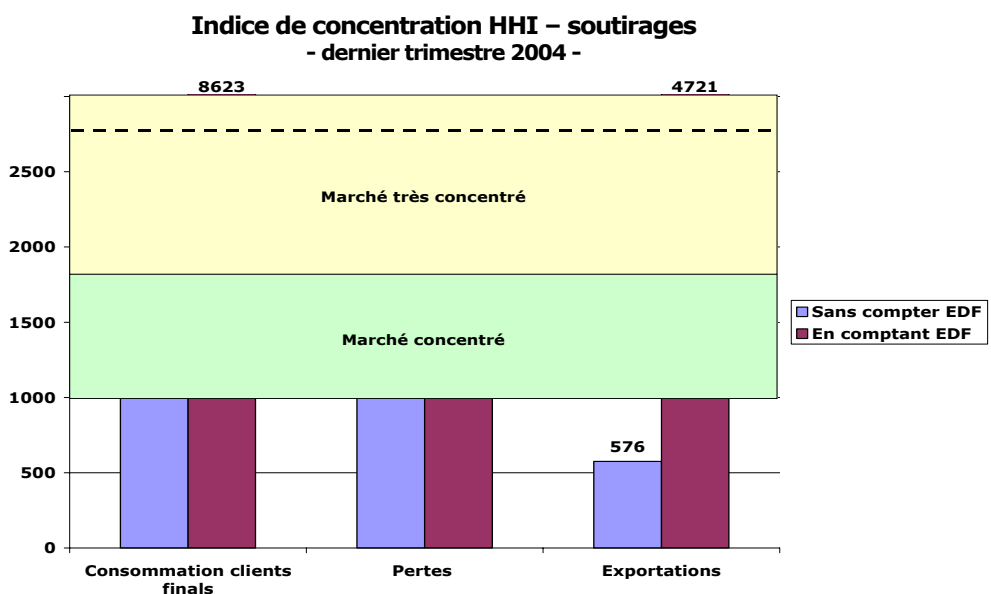
Étant données les spécificités des marchés de l'électricité, cet indice ne doit être utilisé comme un indicateur du degré de concurrence qu'avec précaution. En effet, dans le cas de l'électricité, concentration et concurrence ne sont pas liées de façon aussi directe que sur la plupart des marchés.

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) sont relativement peu concentrés.



Source : RTE – Analyse : CRE

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



Source : RTE – Analyse : CRE

Le marché du gaz

Le marché de détail du gaz

1. Introduction

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

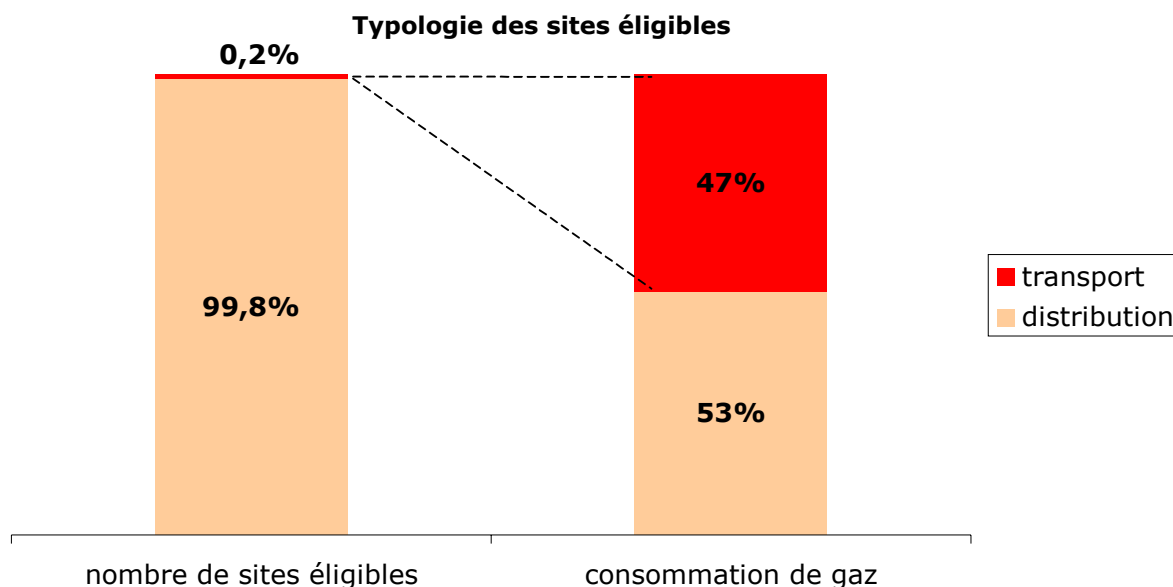
- à partir d'août 2000, éligibilité de tous les sites ayant une consommation annuelle de gaz supérieure à 237 GWh et de tous les producteurs d'électricité ou producteurs simultanés d'électricité et de chaleur quelque soit leur niveau de consommation annuelle.
- à partir d'août 2003, éligibilité de tous 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 530 000 sites, soit une consommation annuelle de gaz d'environ 350 TWh.

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

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 : GRT, GRD – Analyse : CRE

Les clients éligibles raccordés aux réseaux de transport à haute pression 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} janvier 2005

A. Tableau de synthèse du semestre écoulé

Situation	Au 1 ^{er} janvier 2005	Au 1 ^{er} juillet 2004	Au 30 juin 2004
(en nombre de sites)			
- sites éligibles	530 000	530 000	1 200
- sites ayant exercé leur éligibilité	23 140	3 155	221
dont sites ayant opté pour un fournisseur alternatif	116	33	30
- parts de marché des fournisseurs alternatifs sur l'ensemble des sites ayant exercé leur éligibilité	n.s.	n.s.	n.s.
- parts de marché des fournisseurs alternatifs sur l'ensemble des sites éligibles	n.s.	n.s.	n.s.
- sites ayant exercé leur éligibilité et repris par le fournisseur historique	24	22	21
- sites ayant opté pour un fournisseur alternatif sans exercer leur éligibilité (*)	120		

n.s. : non significatif

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

Situation (en énergie, TWh)	Au 1 ^{er} janvier 2005	Au 1 ^{er} juillet 2004	Au 30 juin 2004
- sites éligibles	350	350	170
- sites ayant exercé leur éligibilité	132	94	88
dont sites ayant opté pour un fournisseur alternatif	34	23	26
- parts de marché des fournisseurs alternatifs sur l'ensemble des sites ayant exercé leur éligibilité	26%	25%	30%
- parts de marché des fournisseurs alternatifs sur l'ensemble des sites éligibles	15%	7%	n.s.
- sites ayant exercé leur éligibilité et repris par le fournisseur historique	19	19	15
- sites ayant opté pour un fournisseur alternatif sans exercer leur éligibilité (*)	20		

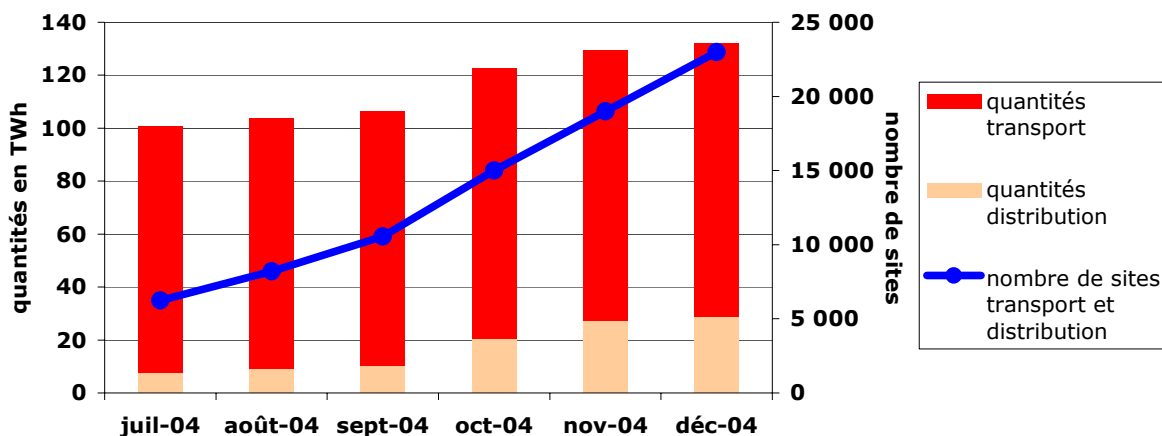
n.s. : non significatif

(*) : 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

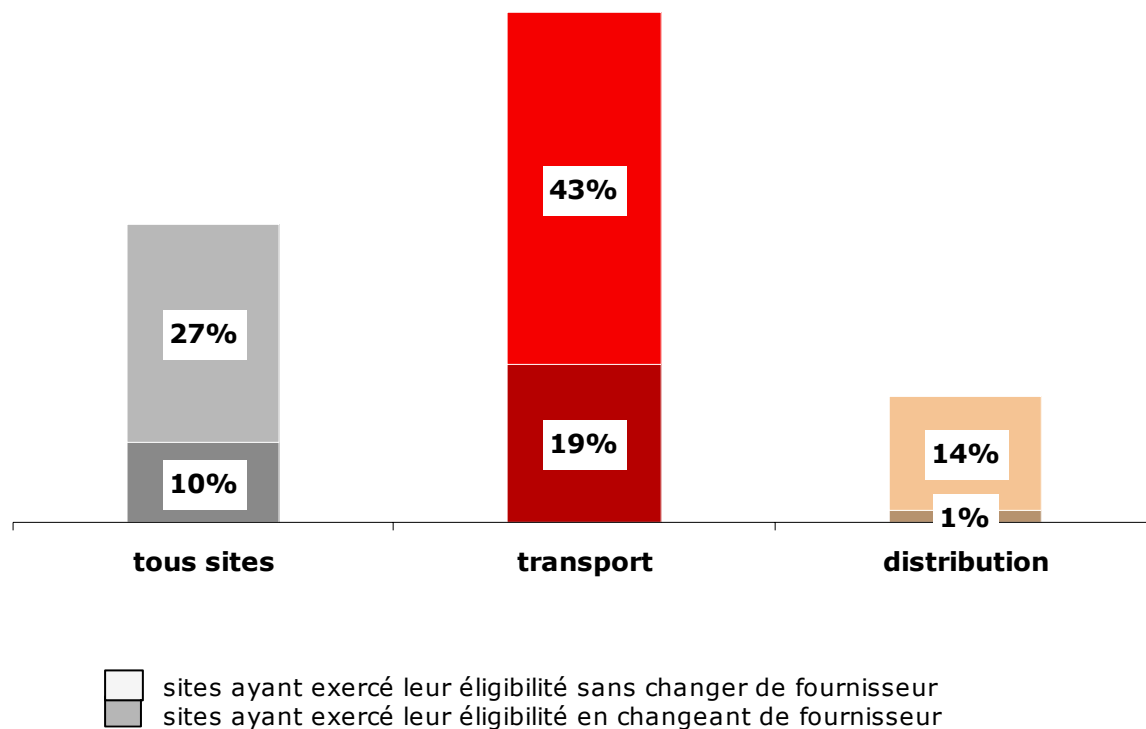
Cumul des sites ayant exercé leur éligibilité



Sources : GRT, GRD – Analyse : CRE

Environ 23 100 sites ont exercé leur éligibilité au 1^{er} janvier 2005. La croissance depuis le 1^{er} juillet est essentiellement due à la distribution (+ 22 850 sites). Le nombre de sites connectés au réseau de transport ayant fait jouer leur éligibilité a cru plus faiblement depuis le 1^{er} juillet 2004 (+ 50 sites).

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

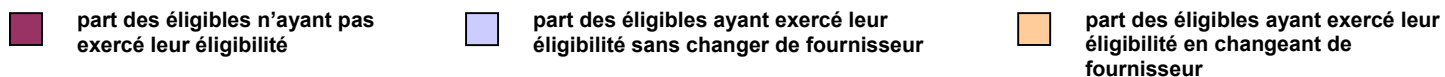
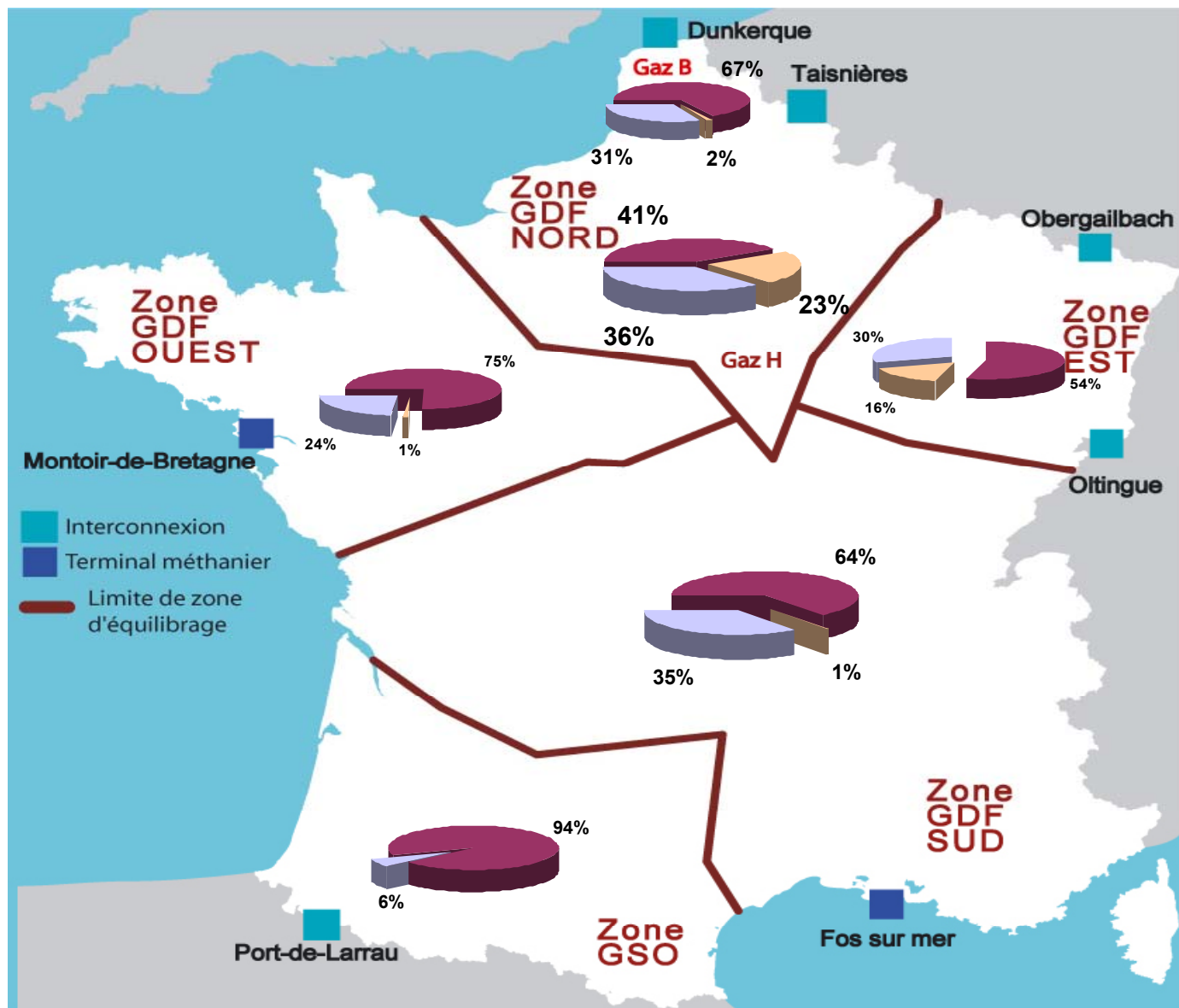


Sources : GRT, GRD – Analyse : CRE

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

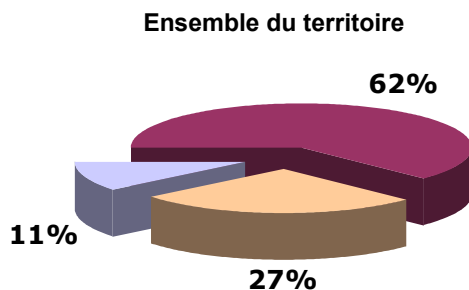
Le taux d'exercice de l'éligibilité et les changements de fournisseur sont plus importants pour les sites du transport ouverts à la concurrence depuis plus longtemps et représentant des consommations unitaires plus importantes.

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

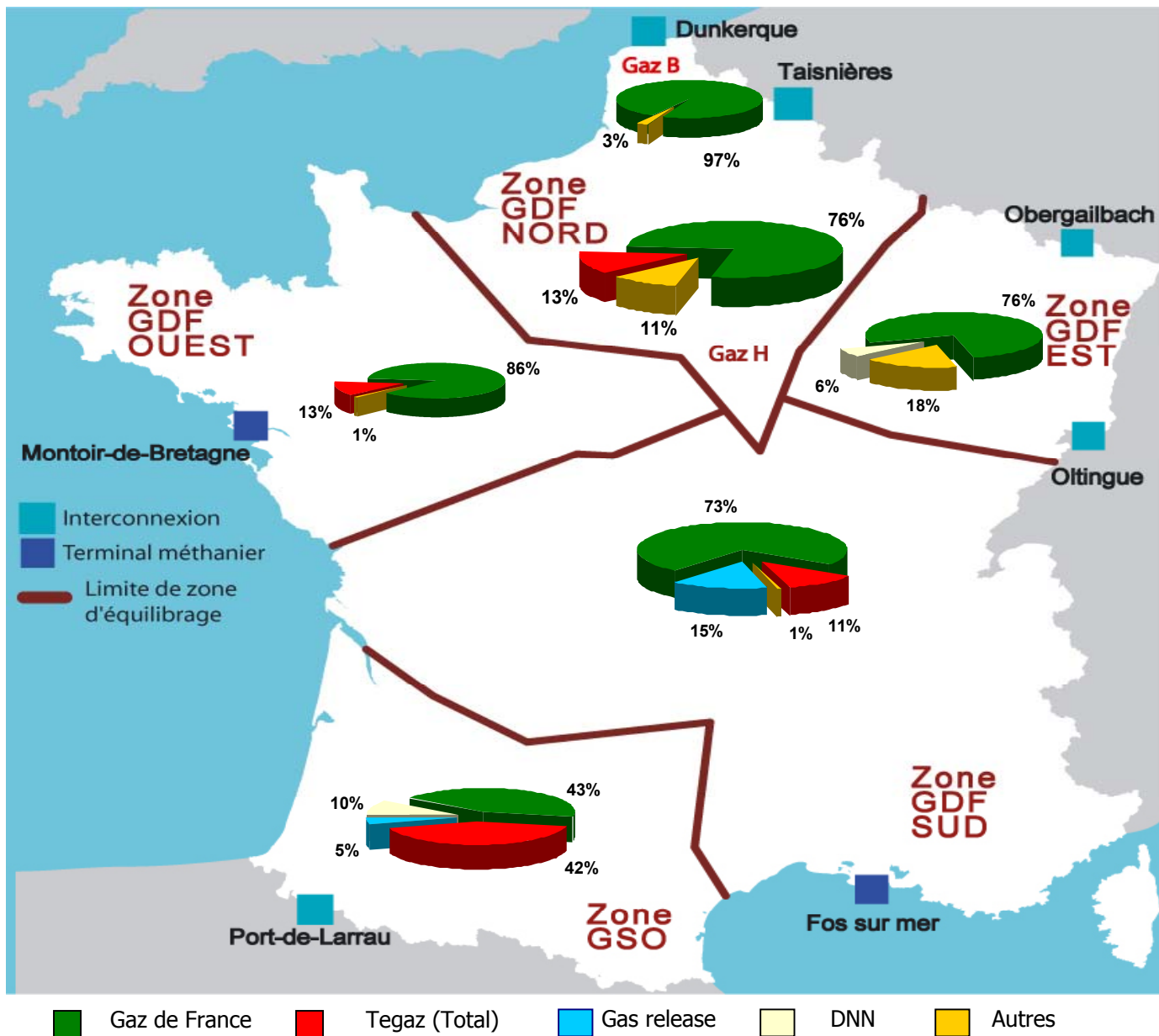


Sources : GRT, GRD, Ministère de l'économie, des finances et de l'industrie – Analyse : CRE

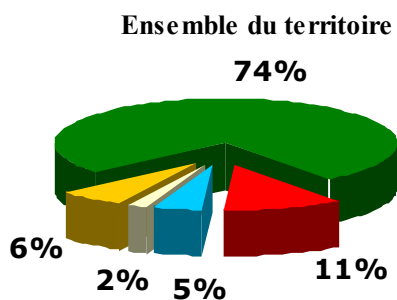
La zone Nord, directement alimentée par les points d'entrée accessibles au gaz de la Mer du Nord, était en 2004 la zone la plus ouverte à la concurrence.



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



Sources : GRT, GRD, Ministère de l'économie, des finances et de l'industrie – Analyse : CRE



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

	Ensemble	Transport	Distribution
Nombre de fournisseurs alternatifs actifs	10	9	8

Sources : GRT, GRD – Analyse : CRE

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

Au 1^{er} janvier 2005, un fournisseur n'intervient que sur les réseaux de distribution, et deux autres que sur les réseaux de transport.

4. Analyse en dynamique : 3^{ème} et 4^{ème} trimestre 2004

A. Tableau de synthèse des deux trimestres écoulés

AU COURS DU TRIMESTRE :	4 ^{ème} Trimestre 2004	3 ^{ème} Trimestre 2004
(en nombre de sites)		
- sites éligibles	530 000	530 000
- sites ayant exercé leur éligibilité	12 520	7 465
dont sites ayant opté pour un fournisseur alternatif	68	15
- parts de marché des fournisseurs alternatifs sur l'ensemble des sites ayant exercé leur éligibilité au cours du trimestre	n.s.	n.s.
<hr/>		
- sites ayant exercé leur éligibilité et repris par le fournisseur historique	2	0
- sites ayant opté pour un fournisseur alternatif sans exercer leur éligibilité (*)	120	0

AU COURS DU TRIMESTRE :	4 ^{ème} Trimestre 2004	3 ^{ème} Trimestre 2004
(en énergie, TWh)		
- sites éligibles	350	350
- sites ayant exercé leur éligibilité	25	13
dont sites ayant opté pour un fournisseur alternatif	3	8
- parts de marché des fournisseurs alternatifs sur l'ensemble des sites ayant exercé leur éligibilité au cours du trimestre	13%	63%
<hr/>		
- sites ayant exercé leur éligibilité et repris par le fournisseur historique	2	0
- sites ayant opté pour un fournisseur alternatif sans exercer leur éligibilité (*)	20	0

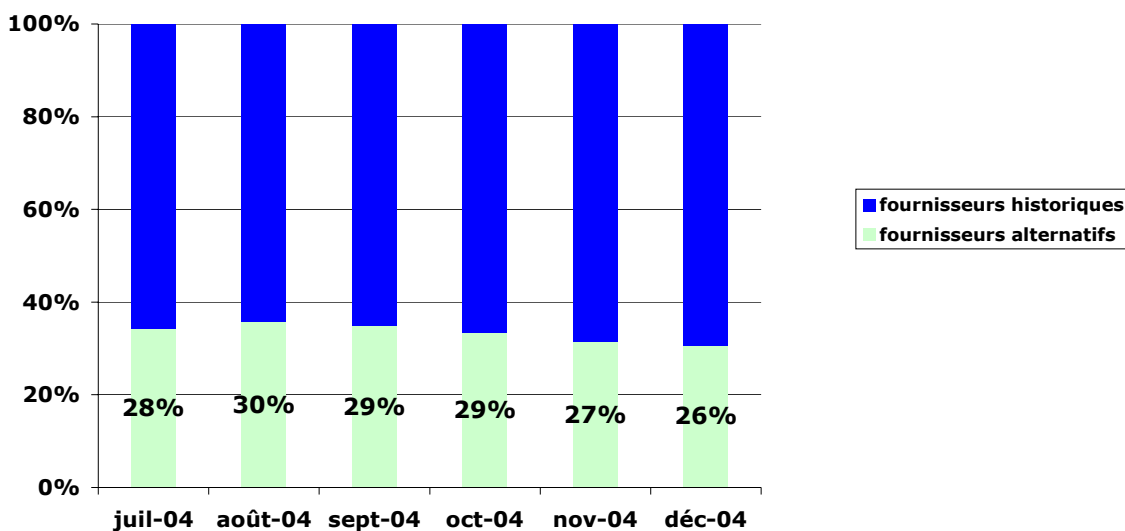
n.s. : non significatif

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

Sources : GRT, GRD – Analyse : CRE

B. Parts de marché mensuelles des fournisseurs

Evolution des parts de marché mensuelles des fournisseurs alternatifs rapportées à la consommation d'énergie des sites ayant exercé leur éligibilité au cours du mois



Sources : GRT, GRD – Analyse : CRE

La part des fournisseurs alternatifs dans les mouvements mensuels décroît légèrement en restant au-dessus de 25 %.

Le marché de gros du gaz

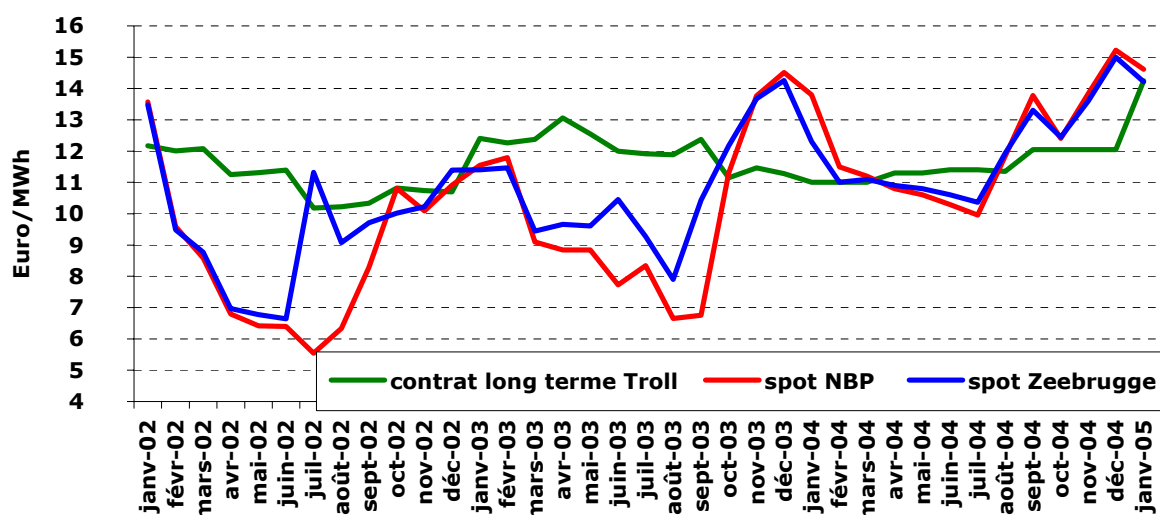
1. La formation des prix du gaz et les marchés du gaz en Europe

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 2003, environ 95% du gaz importé en France était acheté dans le cadre de contrats à long terme (Russie : 24%, Algérie : 22%, Norvège : 31%, Pays-Bas : 17%).

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 : il est orienté à la hausse en hiver lorsque la demande est forte et à la baisse en été.

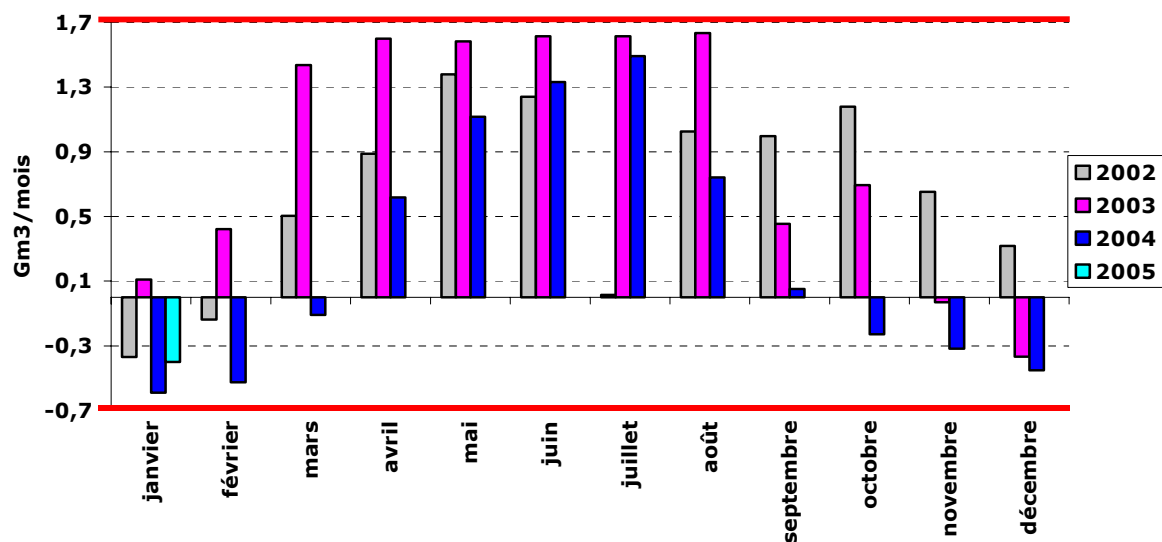
Comparaison du prix « spot » NBP et Zeebrugge et du contrat long terme Troll délivré à Zeebrugge en Euro/MWh



Sources : Heren, Platts – Analyse : CRE

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

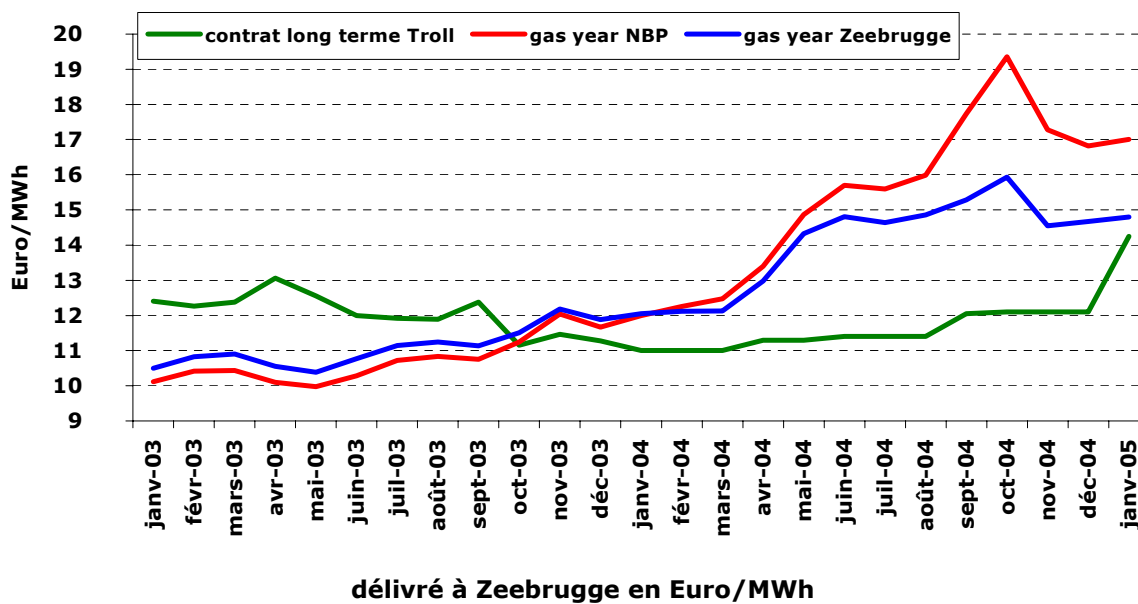
Flux mensuels nets en Gm³ (sens « forward » : exportations du RU vers le continent)



Source : IUK – Analyse : CRE

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



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 « gas release » 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

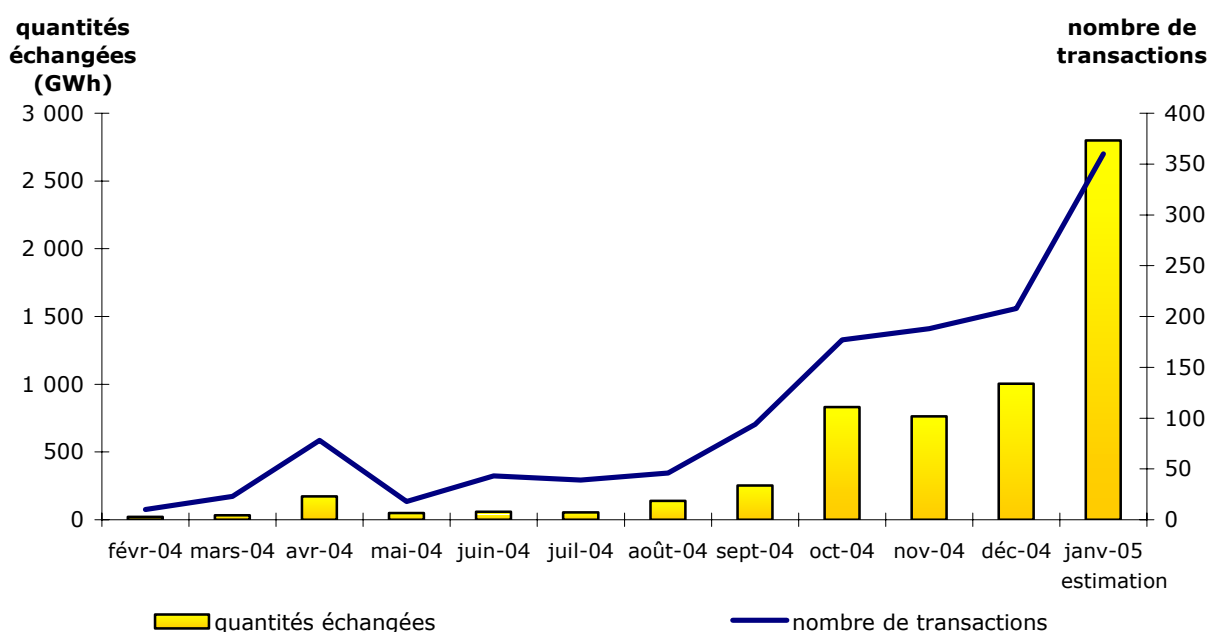
Les échanges sur le marché de gros se réalisent aux Points d'Echange de Gaz (PEG), points virtuels au niveau de chaque zone tarifaire où s'opèrent :

- les échanges de gaz entre fournisseurs ;
- l'approvisionnement en gaz des opérateurs de réseau pour la gestion du réseau 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.

Les transactions aux PEG sont effectuées au jour le jour, ou font l'objet de contrats de plus longue durée.

Les fournisseurs ayant acquis du gaz dans le cadre du programme de cession temporaire de gaz dans le Sud de la France l'enlèvent aux PEG Sud et Sud-Ouest.



Source : GRT – Analyse : CRE

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 quitté son contrat avec tarif réglementé en ayant ou non changé de fournisseur. 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
- **Ventes aux gestionnaires de réseau pour la compensation de leurs pertes** :
http://www.rte-france.com/htm/fr/offre/offre_perte.htm

⁵ « Over the Counter » ou de gré à gré

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.