

Observatoire des marchés de l'électricité et du gaz

4^{ème} trimestre 2007

SOMMAIRE

Introduction	5
Le marché de l'électricité	6
Le marché de détail de l'électricité.....	6
1. Introduction	6
2. Les segments de clientèle et leur poids respectif	7
3. Etat des lieux au 31 décembre 2007	8
4. Analyse en dynamique : 4 ^{ème} trimestre 2007	14
Le marché de gros de l'électricité.....	16
1. Introduction	16
2. Activité sur le marché de gros français	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. Fait marquant du 4 ^{ème} trimestre 2007	25
Le marché du gaz	26
Le marché de détail du gaz.....	26
1. Introduction	26
2. Les segments de clientèle et leur poids respectif	27
3. Etat des lieux au 31 décembre 2007	28
4. Analyse en dynamique : 4 ^{ème} trimestre 2007	34
Le marché de gros du gaz.....	35
1. La formation des prix du gaz et les marchés du gaz en Europe.....	35
2. Le marché de gros en France	39
3. Faits marquants du 4 ^{ème} trimestre 2007	40
Glossaire commun de l'observatoire des marchés de l'électricité et du gaz.....	41
Glossaire propre à l'observatoire du marché de l'électricité	42
Glossaire propre à l'observatoire du marché du gaz	44

Introduction

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.

Depuis le 1^{er} juillet 2007, tous les consommateurs ont la possibilité de choisir leur fournisseur d'électricité ou de gaz.

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 :

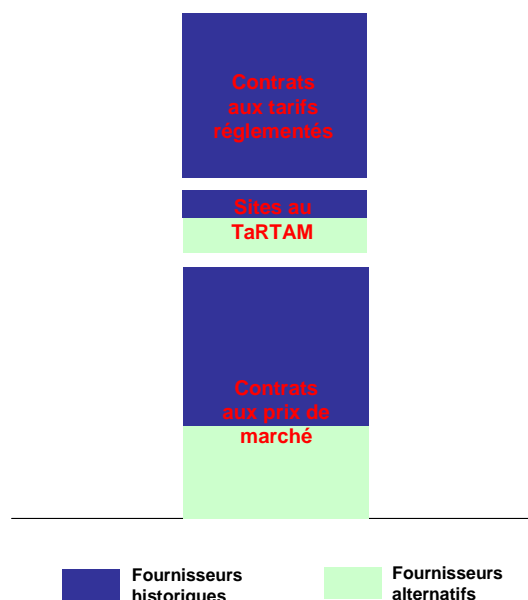
- à partir de juin 2000, éligibilité de tous les sites ayant une consommation annuelle d'électricité supérieure à 16 GWh.
- à partir de février 2003, éligibilité de tous les sites ayant une consommation annuelle d'électricité supérieure à 7 GWh.
- à partir de juillet 2004, éligibilité de toutes les entreprises et collectivités locales
- à partir de juillet 2007, éligibilité de tous les consommateurs, y compris les clients résidentiels.

Aujourd'hui, 34 millions de sites environ sont éligibles¹, ce qui représente environ 435² TWh de consommation annuelle d'électricité.

Les clients peuvent disposer de 3 types de contrats :

- les contrats aux tarifs réglementés (proposés uniquement par des fournisseurs historiques)
- les contrats en offre de marché (proposés par les fournisseurs historiques et par les fournisseurs alternatifs).
- Les contrats au TaRTAM. L'accès à ce type de contrat suppose d'avoir préalablement souscrit un contrat en offre de marché.

Répartition des contrats d'électricité
-schéma illustratif-

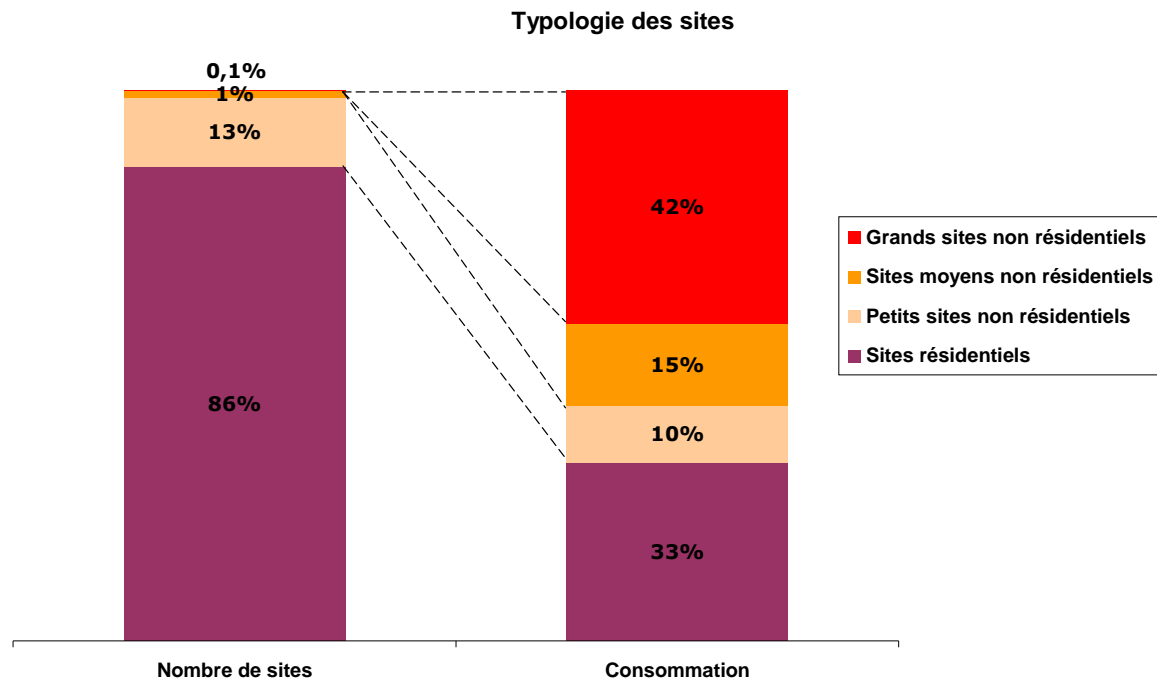


¹ Hors zones non interconnectées (voir le glossaire électricité pour la définition des zones non interconnectées).

² Dans la suite du document, le périmètre d'étude est limité à la consommation des clients raccordés aux principaux gestionnaires de réseaux, qui représente 428 TWh.

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

2. Les segments de clientèle et leur poids respectif



Sources : données 2007 GRD, RTE, fournisseurs – Analyse : CRE

Le marché se divise en quatre segments :

- **Grands sites non résidentiels** : sites 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)
- **Sites moyens non résidentiels** : sites dont la puissance souscrite est comprise entre 36 et 250 kW. Ces sites correspondent à des locaux de PME par exemple (consommation annuelle comprise en général entre 0,15 GWh et 1 GWh).
- **Petits sites non résidentiels** : sites dont la puissance souscrite est inférieure à 36 kVA. Ces sites correspondent au marché de masse des non résidentiels (les professions libérales, les artisans, ...). Leur consommation annuelle est en général inférieure à 0,15 GWh.
- **Sites résidentiels** : sites résidentiels dont la puissance souscrite est inférieure à 36 kVA. Leur consommation annuelle est en général inférieure à 10 MWh.

3. Etat des lieux au 31 décembre 2007

A. Tableau de synthèse du trimestre écoulé

Synthèse en nombre de sites

Situation (en nombre de sites)	Résidentiels		Non résidentiels	
	Au 31 décembre 2007	Au 30 septembre 2007	Au 31 décembre 2007	Au 30 septembre 2007
Nombre total de sites	29 000 000	29 000 000	4 700 000	4 700 000
• dont sites en offre de marché	34 000	6 100	799 000	795 000
• dont sites au TaRTAM	-	-	3 400	3 600
• dont sites alimentés par un fournisseur alternatif	31 000	5 100	333 000	328 000
Parts de marché des fournisseurs alternatifs	0,1%	0,01%	7,0%	7,0 %

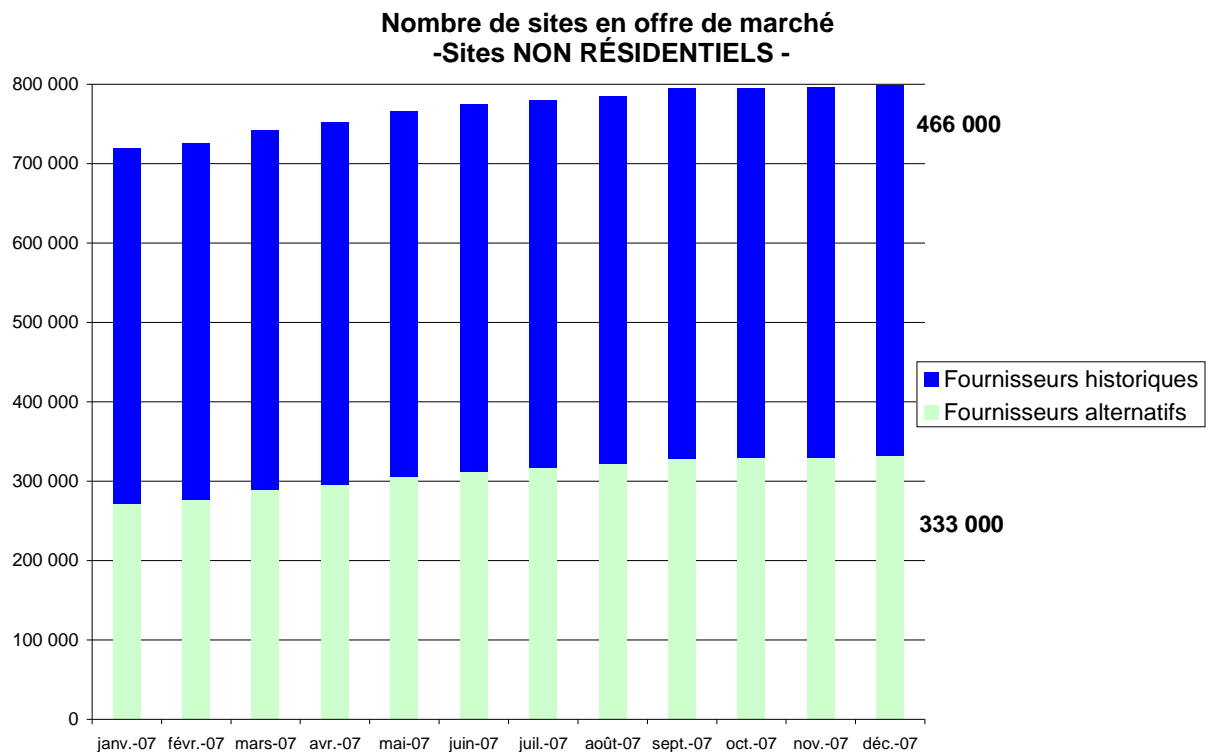
Sources : GRD, RTE, Fournisseurs historiques – Analyse : CRE

Synthèse en consommation

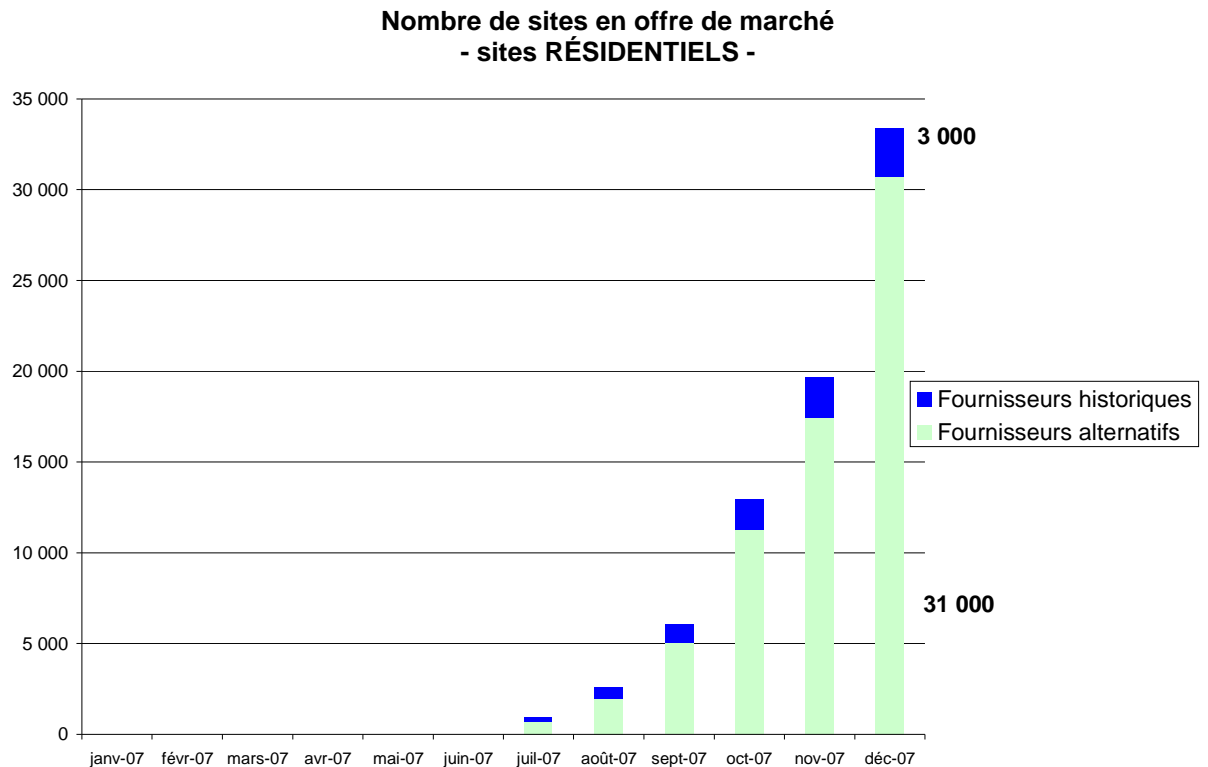
Situation (en consommation)	Résidentiels		Non résidentiels	
	Au 31 décembre 2007	Au 30 septembre 2007	Au 31 décembre 2007	Au 30 septembre 2007
Consommation totale des sites	138 TWh	138 TWh	290 TWh	289 TWh
• dont consommation des sites en offre de marché	0,2 TWh	0,03 TWh	134 TWh	133 TWh
• dont consommation des sites au TaRTAM	-	-	84 TWh	96 TWh
• dont consommation des sites alimentés par un fournisseur alternatif	0,2 TWh	0,02 TWh	36 TWh	37 TWh
Parts de marché des fournisseurs alternatifs	0,1 %	0,02%	12%	13%

Sources : GRD, RTE, Fournisseurs historiques – Analyse : CRE

B. Evolution du nombre de sites en offre de marché



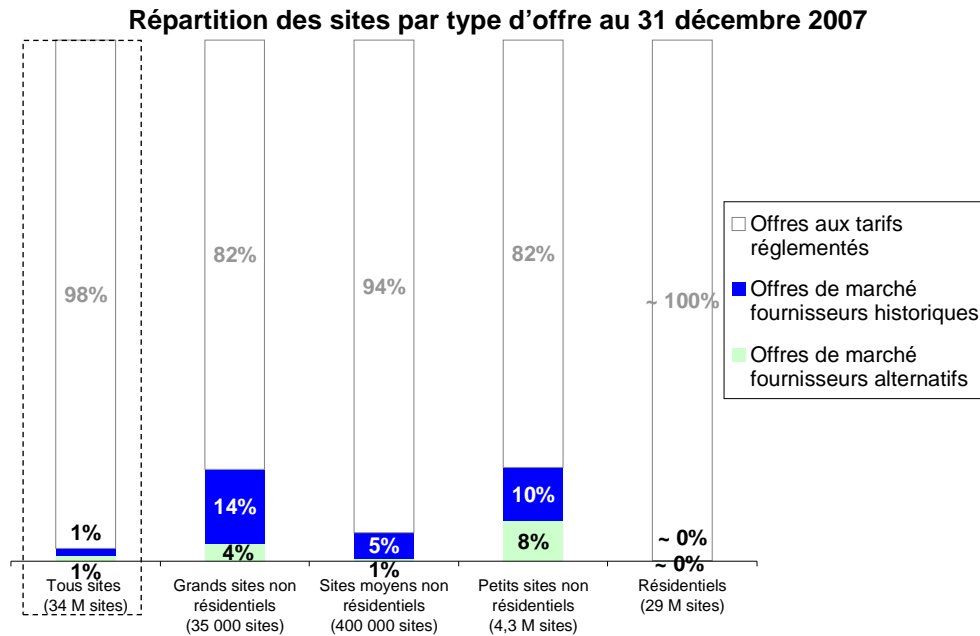
Sources : GRD, RTE, Fournisseurs historiques – Analyse : CRE
NB : Les sites au TaRTAM sont comptabilisés avec les sites en offre de marché.



Sources : GRD, RTE, Fournisseurs historiques – Analyse : CRE

Au 31 décembre 2007, environ 799 000 sites non résidentiels et 34 000 sites résidentiels sont en offre de marché.

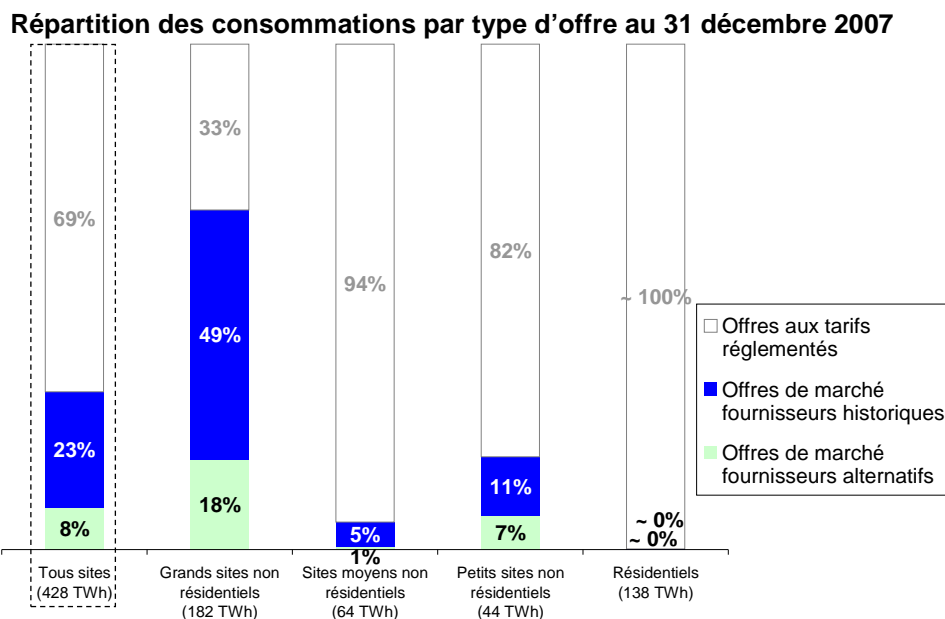
C. Parts de marché en nombre de sites au 31 décembre 2007



Sources : GRD, RTE, Fournisseurs historiques – Analyse : CRE
NB : Les sites au TaRTAM sont comptabilisés avec les sites en offre de marché.

Au 31 décembre 2007, environ 2% des sites sont en offre de marché. Parmi eux, la moitié a fait le choix d'un fournisseur alternatif.

D. Parts de marché en consommation au 31 décembre 2007



Sources : GRD, RTE, Fournisseurs historiques – Analyse : CRE
NB : Les sites au TaRTAM sont comptabilisés avec les sites en offre de marché.

E. Données sur le TaRTAM

La loi du 7 décembre 2006 a instauré un Tarif Réglementé Transitoire d'Ajustement au Marché (TaRTAM). Un client en offre de marché peut bénéficier du TaRTAM pour un site à condition d'en avoir fait la demande à son fournisseur avant le 1^{er} juillet 2007. Ce tarif est applicable pour une durée maximale de deux ans. Le TaRTAM est égal au tarif réglementé de vente hors taxes applicable à un site de consommation présentant les mêmes caractéristiques, majoré de 23% pour les tarifs verts, 20% pour les tarifs jaunes et 10% pour les tarifs bleus.

Au 31 décembre 2007, 3 400 sites environ (soit 0,4% des sites non résidentiels en offre de marché) sont au TaRTAM. Ils représentent une consommation annuelle de 84 TWh, soit 64% de la consommation des sites non résidentiels en offre de marché.

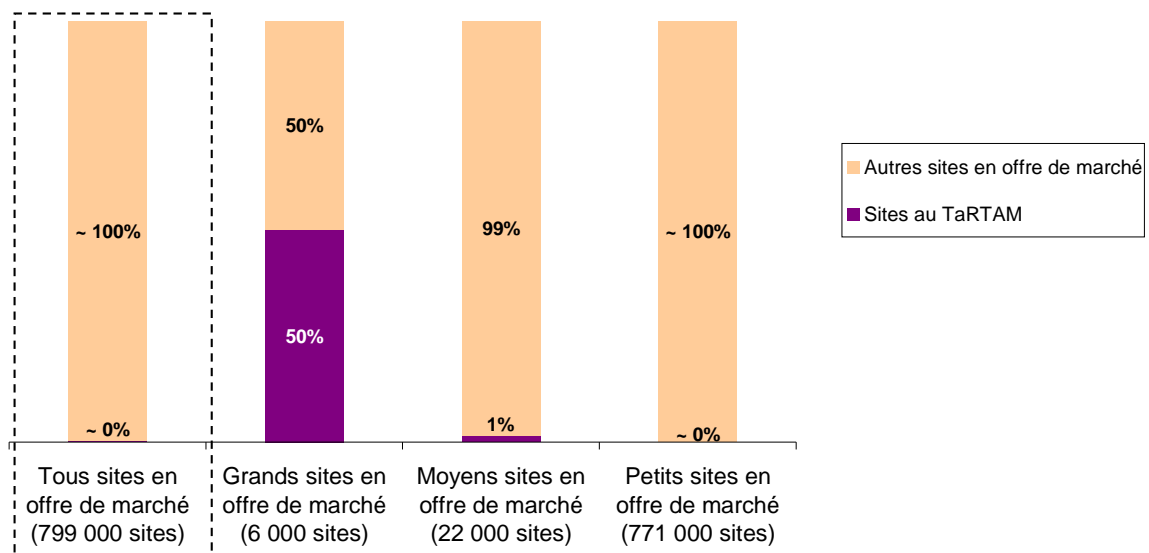
Au cours du 4^{ème} trimestre, environ 200 grands sites représentant 11 TWh de consommation ont renoncé au TaRTAM, principalement chez les fournisseurs historiques.

Les grands sites représentent toujours 90% des sites au TaRTAM et près de 100% des consommations au TaRTAM.

Moins de 1% des petits et moyens sites non résidentiels en offre de marché ont choisi de quitter leurs offres de marché pour ce tarif réglementé.

32 fournisseurs alimentent des clients au TaRTAM. Les fournisseurs alternatifs alimentent 40% des sites et 35% de la consommation au TaRTAM.

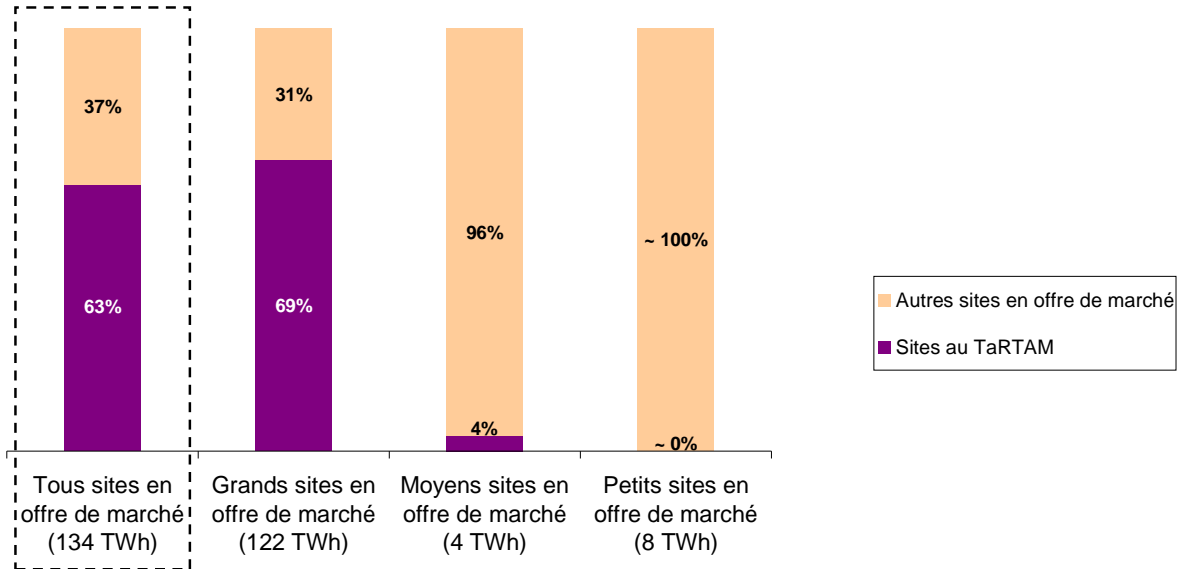
Part des sites au TaRTAM rapportée à l'ensemble des sites non résidentiels en offre de marché au 31 décembre 2007



Sources : Fournisseurs – Analyse : CRE

Exemple de lecture : au 31 décembre 2007, sur les 22 000 sites moyens en offre de marché, 1% ont choisi le TaRTAM.

Part de la consommation des sites au TaRTAM rapportée à la consommation de l'ensemble des sites non résidentiels en offre de marché au 31 décembre 2007



Sources : GRD, Fournisseurs – Analyse : CRE

F. Fournisseurs alternatifs actifs au 31 décembre 2007

Liste des fournisseurs alternatifs³ actifs⁴ qui ont souhaité figurer sur la liste des fournisseurs publiée par la CRE⁵

	Grands sites non résidentiels	Sites moyens non résidentiels	Petits sites non résidentiels	Résidentiels
Atel Énergie	●	●		
Compagnie Nationale du Rhône	●	●	●	
Direct Energie		●	●	●
EGL	●			
Electrabel, Groupe SUEZ	●	●	●	●
Endesa Energía	●	●	●	
Endesa France (SNET)	●	●		
Enel France	●			
Enercoop		●	●	●
E.ON Group	●			
Gaz de France	●	●	●	●
HEW Énergies	●			
Iberdrola	●			
KalibraXe	●	●		
Planète UI			●	●
Poweo	●	●	●	●

Sources : GRD, RTE – Analyse : CRE

Au 31 décembre 2007, six fournisseurs alternatifs sont actifs sur le segment des clients résidentiels. Pour mémoire, environ 160 fournisseurs historiques sont présents sur le territoire français.

³ Voir le glossaire pour la définition d'un fournisseur alternatif.

⁴ Un fournisseur est dit actif s'il remplit l'une au moins de ces conditions :

- il a au moins un site en contrat unique,
- il est responsable d'équilibre d'au moins un site en CARD/CART
- il est responsable d'équilibre et a livré une partie de la consommation d'un site au cours du trimestre précédent.

⁵ Les listes de fournisseurs publiées par la CRE sont élaborées à partir des renseignements adressés volontairement par les fournisseurs. Les fournisseurs qui n'ont pas souhaité figurer sur les listes de fournisseurs publiées par la CRE ne sont pas cités.

4. Analyse en dynamique : 4^{ème} trimestre 2007

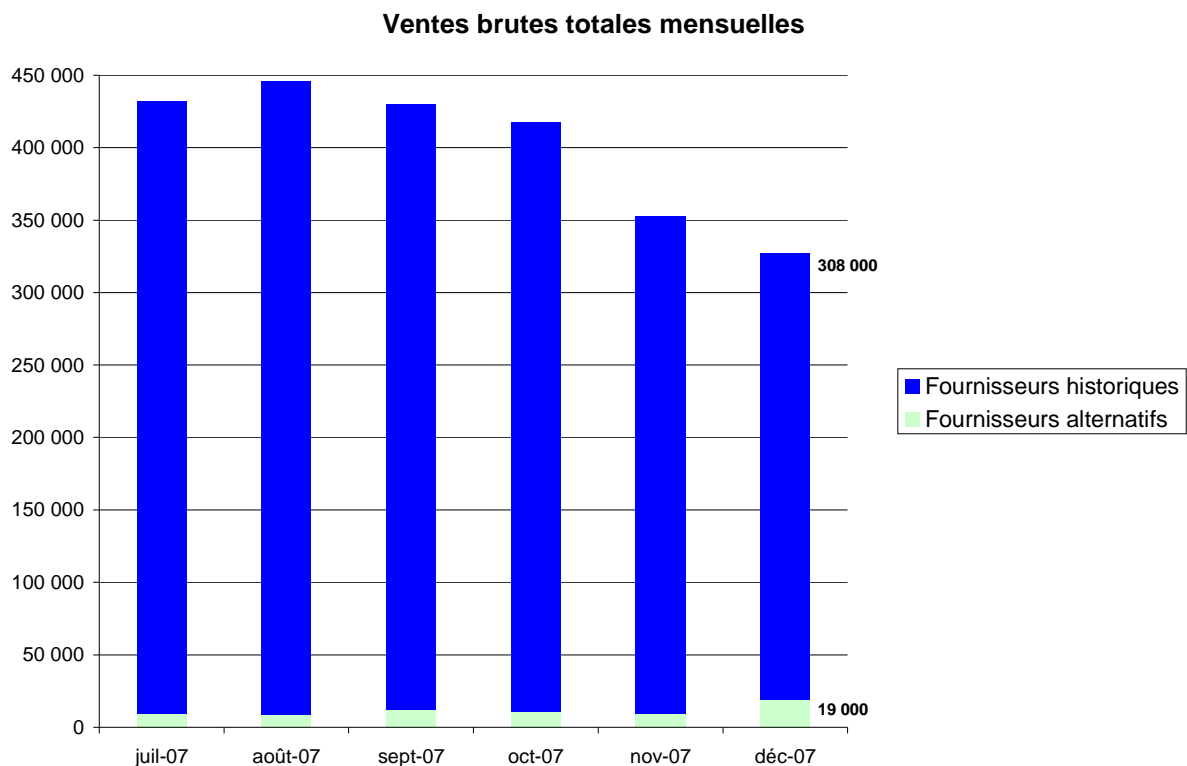
A. Tableau de synthèse du trimestre écoulé

Les ventes brutes mensuelles d'un fournisseur correspondent au nombre de sites ayant conclu un contrat au cours du mois considéré à l'occasion d'une mise en service ou d'un changement de fournisseur. Les ventes brutes, en offre de marché ou au tarif réglementé, mesurent l'efficacité commerciale du fournisseur en termes d'acquisition de nouveaux sites.

AU COURS DU TRIMESTRE (en nombre de sites)	Résidentiels		Non résidentiels	
	T4 2007	T3 2007	T4 2007	T3 2007
Ventes brutes totales	969 000	1 160 000	129 000	150 000
• Dont ventes brutes des fournisseurs alternatifs	26 000	5 000	13 000	26 000
Parts de marché des fournisseurs alternatifs sur les ventes brutes du segment	2,7%	0,4%	10%	17%

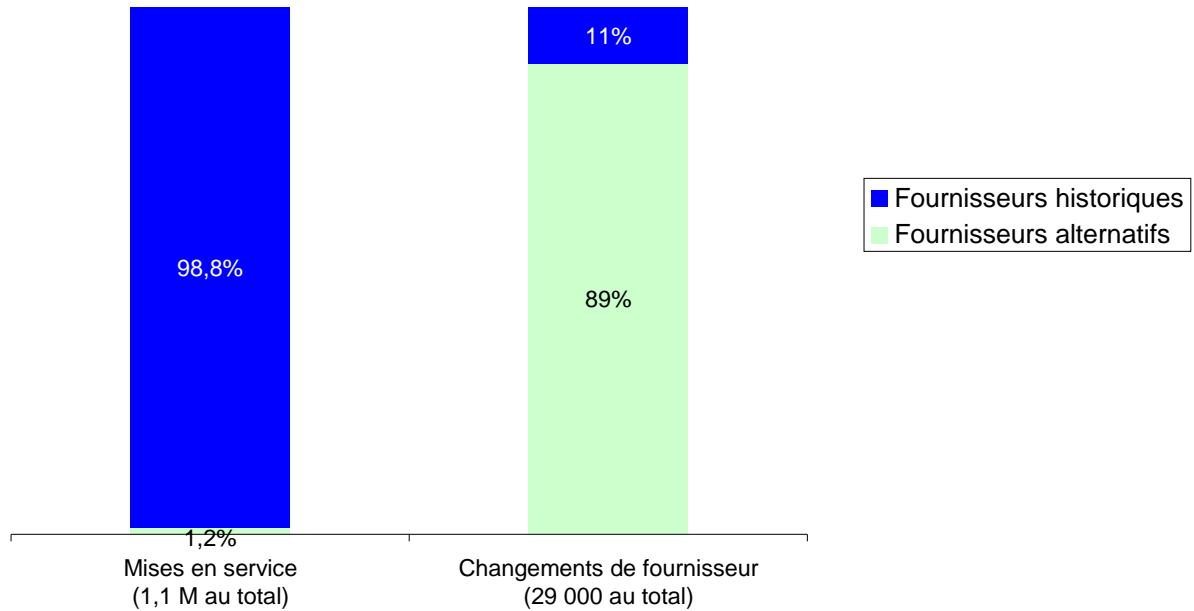
Sources : GRD, RTE, Fournisseurs historiques – Analyse : CRE

B. Ventes brutes des trimestres écoulés



Sources : GRD, RTE, Fournisseurs historiques – Analyse : CRE

Répartition des ventes brutes par type de fournisseur au cours du 4^{ème} trimestre 2007



Sources : GRD, RTE, Fournisseurs historiques – Analyse : CRE

Exemple de lecture : au cours du 4^{ème} trimestre 2007, les fournisseurs alternatifs ont réalisé 1,2% des 1 100 000 mises en service effectuées.

Le marché de gros de l'électricité

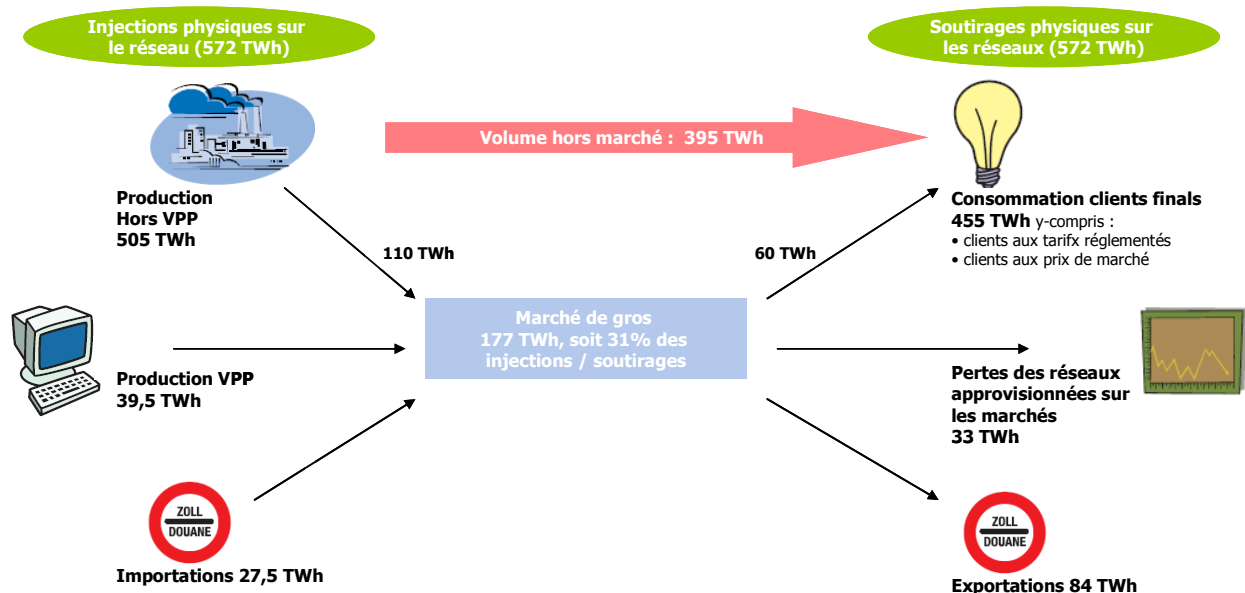
1. Introduction

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)
- 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 *Day-Ahead*
- Juin 2004 : lancement du marché Powernext *Futures*
- Juillet 2004 : premiers achats de pertes sur le marché par ERDF
- Janvier 2006 : mise en place d'enchères de capacités explicites aux frontières (à l'exception de la Suisse)
- Novembre 2006 : démarrage du *market coupling* entre la France, la Belgique et les Pays-Bas.

B. Bilan du marché de gros français

Le graphique ci-dessous présente les flux d'énergie entre les différents segments amont et aval du marché de gros français en 2006. Il fait apparaître les volumes nets physiques livrés sur le marché de gros, ainsi que les cessions internes d'électricité entre les activités de production et de commercialisation des opérateurs intégrés.



Source : RTE – données 2007 - Analyse : CRE

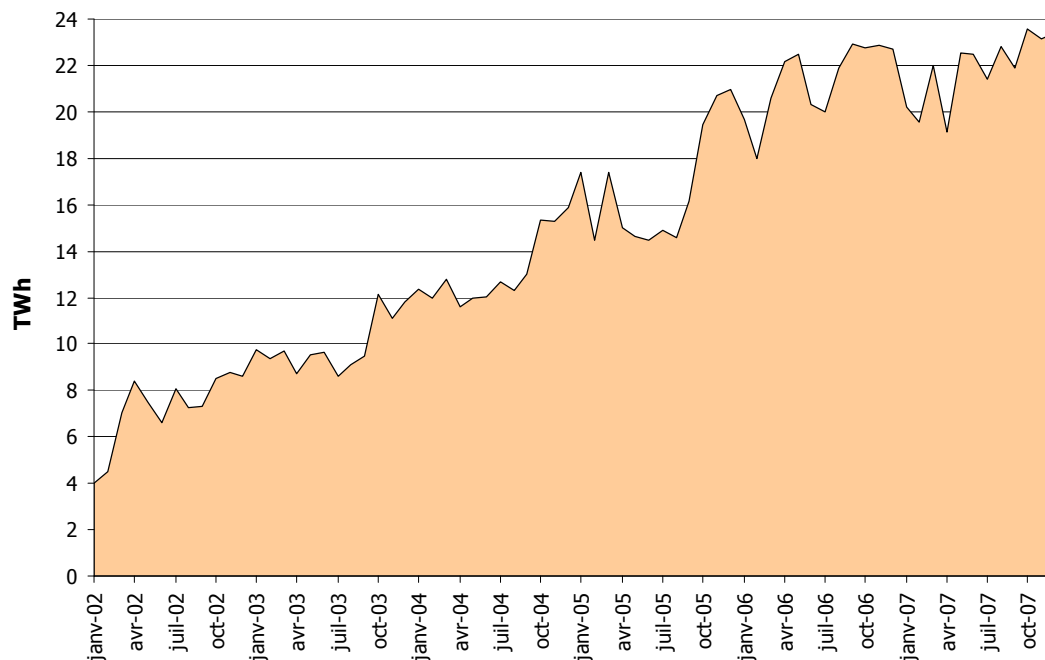
2. Activité sur le marché de gros français

A. Activité sur le marché de gré à gré

L'essentiel du commerce de gros de l'électricité s'effectue sur le mode du gré à gré (OTC), au travers de transactions directes ou via des intermédiaires (sociétés de courtage et plates-formes de trading). Le volume des transactions sur l'OTC n'est pas public.

Le graphique suivant montre les nominations journalières des acteurs auprès de RTE. Il ne s'agit pas du volume des transactions observées sur la période, mais des livraisons nettes physiques entres acteurs résultant de transactions de gré à gré.

Volume des livraisons nettes résultant de transactions de gré à gré



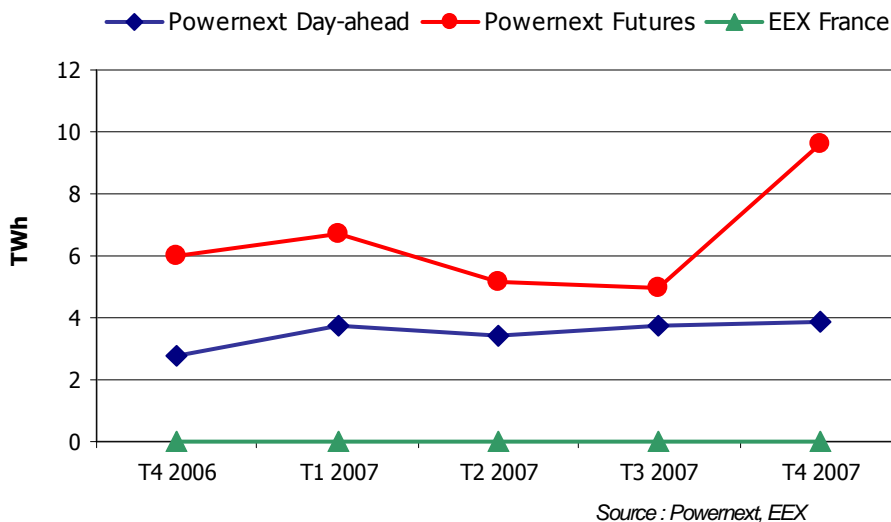
Source : RTE – Analyse : CRE

Le volume des livraisons sur le marché de gré à gré, à 70,1 TWh au 4^{ème} trimestre 2007, a augmenté de 6,1% par rapport au trimestre précédent et de 2,7% par rapport à la même période l'année précédente. Il a représenté environ 51% de la consommation nationale au quatrième trimestre 2007, contre 65% au troisième trimestre 2007.

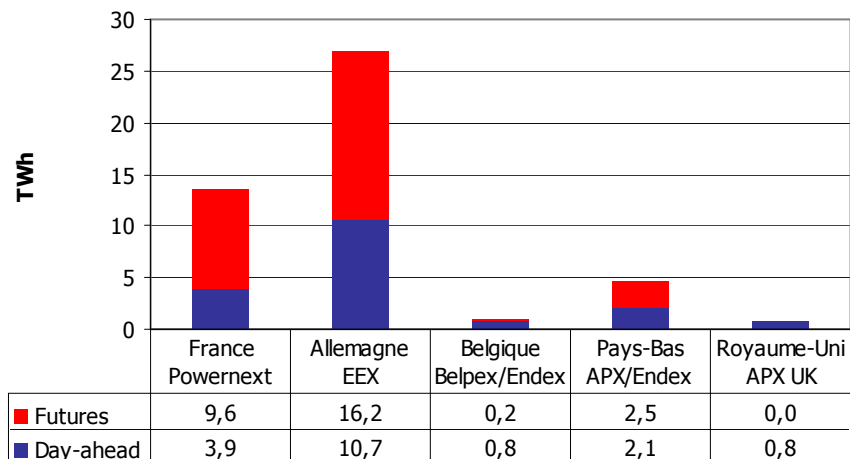
B. Activité sur les marchés organisés et comparaison internationale

Le volume échangé sur Powernext au 4^{ème} trimestre 2007 a augmenté de 5% sur le marché *day-ahead* et de 95% sur le marché *futures* par rapport au trimestre précédent. Il a augmenté de 39% sur le marché *day-ahead* et de 61% sur le marché *futures* par rapport à la même période l'année précédente. Aucun produit *futures* n'a été traité sur EEX France au cours du trimestre.

Volumes moyens mensuels des transactions sur les marchés organisés français - toutes échéances confondues -



Volumes moyens mensuels des transactions sur les principaux marchés organisés européens (hors marchés obligatoires ou quasi-obligatoires) - quatrième trimestre 2007 -



Source : Powernext, EEX, Belpex, Endex, APX

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

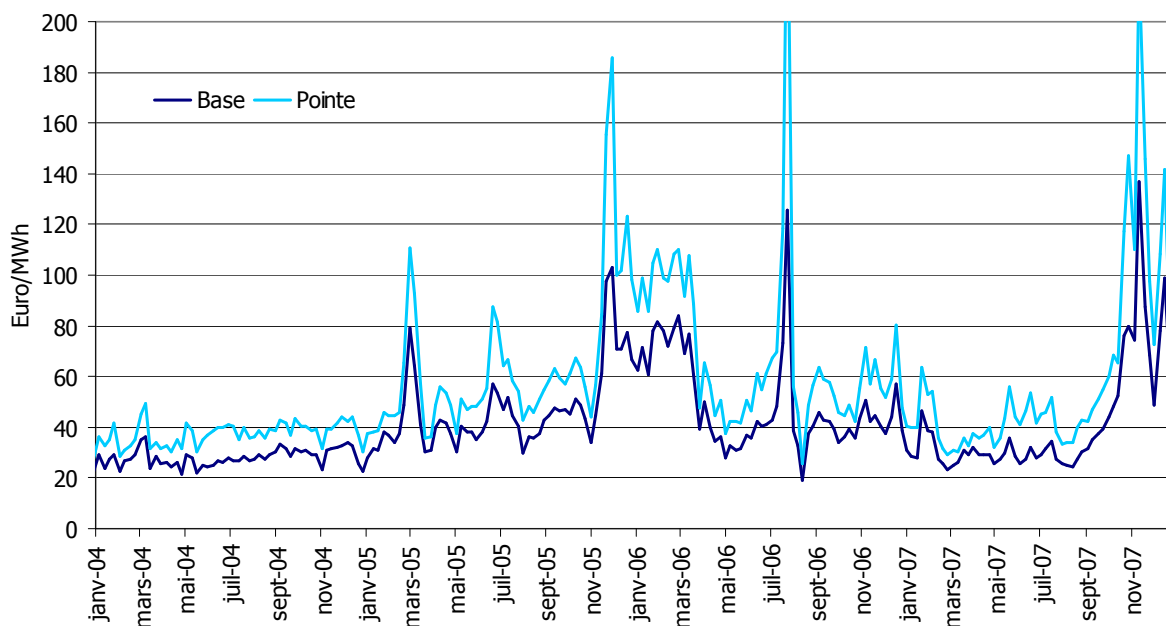
Les prix des transactions bilatérales sur l'OTC n'étant pas publics, cette section porte sur les bourses de l'électricité uniquement.

A. Prix *day-ahead*

Les prix *day-ahead* en base cotés sur Powernext ont affiché une moyenne de 72,70 €/MWh au quatrième trimestre 2007. Ils ont augmenté de 138% par rapport au trimestre précédent et de 74% par rapport à la même période de l'année 2006.

Les prix *day-ahead* en pointe cotés sur Powernext ont affiché une moyenne de 108,44 €/MWh au quatrième trimestre 2007. Ils ont augmenté de 151% par rapport au trimestre précédent, et baissé de 94% par rapport à la même période de l'année 2006.

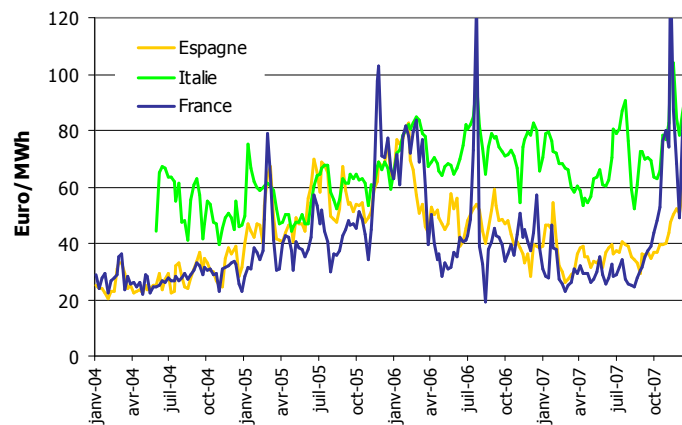
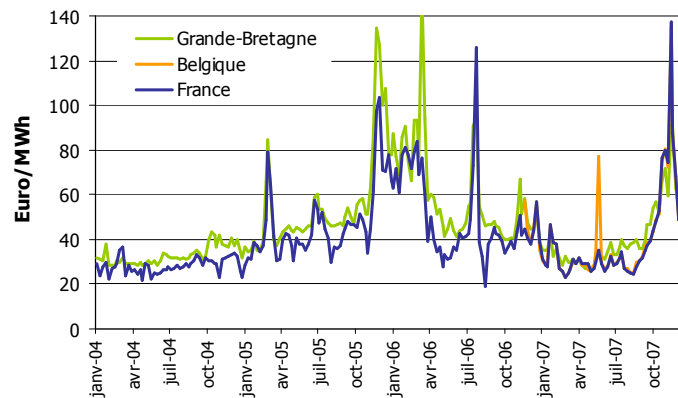
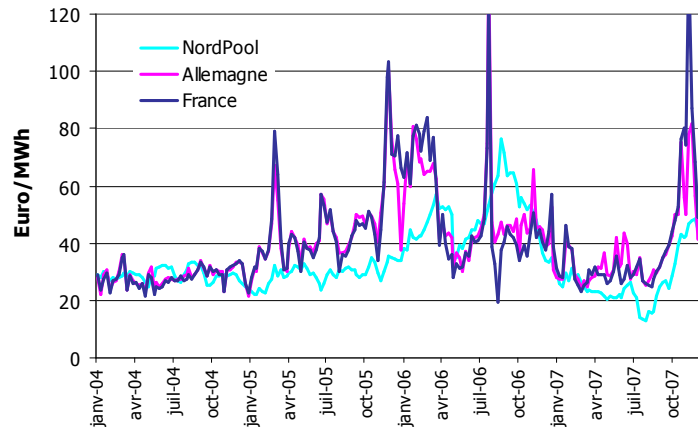
Prix *day-ahead* sur Powernext
- moyennes hebdomadaires -



Sources : PWX, EEX – Analyse : CRE

Les prix *day-ahead* français en base du quatrième trimestre 2007 étaient supérieurs en moyenne trimestrielle aux prix des principales bourses européennes, à l'exception de la bourse italienne, Ipx. Les prix *day-ahead* français étaient significativement plus élevés que les prix allemands.

Prix *day-ahead* Base sur les principaux marchés européens
- moyennes hebdomadaires -



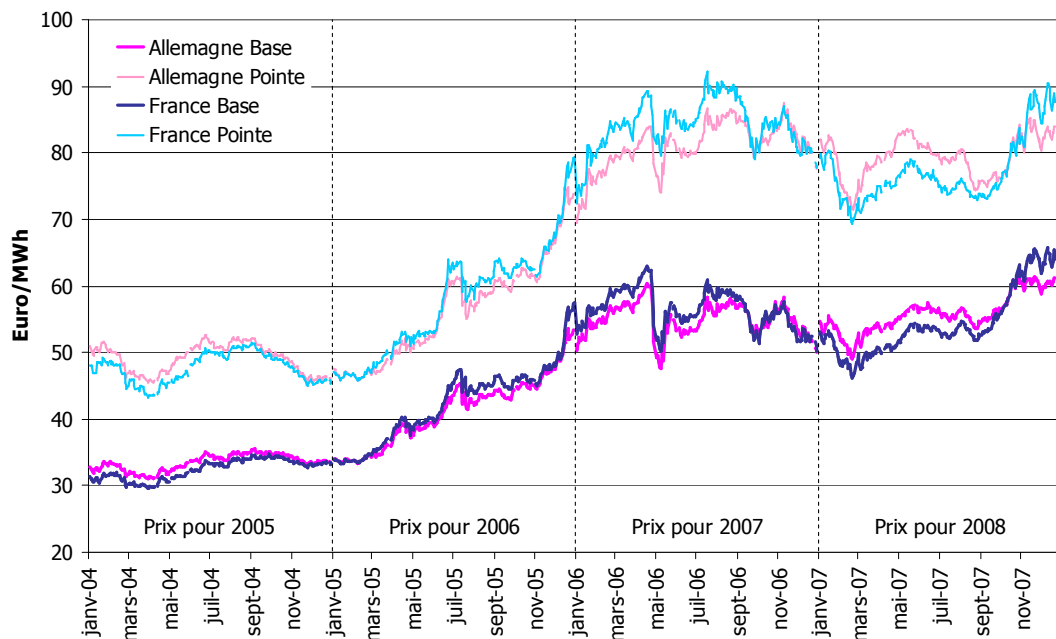
Sources : Powernext, EEX, Belpex, Omel, NordPool, Ipx – Analyse : CRE

B. Prix futures

Le prix *futures* annuel (Y+1) au quatrième trimestre 2007 en base sur Powernext a augmenté de presque 18% au cours du trimestre, s'établissant à 65,9 €/MWh fin décembre.

Contrairement au trimestre précédent, les prix en France étaient nettement plus élevés qu'en Allemagne. Le différentiel de prix moyen trimestriel entre les deux pays s'est élevé à 2,2 €/MWh en base et à 2,4 €/MWh en pointe.

Prix futures Y+1 en France et en Allemagne
- prix journaliers -

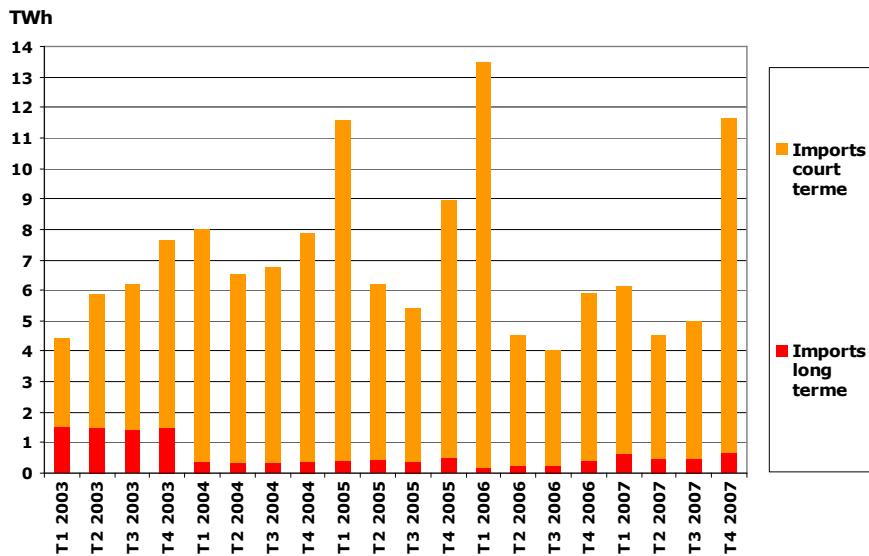


Sources : Powernext, EEX

4. Volumes d'imports/exports

Les importations ont augmenté de 134% au quatrième trimestre 2007 par rapport au trimestre précédent, et de 98% par rapport au même trimestre l'année précédente.

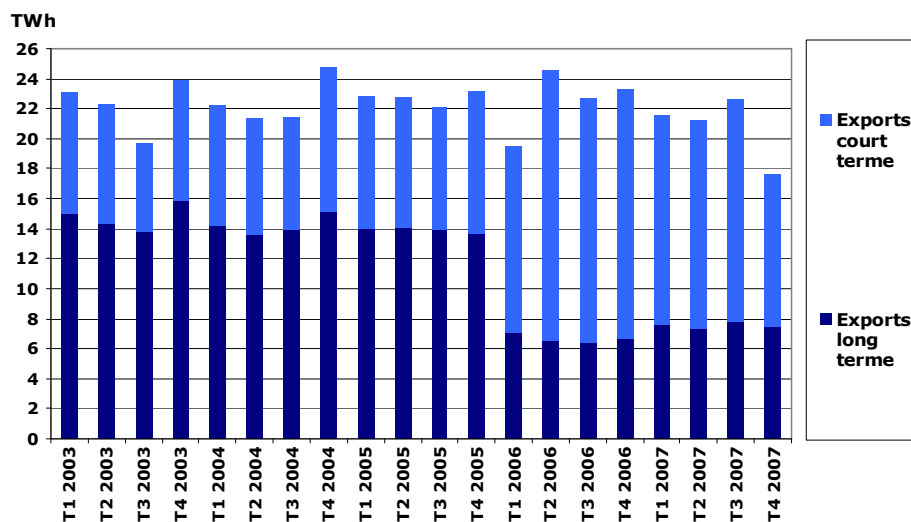
Somme des importations par trimestre



Source : RTE – Analyse : CRE

Les exportations ont diminué de 22% au quatrième trimestre 2007 par rapport au trimestre précédent. Elles ont diminué de 24% par rapport à celles observées pendant la même période l'année précédente.

Somme des exportations par trimestre



Source : RTE – Analyse : CRE

5. Concentration du marché français de l'électricité

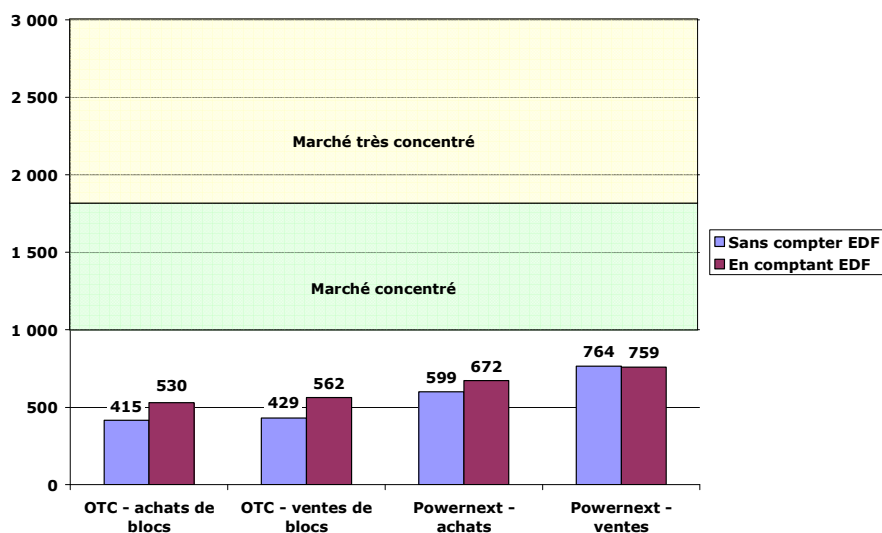
A la fin du quatrième trimestre 2007, 124 responsables d'équilibre sont présents sur le marché de gros français, soit 10 de plus qu'au trimestre précédent. 67 responsables d'équilibre étaient présents sur Powernext *Day-Ahead* et 40 sur Powernext *Futures*. Powernext a accueilli 2 nouveaux membres sur son marché *Day-Ahead* et 3 nouveaux membres sur son marché *Futures*.

A. Concentration des différents segments du marché de gros français

Le graphique suivant donne l'indice de Herfindahl-Hirschman (HHI)⁶ pour les différents segments du marché de gros français. L'indice est calculé sur les livraisons nominées auprès de RTE, et non sur les transactions conclues sur le marché pendant la période.

Au quatrième trimestre 2007, les achats et ventes sur le marché OTC ainsi que les achats et les ventes sur Powernext sont restés des segments de marché assez peu concentrés, que le groupe EDF soit pris en compte ou non.

Indice de concentration HHI – livraisons sur le marché de gros
- quatrième trimestre 2007 -



Source : RTE – Analyse : CRE

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

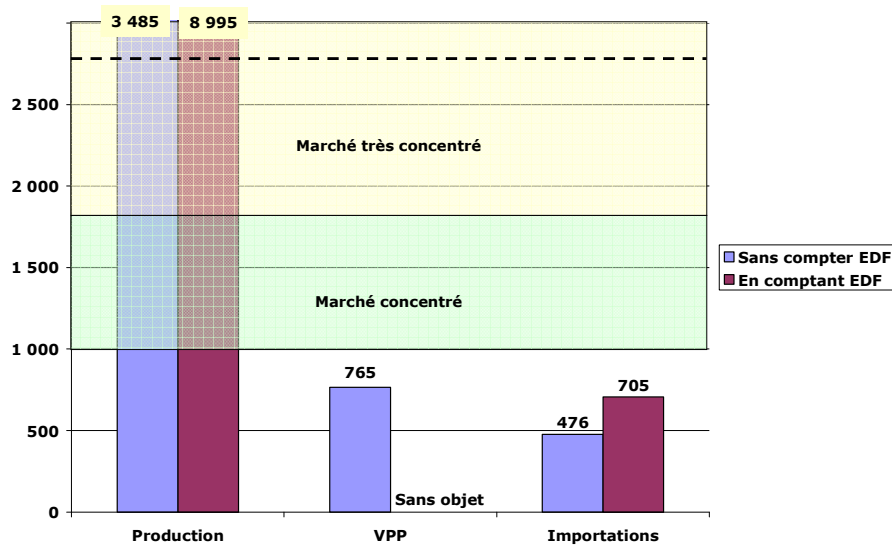
Les graphiques suivants montrent la concentration des marchés amont (injections) et aval (soutirages).

⁶ 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, que le groupe EDF soit pris en compte ou non.

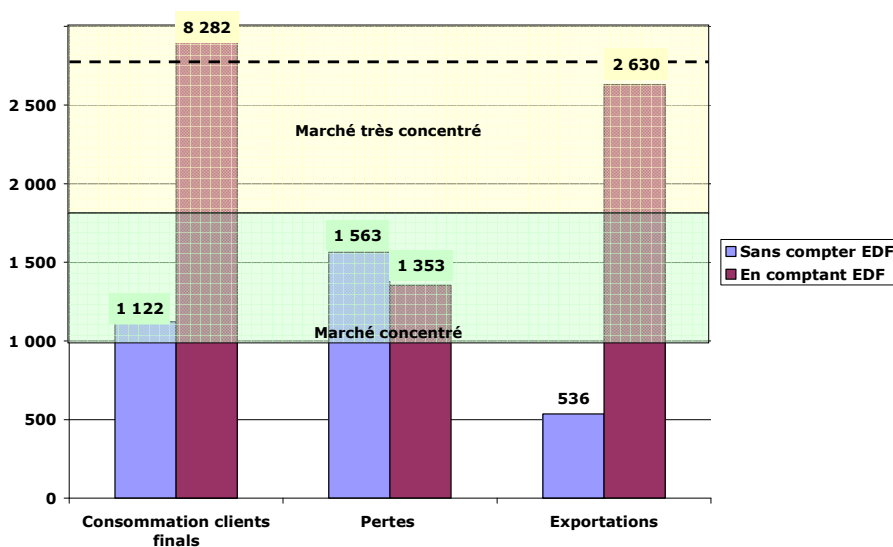
Indice de concentration HHI – injections - quatrième trimestre 2007 -



Source : RTE – Analyse : CRE

La vente aux clients finals et les exportations sont quant à elles particulièrement concentrées lorsque EDF est pris en compte, mais apparaissent comme des segments de marché beaucoup moins 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 - quatrième trimestre 2007 -



Source : RTE – Analyse : CRE

6. Fait marquant du 4^{ème} trimestre 2007

Des prix *day-ahead* en forte augmentation

Les prix *day-ahead* français ont été élevés au cours du 4^{ème} trimestre 2007. Cette augmentation est liée à plusieurs facteurs :

- des températures basses, qui ont fait augmenter fortement la consommation intérieure ; ainsi, le 17 décembre 2007 à 19h00, la demande a atteint un niveau record de 88 960 MW. La précédente valeur historique, de 86 280 MW, datait du 27 janvier 2006 ;
- une faible disponibilité du parc de production nucléaire.

En particulier, des pics de prix historiques ont été observés en octobre et en novembre 2007 :

- lundi 29 octobre : 1 236 €/MWh pour livraison de 18h à 19h ;
- lundi 12 novembre : 2 500 €/MWh pour livraison de 20h à 21h ;
- jeudi 15 novembre : 1 762 €/MWh pour livraison de 18h à 19h.

La CRE mène actuellement une investigation sur la formation de ces pics de prix.

Une forte augmentation des volumes sur Powernext Futures en octobre.

Les volumes négociés sur Powernext Futures ont fortement augmenté en fin d'année. A partir du mois d'octobre 2007, le volume mensuel de transaction a doublé par rapport au volume moyen observé depuis le début de l'année.

Le marché du gaz

Le marché de détail du gaz

1. Introduction

L'ouverture du marché français du gaz⁷ a connu plusieurs étapes :

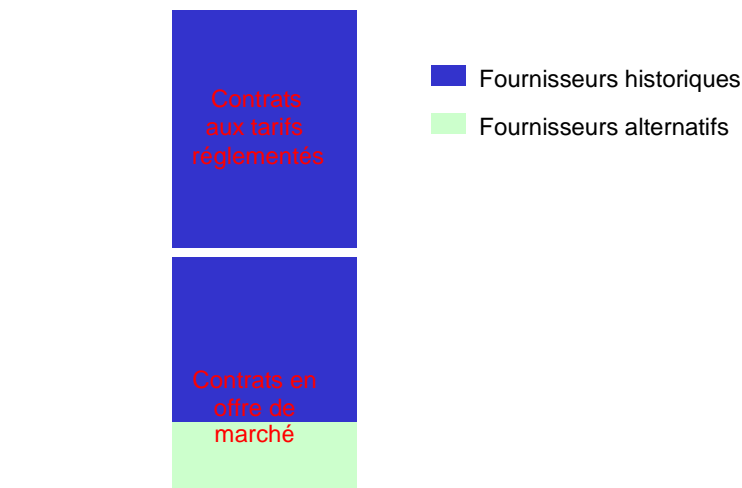
- à partir d'août 2000, éligibilité de tous les sites ayant une consommation annuelle de gaz supérieure à 237 GWh et de tous les producteurs d'électricité ou producteurs simultanés d'électricité et de chaleur quel que soit leur niveau de consommation annuelle,
- à partir d'août 2003, éligibilité de tous les sites ayant une consommation annuelle de gaz supérieure à 83 GWh,
- à partir de juillet 2004, éligibilité de toutes les entreprises et collectivités locales,
- à partir de juillet 2007, éligibilité de tous les consommateurs, y compris les résidentiels.

L'ensemble du marché représente, au 31 décembre 2007, 11,5 millions de sites et une consommation annuelle d'environ 523 TWh⁸.

Les clients peuvent disposer de deux types de contrats :

- les contrats aux tarifs réglementés (proposés uniquement par des fournisseurs historiques)
- les contrats en offre de marché (proposés par les fournisseurs historiques et par les fournisseurs alternatifs).

Répartition des contrats de gaz
-schéma illustratif-



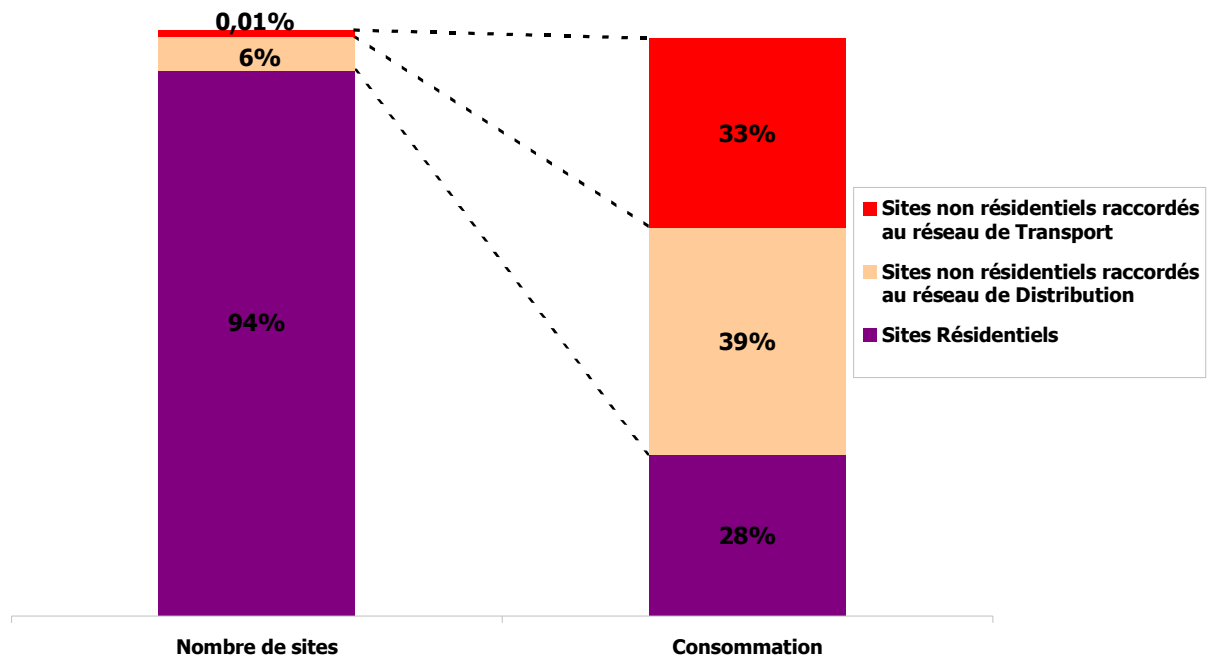
Les principales sources d'information de l'observatoire sont les gestionnaires de réseaux de transport (GRTgaz, Total Infrastructures Gaz France), les 4 principaux gestionnaires de réseaux de distribution (Gaz de France-Réseau Distribution, Régaz, Gaz de Strasbourg et Gaz et Electricité de Grenoble) et les principaux fournisseurs historiques (Gaz de France, Tegaz, Gaz de Strasbourg, Gaz de Bordeaux).

⁷ Gaz naturel, hors grisous, gaz industriels et réseaux de GPL.

⁸ Dans la suite du document, le périmètre d'étude est limité à la consommation des clients raccordés aux principaux gestionnaires de réseaux qui représente 522 TWh.

2. Les segments de clientèle et leur poids respectif

Typologie des sites



Sources : données 2007 GRT, GRD – Analyse : CRE

Le marché se divise en trois segments :

- **Sites non résidentiels transport** : grands sites industriels raccordés au réseau de transport.
- **Sites non résidentiels distribution** : marché de masse des sites non résidentiels et grands sites industriels raccordés au réseau de distribution.
- **Sites résidentiels** : sites de consommation des clients particuliers.

3. Etat des lieux au 31 décembre 2007

A. Tableaux de synthèse du trimestre écoulé

Synthèse en nombre de sites

Situation (en nombre de sites)	Résidentiels		Non résidentiels	
	Au 31 décembre 2007	Au 30 septembre 2007	Au 31 décembre 2007	Au 30 septembre 2007
Nombre total de sites	10 800 000	10 700 000	680 000	680 000
• dont sites en offre de marché	114 000	13 000	163 000	143 000
• dont sites alimentés par un fournisseur alternatif	54 000	6 000	72 000	62 000
Parts de marché des fournisseurs alternatifs	0,5 %	0,06 %	10,6 %	9,2 %

Sources : GRT, GRD, Fournisseurs historiques – Analyse : CRE

Synthèse en consommation

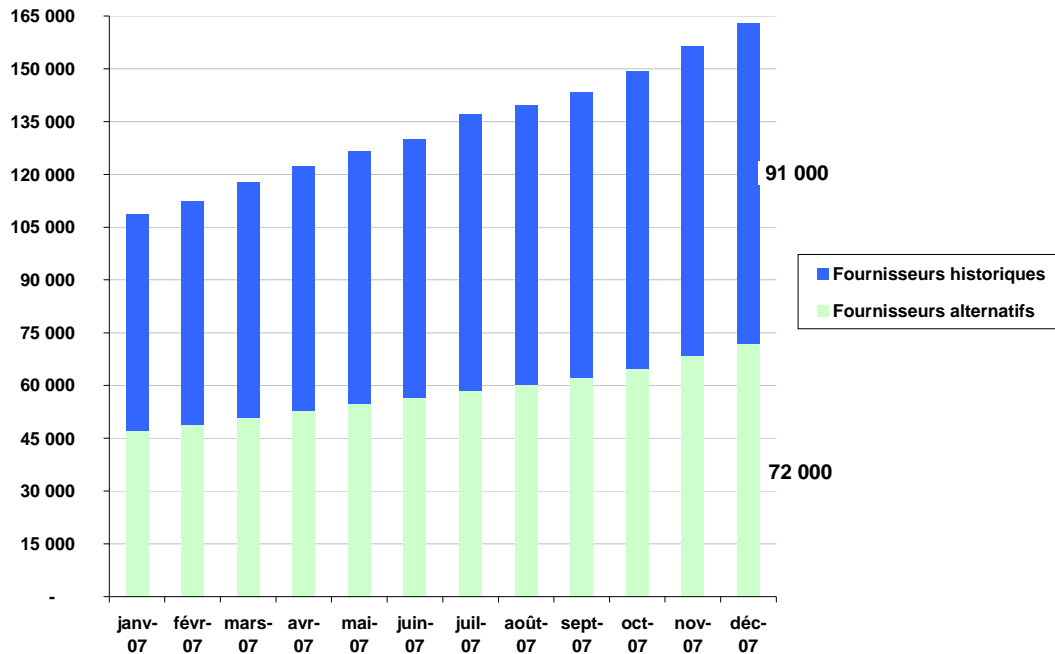
Situation (en consommation)	Résidentiels		Non résidentiels	
	Au 31 décembre 2007	Au 30 septembre 2007	Au 31 décembre 2007	Au 30 septembre 2007
Consommation totale des sites	146 TWh	141 TWh	376 TWh	375 TWh
• dont sites en offre de marché	1,6 TWh	0,2 TWh	212 TWh	210 TWh
• dont sites alimentés par un fournisseur alternatif	0,5 TWh	0,09 TWh	61 TWh	60 TWh
Parts de marché des fournisseurs alternatifs	0,4 %	0,06 %	16 %	16 %

Sources : GRT, GRD, Fournisseurs historiques – Analyse : CRE

Au 31 décembre 2007, le nombre de sites en offre de marché sur l'ensemble du marché français s'élève à 277 000, dont 114 000 sites résidentiels. Sur le segment non résidentiel, la part de marché des fournisseurs alternatifs progresse en nombre de sites mais stagne en volume.

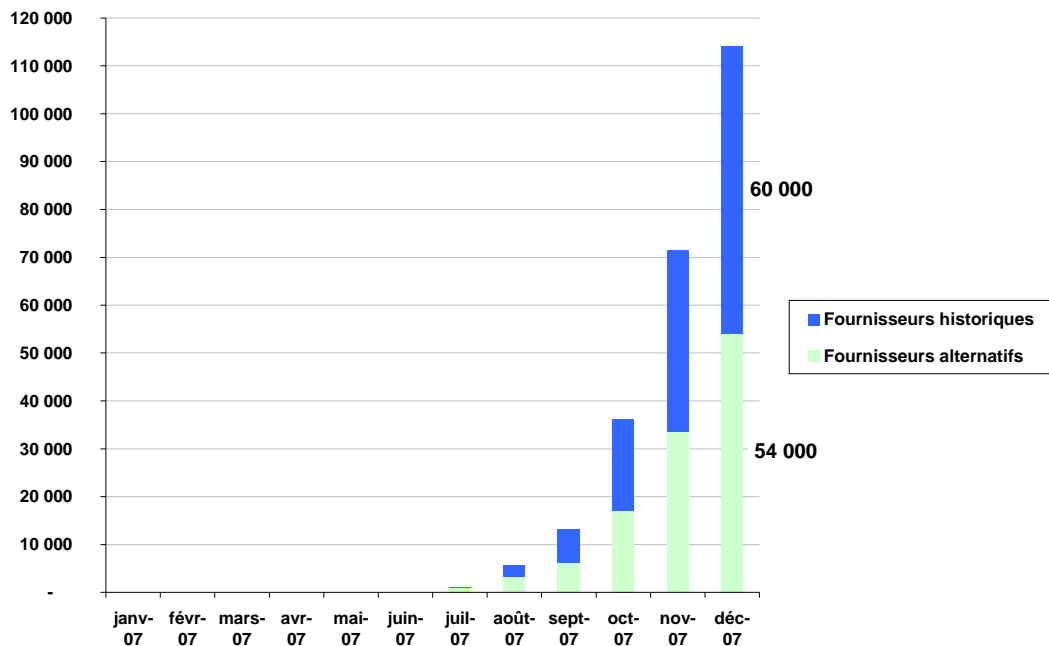
B. Evolution du nombre de sites en offre de marché

**Nombre de sites en offre de marché
-Sites NON RÉSIDENTIELS -**



Sources : GRT, GRD, Fournisseurs historiques – Analyse : CRE

**Nombre de sites en offre de marché
-Sites RÉSIDENTIELS -**

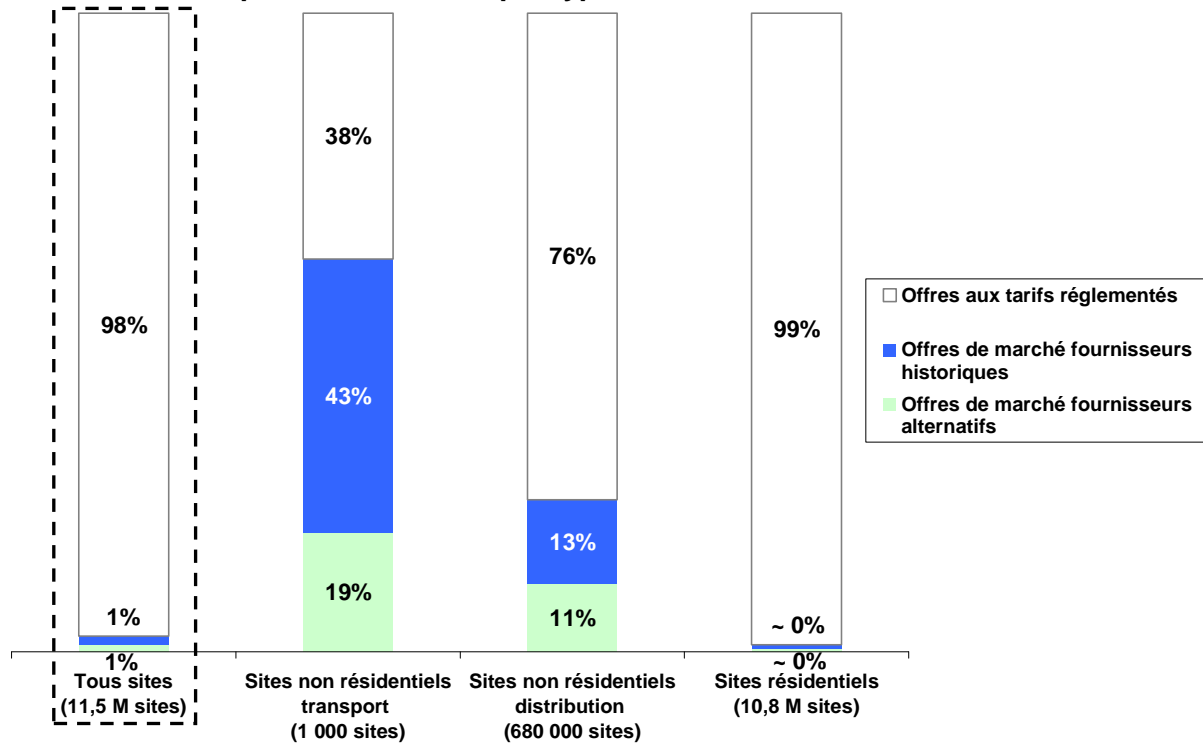


Sources : GRT, GRD, Fournisseurs historiques – Analyse : CRE

Au 31 décembre 2007, 277 000 sites ont choisi une offre de marché, dont 126 000 auprès d'un fournisseur alternatif.

C. Parts de marché en nombre de sites au 31 décembre 2007

Répartition des sites par type d'offre au 31 décembre 2007

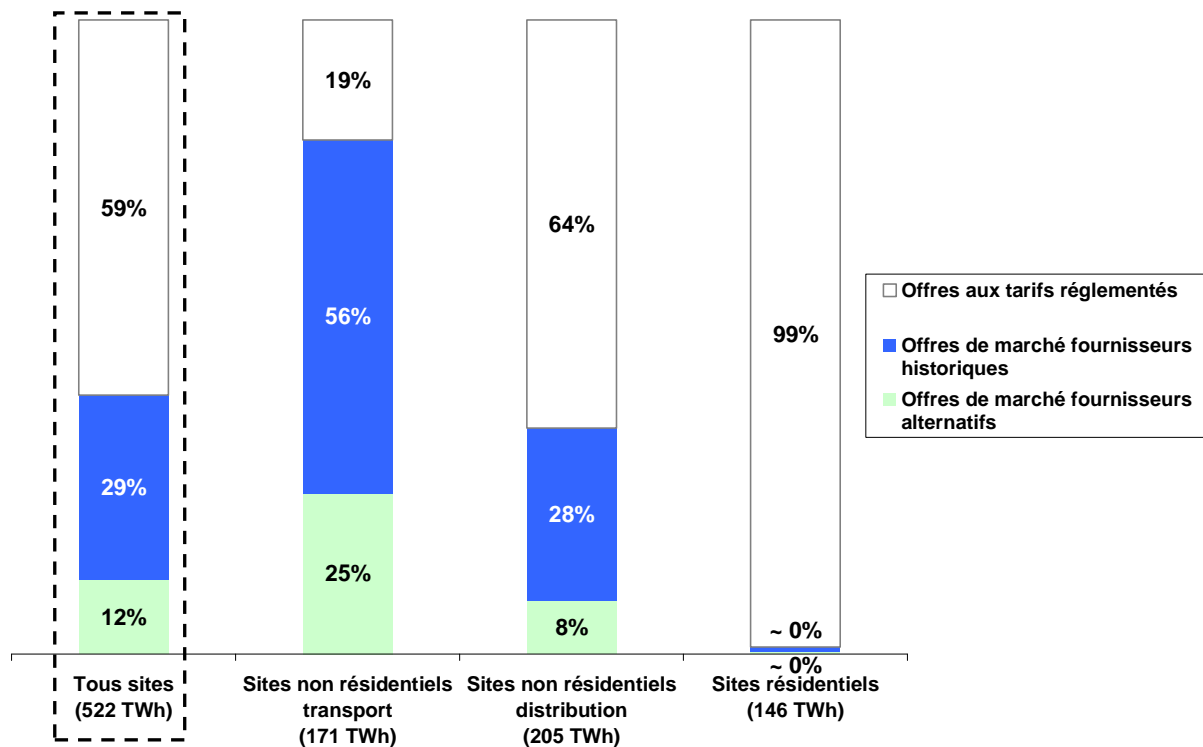


Sources : GRT, GRD, Fournisseurs historiques – Analyse : CRE

Au 31 décembre 2007, environ 2% des sites sont en offre de marché. Parmi eux, la moitié ont fait le choix d'un fournisseur alternatif.

D. Parts de marché en consommation au 31 décembre 2007

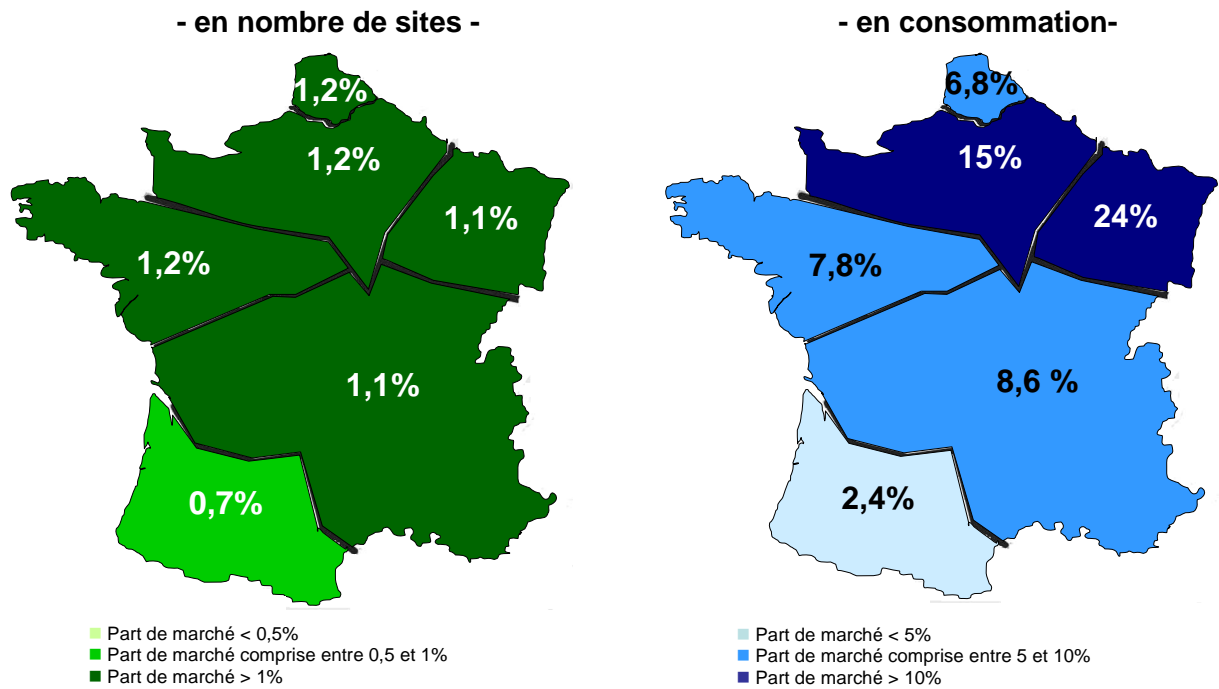
Répartition des consommations par type d'offre au 31 décembre 2007



Sources : GRT, GRD, Fournisseurs historiques – Analyse : CRE

E. Analyse par zone géographique

**Parts de marché des fournisseurs alternatifs par zone d'équilibrage⁹
au 31 décembre 2007**



Sources : GRD, Fournisseurs historiques – Analyse : CRE

Exemple de lecture : au 31 décembre 2007, dans la zone Sud-ouest, 0,7% des sites et 2,4% de la consommation sont en offre de marché chez un fournisseur alternatif.

⁹ Cf. Glossaire en fin de document.

F. Fournisseurs alternatifs actifs au 31 décembre 2007

Liste des fournisseurs alternatifs actifs¹⁰ qui ont souhaité figurer sur la liste des fournisseurs publiée par la CRE¹¹

	Sites non résidentiels transport	Sites non résidentiels distribution	Sites résidentiels
Altergaz	●	●	●
Distrigaz SA	●	●	
EDF	●	●	●
ENI S.p.A	●	●	
E-ON Group	●	●	
Gas Natural	●	●	
Gaz de Paris (Delostal et Thibault SA)		●	
Gazprom Marketing & Trading	●	●	
Iberdrola	●		
Poweo		●	●
Soteg	●	●	
Wingas	●		

Sources : GRT, GRD, CRE – Analyse : CRE

Au 31 décembre 2007, 3 fournisseurs alternatifs proposent des offres aux clients résidentiels.

Pour mémoire, 24 fournisseurs historiques sont présents sur le territoire français : Gaz de France, Tegaz (Total Energie Gaz) et 22 entreprises locales de distribution.

¹⁰ Un fournisseur est dit actif s'il est expéditeur et possède au moins un site dans son portefeuille.

¹¹ Les listes de fournisseurs publiées par la CRE sont élaborées à partir des renseignements adressés volontairement par les fournisseurs. Les fournisseurs qui n'ont pas souhaité figurer sur les listes de fournisseurs publiées par la CRE ne sont pas cités.

4. Analyse en dynamique : 4^{ème} trimestre 2007

La CRE n'est pas en mesure de publier les données de ventes brutes des fournisseurs historiques et alternatifs en raison de problèmes de cohérence dans les données reçues.

Toutefois, les premières données fournies indiquent que les fournisseurs alternatifs vendent l'essentiel de leurs offres de marché lors des mises en service.

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, Gas Terra...) 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 2006, environ 86% du gaz importé en France était acheté dans le cadre de contrats à long terme (Russie : 19%, Algérie : 19%, Norvège : 34%, Pays-Bas : 22%, Egypte : 6%¹²).

En complément, des marchés de gros du gaz se développent 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.

¹² Chiffres issus de « Gaz naturel en France : *Les principaux résultats en 2006*, DGEMP / Observatoire de l'énergie, mai 2007

Flux au Royaume-Uni

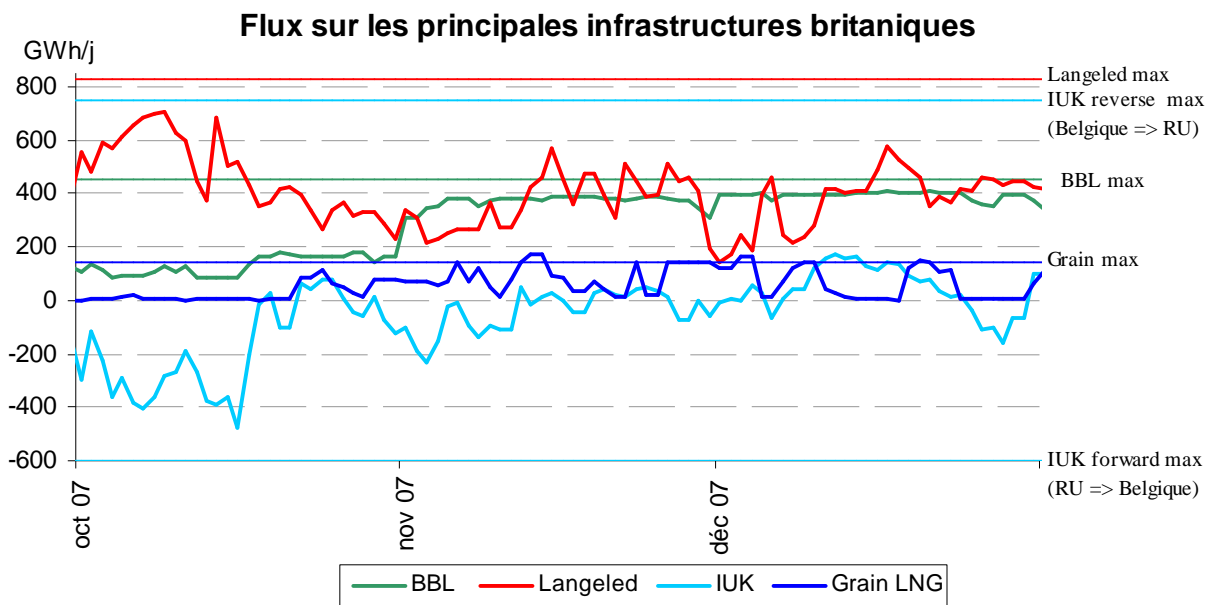
Les conditions d'approvisionnement et les flux de gaz au Royaume-Uni influencent directement les prix au NBP.

Gazoduc BBL : Depuis sa mise en service fin novembre 2006, les flux de gaz sur le BBL (en direction du Royaume-Uni) sont stables et correspondent au contrat long terme de 8 Gm³/an signé entre Centrica et GasTerra, dont 5 Gm³ en hiver.

Gazoduc Langeled : Les flux sur Langeled, en provenance de Norvège, demeurent très volatils.

Gazoduc Interconnector : Les flux sur l'Interconnector ont été globalement faibles et ont fréquemment changé de direction, sauf début octobre 2007 lorsque les flux en mode *forward* (Royaume-Uni vers Belgique) ont dépassé les 400 GWh/j. On constate que lorsque les importations de gaz en provenance de Norvège sont élevées, les exportations vers le Continent via l'Interconnector sont, en général, aussi élevées, équilibrant ainsi le marché britannique.

LNG : Le terminal d'Isle of Grain a de nouveau reçu des livraisons au cours du quatrième semestre 2007, de nombreux slots restant néanmoins inutilisés du fait de la très forte demande asiatique de GNL et donc des prix élevés dans cette région.

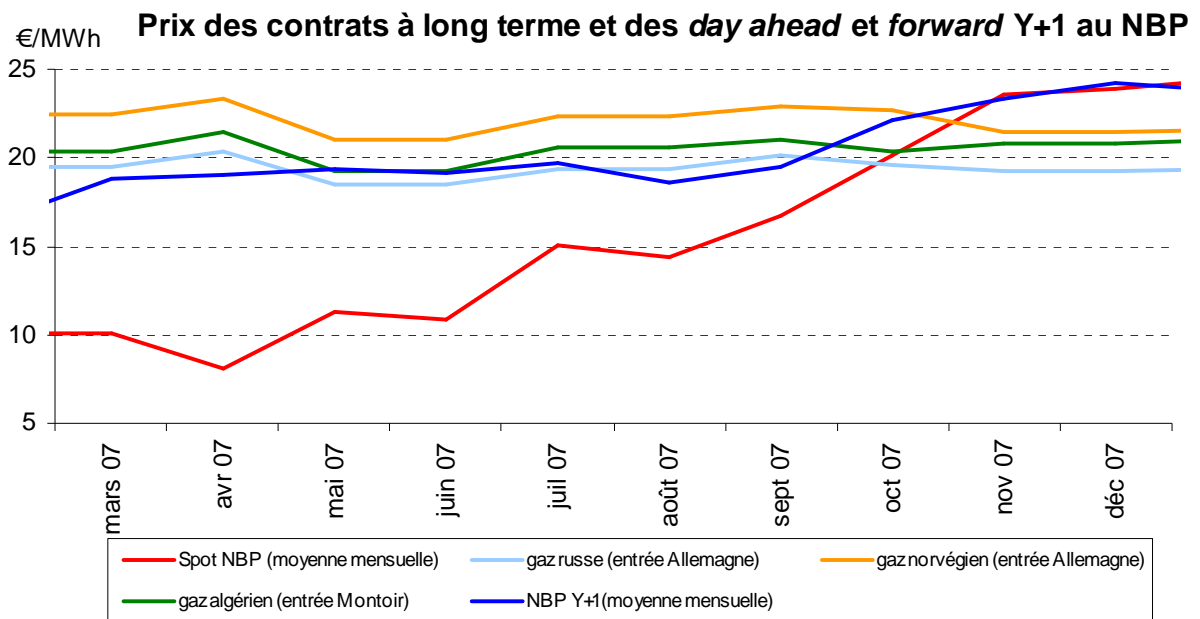


Source : NationalGrid

Comparaison des prix des contrats à long terme et des prix *day ahead* et *forward* UK NBP

Les prix des contrats à long terme de gaz se sont stabilisés à un niveau élevé depuis avril 2006. En décembre 2007, les prix de trois contrats à long terme pertinents pour l'approvisionnement français en gaz s'élèvent respectivement à :

- 19,25 €/MWh pour le gaz russe entrée Allemagne (Waidhaus),
- 20,75 €/MWh pour le GNL algérien entrée Montoir,
- 21,5 €/MWh pour le gaz norvégien entrée Allemagne (Emden).

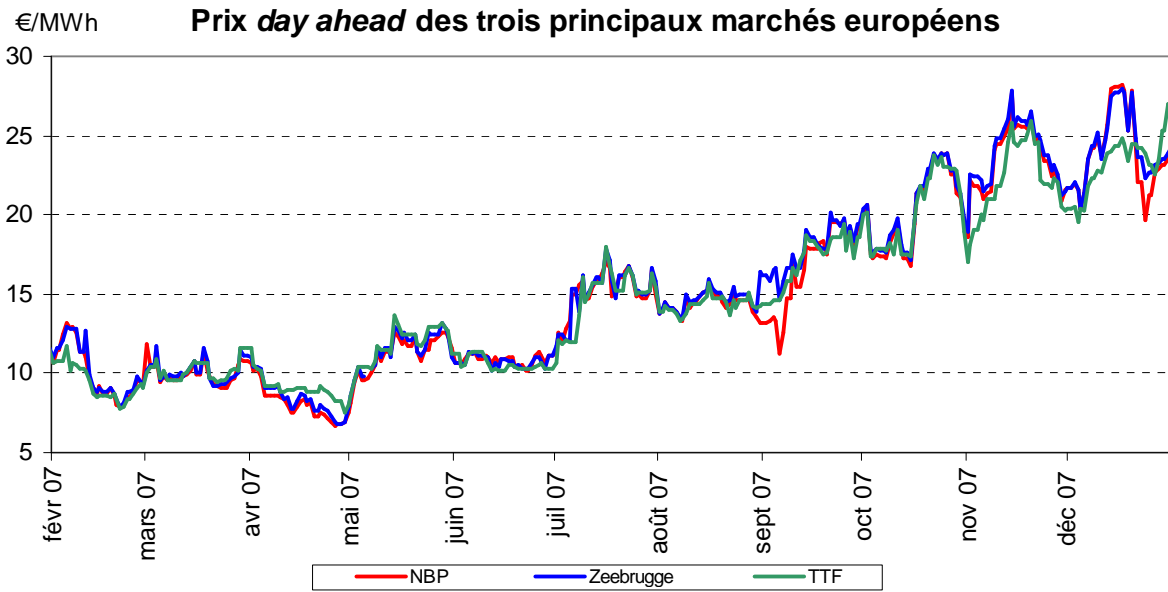


Sources : Heren pour les prix des contrats à long terme et Argus pour les prix *day ahead* et *forward*

Au cours du quatrième trimestre 2007, la progression des prix *day ahead* NBP s'est ralentie. Ils ont néanmoins dépassé les prix des contrats à long terme. En moyenne mensuelle, l'écart de prix en décembre 2007 entre les contrats long terme et le prix *day ahead* NBP atteint 2,3 à 5,5 €/MWh. Les prix *forward* Y+1 au NBP ont continué leur progression au cours du quatrième trimestre 2007.

Prix des trois principaux marchés *day ahead* européens

Fin avril 2007, les prix *day ahead* des trois principaux marchés européens ont atteint un point bas aux alentours de 7 €/MWh. Depuis, ils n'ont cessé d'augmenter, passant de 20 €/MWh début octobre 2007 à 23,5 €/MWh fin décembre sur le NBP et à Zeebrugge. Le quatrième semestre 2007 a été marqué par une volatilité des cours particulièrement forte sur les trois marchés considérés et par une décorrélation fréquente des prix sur le TTF par rapport aux deux autres places de marchés. Ces fortes variations sont dues aux nombreuses pointes de froid combinées à l'incertitude concernant les flux de gaz en provenance de la Norvège.



Source : Argus

2. Le marché de gros en France

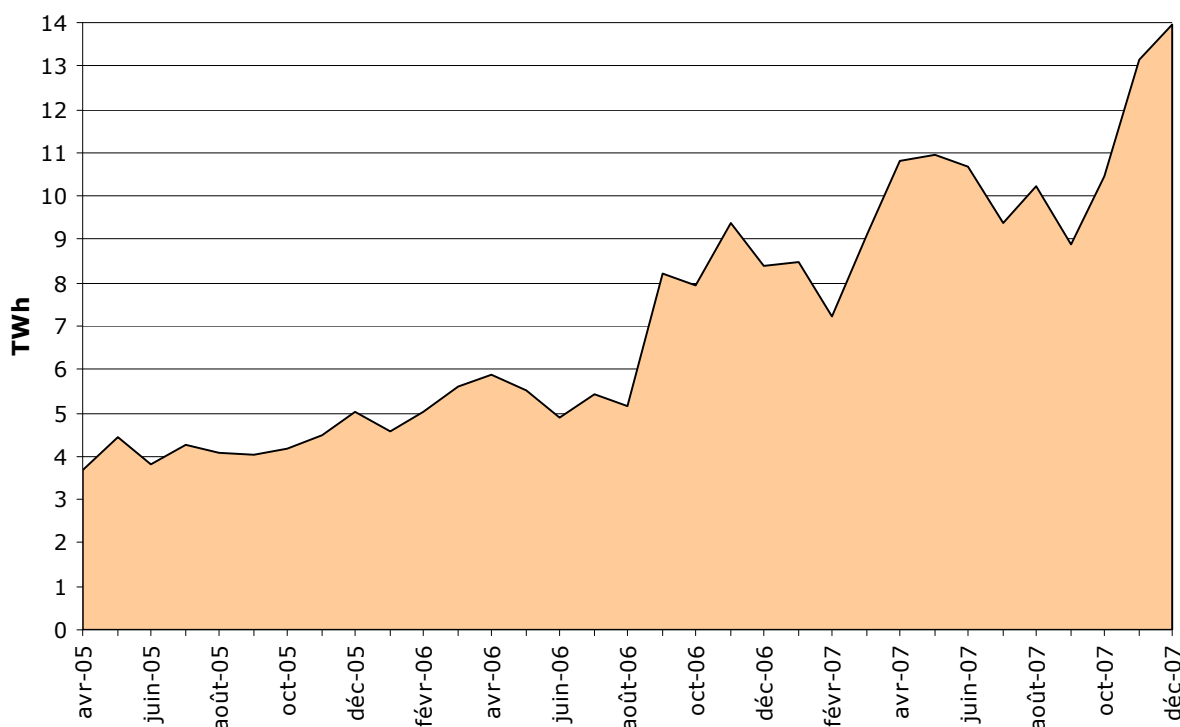
En l'absence de marché organisé du gaz en France, le commerce de gros du gaz s'effectue exclusivement sur le mode du gré à gré (OTC), au travers de transactions directes ou via des intermédiaires (sociétés de courtage et plates-formes de trading). Le volume des transactions sur l'OTC n'est pas public.

Les livraisons résultant de ces transactions se réalisent aux Points d'Echange de Gaz (PEG), points virtuels permettant l'échange de gaz au niveau de chaque zone tarifaire. Les livraisons observées sur les PEG résultent :

- des transactions OTC conclues entre fournisseurs ;
- des livraisons correspondant aux programmes de cession temporaire de gaz (*Gas Release*) ;
- de l'approvisionnement en gaz des opérateurs de réseau pour leurs besoins propres.

Le graphique suivant montre les nominations journalières des acteurs auprès des GRT. Il ne s'agit pas du volume des transactions observées sur la période, mais des livraisons nettes physiques entrées acteurs.

Volume des livraisons nettes de gaz sur le marché de gros français



Source : GRT – Analyse : CRE

NB : sur ce graphique figurent tous les échanges de gaz entre fournisseurs, y compris les livraisons correspondant au programme de cession temporaire de gaz (gas release) et l'approvisionnement en gaz des opérateurs de réseau.

Au quatrième trimestre 2007, le volume des livraisons nettes de gaz résultant de transactions sur le marché de gré à gré a augmenté de 31,9% par rapport au trimestre précédent. Il s'inscrit en hausse de 46,2% par rapport à la même période de l'année précédente. Au cours du dernier trimestre, 37,6 TWh de gaz ont ainsi été livrés aux PEG.

3. Faits marquants du 4^{ème} trimestre 2007

Les premiers contrats de *Gas Release* – dont les livraisons ont débuté le 1^{er} janvier 2005 – sont arrivés à échéance le 31 décembre 2007.

En raison de la possibilité offerte aux acquéreurs de choisir la date de démarrage de ces contrats, les livraisons s'arrêteront progressivement au cours de l'année 2008.

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.

Livraison sur le marché de gros : déclaration journalière d'un acteur, auprès d'un Gestionnaire de Réseau de Transport, des échanges de gaz ou d'électricité devant avoir lieu le lendemain avec chacune de ses contreparties. Chaque livraison peut résulter d'une ou plusieurs transactions préalablement conclues sur le marché de gros.

Mise en service : cas d'un 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.

Nombre de sites : 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 réalisés au cours du mois M (du trimestre T).

Les données en nombre de sites sont arrondies, en revanche les parts de marché des fournisseurs alternatifs sont calculées à partir des données réelles.

Produit *forward* : contrat standard passé pour livraison d'une quantité donnée à un prix donné sur une échéance donnée (marché de gré à gré).

Produit *future* : contrat standard passé pour livraison d'une quantité donnée à un prix donné sur une échéance donnée (marchés organisés).

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.

Produit *day ahead* : contrat passé la veille pour livraison le lendemain.

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 en offre de marché : site ayant signé un contrat hors tarifs réglementés avec son fournisseur historique ou un fournisseur alternatif.

Transaction sur le marché de gros : conclusion d'un contrat entre deux acteurs du marché de gros portant sur la livraison de gaz ou d'électricité sur une période déterminée à un prix donné. Le nombre de transactions sur un marché de gros traduit son niveau d'activité, ou liquidité.

Ventes brutes mensuelles : Les ventes brutes d'un fournisseur sont égales à la somme :

- du nombre de sites mis en service (en offre de marché ou au tarif réglementé)
- du nombre de sites ayant choisi ce fournisseur à l'occasion d'un changement de fournisseur

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

Fournisseur historique : les fournisseurs historiques regroupent EDF et les Entreprises Locales de Distribution (ELD) ainsi que leurs filiales. Un fournisseur historique n'est pas considéré comme un fournisseur alternatif en dehors de sa zone de desserte historique.

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.

Nombre de sites : pour le dénombrement des sites, les sites ayant plusieurs fournisseurs sont affectés au portefeuille de leur fournisseur principal (Responsable d'Equilibre pour les clients en CARD et CART).

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 :

- **Day ahead** : 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 détail est divisé en quatre segments :

- **Grands sites non résidentiels** : sites dont la puissance souscrite est supérieure ou égale à 250 kW. Leur consommation annuelle est supérieure à 1 GWh en général.
- **Sites moyens non résidentiels** : sites dont la puissance souscrite est comprise entre 36kVA et 250 kW. Leur consommation annuelle est comprise en général entre 0,15 GWh et 1 GWh.
- **Petits sites non résidentiels** : sites non résidentiels dont la puissance souscrite est inférieure ou égale à 36 kVA. Leur consommation annuelle est en général inférieure à 0,15 GWh.
- **Sites résidentiels** : la puissance souscrite des sites résidentiels est inférieure ou égale à 36 kVA.

La segmentation non résidentiel/résidentiel est établie par les GRD sur la base des données historiques ou sur déclaration des fournisseurs.

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)**¹³ : 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 réseaux pour la compensation de leurs pertes** :
http://www.rte-france.com/htm/fr/offre/offre_perte.htm

TaRTAM : Tarif Réglementé Transitoire d'Ajustement au Marché. Sauf mention contraire, les sites au TaRTAM sont toujours comptabilisés avec les sites en offres de marché.

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.

Zones non interconnectées (ZNI) : zones du territoire national qui ne sont pas reliées (par des lignes électriques) au réseau métropolitain continental (Corse, Martinique, Guadeloupe, Réunion, Guyane, Saint-Pierre et Miquelon, îles de Molène et d'Ouessant).

¹³ « 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, les Entreprises Locales de Distribution (ELD) et leurs filiales. Un fournisseur historique n'est pas considéré comme un fournisseur alternatif en dehors de sa zone de desserte historique.

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 (résidentiels et non résidentiels)

Consommation : la consommation annuelle pour les sites transport est calculée à partir de la consommation relevée en 2006 et, pour les sites multifournisseurs, la part de la consommation affectée à chaque fournisseur s'effectue au prorata des capacités de transport souscrites.

les consommations annuelles des sites distribution sont les consommations annuelles de référence (CAR) de chaque site mises à jour au 1^{er} janvier 2007.

Nombre de sites : un site multifournisseur est affecté au fournisseur dont la capacité de transport souscrite est la plus élevée.

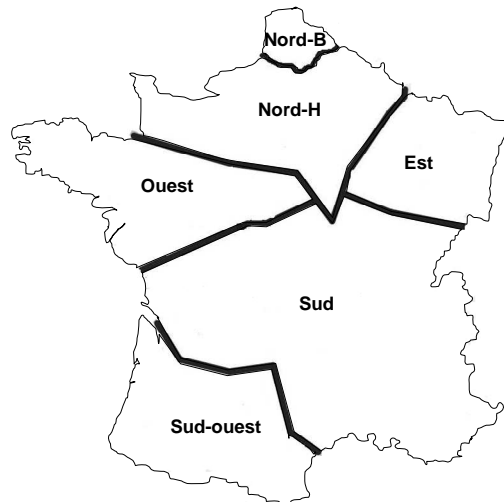
Segments de marché : le marché est divisé en 3 segments :

- les clients non résidentiels raccordés au réseau de transport
- les clients non résidentiels raccordés au réseau de distribution
- les clients résidentiels

La distinction non résidentiel/résidentiel est établie par les GRD sur la base des données historiques ou sur déclaration des fournisseurs.

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.

Zone Nord-B/Nord-H : la zone d'équilibrage Nord-B est alimentée en gaz-B, qui provient essentiellement des Pays-Bas et qui se distingue par sa teneur plus élevée en azote (B pour « Bas pouvoir calorifique »). La zone d'équilibrage Nord-H est alimentée en gaz-H, qui est identique au gaz distribué sur le reste du territoire et qui est qualifié de gaz-H pour « Haut pouvoir calorifique ».



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 en 2005 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, Total 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.