

Observatoire des marchés de l'électricité et du gaz

3^{ème} trimestre 2007

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 30 septembre 2007	8
4. Analyse en dynamique : 3 ^{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
Le marché du gaz	25
Le marché de détail du gaz	25
1. Introduction	25
2. Les segments de clientèle et leur poids respectif	26
3. Etat des lieux au 30 septembre 2007	27
4. Analyse en dynamique : 3 ^{ème} trimestre 2007	33
Le marché de gros du gaz	34
1. La formation des prix du gaz et les marchés du gaz en Europe	34
2. Le marché de gros en France	38
Glossaire commun de l'observatoire des marchés de l'électricité et du gaz.....	39
Glossaire propre à l'observatoire du marché de l'électricité.....	40
Glossaire propre à l'observatoire du marché du gaz	42

Introduction

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 1er juillet 2007, tous les consommateurs ont la possibilité de choisir leur fournisseur d'électricité ou de gaz.
Cette édition est la première à inclure la **clientèle résidentielle** dans les statistiques publiées.

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 :

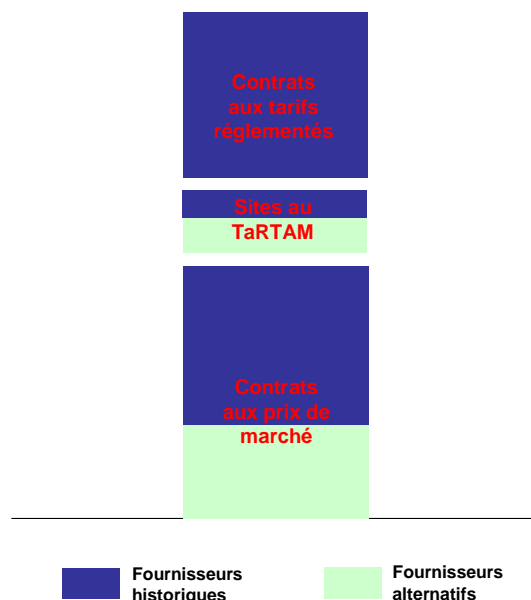
- à partir de juin 2000, éligibilité de tous les sites ayant une consommation annuelle d'électricité supérieure à 16 GWh.
- à partir de février 2003, éligibilité de tous les sites ayant une consommation annuelle d'électricité supérieure à 7 GWh.
- à partir de juillet 2004, éligibilité de toutes les entreprises 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 431² 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-**

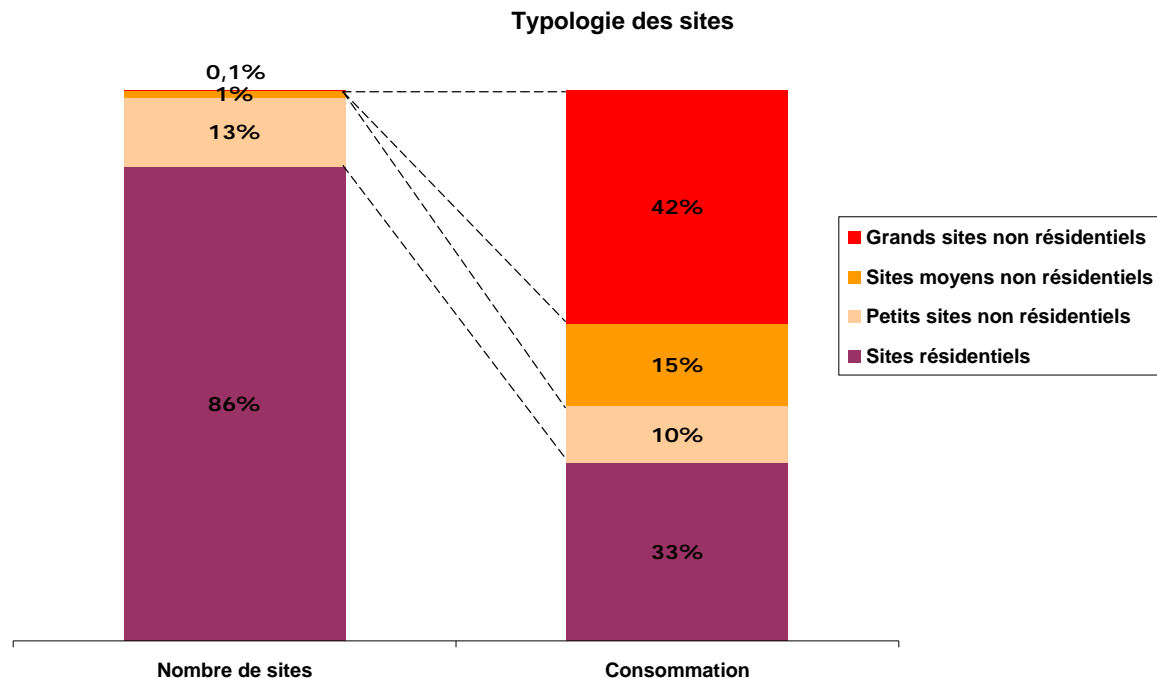


¹ Hors zones non interconnectées

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 425 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 30 septembre 2007

A. Tableau de synthèse du trimestre écoulé

A partir de l'observatoire du 3^{ème} trimestre, les données sont publiées au dernier jour de chaque mois, et non plus au 1^{er} jour du mois suivant. Par ailleurs, les données en nombre de sites et en consommation du 2^{ème} trimestre ont été actualisées au cours du 3^{ème} trimestre.

Synthèse en nombre de sites

Situation (en nombre de sites)	Résidentiels		Non résidentiels	
	Au 30 septembre 2007	Au 30 juin 2007	Au 30 septembre 2007	Au 30 juin 2007
Nombre total de sites	29 000 000	29 000 000	4 700 000	4 700 000
• dont sites en offre de marché	6 100	-	795 000	775 000
• dont sites au TaRTAM	-	-	3 600	3 600
• dont sites alimentés par un fournisseur alternatif	5 100	-	328 000	312 000
Parts de marché des fournisseurs alternatifs	0,01%	-	7,0 %	6,7%

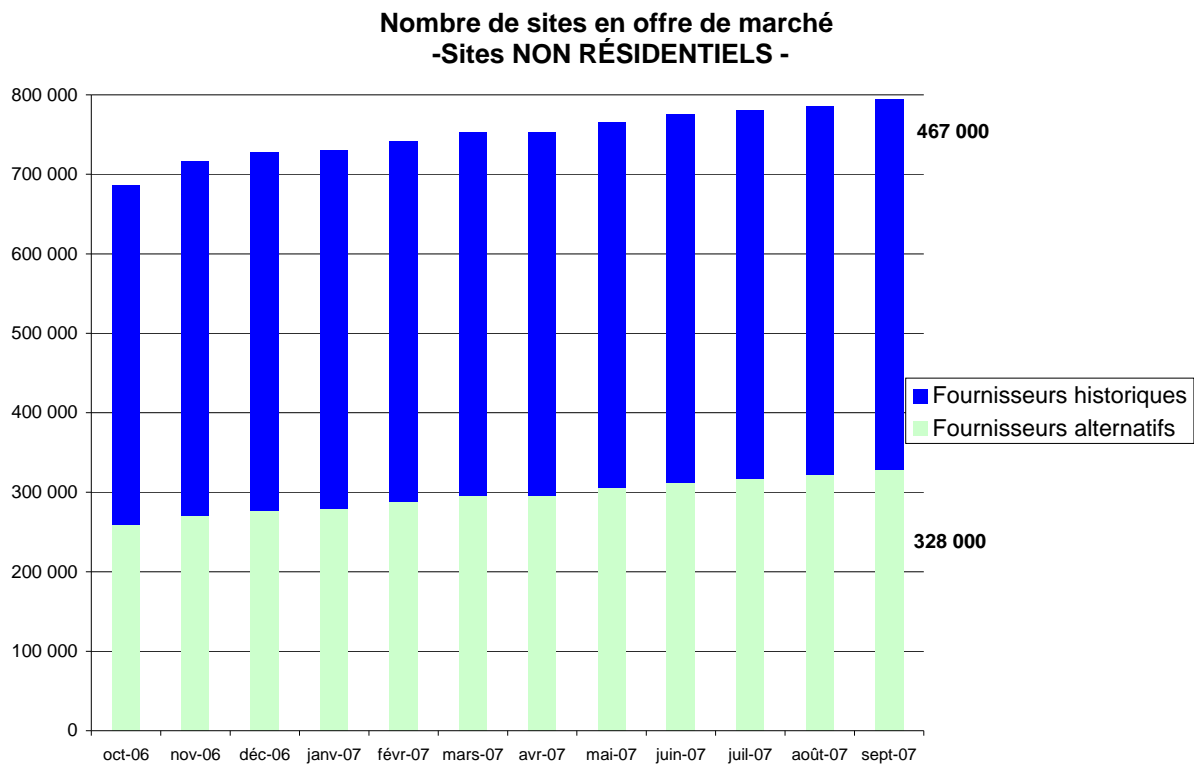
Sources : GRD, RTE, Fournisseurs historiques – Analyse : CRE

Synthèse en consommation

Situation (en consommation)	Résidentiels		Non résidentiels	
	Au 30 septembre 2007	Au 30 juin 2007	Au 30 septembre 2007	Au 30 juin 2007
Consommation totale des sites	138 TWh	138 TWh	288 TWh	288 TWh
• dont consommation des sites en offre de marché	0,03 TWh	-	132 TWh	132 TWh
• dont consommation des sites au TaRTAM	-	-	96 TWh	-
• dont consommation des sites alimentés par un fournisseur alternatif	0,02 TWh	-	37 TWh	36 TWh
Parts de marché des fournisseurs alternatifs	0,02%	-	13%	13%

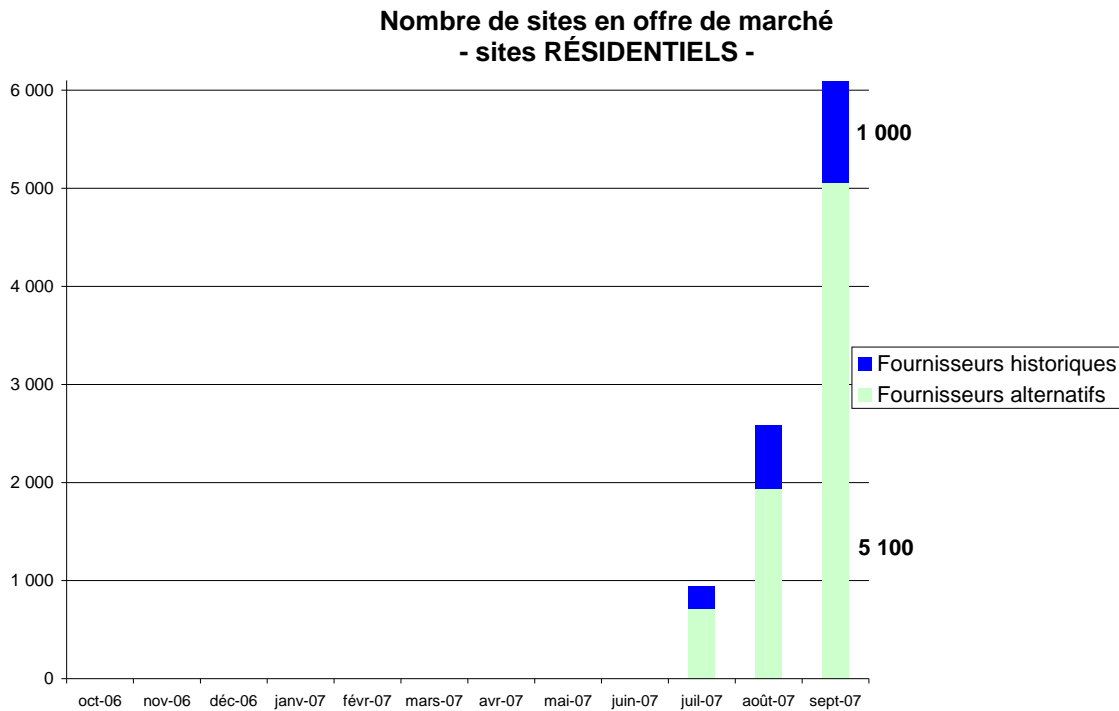
Sources : GRD, RTE, Fournisseurs historiques – Analyse : CRE

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.

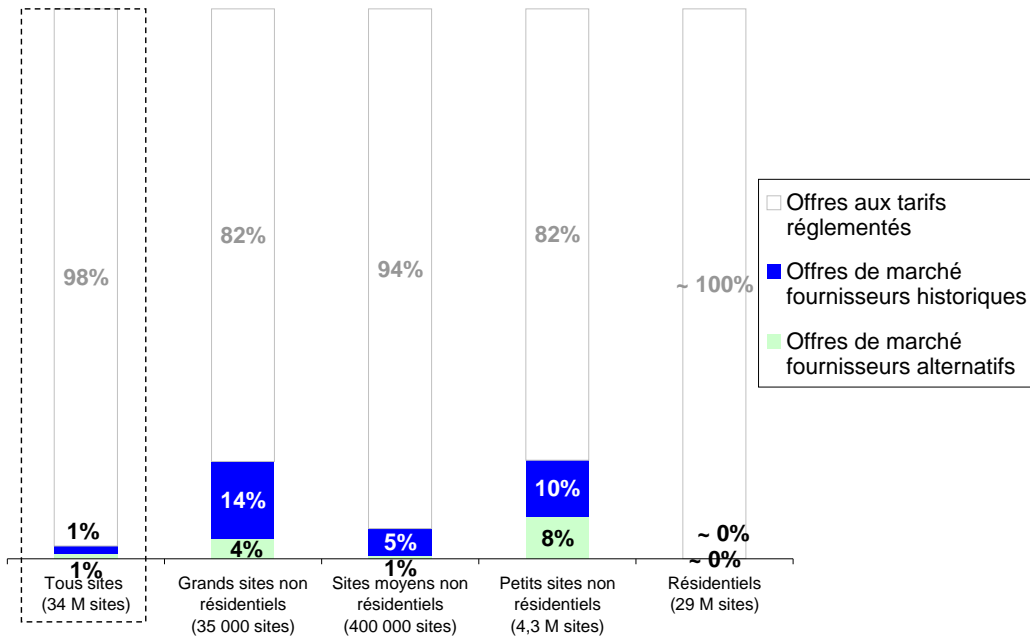


Sources : GRD, RTE, Fournisseurs historiques – Analyse : CRE

Au 30 septembre 2007, trois mois après l'ouverture du marché aux résidentiels, environ 795 000 sites non résidentiels et 6 100 sites résidentiels sont en offre de marché.

C. Parts de marché en nombre de sites au 30 septembre 2007

Répartition des sites par type d'offre au 30 septembre 2007



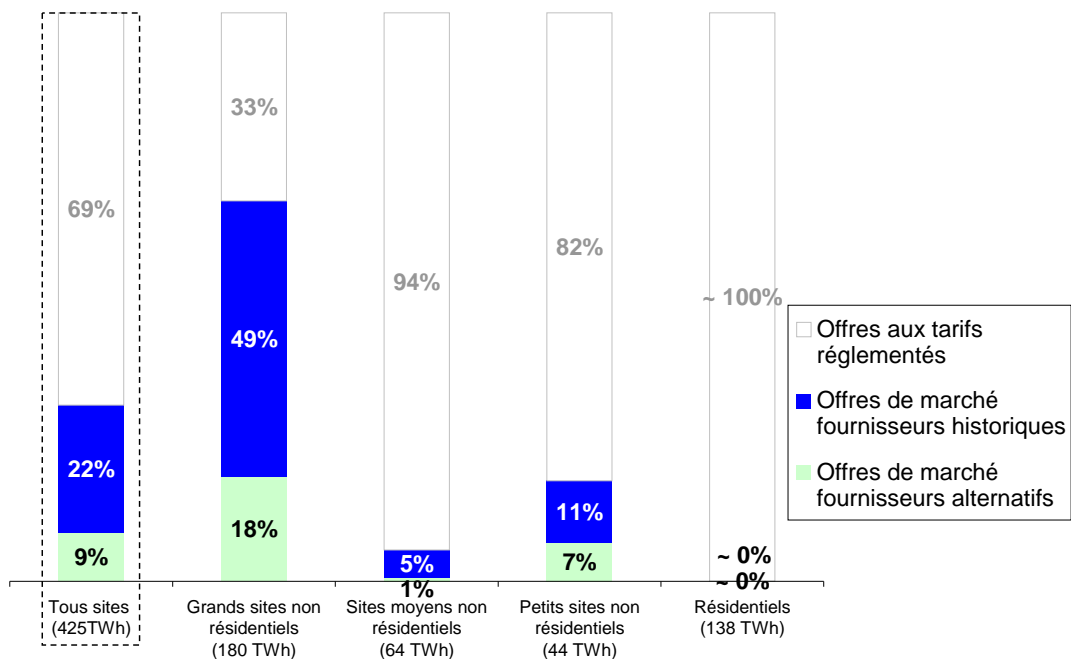
Sources : GRD, RTE, Fournisseurs historiques – Analyse : CRE

NB : Les sites au TaRTAM sont comptabilisés avec les sites en offre de marché.

Au 30 septembre 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 30 septembre 2007

Répartition des consommations par type d'offre au 30 septembre 2007



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

NB : Les sites au TaRTAM sont comptabilisés avec les sites en offre de marché.

E. Zoom sur le TaRTAM

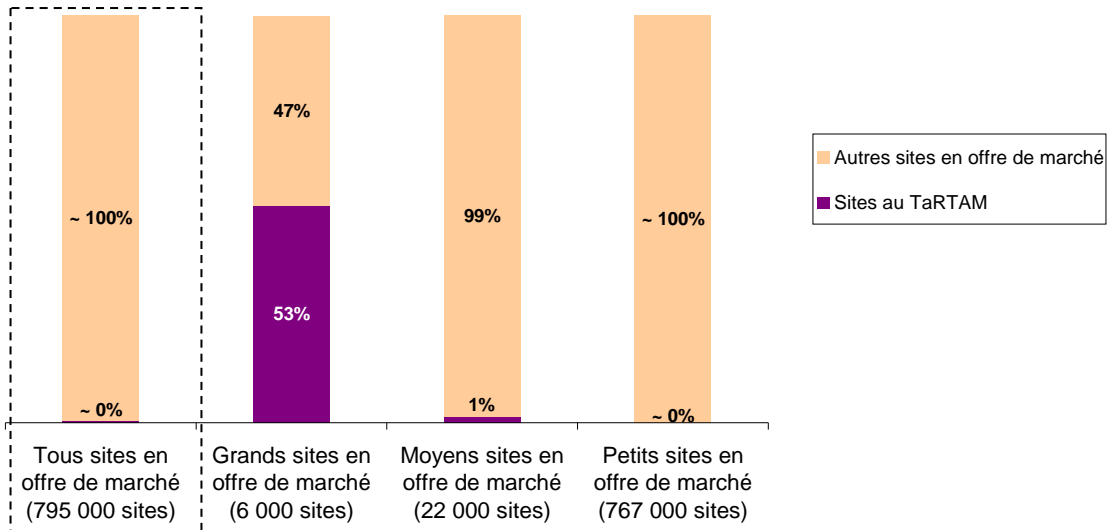
La loi du 7 décembre 2006 a instauré un Tarif Réglementé Transitoire d'Ajustement au Marché (TaRTAM). Un client en offre de marché peut bénéficier du TaRTAM pour un site à condition d'en avoir fait la demande à son fournisseur avant le 1^{er} juillet 2007. Ce tarif est applicable pour une durée maximale 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. 32 fournisseurs alimentent des clients au TaRTAM.

3 600 sites environ (soit 0,5% des sites non résidentiels en offre de marché) sont au TaRTAM. Ils représentent une consommation annuelle de 96 TWh, soit 72% de la consommation des sites non résidentiels en offre de marché. Parmi ces 3 600 sites, 40% sont au TaRTAM auprès d'un fournisseur alternatif.

Les grands sites représentent 91% 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.

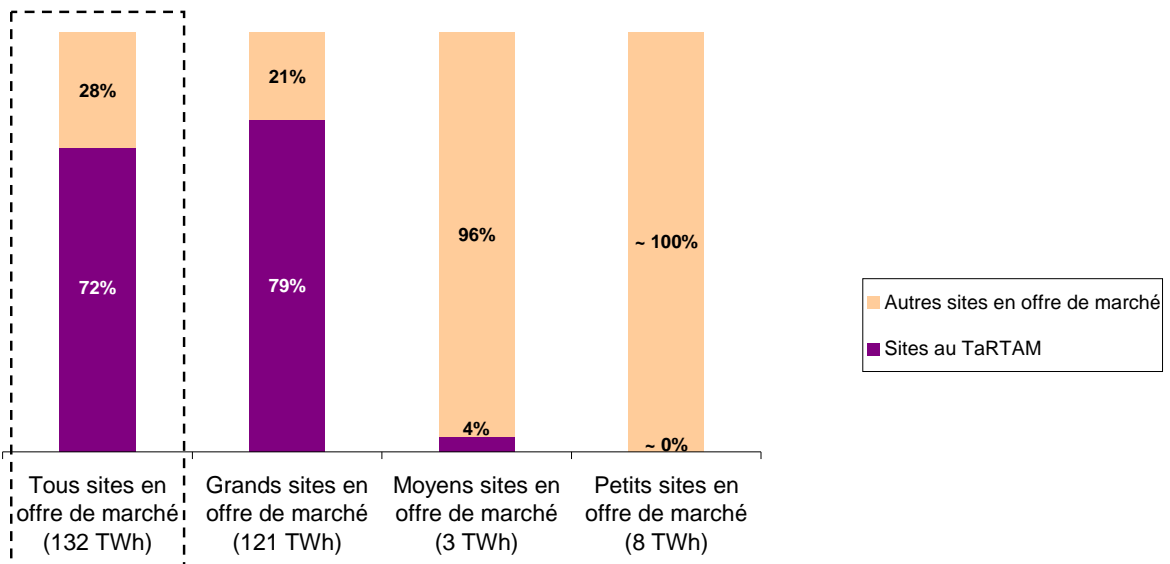
Part des sites au TaRTAM rapportée à l'ensemble des sites non résidentiels en offre de marché au 30 septembre 2007



Sources : Fournisseurs – Analyse : CRE

Exemple de lecture : au 30 septembre 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 30 septembre 2007



Sources : GRD, Fournisseurs – Analyse : CRE

F. Fournisseurs alternatifs actifs au 30 septembre 2007

Liste des fournisseurs actifs³ qui ont souhaité figurer sur la liste des fournisseurs publiée par la CRE⁴

	Grands sites non résidentiels	Sites moyens non résidentiels	Petits sites non résidentiels	Résidentiels
ATEL Energie	●	●		
Compagnie Nationale du Rhône	●	●	●	
Direct Energie		●	●	●
EGL	●			
Electrabel Groupe SUEZ	●	●	●	●
Endesa Energia	●	●	●	
ENEL Trade	●			
Enercoop		●	●	●
E.ON Group	●			
Gaz de France	●	●	●	●
HEW énergies s.a	●			
Iberdrola	●			
Kalibraxe	●	●		
Poweo	●	●	●	●
La SNET	●	●		

Sources : GRD, RTE – Analyse : CRE

Au 30 septembre 2007, cinq fournisseurs alternatifs sont actifs sur le segment des clients résidentiels. Pour mémoire, environ 160 fournisseurs historiques sont présents sur le territoire français.

³ 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.

⁴ 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 : 3^{ème} trimestre 2007

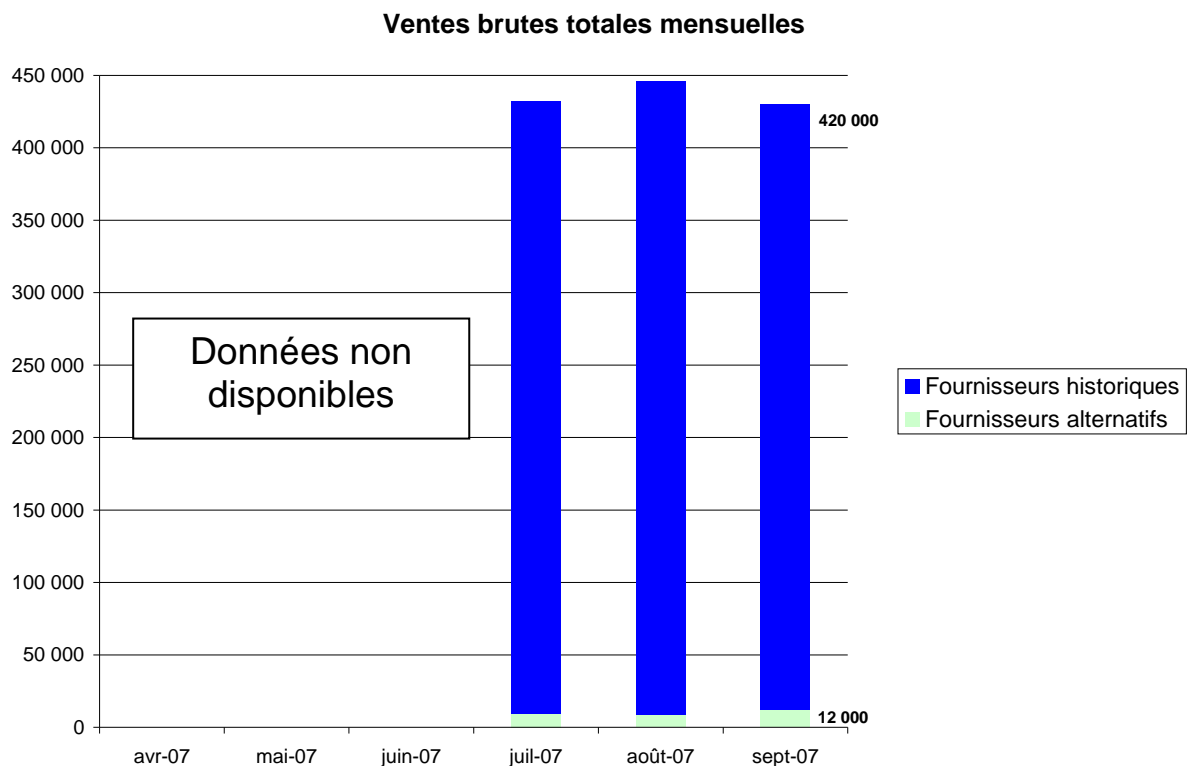
A. Tableau de synthèse du trimestre écoulé

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	
	T3 2007	T2 2007	T3 2007	T2 2007
Ventes brutes totales	1 160 000	-	150 000	142 000 ⁵
• Dont ventes brutes des fournisseurs alternatifs	5 000	-	26 000	29 000
Parts de marché des fournisseurs alternatifs sur les ventes brutes du segment	0,4%	-	17%	20%

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

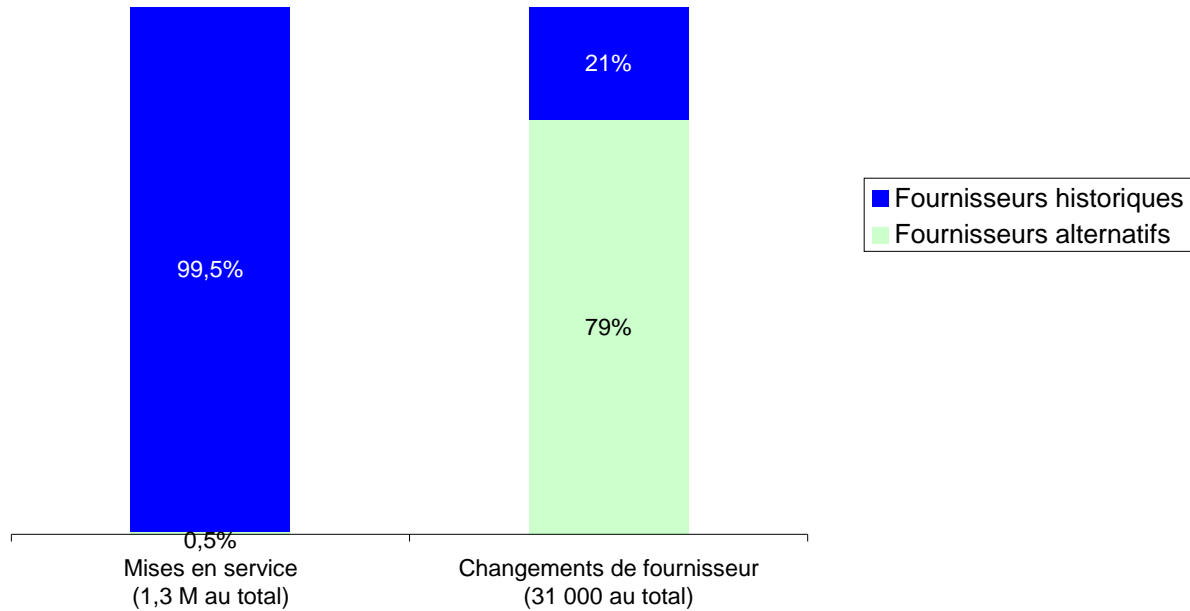
B. Ventes brutes des trimestres écoulés



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

⁵ Pas de données disponibles au 2^{ème} trimestre pour les sites non résidentiels des réseaux de distribution de Gaz et Electricité de Grenoble, Electricité de Strasbourg, Usine d'Electricité de Metz et SICAE de l'Oise.

Répartition des ventes brutes par type de fournisseur au cours du 3^{ème} trimestre 2007



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

Exemple de lecture : au cours du 3^{ème} trimestre 2007, les fournisseurs alternatifs ont réalisé 0,5% des 1 300 000 mises en service effectuées.

Le marché de gros de l'électricité

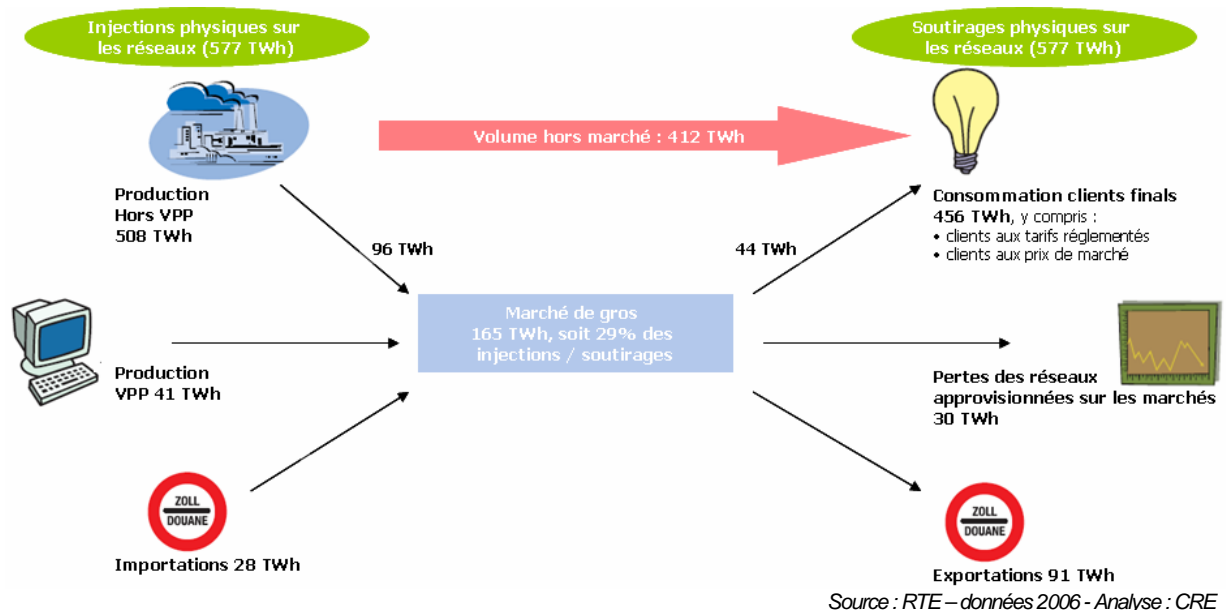
1. Introduction

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 GRD EDF
- 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.



Ce schéma fait désormais apparaître la part des injections / soutirages physiques qui ont donné lieu à un achat ou une vente sur le marché de gros, soit 165 TWh en 2006. Dans les précédents numéros de l'Observatoire des marchés, était indiqué le volume des livraisons déclarées par les acteurs auprès de RTE sous forme d'échanges de blocs. Ce volume était supérieur (303 TWh), un même volume d'énergie pouvant faire l'objet de plusieurs échanges de blocs successifs entre son injection et son soutirage physique.

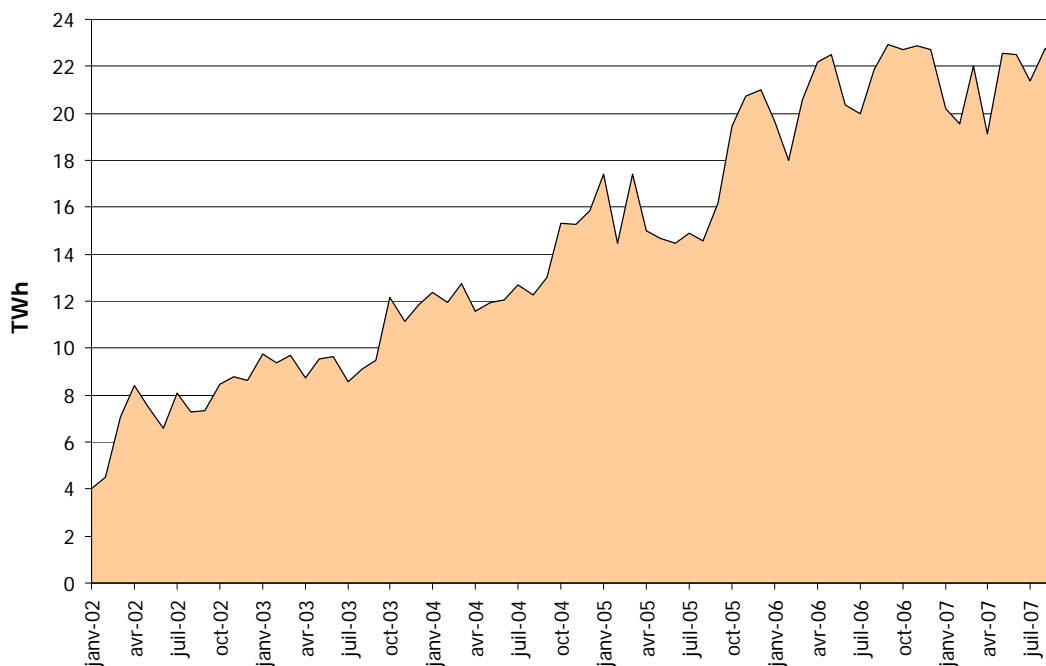
2. Activité sur le marché de gros français

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

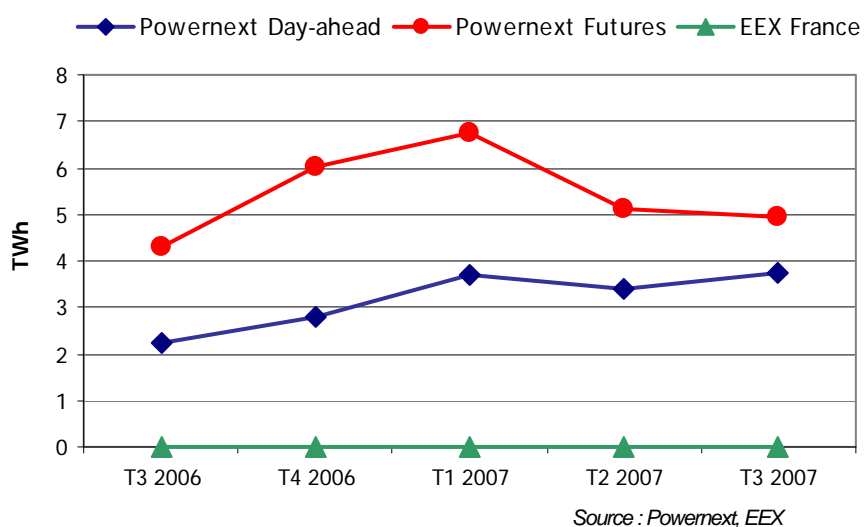
Ce graphique fait désormais apparaître exclusivement les livraisons résultant de transactions de gré à gré. L'activité sur les marchés organisés fait l'objet d'un développement spécifique dans la section suivante de l'Observatoire des marchés.

Le volume des livraisons sur le marché de gré à gré, à 66,1 TWh au 3^{ème} trimestre 2007, a augmenté de 3% par rapport au trimestre précédent et de 2% par rapport à la même période l'année précédente. Il a représenté environ 65% de la consommation nationale au troisième trimestre 2007, contre 61% au deuxième trimestre 2007.

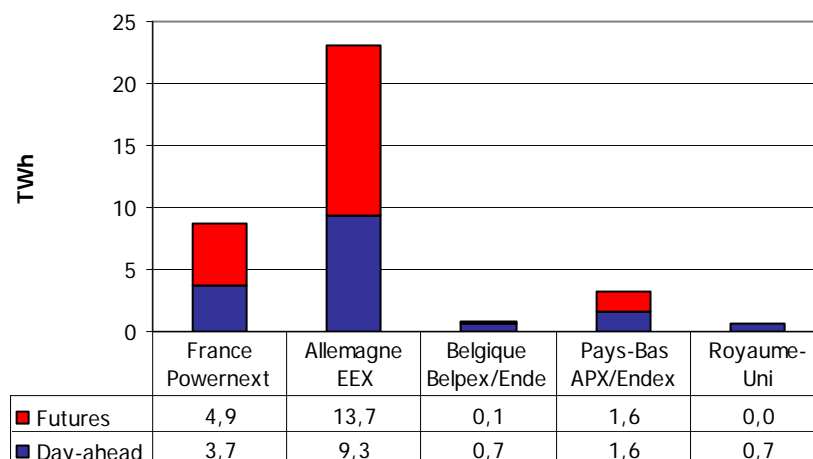
B. Activité sur les marchés organisés et comparaison internationale

Le volume échangé sur Powernext au 3^{ème} trimestre 2007 a augmenté de 10% sur le marché *day-ahead* et baissé de 4% sur le marché *futures* par rapport au trimestre précédent. Il a augmenté de 67% sur le marché *day-ahead* et de 15% 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) - troisième trimestre 2007 -



Source : Powernext, EEX, Belpex, Endex, APX

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

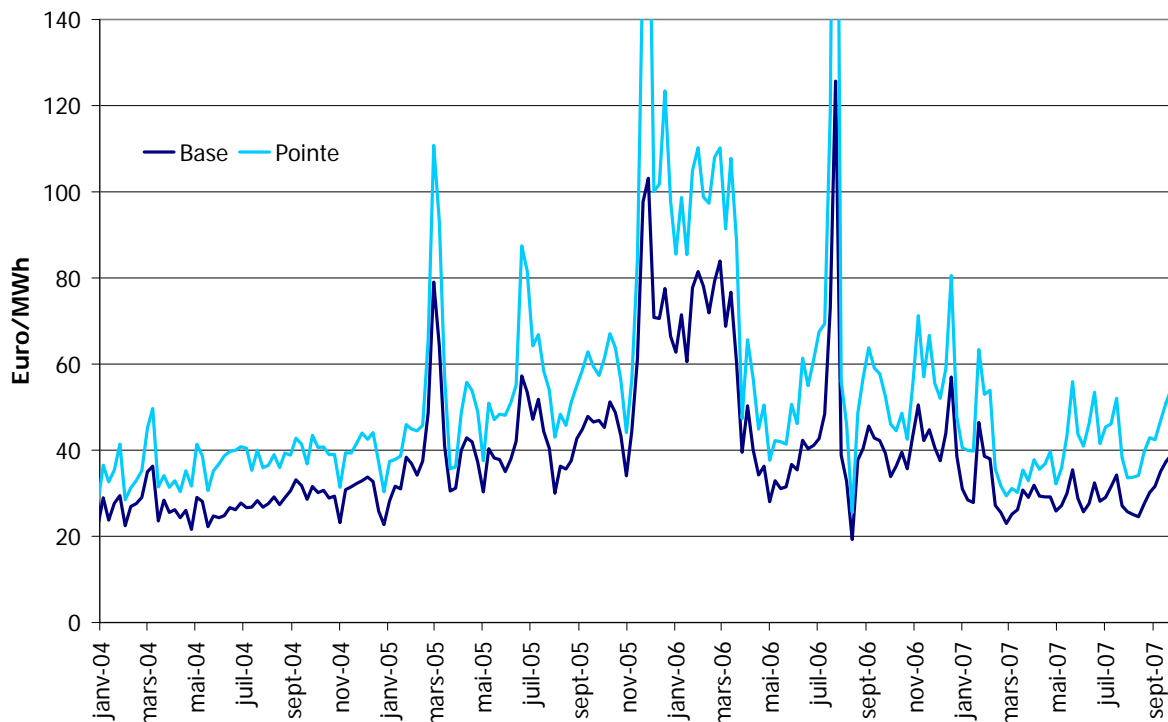
Les prix des transactions bilatérales sur l'OTC n'étant pas publics, cette section porte sur les bourses de l'électricité uniquement.

A. Prix day-ahead

Les prix *day-ahead* en base cotés sur Powernext ont affiché une moyenne de 30,50 €/MWh au troisième trimestre 2007. Ils ont augmenté de 4% par rapport au trimestre précédent et baissé de 37% par rapport à la même période de l'année 2006.

Les prix *day-ahead* en pointe cotés sur Powernext ont affiché une moyenne de 43,13 €/MWh au troisième trimestre 2007. Ils ont augmenté de 3% par rapport au trimestre précédent, et baissé de 43% par rapport à la même période de l'année 2006.

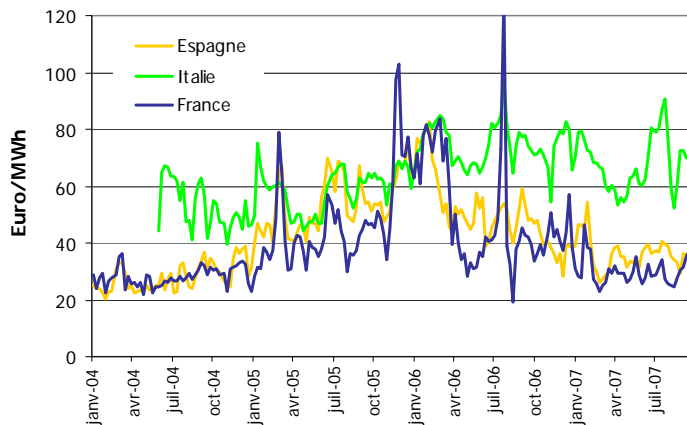
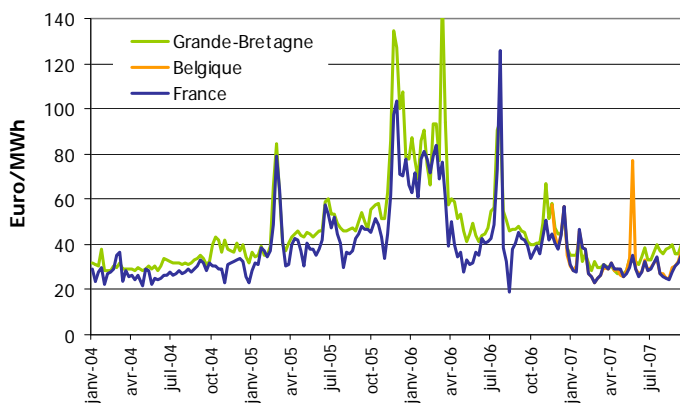
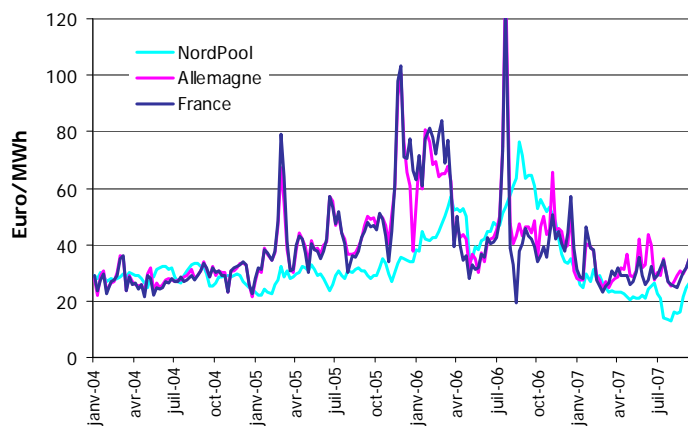
Prix *day-ahead* sur Powernext
- moyennes hebdomadaires -



Sources : PWX, EEX – Analyse : CRE

Les prix *day-ahead* français en base du troisième trimestre 2007 étaient inférieurs en moyenne trimestrielle aux prix des principales bourses européennes, à l'exception du NordPool. Le différentiel entre les prix *day-ahead* allemands et français s'est nettement réduit.

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



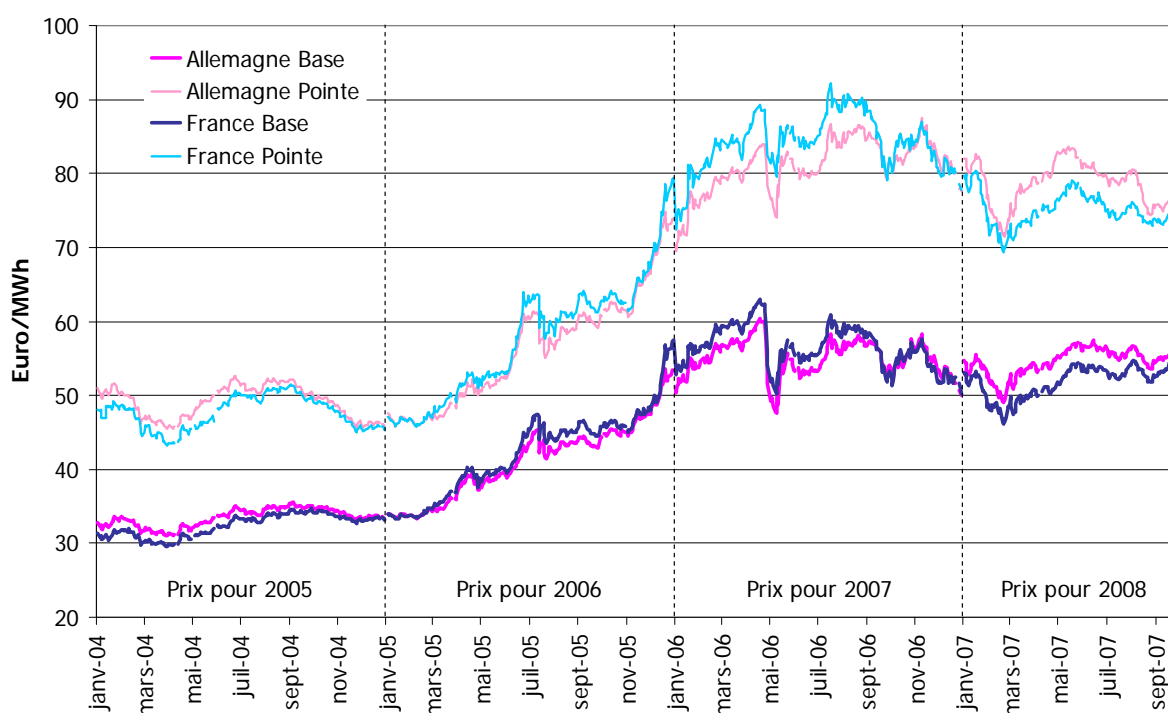
Sources : Powemx, EEX, Belpex, Omel, NordPool, Ipx – Analyse : CRE

B. Prix futures

Le prix *futures* annuel (Y+1) au troisième trimestre 2007 en base sur Powernext a augmenté de presque 5% au cours du trimestre, s'établissant à 55,7 €/MWh fin septembre.

Les prix en France sont restés moins élevés qu'en Allemagne. En revanche, le différentiel de prix entre les deux pays s'est réduit, s'élevant à 2 €/MWh en moyenne trimestrielle en base et à 3 €/MWh en pointe.

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

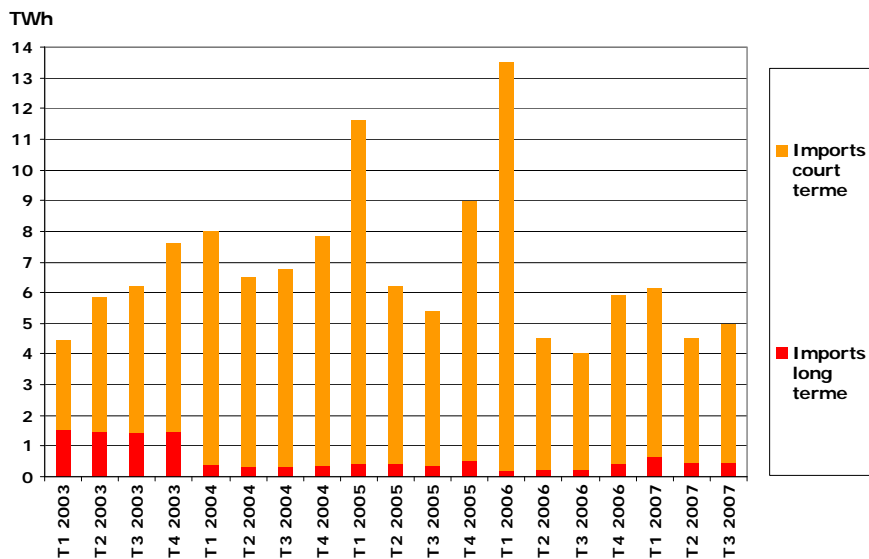


Sources : Powernext, EEX

4. Volumes d'imports/exports

Les importations ont augmenté de 10% au troisième trimestre 2007 par rapport au trimestre précédent, et de 24% par rapport au même trimestre l'année précédente.

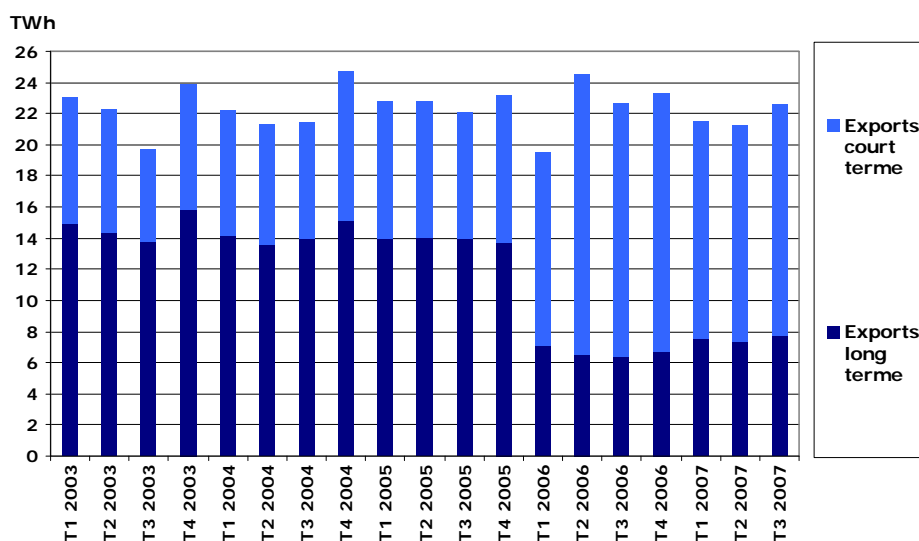
Somme des importations par trimestre



Source : RTE – Analyse : CRE

Les exportations ont augmenté de 7% au troisième trimestre 2007 par rapport au trimestre précédent. Elles étaient au même niveau que celles observées pendant la même période l'année précédente.

Somme des exportations par trimestre



Source : RTE – Analyse : CRE

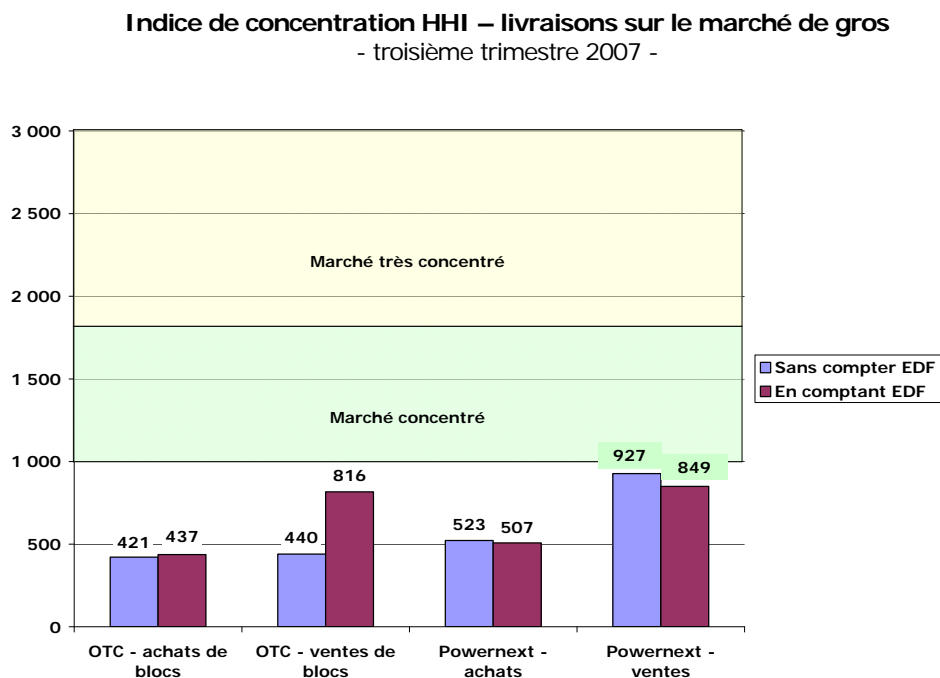
5. Concentration du marché français de l'électricité

A la fin du troisième trimestre 2007, 114 responsables d'équilibre sont présents sur le marché de gros français, soit 4 de plus qu'au trimestre précédent. 65 responsables d'équilibre étaient présents sur Powernext *Day-Ahead* et 37 sur Powernext *Futures*. Powernext a accueilli 9 nouveaux membres sur son marché *Day-Ahead* et 8 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 troisième 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.



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).

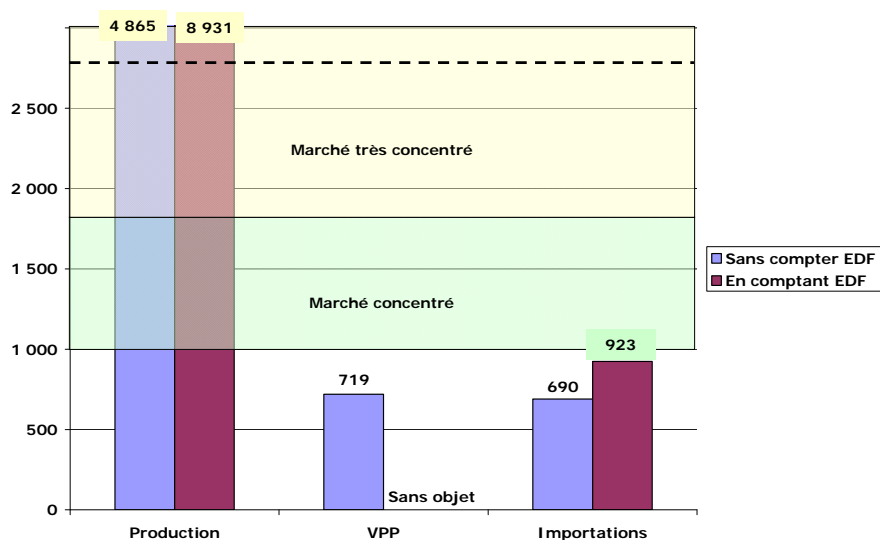
⁶ L'indice HHI est égal à la somme des carrés des parts de marché des intervenants, et mesure la concentration du marché (il est d'autant plus élevé que le marché est concentré). On considère généralement qu'un marché est peu concentré si son HHI est inférieur à 1 000, et très concentré s'il est supérieur 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

- troisième trimestre 2007 -

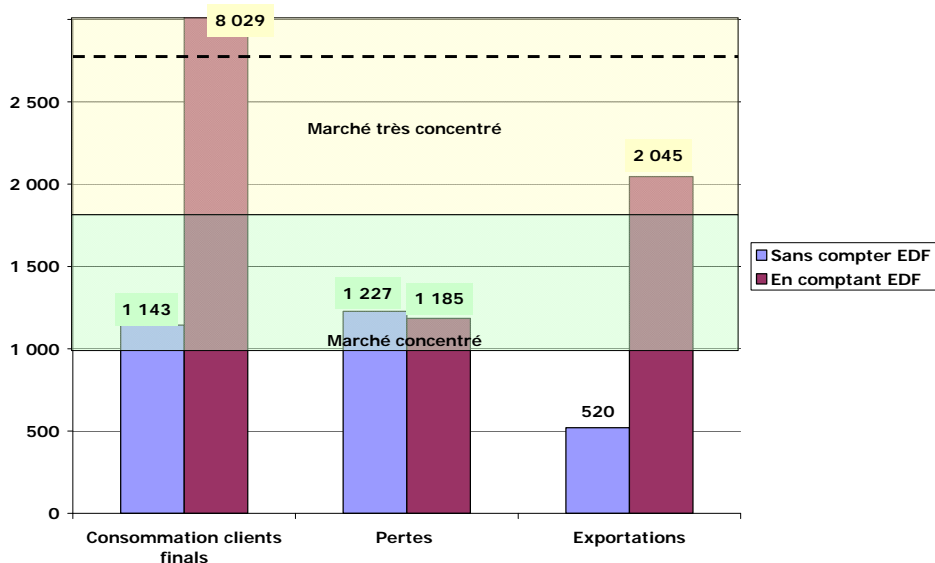


Source : RTE – Analyse : CRE

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

- troisième trimestre 2007 -



Source : RTE – Analyse : CRE

Le marché du gaz

Le marché de détail du gaz

1. Introduction

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

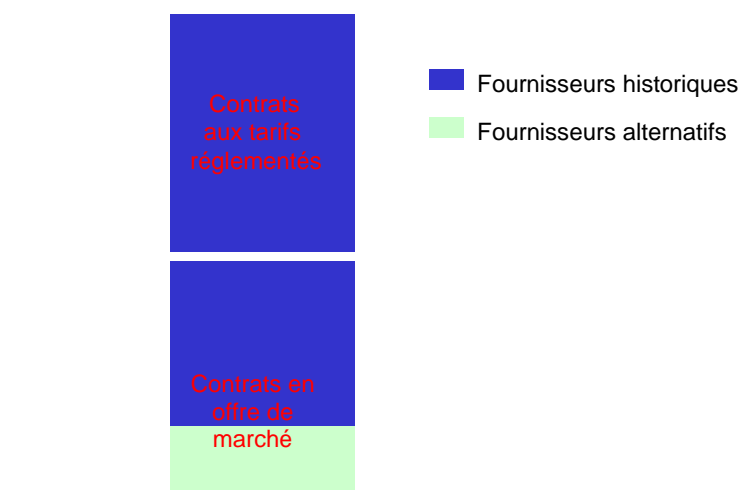
- à partir d'août 2000, éligibilité de tous les sites ayant une consommation annuelle de gaz supérieure à 237 GWh et de tous les producteurs d'électricité ou producteurs simultanés d'électricité et de chaleur quel que soit leur niveau de consommation annuelle,
- à partir d'août 2003, éligibilité de tous 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 30 septembre 2007, 11,5 millions de sites et une consommation annuelle d'environ 517 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-



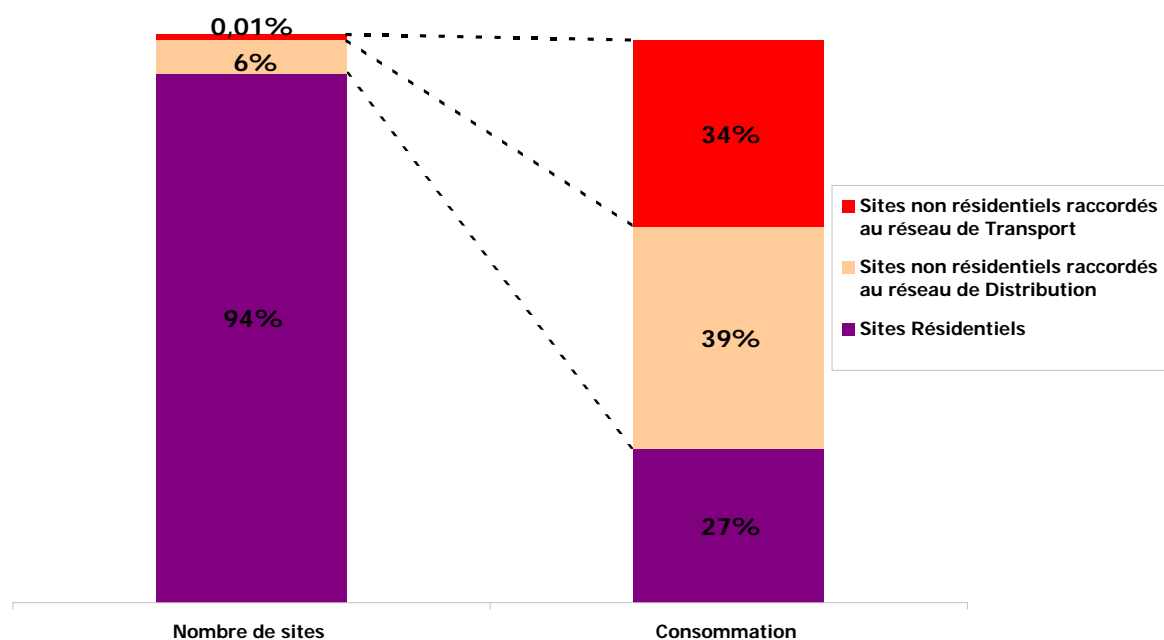
Les principales sources d'information de l'observatoire sont les gestionnaires de réseaux de transport (GRTgaz, Total Infrastructures Gaz France), les 4 principaux gestionnaires de réseaux de distribution (Gaz de France-Réseau Distribution, Régaz, Gaz de Strasbourg et Gaz et Electricité de Grenoble) 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 516 TWh.

2. Les segments de clientèle et leur poids respectif

Typologie des sites



Sources : 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 30 septembre 2007

A. Tableaux de synthèse du trimestre écoulé

A partir de l'observatoire du 3^{ème} trimestre, les données sont publiées au dernier jour de chaque mois, et non plus au 1^{er} jour du mois suivant. Par ailleurs, les données en nombre de sites et en consommation du 2^{ème} trimestre ont été actualisées au cours du 3^{ème} trimestre.

Synthèse en nombre de sites

Situation (en nombre de sites)	Résidentiels		Non résidentiels	
	Au 30 septembre 2007	Au 30 juin 2007	Au 30 septembre 2007	Au 30 juin 2007
Nombre total de sites	10 700 000	10 700 000	677 000	671 000
• dont sites en offre de marché	13 300	-	143 000	130 000
• dont sites alimentés par un fournisseur alternatif	6 200	-	62 000	56 500
Parts de marché des fournisseurs alternatifs	0,06%	-	9,2%	8,4%

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

Au 30 septembre 2007, le nombre de sites en offre de marché sur l'ensemble du marché français s'élève à 156 300, dont 13 300 sites résidentiels. La part de marché des fournisseurs alternatifs continue à progresser sur les sites non résidentiels.

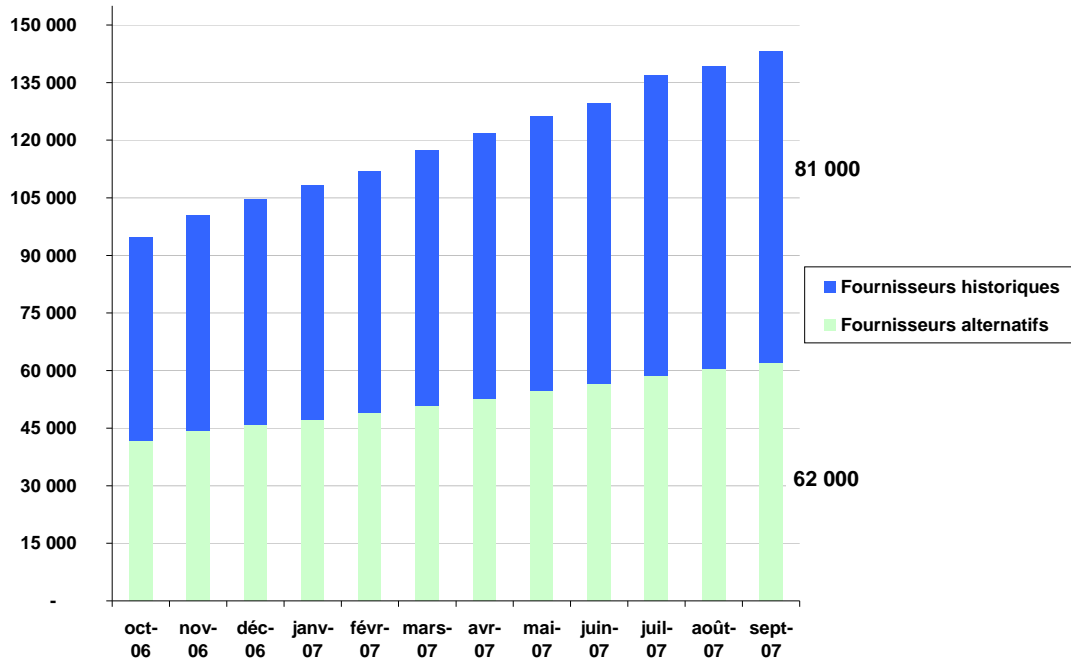
Synthèse en consommation

Situation (en consommation)	Résidentiels		Non résidentiels	
	Au 30 septembre 2007	Au 30 juin 2007	Au 30 septembre 2007	Au 30 juin 2007
Consommation totale des sites	141 TWh	141 TWh	375 TWh	370 TWh
• dont sites en offre de marché	0,2 TWh	-	210 TWh	206 TWh
• dont sites alimentés par un fournisseur alternatif	0,09 TWh	-	60 TWh	67 TWh
Parts de marché des fournisseurs alternatifs	0,06%	-	16 %	18 %

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

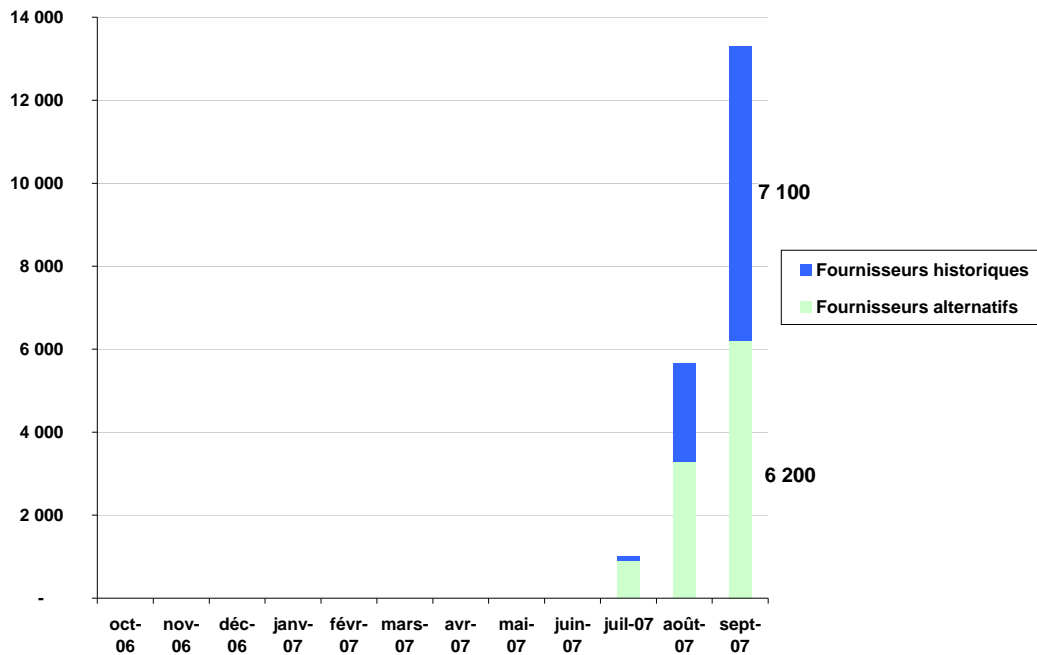
B. Evolution du nombre de sites en offre de marché

**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 -**

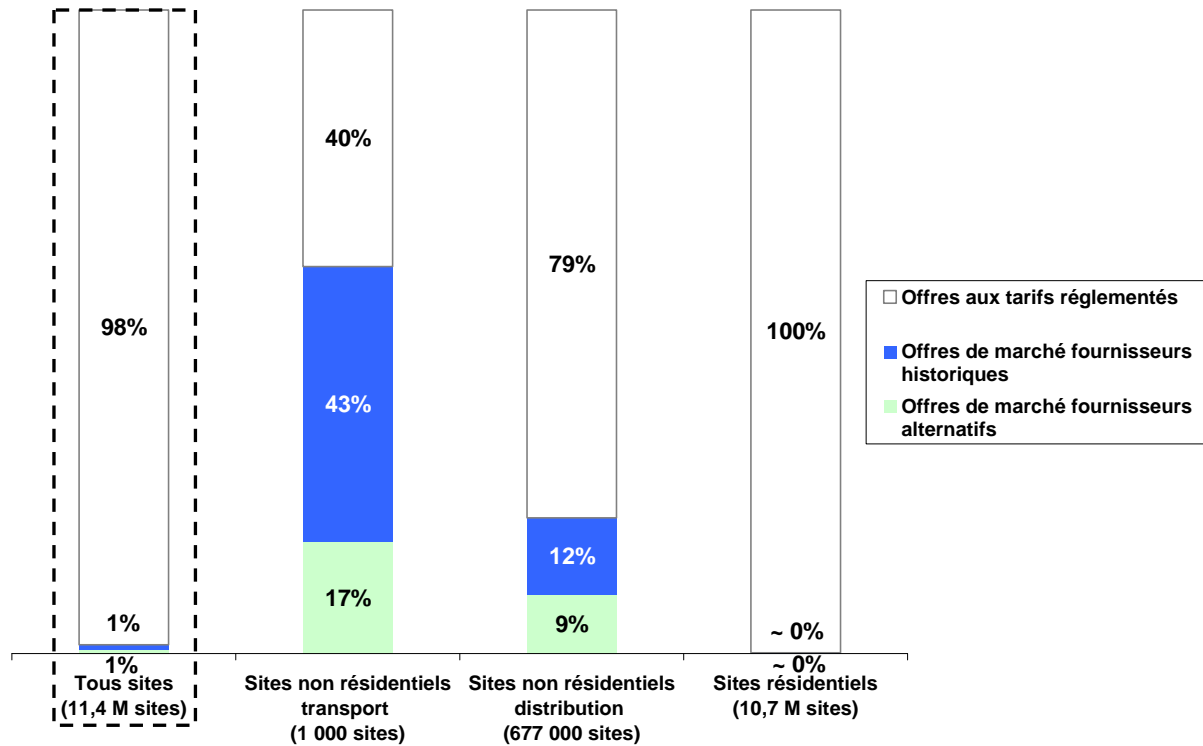


Sources : GRT, GRD, Fournisseurs historiques – Analyse : CRE

Au 30 septembre 2007, 156 300 sites ont choisi une offre de marché auprès d'un fournisseur historique ou alternatif, dont 13 300 sites résidentiels.

C. Parts de marché en nombre de sites au 30 septembre 2007

Répartition des sites par type d'offre au 30 septembre 2007

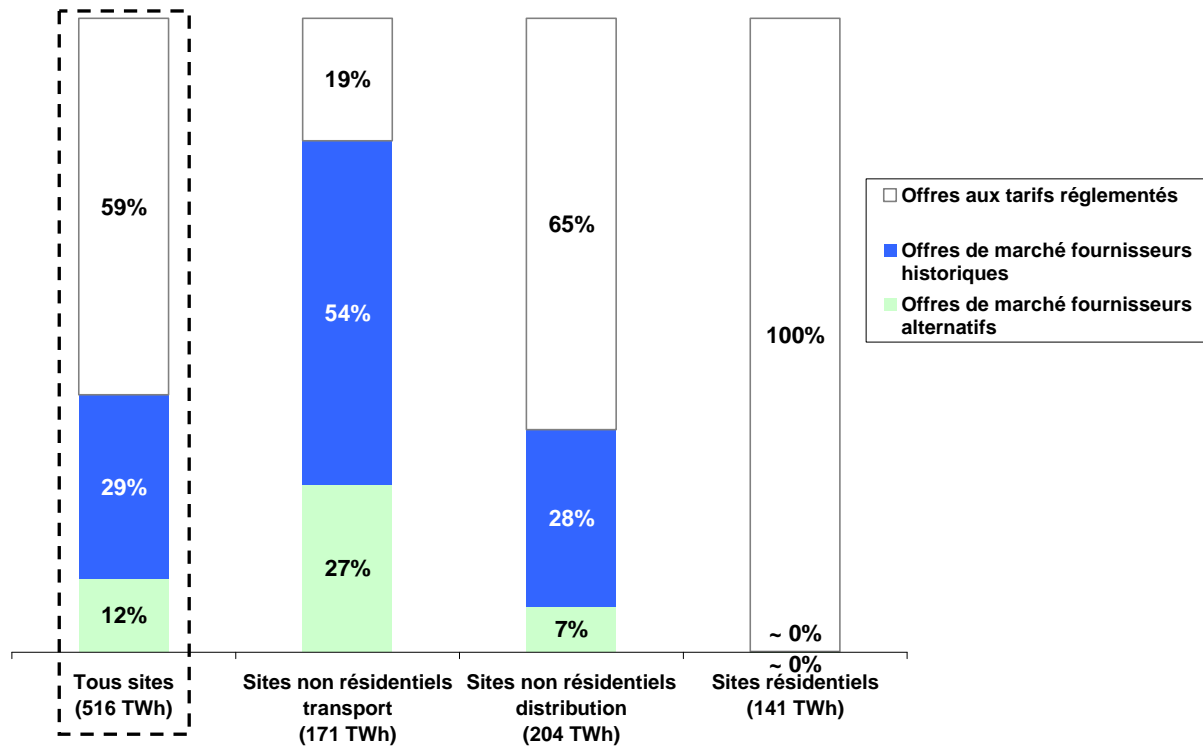


Sources : GRT, GRD, Fournisseurs historiques – Analyse : CRE

Au 30 septembre 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 30 septembre 2007

Répartition des consommations par type d'offre au 30 septembre 2007

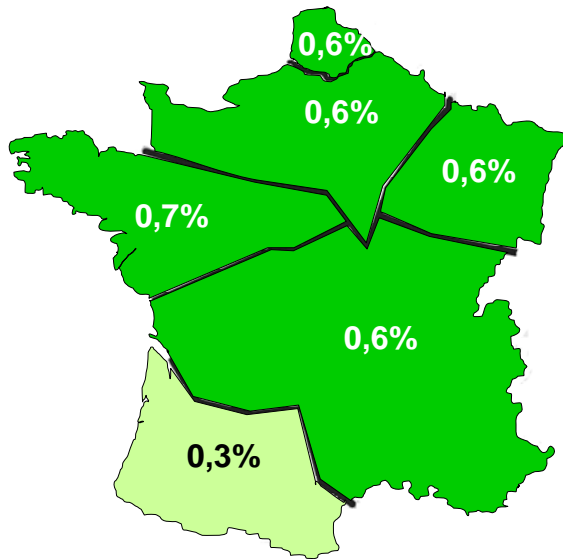


Sources : GRT, GRD, Fournisseurs historiques – Analyse : CRE

E. Analyse par zone géographique

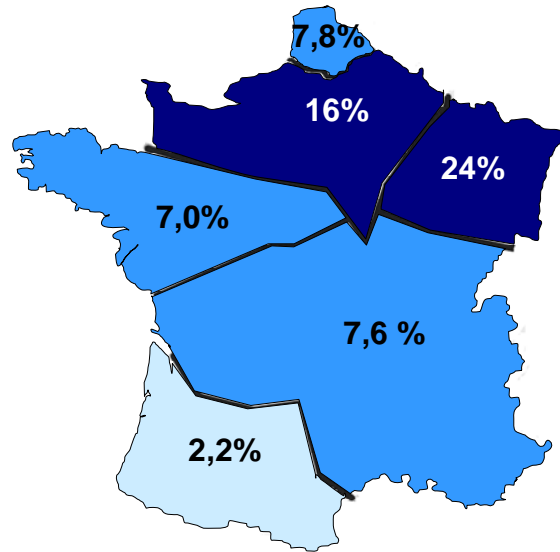
**Parts de marché des fournisseurs alternatifs par zone d'équilibrage⁹
au 30 septembre 2007**

- en nombre de sites -



■ Part de marché < 0,5%
■ Part de marché comprise entre 0,5 et 1%
■ Part de marché > 1%

- en consommation -



■ Part de marché < 5%
■ Part de marché comprise entre 5 et 10%
■ Part de marché > 10%

Sources : GRD, Fournisseurs historiques – Analyse : CRE

Exemple de lecture : au 30 septembre 2007, dans la zone Sud-ouest, 0,3% des sites et 2,2% de la consommation sont en offre de marché chez un fournisseur alternatif.

⁹ Cf. Glossaire en fin de document.

F. Fournisseurs alternatifs actifs au 30 septembre 2007

Liste des fournisseurs 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	●	●	
Eon Ruhrgas	●	●	
Gas Natural	●	●	
Gaz de Paris (Delostal et Thibault SA)		●	
Gazprom Marketing & Trading	●	●	
Iberdrola	●		
Poweo		●	●
Soteg	●	●	
Wingas	●		

Sources : GRT, GRD, CRE – Analyse : CRE

Au 30 septembre 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 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 : 3^{ème} trimestre 2007

Le GRD Gaz de France n'ayant pas transmis d'éléments suffisamment complets sur les ventes brutes du fournisseur Gaz de France, la CRE n'est en mesure de publier des données que sur les ventes brutes des fournisseurs alternatifs.

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 et au tarif réglementé, mesurent l'efficacité commerciale du fournisseur en termes d'acquisition de nouveaux sites.

	Résidentiels		Non résidentiels	
	T3 2007	T2 2007	T3 2007	T2 2007
AU COURS DU TRIMESTRE : (en nombre de sites)				
Ventes brutes totales	<i>n.d</i>	-	<i>n.d</i>	-
• dont ventes brutes des fournisseurs alternatifs	5 200	-	8 500	-
Parts de marché des fournisseurs alternatifs sur l'ensemble des ventes brutes du segment	<i>n.d</i>	-	<i>n.d</i>	-

Sources : GRT, GRD – Analyse : CRE

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

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

Flux au Royaume-Uni

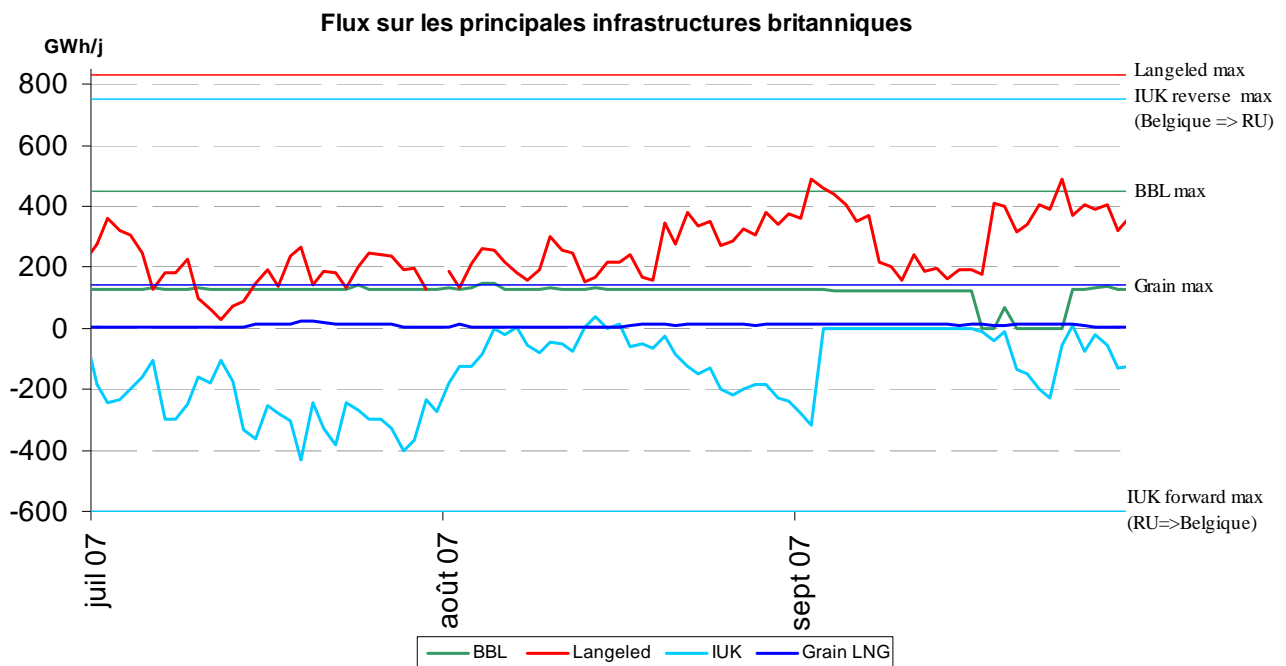
Les conditions d'approvisionnement et les flux de gaz au Royaume-Uni influencent directement les prix au NBP.

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 demeurent très volatils, s'élevant à 200 GWh/j début juillet pour finir à 370 GWh/j fin septembre, après avoir dépassé les 500 GWh/j à deux reprises entretemps.

Gazoduc Interconnector : Les flux sur l'Interconnector ont été en mode *forward* (Royaume-Uni vers Belgique) tout au long du troisième trimestre, sauf quelques jours en août. Les flux entre le Royaume-Uni et la Belgique par le biais de l'Interconnector sont en partie corrélés avec ceux du Langeled : lorsque ces derniers sont élevés, les exportations vers le continent via l'Interconnector sont élevées.

LNG : Le terminal de Grain et l'infrastructure LNG *offshore* de Teeside n'ont pas reçu une seule livraison au cours du troisième semestre 2007, du fait des prix au NBP inférieurs aux prix nord-américain et japonais.

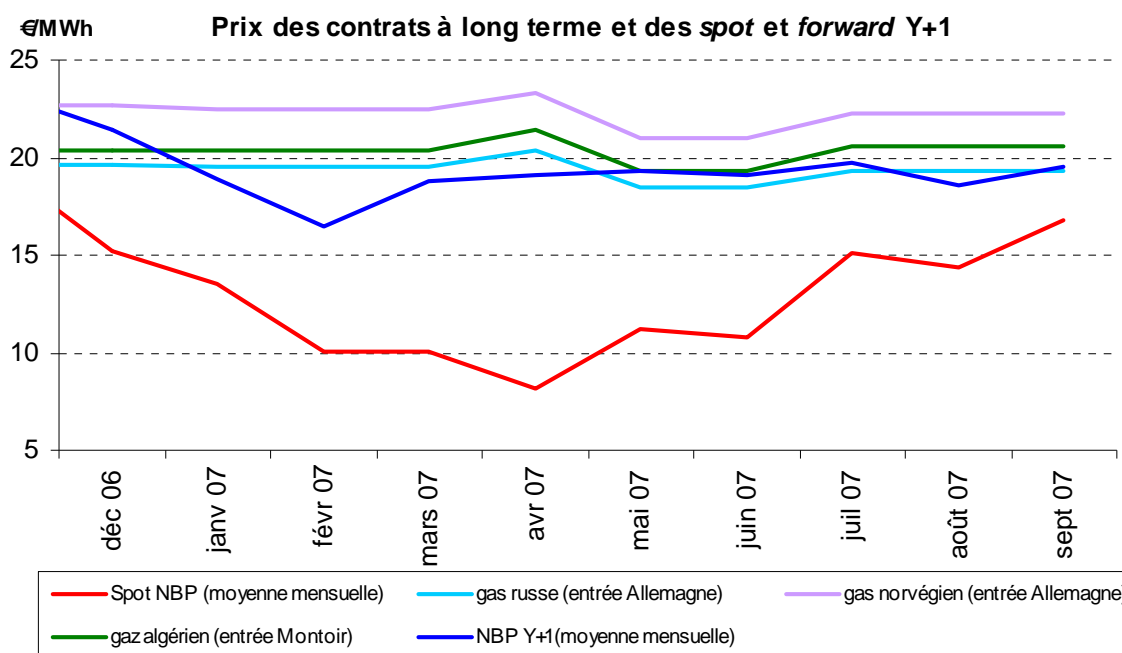


Source : National Grid

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

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

- 19,35 €/MWh pour le gaz russe entrée Allemagne (Waidhaus),
- 20,55 €/MWh pour le GNL algérien entrée Montoir,
- 22,3 €/MWh pour le gaz norvégien entrée Allemagne (Emden).



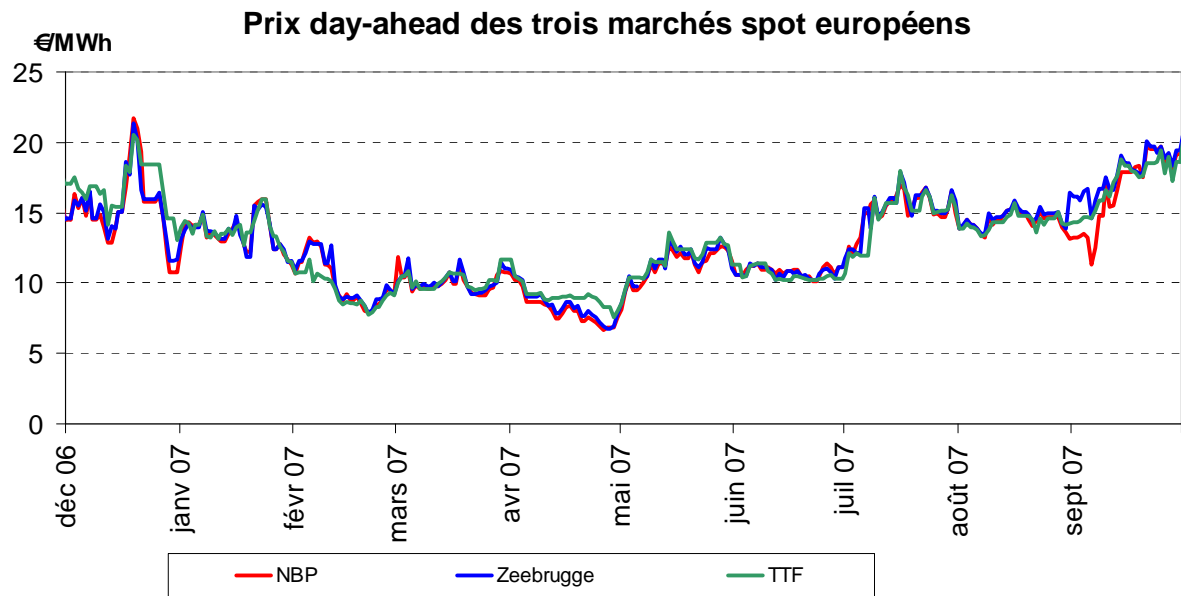
Sources : Heren pour les prix des contrats à long terme et Argus pour les prix *spot* et *forward*

Au cours du troisième trimestre 2007, les prix *spot* NBP ont continué à se rapprocher des prix des contrats à long terme continentaux, et les ont même dépassés fin septembre. En moyenne mensuelle, l'écart de prix en septembre entre les contrats long terme et le prix *spot* NBP atteint 2,6 à 5,5 €/MWh. Les prix *forward* Y+1 au NBP ont légèrement augmenté au cours du troisième trimestre 2007 et se situent juste au dessous des prix des contrats à long terme fin septembre.

Prix des 3 marchés *spot* européens

Fin avril 2007, les prix *day ahead* des trois marchés européens ont atteint leur prix plancher aux alentours de 7 €/MWh. Depuis, ils n'ont cessé d'augmenter, passant de 11 €/MWh début juillet à 19 €/MWh fin septembre, après une stabilisation aux alentours de 15 €/MWh en août. Cette augmentation continue des prix est essentiellement due à la volatilité croissante des flux de gaz en provenance de Norvège, combinée à l'arrivée de l'hiver.

La moyenne mensuelle des cotations journalières *day-ahead* sur le NBP s'est ainsi élevée à 16,75 €/MWh en septembre, soit une hausse de 55% par rapport au mois de juin 2007.



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

Source : Argus

2. Le marché de gros en France

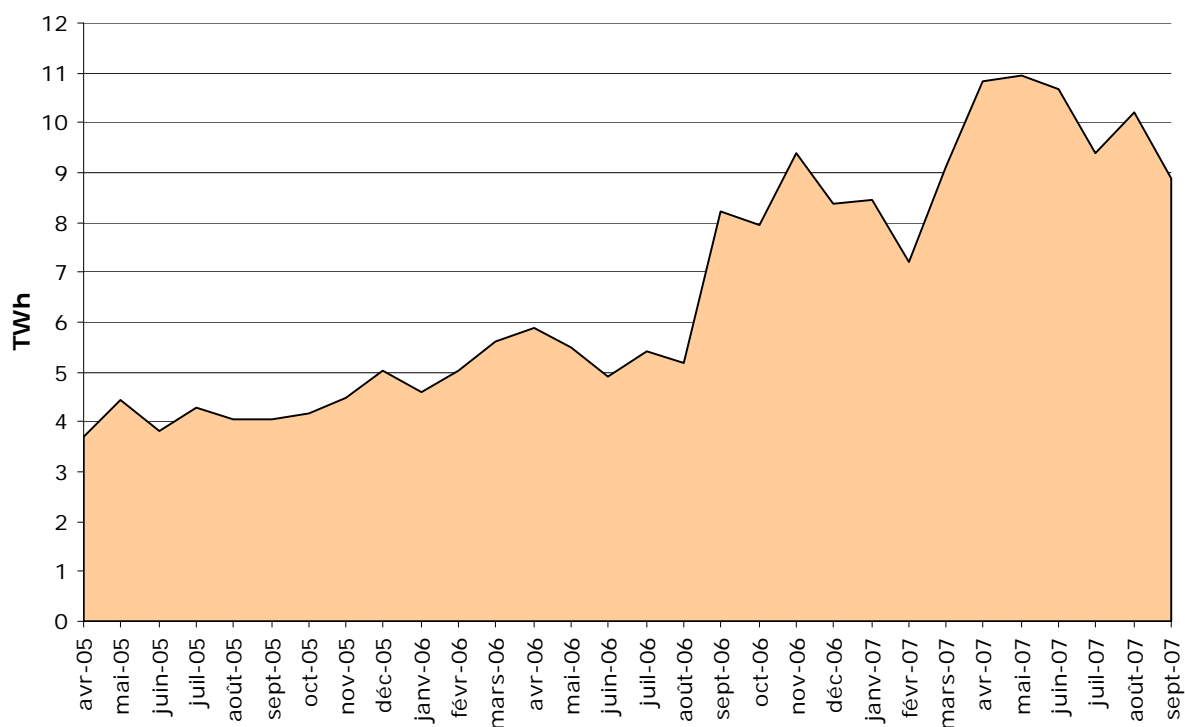
En l'absence de marché organisé du gaz en France, le commerce de gros du gaz s'effectue exclusivement sur le mode du gré à gré (OTC), au travers de transactions directes ou via des intermédiaires (sociétés de courtage et plates-formes de trading). Le volume des transactions sur l'OTC n'est pas public.

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 entres 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 troisième trimestre 2007, le marché de gros français a connu une activité en léger recul. En effet, le volume des livraisons nettes de gaz résultant de transactions sur le marché de gré à gré a baissé de 12,2% par rapport au trimestre précédent, mais s'inscrit en hausse de 51,6% par rapport à la même période de l'année précédente. Au cours du dernier trimestre, 28,5 TWh de gaz ont ainsi été échangés.

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 *spot* : 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 :

- **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 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

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.

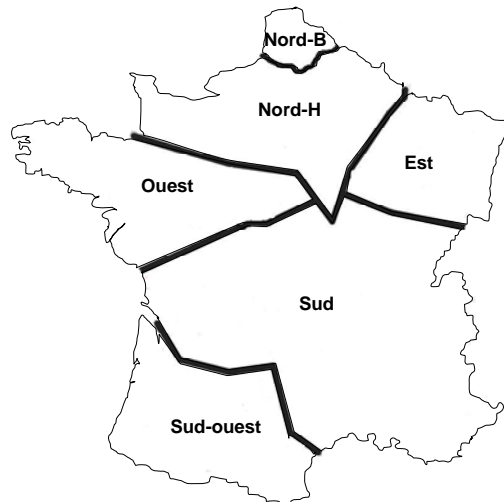
Segments de marché : le marché est divisé en 3 segments :

- 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 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.