



Observatoire des marchés de l'électricité et du gaz

1^{er} trimestre 2010

SOMMAIRE

Introduction	4
Le marché de l'électricité.....	5
Le marché de détail de l'électricité	5
1. Introduction	5
2. Les segments de clientèle et leur poids respectif.....	6
3. Etat des lieux au 31 mars 2010	7
4. Analyse en dynamique : 1 ^{er} trimestre 2010	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	22
4. Les fondamentaux du marché de l'électricité.	26
5. Volumes d'imports/exports	27
6. Concentration du marché français de l'électricité	28
Le marché du gaz.....	31
Le marché de détail du gaz.....	31
1.Introduction	31
2.Les segments de clientèle et leur poids respectif	32
3.Etat des lieux au 31 mars 2010	33
4.Analyse en dynamique : premier trimestre 2010	39
Le marché de gros du gaz	41
1. Les principales dates concernant le marché de gros français	41
2. La formation des prix du gaz et les marchés du gaz en Europe	41
3. Activité sur le marché de gros français.....	44
4. Prix <i>day-ahead</i> sur le marché de gros français et comparaison européenne.....	48
5. Suivi des infrastructures	49
6. Concentration du marché français du gaz.....	49
Glossaire commun de l'observatoire des marchés de l'électricité et du gaz	52
Glossaire propre à l'observatoire du marché de l'électricité	53
Glossaire propre à l'observatoire du marché du gaz.....	55

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 :

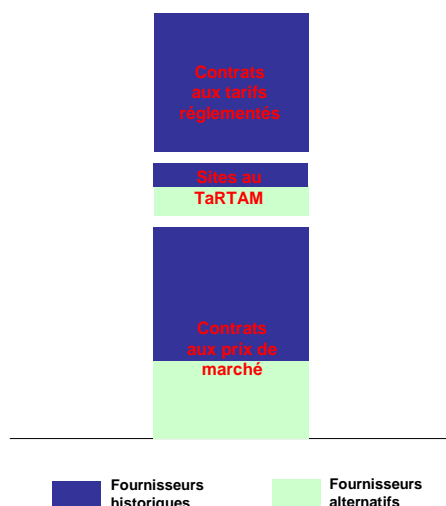
- à partir de juin 2000, éligibilité de tous les sites ayant une consommation annuelle d'électricité supérieure à 16 GWh.
- à partir de février 2003, éligibilité de tous les sites ayant une consommation annuelle d'électricité supérieure à 7 GWh.
- à partir de juillet 2004, éligibilité de toutes les entreprises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

Au 31 mars 2010, 34,9 millions de sites sont éligibles¹, ce qui représente environ 446² 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-



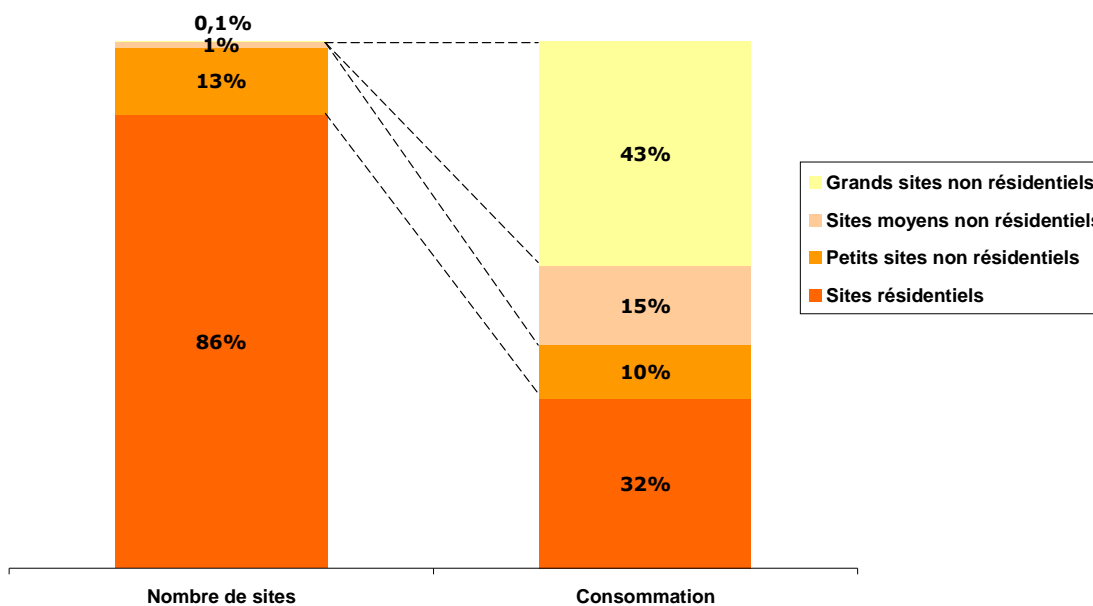
¹ Hors zones non interconnectées (voir le glossaire électricité pour la définition des zones non interconnectées).

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 440 TWh.

Les principales sources de l'observatoire sont les fournisseurs historiques, RTE et les sept plus grands gestionnaires de réseaux de distribution : Electricité Réseau Distribution France (ex EDF Réseau de Distribution), Electricité de Strasbourg, Gaz et Electricité de Grenoble, URM (ex Usine d'Electricité de Metz), SICAE de l'Oise, Géredis Deux-Sèvres (ex Sorégies Deux-Sèvres) 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

Typologie des sites



Source : données 2010 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 etc. (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, etc.) 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 mars 2010

A. Tableaux de synthèse du trimestre écoulé

Synthèse en nombre de sites

Situation (en nombre de sites)	Résidentiels		Non résidentiels	
	Au 31 mars 2010	Au 31 décembre 2009	Au 31 mars 2010	Au 31 décembre 2009
Nombre total de sites	30 000 000	29 900 000	4 861 000	4 854 000
Sites en offre de marché	1 520 000	1 399 000	746 000	752 000
• dont sites au TaRTAM	-	-	3 800	3 500
• dont sites alimentés par les fournisseurs alternatifs	1 505 000	1 385 000	370 000	367 000
Parts de marché des fournisseurs alternatifs	5,0%	4,6%	7,6%	7,6%

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

Synthèse en consommation annualisée

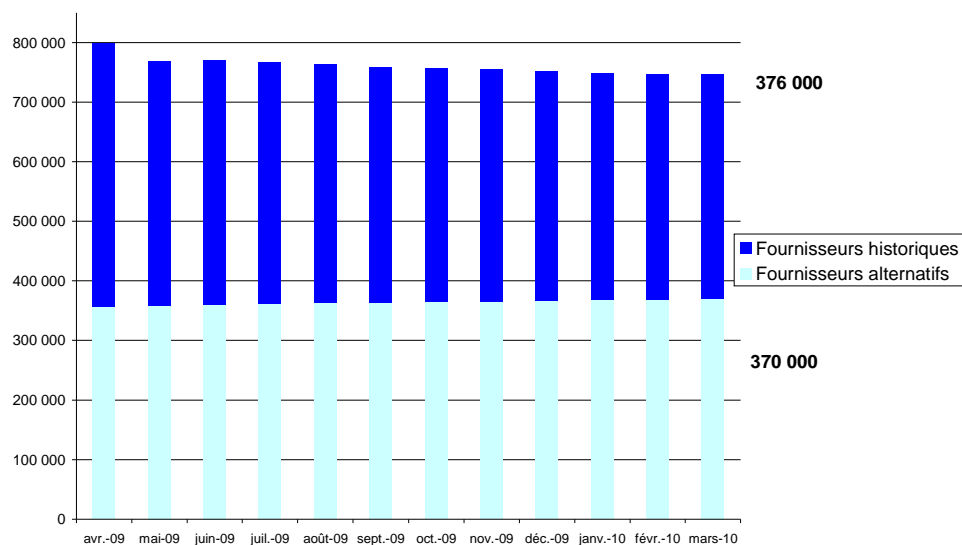
Situation (en consommation annualisée)	Résidentiels		Non résidentiels	
	Au 31 mars 2010	Au 31 décembre 2009	Au 31 mars 2010	Au 31 décembre 2009
Consommation totale des sites	141 TWh	141 TWh	299 TWh	298 TWh
Consommation des sites en offre de marché	7,1 TWh	5,6 TWh	139 TWh	139 TWh
• dont consommation des sites au TaRTAM	-	-	74 TWh	72 TWh
• dont consommation des sites alimentés par les fournisseurs alternatifs	7,0 TWh	5,6 TWh	40 TWh	39 TWh
Parts de marché des fournisseurs alternatifs	4,9%	4,0%	13,3%	13,0%

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

Note technique : Les données en nombre de sites et consommation annualisée sont arrondies, en revanche les parts de marché des fournisseurs alternatifs sont calculées à partir des données réelles.

B. Evolution du nombre de sites en offre de marché

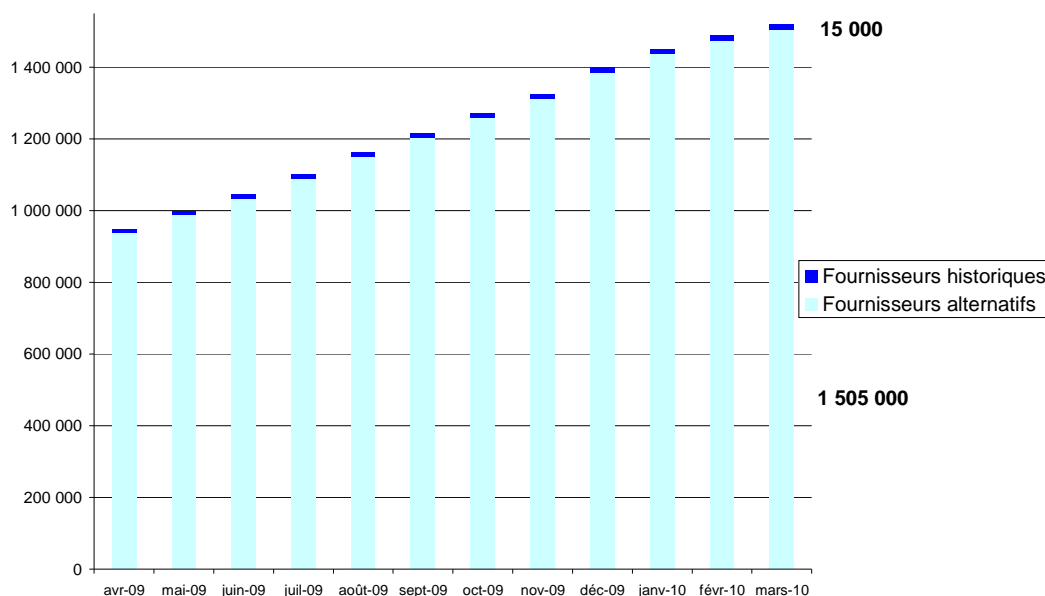
Nombre de sites en offre de marché - sites NON RÉSIDENTIELS -



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

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

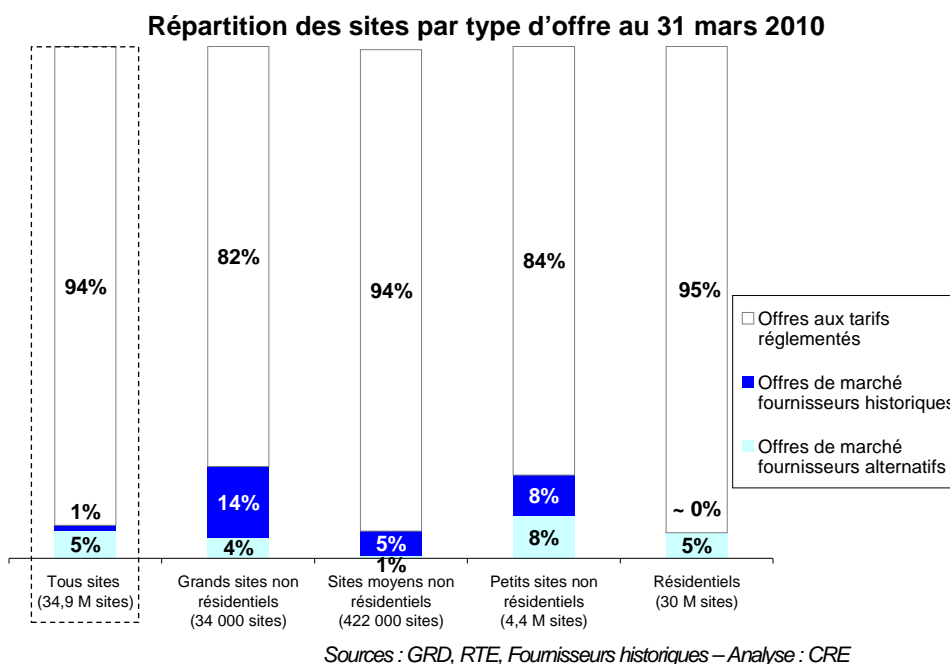
Nombre de sites en offre de marché - sites RÉSIDENTIELS -



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

Au 31 mars 2010, environ 746 000 sites non résidentiels et 1 520 000 sites résidentiels sont en offre de marché.

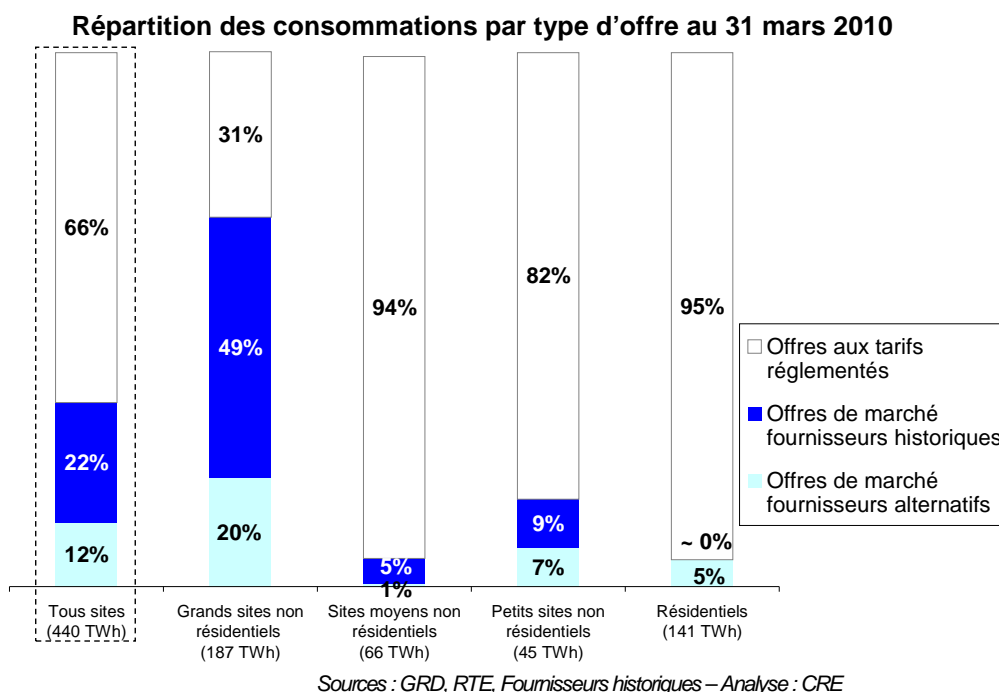
C. Parts de marché en nombre de sites au 31 mars 2010



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

Au 31 mars 2010, environ 6% des sites sont en offre de marché. Parmi eux, environ 83% ont fait le choix d'un fournisseur alternatif.

D. Parts de marché en consommation au 31 mars 2010



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 et Transitoire d'Ajustement au Marché (TaRTAM) qui donnait le droit aux clients d'en bénéficier jusqu'à 2009 à condition d'avoir fait la demande avant le 1^{er} juillet 2007. Cette loi a été modifiée par la loi du 4 août 2008 qui donne le droit à un client en offre de marché de bénéficier du TaRTAM pour un site à condition d'en avoir fait la demande à son fournisseur avant le 30 juin 2010. Le TaRTAM est égal au tarif réglementé de vente hors taxes applicable au 15/08/2008, 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.

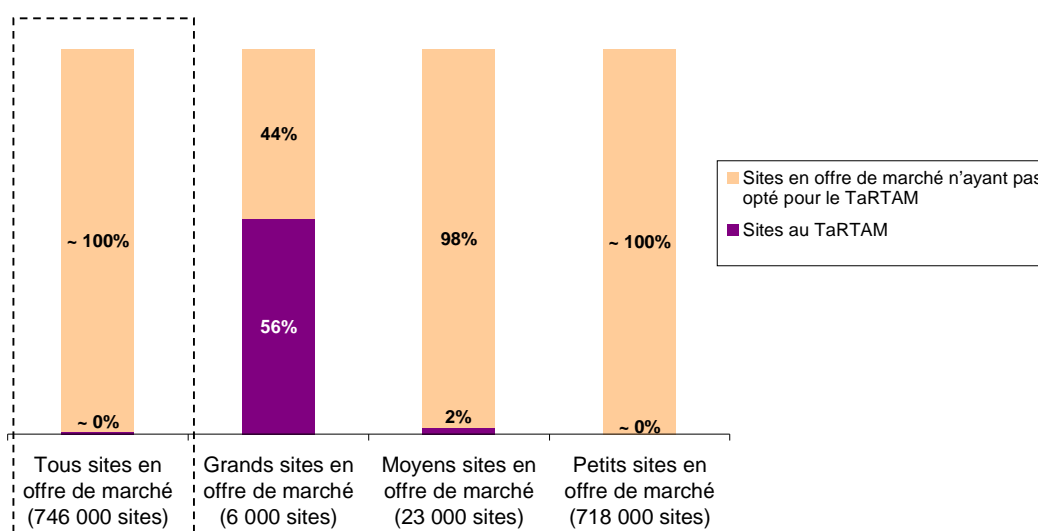
Au 31 mars 2010, 3 800 sites environ (soit 0,5% des sites non résidentiels en offre de marché) sont au TaRTAM. Ils représentent une consommation annuelle de 74 TWh, soit 53% de la consommation des sites non résidentiels en offre de marché.

Les grands sites représentent 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 le TaRTAM.

27 fournisseurs alimentent des clients au TaRTAM. Les fournisseurs alternatifs alimentent 31% des sites et 39% de la consommation au TaRTAM.

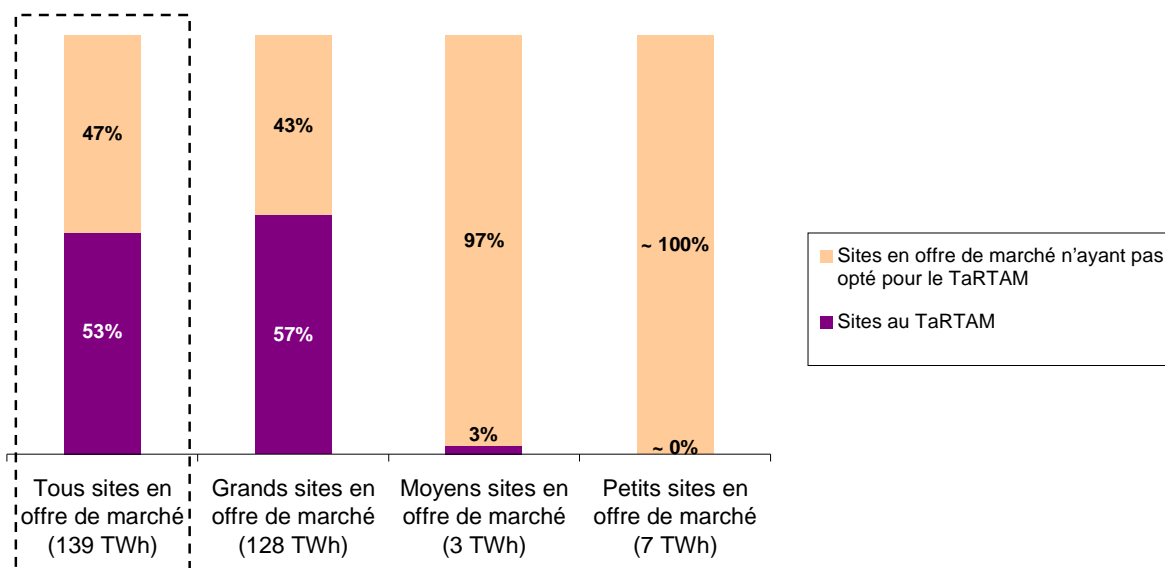
Part des sites au TaRTAM rapportée à l'ensemble des sites non résidentiels en offre de marché au 31 mars 2010



Sources : Fournisseurs – Analyse : CRE

Exemple de lecture : au 31 mars 2010, sur les 23 000 sites moyens en offre de marché, 2% 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 mars 2010



Sources : GRD, Fournisseurs – Analyse : CRE

F. Fournisseurs d'électricité actifs au 31 mars 2010

Liste des fournisseurs nationaux déclarés auprès de la CRE³
et actifs⁴ au 31 mars 2010









Fournisseur, Marques commerciales	Grands sites non résidentiels	Sites moyens non résidentiels	Petits sites non résidentiels	Sites Résidentiels
Fournisseurs alternatifs⁵ d'électricité				
Alpiq Energie		●	●	
Direct Energie			●	●
Edenkia		●	●	
E.ON Energie		●		
Enercoop			●	●
EGL		●		
Endesa Energia		●		
Enel France		●		
Energem			●	●
GDF Suez	 	●		●
		●	●	●
HEW Energies		●		

³ Nom et marque(s) commerciale(s) des fournisseurs actualisés au 26 mai 2010 à partir du moteur de recherche des fournisseurs par code postal.

⁴ Un fournisseur est dit actif sur un segment donné s'il remplit l'une 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 Voir le glossaire pour la définition d'un fournisseur alternatif.

Fournisseur, Marques commerciales		Grands sites non résidentiels	Sites moyens non résidentiels	Petits sites non résidentiels	Sites Résidentiels
Iberdrola		●			
Kalibraxe		●			
Planète UI				●	●
Poweo		●	●	●	●
SNET		●	●		
Fournisseurs historiques⁶ d'électricité					
Alterna		●	●	●	●
EDF		●	●	●	●
GEG Source d'Energies		●	●	●	●

Sources : GRD, RTE, énergie-info – Analyse : CRE

La table recense les fournisseurs qui, au dernier jour du trimestre de l'observatoire et pour chaque segment de clientèle :

- sont inscrits dans le moteur de recherche des fournisseurs par code postal, en ligne sur le site www.energie-info.fr⁷ ;
- sont nationaux, c'est-à-dire qu'ils ont déclaré proposer des offres dans au moins 90% des communes de France métropolitaine raccordées au réseau de l'électricité (hors Corse) ;
- sont actifs, c'est-à-dire qu'ils remplissent l'une de ces conditions :
 - avoir au moins un site en contrat unique ;
 - être responsable d'équilibre d'au moins un site en CARD/CART ;
 - être responsable d'équilibre et avoir livré une partie de la consommation d'un site au cours du trimestre précédent.

Les fournisseurs qui n'ont pas souhaité s'inscrire sur le moteur de recherche des fournisseurs par code postal ou qui n'ont pas déclaré desservir plus de 90% des communes ne sont pas cités.

⁶ Voir le glossaire pour la définition d'un fournisseur historique.

⁷ Mis en ligne en septembre 2008, le moteur de recherche est construit à partir des renseignements donnés volontairement par les fournisseurs. Le site internet www.energie-info.fr est développé par la CRE et le médiateur national de l'énergie, en collaboration avec la DGCCRF et la DGEC.

Au 31 mars 2010, environ 160 fournisseurs non nationaux d'électricité sont actifs sur le territoire, dont les fournisseurs historiques (entreprises locales de distribution⁸). Ces fournisseurs présents localement ou régionalement sur le territoire proposent des offres à un ou plusieurs segments de clientèle.

4. Analyse en dynamique : 1^{er} trimestre 2010

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	
	T1 2010	T4 2009	T1 2010	T4 2009
Ventes brutes totales	1 023 000	1 180 000	104 000	116 000
• dont ventes brutes des fournisseurs alternatifs	225 000	280 000	11 000	12 000
Parts de marché des fournisseurs alternatifs sur les ventes brutes du segment	21,9%	23,7%	10,6%	10,3%

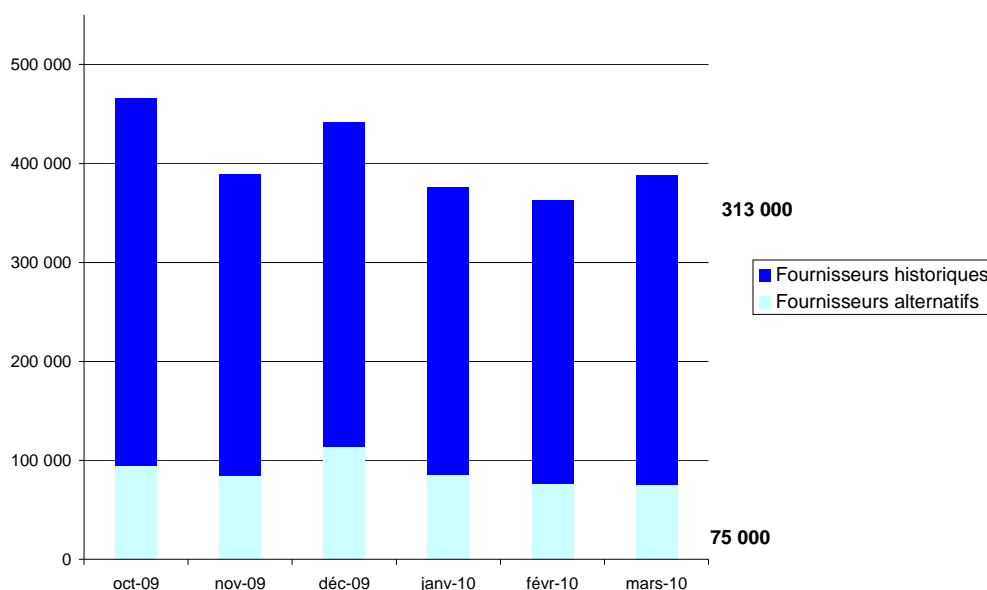
Sources : GRD, RTE, Fournisseurs historiques – Analyse : CRE

Note technique : Les données de ventes brutes sont arrondies, en revanche les parts de marché des fournisseurs alternatifs sont calculées à partir des données réelles.

⁸ Voir le glossaire pour la définition d'une entreprise locale de distribution.

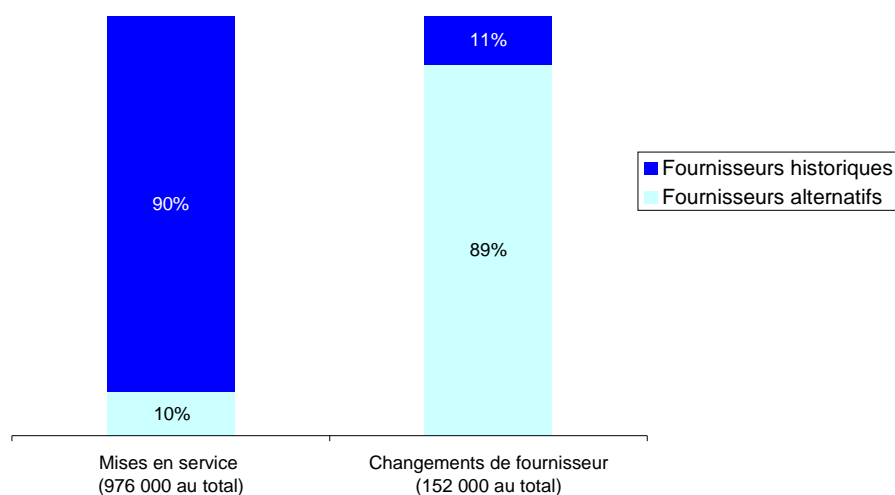
B. Ventes brutes sur les mois écoulés

Ventes brutes totales mensuelles



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

Répartition des ventes brutes par type de fournisseur au cours du 1^{er} trimestre 2010



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

Exemple de lecture : au cours du 1er trimestre 2010, les fournisseurs alternatifs ont réalisé 10% des 976 000 mises en service effectuées.

Le marché de gros de l'électricité

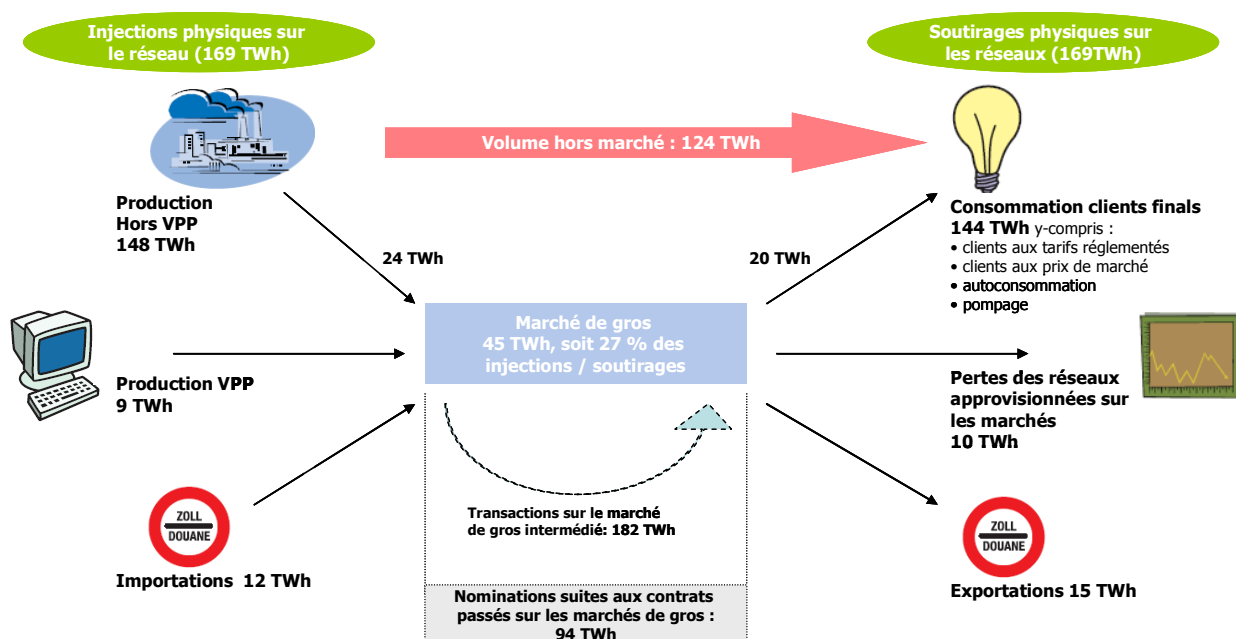
1. Introduction

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.
- Juillet 2007 : lancement des marchés Powernext *Intraday* et *Continuous*
- Mars 2009 : apparition d'un sixième courtier sur le marché de gros de l'électricité
- Avril 2009 : fusion de Powernext et EEX ; lancement d'EPEX Spot et d'EPD pour les produits à terme

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 au cours du premier trimestre 2010. 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 T1 2010 - Analyse : CRE

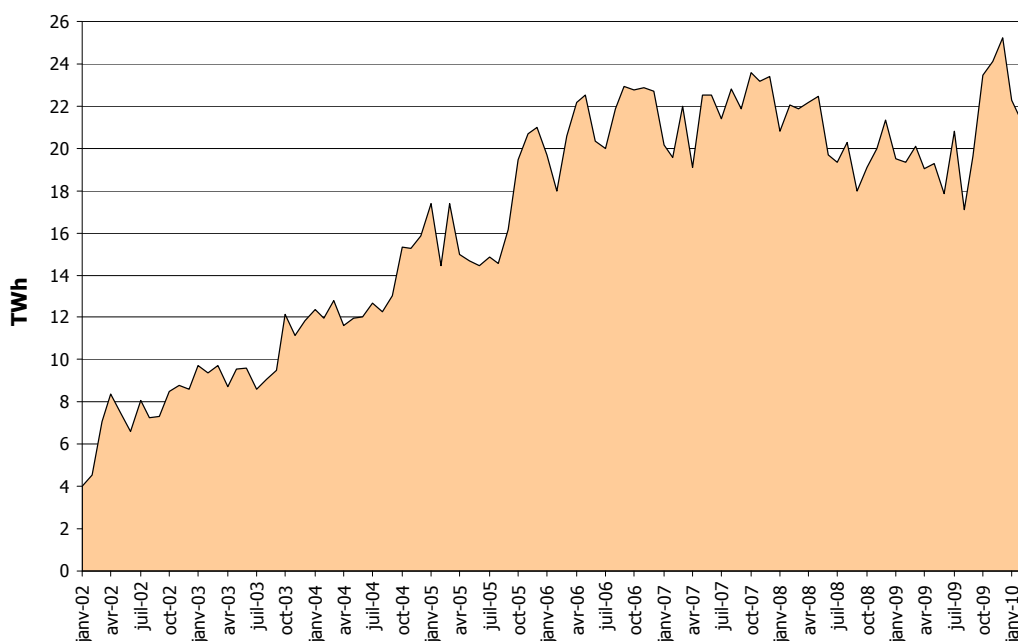
2. Activité sur le marché de gros français

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 (société de courtage et plateformes de négoce). La CRE a rendu public (cf. cahier d'indicateurs électricité) les volumes agrégés des transactions effectuées via ces intermédiaires.

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 entre 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 s'élève à 67,3 TWh au premier trimestre 2010. En baisse de 7,6% par rapport au trimestre précédent et en augmentation de 14,1% par rapport à la même période l'année précédente, ce volume a représenté 45% de la consommation nationale au premier trimestre 2010, contre 58% au quatrième trimestre 2009 et 41% à la même période l'année précédente,

B. Evolution du négoce sur le marché intermédiaire français

Le marché intermédiaire français de l'électricité regroupe le négoce effectué sur les marchés organisés et sur les plateformes de courtage (OTC intermédiaire). Les évolutions commentées sur la période sous revue sont observables dans la section *Développement du négoce en France* des indicateurs électricité publiés par la CRE.

Vue globale du négoce sur le premier trimestre 2010

Produits spot

Au cours du premier trimestre 2010, les volumes négociés en infrajournalier restent stables, avec un léger recul de 1% des volumes négociés par rapport au trimestre précédent. Le nombre de transactions, indicateur de liquidité, a également légèrement évolué à la baisse avec un retrait du nombre de transactions à hauteur de 11 021 contrats échangés contre 11 526 contrats au quatrième trimestre 2009 (-4%). Les mêmes marchés organisés ont concentré, ce trimestre encore, la majorité des volumes négociés sur l'infrajournalier. Comparés à l'année dernière au cours de la même période, les volumes échangés sur l'infrajournalier ont progressé de 26% tandis que le nombre de transactions a augmenté de 14%.

Sur le *day-ahead*, les volumes sont également restés stables avec 20,3 TWh négociés au cours du premier trimestre 2010. Les marchés organisés français ont concentré 70% des volumes négociés en *day-ahead* au cours du trimestre. Durant les trois premiers mois de 2010, le nombre de transactions effectuées en *day-ahead* sur les plateformes de courtage n'a quasiment pas évolué (+0,1%) par rapport au trimestre précédent. Néanmoins, le mois de mars 2010 a vu franchir pour la première fois la barre des 5 000 transactions sur le segment de marché *day-ahead* continu des plateformes de courtage. Les volumes qui y étaient négociés au cours du trimestre ont cru de 4% par rapport à la même période l'année précédente alors que le nombre de transactions a lui augmenté de 38%.

Produits à terme⁹

Au premier trimestre 2010, les volumes sur l'ensemble des produits à terme étaient en recul de 23% à la fois par rapport au trimestre précédent et par rapport à la même période l'année précédente. Le nombre de transactions sur ces produits ont également affiché une tendance baissière avec une diminution de 25% par rapport au trimestre précédent et de 11% comparé à la même période en 2009. La baisse des volumes négociés sur les produits à terme d'un trimestre à l'autre provient principalement du recul d'activité des acteurs financiers (-43%).

Les volumes et le nombre de transactions négociés sur le Y+1 se sont respectivement élevés à 46,5 TWh et 1 107 pour le premier trimestre 2010. Le produit Y+1 a vu son négoce reculer par rapport à la même période l'année précédente (71,7 TWh pour 1 692 transactions) et par rapport au quatrième trimestre 2009 (59,2 TWh pour 1 229 transactions).

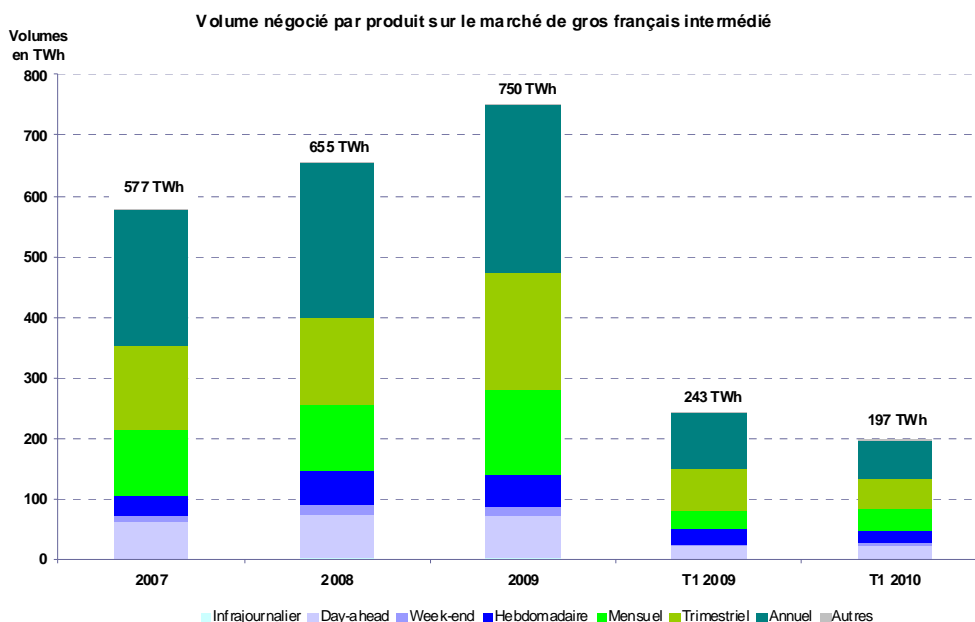
Les échanges observés sur le Q+1 se sont élevés à 16,6 TWh pour 824 transactions. L'activité de négoce a aussi significativement reculé sur ce produit d'un trimestre à l'autre alors qu'elle affichait 27,1 TWh pour 1 624 transactions au cours du quatrième trimestre 2009. De même, l'activité a été moindre que celle observée à la même période l'année précédente (20,6 TWh pour 979 contrats échangés).

On notera également un recul sur le négoce du produit M+1 qui s'est élevé au premier trimestre 2010 à 23,5 TWh et 2 261 transactions alors qu'avaient été échangés 37,2 TWh pour 3 450 transactions au trimestre dernier. Même si, en comparaison à la même période l'année précédente (19,3 TWh pour 1 547 transactions), le négoce sur le M+1 est en augmentation.

⁹ L'ensemble des évolutions décrites dans les commentaires qui suivent portent sur les produits à terme de la section *Développement du négoce en France* des indicateurs des marchés de gros de l'électricité.

Les plateformes de négociation n'ont pas toutes connu les mêmes niveaux d'activité sur les produits à terme au cours du premier trimestre 2010. Ainsi, par rapport au trimestre précédent, le négoce de produits à terme a reculé sur quasiment toutes les plateformes de courtage au cours du trimestre (-26%) tandis qu'il a augmenté sur les marchés organisés (+54%). Toutefois, les volumes négociés chez les courtiers comme sur les marchés organisés ont respectivement baissé de 26% et 69% par rapport à la même période l'année précédente.

Enfin, les volumes de produits à terme négociés sur les marchés organisés ont représenté au premier trimestre 2010 près d'un dixième de ceux échangés sur l'ensemble des plateformes de courtage.



Source : brokers, EPEX Spot France, EPD France ; Analyse : CRE

Produits mensuels :

Les volumes de produits mensuels négociés ont diminué de 36% au cours du premier trimestre 2010 par rapport au trimestre précédent et de 7% comparé au premier trimestre 2009. De même, le nombre de transactions sur produits mensuels a lui aussi reculé de 36% comparé au trimestre précédent mais a progressé de 32% par rapport au premier trimestre 2009.

Le produit M+1 demeure, en volumes (23,5 TWh) comme en nombre de transactions (2 261 contrats), le produit mensuel le plus traité par les acteurs de marché. Alors que le négoce de M+1 a reculé de 37% en volumes et de 34% en liquidité entre le quatrième trimestre 2009 et le premier trimestre 2010, il s'est inscrit en progression par rapport à la même période l'année passée (+22% en volumes et +46% en nombre de transactions).

Les produits M+2 et M+3 ont également vu leur négoce s'affaiblir d'un trimestre à l'autre avec des reculs respectifs de 38% et 19% en volumes et de 39% et de 33% en liquidité entre les deux trimestres. L'activité sur le M+2 a significativement chuté entre janvier et février 2010 avec une chute de 89% en volumes et de 87% en liquidité. D'une année sur l'autre, les volumes de M+2 et de M+3 ont reculé de 1% et de 60%. Néanmoins, le nombre de transactions enregistrées sur le M+2 a progressé de 33% tandis que le M+3 a vu le sien baissé de 53% en comparaison à la même période l'année précédente.

Produits trimestriels :

Le négoce de produits trimestriels a continué à s'affaiblir pendant la période sous revue comparé au trimestre précédent (-8% en volumes et -12% en liquidité). Néanmoins, les volumes négociés d'une année sur l'autre sont en augmentation pour les produits trimestriels (+26%) tandis que le nombre de transactions sur ces produits a reculé de 30%.

Sur les quatre produits trimestriels, les produits Q+2 et Q+3 ont enregistré une croissance significative de leurs volumes avec respectivement 156% et 41% d'augmentation comparés au trimestre précédent tandis que le nombre de leurs transactions a progressé de 121% et de 184%. En comparaison à la même période l'année dernière, les volumes de ces produits ont respectivement progressé de 48% et de 11% alors que le nombre de leurs transactions a reculé respectivement de 32% et de 35%.

Le négoce des produits Q+1 et Q+4 a diminué au cours du premier trimestre 2010 avec des reculs respectifs de 39% et de 54% en volumes et de 49% et 40% en liquidité par rapport au trimestre précédent. En comparaison à la même période l'année précédente, les volumes de Q+1 ont progressé de 30% tandis que ceux du Q+4 ont diminué de 2%. Le nombre de leurs transactions a reculé de 16% pour le Q+1 et de 53% pour le Q+4 par rapport à l'année précédente.

Produits annuels :

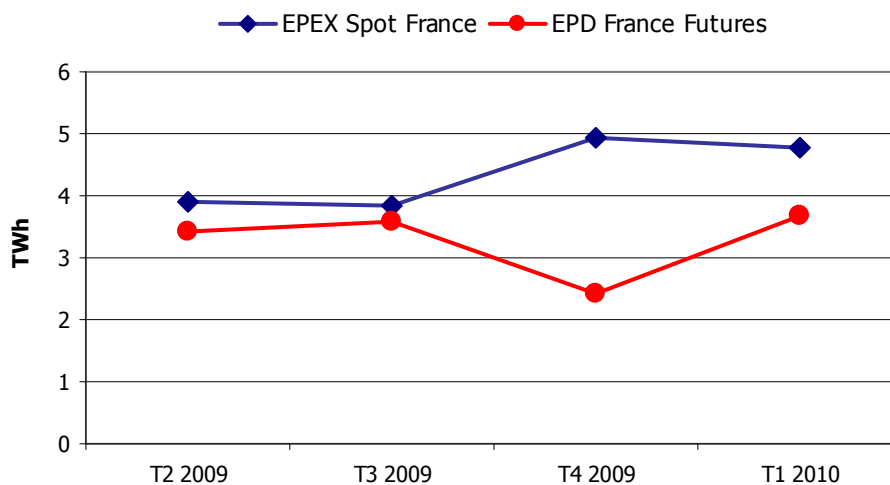
Le négoce de produits calendaires a ralenti au cours du premier trimestre 2010 comparé au trimestre précédent (-23% en volumes et -11% en liquidité). En comparaison à la même période l'année précédente, la tendance globale sur les volumes comme sur le nombre de transactions portant sur les produits calendaires était à la baisse avec des reculs respectifs de 33% et de 31%.

Les produits Y+1, Y+2 et Y+3 ont respectivement reculé de 21%, 2% et 75% en volumes d'un trimestre à l'autre. Seul le produit Y+2 a vu le nombre de ses transactions augmenter de 12% tandis que les Y+1 et Y+3 ont vu leurs reculer de 10% et de 67% entre le quatrième trimestre 2009 et le premier trimestre 2010. En comparaison à l'année passée, les volumes des produits Y+1, Y+2 et Y+3 ont respectivement diminué de 35%, 21% et 50%. Le nombre de transactions effectuées sur les Y+1, Y+2 et Y+3 a également reculé avec des baisses respectives de 35%, 8% et 50%.

C. .Activité sur les marchés organisés et comparaison internationale

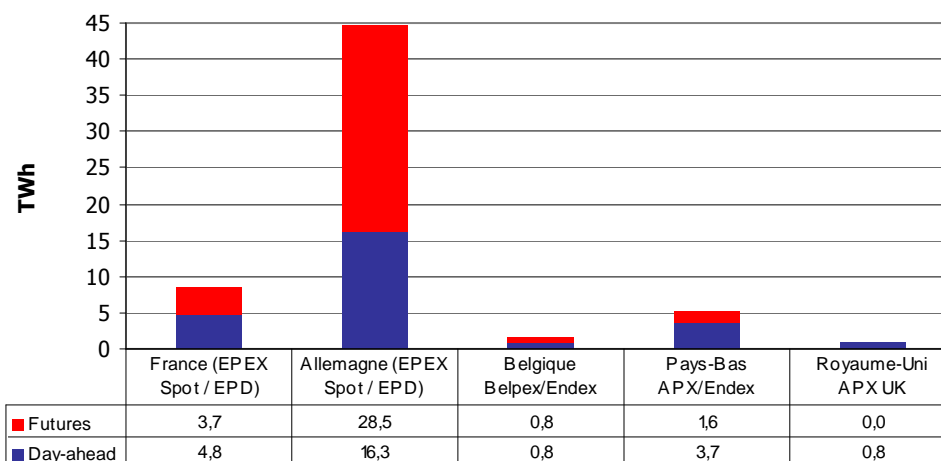
Le volume en *day-ahead* échangé sur EPEX Spot a diminué de 3,18% au cours du premier trimestre 2010 par rapport au trimestre précédent et de 2,45% par rapport à la même période l'année précédente. Sur le marché *futures* d'EPD France, les volumes ont cru de 52,54% entre le quatrième trimestre 2009 et le premier trimestre 2010.

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



Source : EPEX Spot, EPD France

Volumes moyens mensuels des transactions sur les principaux marchés organisés européens
(hors marchés obligatoires ou quasi-obligatoires)
- premier trimestre 2010 -s



Source : EPEX Spot, EPD France, Belpex, Endex, APX

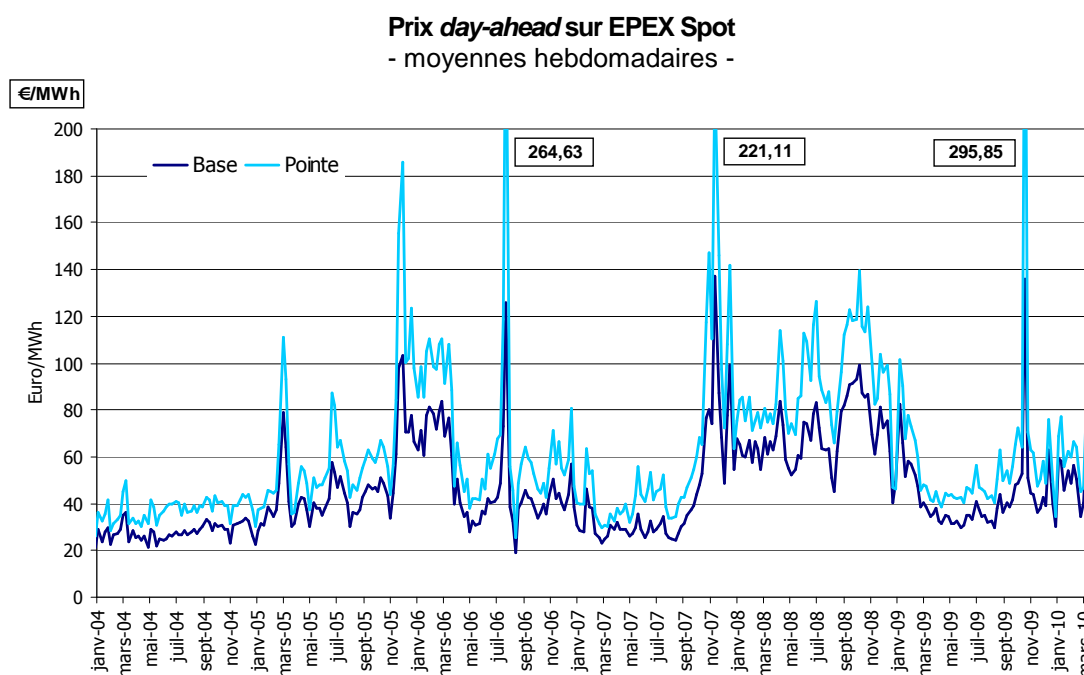
3. Prix sur le marché de gros français et comparaison européenne

En l'absence d'une information centralisée sur les prix des transactions négociées de gré à gré, cette section porte sur les bourses de l'électricité uniquement. Les évolutions commentées sur la période sous revue sont observables dans la section *Evolution des prix de l'électricité* des indicateurs électricité publiés par la CRE.

A. Prix day-ahead

Les prix *day-ahead* en base cotés sur EPEX Spot ont affiché une moyenne de 48 €/MWh au premier trimestre 2010. Ils ont diminué de 7,2% par rapport au trimestre précédent, et de 4,2% par rapport au premier trimestre 2009.

Les prix *day-ahead* en pointe cotés sur EPEX Spot ont affiché une moyenne de 58,8 €/MWh au premier trimestre 2010. Ils ont baissé de 5,9% par rapport à la même période de l'année 2009.



Sources : EPEX Spot – Analyse : CRE

Les prix en *day-ahead* ont continué à s'inscrire dans une tendance baissière, avec deux exceptions le 12 janvier et le 12 mars 2010. Le 12 janvier un pic de prix de 195 et 160 €/MWh a eu lieu pour les heures 10 et 11. Cela amena EPEX Spot à déclencher une procédure de RFQ (« Request for Quotes »). Le 12 mars, un pic de prix horaire s'est élevé à 240,7 €/MWh. Par ailleurs, quelques jours plus tôt un incident opérationnel avait retardé, au-delà de l'enchère quotidienne, la publication des prévisions de consommation pour la journée du 10 mars sur le site web de RTE.

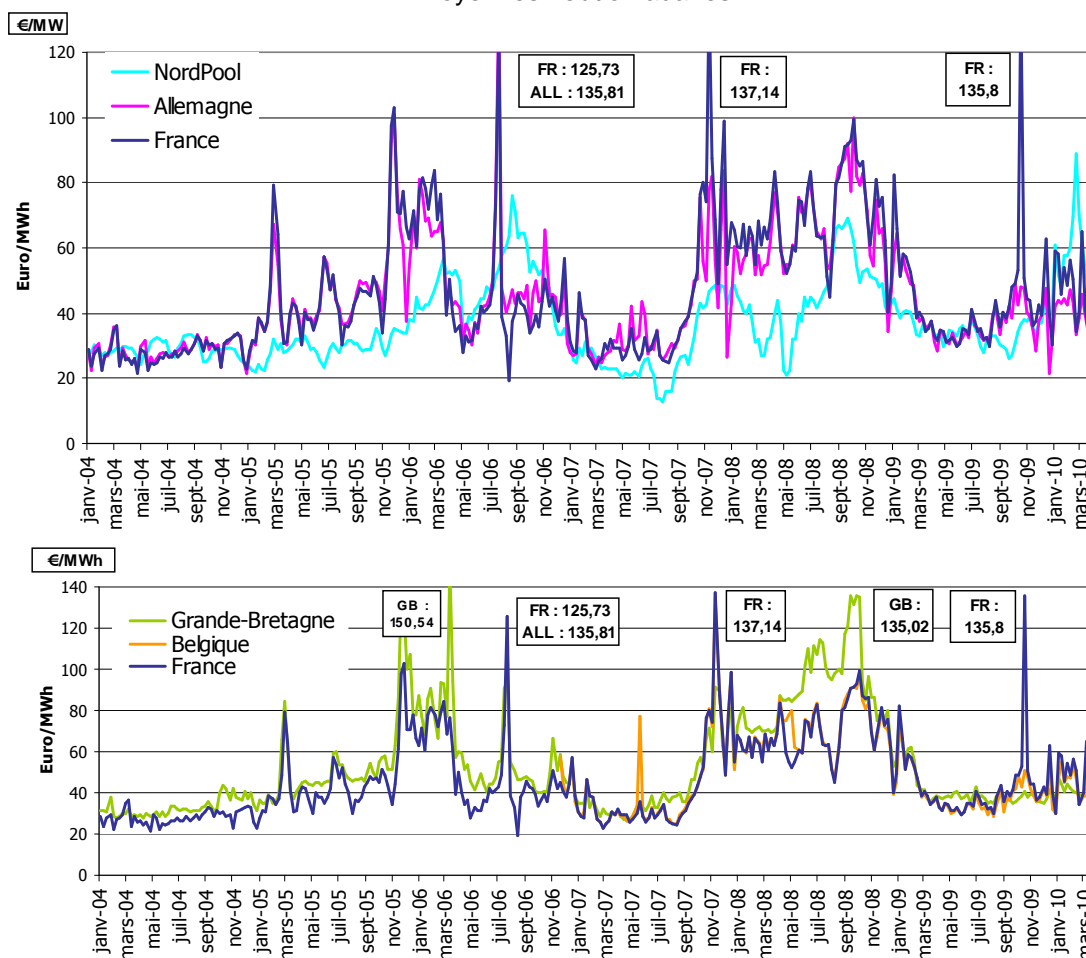
Sur le marché allemand, la hausse des prix Spot a été de 5,8% au cours du premier trimestre par rapport au trimestre précédent. Ils ont cependant diminué de 15,4% par rapport à la même période de l'année précédente. Le différentiel de prix France-Allemagne en base (6,9 €/MWh) et en pointe (8,1 €/MWh) s'est réduit comparé aux niveaux observés pendant le quatrième trimestre 2009 mais demeurent important entre les deux pays notamment en raison de la thermo-sensibilité importante de la consommation française.

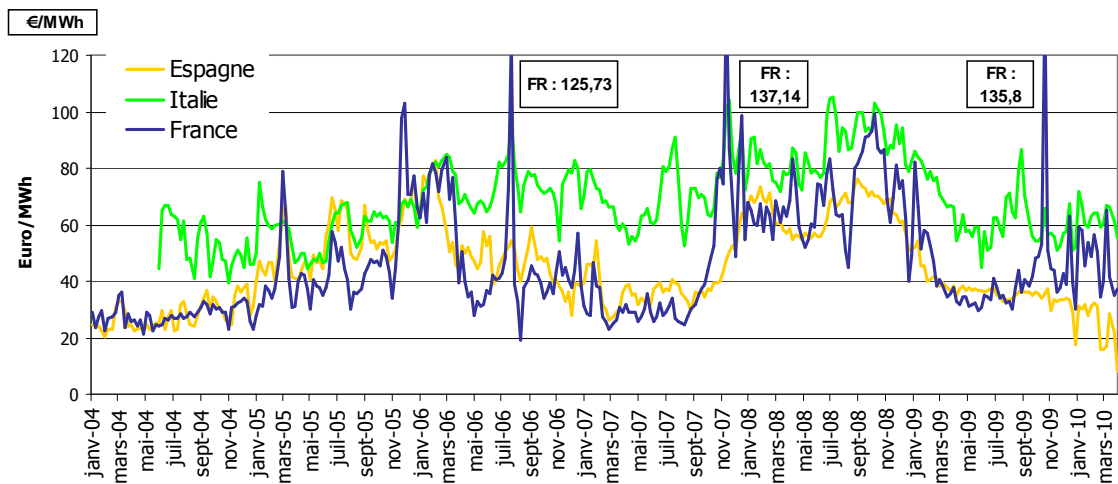
En raison du couplage des marchés, les prix français et belges ont globalement évolué de manière assez proche.

Les prix espagnols ont diminué au cours de la période analysée, en raison d'une bonne disponibilité des stocks hydrauliques et de la production éolienne. En Italie, les prix ont été largement influencés par les prix français comme tendent à le suggérer les courbes de prix française et italienne qui suivent les mêmes tendances.

Enfin, d'une manière générale, les marchés européens ont connu une hausse de leurs prix *day-ahead* au cours de la période sous revue à l'exception de la France et du Royaume Uni dont les prix étaient en baisse par rapport au trimestre précédent. Les écarts entre les prix européens subsistent. Ils reflètent notamment les différences existantes entre les parcs de production de chaque pays, les spécificités de la demande propre à chaque pays, et les capacités d'interconnexions limitées entre les pays.

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



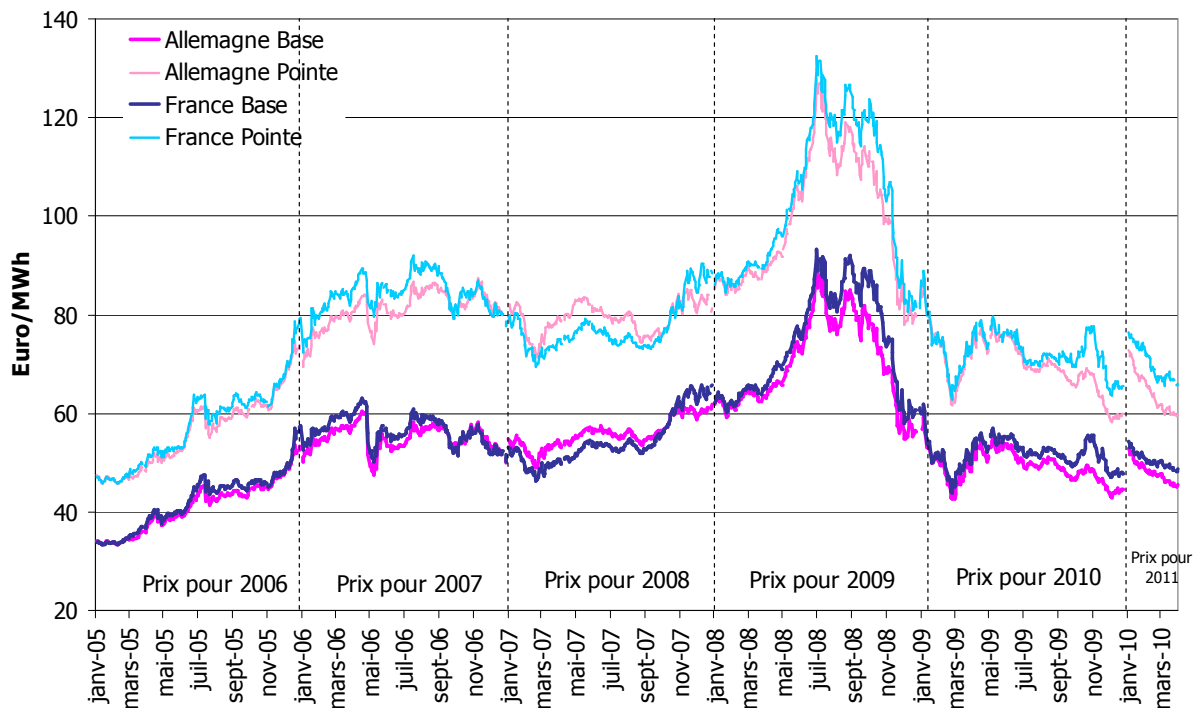


Sources : EPEX Spot France / Allemagne,, Belpex, Omel, NordPool, Ipx – Analyse : CRE

B. Prix futures

Au 31 mars 2010, le prix du *future* annuel (Y+1) en base sur EPD France a diminué de 10,6% par rapport au 4 janvier 2010, passant de 54,4 €/MWh à 48,6 €/MWh. Cette baisse est plus prononcée encore sur le prix du *future* allemand en base (-13,6%).

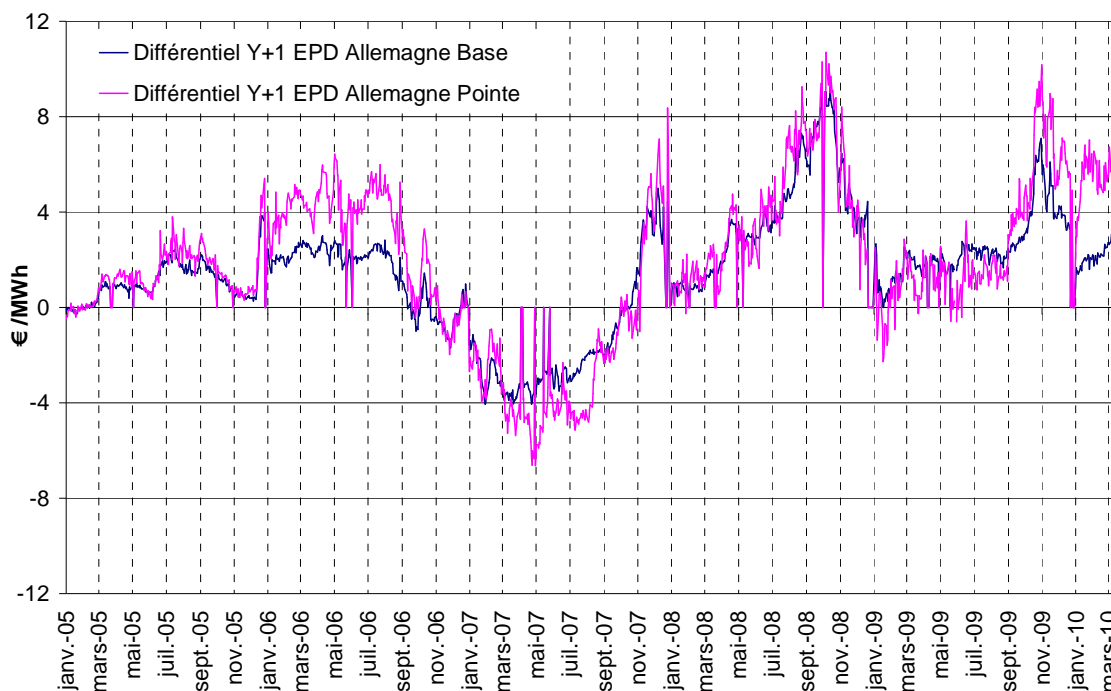
Prix futures Y+1 en France et en Allemagne - prix journaliers -



Sources : EPD France / Allemagne

L'écart de prix moyen base Y+1 entre la France et l'Allemagne (2,4 €/MWh) a diminué au premier trimestre 2010 par rapport au dernier trimestre 2009 (4,5 €/MWh). Cet écart s'explique notamment en raison de la thermosensibilité importante de la demande française, par rapport à celle observée sur les marchés avoisinants. En pointe, il passe de 6,6 €/MWh au trimestre dernier à 5,4 €/MWh au premier trimestre 2010.

Différentiels de prix futures Y+1 entre la France et l'Allemagne
- différentiels de prix journaliers -



Sources : EPD France / Allemagne

Produits calendaires :

Les prix des produits calendaires ont diminué au premier trimestre 2009, qu'il s'agisse des produits Y+1, Y+2 ou Y+3, en France comme en Allemagne, sauf pour le produit Y+1 allemand qui est en augmentation entre le quatrième trimestre 2009 et le premier trimestre 2010. On observe que le différentiel entre la France et l'Allemagne sur le produit Y+1 est nettement supérieur aux différentiels France-Allemagne pour les produits Y+2 et Y+3 au premier trimestre 2010, notamment en raison des effets précédemment mentionnés.

Il convient de noter que les prix des produits calendaires britanniques étaient inférieurs aux prix français et allemands au cours du 4^e trimestre 2009 et 1^{er} trimestre 2010, reflet de la baisse des prix du gaz.

Produits mensuels :

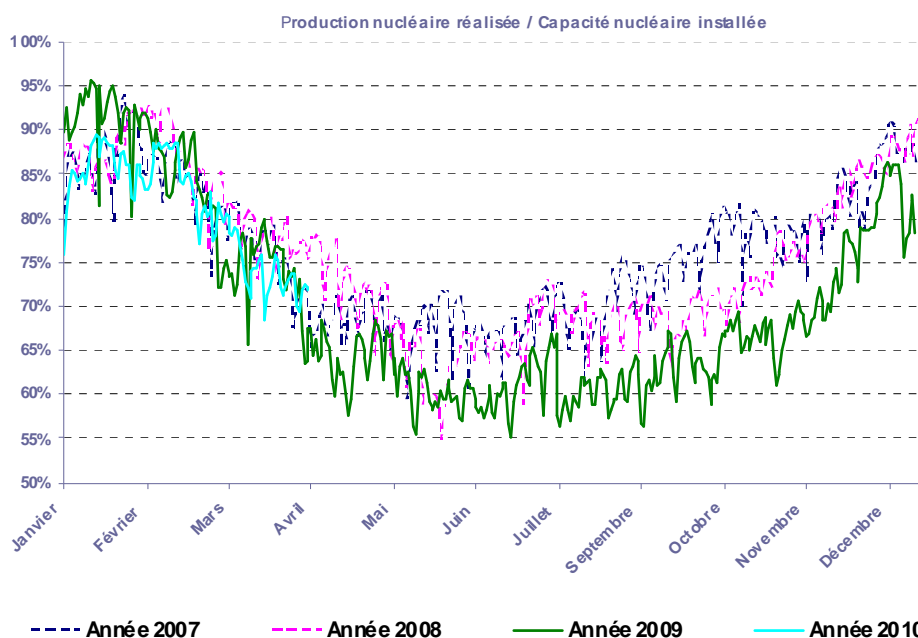
Les prix des produits mensuels français M+1 à M+3 ont fortement diminué entre janvier et mars 2010. Cette tendance s'explique notamment par un effet saisonnier lié aux anticipations de baisse de la consommation. Ce phénomène est également observé en Allemagne, où les prix des produits mensuels ont diminué au cours de la même période.

4. Les fondamentaux du marché de l'électricité.

Au cours du premier trimestre 2010, les cours (corrégés des effets de change) des combustibles fossiles en général étaient orientés à la baisse à l'exception du pétrole brut en forte progression. Le cours du baril de pétrole brut (Brent) exprimé en euros progressait ainsi de plus de 18 % (8% seulement de hausse pour le prix exprimé en dollars) au cours de cette période. Sur le marché du gaz britannique, considéré comme le plus liquide en Europe, les prix du produit Gas Year ont enregistré en revanche une baisse de près de 20% au cours de ce premier trimestre. Sur la même période, les cours du charbon pour livraison en zone ARA étaient également en baisse de près de 10 %. Seul le CO₂ voyait son cours se maintenir, le prix du produit Y+1 coté sur le marché EEX, baissant de seulement 1%.

Concernant la filière nucléaire, si le taux de production moyen ressort en légère baisse au premier trimestre comparativement au taux enregistré l'année précédente (82,5 % contre 85%), le taux du mois de mars (76%) reste comparable aux valeurs observées les années précédentes à la même époque. La disponibilité moyenne des réacteurs nucléaires est de 50 GW sur le mois de mars, valeur semblable à celles observées les années précédentes.

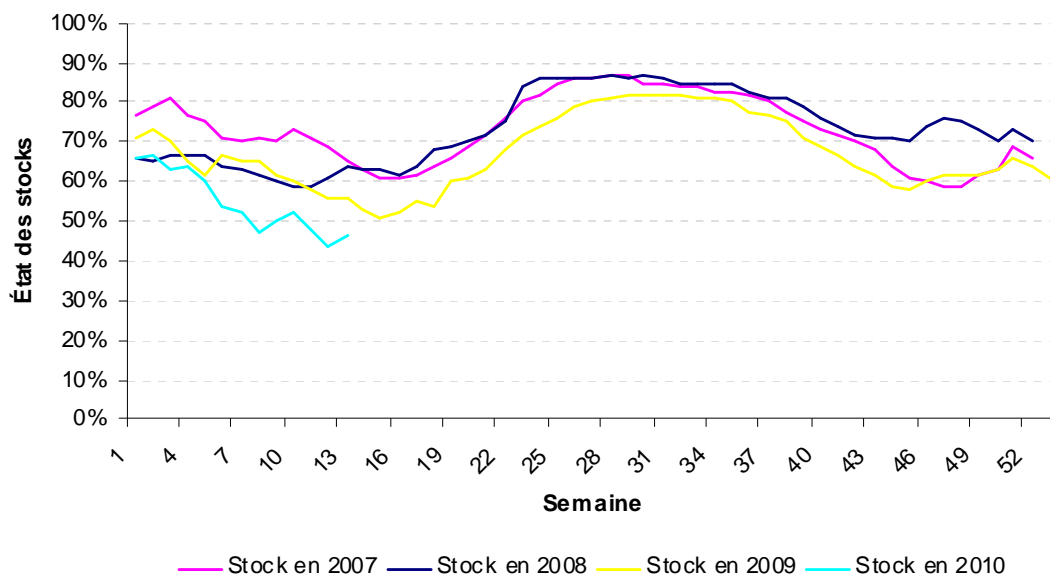
Taux de production du parc nucléaire :



Source : RTE – Analyse : CRE

Enfin, on observe début 2010 une forte baisse des stocks hydrauliques qui atteignent fin mars seulement 46 % contre 56 % un an plus tôt. Cette forte baisse du stock hydraulique est la conséquence logique d'une valeur déjà plus faible au cours du quatrième trimestre 2009 (63 % en moyenne contre 73 % l'année précédente).

Stocks Hydrauliques

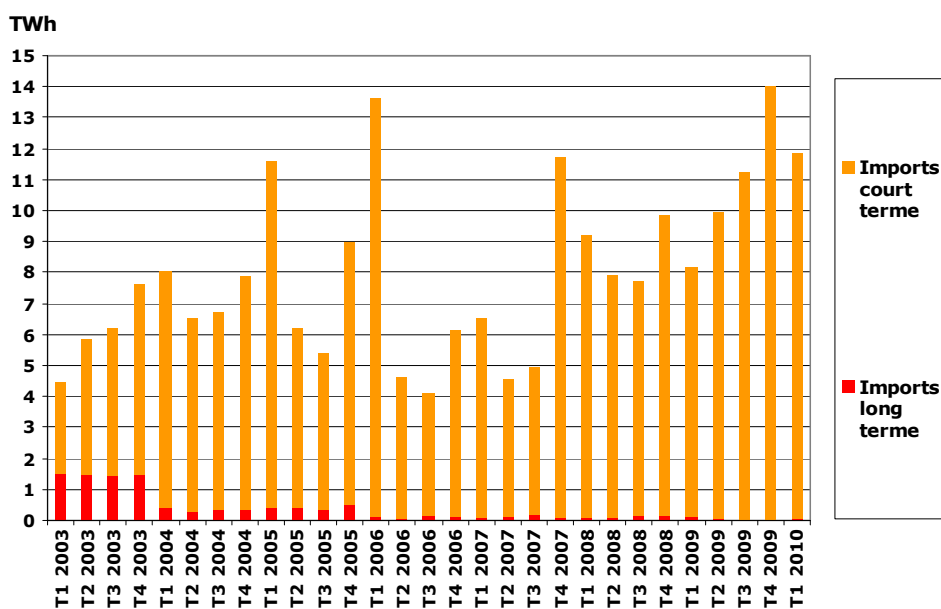


Source : RTE – Analyse : CRE

5. Volumes d'imports/exports

Les importations ont diminué de 15% au premier trimestre 2010 par rapport au trimestre précédent mais elles ont augmenté de 45% par rapport au même trimestre l'année précédente.

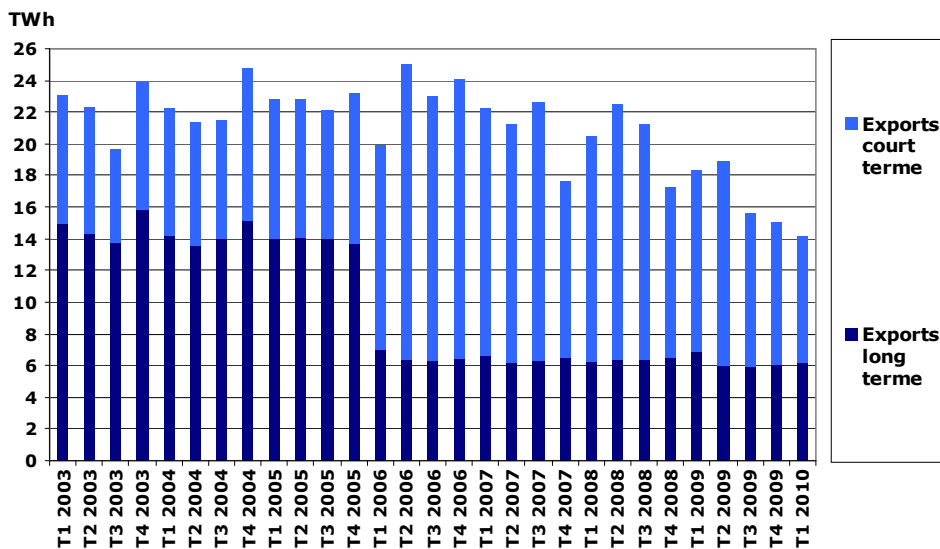
Somme des importations par trimestre



Source : RTE – Analyse : CRE

Les exportations ont diminué de 6% au premier trimestre 2010 par rapport au trimestre précédent. D'une année sur l'autre, les volumes exportés au premier trimestre 2010 affichent un niveau plus faible qu'au cours du premier trimestre 2009 (-23%). Le solde net exportateur se situe à 2,3 TWh au 1^{er} trimestre 2010, en recul de 77 % par rapport au premier trimestre de l'année 2009 (solde net exportateur de 10,2 TWh).

Somme des exportations par trimestre



Source : RTE – Analyse : CRE

6. Concentration du marché français de l'électricité

A la fin du premier trimestre 2010, 159 responsables d'équilibre sont présents sur le marché de gros français, soit 3 de plus qu'au trimestre précédent. 80 responsables d'équilibre étaient présents sur Epex Spot *Day-Ahead Auction*, 57 sur Epex Spot *Day-Ahead Continuous* et *Intraday* et 70 sur EPD France. 1 acteur a rejoint Epex Spot *Day-Ahead Auction*, et 1 acteur a rejoint les marchés *Day-Ahead Continuous* et *Intraday*. 2 nouveaux membres ont intégré EPD France au cours du premier trimestre 2010.

A. Concentration des différents segments du marché de gros français

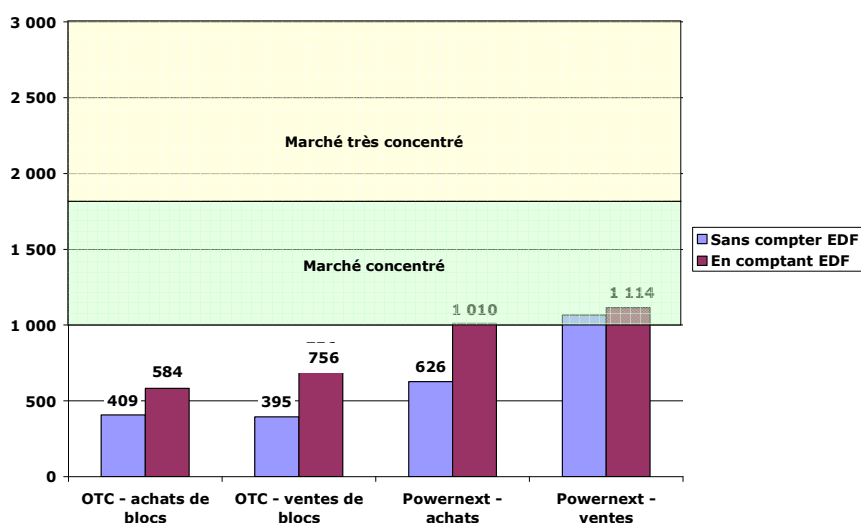
Le graphique suivant donne l'indice de Herfindahl-Hirschman (HHI)¹⁰ pour les différents segments du marché de gros français. L'indice est calculé sur les livraisons nominées auprès de RTE, et non sur les transactions conclues sur le marché pendant la période.

Au premier trimestre 2010, les achats et les ventes réalisés sur l'OTC ou sur EPEX Spot affichent des segments de marché peu concentrés.

¹⁰ L'indice HHI est égal à la somme des carrés des parts de marché des intervenants, et mesure la concentration du marché (il est d'autant plus élevé que le marché est concentré). On considère généralement qu'un marché est peu concentré si son HHI est inférieur à 1 000, et très concentré s'il est supérieur à 1 800.

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

Indice de concentration HHI – livraisons sur le marché de gros - premier trimestre 2010-



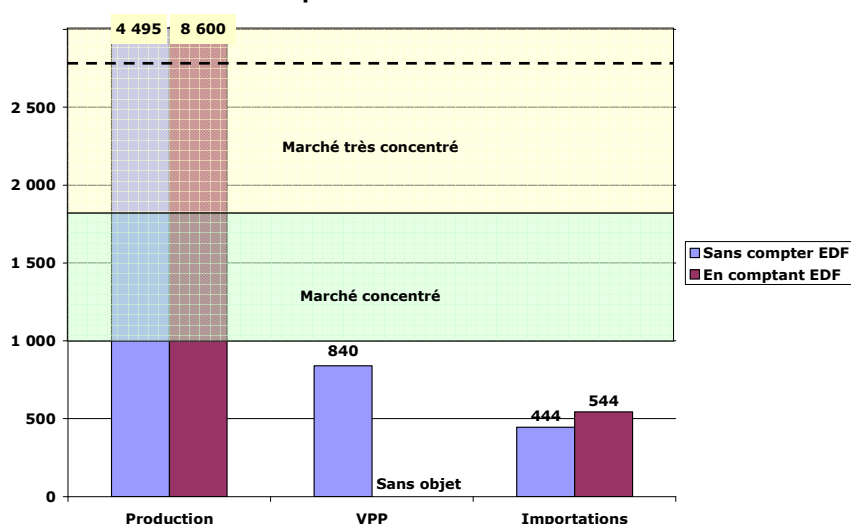
Source : RTE – Analyse : CRE

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).

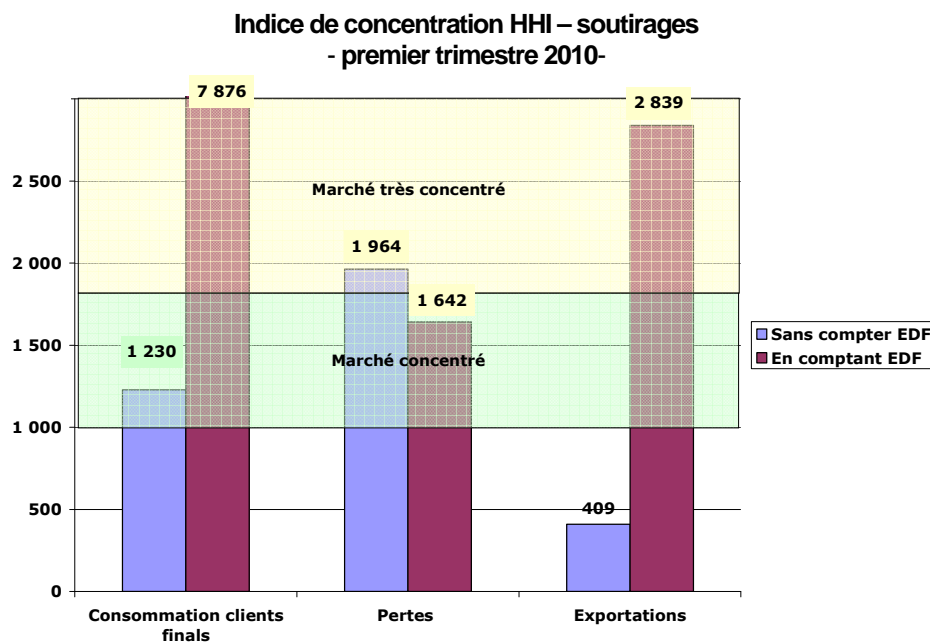
Parmi les injections, la production est particulièrement concentrée, que le groupe EDF soit pris en compte ou non. On note en outre une légère hausse relativement au dernier trimestre 2009 que ce soit lorsque la production est observée avec ou sans le groupe EDF. La concentration élevée de la production reflète le faible nombre de grands producteurs français. Les autres segments (VPP, importations) apparaissent comme des segments de marché peu concentrés.

Indice de concentration HHI – injections - premier trimestre 2010-



Source : RTE – Analyse : CRE

La vente aux clients finals et les exportations sont quant à elles particulièrement concentrées lorsque le groupe EDF est pris en compte, mais apparaissent comme des segments de marché beaucoup moins concentrés lorsque le groupe EDF n'est pas pris en compte. Le marché des pertes s'il reste assez concentré que le groupe EDF soit pris en compte ou non, apparaît légèrement plus concentré que lors du trimestre précédent. Enfin le segment de marché des exportations demeure peu concentré lorsque le groupe EDF n'est pas pris en compte.



Source : RTE – Analyse : CRE

Le marché du gaz

Le marché de détail du gaz

1. Introduction

L'ouverture du marché français du gaz¹¹ a connu plusieurs étapes :

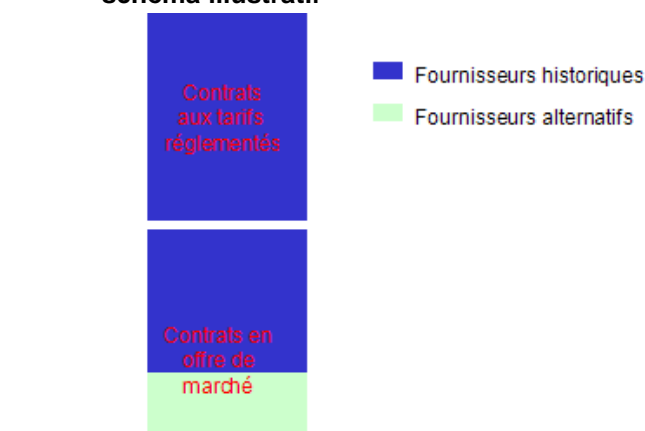
- à partir d'août 2000, éligibilité de tous les sites ayant une consommation annuelle de gaz supérieure à 237 GWh et de tous les producteurs d'électricité ou producteurs simultanés d'électricité et de chaleur quel que soit leur niveau de consommation annuelle,
- à partir d'août 2003, éligibilité de tous 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 mars 2010, 11,5 millions de sites et une consommation annuelle d'environ 503 TWh¹².

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 -



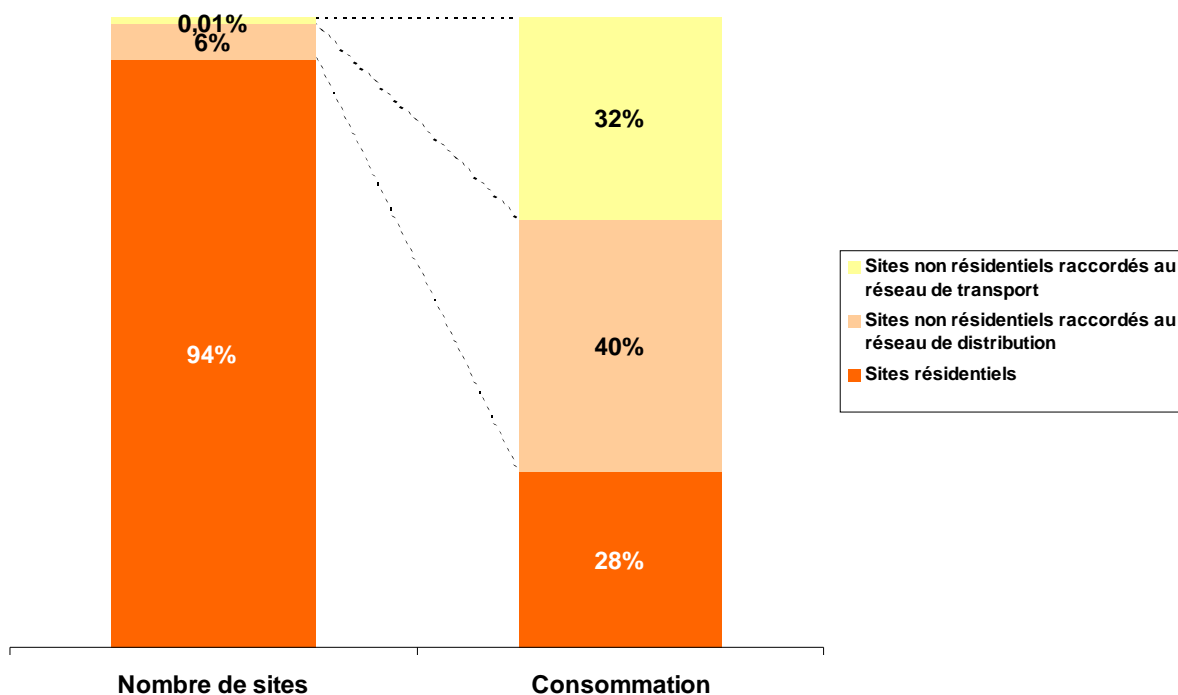
Les principales sources d'information de l'observatoire sont les gestionnaires de réseaux de transport (GRTgaz et TIGF), les 4 principaux gestionnaires de réseaux de distribution (GrDF, Régaz, Réseau GDS et Gaz Électricité de Grenoble) et les principaux fournisseurs historiques (GDF Suez, Tégaz, Énerest et Gaz de Bordeaux).

¹¹ Gaz naturel, hors grisous, gaz industriels et réseaux de GPL.

¹² Dans la suite du document, le périmètre d'étude est limité aux clients raccordés aux principaux réseaux (distribution et transport) qui représentent 502 TWh de consommation annualisée.

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 31 mars 2010

A. Tableaux de synthèse du trimestre écoulé

Synthèse en nombre de sites

Situation (en nombre de sites)	Résidentiels		Non résidentiels	
	Au 31 mars 2010	Au 31 décembre 2009	Au 31 mars 2010	Au 31 décembre 2009
Nombre total de sites	10 800 000	10 800 000	680 000	680 000
• sites en offre de marché	1 169 000	1 144 000	250 000	243 000
• sites alimentés par les fournisseurs alternatifs	655 000	637 000	116 000	113 000
Parts de marché des fournisseurs alternatifs	6,1 %	5,9 %	16,9 %	16,6 %

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

Synthèse en consommation annualisée

Situation (en consommation annualisée)	Résidentiels		Non résidentiels	
	Au 31 mars 2010	Au 31 décembre 2009	Au 31 mars 2010	Au 31 décembre 2009
Consommation totale des sites	139 TWh	139 TWh	363 TWh	354 TWh
• sites en offre de marché	14 TWh	13,6 TWh	240 TWh	224 TWh
• sites alimentés par les fournisseurs alternatifs	6,5 TWh	6 TWh	90 TWh	76 TWh
Parts de marché des fournisseurs alternatifs	4,7 %	4,3 %	24,7 %	21,5 %

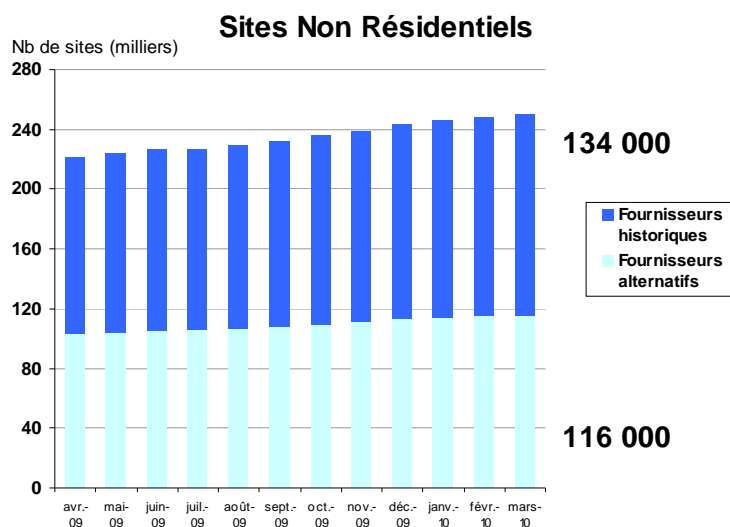
Sources : GRT, GRD, Fournisseurs historiques – Analyse : CRE

Note technique : Les données en nombre de sites et consommation annualisée sont arrondies, en revanche les parts de marché des fournisseurs alternatifs sont calculées à partir des données réelles.

Au 31 mars 2010, le nombre de sites en offre de marché sur l'ensemble du marché français s'élève à 1 419 000, dont 1 169 000 sites résidentiels.

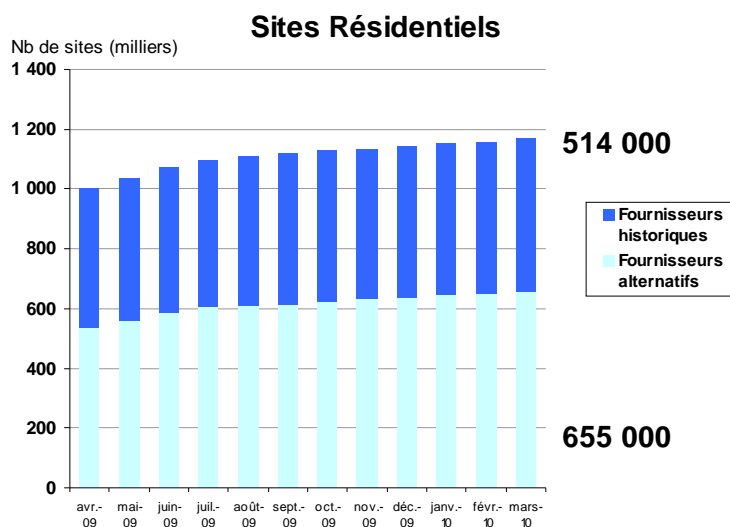
B. Evolution du nombre de sites en offre de marché

Nombre de sites en offre de marché



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

Nombre de sites en offre de marché

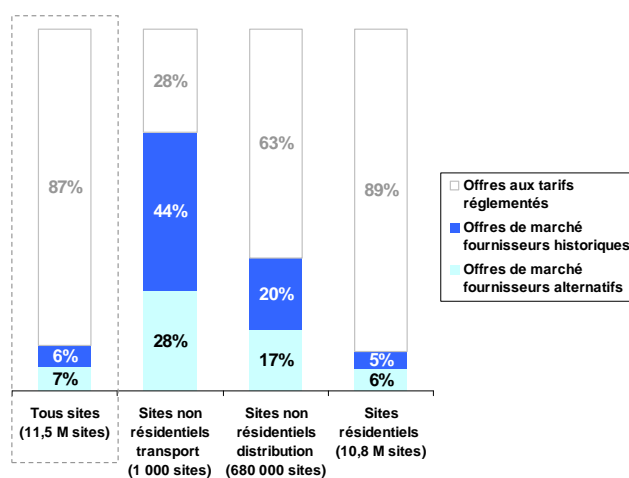


Sources : GRT, GRD, Fournisseurs historiques – Analyse : CRE

Au 31 mars 2010, 1 419 000 sites ont choisi une offre de marché, dont 771 000 auprès d'un fournisseur alternatif.

C. Parts de marché en nombre de sites au 31 mars 2010

Répartition des sites par type d'offre au 31 mars 2010

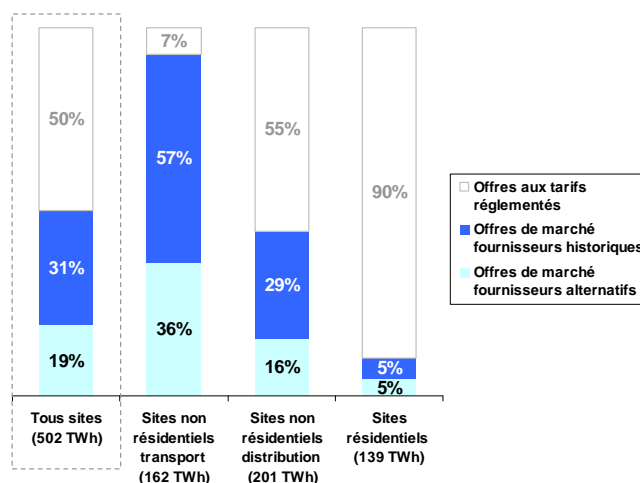


Sources : GRT, GRD, Fournisseurs historiques – Analyse : CRE

Au 31 mars 2010, environ 13% des sites sont en offre de marché, dont 7% auprès d'un fournisseur alternatif.

D. Parts de marché en consommation annualisée au 31 mars 2010

Répartition des consommations annualisées par type d'offre au 31 mars 2010



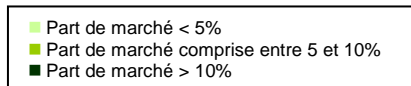
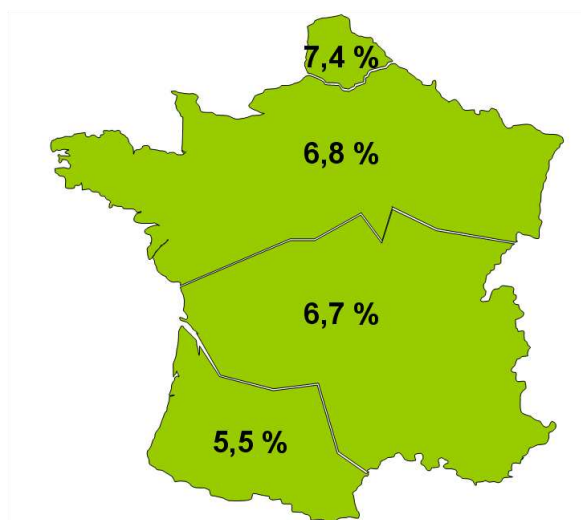
Sources : GRT, GRD, Fournisseurs historiques – Analyse : CRE

Au 31 mars 2010, environ 50% de la consommation est fournie par des offres de marché, dont 19% auprès d'un fournisseur alternatif.

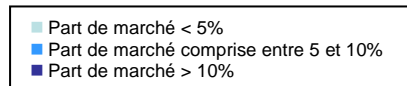
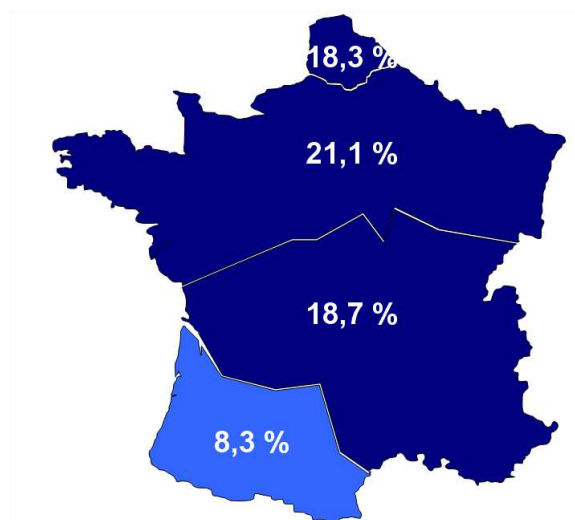
E. Analyse par zone géographique

Parts de marché des fournisseurs alternatifs par zone d'équilibrage¹³ au 31 mars 2010

– en nombre de sites –



– en consommation annualisée –















Sources : GRT, GRD – Analyse : CRE

Exemple de lecture : Au 31 mars 2010, dans la zone Nord-gaz B, 7,4% des sites et 18,3% de la consommation sont approvisionnés par un fournisseur alternatif.




¹³ Voir glossaire en fin de document pour la définition des zones d'équilibrage.

F. Fournisseurs de gaz naturel actifs au 31 mars 2010

**Liste des fournisseurs nationaux déclarés auprès de la CRE¹⁴
et actifs au 31 mars 2010**

Fournisseur, Marque(s) commerciale(s) ¹⁴		Sites non résidentiels transport	Sites non résidentiels distribution	Sites résidentiels
Fournisseurs alternatifs¹⁵ de gaz naturel				
Altergaz		●	●	●
Direct Énergie			●	●
E.ON Energie		●	●	
EDF		●	●	●
Endesa Energia		●	●	
ENI S.p.A succursale France		●	●	
		●	●	
Enovos		●	●	
Gas Natural		●	●	
Gaz de Paris			●	
Iberdrola		●	●	
Poweo		●	●	●

¹⁴ Nom et marque(s) commerciale(s) des fournisseurs actualisés au 21 mai 2010 à partir du moteur de recherche des fournisseurs par code postal.

Fournisseur, Marque(s) commerciale(s)		Sites non résidentiels transport	Sites non résidentiels distribution	Sites résidentiels
VNG – Verbundnetz Gas AG		●	●	
Fournisseurs historiques¹⁵ de gaz naturel				
GDF Suez		●	●	●
Tégaz		●	●	

Sources : GRT, GRD, énergie-info, CRE – Analyse : CRE

La table recense les fournisseurs qui, au dernier du trimestre de l'observatoire et pour chaque segment de clientèle :

- sont inscrits dans le moteur de recherche des fournisseurs par code postal, en ligne sur le site www.energie-info.fr¹⁶ ;
- sont nationaux, c'est-à-dire qu'ils ont déclaré proposer des offres dans au moins 90 % des communes Françaises raccordées au réseau de gaz naturel¹⁷ ;
- sont actifs, c'est-à-dire qu'ils sont expéditeurs et fournissent au moins un client du segment considéré.

Les fournisseurs qui n'ont pas souhaité s'inscrire sur le moteur de recherche des fournisseurs par code postal ou qui n'ont pas déclaré desservir plus de 90% des communes ne sont pas cités.

Au 31 mars 2010, environ 29 fournisseurs non nationaux sont actifs sur le territoire : 22 fournisseurs historiques (entreprises locales de distribution¹⁸) et 7 fournisseurs alternatifs. Ces fournisseurs présents localement ou régionalement sur le territoire proposent des offres à un ou plusieurs segments de clientèle.

¹⁵ Voir le glossaire pour la définition d'un fournisseur alternatif et d'un fournisseur historique.

¹⁶ Mis en ligne en septembre 2008, le moteur de recherche est construit à partir des renseignements donnés volontairement par les fournisseurs. Le site internet energie-info.fr est développé par la CRE et le médiateur national de l'énergie, en collaboration avec la DGCCRF et la DGEC.

¹⁷ Lors de l'inscription d'un fournisseur dans le moteur de recherche, le fournisseur doit indiquer pour chaque segment de clientèle les communes pour lesquelles il propose ses offres.

Cette condition de déploiement géographique n'est pas appliquée pour les fournisseurs de sites non résidentiels transport.

¹⁸ Voir le glossaire pour la définition d'une entreprise locale de distribution.

4. Analyse en dynamique : Premier trimestre 2010

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.

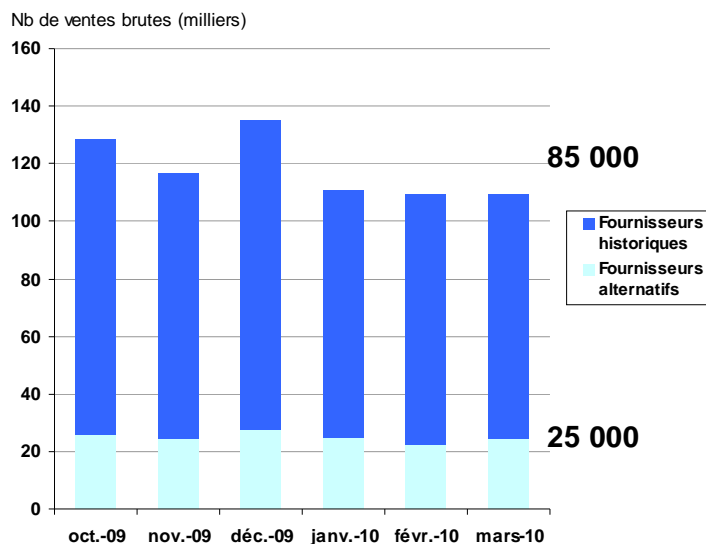
AU COURS DU TRIMESTRE (en nombre de sites)	Résidentiels		Non résidentiels	
	T1 2010	T4 2009	T1 2010	T4 2009
Ventes brutes totales	310 000	356 000	20 000	24 000
• ventes brutes des fournisseurs alternatifs	65 000	68 000	7 000	10 000
Parts de marché des fournisseurs alternatifs sur les ventes brutes du segment	20,9 %	19,2 %	35,6 %	40 %

Sources : GRT, GRD – Analyse : CRE

Note technique : Les données de ventes brutes sont arrondies, en revanche les parts de marché des fournisseurs alternatifs sont calculées à partir des données réelles.

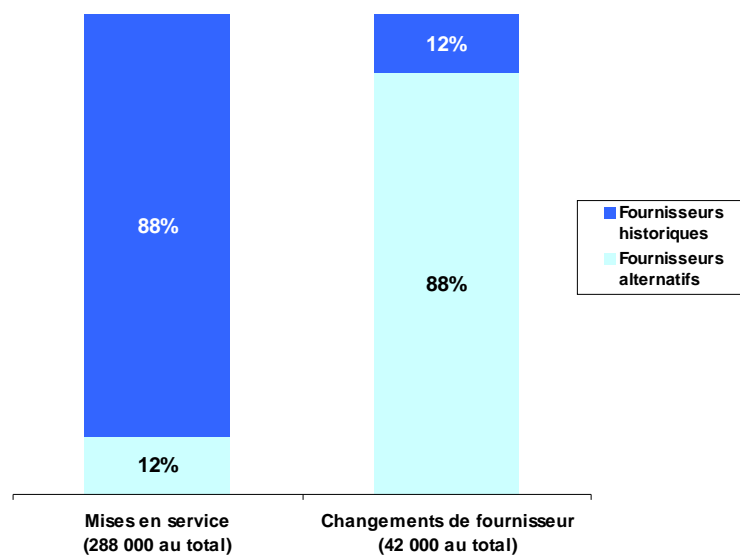
B. Ventes brutes des trimestres écoulés

Ventes brutes totales mensuelles



Sources : GRT, GRD – Analyse : CRE

Répartition des ventes brutes par type de fournisseur au cours du premier trimestre 2010



Sources : GRT, GRD – Analyse : CRE

Exemple de lecture : Au cours du premier trimestre 2010, les fournisseurs alternatifs ont réalisé 12% des 288 000 mises en service effectuées.

Le marché de gros du gaz

1. Les principales dates concernant le marché de gros français

Les principales dates concernant le marché de gros français :

- 2004 : premiers indices publiés concernent les prix PEG Nord.
- Janvier 2005 : lancement du programme de *Gas release* en France portant sur un volume annuel de 16,3 TWh pendant 3 ans.
- Avril 2007 : lancement de la plateforme *Powernext Balancing* GRTGaz destinée à permettre à GRTGaz de couvrir ses besoins d'équilibrage journaliers en faisant appel au marché.
- Août 2008 : apparition d'un quatrième courtier sur le marché de gros.
- 26 Novembre 2008 : lancement du marché *Powernext Gas Spot* et *Powernext Gas Futures*.
- 01 janvier 2009 : fusion des 3 zones d'équilibrage GRTgaz au Nord de la France (Nord-H, Est et Ouest).
- 01 décembre 2009 : GRTgaz couvre une partie de ses besoins d'équilibrage journalier directement sur la plateforme *Powernext Gas Spot* (abandon de la plateforme *Powernext Balancing* GRTGaz).

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

Structure des approvisionnements européens et français

La France dispose d'une structure d'approvisionnement bien diversifiée Cette structure reste stable par rapport aux années précédentes. En 2009, ses importations nettes se sont élevées à 501 TWh (contre 504 TWh en 2008). Ses principaux fournisseurs restent la Norvège (33%), les Pays-Bas (18%), l'Algérie (17%) et la Russie (15%)¹⁹. Les importations depuis d'autres pays, dont le Nigeria, l'Egypte et le Qatar, se font essentiellement sous forme de GNL.

Au 1^{er} trimestre 2010, les importations sont estimées à 141 TWh, contre 131 TWh sur la même période de l'année précédente, soit en hausse de 8%. La structure d'approvisionnement est restée globalement stable, avec l'augmentation des importations en provenance des Pays-Bas (+1%) et de Russie (+1%), entre le 1^{er} trimestre 2009 et le 1^{er} trimestre 2010.

Dans un contexte d'accroissement de la dépendance vis-à-vis des importations, les approvisionnements en gaz de l'Europe restent largement dominés par les contrats de long terme conclus entre les principales compagnies européennes et leurs fournisseurs, dont Gazprom (Russie), Sonatrach (Algérie), Statoil (Norvège) ou encore Gas Terra (Pays-Bas). Ces contrats, d'une durée de 15 à 25 ans, entretiennent le lien historique entre les prix du gaz et ceux du pétrole. Selon les clauses d'indexation, les variations des prix des produits pétroliers se transmettent à ces contrats avec un délai de trois à six mois.

Toutefois, les marchés de gros sont en fort développement ; leur liquidité progresse, ce qui améliore la crédibilité de leurs indices de prix. Le National Balancing Point (NBP) britannique est de loin le plus mature. De par sa liquidité et les deux gazoducs reliant le marché britannique au continent (Interconnector et BBL), il influence fortement les hubs continentaux dont les trois principaux sont Zeebrugge (Belgique), le TTF (Pays-Bas) et NCG (Allemagne). En France, le PEG Nord est en constant développement : la constitution d'une grande zone nord en janvier 2009 par la fusion de trois zones d'équilibrage de GRTgaz et le recours de GRTgaz au PEG Nord pour couvrir une partie de ses

¹⁹ Source : Base de données PEGASE, Direction générale Energie et climat

besoins d'équilibrage depuis décembre 2009 ont constitué deux étapes importantes pour l'amélioration de sa liquidité. Les transactions sont également en progression sur le marché italien (PSV), ainsi que sur le hub autrichien de Baumgarten. L'amélioration de l'accès aux interconnexions entre marchés nationaux est un facteur déterminant de l'amélioration de l'efficacité des marchés ; l'accès aux interconnexions est aujourd'hui une priorité pour les régulateurs européens.

Evolution de la consommation en France et en Europe

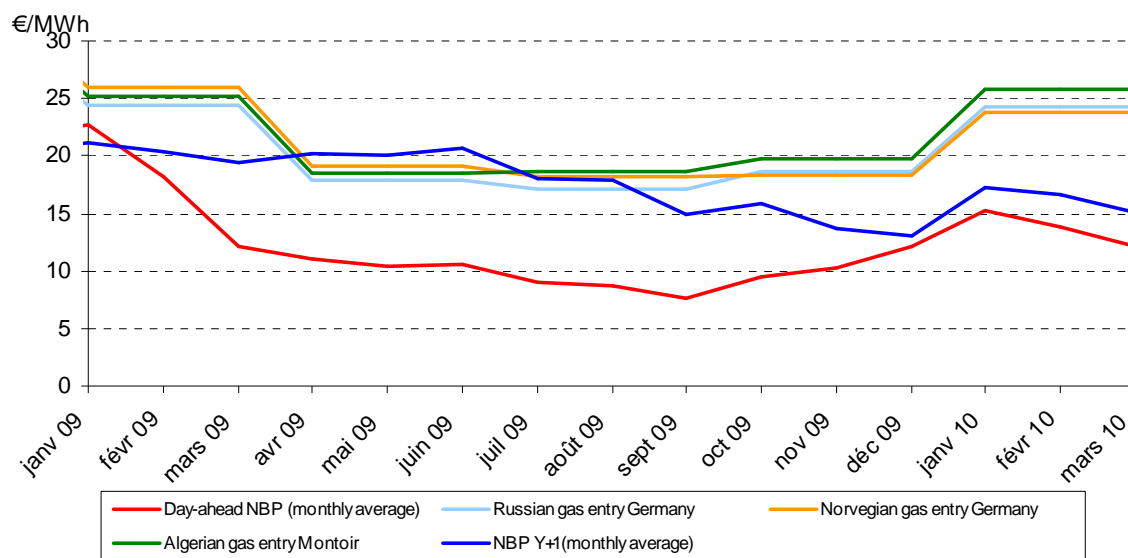
Au cours de l'année 2009, la récession économique a particulièrement pesé sur la demande de gaz en Europe. Ainsi, la consommation domestique de gaz en Europe (OCDE) a diminué de 8%. Sur cette période, la consommation gazière a diminué de 9% au Royaume-Uni, de 10% en Espagne et 6% en France. Cette contraction de la demande provient pour une grande partie du recul de la production industrielle.

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

Ayant progressivement augmenté depuis avril 2008, jusqu'à atteindre un niveau jamais observé auparavant, les prix des contrats à long terme de gaz diminué début 2009 et sont ensuite restés stables, soit une diminution d'environ 40% par rapport au pic observé fin 2008. Ils sont remontés en janvier 2010 pour retrouver leur niveau de début 2009. Fin mars 2010, les prix des trois contrats à long terme pertinents pour l'approvisionnement français en gaz s'élevaient respectivement à :

- 24,28 €/MWh pour le gaz russe entrée Allemagne (Waidhaus),
- 25,84 €/MWh pour le GNL algérien entrée Montoir,
- 23,81 €/MWh pour le gaz norvégien entrée Allemagne (Emden).

Prix des contrats à long terme et des *day ahead* et *forward Y+1* au NBP



Sources : Icis Heren et Argus

Les formules d'indexation des contrats long terme sur les prix des produits pétroliers, qui prévoient des délais d'adaptation compris entre 3 et 6 mois et une révision des prix à intervalles réguliers expliquent leur forte remontée au 1er trimestre 2010, après leur stabilisation à partir d'avril 2009. Cette remontée devrait ainsi continuer au cours des prochains trimestres à un rythme plus modéré.

Après avoir atteint en septembre 2009, leur niveau le plus bas depuis 2003, à 7,24 €/MWh en moyenne mensuelle, les prix day ahead sur le NBP ont augmenté de 58% au 4ème trimestre 2009, pour atteindre 12 €/MWh fin décembre 2009 et 13 €/MWh fin mars 2010. Les prix à terme à un an (forward Y+1) ont quant à eux atteint 15 €/MWh en fin mars 2010.

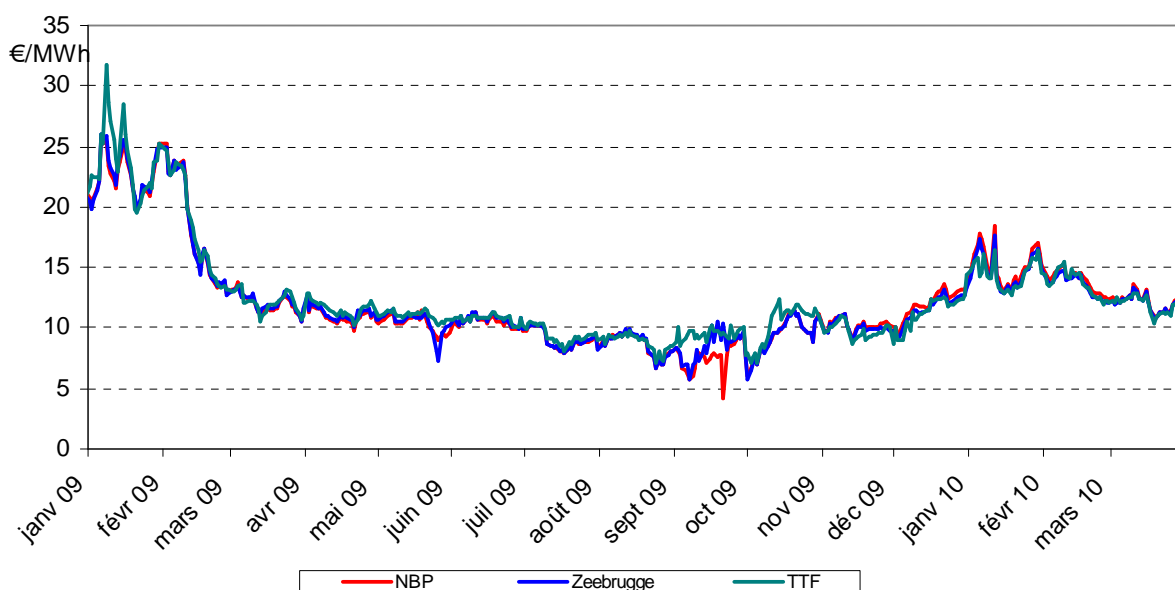
Prix sur les marchés day ahead européens

Après avoir très fortement baissé au 1er semestre 2009, les prix de marché sont repartis à la hausse au 4ème trimestre, avant de se replier au cours du premier trimestre 2010. Ainsi, d'un niveau moyen à 8 €/MWh en septembre, les prix de marché sont remontés progressivement jusqu'en décembre à 11,50€/MWh, puis ont atteint brusquement 15 €/MWh en janvier 2010. Depuis le début de l'année, les prix varient dans la fourchette [12 ; 15] €/MWh. Fin mars, les prix s'établissent autour de 12€/MWh.

Les bas niveaux de prix en 2009 s'expliquent par la faiblesse de la consommation combinée à des approvisionnements abondants. La hausse des prix de marché en décembre 2009 et janvier 2010 et est quant à elle essentiellement due à la rigueur de l'hiver.

Le fort différentiel entre les cours du gaz court terme et les prix des contrats long terme devrait perdurer tant que la demande globale de gaz restera faible et l'offre de gaz abondante. Suite à la hausse des prix des produits pétroliers en 2009 et 2010, les prix des contrats long terme devrait en effet continuer à augmenter en 2010.

Prix day ahead sur les principaux marchés de gros européens



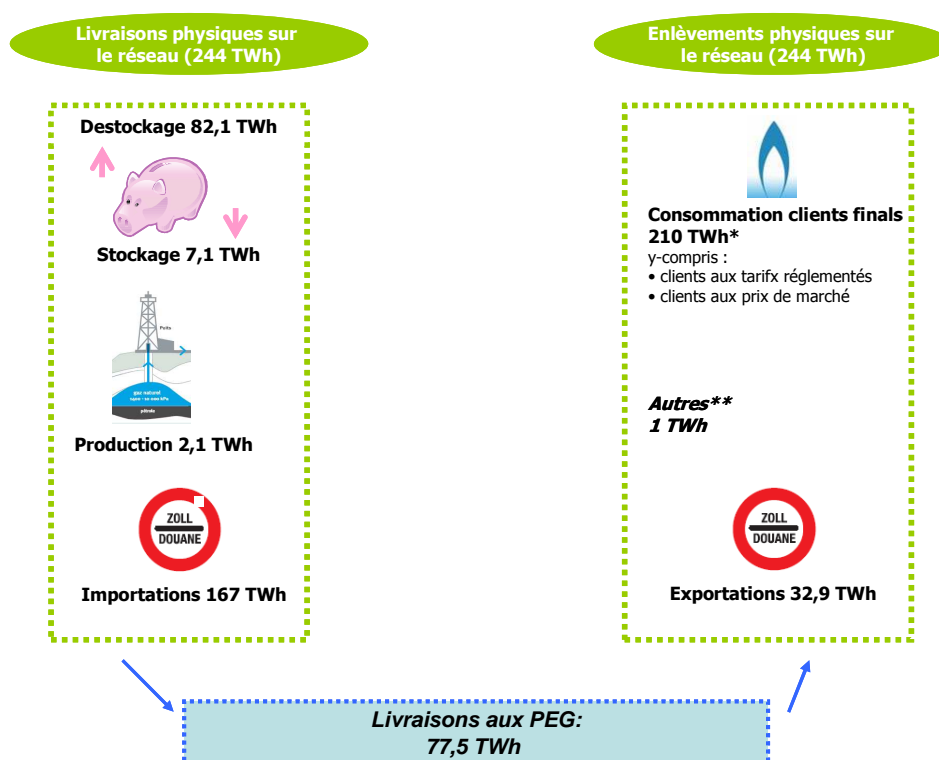
Source : Icis Heren et Argus

3. Activité sur le marché de gros français

L'essentiel de la consommation française de gaz est assuré par des importations. L'équilibre des flux gaziers sur le marché français entre l'amont et l'aval est illustré par le diagramme ci-dessous. A l'amont, les importations ont représenté 167TWh au premier trimestre 2010. Les importations nettes des exportations contractuelles représentent 134TWh, couvrant ainsi une partie la consommation des clients finals, évaluée à 210TWh sur les trois premiers mois de l'année 2010²⁰. Le reste de cette consommation a été couvert par les mouvements liés au stockage / déstockage, soit 75TWh. Ces stocks constituent un instrument de modulation important pour les acteurs des marchés gaziers, complémentaire de la flexibilité de leur approvisionnement et de leur capacité de transport et transit.

Chaque expéditeur en France recourt au marché de gros en fonction de sa politique d'optimisation de son portefeuille d'approvisionnement et de ses débouchés, en utilisant la flexibilité des instruments dont il dispose. Cette activité se matérialise à travers les livraisons physiques aux Points d'Echange de Gaz (PEG). Les livraisons aux PEG permettent d'apprécier le recours au marché de gros, qu'il soit purement bilatéral ou intermédié (bourse *Powernext Gas* depuis novembre 2008 ou plateformes de *brokers*).

Approvisionnements et débouchés des acteurs du marché français au premier trimestre 2010



Sources : GRTgaz, TIGF, analyse : CRE.

*sur base de la consommation prévisionnelle

** Le poste Autres correspond au volume consommé par les GRT et les GRD pour assurer le fonctionnement du réseau (autoconsommation, erreur de comptage, pertes...)

²⁰ Les données de volume présentées sont brutes, non corrigées du climat.

A. Activité sur le marché de gros

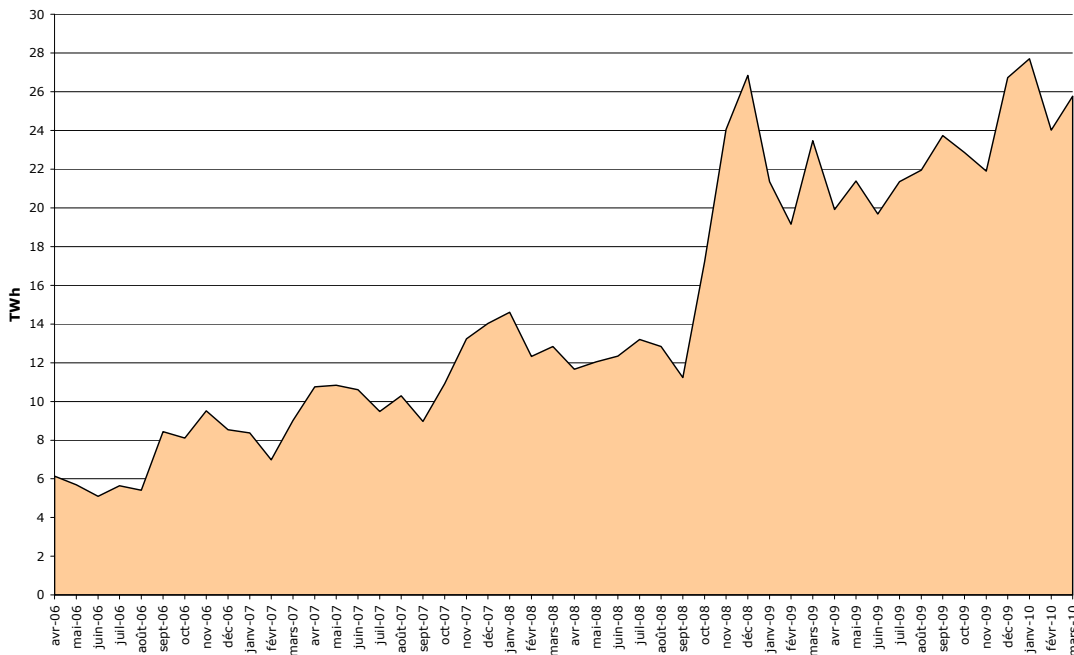
L'essentiel du commerce de gros du gaz s'effectue sur le mode du gré à gré (OTC), au travers de transactions directes ou via des intermédiaires (sociétés de courtage et plates-formes de négoce). La CRE rend public (cf. cahier d'indicateurs gaz) les volumes agrégés des transactions effectuées via ces intermédiaires.

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 transactions boursières 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 de gaz aux PEG Français



Source : GRT – Analyse : CRE

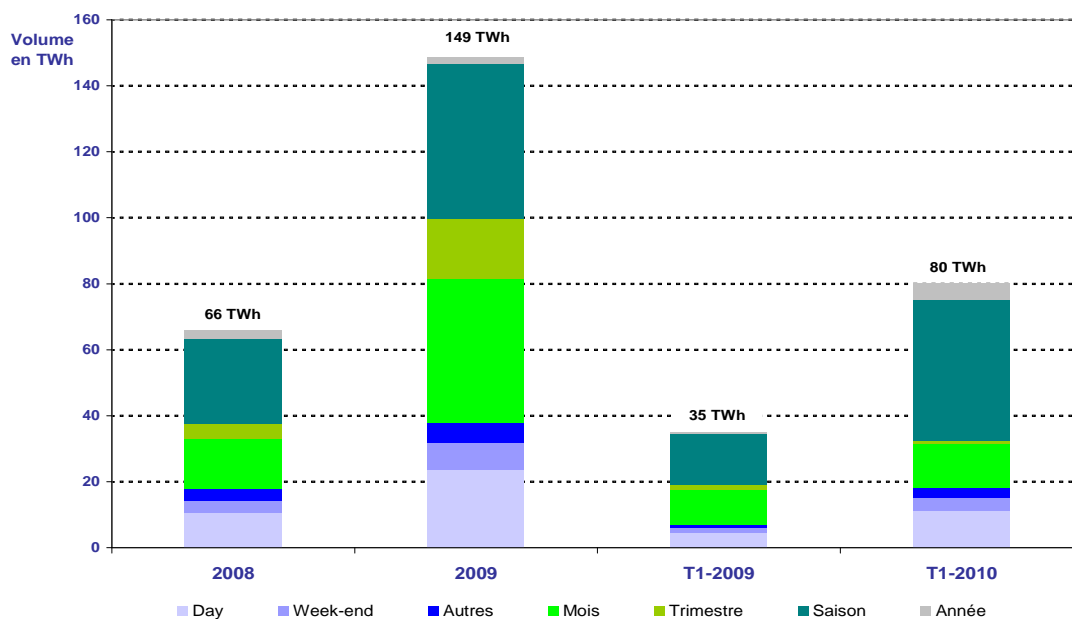
NB : sur ce graphique figurent tous les échanges de gaz entre fournisseurs, y compris les livraisons correspondant au programme de cession temporaire de gaz (*gas release*) et l'approvisionnement en gaz des opérateurs de réseau.

Au premier trimestre 2010, le volume des livraisons nettes de gaz a augmenté : + 8,4% par rapport au trimestre précédent. Il s'inscrit également en hausse de 21,1% par rapport à la même période de l'année précédente. Au cours du premier trimestre 2010, 77,5TWh de gaz ont ainsi été livrés aux PEG. L'augmentation des livraisons aux PEG au premier trimestre peut être reliée aux décisions d'arbitrage des acteurs entre contrats long terme et marché de gros et l'appel au marché pour satisfaire les pointes de consommation liées aux vagues de froid.

B. Evolution du négoce sur le marché intermédié français

La croissance observée sur le marché intermédié (bourse et Brokers) s'accélère au premier trimestre 2010 avec un doublement des volumes négociés par rapport au quatrième trimestre 2009. Au premier trimestre 2010, 80,2TWh ont été négociés ce qui équivaut à 37,2% de la consommation de gaz constatée sur la même période. En comparaison au premier trimestre de l'année 2009, l'augmentation constatée des volumes négociés est de 128%.

Répartition des volumes négociés par produit sur le marché intermédié



Source : Powernext, Brokers – Analyse : CRE

Sur ce premier trimestre 2010 un fort développement du négoce de produits Saisonniers est observé. Ils représentent 53% des volumes négociés sur cette période (soit 42,8TWh) contre 32% en 2009. Ce niveau d'activité serait lié à différents facteurs : en premier, un recours accru au marché dans un contexte de différentiel durable de prix entre les contrats long terme et les prix de marché, en second, un effet saisonnier, lié à l'allocation des capacités de stockage réalisée en février pour la période avril 10 – mars 11 donnant aux acteurs la visibilité nécessaire aux opérations à terme, et finalement, l'attrait de plus en plus important de ce marché pour les acteurs financiers.

Sur le marché organisé, les volumes négociés sur Powernext Spot pour les courtes échéances s'élève à 1978 GWh contre 636 GWh au premier trimestre de l'année 2009, et de 1290 GWh au dernier trimestre 2009. Cette croissance importante s'observe depuis décembre 2009, notamment en raison des interventions de GRTgaz sur le marché Spot.

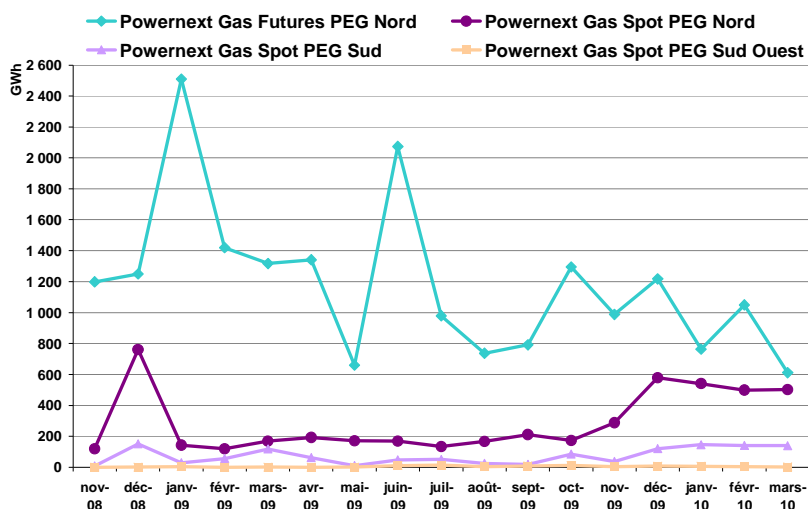
Le niveau de liquidité est toujours contrasté entre les PEG français, où le PEG Nord concentre 89% des volumes négociés au premier trimestre 2010.

C. Activité sur les marchés organisés et comparaison internationale

Le nombre de transactions conclues sur le marché organisé *Powernext Gas Spot* en France au premier trimestre 2010 s'élève à 1 680 transactions, représentant 1 978GWh.

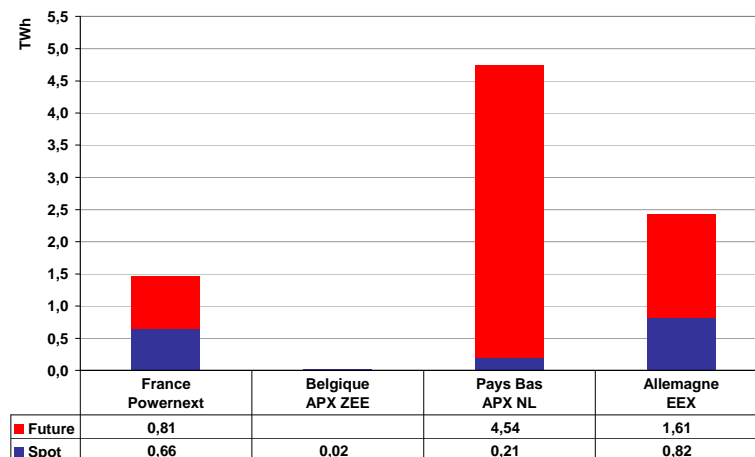
Au cours du premier trimestre 2010, le volume des transactions conclues sur le marché organisé *Powernext Gas Futures* au PEG Nord s'élève à 2 424GWh, soit en baisse de 31% par rapport au niveau du trimestre précédent.

Volume mensuels des transactions sur les marchés organisés français depuis leur création - toutes échéances confondues -



Source : Powernext – Analyse : CRE
(Données novembre 2008 : du 26 au 30 novembre)

Activité sur les principaux marchés organisés européens – Volume mensuel moyen au premier trimestre 2010 –



Sources : Powernext, APX, EEX — Analyse : CRE

4. Prix *day-ahead* sur le marché de gros français et comparaison européenne

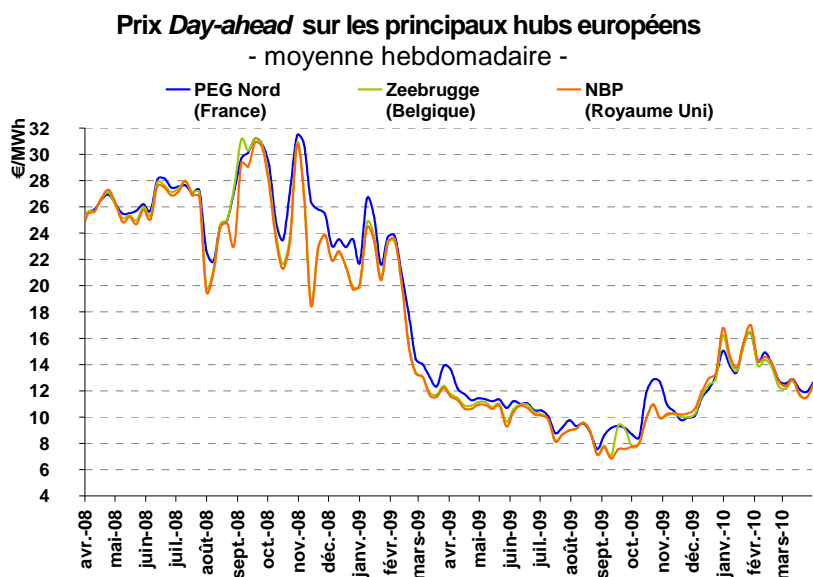
Les prix des transactions bilatérales sur l'OTC n'étant pas publics, les prix utilisés dans cette section sont les prix de référence publiés dans la presse spécialisée ou les références de prix déterminées sur les bourses du gaz.

Au premier trimestre 2010, les prix *Day-ahead* cotés sur Powernext s'élèvent en moyenne à 13,60€/MWh sur le PEG Nord, 13,73€/MWh sur le PEG Sud et 14,48€/MWh sur le PEG Sud Ouest. Le différentiel de prix constaté entre le prix *Day-ahead* au PEG Nord et au PEG Sud atteint 0,06€/MWh en moyenne au premier trimestre 2010, avec 16 jours de prix PEG Sud inférieur au prix PEG Nord (sur 60 jours de cotation).

Les prix spot sur le PEG Nord sont en hausse de près de 2,64€/MWh en moyenne, soit 24% d'augmentation au premier trimestre 2010 par rapport au trimestre précédent. En revanche, les prix spot affichés début 2010 sont en baisse de 5,10€/MWh en moyenne, soit une réduction de 27% par rapport aux prix observés au cours du premier trimestre 2009.

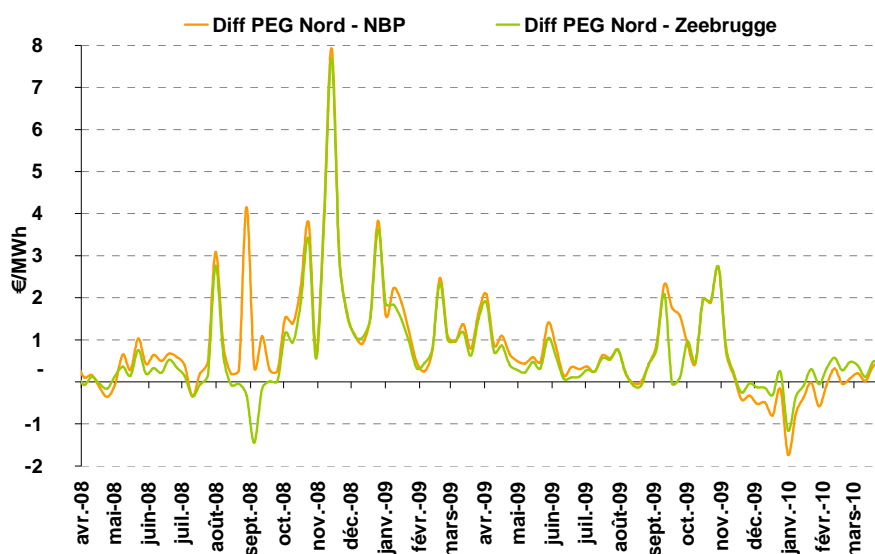
Si la hausse des prix du gaz sur les marchés spot français et européens observée en janvier serait le résultat d'un surplus de demande occasionné par les différentes vagues de froid, la tendance baissière constatée à partir du mois de février et qui s'est poursuivie en mars, serait à relier au relâchement de la tension sur l'équilibre offre-demande grâce à l'offre abondante de gaz liée notamment aux déchargements de GNL.

Par rapport aux marchés adjacents, les prix spot français sont supérieurs en moyenne trimestrielle de 0,14€/MWh par rapport à ceux de Zeebrugge. A noter que sur le premier mois de l'année 2010, les prix sur le marché NBP ont été supérieurs à ceux du PEG nord (+0,68€/MWh). Ce différentiel reflète d'importantes tensions survenues sur l'approvisionnement du pays en raison d'une forte demande, couplé à des interruptions de fourniture de gaz de Norvège. Ces événements ont conduit National Grid à publier plusieurs « Gas Alerts Balancing » au cours du mois de janvier, afin de permettre aux fournisseurs de recourir à la flexibilité de leurs contrats interruptibles.



Sources : Argus, Heren, Powernext – Analyse : CRE

Différentiel de prix *Day-ahead* sur les principaux hubs européens - Différentiel en moyenne hebdomadaire -



Sources: Argus, Heren, Powernext – Analyse : CRE

5. Suivi des infrastructures

La capacité technique réduite représente la somme des capacités fermes et interruptibles effectivement disponibles après travaux.

Sur la liaison entre GRTgaz Nord et GRTgaz Sud, au 1^{er} trimestre 2010, les flux réalisés saturent moins qu'auparavant la capacité technique réduite (taux d'utilisation de 79% de la capacité sur la période 1^{er} janvier 2010 – 31 mars 2010, contre 92% sur l'année 2009 et presque 100% au 1^{er} trimestre 2009).

6. Concentration du marché français du gaz

A la fin du premier trimestre 2010, 52 expéditeurs sont actifs aux PEG. 26 acteurs étaient présents sur Powernext *Gas Spot* et 23 sur Powernext *Gas Futures*.

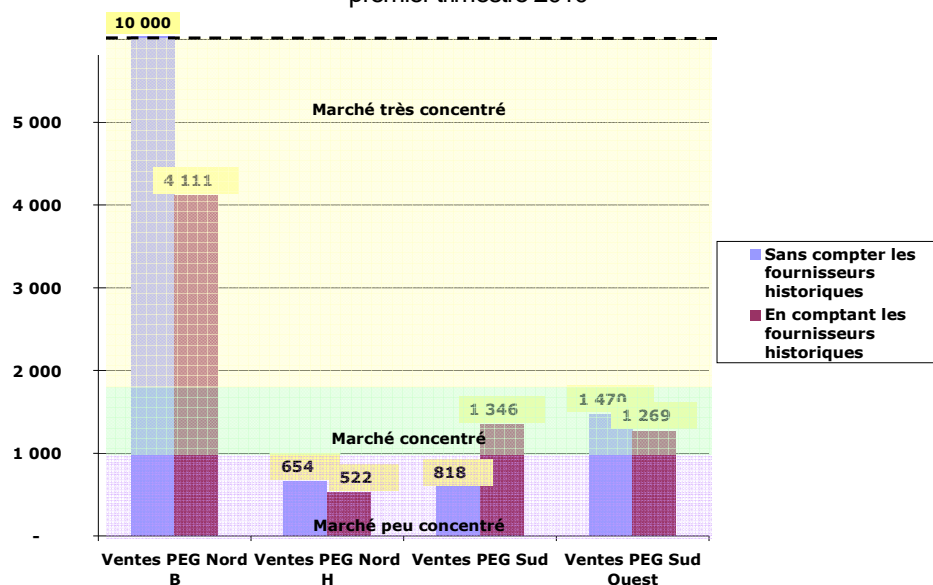
A. Concentration aux PEG

Le graphique suivant donne l'indice de Herfindahl-Hirschman (HHI)²¹ pour les différents segments du marché de gros français. L'indice est calculé sur les enlèvements et livraisons nominés auprès de GRTGaz ou TIGF, et non sur les transactions conclues sur le marché pendant la période.

Au premier trimestre 2010, il existe de fortes disparités sur le segment des achats/ventes aux PEGs.

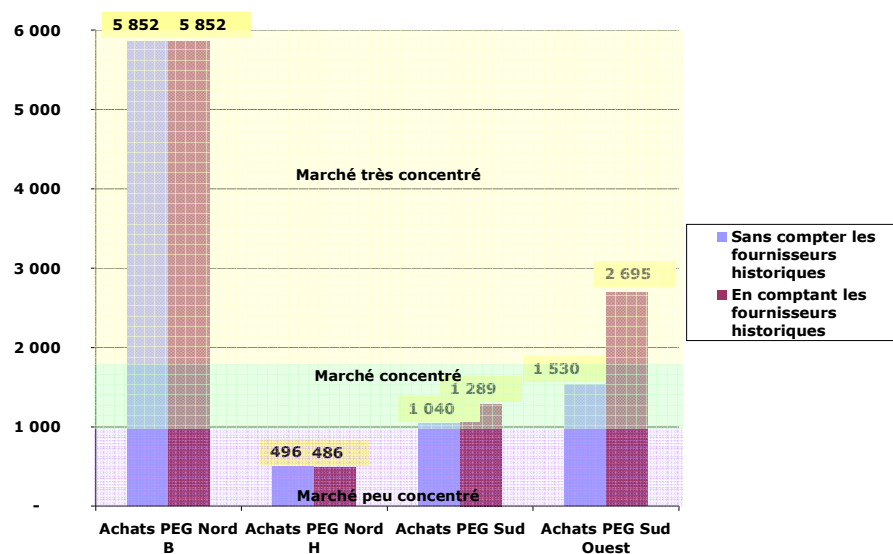
²¹ L'indice HHI est égal à la somme des carrés des parts de marché des intervenants, et mesure la concentration du marché (il est d'autant plus élevé que le marché est concentré). On considère généralement qu'un marché est peu concentré si son HHI est inférieur à 1 000, et très concentré s'il est supérieur à 1 800.

Indice de concentration HHI – Ventes aux PEG - premier trimestre 2010 -



Sources : GRTgaz, TIGF – Analyse : CRE

Indice de concentration HHI – Achats aux PEG - premier trimestre 2010 -



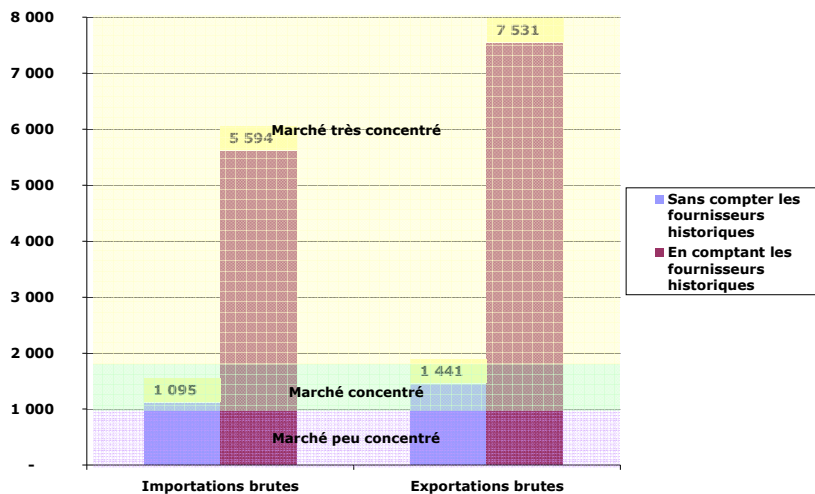
Sources : GRTgaz, TIGF – Analyse : CRE

B. Concentration aux interconnexions

Les graphiques suivants montrent la concentration des importations (livraisons sur le réseau de transport aux points d'interconnexion) et des exportations (enlèvement depuis le réseau français aux points d'interconnexion).

Les importations sont beaucoup moins concentrées lorsque les fournisseurs historiques ne sont pas pris en compte.
 À l'inverse, les exportations sont très concentrées que les fournisseurs historiques soient pris en compte ou non.

Indice de concentration HHI – importations/exportations - premier trimestre 2010 -



Sources: GRTgaz, TIGF – Analyse : CRE

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

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

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 les filiales qu'ils contrôlent. 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)²⁷** : 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).

²⁷ « Over the Counter » ou de gré à gré

Glossaire propre à l'observatoire du marché du gaz

Fournisseur historique : les fournisseurs historiques regroupent GDF Suez, Tegaz, les Entreprises Locales de Distribution (ELD) et les filiales qu'ils contrôlent. 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 annualisée pour les sites transport est calculée à partir de la consommation relevée en 2007 et, pour les sites multifournisseurs, la part de la consommation affectée à chaque fournisseur s'effectue au prorata des capacités de transport souscrites.

La consommation annualisée des sites distribution est la consommation annuelle de référence (CAR) de chaque site mise à jour au 1^{er} avril 2008.

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 :

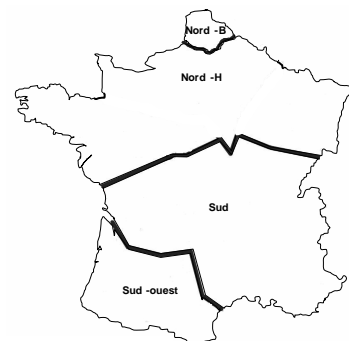
- les clients non résidentiels raccordés au réseau de transport
- les clients non résidentiels raccordés au réseau de distribution
- les clients résidentiels raccordés au réseau de distribution

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

« **Take-or-Pay** » : clause d'un contrat de fourniture de gaz ou d'électricité par laquelle le vendeur garantit la mise à disposition auprès de l'acheteur et qui garantit en contrepartie le paiement d'une quantité minimal d'énergie, qu'il en prenne livraison ou non.

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 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.

