



## Marchés

# Le fonctionnement des marchés de gros français de l'électricité et du gaz naturel

**Rapport 2009-2010**

# Le fonctionnement des marchés de gros français de l'électricité et du gaz naturel en 2009-2010

## Sommaire

**p. 1** Introduction

**p. 4** Synthèse du rapport

**p. 8** **SECTION I - Les marchés de gros de l'électricité**

p. 10 1. Le développement des principaux segments du marché de gros

p. 23 2. Les prix de l'électricité

p. 36 3. Analyse de la production et de sa transparence

p. 48 4. Analyse des transactions

**p. 52** **SECTION II - Les marchés de gros du gaz**

p. 54 1. Le développement du négoce de gaz

p. 68 2. Les prix du gaz

p. 80 3. Les infrastructures gazières

p. 89 4. L'approvisionnement des acteurs/nouveaux entrants

**p. 94** **SECTION III - Annexes**

p. 96 1. Glossaire

p. 99 2. Index des graphiques

p. 100 3. Index des tableaux

p. 101 4. Index des encadrés

p. 101 5. Table des matières

# Introduction

L'évolution des marchés de gros de l'énergie au début de l'année 2009 a été marquée par la nette baisse des prix de l'électricité et du gaz, dans le sillage d'une baisse généralisée des cours des autres combustibles (pétrole, charbon) ainsi que des quotas d'émission. Cette évolution a eu pour toile de fond la crise financière et le contexte récessif qui en a découlé.

Dans ce contexte, les prix du gaz sur les marchés ont évolué de manière déconnectée des prix des contrats d'importation indexés sur le pétrole. Cette déconnexion, si elle s'est résorbée en partie avec la récente remontée des cours gaziers, représente une opportunité intéressante pour la diversification des approvisionnements des fournisseurs et des consommateurs. Elle a été également un catalyseur du développement du négoce sur les places d'échange de gaz en France et, en particulier, au PEG Nord. Ce dernier connaît, par ailleurs, une corrélation croissante des prix avec les places de marché néerlandaise (TTF) et allemande (NCG).

Dans le cas de l'électricité, l'évolution des prix n'a pas été exempte de heurts avec en particulier l'occurrence d'un pic de prix en octobre 2009 où les offres à la vente sur le marché spot n'ont pas permis de satisfaire les achats sur une plage de quatre heures durant laquelle le prix a été de 3 000 €/MWh, plafond technique de la bourse EPEX Spot. Un pic de prix de moindre amplitude a également été observé au cours du mois de janvier 2010.

Dans le cadre de sa mission de surveillance des marchés de gros de l'électricité et du gaz, la CRE a mené des investigations sur ces épisodes de marché, dont le présent rapport rend compte. Les travaux ont également porté sur l'examen des modèles de valorisation et d'intervention sur les marchés d'EDF et d'EDF Trading.

La CRE attache une importance particulière à l'amélioration de la transparence des données fondamentales et, en particulier, des données relatives au parc de production d'électricité. Le dispositif de transparence mis en place par l'UFE a connu des améliorations successives en 2009 et 2010 et devrait progresser d'ici la fin de l'année avec la publication des arrêts fortuits par centrale. Cette publication devrait apporter un net progrès pour les acteurs du marché, cette information pouvant avoir un impact significatif sur les prix.

L'information concernant les centrales de production d'électricité, la correcte utilisation de ces centrales compte tenu des conditions de marché et, plus globalement, l'information concernant les fondamentaux des secteurs de l'électricité et du gaz (parc de production, infrastructures...), représentent, en effet, la clef de voûte du bon fonctionnement des marchés de gros de l'énergie. Les travaux en cours au plan européen, une fois aboutis, devraient permettre la mise en place d'un cadre législatif européen couvrant les notions d'abus de marché, en lien notamment avec la notion d'information privilégiée. Ces travaux concernent à la fois la révision de l'actuelle directive MAD <sup>(1)</sup> ainsi que la mise en place de mesures spécifiques à la transparence et à l'intégrité des marchés de gros de l'électricité et du gaz <sup>(2)</sup>.

---

(1) Consultation publique du 25 juin 2010 sur la révision de la directive abus de marché, DG Market.

(2) Consultation publique du 31 mai 2010 sur les mesures de transparence et d'intégrité des marchés de gros de l'électricité et du gaz, DG ENER.

Par ailleurs, la Commission européenne a annoncé, le 15 septembre 2010, des mesures d'encadrement et de transparence concernant les produits dérivés OTC. Ces mesures découlent des engagements pris dans le cadre du G20 à la suite de la crise financière.

L'architecture de surveillance des marchés de gros de l'énergie continue donc de se préciser au plan européen. Le 3<sup>e</sup> paquet énergie prévoit la généralisation de la supervision des marchés de gros par les régulateurs nationaux, ainsi que par l'ACER. Les directives du 3<sup>e</sup> paquet posent également le principe de coopération entre les régulateurs sectoriels et financiers.

Au plan national, ce principe de coopération est d'ores et déjà prévu par la loi sur la régulation bancaire et financière (LRBF), adoptée par l'Assemblée nationale le 11 octobre 2010. Plusieurs dispositions prévues dans cette loi découlent des travaux de la commission présidée par Michel Prada à laquelle la CRE a contribué et dont les conclusions rendues en avril dernier ont fait l'objet d'un consensus. S'agissant de la surveillance du marché du CO<sub>2</sub> <sup>(3)</sup>, la commission Prada a recommandé de mettre en place au plan européen une architecture de surveillance harmonisée, donnant compétence aux régulateurs financiers sur l'ensemble des marchés du CO<sub>2</sub> et élargissant le champ de compétence des régulateurs de l'énergie à l'analyse des fondamentaux et des interactions entre marché du CO<sub>2</sub> et marchés de l'énergie.

La loi de régulation bancaire et financière met en œuvre ces recommandations au plan national. Cette loi :

- donne compétence à l'Autorité des marchés financiers (AMF) sur le marché au comptant du CO<sub>2</sub> ;
- étend la mission de la CRE à l'analyse de la cohérence entre les fondamentaux des marchés de l'énergie et les transactions réalisées sur le marché du CO<sub>2</sub> ;
- instaure le principe d'une coopération élargie entre l'AMF et la CRE.

L'AMF et la CRE devraient finaliser un accord de coopération permettant de décliner les principales dispositions de cette loi. L'accord envisagé devra permettre de mettre en avant la complémentarité de l'expertise sectorielle et de l'approche financière au profit de la régulation des marchés de l'énergie, ainsi que des quotas de CO<sub>2</sub>, ce dernier étant particulièrement représentatif d'un marché financiarisé étroitement lié aux marchés de l'énergie.

En termes d'architecture globale de surveillance, de telles dispositions prendront pleinement leur sens lorsqu'elles seront généralisées à l'ensemble des pays européens, les marchés sous-jacents (électricité, gaz, quotas d'émission) étant eux-mêmes traités à l'échelle européenne.

---

(3) Les marchés européens du CO<sub>2</sub> ont subi en 2009 une fraude importante à la TVA. L'adoption du régime d'autoliquidation de TVA devrait permettre de résorber ce risque. L'attention a toutefois été portée sur les risques de propagation de telles fraudes aux marchés européens de l'électricité et du gaz. Des mesures de sensibilisation et de vigilance ont été adoptées par les parties prenantes (régulateurs, autorités administratives et judiciaires, bourses, gestionnaires de réseaux), tant au niveau national qu'au niveau européen.



# Synthèse du rapport

## ÉLECTRICITÉ

### Les prix et le négoce d'électricité

Le marché de gros a poursuivi sa progression en 2009 avec un volume total échangé atteignant près de 750 TWh. Ceci représente une augmentation de près de 15 % par rapport à l'année précédente, en dépit d'une baisse des injections physiques constatées sur le réseau. Cette croissance des volumes négociés est par ailleurs principalement liée à une progression du négoce sur le marché à terme, notamment au cours du premier trimestre 2009, dans un contexte de prix plus faibles qu'en 2008.

L'année 2009 a en outre été marquée par un très net recul du solde exportateur français qui s'est poursuivi au premier semestre 2010. Cette dégradation du solde des échanges est principalement liée à une disponibilité particulièrement faible du parc nucléaire au cours de cette période. On note toutefois à partir de juin 2010 un redressement très net des exportations, lié là encore à l'amélioration de la disponibilité nucléaire.

Avec un prix spot moyen de 43,01 €/MWh en 2009, le prix français de l'électricité a été inférieur à celui constaté en 2008 (-38 %). Une baisse similaire a également été constatée sur les prix à terme de l'électricité (-30 %) ainsi que sur l'ensemble des prix des produits énergétiques (pétrole, gaz, charbon, CO<sub>2</sub>) après les niveaux record atteints en 2008. La persistance d'une marge positive entre les prix à terme allemands et français de l'électricité peut par ailleurs témoigner de l'intégration par le marché d'une prime de risque sur le produit annuel pour livraison en France, du fait notamment de la plus grande thermosensibilité de la demande électrique<sup>(4)</sup> et de la moindre liquidité du marché français.

Le marché spot français a été marqué par l'occurrence de pics de prix au cours de l'hiver 2009-2010. Le pic du 19 octobre 2009, durant lequel le prix spot a atteint la valeur de 3 000 €/MWh durant 4 h, a fait l'objet d'une délibération de la CRE en date du 20 novembre 2009. Cet épisode avait conduit la CRE à demander à EDF de mettre en œuvre les moyens nécessaires pour renforcer la fiabilité insuffisante des données prévisionnelles de son parc de production. Elle avait en outre demandé à l'UFE d'améliorer la transparence des données prévisionnelles. L'UFE a par la suite mis en place en juin 2010 et annoncé pour fin 2010 de nouvelles mesures visant à améliorer le degré de transparence sur le marché de gros français de l'électricité.

Un second pic de prix, de moindre ampleur, a également eu lieu le 12 janvier 2010. Les investigations réalisées par la CRE à cette occasion ont permis de constater qu'EDF n'offrirait pas de façon automatique certains volumes liés à des effacements dans les matrices d'offres transmises à EPEX Spot. EDF a précisé qu'une partie des effacements sont déjà systématiquement proposés au marché et a informé la CRE que cette pratique allait être étendue aux effacements EJP Nord et à certains effacements industriels. La CRE considère que ces mesures opérationnelles apportent une évolution favorable au fonctionnement du marché de gros français de l'électricité et a pris note de l'engagement d'EDF de mettre en œuvre ces décisions à brève échéance.

(4) La baisse de la température de 1°C entraînait une hausse de la consommation électrique de 2 100 MW en France en 2008, du fait du recours important au chauffage électrique.

## **L'analyse et la transparence de la production**

L'analyse des données de production de chaque unité permet d'établir qu'en 2009 les durées d'utilisation des différentes filières ont été cohérentes avec les coûts marginaux de production de chacune d'entre elles. Elle permet également d'observer qu'au cours de l'année 2009 les frontières ont été moins souvent marginales qu'en 2008, tandis que la marginalité du nucléaire s'est légèrement accrue, bien qu'elle demeure inférieure à 10 %.

La comparaison des coûts marginaux du système EDF et des prix spot issus de l'enchère EPEX a montré que, sur les heures où EDF Trading est supposée être marginale, l'écart prix/coût s'est élevé en 2009 en moyenne à 6,5 %. Corrigé des valeurs liées au pic de prix du 19 octobre 2009, ainsi que des occurrences parfois négatives des modèles d'optimisation, l'écart prix-coût s'établit sur l'année 2009 à 3,3 %.

Sur la base de ces résultats, la CRE considère que, sur l'année 2009, l'écart entre prix et coûts marginaux est à des niveaux qui ne caractérisent pas un abus de position dominante.

La politique de gestion du risque d'EDF a par ailleurs fait l'objet d'un examen particulier. L'optimisation de la position d'EDF sur les marchés est effectuée par EDF Trading qui, dans le cadre de cette politique, respecte le critère de « risque 1 % » à 16 h. À cette fin, une marge d'incertitude sur les volumes disponibles à la vente est prise en compte pour couvrir les aléas susceptibles d'affecter l'équilibre offre-demande d'EDF entre le fixing de la bourse et 16 h. La CRE considère que cette marge n'a pas d'impact dans les configurations sans tension sur le marché spot fran-

çais ainsi que dans les configurations où EDF est acheteur. En revanche, la CRE a soulevé la question de l'impact potentiel de cette marge dans le cas de tensions sur le marché spot de l'électricité, sans véritable tension physique sur le système électrique. Le prix de marché pourrait dans ce cas se fixer à des niveaux qui dépassent ceux qui auraient résulté de l'offre à la vente de tout ou partie de cette marge, selon son prix d'offre. EDF a informé la CRE que, sous réserve d'études approfondies des impacts opérationnels, une modification des modalités d'application de la politique de risque allait être mise en œuvre d'ici fin 2010, de sorte que le respect du risque 1 % soit satisfait au moment de la soumission des offres sur EPEX Spot et non plus à 16 h, et ainsi que le risque soit désormais porté par EDF y compris entre le fixing de la bourse et 16 h.

Dans l'attente des résultats de ces études, la CRE considère qu'une telle évolution serait de nature à clarifier le partage des rôles et des responsabilités entre EDF et EDF Trading et améliorerait les modalités d'intervention du groupe sur les marchés de gros de l'électricité.

S'agissant de la transparence des données de production, le dispositif de transparence de l'UFE s'est étoffé en 2009 et 2010, avec en particulier la publication de prévisions de disponibilité pour chaque unité de production de puissance supérieure à 100 MW depuis le 1<sup>er</sup> juillet 2010. L'UFE a par ailleurs annoncé pour la fin de l'année 2010 la publication pour ces unités des arrêts fortuits sous un délai de 30 minutes.

Malgré ces progrès, la fiabilité des données prévisionnelles reste perfectible. L'analyse des prévisions, publiées jusqu'alors de façon agrégée pour les différentes filières, montre ainsi une surévaluation statistique des prévisions à

court et moyen terme. Dans le cas de la filière nucléaire, la disponibilité réalisée est ainsi statistiquement inférieure aux prévisions publiées en J-1. Ces écarts feront l'objet d'un suivi régulier et d'une analyse plus précise permettant d'expliquer leur amplitude.

## **L'analyse des transactions**

Cette section du rapport analyse les offres soumises par les différents acteurs du marché sur la plateforme EPEX Spot auction pour la France. Un examen plus attentif de l'évolution des carnets d'ordres suite au pic de prix du 19 octobre 2009 a montré que les offres à tout prix n'ont diminué que pendant une dizaine de jours après le pic de prix.

# **GAZ**

## **Les prix et le négoce de gaz**

L'année 2009 a été propice au développement des échanges sur les marchés de gros du gaz. L'offre s'est révélée abondante sur les marchés mondiaux du fait de la production de gaz non conventionnel aux États-Unis et de l'arrivée de volumes importants de GNL. Face à une demande restée déprimée compte tenu du contexte récessif, notamment en Europe et en France, les prix de gros observés sur les principales places de marché européennes ont atteint des points bas en 2009 et se sont inscrits en net retrait par rapport aux prix des contrats d'approvisionnement à long terme indexés sur les produits pétroliers. Dans ce contexte, les marchés de gros du gaz ont constitué une source d'approvisionnement attractive pour les fournisseurs de clients finals

Les nominations journalières aux frontières ont été étudiées au regard des différentiels de prix day-ahead pour identifier les nominations à contre-sens des différentiels de prix frontaliers. Entre 2008 et 2009, le nombre d'acteurs nommant des capacités journalières à contre-sens a augmenté principalement sur les frontières allemandes à l'import, espagnoles à l'export, et à la frontière britannique dans les deux sens. Plusieurs acteurs concernés ont été interrogés. Les explications avancées portent pour l'essentiel sur l'inefficacité de certains mécanismes d'échange, l'enchaînement des clôtures des places de marché, ou encore l'insuffisante liquidité du marché day-ahead français ou des marchés adjacents.

et ont représenté, côté producteurs, un débouché pour les volumes de gaz non vendus dans le cadre des clauses de take-or-pay des contrats à long terme.

Les volumes livrés aux PEG ont ainsi augmenté de 90 TWh, net reflet de la progression des échanges sur les marchés de gros dans un contexte de baisse de la consommation : les livraisons aux PEG représentent en 2009 presque la moitié du volume total des livraisons physiques, contre 29 % en 2008. La zone Nord concentre toujours l'essentiel des livraisons.

Les volumes des transactions ont quant à eux plus que doublé pour la quasi-totalité des pro-



duits, aussi bien sur le marché spot que sur le marché à terme. Cette croissance en volumes ne se reflète que marginalement sur la taille du marché du fait de la baisse spectaculaire des prix du gaz en 2009 : les transactions négociées s'élevèrent à 2,2 milliards d'euros en 2009, en progression de 13 % par rapport à 2008.

L'évolution des prix de gros sur les marchés gaziers a pour sa part été marquée tout au long de 2009 et sur les premiers mois de 2010 par une déconnexion nette avec les références de prix issus de contrats à long terme indexés sur le pétrole. Cette déconnexion a été la conséquence des excédents de gaz sur les marchés mondiaux dans un contexte de demande déprimée, même si celle-ci montre en 2010 des signes de reprise.

Les prix de marché ont donc fortement baissé en 2009, avant d'entamer un mouvement de hausse qui s'accélère depuis le printemps 2010. Cette tendance, observée sur les principales places de marché en Europe, a réduit l'écart entre prix de marché et prix des contrats de long terme indexés sur le pétrole, même si cet écart reste encore significatif.

C'est dans ce contexte que la CRE a mené un audit de la formule d'approvisionnement de GDF SUEZ, dont les conclusions ont été rendues publiques par délibération du 31 août 2010.

### **L'utilisation des infrastructures**

Les conditions de l'accès aux infrastructures gazières ont continué à s'améliorer en 2009, permettant à un nombre croissant d'acteurs d'intervenir sur le marché : le nombre d'utilisateurs est en constante augmentation sur les réseaux de transport et de stockage.

Les engagements de GDF SUEZ de limiter à 50 % sa part dans les capacités d'importation en France constituent un élément majeur d'ouverture des marchés. Ils ont en effet permis à des fournisseurs alternatifs de réserver des capacités d'entrée en France dès octobre 2010 pour des volumes significatifs. Ces engagements s'accompagnent d'un certain nombre d'investissements visant à accroître les capacités d'entrée en France au Nord comme au Sud.

L'accès aux infrastructures en zone Sud est resté encore très contraint en 2009 et les capacités d'entrée ont tout juste permis de couvrir la consommation et les stockages : la liaison Nord-Sud a été utilisée à 96 %. La récente mise en service de Fos-Cavaou a cependant amélioré significativement l'approvisionnement de la zone Sud, ce qui devrait se poursuivre avec la mise en service à moyen terme de capacités supplémentaires d'entrée en provenance de l'Espagne.

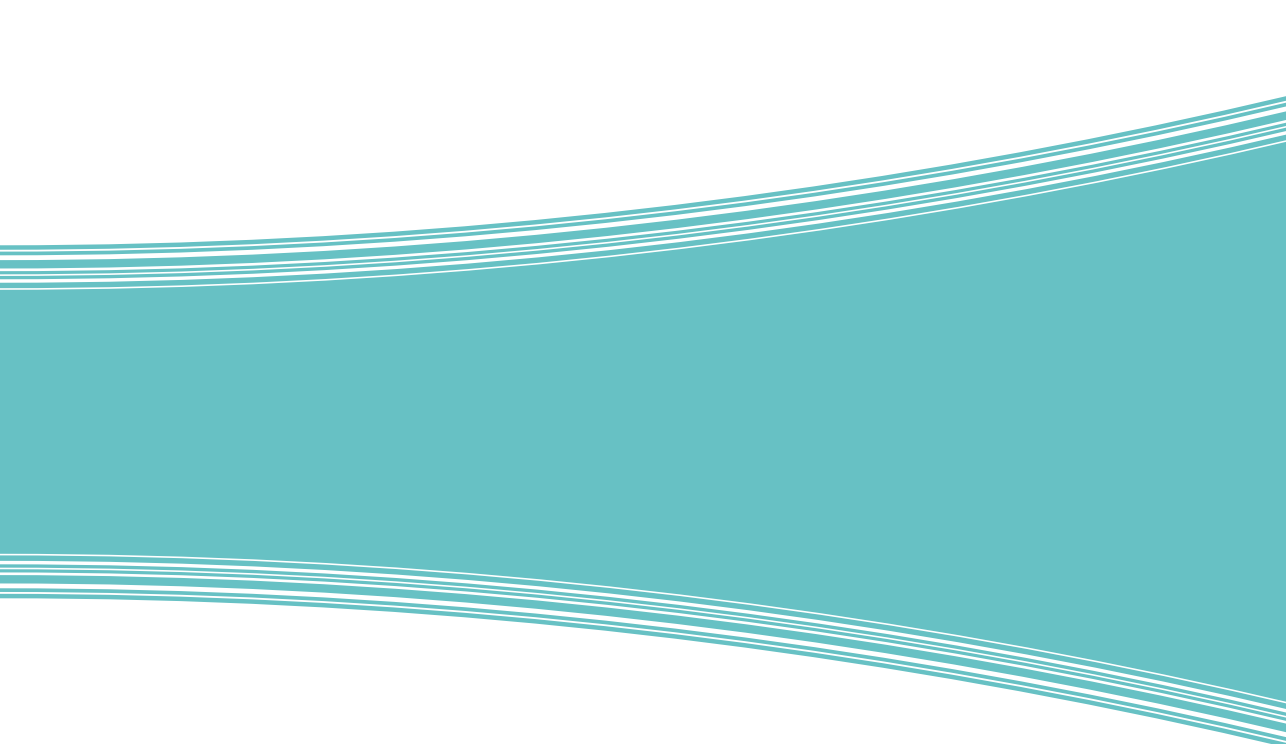
### **L'approvisionnement des nouveaux entrants**

Les fournisseurs alternatifs s'approvisionnent principalement aux PEG et en importations. Si la structure de l'approvisionnement reste relativement équilibrée entre ces deux sources, la part d'approvisionnement aux PEG a légèrement augmenté depuis 2008, passant de 57 % à 59 % en 2009.

Cette tendance s'observe au Nord mais aussi, plus récemment, dans les zones Sud et Sud Ouest. Après la fin du programme de gas release en 2008, le recours aux PEG a dans un premier temps reculé avant de progresser rapidement au début de 2010.

# Section I

## Les marchés de gros de l'électricité



**1.** Le développement des principaux segments  
du marché de gros

p. 10

**2.** Les prix de l'électricité

p. 23

**3.** Analyse de la production et de sa transparence

p. 36

**4.** Analyse des transactions

p. 48

## 1. LE DÉVELOPPEMENT DES PRINCIPAUX SEGMENTS DU MARCHÉ DE GROS

En 2009, la disponibilité réduite du parc de production français, ainsi que les mouvements sociaux qui ont affecté les installations de production ont eu un impact significatif sur les volumes produits. Ceux-ci se sont élevés à 518 TWh, en baisse (-5,5 %) par rapport aux volumes observés en 2008 (549 TWh).

Dans une moindre mesure, la consommation intérieure a reculé, s'établissant à 486 TWh (consommation des clients finals hors pompage et pertes des gestionnaires de réseau), soit une diminution de 9 TWh par rapport au volume consommé en 2008. Cette baisse de la consommation a été observée dans un contexte de crise économique et financière. Pour satisfaire la consommation intérieure dans ce contexte de baisse de la production, les exportations nettes ont diminué de 21 TWh. Ce recul s'est traduit par une baisse des exportations brutes (-13 TWh) et un recours plus important aux importations, en augmentation de 8 TWh par rapport au volume enregistré l'année dernière.

Par ailleurs, l'année 2009 fut le témoin de mouvements significatifs des prix. La baisse des prix au cours du premier trimestre a offert aux acteurs des opportunités d'achat à bon compte, ce qui a constitué un élément générateur de liquidité sur les marchés de gros. L'importante volatilité des prix observée au cours du dernier trimestre a, d'autre part, contribué à accroître le négoce entre les acteurs, soucieux de réduire leur exposition au risque-prix dans un contexte de faible disponibilité du parc. Le dernier trimestre de 2009 fut également marqué par un pic de prix à 3 000 €/MWh survenu le 19 octobre.

Dans ce contexte, les échanges sur les marchés de gros intermédiés ont atteint 750 TWh, en

progression de 15 % par rapport à 2008. Cette hausse a surtout concerné le négoce de produits à terme.

Les livraisons physiques entre acteurs, suite à des contrats passés de gré à gré sur les marchés de gros (intermédié et bilatéral), ont représenté 342 TWh au cours de la même année, soit une progression de 9 TWh (+2,7 %) par rapport à 2008.

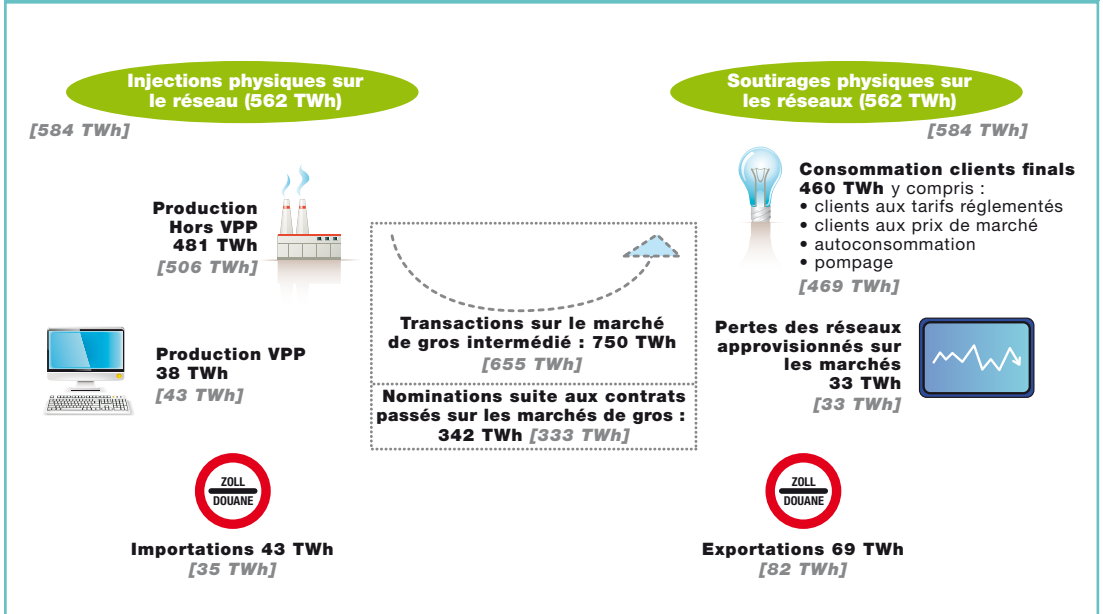
Le graphique 1 présente une vision simplifiée de ces différents flux pour l'année 2009 et 2008 (chiffres entre crochets).

L'objet de ce chapitre est de détailler les évolutions du marché de gros intermédié et de trois principaux segments du marché de gros physique, à savoir les échanges aux frontières, les ventes de VPP par EDF et les achats de pertes par les gestionnaires de réseaux français.

### 1.1. La progression soutenue du marché de gros intermédié en 2009 a été essentiellement tirée par le marché à terme, tandis que l'activité sur le marché spot a stagné

L'activité sur le marché de gros français intermédié regroupe les transactions conclues sur les marchés organisés et sur l'OTC intermédié (plateformes de courtage). Ce périmètre couvre l'essentiel de l'activité sur le marché de gros français de l'électricité.

En augmentation de 15 % par rapport à 2008, les volumes échangés sur le marché de gros se sont élevés en 2009 à près de 750 TWh (tableau 1). Rapporté aux données macro-économiques, le négoce d'électricité a représenté en 2009 envi-

**GRAPHIQUE 1 - Flux d'énergie entre les segments amont et aval du marché de gros français en 2009 (année 2009 [2008])**


Source : RTE - Analyse : CRE

ron 160 % de la consommation française, soit une augmentation de près de 20 points par rapport à 2008.

Si la baisse des volumes négociés sur les produits spot (infrajournalier, day-ahead continu et

day-ahead auction) est restée modérée (-3,1 %), le marché à terme a tiré à la hausse les volumes négociés en 2009. La croissance de ce segment de marché a été soutenue par les transactions opérées au cours du premier et du dernier trimestre de l'année 2009 (graphique 2, p. 12).

**TABLEAU 1 - Transactions négociées**
**a - Volumes des transactions**

Volumes (TWh)	2008	2009	S1 2009	S1 2010
Infrajournalier	0,78	1,05	0,48	0,57
Day-ahead continu	20,31	17,92	8,34	10,16
Day-ahead auction	51,63	51,46	26,34	26,28
Marché à terme	582,12	678,77	337,56	328,01
<b>Total</b>	<b>654,84</b>	<b>749,2</b>	<b>372,72</b>	<b>365,02</b>

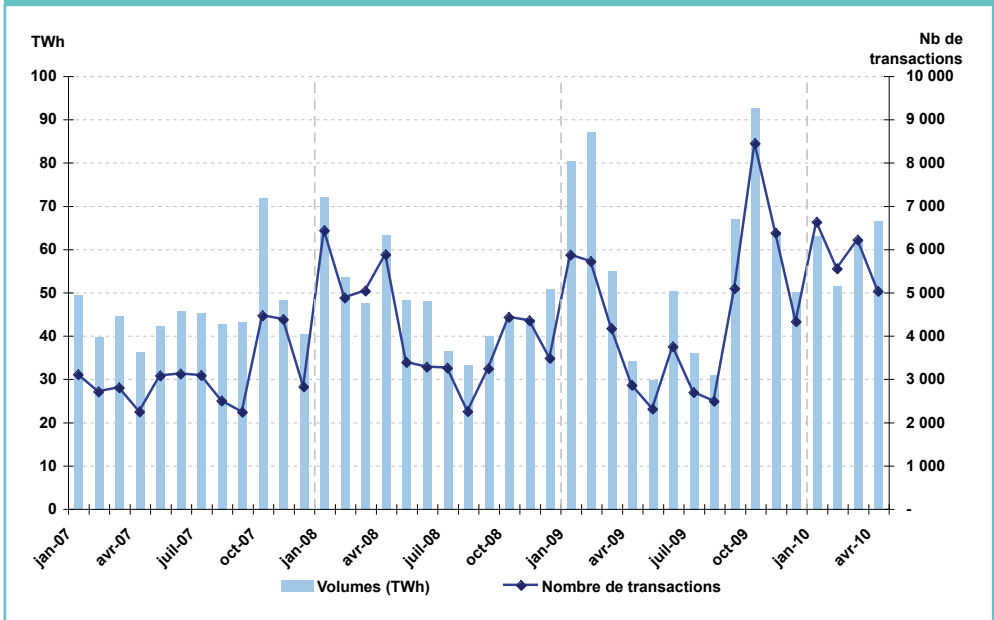
Sources : Courtiers, EPEX Spot France, EPD France - Analyse : CRE

## b - Nombre de transactions

Nombre de transactions	2008	2009	S1 2009	S1 2010
Infrajournalier	29 491	34 875	15 556	16 948
Day-ahead continu	36 272	37 452	15 767	21 788
Day-ahead auction	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.
Marché à terme	49 803	54 007	24 626	30 302
<b>Total</b>	<b>115 566</b>	<b>126 334</b>	<b>55 949</b>	<b>69 038</b>

Sources : Courtiers, EPEX Spot France, EPD France - Analyse : CRE

**GRAPHIQUE 2 - Évolution mensuelle des volumes et du nombre de transactions sur le marché à terme intermédiaire**



Sources : Brokers, EPD France - Analyse : CRE

Le tableau 2 détaille l'évolution trimestrielle du négoce par type de produit (mensuel, trimestriel, annuel) en comparant 2009 à 2008. Au cours du premier trimestre 2009, la croissance du négoce est portée par les produits Y+1 (+28 TWh) et par

les produits Q+1. Cette croissance s'opère dans un contexte de baisse des prix de l'électricité concomitante à une diminution des cours spot et à terme des combustibles fossiles tels que charbon et gaz (cf. chapitre 2).

Au cours des deuxième et troisième trimestres 2009, les mouvements sociaux et les nombreuses indisponibilités ayant affecté les installations de production françaises au cours de cette période peuvent partiellement expliquer l'évolution des volumes négociés sur les marchés à terme. D'une part, certains producteurs ont eu à offrir sur les marchés moins de volumes que ceux habituellement associés à leur portefeuille de production. Cette baisse se retrouve dans la diminution au deuxième trimestre des produits « Autres » regroupant les produits de courte échéance tels que les produits hebdomadaires (-20,5 TWh). D'autre part, face aux indisponibilités importantes du parc de production constatées au cours de cette période, les acteurs ont eu recours au marché pour couvrir leurs besoins de consommation, notamment à l'approche de la

période hivernale. Au troisième trimestre, 24 TWh du produit Q+1, pour livraison entre octobre et décembre 2009, ont ainsi été négociés.

Finalement, au dernier trimestre de l'année 2009, la hausse des volumes négociés est principalement portée par les produits mensuels, en forte augmentation par rapport au dernier trimestre de 2008 (+24,9 TWh), et dans une moindre mesure par les produits Q+1 et Y+1 dont les volumes augmentent respectivement de 15 TWh et 15,5 TWh par rapport à la même période de l'année précédente. Cette évolution peut s'expliquer par la volonté des acteurs de gérer leur exposition au risque-prix, dans un contexte de volatilité importante des prix observée au cours de cette période et de la faible disponibilité du parc de production.

**TABLEAU 2 - Répartition trimestrielle des volumes négociés par produits (en TWh année 2009 (2008))**

Maturité	T1 2009	T1 2008	T2 2009	T2 2008	T3 2009	T3 2008	T4 2009	T4 2008	2009	2008
M+1	19,3	21,7	19,8	18,7	17,3	13,2	37,2	12,3	<b>93,6</b>	<b>65,9</b>
M+2	7,5	10,3	4,0	7,2	6,4	3,8	12,0	3,7	<b>29,9</b>	<b>24,9</b>
M+3	3,4	4,3	3,8	4,0	2,8	2,6	1,7	1,2	<b>11,6</b>	<b>12,0</b>
Q+1	20,6	12,9	13,1	11,3	23,8	10,7	27,1	12,1	<b>84,6</b>	<b>46,9</b>
Q+2	16,7	11,5	8,5	17,0	11,7	7,0	6,0	4,8	<b>42,9</b>	<b>40,2</b>
Q+3	13,5	7,8	4,9	4,2	2,2	1,7	6,7	6,1	<b>27,3</b>	<b>19,7</b>
Q+4	8,3	6,9	0,6	3,2	2,3	3,6	11,1	6,5	<b>22,3</b>	<b>20,1</b>
Y+1	71,7	43,7	33,6	39,8	36,2	37,8	59,2	45,6	<b>200,7</b>	<b>166,9</b>
Y+2	18,4	14,8	8,4	16,2	12,2	12,5	14,9	20,3	<b>53,8</b>	<b>63,7</b>
Autres	43,5	39,7	17,9	38,4	19,4	16,9	31,3	26,5	<b>112,1</b>	<b>121,5</b>
<b>Total</b>	<b>222,8</b>	<b>173,4</b>	<b>114,6</b>	<b>159,9</b>	<b>134,3</b>	<b>109,8</b>	<b>207,0</b>	<b>138,9</b>	<b>678,7</b>	<b>582,1</b>

Sources : Brokers, EPD France - Analyse : CRE

- *Le nombre de responsables d'équilibre actifs sur le marché français a diminué au cours de l'année 2009*

Le nombre de responsables d'équilibre actifs sur le marché français a reculé en 2009. Ce recul est notamment expliqué par la diminution du nombre d'acteurs financiers (tableau 3). Les

nouveaux entrants sur le marché français ont pour l'essentiel été des producteurs européens intégrés et des nouveaux entrants européens. Toutefois, la diminution du nombre de responsables d'équilibre actifs n'a pas freiné l'augmentation générale des volumes négociés sur le marché intermédié de l'électricité français.

**TABLEAU 3 - Responsables d'équilibre actifs sur le marché français**

Classification	Nombre de RE actifs			
	2007	2008	2009	S1 2010
Producteurs européens intégrés	34	34	37	33
Traders acteurs financiers	24	31	23	25
Nouveaux entrants européens	13	16	18	20
Producteurs français	8	9	8	8
Nouveaux entrants français	5	6	6	6
Industriels	5	6	4	5
ELD <sup>(5)</sup>	5	4	4	4
Autres	3	4	4	4
<b>Total</b>	<b>97</b>	<b>110</b>	<b>100</b>	<b>105</b>

Source : RTE - Analyse : CRE

- *La taille du marché français de l'électricité s'est élevée à 40 milliards d'euros en 2009*

La valorisation du négoce sur le marché français de l'électricité a diminué d'une année sur l'autre passant de 49 milliards d'euros en 2008 à 39 milliards d'euros l'année suivante (graphique 3). Cette baisse en valeur intervient alors que le volume global en TWh échangés a augmenté d'environ 94 TWh. Néanmoins, parallèlement à cette augmentation, les prix sur les produits futures et forwards ont reculé entre les deux années. Ce constat est également observé sur les produits de plus courte échéance, les

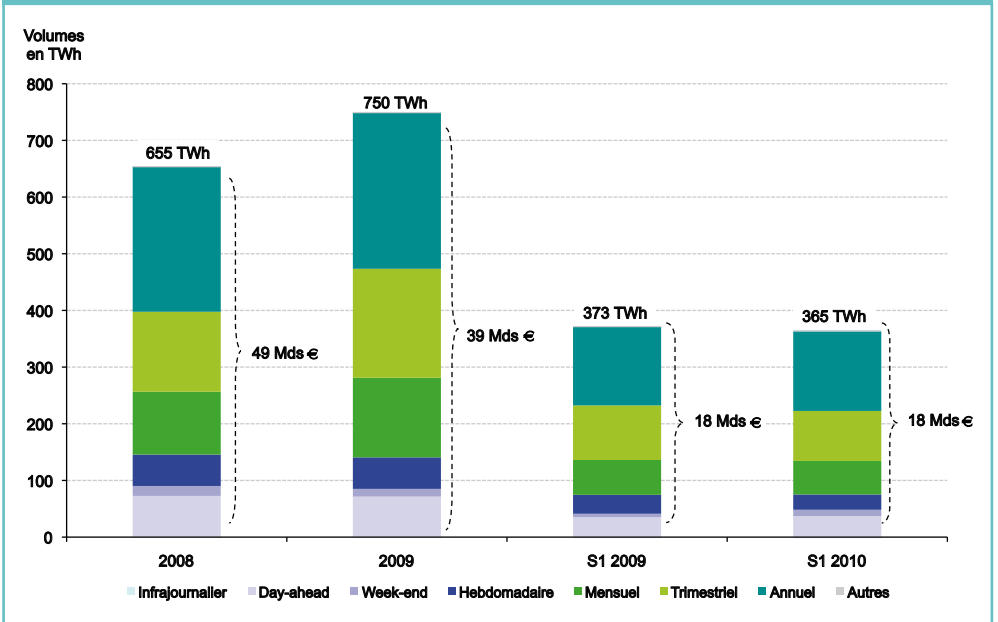
produits day-ahead. La diminution en valeur du marché provient ainsi de la combinaison entre un effet prix et un effet volume, l'effet prix négatif ayant été dominant.

En raison de leur volume intrinsèquement plus important, les transactions de produits à terme représentent 92 % de la valeur des transactions négociées sur les marchés. Par ailleurs, la majorité des échanges s'effectuent de gré à gré, les plateformes de négoce OTC rassemblent environ 86 % de la valeur négociée sur le marché, les 14 % restants étant négociés sur les marchés organisés (graphique 4).

(5) Entreprises locales de distribution.

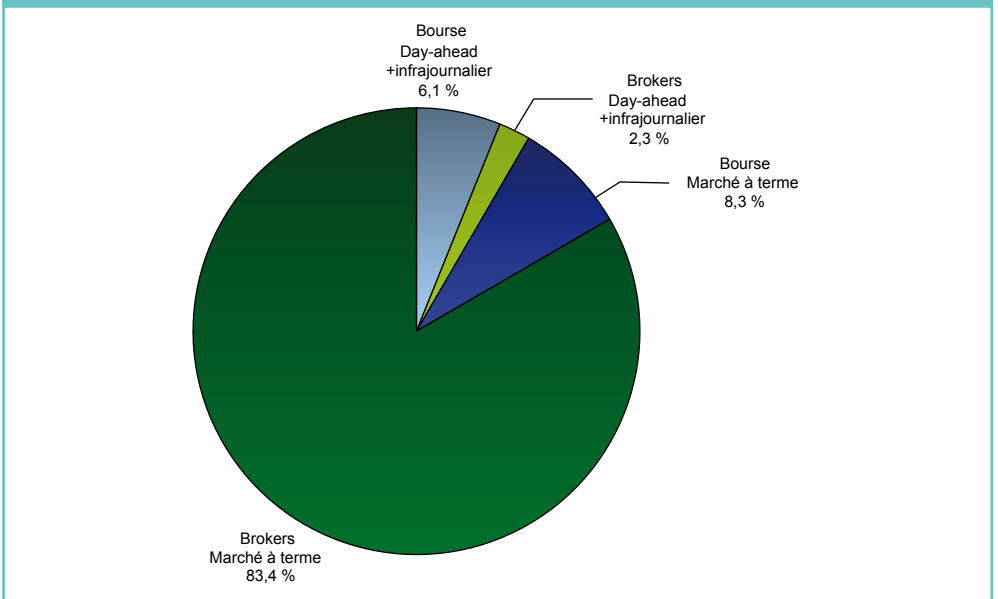


**GRAPHIQUE 3 - Volume et valorisation du négoce par produit (en Mds €)**



Sources : Courtiers, EPEX Spot France, EPD France - Analyse : CRE

**GRAPHIQUE 4 - Répartition en % du négoce par plateforme et par échéance en 2009**



Sources : Courtiers, EPEX Spot France, EPD France - Analyse : CRE

## 1.2. La conjoncture de 2009 et du premier semestre 2010 a accentué la dégradation du solde exportateur

- Une tendance à la réduction du solde exportateur français depuis 2007 et une dégradation sensible de ce solde dans un contexte de faible disponibilité nucléaire, avec toutefois des signes de redressement pour le second semestre 2010

Le tableau 4 donne des estimations de capacité d'interconnexion sur les différentes frontières pour l'hiver 2009. Les capacités d'interconnexions entre la France et les pays avoisinants représentent à l'export environ 13 % des capacités de production installées en France et 9 % à l'import. Ce pourcentage est conforme au critère

publié dans les conclusions du Conseil européen de Barcelone de mars 2002 visant à établir le niveau d'interconnexion des pays à 10 % de la capacité installée.

En 2009, les échanges transfrontaliers ont représenté 67,9 TWh à l'export et 43,4 TWh à l'import (tableau 5). Le solde exportateur net de 24,6 TWh s'inscrit en net recul par rapport à l'année 2008 (exportations nettes de 46,7 TWh). Ce recul s'enregistre dans le contexte d'une forte progression des volumes importés, de 34,7 TWh en 2008 à plus de 43 TWh en 2009, associée à une forte diminution des volumes exportés. Si cette tendance se poursuit sur les premiers mois de 2010, le solde exportateur s'améliore toutefois sensiblement à partir du mois de mai, en lien avec une disponibilité accrue du parc nucléaire (cf. partie 3).

**TABLEAU 4 - Capacités d'import et d'export entre la France et les pays voisins en 2009 (en MW)**

	Royaume-Uni	Belgique	Allemagne	Suisse	Italie	Espagne	Total
Import	2 000	2 300	3 050	2 300	995	500	<b>11 145</b>
En % du parc installé français	1,70 %	1,9 %	2,5 %	1,9 %	0,8 %	0,4 %	<b>9,3 %</b>
Export	2 000	3 400	2 500	3 200	2 650	1 300	<b>15 050</b>
En % du parc installé français	1,7 %	2,8 %	2,1 %	2,7 %	2,2 %	1,1 %	<b>12,5 %</b>

Source : RTE - Analyse : CRE

**TABLEAU 5 - Flux d'échanges aux frontières**

En TWh	Allemagne			Belgique			Royaume-Uni			Espagne			Italie			Suisse			Total		
	Imp.	Exp.	Net	Imp.	Exp.	Net	Imp.	Exp.	Net	Imp.	Exp.	Net	Imp.	Exp.	Net	Imp.	Exp.	Net	Imp.	Exp.	Net
2007	16,2	8,0	-8,2	1,6	11,8	10,2	3,3	9,7	6,4	1,9	7,3	5,4	0,3	20,7	20,4	4,3	26,1	21,8	27,6	83,6	<b>56,0</b>
2008	19,0	6,4	-12,6	1,9	10,9	9,0	1,4	12,7	11,3	3,0	5,8	2,8	1,8	19,6	17,8	7,7	26,1	18,4	34,7	81,4	<b>46,7</b>
2009	19,2	7,2	-12,0	5,8	3,0	-2,8	4,2	7,4	3,2	3,8	5,3	1,5	1,2	19,3	18,1	9,2	25,7	16,5	43,4	67,9	<b>24,6</b>
S1 2009	8,3	3,7	-4,6	2,7	2,4	-0,3	1,2	4,7	3,5	1,7	3,0	1,3	0,3	10,3	10,0	4,0	13,2	9,2	18,1	37,3	<b>19,2</b>
S1 2010	8,6	4,4	-4,2	2,7	1,7	-1,0	3,2	3,1	-0,1	2,1	0,6	-1,5	0,3	9,2	8,9	2,5	12,4	9,9	19,4	31,4	<b>12,0</b>

Source : RTE - Analyse : CRE

Les flux en provenance de Belgique, du Royaume-Uni et de Suisse expliquent la progression des importations. À la frontière belge, les importations sont passées de 1,8 TWh en 2008 à 5,8 TWh en 2009, rendant ainsi la France importatrice nette par rapport à ce pays. Une hausse des importations est également observée dans une moindre mesure avec l'Allemagne et l'Espagne.

Les soldes exportateurs nets s'inscrivent en recul par rapport aux niveaux de 2008 aux frontières avec la Belgique, l'Espagne, la Suisse et surtout le Royaume-Uni. Pour ce dernier pays, le repli est à relier à la structure du parc de production anglais caractérisé par des centrales au gaz, dont le coût du combustible a fortement baissé au cours de l'année 2009. Fin 2009 et début 2010, la France a même été importatrice nette d'électricité en provenance du Royaume-Uni.

Les échanges avec l'Italie représentent en définitive la seule exception notable. Le solde exporta-

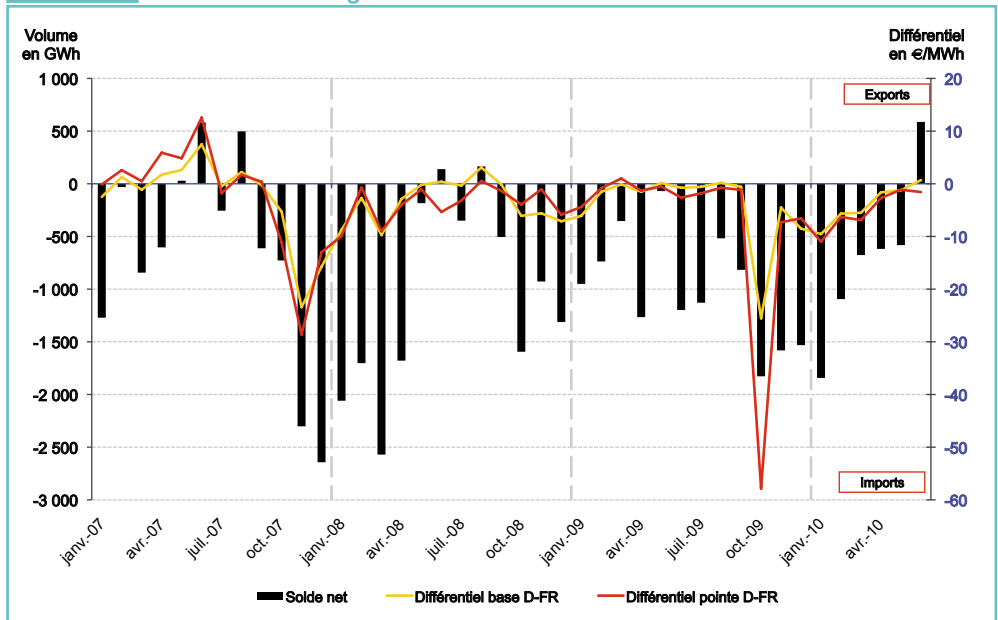
teur net vers l'Italie est en légère augmentation entre 2008 et 2009.

- *Des flux transfrontaliers en cohérence avec les différentiels de prix entre les pays*

D'un point de vue global, les évolutions mensuelles des soldes nets d'échanges aux frontières varient de façon corrélée avec les évolutions des différentiels de prix, cette corrélation étant particulièrement nette dans les cas allemand et britannique (graphique 5) : les soldes des échanges observés sur toutes les frontières sont cohérents avec le sens des différentiels de prix moyens par rapport à la France (day-ahead, base). La cohérence globale des flux transfrontaliers avec les différentiels de prix n'implique pas nécessairement la cohérence de toutes les transactions individuelles. À l'échelle des entreprises, l'analyse du comportement des acteurs lors de leurs nominations aux interconnexions figure dans la section 4.2 du rapport.

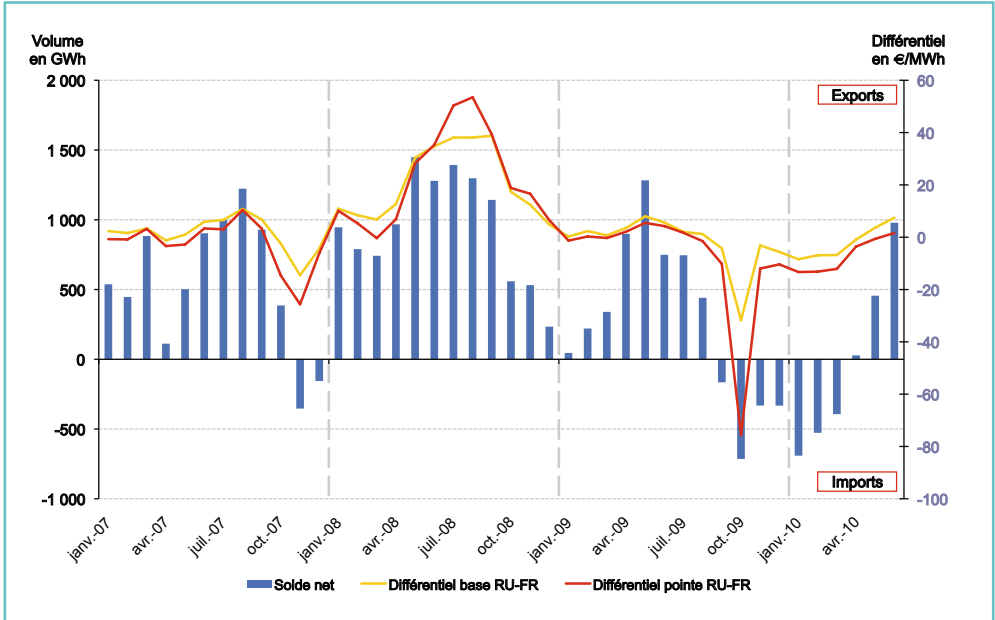
## GRAPHIQUE 5 - Solde net d'exportations et différentiel de prix avec les pays avoisinants

### a - France – Allemagne



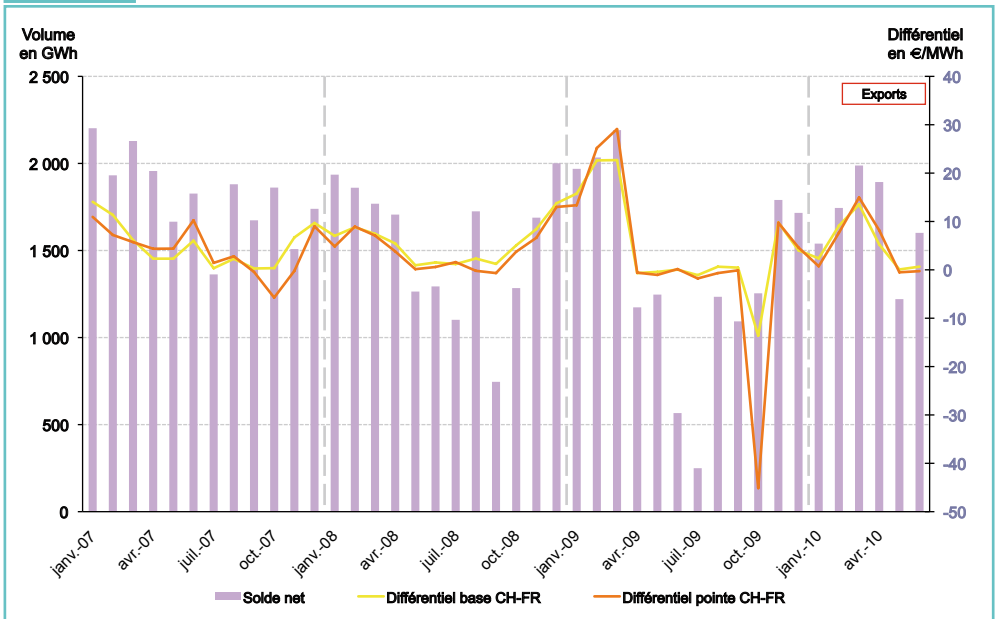
Sources : RTE, EPEX Spot - Analyse : CRE

### b - France – Royaume-Uni



Sources : RTE, EPEX Spot - Analyse : CRE

### c - France – Suisse



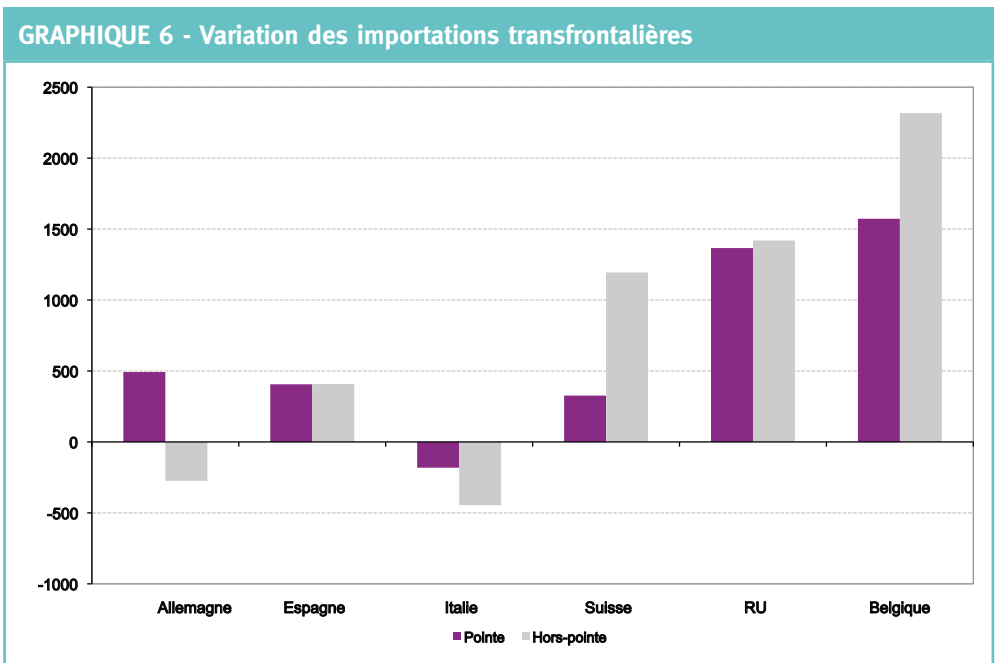
Sources : RTE, EPEX Spot - Analyse : CRE

- *Au cours de l'année 2009, les besoins d'importation se généralisent au-delà des produits de pointe*

Les importations sur l'année 2009 se sont accrues d'environ 8 TWh par rapport à leur niveau de 2008. Cet accroissement des importations s'est réparti uniformément entre les heures de pointe et les heures hors-pointe : 54 % de la hausse des importations peut ainsi

être associée à des importations en heures creuses (graphique 6).

Cette augmentation s'explique notamment par la hausse des importations hors-pointe en provenance du Royaume-Uni, de la Belgique et de la Suisse, en raison d'une hausse du nombre de jours pendant lesquels le différentiel de prix en heures creuses avec ces pays était favorable à l'importation.



Source : RTE - Analyse : CRE

### 1.3. Le volume des pertes achetées par les gestionnaires de réseaux est resté stable d'une année sur l'autre

Les achats par les gestionnaires de réseaux RTE et ERDF, nécessaires à la compensation de leurs pertes, représentent 33 TWh en 2009. Ce chiffre est constant par rapport au niveau de 2008 (33 TWh).

Ces achats sont opérés au cours de consultations organisées plusieurs fois par mois par les

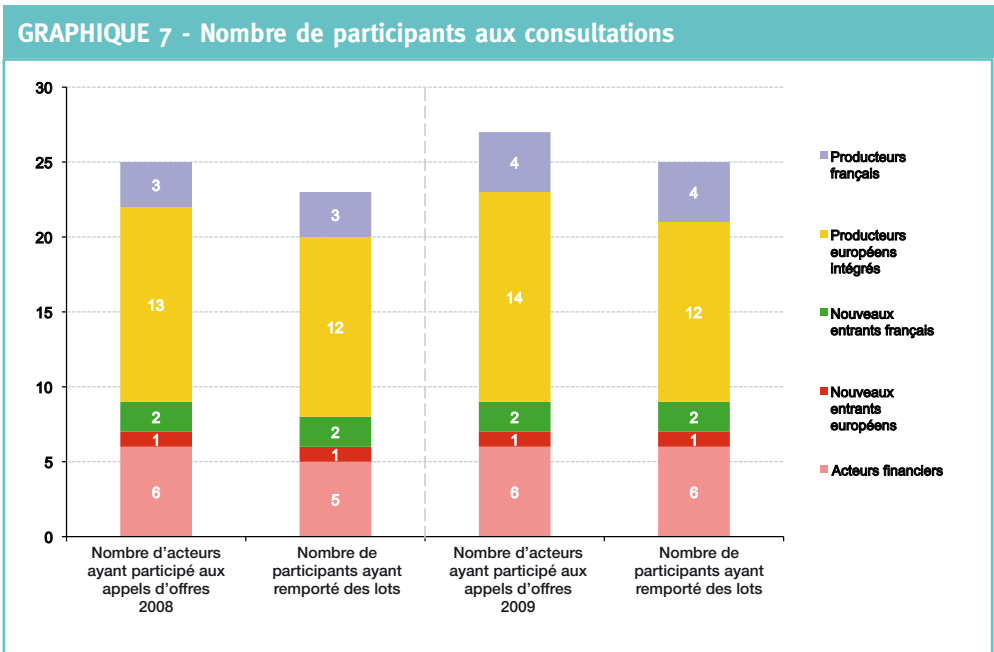
gestionnaires de réseaux. En 2009, 105 appels d'offres ont été organisés par les deux gestionnaires de réseaux ; 45 ont été organisés au premier semestre 2010. Pour comparaison, 112 appels d'offres avaient été organisés en 2008. Le graphique 7 (p. 20) illustre le nombre de participants à ces consultations.

Au cours des appels d'offres de 2009, les gestionnaires de réseaux ont acheté des produits recouvrant différents horizons de livraison. Les échéances regroupent des livraisons mensuelles

(de M+1 à M+22), trimestrielles (de T+1 à T+5) et annuelles (de Y+1 à Y+4).

RTE et ERDF opèrent différemment pour couvrir leurs besoins en pertes. ERDF achète la totalité de ses besoins en produits annuels, puis échange des produits d'une période sur une autre pour ajuster ses achats d'énergie à sa

courbe de charge. RTE reconstitue sa courbe à partir de produits annuels, puis trimestriels et mensuels. Les deux gestionnaires de réseaux activent des options et des débits en J-2 pour ajuster leurs achats à leurs besoins. Depuis le début de l'année 2009, RTE couvre également une partie de ses besoins sur EPEX Spot en day-ahead et sur EPD depuis juin 2010.



Sources : RTE, ERDF - Analyse : CRE

#### 1.4. Les enchères de capacité VPP témoignent de l'atomicité importante de ce segment de marché et d'une demande émanant de tous types d'acteurs

Les VPP, qui représentent 5 400 MW de capacité de production en France, sont vendues par EDF au cours d'enchères trimestrielles. Cette capacité se divise entre 4 400 MW correspondant à de la production de base et 1 000 MW correspondant à de la production de pointe.

Les produits base, dont le prix d'exercice est faible par rapport au prix de marché, sont assimilables à des produits fermes. Les produits pointe, dont le prix d'exercice est plus élevé, conservent en revanche un caractère optionnel marqué.

Sur le graphique 8, illustrant les capacités vendues pour chaque maturité lors des enchères et le prix d'exercice associé à ces options, les produits les plus achetés sont dans l'ordre les produits base de maturité 6, 12, 24, et 3 mois.

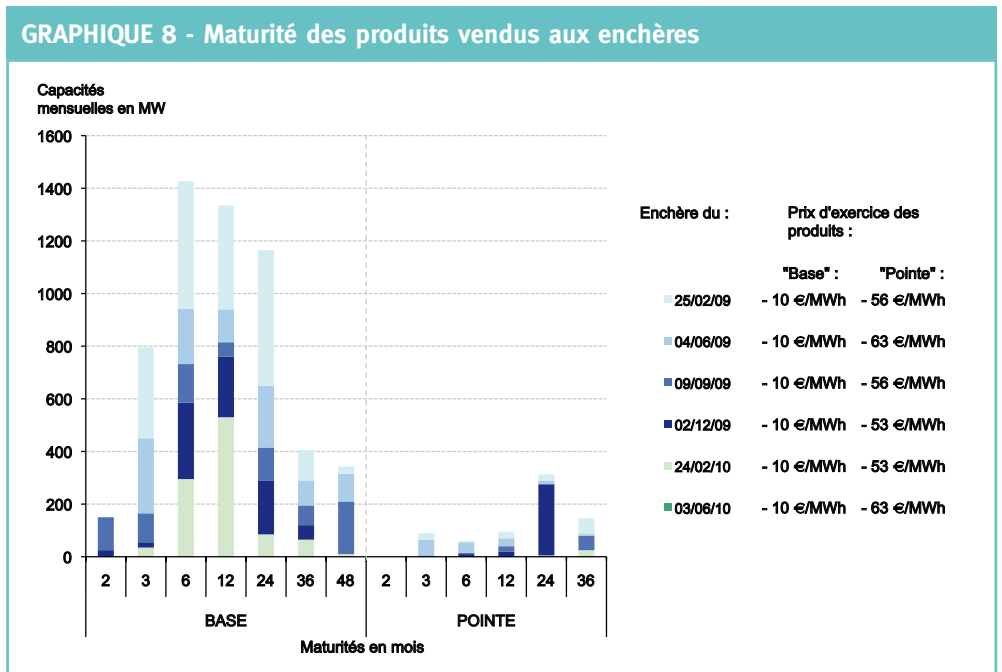
L'analyse des capacités VPP détenues, pour un mois de livraison donné, par chacun des acteurs permet de conclure à la faible concentration de ce marché (graphique 9, p. 22). Ainsi, de janvier 2009 à juillet 2010, la part de marché de l'acteur dominant n'a jamais excédé 7 % pour le produit de base et 17 % pour le produit de pointe. Par ailleurs, les indices HHI mensuels maximum enregistrés au cours de cette période sont de 519 pour le produit de pointe et de 172 pour le produit de base, ce qui témoigne là encore de la bonne ouverture de ce segment de marché.

Du fait de leur prix d'exercice très bas, entre 9 et 10 €/MWh pour les enchères tenues en 2009 et au premier semestre 2010, l'optionnalité inhérente aux produits VPP base n'est que rarement exercée. Les prix day-ahead en France ont été supérieurs à 10 €/MWh pendant 97,8 % des heures en 2009 et au premier semestre 2010. La valeur d'optionnalité de ces produits est par conséquent

quasiment nulle et l'on s'attend à ce qu'ils soient adjugés à un prix très proche de celui des prix à terme de maturités correspondantes. L'analyse de l'écart entre les prix d'adjudication et les prix de marché confirme ce constat (graphique 10, p. 22), l'écart entre la valeur d'adjudication et les prix à terme s'élevant en moyenne à seulement 0,03 % avec un écart type de 1,3 %.

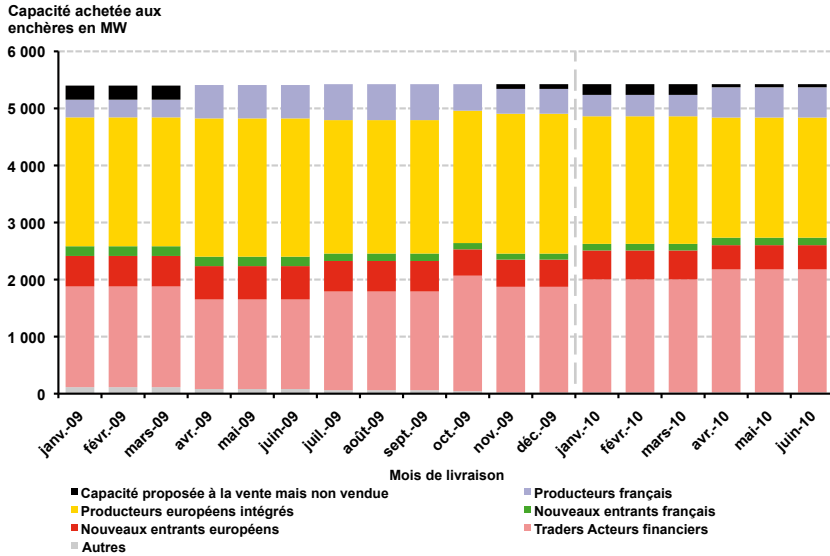
Les produits pointe ont eu un prix d'exercice élevé : entre 56 et 101 €/MWh aux enchères de 2009, 56 et 63 €/MWh aux enchères du premier semestre 2010. La valeur de ces produits était fortement liée au niveau et à la volatilité anticipée sur les prix day-ahead.

Une modélisation simplifiée du prix spot centrée sur les prix à terme observés permet d'estimer la volatilité implicite anticipée par le marché dans les prix de l'enchère. Elle aboutit à une volatilité journalière moyenne de 200 % pour le produit spot.



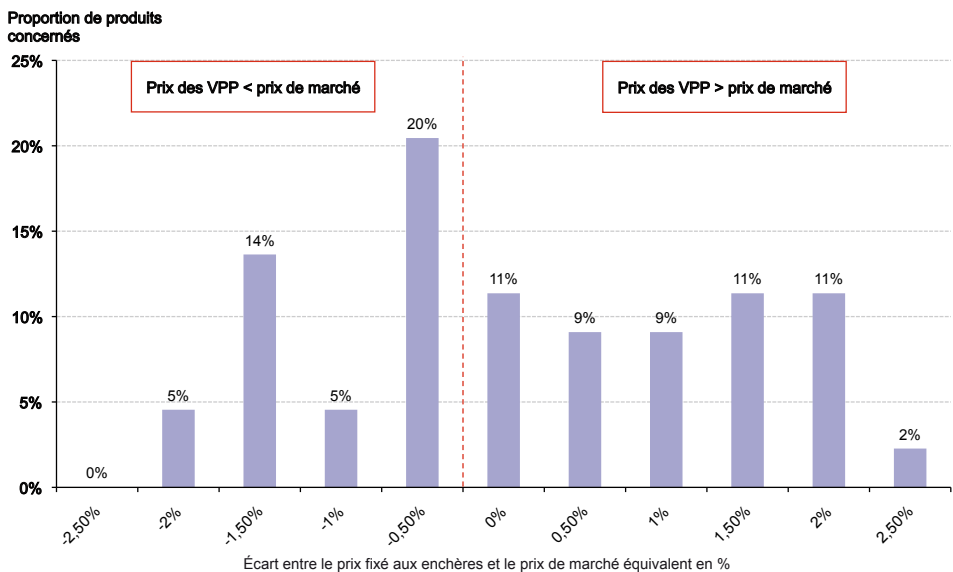
Source : EDF - Analyse : CRE

## GRAPHIQUE 9 - Capacités mensuelles achetées aux enchères pour livraison (2009 et S1 2010)



Source : EDF - Analyse : CRE

## GRAPHIQUE 10 - Écart entre le prix d'adjudication des VPP base et les prix des produits équivalents cotés sur EPD France



Sources : EDF, EPD - Analyse : CRE



## 2. LES PRIX DE L'ÉLECTRICITÉ

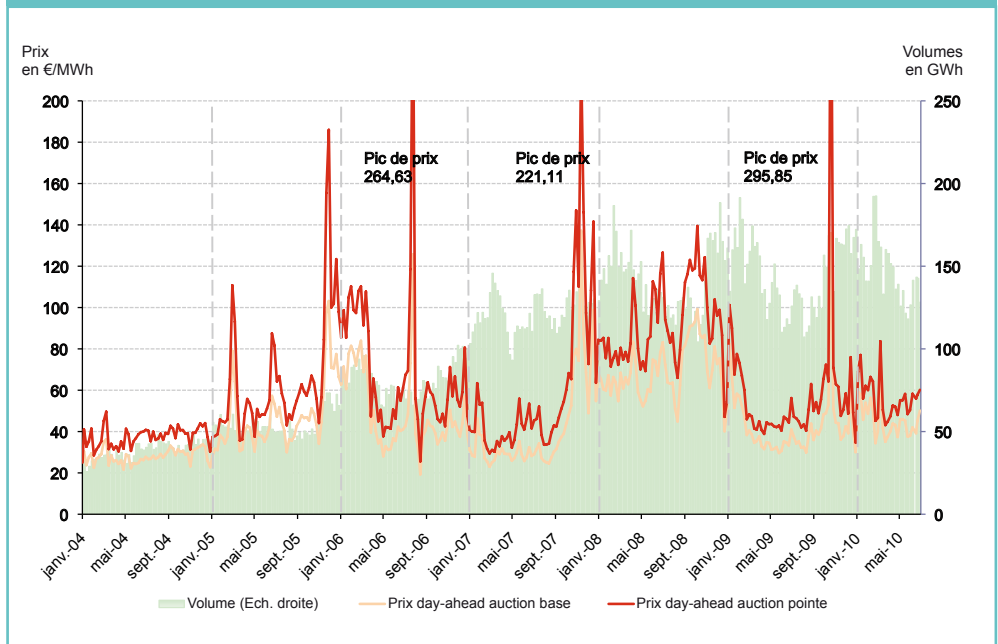
### 2.1. Si, comme l'ensemble des prix des produits énergétiques, les prix spot français ont reflué début 2009, ils ont toutefois été marqués par des pics de prix lors de l'hiver 2009-2010

Dans le sillage de la diminution des cours des combustibles observée depuis la fin 2008, la baisse des prix du marché spot de l'électricité s'est poursuivie au cours du premier trimestre de l'année 2009 (49,96 €/MWh contre 63,50 €/MWh au cours de

l'année 2008). Les prix des marchés spot sont restés stables au cours de l'été, en affichant un niveau de 35,23 €/MWh, en nette diminution par rapport à la même période l'année précédente (graphique 11).

À l'approche de l'hiver et dans un contexte de disponibilité réduite du parc de production, les prix sur le marché français de l'électricité ont été caractérisés par d'importants mouvements, qui se sont notamment traduits par des pics de prix observés au cours du dernier trimestre de l'année 2009 et du premier semestre 2010.

**GRAPHIQUE 11 - Évolution des prix spot en France (moyennes hebdomadaires prix et volumes)**



Source : EPEX - Analyse : CRE

- *Le pic de prix du 19 octobre 2009*

Lors de la journée du 19 octobre, le prix de l'électricité sur le marché spot français a atteint 612,8 €/MWh sur le produit base et 1146,6 €/MWh sur le produit

pointe le 19 octobre. Les prix horaires ont été de 3000 €/MWh entre 8 h00 et 12 h00. Le prix fixé sur ces heures correspondait donc au plafond technique de 3000 €/MWh, en vigueur dans le cadre du fonctionnement des enchères sur EPEX Spot.

Durant les quatre heures concernées, les volumes proposés à la vente ne permettaient pas de couvrir les ordres à l'achat, les quantités horaires manquantes étant de près de 1 000 MW en moyenne après le processus de couplage trilatéral du TLC.

La CRE a engagé une investigation suite à ce pic de prix. Elle a notamment analysé la séquence au sein de la bourse EPEX Spot auction, ainsi que les fondamentaux du système électrique français déterminant les interventions des acteurs : consommation, disponibilité du parc, flux aux interconnexions.

Dans sa délibération du 20 novembre 2009, la CRE a indiqué que la brutale tension sur les fondamentaux de production et sur les prévisions d'équilibre entre offre et demande à la veille du 19 octobre constituait le fait générateur du pic de prix constaté le lendemain. Dans le contexte d'une disponibilité réduite du parc de production, du fait notamment des arrêts programmés ou fortuits du parc de production nucléaire, cette tension résultait de la conjonction de deux facteurs :

- une révision des estimations de consommation du vendredi au dimanche pour le lundi 19 octobre (+3 000 MW) et un pic de consommation enregistré le 19 octobre ;
- une révision des estimations de disponibilité du parc de production du vendredi au dimanche pour le lundi 19 octobre (-4 100 MW), essentiellement en raison d'arrêts fortuits concernant le parc nucléaire et la centrale hydraulique de pointe de Grand-Maison le dimanche matin. Cette dernière centrale a pu être remise en service en fin de journée le 18 octobre.

Ces écarts significatifs, du vendredi au dimanche pour le lundi 19 octobre, entre l'estimation de consommation et celle de disponibilité du parc ont eu un effet cumulé de plus de 7 000 MW, qui a modifié de façon brutale les anticipations des acteurs et leurs interventions sur les marchés le dimanche matin. Dans le cas particulier d'EDF Trading, cela s'est traduit par des interventions

à l'achat sur les marchés résultant de l'application de ses critères internes de gestion du risque et par une moindre disponibilité de capacités à la vente sur le marché français le dimanche 18 octobre matin.

En conséquence, la CRE a demandé à EDF de mettre en œuvre les moyens nécessaires pour renforcer la fiabilité aujourd'hui insuffisante des données prévisionnelles de son parc de production. Elle a demandé, en outre, à l'UFE d'améliorer la transparence des données prévisionnelles en rappelant à cet égard l'importance qui s'attache à la publication des arrêts fortuits par centrale. L'UFE a, par la suite, annoncé pour fin 2010 de nouvelles mesures visant à améliorer le degré de transparence sur le marché de gros français de l'électricité. Celles-ci sont détaillées dans la section 3.3 du présent rapport.

Concernant EPEX, des acteurs de marché ont reproché à l'opérateur de la bourse d'échange de l'électricité de ne pas avoir lancé une seconde enchère susceptible d'apporter des offres à la vente supplémentaires lorsque l'insuffisance de ces offres a été constatée. EPEX a justifié cet état de fait par ses procédures internes, dans le contexte opérationnel particulier du dimanche 18 octobre matin. La CRE a considéré qu'il était difficile a posteriori d'affirmer qu'une seconde enchère aurait pu permettre de résoudre le déséquilibre constaté entre les offres à l'achat et à la vente.

Le 23 octobre 2009, EPEX Spot a modifié ses procédures : 1) en accélérant la procédure de seconde enchère ou Request For Quotes (RFQ) sur l'enchère suisse, ce qui devrait permettre la publication des résultats à 10 h 55 et 2) en mettant en œuvre un test sur le marché français au plus tard à 11 h 03, quelle que soit la représentativité du carnet d'ordre, afin de lancer une RFQ au plus tard à 11 h 05. La CRE avait alors observé que cette nouvelle procédure maintenait la contrainte d'une heure limite à 11 h 05 pour lancer une deuxième enchère. Elle avait recommandé à EPEX d'examiner, en lien avec ses membres et avec ses partenaires du couplage de marché trilatéral (TLC),

toute mesure permettant le cas échéant d'assouplir cette contrainte. Le 9 juillet 2010, EPEX a ainsi annoncé la mise en œuvre d'un délai supplémentaire de 3 minutes automatiquement accordé dans le cas où un membre subirait des problèmes techniques de communication. De plus, afin d'éviter de déclencher une RFQ superflue à partir d'algorithmes portant sur un marché isolé, les bourses EPEX Spot France, APX-Endex et Belpex ont décidé de se laisser la possibilité de réaliser une RFQ après le calcul du prix du TLC (en prenant en compte les flux transfrontaliers entre la Belgique, la France et les Pays-Bas), si les résultats des prix d'enchère sortent d'une plage prédéfinie. En France, ce seuil est établi à 500 €/MWh.

#### • *Le pic de prix du 12 janvier 2010*

Au cours du mois de janvier 2010, un pic de prix horaire est survenu pour le fixage du 12 janvier sur EPEX Spot. Il a nécessité le déclenchement d'une procédure RFQ, qui s'est soldée par des prix de 196 € pour l'heure 10 et 180 € pour l'heure 11.

À la suite de cet événement, la CRE a également procédé à des investigations. Celles-ci ont, en particulier, porté sur les modifications des matrices d'offres transmises à EPEX Spot après le lancement de cette RFQ. EDF, en particulier, a été en mesure d'accroître son offre à la vente pour un volume de quelques centaines de MW additionnels sur les heures concernées, en intégrant dans sa matrice d'offre la possibilité d'activer certains effacements dont le prix d'exercice était a priori hors marché ou présentant des conditions d'exercice spécifiques et qui n'avait donc pas été envisagée lors de l'élaboration de l'offre transmise pour l'enchère initiale (i.e. avant la RFQ). Cet épisode a donc conduit à constater qu'EDF n'offrait pas de façon automatique certains volumes liés à des effacements dans les matrices d'offres transmises à EPEX Spot.

La non-inclusion dans les offres transmises à EPEX Spot de ces capacités d'effacements comporte le risque de se traduire par des niveaux de

prix plus élevés ou de perturber le déroulement opérationnel de la procédure de fixage sur le marché spot, par rapport à une situation où ces capacités seraient offertes de façon systématique à des niveaux de valorisation appropriés.

EDF a précisé qu'une partie des effacements représentant plus de 3 000 MW sont déjà systématiquement proposés au marché. EDF a également informé la CRE que cette pratique allait être étendue aux effacements EJP Nord et à certains effacements industriels, pour un volume additionnel total actuellement évalué à environ 1 300 MW, dès l'hiver 2010-2011. EDF a également précisé que ces effacements pouvaient également être offerts sur d'autres marchés que sur EPEX Spot, sur le marché OTC par exemple.

La CRE considère que ces mesures opérationnelles apportent une évolution favorable au fonctionnement du marché de gros français de l'électricité et a pris note de l'engagement d'EDF de mettre en œuvre ces décisions à brève échéance. S'agissant de l'arbitrage entre la vente de ces volumes sur le marché spot ou sur d'autres marchés, la CRE considère, d'une manière générale, que ces arbitrages constituent une pratique usuelle. Toutefois, elle considère également que ces arbitrages ne doivent pas se faire au détriment de la liquidité et de la qualité du signal envoyé par le prix du marché spot français. Ce dernier constat revêt une importance particulière dans le contexte des évolutions attendues liées à la mise en place de la loi NOME (Nouvelle organisation des marchés de l'électricité).

### **2.2. En dépit de l'occurrence de pics, les prix spot restent globalement cohérents avec les tensions sur le système électrique**

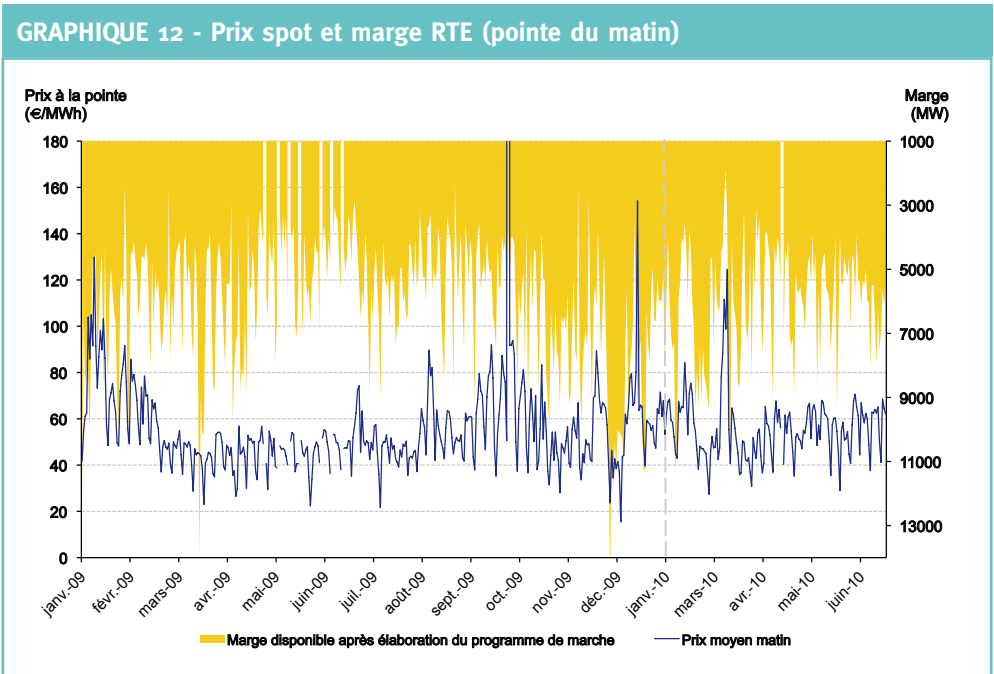
Le prix d'équilibre de l'électricité déterminé pour chaque heure de la journée dépend fortement du différentiel entre la capacité de production disponible et la consommation prévisionnelle pour l'heure donnée. En effet, lorsque la marge

entre capacité de production et consommation prévisionnelle est importante, seuls les moyens de production les moins coûteux sont appelés, d'où un coût marginal du système, et donc un prix spot, faibles. À l'inverse, en cas de tension du système électrique, les moyens de production de pointe plus onéreux sont appelés, ce qui a un impact sur le prix issu de l'enchère quotidienne.

RTE publie pour chaque jour le niveau de marge du système électrique français pour les pointes du matin et du soir (dont les heures sont variables). La comparaison de ces marges au prix

spot moyen constaté lors de ces pointes permet de mettre en évidence le lien attendu entre le niveau de tension du système électrique français et les prix fixés lors de l'enchère quotidienne.

Le graphique 12 montre que les fluctuations des prix spots suivent globalement celles de la marge disponible à la pointe du matin publiée par RTE. Ainsi, au cours de l'année 2009, lorsque l'indicateur de marge augmente (resp. diminue), le prix diminue (resp. augmente) dans 64 % des cas. Le chiffre est de 69 % pour les six premiers mois de l'année 2010.

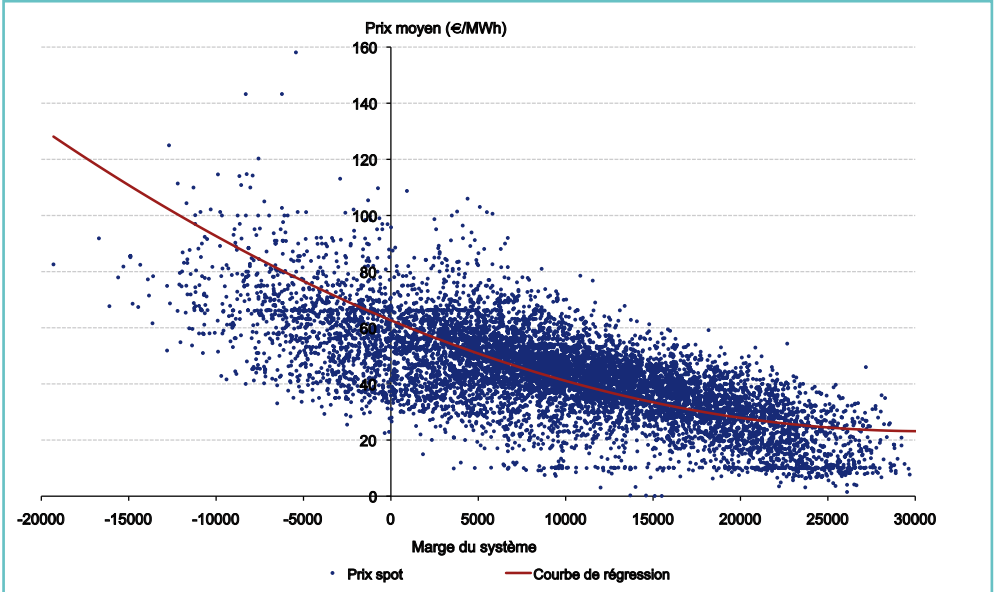


Source : RTE - Analyse : CRE

Depuis juillet 2009, RTE publie également sur son site internet les disponibilités réalisées pour les unités de production de puissance supérieure à 20 MW. Cette nouvelle donnée permet de calculer à une maille horaire la marge réelle du système électrique français définie comme la disponibilité totale du parc diminuée de la consommation réalisée pour une heure donnée. Contrairement à la marge à la pointe calculée

par RTE et dont il était question précédemment, cet indicateur ne tient pas compte de l'électricité échangée aux frontières, ni du parc hydraulique dont les données de disponibilité réalisée étaient fréquemment manquantes en 2009. Il peut donc prendre des valeurs négatives, qui correspondent notamment aux cas où la France est importatrice nette et où les prix sont les plus élevés. Là encore, on s'attend à une corrélation

GRAPHIQUE 13 - Prix spot et marge horaire du système électrique français

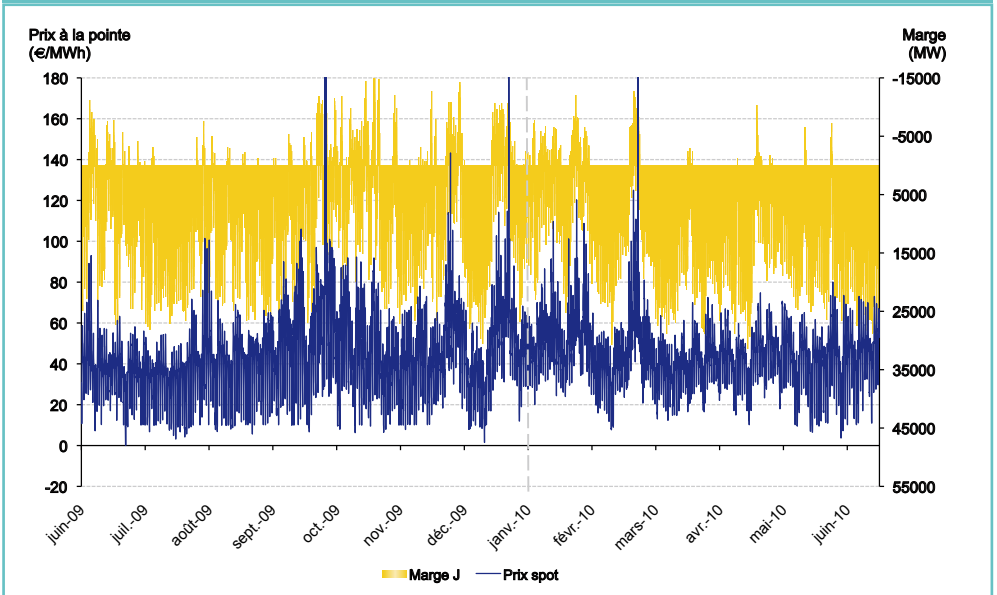


Sources : Producteurs - Analyse : CRE

négative avec le prix spot. Celle-ci est mise en évidence par le graphique 13 dont chaque point représente un couple marge du système / prix spot horaire.

Enfin, comme à la maille journalière, les fluctuations des prix spot horaires suivent également dans l'ensemble celles de l'indicateur de marge (graphique 14). Ainsi, on constate au cours de la

GRAPHIQUE 14 - Prix spot et marge horaire



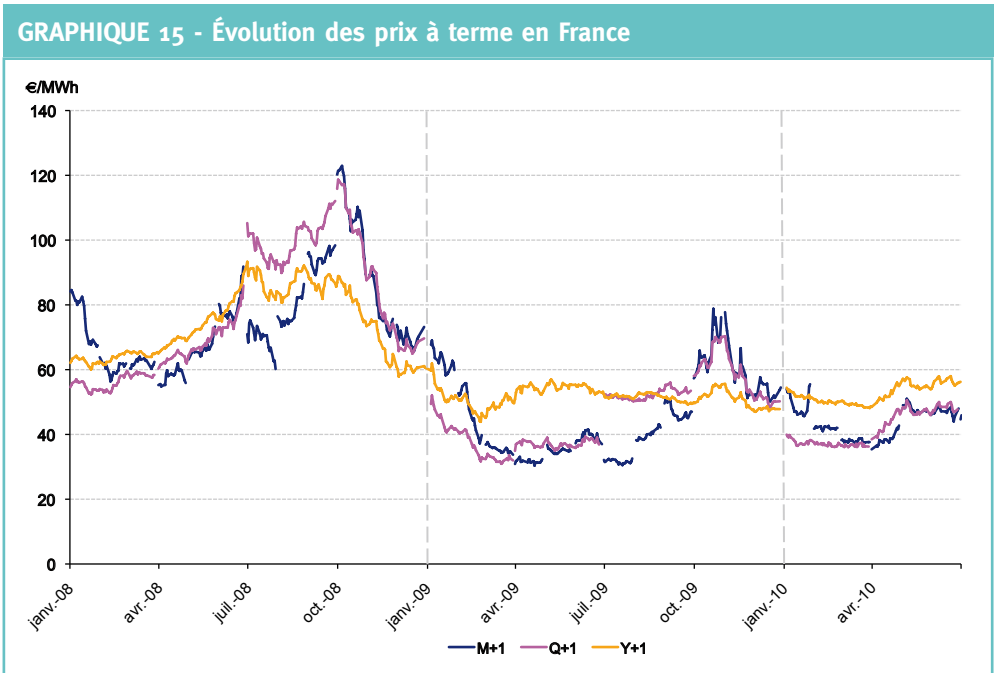
Sources : Producteurs - Analyse : CRE

période analysée (juillet 09 - juin 10) que lorsque l'indicateur de marge augmente (resp. diminue), le prix diminue (resp. augmente) dans 69 % des cas.

### 2.3. La volatilité des prix à terme sur le marché français est marquée par l'occurrence du pic de prix du mois d'octobre 2009

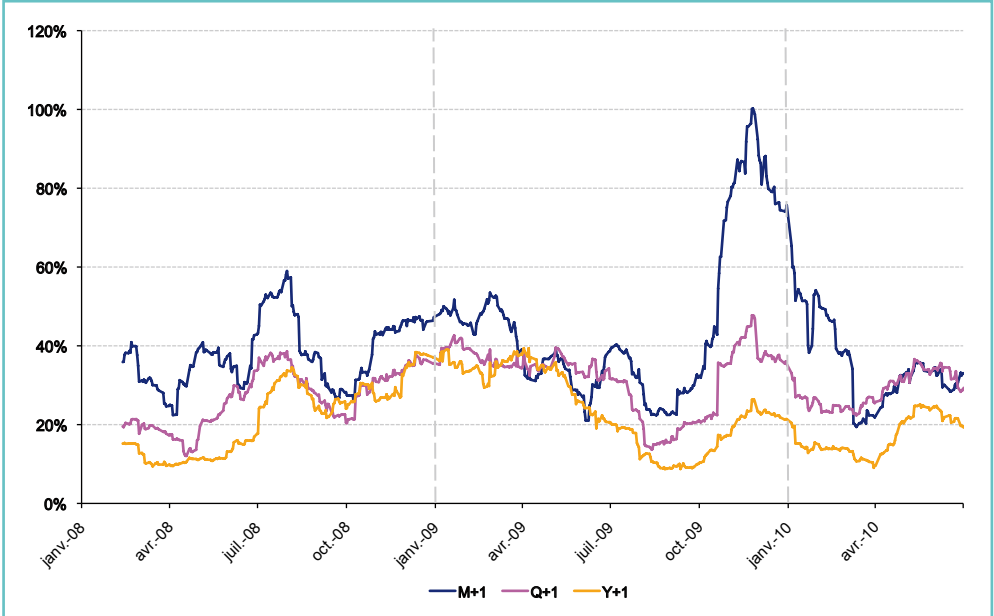
Contrairement à 2008 où les prix des produits à terme avaient atteint des records au cours de l'été avant de chuter fortement, le prix du produit Y+1 est resté très stable en 2009 et début 2010 autour d'un peu moins de 51 €/MWh (graphique 15). Les prix moyens constatés sur les produits calendaires M+1 et Q+1 (qui présentent

une saisonnalité) sont légèrement inférieurs, autour de 46 €/MWh. L'analyse de la volatilité moyenne observée sur ces produits conduit à penser que le pic de prix observé sur le marché spot le 19 octobre 2009 s'est répercuté sur les marchés à terme par une volatilité accrue au cours de la période immédiatement consécutive au pic. Ainsi, le graphique 16 qui retrace les volatilités moyennes observées sur une fenêtre de 30 jours ouvrés met en évidence une brutale augmentation de celles-ci à partir du 19 octobre, d'autant plus forte que la maturité du produit ainsi que sa durée est courte. La structure décroissante des volatilités le long de la courbe des prix est également mise en évidence par le graphique 17 qui présente les volatilités historiques annualisées pour des produits à terme de maturités différentes.



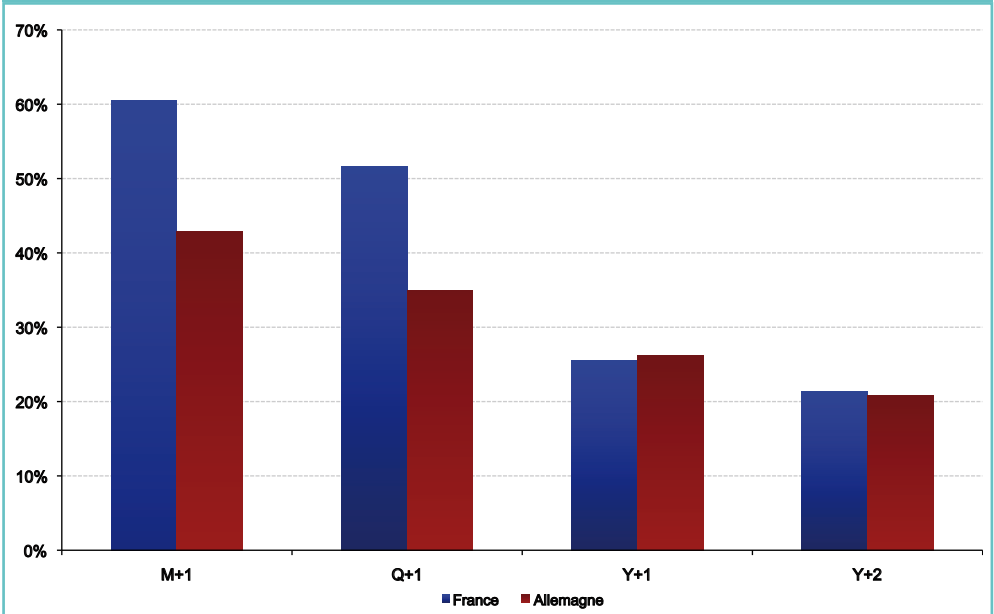
Source : EPD - Analyse : CRE

**GRAPHIQUE 16 - Volatilité glissante (30 jours) des prix à terme en France**



Source : EPD - Analyse : CRE

**GRAPHIQUE 17 - Décroissance de la volatilité historique (volatilité historique annualisée des produits à terme (du 01/01/09 au 30/06/10))**

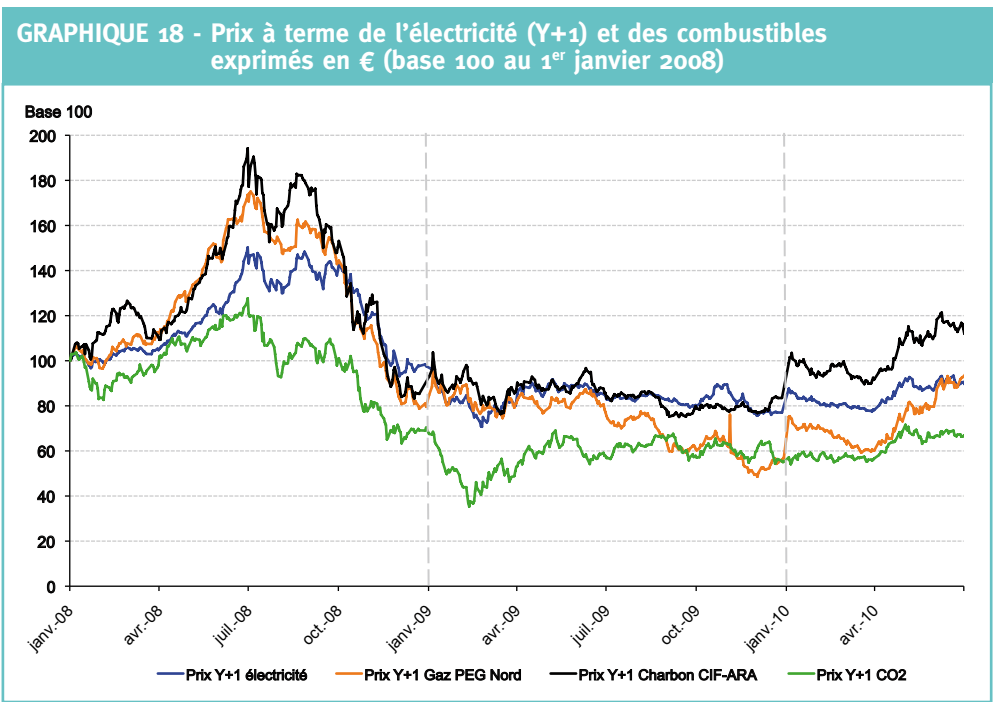


Source : EPD - Analyse : CRE

## 2.4. Des tendances communes entre prix à terme et cours des combustibles fossiles

Les prix de l'électricité à terme sont influencés par les anticipations des acteurs sur les coûts des moyens de production nécessaires à la satisfaction de la demande, et donc par les anticipations sur l'évolution des prix des combustibles. Ce constat est renforcé par l'analyse de la

marginalité des filières de production en France (cf. chapitre 3, p. 36). Par conséquent, on s'attend à une influence au moins indirecte du cours des combustibles sur les prix de l'électricité. La mise en regard de l'évolution du prix du produit Y+1 et des cours des combustibles fossiles illustre ce lien (graphique 18). En particulier, on constate que la tendance à la hausse puis à la baisse du gaz et du charbon se retrouve dans celle du prix du produit Y+1.



Sources : EPD, Platts, Bloomberg - Analyse : CRE

Le graphique 19.a met en évidence l'évolution de l'avantage comparatif de la production au charbon relativement à celle au gaz en termes de coût marginal de production (clean dark spreads et clean spark spreads<sup>(6)</sup>). Si le bénéfice théorique d'une centrale au charbon était très supérieur début 2009, cet avantage a complètement disparu au cours de l'année (jusqu'à s'inverser de juillet à octobre), pour rester très faible par la suite et finalement réapparaître à

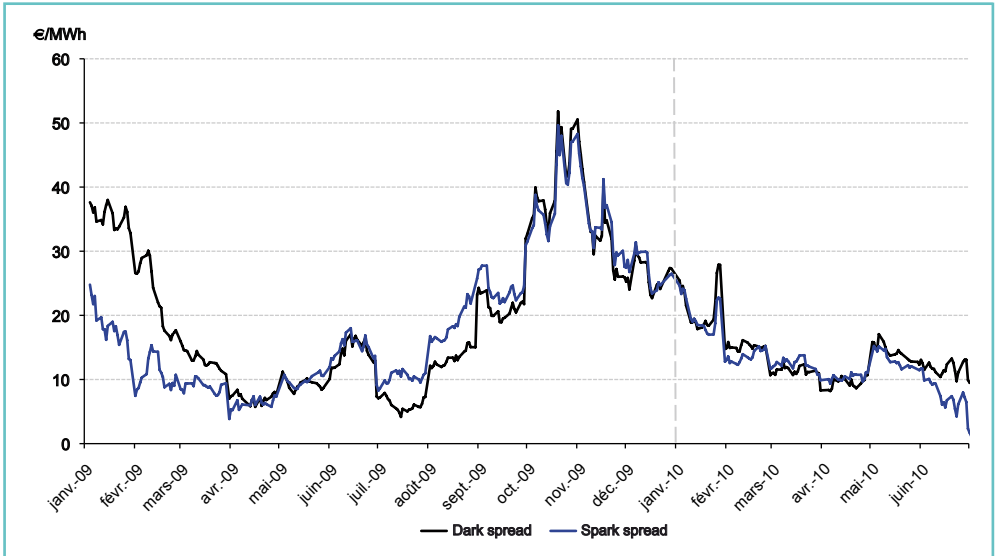
partir de juin 2010. Le prix théorique du CO<sub>2</sub>, issu de l'arbitrage entre les filières gaz et charbon, ainsi que son prix de marché, sont illustrés sur le graphique 19.b.

(6) Les clean dark spreads et clean spark spreads représentent le profit théorique réalisé par les détenteurs respectifs d'une centrale à charbon et au gaz. Un décrochage durable d'une de ces valeurs par rapport à l'autre témoigne de la perte de compétitivité d'une des filières de production ainsi que de l'absence d'arbitrage entre les deux types de production via le marché du CO<sub>2</sub>, et donc d'un écart important du prix du quota de CO<sub>2</sub> à son prix d'équilibre théorique.



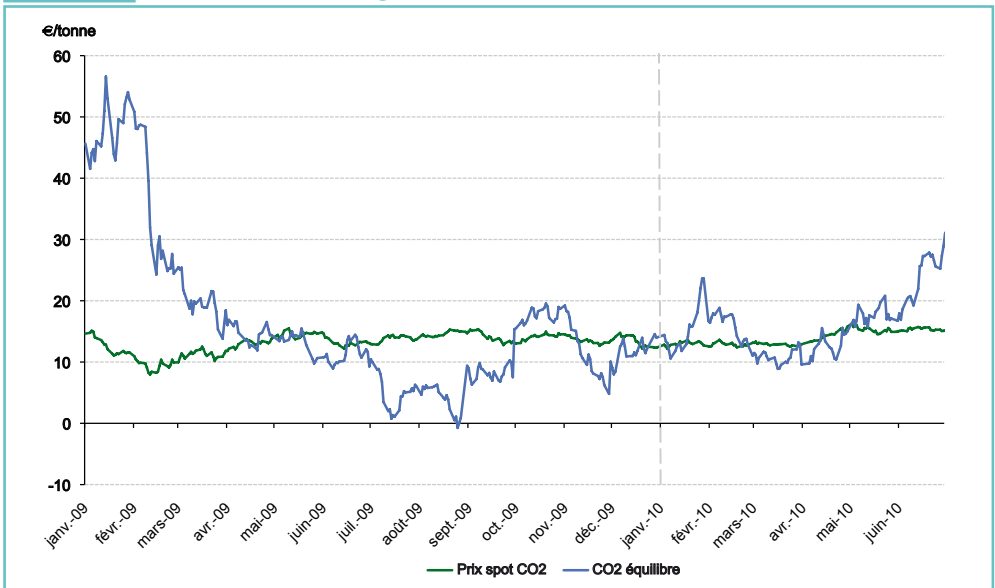
**GRAPHIQUE 19 - Prix du CO<sub>2</sub>**

**a - Clean dark & spark spreads - Revenus théoriques d'une centrale au charbon et au gaz, basés sur les prix à terme M+1**



Sources : EPD, Platts, Bloomberg - Analyse : CRE

**b - Prix spot du CO<sub>2</sub> et prix théorique annulant l'avantage comparatif du charbon ou du gaz**



Sources : EPD, Platts, Bloomberg - Analyse : CRE

## 2.5. Une corrélation étroite entre les prix sur le marché français et sur les marchés allemand, belge et suisse en dépit de la perturbation liée au pic de prix d'octobre 2009

Le tableau 6 montre les corrélations de prix spot entre la France et les pays avoisinants. Les corrélations mesurées pour l'année 2009 apparaissent très largement inférieures à celles observées les années précédentes. Ceci est largement le fait du pic de prix du 19 octobre 2009 qui a vu le prix spot français atteindre plus de 600 €/MWh en moyenne journalière. Si l'on exclut ce jour de

la plage de données, les corrélations mesurées apparaissent plus en ligne avec celles observées habituellement.

Si l'on ne tient pas compte du pic de prix d'octobre 2009, on observe une forte corrélation (94 %) des prix français avec les prix belges, conséquence du couplage trilatéral, ainsi qu'avec les prix allemands et suisses (81 % dans les deux cas). La corrélation des prix entre la France et l'Allemagne a toutefois diminué en 2009 par rapport à celle observée sur l'année 2008. Selon ces critères, on peut ainsi considérer que les marchés français, belge, allemand et suisse sont étroitement liés.

**TABLEAU 6 - Corrélations des prix entre la France et les pays voisins**

Marché spot: corrélation des prix du produit Base						
Année	Allemagne - France	Espagne - France	Royaume-Uni - France	Italie - France	Belgique - France	Suisse - France
	(EEX - Powernext)	(Omel - Powernext)	(Platts - Powernext)	(IPEX - Powernext)	(Belpex - Powernext)	(Swissix - Powernext)
2004	91 %	61 %	53 %	50 %		
2005	89 %	69 %	84 %	53 %		
2006	80 %	53 %	72 %	64 %		
2007	80 %	53 %	86 %	61 %	91 %	87 %
2008	88 %	36 %	56 %	67 %	88 %	91 %
2009	40 %	23 %	27 %	26 %	45 %	40 %
2009*	81 %	52 %	70 %	51 %	94 %	81 %

\* Hors pic de prix du 19/10/09.

Sources : CRE d'après chiffres Platts, OMEL, IPEX, EEX, Belpex - Analyse : CRE

- Des écarts de prix qui sont justifiés par les mix de production différents, la demande française étant en outre caractérisée par une importante thermosensibilité

Le tableau 7 illustre les écarts de prix entre la France et les pays connectés sur les marchés spot. De manière générale, la France est en moyenne sur l'ensemble de la période 2007-juin

2010 plus chère que l'Allemagne (+3,49 €/MWh) et l'Espagne (+5,67 €/MWh). Les prix dans l'Hexagone sont en revanche plus bas qu'au Royaume-Uni (-5,31 €/MWh), Italie (-22,02 €/MWh) et Suisse (-5,04 €/MWh). Les prix belges sont en moyenne très proches de ceux du marché français compte tenu du couplage des marchés français, belge et néerlandais.

**TABLEAU 7 - Écart de prix moyen entre la France et les pays voisins**

<b>Produit spot (J+1) base: écart de prix moyen (en €/MWh)</b>						
<b>Année</b>	<b>Allemagne - France (EEX - Powernext)</b>	<b>Espagne - France (Omel - Powernext)</b>	<b>Royaume- Uni - France (Platts- Powernext)</b>	<b>Italie - France (IPEX - Powernext)</b>	<b>Belgique - France (Belpex - Powernext)</b>	<b>Suisse - France (Swissix - Powernext)</b>
2004	0,4	-0,2	4,7	10,6		
2005	-0,7	7,0	8,6	11,8		
2006	1,5	1,2	9,4	25,0		
2007	-2,8	-1,7	1,3	30,1	0,9	5,1
2008	-3,4	-4,8	20,3	18,0	1,5	5,1
2009	-4,2	-6,1	-2,1	20,7	-3,7	4,9
S1 2010	-3,8	-14,9	-2,2	19,2	-2,1	5,1

<b>Produit à terme (Y+1) base: écart de prix moyen (en €/MWh)</b>						
2004	1,1	n.a.	8,1	n.a.	n.a.	n.a.
2005	-1,0	n.a.	19,6	n.a.	n.a.	n.a.
2006	-1,4	n.a.	14,9	n.a.	n.a.	n.a.
2007	1,5	n.a.	2,5	n.a.	n.a.	n.a.
2008	-3,8	n.a.	10,8	n.a.	n.a.	n.a.
2009	-2,6	n.a.	-1,3	n.a.	n.a.	n.a.
S1 2010	-2,5	n.a.	-4,2	n.a.	n.a.	n.a.

Sources : OMEL, IPEX, EEX, Belpex, Powernext - Analyse : CRE

Néanmoins, les différentiels de prix sur le marché spot ont généralement augmenté en 2009 par rapport à l'année précédente. Le pic de prix du 19 octobre explique une partie de cette dégradation puisqu'il conduit à une augmentation moyenne de près de 2 €/MWh du prix moyen français.

Les structures des parcs de production par pays expliquent également certaines des différences. Parmi les pays où les prix sont moins élevés qu'en France, l'Espagne se caractérise par des apports importants de la production fatale des moyens de production hydrauliques et éoliens.

Dans le cas de l'Italie, bien que les technologies thermiques conventionnelles, gaz et fioul soient prépondérantes, le différentiel de prix sur le marché spot a eu tendance à se creuser en 2009 par rapport à 2008.

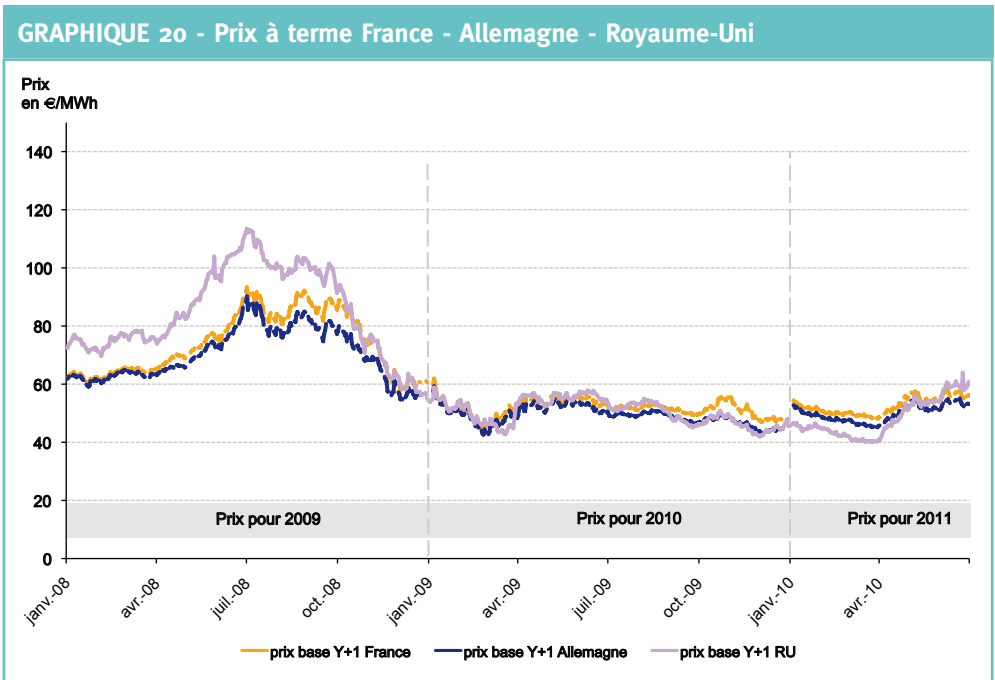
La variation de l'écart de prix moyen la plus importante a lieu à la frontière anglaise pour laquelle le différentiel de prix pour les produits spot est passé de 20,3 €/MWh à -2,1 €/MWh entre 2008 et 2009. Au Royaume-Uni, les prix du marché suivent les prix du gaz et du CO<sub>2</sub>, le parc de production étant majoritairement composé de cycles combinés au gaz. Si la

hausse des cours sur ce marché en 2008 a creusé le différentiel des prix constaté avec la France, la baisse spectaculaire des prix de marché du gaz (cf. section II, chapitre 2, p. 68) observée depuis le dernier trimestre 2008 explique la baisse sensible des prix de l'électricité spot et à terme et une réduction très nette de l'écart de prix avec la France (graphique 20).

Cette baisse des prix de l'électricité britannique apparaît également sur le marché à terme où l'on constate une diminution de plus de 12 €/MWh de l'écart moyen entre les prix français et britannique. Cette situation peut largement être expliquée par les anticipations des acteurs sur la forte diminution des coûts de production des centrales fonctionnant au gaz, caractérisant le mix de production britannique.

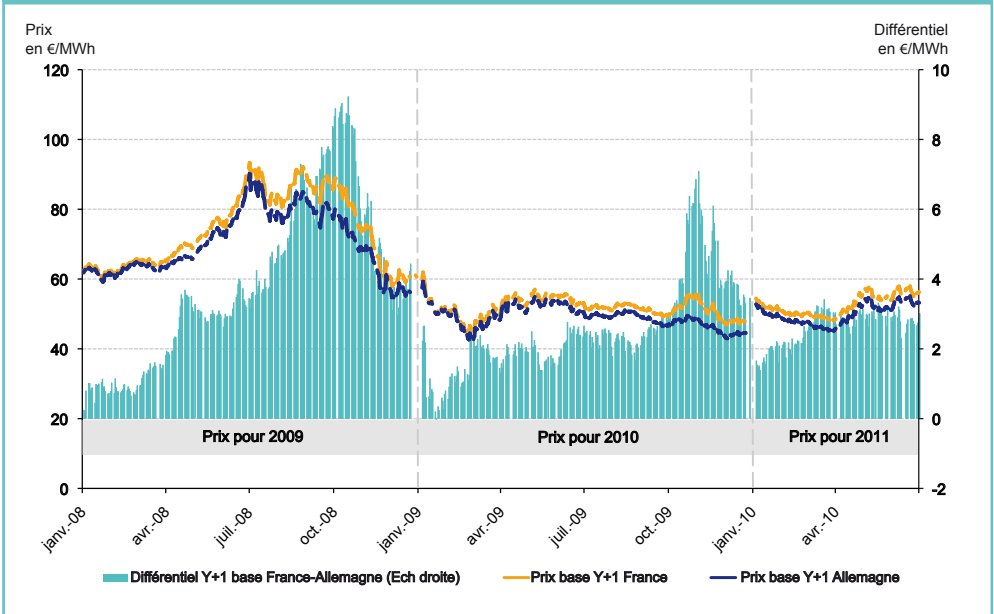
Finalement, la persistance d'une marge positive entre les prix allemand et français de l'électricité (graphique 21 et graphique 22) peut par ailleurs témoigner de l'intégration par le marché d'une prime de risque sur le produit annuel pour livraison en France, du fait notamment de la plus grande volatilité du prix de l'électricité en France, de la plus grande thermo-sensibilité de la demande électrique française <sup>(7)</sup> et de la moindre liquidité du marché français.

(7) La baisse de la température de 1°C entraînait une hausse de la consommation électrique de 2 100 MW en 2008, du fait du recours important au chauffage électrique.



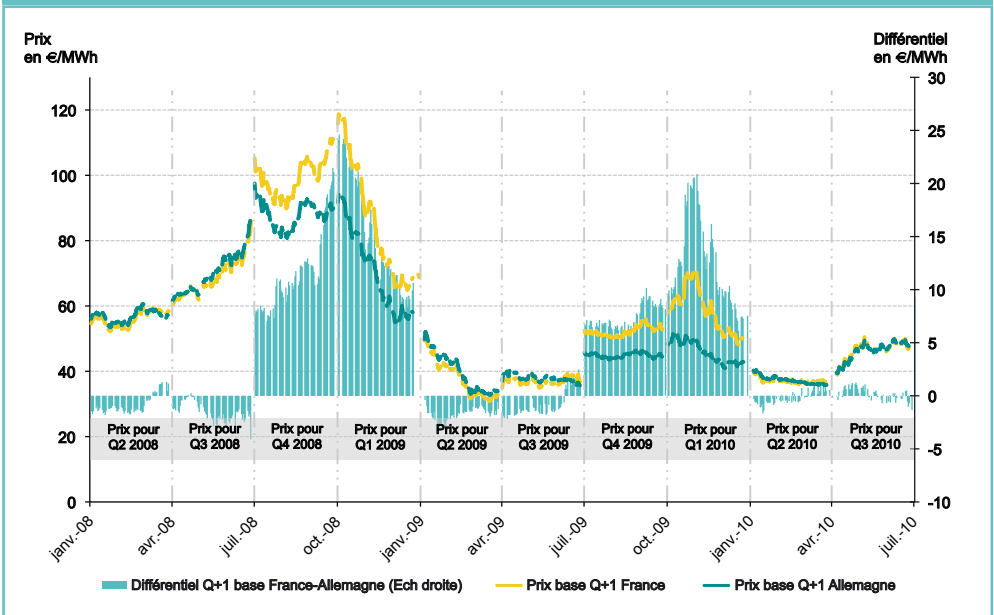
Sources : EPD, Platts, Bloomberg - Analyse : CRE

**GRAPHIQUE 21 - Écart de prix moyen entre la France et l'Allemagne (Y+1)**



Sources : EPD, Platts, Bloomberg - Analyse : CRE

**GRAPHIQUE 22 - Évolution des prix Q+1 en France et en Allemagne**



Sources : EPD, Platts, Bloomberg - Analyse : CRE

### 3. ANALYSE DE LA PRODUCTION ET DE SA TRANSPARENCE

Selon RTE <sup>(8)</sup>, la puissance installée en France s'élève à 120,4 GW en 2009, contre 117,6 GW en 2008, soit une augmentation de 2,1%. La répartition entre les différentes filières de production est donnée par le graphique 23.

Le parc de référence raccordé au réseau RTE représente une capacité installée de 111 GW. Ce parc est caractérisé par une forte dominance de la capacité nucléaire qui totalise 57 % de la puissance installée avec 63,1 GW. Viennent ensuite les capacités de production hydrauliques (23,8 GW soit 21,5 %) qui se répartissent entre les unités de production dites de type « lac », gérées en fonction des stocks d'eau conservés dans les lacs de barrages, et celles dites « au fil de l'eau et éclusée », dépendantes des apports hydrauliques aléatoires. Enfin, le parc thermique à flamme, constitué par les centrales fonctionnant au charbon, au gaz et au fioul, représente 20,8 % du parc de référence avec près de 23,0 GW installés.

À côté d'EDF qui concentre environ 90 % de la puissance installée du parc de référence, les deux autres producteurs significatifs sont :

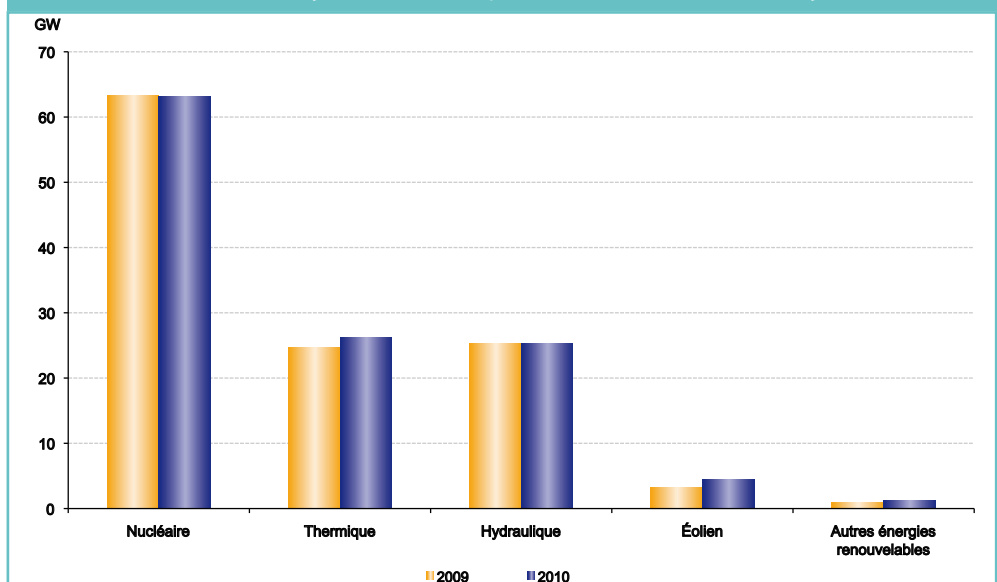
- GDF SUEZ qui, à travers la CNR, la SHEM, les actifs de production et les participations dans le parc nucléaire, exploite 6 % de la puissance installée ;
- E.On France (la SNET, groupe E.On), qui détient 3 % de la puissance installée.

Ces trois producteurs détiennent au total 99 % de la puissance installée. La production d'électricité en France reste donc un marché très concentré.

En septembre 2009, Poweo, un nouvel entrant dans le secteur de la production, a mis en service sa centrale à cycle combiné au gaz naturel de Pont-sur-Sambre. Les mises en service de nouvelles unités prévues au cours de l'année 2010 devraient permettre d'accroître la capacité de production thermique de plus de 770 MW, dont 420 MW au gaz et 350 MW de production de pointe au fioul.

(8) Statistiques de l'Énergie Électrique en France 2009, RTE.

GRAPHIQUE 23 - Parc de production français (niveaux des différents parcs)



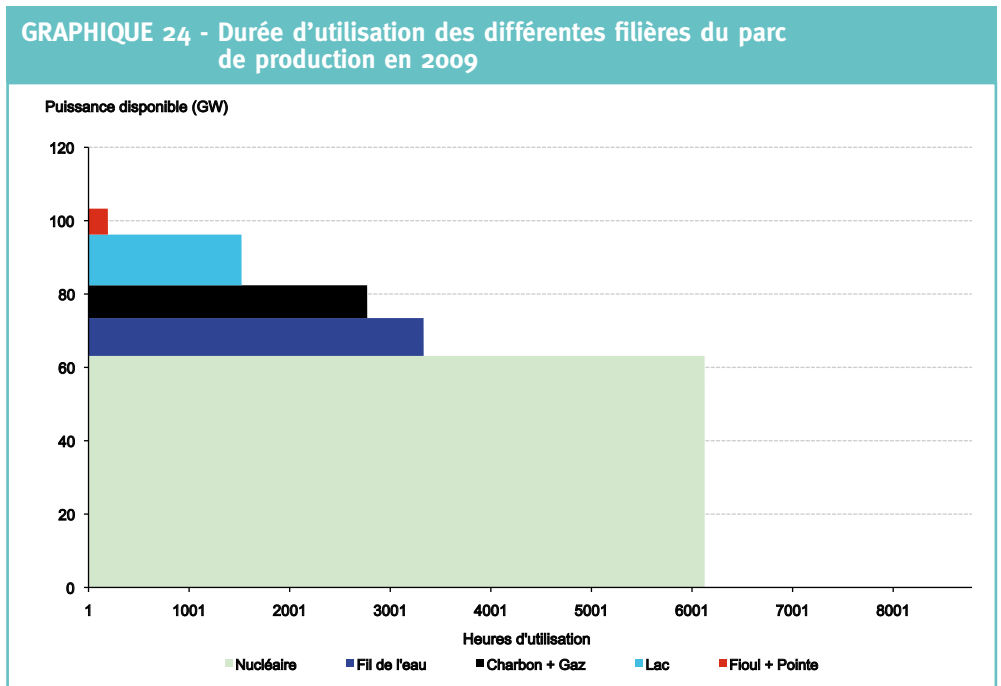
Source : RTE - Analyse : CRE

### 3.1. Les durées d'utilisation équivalentes moyennes reflètent les usages des différentes filières

Le graphique 24 illustre les durées d'utilisation équivalentes des différentes filières du parc de production français en 2009. Ces durées sont définies comme le rapport entre l'énergie totale produite au cours de l'année et la puissance installée totale. Elles reflètent ainsi le taux d'utilisation ainsi que la disponibilité des différents parcs. La durée d'utilisation équivalente la plus élevée est celle du parc nucléaire, utilisé en

base, qui s'élève à 70 % du temps contre 75 % en 2008, une diminution liée à un taux de disponibilité moindre. La filière fioul, qui assure la production de pointe n'est en revanche utilisée qu'avec une durée équivalente à 2 % du temps.

Si l'on excepte la production fatale (hydraulique lac), la comparaison des durées d'utilisation équivalentes permet de représenter l'ordre de mérite des différentes filières de production. Ainsi, les filières de durées équivalentes les plus faibles, correspondent à celles dont le coût marginal de production (ou la valeur d'usage) est la plus élevée.



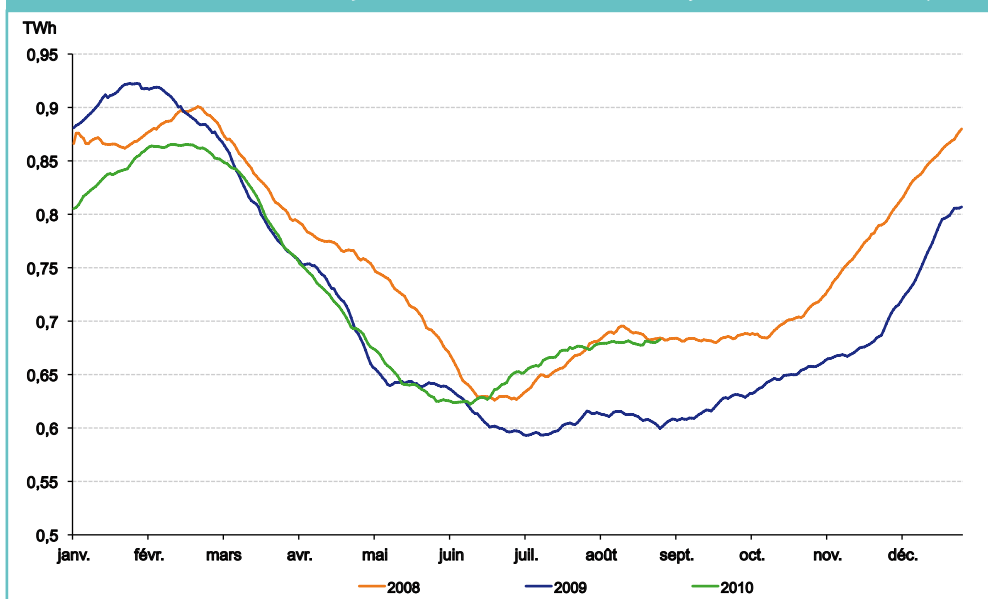
Source : RTE - Analyse : CRE

- *Un taux de production nucléaire en net retrait en 2009, mais qui donne des signes de rétablissement en 2010*

Caractérisée par une saisonnalité importante liée à celle de la demande d'électricité, la production nucléaire a enregistré en 2009 son taux maxi-

um de production au cours du mois de janvier avec une production effective représentant 95,6 % de la capacité installée (graphique 25, p. 38). Le taux minimum de production a, pour sa part, été enregistré au mois de juillet à 55,1 %, au cours duquel de nombreux arrêts planifiés de maintenance étaient réalisés.

**GRAPHIQUE 25 - Taux de production nucléaire 2007-2009 (production nucléaire réalisée / capacité nucléaire installée - moyenne mobile sur 30 jours)**



Source: RTE - Analyse: CRE

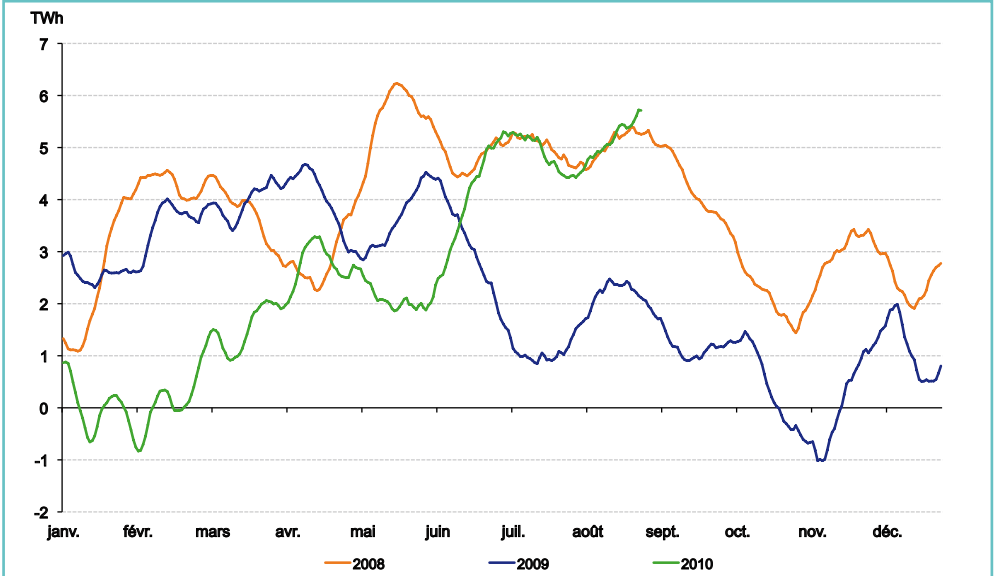
Le second semestre de l'année 2009 fut marqué par un retrait très significatif du taux de production nucléaire. Ainsi, le taux moyen enregistré sur cette période s'élève à 66,7 % contre 73,8 % en 2008. Sur l'année, le taux de production moyen ressort à 70,5 % contre 75,4 % en 2008. Toutefois, la situation semble s'améliorer au premier semestre 2010 avec un taux de production de 73,8 % comparable à ceux enregistrés les années précédentes à la même période. Conséquence visible de cette amélioration de la disponibilité du parc nucléaire, le solde exportateur français se redresse en 2010 à partir du mois de mai jusqu'à retrouver un niveau proche de celui observé en 2008 (graphique 26, p. 39).

- *Les centrales thermiques à charbon et les stocks hydrauliques ont plus fortement été mis à contribution au cours de l'hiver 2009-2010*

En 2009 comme en 2010, on constate une forte décreue des stocks hydrauliques enregistrés dans les lacs de barrage. Ainsi, comme le montre le graphique 27 (p. 39), les premiers mois de l'année conduisent les stocks hydrauliques à atteindre des niveaux particulièrement bas relativement aux années précédentes avec un minimum de 50 % constaté en mars 2009 et même 43 % en mars 2010. La reconstitution en été de ces mêmes stocks permet toutefois de ramener leur niveau à des valeurs semblables à celles connues les années précédentes.

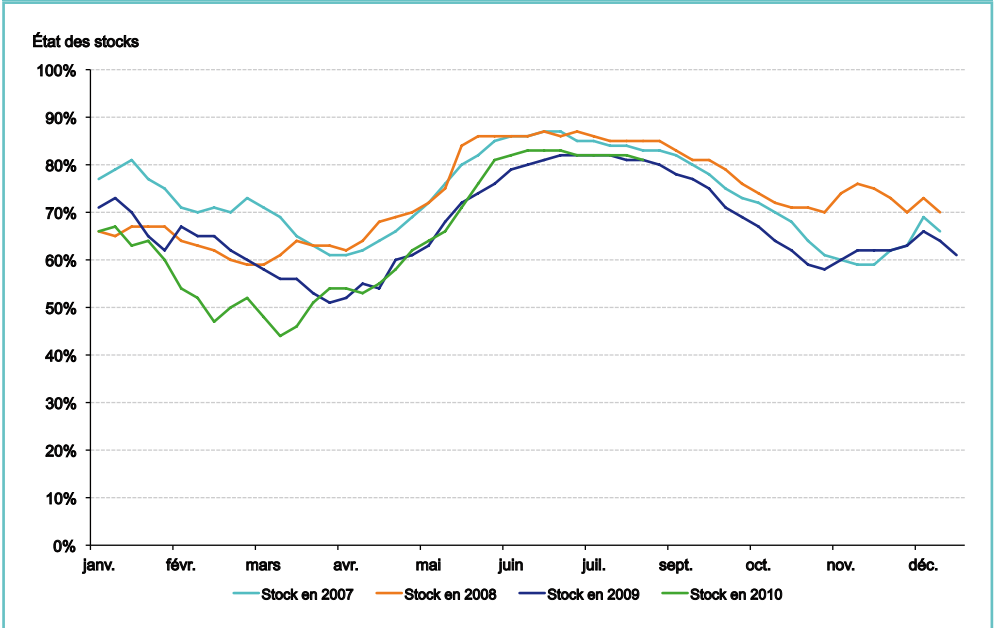


GRAPHIQUE 26 - Solde exportateur mensuel 2007-2009 (moyenne mobile sur 30 jours)



Source : RTE - Analyse : CRE

GRAPHIQUE 27 - Stocks hydrauliques



Source : RTE - Analyse : CRE

Dans un contexte de niveaux de prix plus bas en 2009 relativement à l'année précédente, il est à noter un taux d'utilisation des centrales au charbon et au gaz particulièrement bas au deuxième trimestre 2009 (tableau 8). Le taux de production se redresse toutefois nettement à partir

du troisième trimestre pour rejoindre, et même dépasser au premier trimestre 2010, les taux observés les années précédentes. Cette utilisation accrue des centrales thermiques classiques est sans doute à relier à la disponibilité réduite du parc nucléaire au cours de cette période.

**TABLEAU 8 - Taux de production charbon-gaz 2007-2009**

	<b>2007</b>	<b>2008</b>	<b>2009</b>	<b>2010</b>
<b>T1</b>	39 %	44 %	48 %	52 %
<b>T2</b>	36 %	34 %	22 %	33 %
<b>T3</b>	28 %	25 %	29 %	
<b>T4</b>	53 %	42 %	46 %	

Source : RTE - Analyse : CRE

### **3.2. Si, en 2009, les frontières ont été moins souvent marginales, la marginalité du nucléaire reste toutefois inférieure à 10 %**

Une filière de production est considérée comme marginale lorsqu'elle détermine le prix de marché, c'est-à-dire lorsque le moyen de production le plus cher appelé pour satisfaire la demande appartient à cette filière. Nous analysons ici la marginalité des différentes filières de production en France au cours de l'année 2009. Le calcul de marginalité est basé sur la comparaison entre les coûts marginaux de chaque unité de production pour chacune des heures de l'année et le prix horaire sur le marché day-ahead.

L'analyse de la marginalité dépend assez largement de la méthode de calcul retenue. Celle utilisée ici tient à la fois compte d'un critère prix et d'un critère utilisation de l'unité :

- le critère prix sélectionne les centrales pour lesquelles l'écart entre le prix de marché et le coût de production ne dépasse pas un certain seuil (fixé à 5 €/MWh) ;

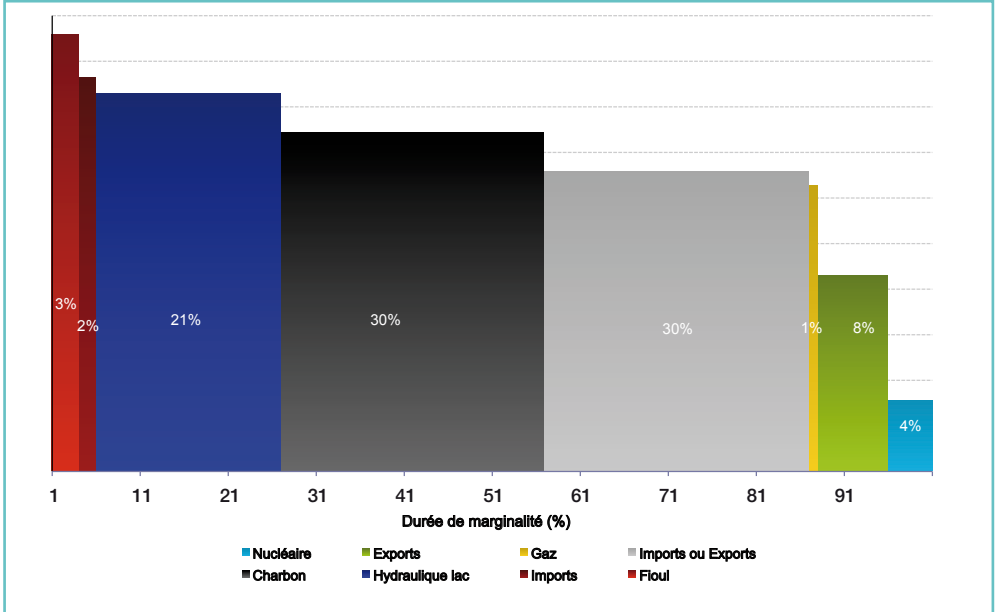
- parmi les centrales dont le coût marginal respecte ce premier critère, on ne considère que celles dont la production est comprise entre 15 % et 85 % de la capacité théorique maximale <sup>(9)</sup> ;
- l'unité considérée comme marginale est alors celle respectant les critères précédents et dont le coût est le plus proche du prix de marché.

Si aucune unité de production ne respecte ces différents critères, on considère alors que le niveau de prix sur le marché français est expliqué par l'influence des diverses interconnexions. Ce sont les frontières qui sont alors considérées comme marginales.

Les résultats de ces estimations sont résumés, pour 2008 et 2009, dans les graphiques 28 et 29, étant précisé que ces résultats sont dépendants des hypothèses méthodologiques prises en compte.

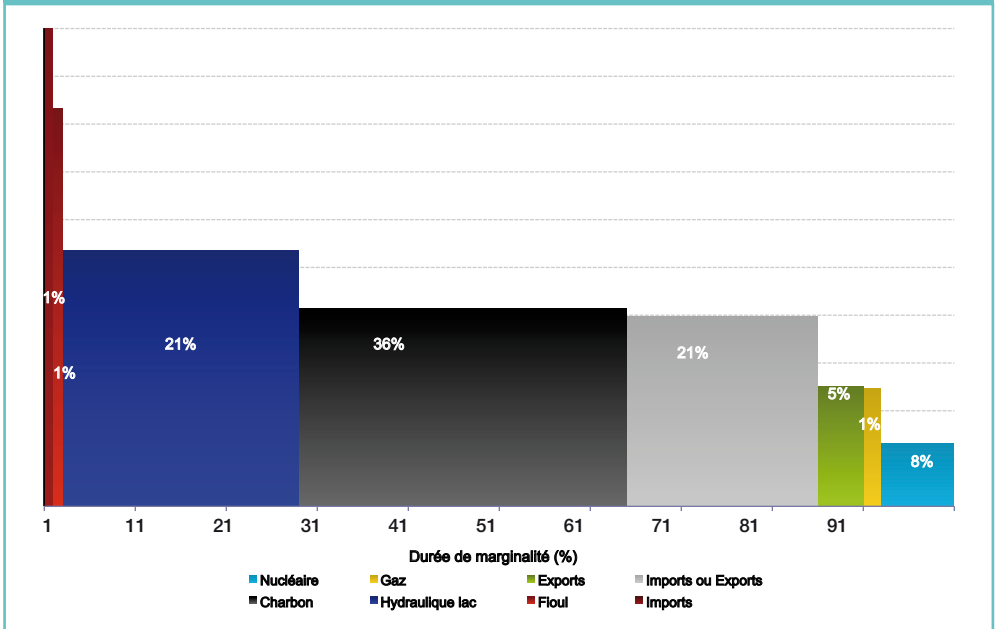
(9) Les analyses présentées dans le cadre du rapport de surveillance 2008-2009 prenaient en compte un critère absolu et non relatif. Cette différence de méthodologie explique la légère variation entre les chiffres obtenus ici et ceux publiés l'an passé pour l'année 2008.

GRAPHIQUE 28 - Durée de marginalité des différentes filières de production en 2008



Source : CRE

GRAPHIQUE 29 - Durée de marginalité des différentes filières de production en 2009



Source : CRE

L'évolution des résultats obtenus en 2008 et 2009 met en évidence :

- une hausse de la durée de marginalité du nucléaire qui ne détermine toutefois le prix en 2009 que dans 8 % des cas (pour une production représentant 80 % de la production totale) ;
- une hausse de la durée de marginalité des filières charbon et hydraulique ;
- une forte diminution de la durée de marginalité des frontières qui passe de 40 % en 2008 à 27 % en 2009.

Les prix observés au cours des heures de marginalité de toutes les filières ont significativement diminué. Ces constats sont cohérents avec la baisse des cours des combustibles au cours de l'année 2008. Une baisse est également constatée dans le cas de la filière nucléaire.

Les prix observés au cours des heures de marginalité de la production hydraulique sont également en baisse en 2009. Ceci est également cohérent dans la mesure où seules les unités de type « lac » (barrages) sont susceptibles d'être marginales au contraire des unités « fil de l'eau » dont la production, fatale, est vendue à tout prix. Du fait de l'optimisation du parc hydraulique, la valeur d'usage des moyens de productions hydrauliques concernés est fortement liée au coût marginal de remplacement de ces unités par des centrales thermiques. Il est, par conséquent, logique d'observer en 2009 un prix moyen plus faible pendant les périodes de marginalité hydraulique, du fait de la baisse du cours des combustibles fossiles et donc de la diminution du coût marginal de production des centrales thermiques.

Au cours de l'année 2009, les marchés frontaliers ont été déterminants dans la fixation du prix français au cours de 27 % des heures, soit un niveau inférieur à celui constaté en 2008.

Cette influence des frontières peut être répartie en trois catégories en fonction du sens sup-

posé des échanges en direction des pays voisins. Ainsi, la frontière est considérée comme marginale dans le sens des exports lorsque le prix français est inférieur au minimum des prix constatés aux frontières, et dans le sens des imports s'il est supérieur au maximum. Dans le reste des cas, le sens est réputé indéterminé.

Pour l'année 2009, les prix français sont :

- supérieurs durant 1 % du temps, soit une situation importatrice en substitution de moyens plus onéreux ;
- inférieurs durant 5 % du temps, soit une situation exportatrice d'électricité moins chère que partout ailleurs ;
- encadrés par différents prix frontaliers, durant 21 % du temps.

### **3.3. L'UFE poursuit le développement de son dispositif de transparence avec des améliorations adoptées en juillet 2009, juin 2010 et prévues pour fin 2010. Malgré ces progrès, la fiabilité des publications de prévision reste perfectible**

- *Un dispositif de transparence complété par l'UFE en 2009 et 2010*

La transparence des données de production est une condition importante du bon fonctionnement du marché de gros de l'électricité. Mis en place depuis novembre 2006, le dispositif de l'UFE, qui collecte auprès de ses membres les informations concernant la production réalisée ainsi que la disponibilité prévisionnelle des parcs de production, organise cette transparence au niveau du marché français. Ce dispositif couvre aujourd'hui 90 % de la production française et prend en compte les installations dès 20 MW. Ces données sont publiées via le

site internet de RTE où elles sont présentées de façon agrégée par filières de production.

Au cours de l'année 2009, l'UFE a enrichi son dispositif en mettant en œuvre plusieurs mesures visant à augmenter le degré de transparence sur le marché français.

Depuis le 1<sup>er</sup> juillet 2009, sont ainsi publiées quotidiennement :

- les disponibilités journalières constatées ;
- les disponibilités prévisionnelles à court terme et actualisées 7 J/7 de l'ensemble du parc.

De nouvelles améliorations ont également été apportées courant 2010 avec, à partir du 1<sup>er</sup> juillet, la publication de la puissance disponible prévisionnelle, à court et moyen termes, pour chaque unité de production dont la puissance est supérieure à 100 MW. Enfin, est également annoncée pour la fin de l'année 2010 la publication pour ces mêmes unités des arrêts fortuits sous un délai de 30 minutes.

- *La disponibilité prévisionnelle des unités de production thermiques et nucléaires est statistiquement surévaluée*

L'efficacité du dispositif Transparence repose sur une transmission systématique des données de disponibilité pour publication. Celle-ci apparaît à cet égard encore insuffisante en 2009 malgré une légère amélioration. Ainsi, en 2009, 80,2 % en moyenne des informations nécessaires au dispositif Transparence ont été transmises au gestionnaire de réseau contre 77,7 % en 2008. Si l'on pondère ce taux de transmission par la capacité installée prise en considération pour chacune des prévisions, on obtient également un taux en hausse à 92 % en 2009 contre 85 % l'année précédente. Cependant, RTE publiant jusqu'alors les disponibilités prévisionnelles de façon agrégée par filière de production, le taux de publication de prévisions exhaustives, c'est-à-dire prenant en compte les disponibilités prévisionnelles lorsque tous les producteurs ont transmis toute l'information nécessaire, est plus faible (tableau 9).

**TABLEAU 9 - Disponibilités prévisionnelles des différentes filières**

Données	Filière	Charbon	Hydraulique fil de l'eau	Fioul	Gaz	Nucléaire	Hydraulique lac
Taux de prévisions exhaustives *		73 %	54 %	92 %	49 %	92 %	57 %
Écart statistique moyen à 7 jours		315 MW	-299 MW	280 MW	10 MW	1733 MW	82 MW
Écart statistique moyen (J-7) en % du parc		4,6 %	-3,0 %	3,9 %	0,1 %	2,7 %	0,6 %
Écart statistique moyen (J-7) (2008)		3,4 %	-3,8 %	3,3 %	0,0 %	2,5 %	0,6 %

\* Le taux de prévisions exhaustives est le rapport entre le nombre de prévisions exhaustives reçues et le total du nombre de prévisions attendues pour les prévisions journalières (J-1 à J-7) et hebdomadaires (S-1 à S-12). Une prévision est considérée comme exhaustive lorsque tous les acteurs concernés par cette filière de production ont fourni une prévision pour la date et la maturité considérée.

Analyse : CRE, sur la base des informations collectées et transmises par RTE

Les analyses ci-dessous visent à mesurer la qualité de l'information transmise par les producteurs. Elles vérifient la cohérence de l'information transmise à différents termes (mois, semaines, jours) avec la dernière prévision de disponibilité, c'est-à-dire celle de la veille pour le lendemain.

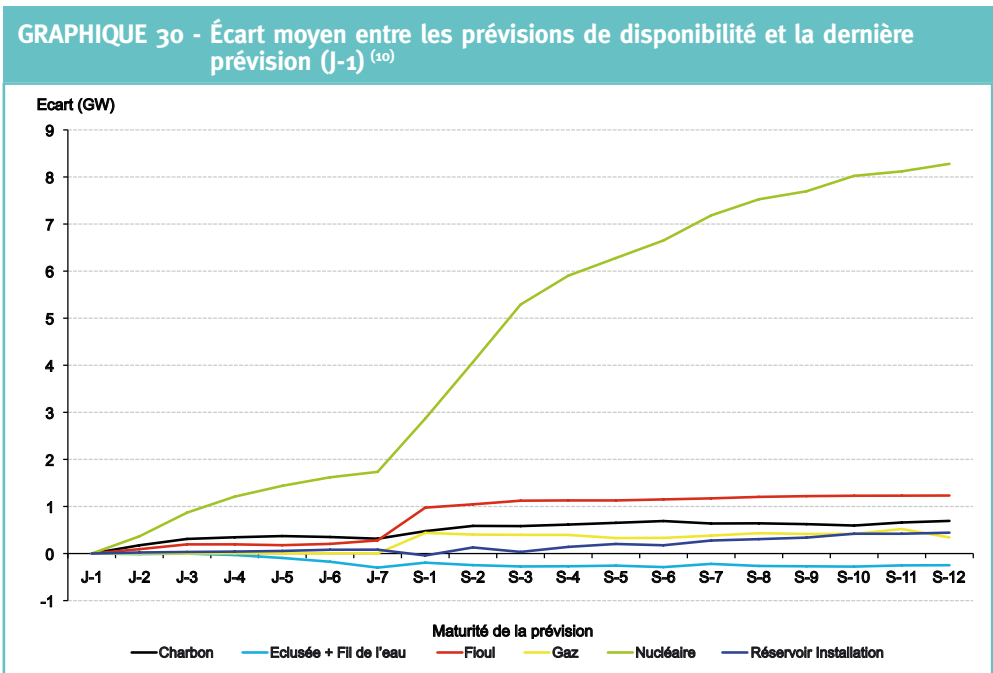
Le graphique 30 représente pour les échéances inférieures à 12 semaines les écarts moyens constatés entre les prévisions de disponibilités publiées et la prévision en J-1, dernière prévision connue.

La transparence des données de production apparaît satisfaisante dans le cas des filières nucléaire et fioul (qui ne concernent qu'un seul acteur). Le taux de publication est en baisse pour les autres filières passant respectivement de 67 % et 62 % pour la filière hydraulique lac et fil de l'eau en

2008 à 57 % et 54 % en 2009. Il progresse en revanche pour les filières gaz et charbon, avec un taux de publication passant de 48 % à 49 % pour le gaz et 53 % à 73 % pour le charbon.

En ce qui concerne les écarts entre les différentes prévisions de disponibilité et la dernière prévision enregistrée (J-1), on constate une légère surévaluation statistique des prévisions de disponibilité pour la filière nucléaire avec un biais qui s'est aggravé relativement à 2008. La précision des prévisions apparaît bonne pour les filières hydrauliques lac et fil de l'eau, elle se dégrade en revanche pour les filières thermiques classiques.

La dispersion des prévisions autour de leur moyenne apparaît comme faible pour les filières hydraulique fil de l'eau, nucléaire, et hydraulique lac avec un écart type moyen du biais de



Source : RTE - Analyse : CRE

(10) La croissance de l'écart de prévision avec sa maturité résulte des règles définies par les producteurs quant à la transmission des prévisions de disponibilité. Le cahier des charges « transparence » de l'UFE, au 11.e., stipule en effet que « la puissance disponible prévisionnelle publiée à une date donnée ne prend en compte que les indisponibilités dont l'occurrence est certaine ; elle n'intègre aucune évaluation du risque d'indisponibilité fortuite ». Cette définition précise exclut donc toute appréciation sur l'incapacité d'une installation à maintenir sa disponibilité ou à être à nouveau disponible.

prévision représentant respectivement 3,1 %, 3,8 % et 3,0 % du parc installé sur la période mais élevée pour les filières charbon, fioul et gaz (8,0 %, 15,5 % et 8,1 %).

### La disponibilité réalisée est statistiquement inférieure aux prévisions publiées en J-1 pour la filière nucléaire

Depuis le 1<sup>er</sup> juillet 2009, RTE publie la disponibilité journalière réalisée pour chaque filière de production. La comparaison des disponibilités prévues en J-1 et de la disponibilité effectivement réalisée révèle une surévaluation statistique des disponibilités prévisionnelles annoncées dans le cadre du dispositif de transparence. Sur l'ensemble des filières, celle-ci est évaluée à près de 1100 MW, dont plus de 800 MW concernant la filière nucléaire (graphique 31).

EDF, seul exploitant du parc nucléaire, a été interrogé sur les causes d'un tel biais. Il a communiqué à la CRE des éléments explicatifs dans

le cas des écarts les plus importants. Ceux-ci sont dans la majorité des cas liés :

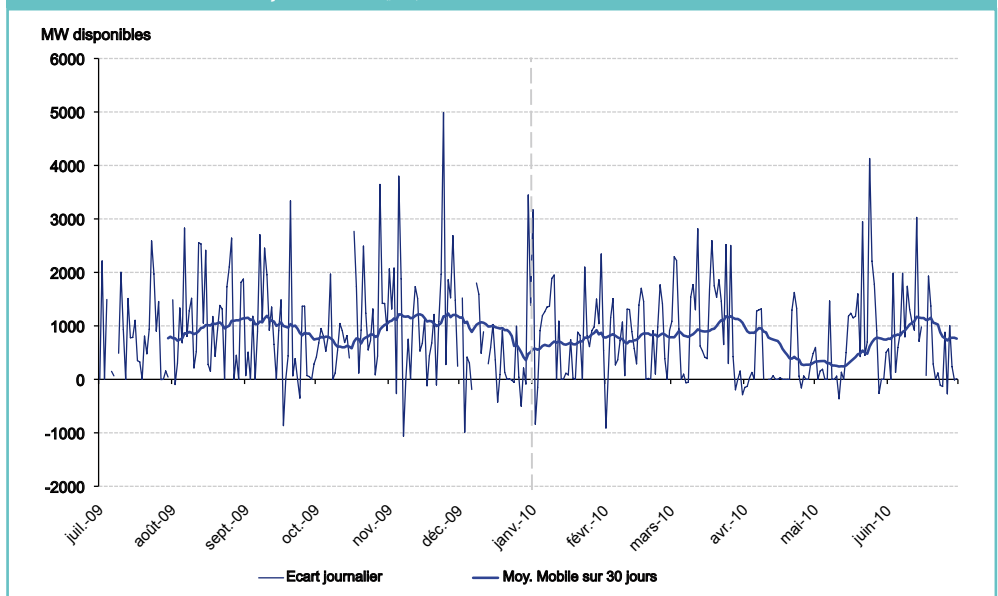
- aux arrêts fortuits de centrales ;
- au prolongement d'indisponibilités, du fait de la prolongation de visites ou d'arrêts.

Ces écarts feront l'objet d'un suivi régulier et d'une analyse plus précise permettant d'expliquer leur amplitude.

#### • Les informations publiées par RTE sont un maillon essentiel du dispositif de transparence

Le site internet de RTE, sur lequel est publié l'ensemble des données collectées dans le cadre du dispositif de transparence, est la pierre angulaire du dispositif de l'UFE. Depuis le 1<sup>er</sup> juillet 2010, RTE permet également sur son site web de visualiser en temps réel et par intervalles de 15 minutes la consommation d'électricité française du jour en cours. Le site permet également

**GRAPHIQUE 31 - Écart moyen entre la disponibilité nucléaire réalisée et la prévision (J-1)**



Source : RTE - Analyse : CRE

l'accès à une estimation des émissions de CO<sub>2</sub> générées par la production d'électricité, calculées en fonction des moyens de production sollicités en France et de leurs émissions moyennes de CO<sub>2</sub> estimées par RTE.

### **Prise en compte de l'autoconsommation des unités de production à l'arrêt**

Les analyses menées sur les données publiées dans le cadre du dispositif Transparence ont révélé que les données publiées pouvaient comporter une incohérence dans la prise en compte de l'autoconsommation des moyens de production à l'arrêt. En effet, les prévisions de consommation publiées par RTE sont élaborées à partir d'un modèle statistique, basé sur les diverses estimations de consommation journalière en temps réel. Ces estimations en temps réel ne tiennent jamais compte de la consommation propre des groupes de production, qu'ils soient à l'arrêt ou en fonctionnement. Il en est donc de même des prévisions.

Les prévisions de disponibilité publiées par les producteurs peuvent ne pas être cohérentes avec cette comptabilisation de la consommation, puisque l'autoconsommation d'une unité de production n'est comptabilisée dans les prévisions de disponibilité et les données de production que lorsque cette unité produit.

Suite à ce constat, RTE précise désormais sur son site internet dans quelle mesure les différentes données et prévisions de production et consommation tiennent compte ou non de cette autoconsommation.

### **Incident opérationnel du 10 mars dans la publication par RTE des prévisions de consommation**

Le 10 mars 2010, la plateforme RTE de publication de la consommation prévisionnelle en J-1 fut indisponible durant la matinée. RTE a été interrogé sur les causes de cet incident. Il est apparu que cet incident était de nature opérationnelle mais lié à des circonstances à faible probabilité d'occurrence lors de la mise en ligne des données. La CRE considère que la fréquence

très faible d'occurrence de ce type d'incident n'appelle pas à ce stade la mise en place d'une procédure de secours redondante par rapport aux moyens déjà mis en œuvre par RTE. La CRE s'attachera toutefois, plus généralement, à analyser sur la durée la qualité et la fiabilité des processus opérationnels mis en œuvre par les différents intervenants du dispositif Transparence.

### **3.4. L'audit des méthodes de valorisation d'EDF montre qu'en 2009 les offres de marché sont globalement cohérentes avec les coûts marginaux du système EDF. La politique de gestion du risque a fait l'objet d'un examen particulier**

- *Des offres sur les marchés globalement cohérentes avec les coûts marginaux*

Dans son précédent rapport sur le fonctionnement des marchés de gros, paru en décembre 2009, un audit des modèles d'optimisation d'EDF et EDF Trading a été mené. Une analyse ex-post de l'écart entre les coûts marginaux du système EDF et les prix spot a en particulier été menée sur l'année 2008. Sur les heures où EDF est supposée être marginale, cet écart a été de l'ordre de 6 %. Sur la base de ces résultats et de références étrangères, la CRE a constaté que les niveaux de ces écarts ne traduisent pas l'exercice d'un pouvoir de marché.

La CRE a également indiqué dans son précédent rapport que l'écart entre prix spot et coûts marginaux du système EDF fera l'objet d'un suivi régulier spécifique par la CRE.

Ce suivi a été mis en place et EDF communique désormais à la CRE, sur un rythme mensuel, les résultats de ses modèles d'optimisation journaliers permettant ainsi le suivi régulier de l'écart prix-coûts. L'écart est mesuré sur un pas de temps horaire.

Sur l'année 2009, l'écart moyen constaté entre les prix spot et les coûts marginaux est de 6,5 %.



Il est lié en partie aux valeurs enregistrées lors du pic de prix du 19 octobre 2009. En retraçant des valeurs anormales du 19 octobre, l'écart résultant est de 4 %. Par ailleurs, le modèle d'optimisation peut aboutir dans certains cas à des valeurs négatives de coûts marginaux, alors que les offres transmises à EPEX Spot doivent être supérieures à zéro. En corrigeant ce biais, et sans prendre en compte les valeurs liées au pic du 19 octobre, l'écart moyen ressort sur l'année 2009 à 3,3 %. On peut également relever que dans les configurations où le prix sur EPEX Spot est inférieur au prix sur la bourse allemande EEX, l'écart prix-coût est négatif, conformément à l'impact attendu des échanges aux frontières.

Au-delà du constat global précédent sur l'année 2009, certaines occurrences peuvent correspondre à des niveaux d'écart prix-coût élevés ou, de façon connexe, à une utilisation d'unités de production en dessous de la capacité attendue compte tenu du niveau de prix de marché.

La CRE a interrogé EDF sur les cas particuliers représentatifs de telles situations. EDF a été en mesure de justifier ces cas principalement par les raisons suivantes :

- les conséquences des mouvements sociaux de 2009 sur l'utilisation du parc de production ;
- la prise en compte des coûts fixes de démarrage rendant non profitable l'utilisation de certaines centrales du parc thermique à flammes ;
- la matérialisation d'aléas impactant l'équilibre offre-demande sur le périmètre EDF, postérieurs à l'enchère sur le marché spot français.

Au total, la CRE considère que, sur l'année 2009, l'écart entre prix et coûts marginaux est à des niveaux qui ne constituent pas un abus de position dominante.

#### **La politique de gestion du risque a fait l'objet d'un examen particulier**

EDF optimise son parc de production et gère ses interventions sur les marchés en prenant en compte un critère de « risque 1 % ». Ce critère per-

met d'évaluer, pour le portefeuille d'EDF, la marge nécessaire pour ramener à 1 % le risque, pour l'entreprise, de devoir recourir à des moyens très coûteux ou exceptionnels afin d'honorer l'équilibre offre-demande sur son périmètre de responsabilité.

L'optimisation de la position d'EDF sur les marchés est effectuée par EDF Trading qui, dans le cadre de cette politique, respecte ce critère de « risque 1 % » à 16 h. À cette fin, une marge d'incertitude sur les volumes disponibles à la vente est prise en compte pour couvrir les aléas susceptibles d'affecter l'équilibre offre-demande d'EDF entre le fixing de la bourse et 16 h. Cette marge d'incertitude qui n'est donc pas offerte au marché est calibrée à partir du risque de défaillance d'une tranche nucléaire entre 12 h et 16 h.

La CRE considère que cette marge n'a pas d'impact dans les configurations sans tension sur le marché spot français ainsi que dans les configurations où EDF est acheteur.

En revanche, la CRE a soulevé la question de l'impact potentiel de cette marge dans le cas de tensions sur le marché spot de l'électricité, sans véritable tension physique sur le système électrique. Le prix de marché pourrait dans ce cas se fixer à des niveaux qui dépassent ceux qui auraient résulté de l'offre à la vente de tout ou partie de cette marge, selon son prix d'offre.

EDF a informé la CRE que, sous réserve d'études approfondies des impacts opérationnels, une modification des modalités d'application de la politique de risque allait être mise en œuvre d'ici fin 2010, de sorte que le respect du risque 1 % soit satisfait au moment de la soumission des offres sur EPEX Spot et non plus à 16 h, et ainsi que le risque soit désormais porté par EDF y compris entre le fixing de la bourse et 16 h.

Dans l'attente des résultats de ces études, la CRE considère qu'une telle évolution serait de nature à clarifier le partage des rôles et des responsabilités entre EDF et EDF Trading et améliorerait les modalités d'intervention du groupe sur les marchés de gros de l'électricité.

## 4. ANALYSE DES TRANSACTIONS

### 4.1. L'offre soumise sur le marché spot reflète l'état du système électrique

Cette partie analyse les offres soumises par les différents acteurs du marché sur la plateforme EPEX Spot auction pour la France.

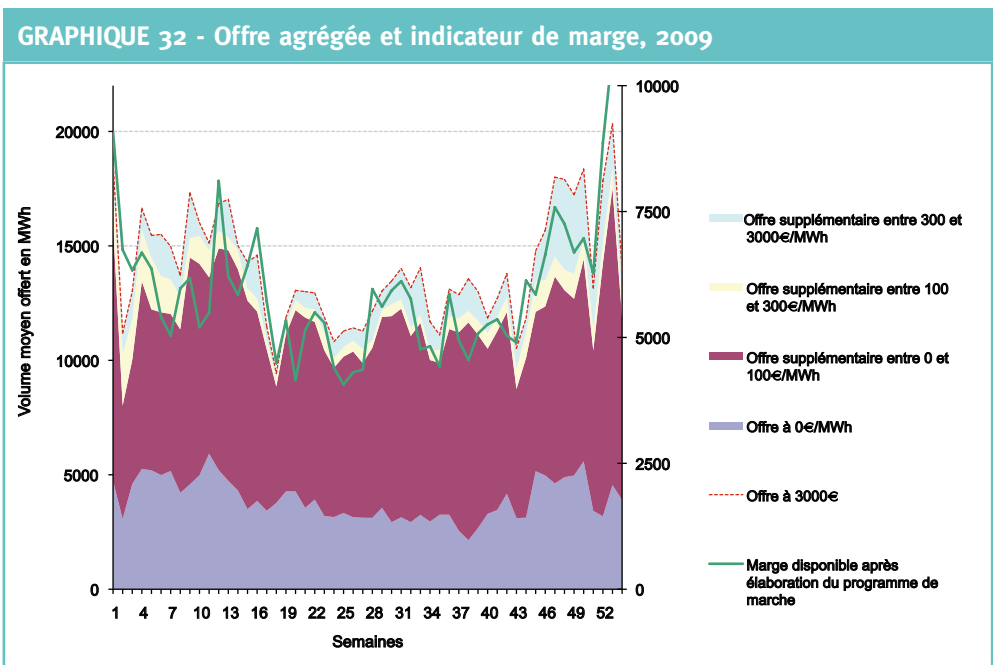
Le graphique 32 met en relation les carnets d'ordre à la vente (volumes offerts en fonction des différents prix) et l'indicateur de marge, c'est-à-dire la capacité excédentaire disponible qui reflète ainsi l'état de tension du système électrique français.

En 2009, les offres horaires à tout prix (pour 0 €/MWh) étaient en moyenne de 3 920 MWh, en augmentation de 300 MWh par rapport à 2008. 57 %

des volumes offerts, en moyenne, le sont à des paliers de prix compris entre 0 et 100 €/MWh, avec un volume moyen offert d'environ 11 800 MWh. Au-delà de 100 €/MWh, le volume moyen de l'offre horaire augmente de 6 000 MWh. Globalement une corrélation assez nette existe entre l'indicateur de marge et le volume total offert sur EPEX Spot.

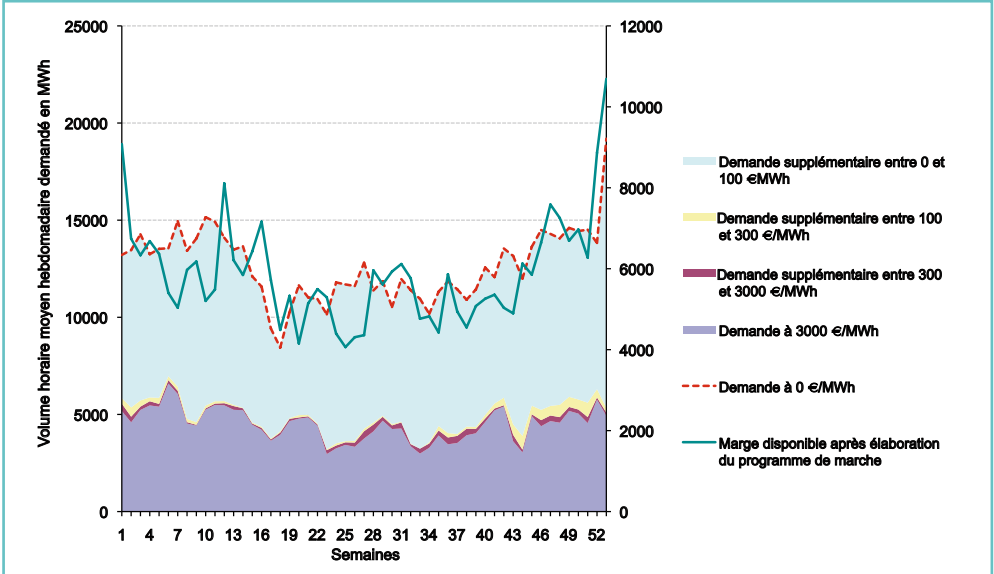
61 % de la demande agrégée est caractérisée par une disposition à payer comprise entre 0 et 100 €/MWh (graphique 33). Le volume horaire moyen demandé pour une disposition à payer entre 100 €/MWh et 300 €/MWh est relativement faible (environ 215 MWh).

Le volume moyen des offres horaires de la demande à tout prix représente 4 470 MWh en 2009.



Source : EPEX - Analyse : CRE

GRAPHIQUE 33 - Demande agrégée et indicateur de marge, 2009



Source : EPEX - Analyse : CRE

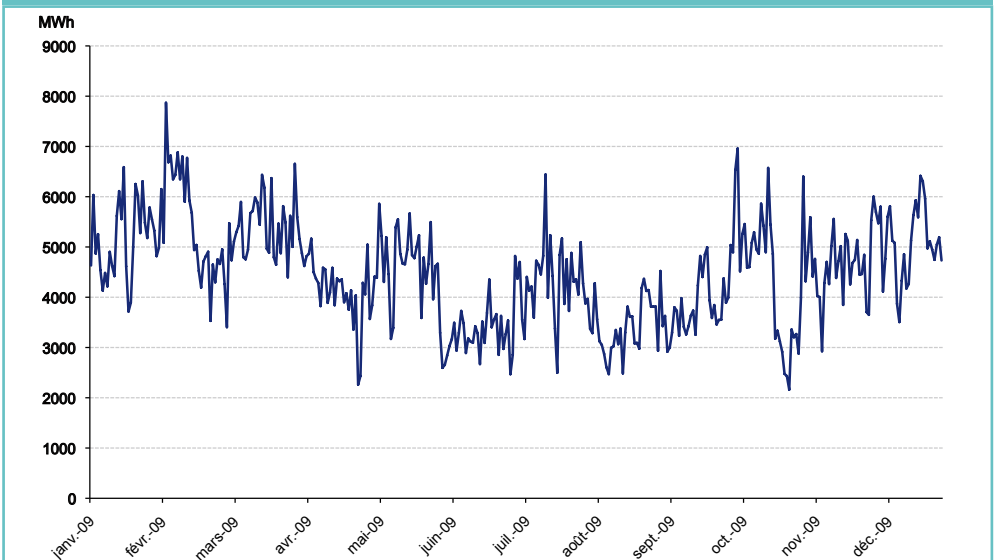
- Les offres à tout prix n'ont diminué que pendant une dizaine de jours après le pic de prix du 19 octobre 2009

le pic de prix du 19 octobre 2010 pendant une dizaine de jours. Elle a ensuite retrouvé son niveau habituel.

Sur le graphique 34, on observe que la demande à tout prix à 3 000 €/MWh a seulement diminué après

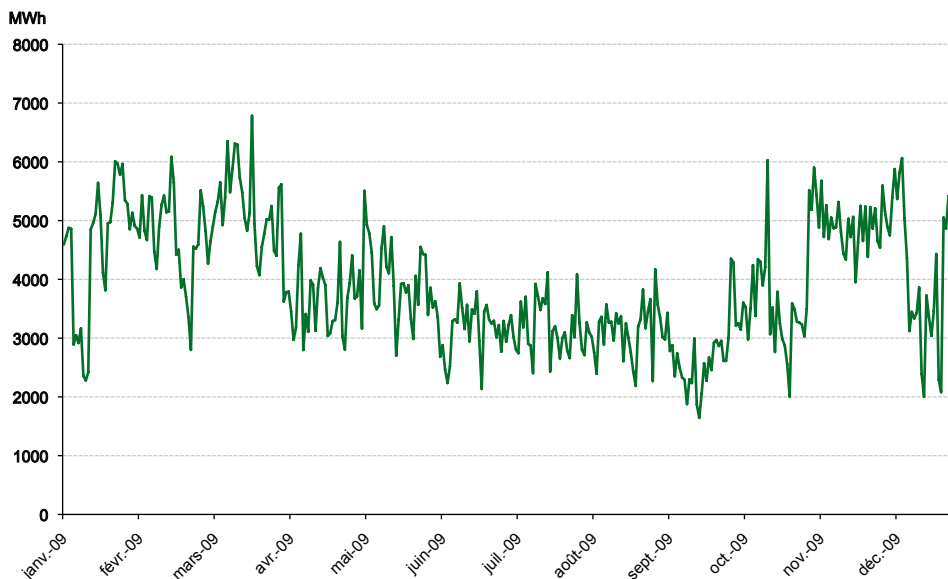
De même, l'offre à tout prix a diminué durant 10 jours après le pic de prix du 19 octobre 2009 (graphique 35, p. 50).

GRAPHIQUE 34 - Demande à tout prix



Source : EPEX - Analyse : CRE

GRAPHIQUE 35 - Offre à tout prix



Source : EPEX - Analyse : CRE

#### 4.2. Les nominations à contre-sens de capacités journalières ont eu tendance à augmenter entre 2008 et 2009

Une nomination d'énergie à contre-sens se produit quand un acteur importe ou exporte de l'énergie à l'inverse du différentiel de prix entre les deux pays. Par exemple l'acteur importe alors que le prix day-ahead est plus faible en France.

L'analyse a été menée à partir des différentiels de prix entre blocs pointe et hors pointe, en utilisant de préférence des références de prix par acteurs, des prix OTC et en dernier lieu les prix des bourses.

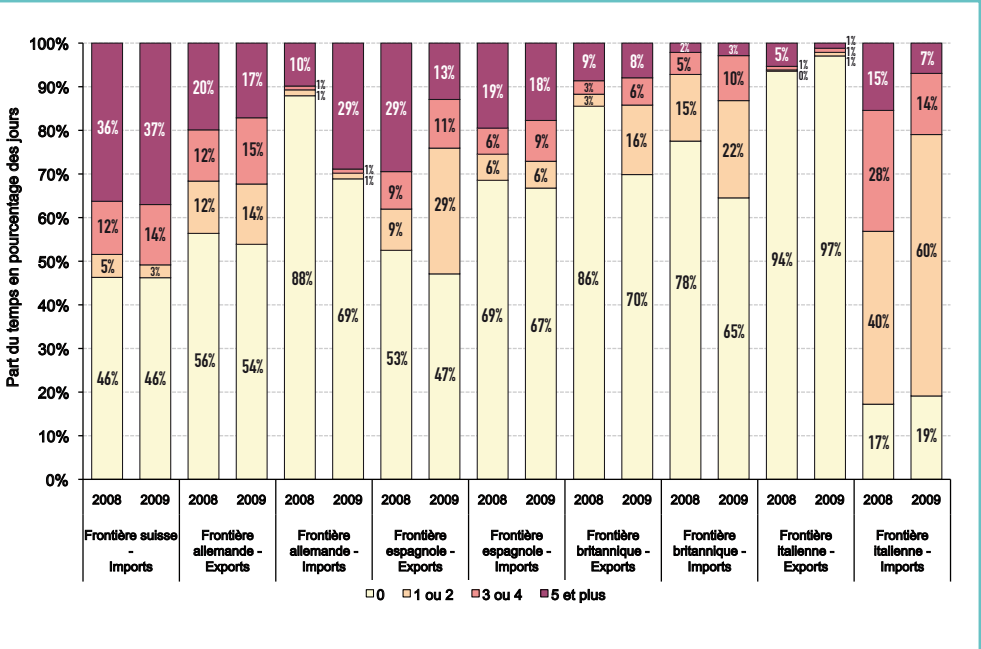
Entre 2008 et 2009, le graphique 36 montre que le nombre d'acteurs nominant des capacités

journalières à contre-sens a augmenté principalement sur les frontières allemande à l'import, espagnole à l'export, et à la frontière britannique dans les deux sens.

Les acteurs le plus souvent impliqués dans des nominations de capacités journalières à contre-sens ont été interrogés. Ils ont évoqué plusieurs raisons pour expliquer ces nominations de capacités journalières à contre-sens des différentiels de prix.

Plusieurs acteurs ont indiqué que leurs analyses des différentiels de prix étaient effectuées à la maille horaire et non par blocs pointe et hors-pointe. Il convient de noter que si certains acteurs anticipent les prix à la maille horaire, d'autres le font en se limitant aux blocs pointe / hors-pointe.

**GRAPHIQUE 36 - Nominations à contre-sens (part des jours pendant lesquels ont eu lieu des nominations à contre-sens et nombre d'acteurs qui nominaient à contre-sens en 2008 et en 2009)**



NB : Aucun chiffre n'est fourni concernant les exports vers la Suisse, car il n'existe pas de mécanisme d'allocation des capacités journalières sur cette frontière.

Source : RTE - Analyse : CRE

Une autre raison invoquée par les acteurs pour expliquer des nominations de capacités journalières à contre-sens des différentiels de prix a été une liquidité insuffisante sur les marchés day-ahead français et adjacents.

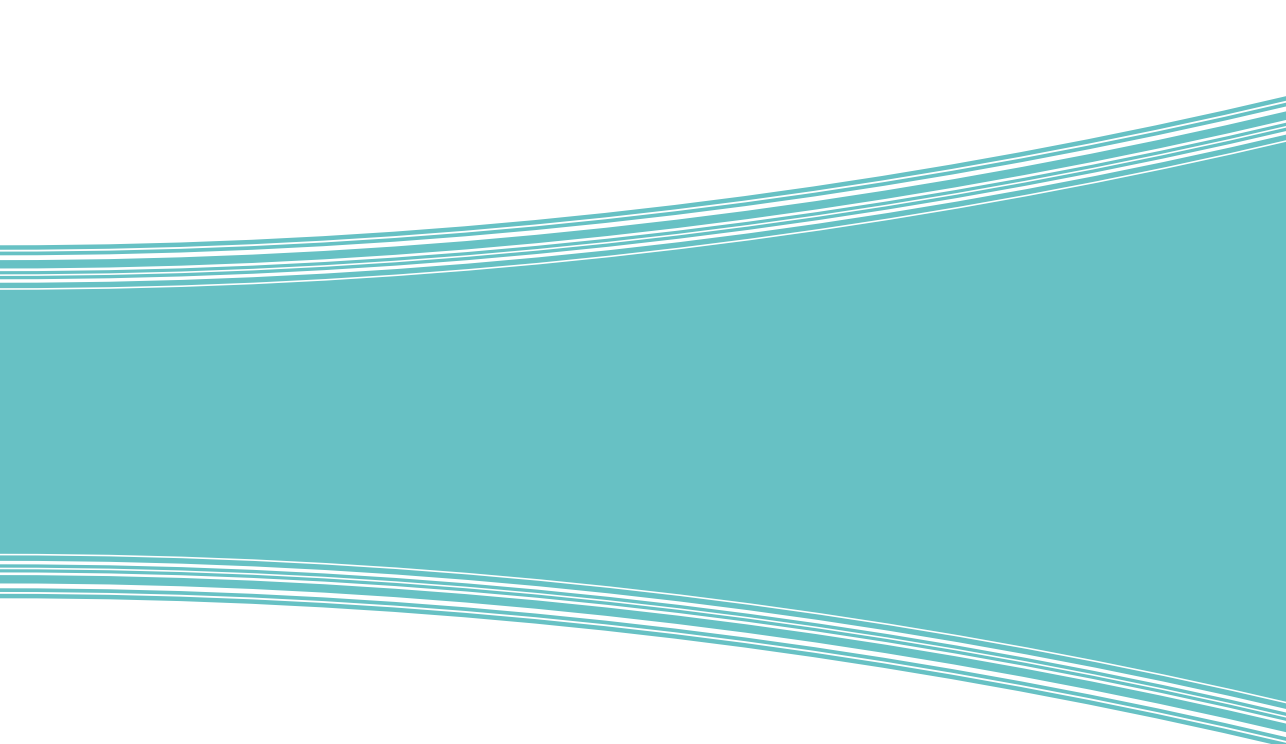
Enfin, un dernier type structurel d'explication des nominations de capacités journalières à contre-sens des différentiels de prix repose 1) sur l'inefficacité de certains mécanismes d'échange d'énergie aux frontières actuellement en place, et 2) sur l'enchaînement des clôtures des places

de marchés qui peut conduire les acteurs à réaliser leur offres sur la base d'anticipations de prix et de volumes. Ces anticipations étant souvent entachées d'incertitude, cela explique pourquoi les stratégies de nomination en day-ahead ne sont pas nécessairement cohérentes avec les prix observés.

Ces imperfections devraient se réduire avec l'amélioration des mécanismes d'allocation des capacités d'interconnexion, avec en particulier le couplage de marché dans la région Centre-Ouest.

# Section II

## Les marchés de gros du gaz



**1.** Le développement du négoce de gaz

p. 54

**2.** Les prix du gaz

p. 68

**3.** Les infrastructures gazières

p. 80

**4.** L'approvisionnement des acteurs/  
nouveaux entrants

p. 89

## 1. LE DÉVELOPPEMENT DU NÉGOCE DE GAZ

L'année 2009 a été propice au développement des échanges sur les marchés de gros du gaz. L'offre s'est révélée abondante sur les marchés mondiaux du fait de la production de gaz non conventionnel aux États-Unis et de l'arrivée de volumes importants de GNL. Face à une demande restée déprimée compte tenu du contexte récessif, notamment en Europe et en France, les prix de gros observés sur les principales places de marché européennes ont atteint des points bas en 2009 et se sont inscrits en net retrait par rapport aux prix des contrats d'approvisionnement à long terme indexés sur les produits pétroliers. Dans ce contexte, les marchés de gros du gaz ont constitué une source d'approvisionnement attractive pour les fournisseurs de clients finals et ont représenté, côté producteurs, un débouché pour les volumes de gaz non vendus dans le cadre des clauses de take-or-pay des contrats à long terme.

Ce contexte se retrouve dans l'équilibre global des flux gaziers en France (graphique 37). En 2009, 599 TWh de gaz ont été ainsi physiquement injectés sur l'ensemble des réseaux français de gaz, soit une diminution de 28 TWh (-4,4 %) par rapport à 2008. Dans le contexte de recul de l'activité économique, cette baisse est liée au net recul de la consommation des clients finals (489 TWh, soit une baisse de 20 TWh ou 4 % par rapport à 2008).

La quasi-totalité des livraisons a été couverte par les importations. Ces dernières ont représenté 603 TWh en 2009 contre 621 TWh en 2008. Les mouvements physiques liés au stockage et déstockage ont permis d'équilibrer les flux réguliers d'importations avec les fortes variations saisonnières de la consommation, concentrée sur l'hiver. Les opérations de stockage / déstockage ont été plus importantes en 2009 qu'en 2008 et se sont soldées par des volumes nets stockés de 13 TWh en 2009, contre 6 TWh en

2008, reflet d'une reconstitution de stocks de gaz à des conditions de prix bas.

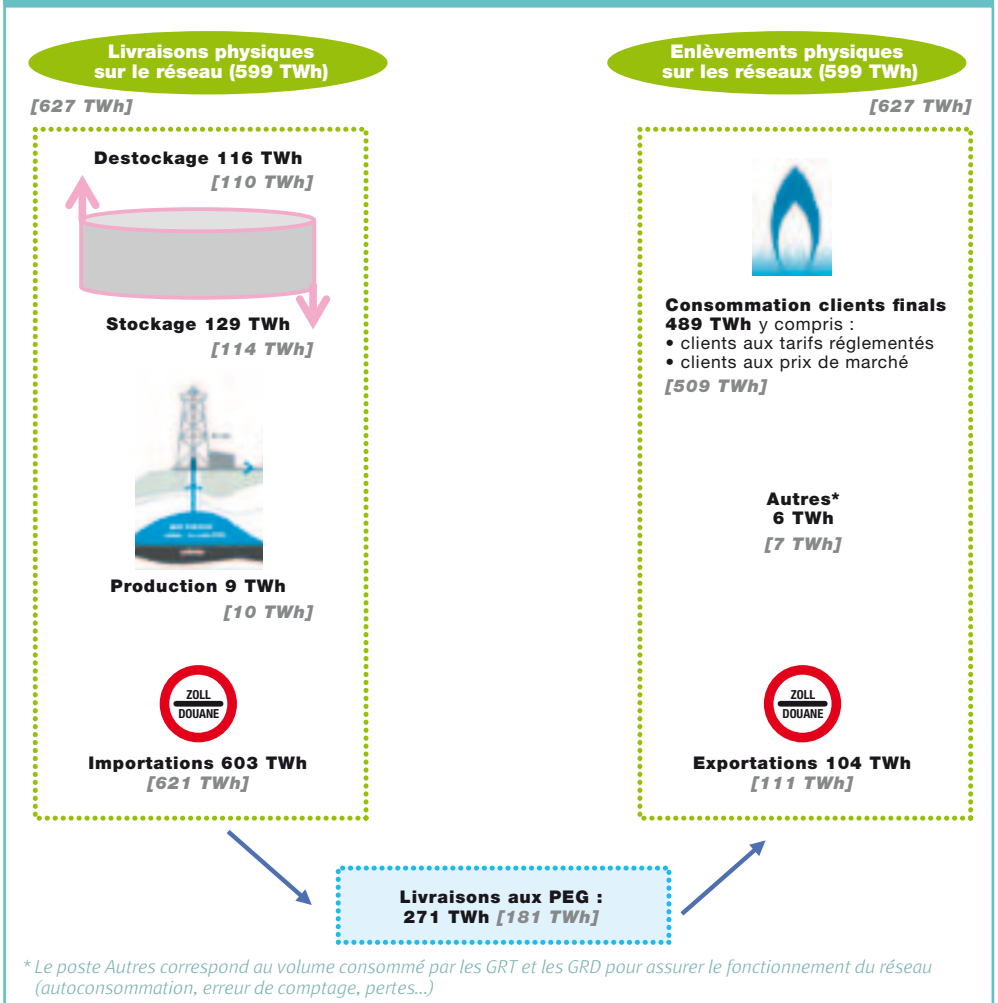
Les échanges sur les marchés de gros français se matérialisent par des livraisons et des enlèvements de quantités de gaz au niveau des Points d'Échange de Gaz (PEG). Les livraisons aux PEG ont augmenté de plus de 49 % par rapport à 2008 atteignant 271 TWh en 2009. Cette évolution, mise en regard avec le recul des importations et de la consommation, est le net reflet de la progression des échanges sur les marchés de gros.

### 1.1. Une croissance forte des livraisons aux PEG au cours de l'année 2009, concentrées pour l'essentiel au PEG Nord

Les livraisons aux PEG représentent la somme des nominations nettes des expéditeurs aux différents PEG français (PEG Nord, Nord-B, Sud et Sud Ouest). Ces livraisons sont issues des échanges entre les différents acteurs des marchés de gros et permettent d'apprécier le recours à ce marché, qu'il soit purement bilatéral ou intermédié (bourse Powernext Gas Exchange depuis novembre 2008 ou plateformes de brokers). Ces livraisons comprennent également les achats ou ventes des gestionnaires de réseaux pour couvrir leurs besoins d'équilibrage et de gaz carburant.

Les livraisons à une période donnée reflètent l'ensemble des transactions conclues sur les marchés au comptant ou à terme et livrées au cours de cette période. Ce volume ne représente pas le volume de transactions conclues entre les acteurs à cette date, car un volume de gaz donné pour une période déterminée peut être négocié plusieurs fois, mais seule une livraison nette résultera de ces échanges.



**GRAPHIQUE 37 - Approvisionnements et débouchés des acteurs du marché français du gaz (2009 [2008])**


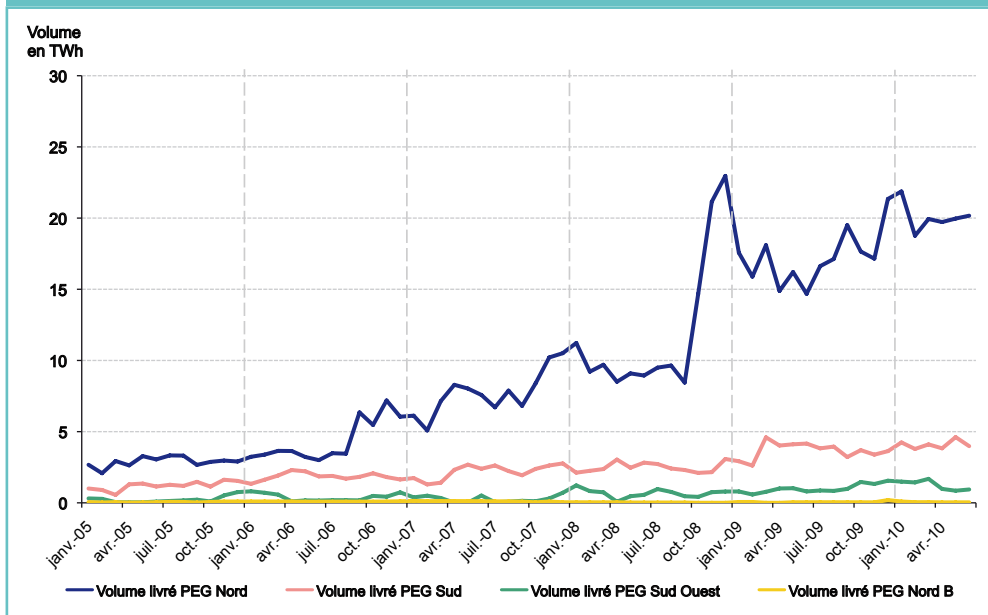
Sources : GRTgaz, TIGF - Analyse : CRE

L'année 2009 a été caractérisée par des niveaux de livraison aux PEG supérieurs à ceux de 2008 (+90 TWh). Après leur forte progression à la fin de l'année 2008, les volumes livrés aux PEG ont évolué de façon erratique en 2009 mais sont restés à un palier supérieur à l'année 2008. Depuis l'été 2009, les livraisons repartent progressivement à la hausse pour atteindre le niveau de 25 TWh en juin 2010. Les volumes livrés sont évalués à 271 TWh en 2009 contre 181 TWh en 2008.

Au premier semestre de 2010, les livraisons se situent à 25,4 TWh en moyenne mensuelle contre 20,9 TWh au premier semestre 2009.

La croissance des volumes livrés est observée sur les trois zones françaises (Nord, Sud et Sud Ouest), mais reste modeste en zones Sud et Sud Ouest. Elle est liée pour l'essentiel à la croissance des livraisons au PEG Nord (graphique 38, p. 56). L'émergence d'une grande zone Nord au

## GRAPHIQUE 38 - Livraisons aux PEG (données mensuelles)



Sources : GRTgaz, TIGF - Analyse : CRE

1<sup>er</sup> janvier 2009 a constitué indéniablement un facteur structurel majeur favorable au développement des échanges. La conjoncture favorable aux échanges sur les marchés gaziers a ainsi pu se matérialiser en zone Nord. Les approvisionnements effectués sur les marchés de gros, ainsi que la réaffectation de quantités de gaz non achetées par contrats long terme sur les marchés <sup>(11)</sup>, ont entraîné la nette progression des livraisons au PEG Nord en 2009 par rapport à 2008.

### • Des expéditeurs toujours plus nombreux

Au cours du premier semestre 2010, 61 expéditeurs ont été actifs sur au moins un PEG en France,

contre 50 en 2009 et 42 en 2008 (tableau 10). Parmi les nouveaux entrants en 2009, on dénombre un fournisseur de clients finals et cinq expéditeurs agissant pour leurs propres besoins (gestionnaires de réseaux et industriels <sup>(12)</sup>). GRTgaz intervient depuis le 1<sup>er</sup> décembre 2009 sur Powernext Gas spot pour ses besoins d'équilibrage. Par ailleurs, neuf expéditeurs aujourd'hui actifs aux PEG sont des acteurs adossés à des acteurs connus du secteur financier.

(11) Les livraisons d'achats liés aux contrats long terme ne se matérialisent pas par des livraisons aux PEG.

(12) GRTgaz et TIGF pour le réseau de transport; GrDF et les ELD pour le réseau de distribution.

**TABLEAU 10 - Nombre d'expéditeurs actifs en enlèvement et/ou livraison sur les PEG**

	<b>2008</b>	<b>2009</b>	<b>S1 2010</b>
<b>Nombre total d'expéditeurs actifs</b>	<b>42</b>	<b>50</b>	<b>61</b>
Dont traders acteurs financiers	5	8	9

Sources : GRTgaz, TIGF - Analyse : CRE

### **1.2. Le négoce de gaz sur le marché intermédié a plus que doublé en 2009 par rapport à 2008 et une nette accélération des échanges de produits à terme est observée depuis le début de 2010**

L'activité sur le marché de gros français intermédié regroupe les transactions conclues sur le marché organisé (Powernext) et sur le marché de gré à gré intermédié (courtiers). Cette activité est essentiellement concentrée au PEG Nord.

Au cours de l'année 2009, les volumes échangés sur ces marchés ont progressé de 126 % par rapport à leur niveau de 2008 pour atteindre 149 TWh contre 66 TWh. Ce volume représente plus de 22 000 transactions conclues en 2009, en forte augmentation par rapport au niveau de 2008 (tableaux 11.a et b, p. 58). Cette tendance haussière est observée pour l'ensemble des volumes négociés, que ce soit pour le segment des produits day-ahead (+113 %) ou pour les produits à terme (+131 %). Parmi ces derniers, la croissance du négoce sur les produits mensuels (+187 %) a été plus forte que pour les produits saisonniers, à échéances plus éloignées (+84 %).

Les données des premiers mois de 2010 confirment la progression des échanges. Ainsi, au

cours du premier semestre 2010, la tendance croissante des volumes négociés se poursuit, totalisant un volume de 122 TWh (tableau 11 et graphique 39, pp. 58-59). Le négoce des produits saisonniers a représenté 52 TWh au premier semestre 2010, dépassant le niveau échangé sur ces produits sur la totalité de l'année 2009 (graphique 40, p. 58). Dans un contexte de liquidité renforcée pour ce type de produit, la taille moyenne des transactions sur les produits saisonniers a évolué passant de 154 GWh au premier semestre 2009 à 207 GWh en 2010 (tableau 11.c).

Les facteurs structurels déjà cités ont indéniablement constitué un élément moteur de cette liquidité accrue des marchés de gros (arbitrages entre approvisionnement via des contrats indexés sur les produits pétroliers et des achats au marché moins chers, report de quantités non enlevées sur ces contrats). À cela s'ajoutent également les interventions depuis le 1<sup>er</sup> décembre 2009 de GRTgaz sur la bourse du gaz. Un facteur saisonnier lié à l'allocation des capacités de stockage contribue également à la croissance observée sur les produits à terme, au cours des premiers mois de l'année 2010. Ces allocations réalisées en février pour la période d'avril 2010 à mars 2011 donnent aux acteurs la visibilité nécessaire aux opérations à terme.

**TABLEAU 11 - Transactions sur le marché intermédié spot et à terme**
**a - Volume négocié en TWh**

<b>Volume (TWh)</b>	<b>2008</b>	<b>2009</b>	<b>S1 2009</b>	<b>S1 2010</b>
Marché spot	18	38	16	33
<i>dont produits day-ahead</i>	10	21	10	18
Marché à terme	48	111	53	89
<i>dont produits mensuels</i>	15	44	18	21
<i>dont produits saisonniers</i>	26	47	27	52
<b>Total marché intermédié</b>	<b>66</b>	<b>149</b>	<b>69</b>	<b>122</b>

**b - Nombre de transactions**

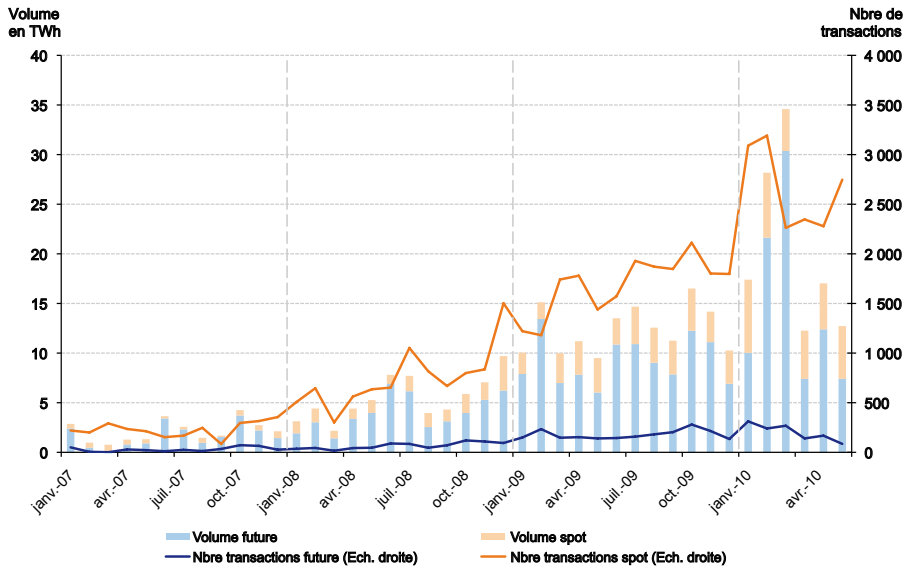
<b>Nombre de transactions</b>	<b>2008</b>	<b>2009</b>	<b>S1 2009</b>	<b>S1 2010</b>
Marché spot	8 977	20 291	8 933	15 915
<i>dont produits day-ahead</i>	6 702	14 692	6 507	11 225
Marché à terme	799	2 138	967	1 213
<i>dont produits mensuels</i>	556	1 608	702	859
<i>dont produits saisonniers</i>	175	298	178	251
<b>Total marché intermédié</b>	<b>9 776</b>	<b>22 429</b>	<b>9 900</b>	<b>17 128</b>

**c - Taille moyenne des transactions**

<b>Volume (GWh) moyen par transaction</b>	<b>2008</b>	<b>2009</b>	<b>S1 2009</b>	<b>S1 2010</b>
Marché spot	2,0	1,9	1,8	2,1
<i>dont produits day-ahead</i>	1,5	1,4	1,5	1,6
Marché à terme	59,9	51,9	54,8	73,5
<i>dont produits mensuels</i>	27,5	27,3	25,4	24,2
<i>dont produits saisonniers</i>	146,0	158,4	153,7	206,9
<b>Total marché intermédié</b>	<b>6,7</b>	<b>6,6</b>	<b>7,0</b>	<b>7,1</b>

Sources : Brokers, Powernext - Analyse : CRE

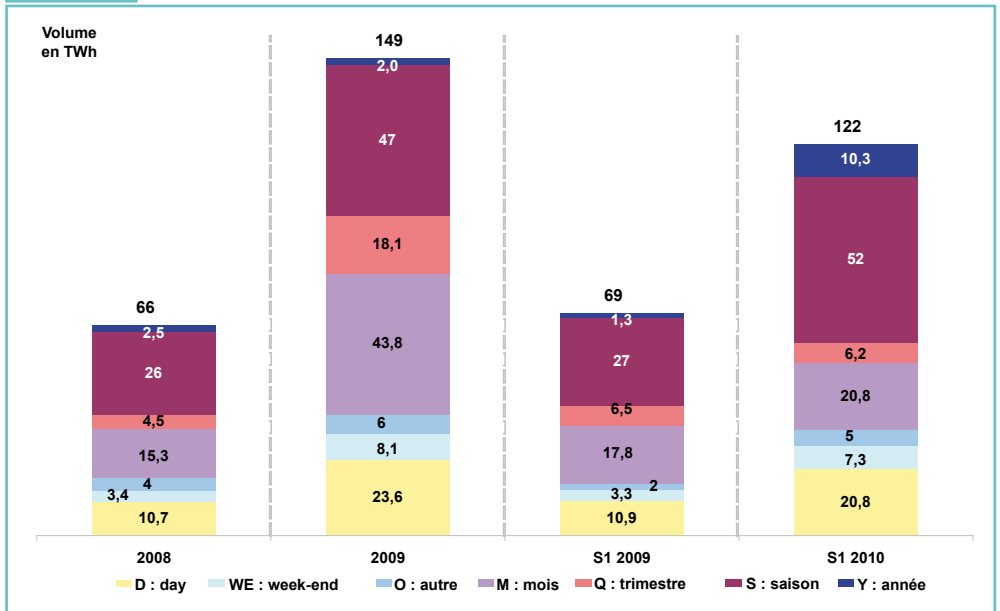
**GRAPHIQUE 39 - Évolution des volumes négociés et nombre de transactions (marché spot et à terme)**



Sources : Brokers, Powernext - Analyse : CRE

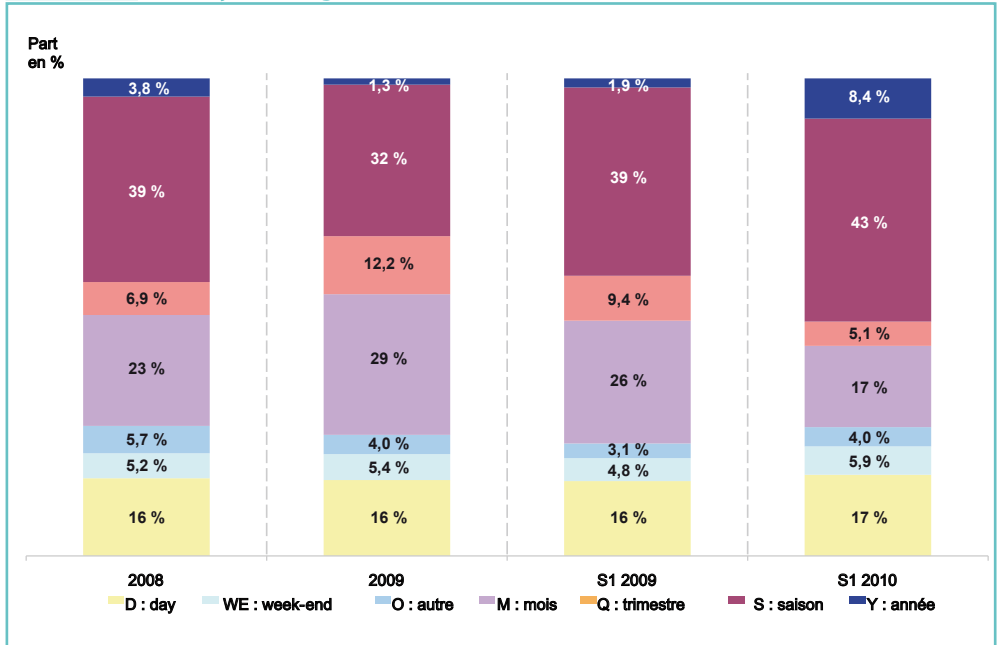
**GRAPHIQUE 40 - Répartition des volumes négociés par produits**

a - En TWh



Sources : Brokers, Powernext - Analyse : CRE

## b - En pourcentage



Sources : Brokers, Powernext - Analyse : CRE

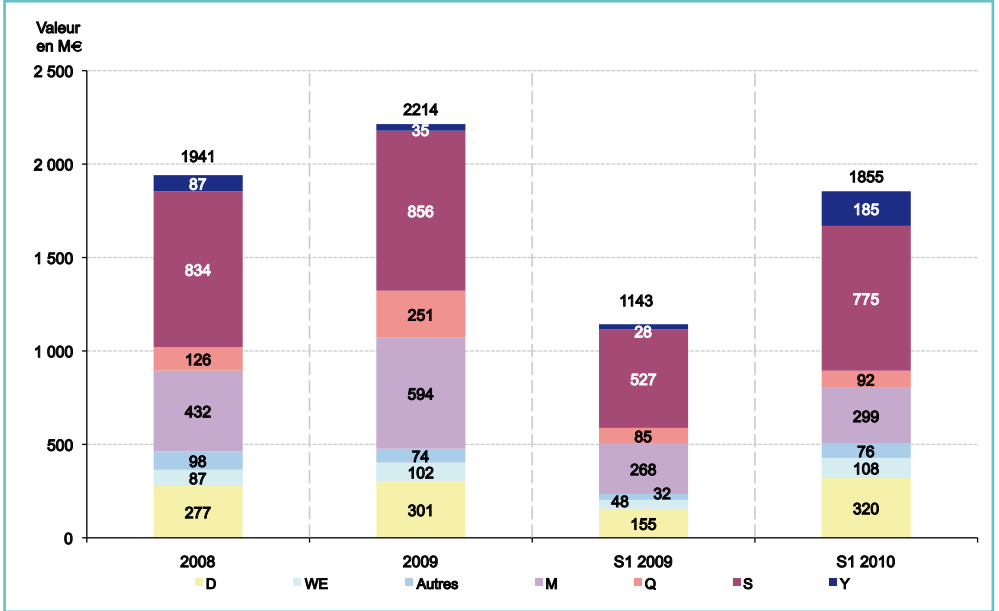
- *La taille du marché de gros du gaz en France s'élève à 2,2 milliards d'euros en 2009*

La valorisation des échanges opérés sur le marché a atteint 2,2 Mds € en 2009, soit une progression de 13 % par rapport à la valorisation de 2008. La progression des valeurs négociées est faible au vu de la croissance des volumes échangés en raison de la baisse des prix du gaz

sur la période considérée (-50 %). Cet « effet valeur » négatif s'est prolongé début 2010 mais commence à s'atténuer avec la remontée récente des prix du gaz sur le marché (graphique 41).

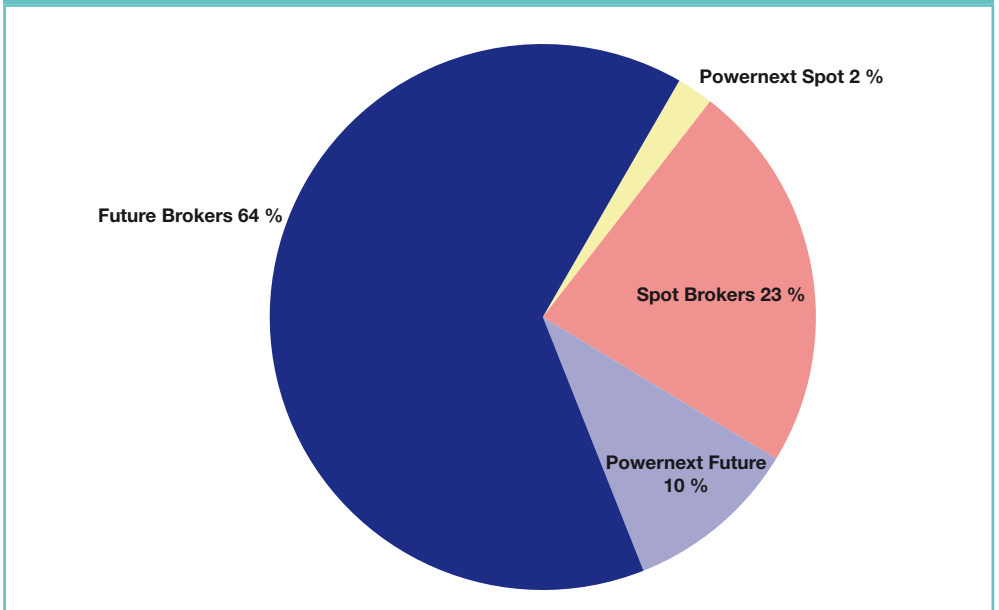
87 % des volumes négociés se négocient sur les plateformes des intermédiaires (brokers), les 13 % restants se négociant sur le marché organisé (graphique 42).

**GRAPHIQUE 41 - Valorisation des volumes négociés (en M€)**



Sources : Brokers, Powernext - Analyse : CRE

**GRAPHIQUE 42 - Répartition des volumes négociés spot et à terme aux PEG et type d'intermédiation (année 2009)**



Sources : Brokers, Powernext - Analyse : CRE

- *La zone Nord reste la zone où le négoce est le plus développé*

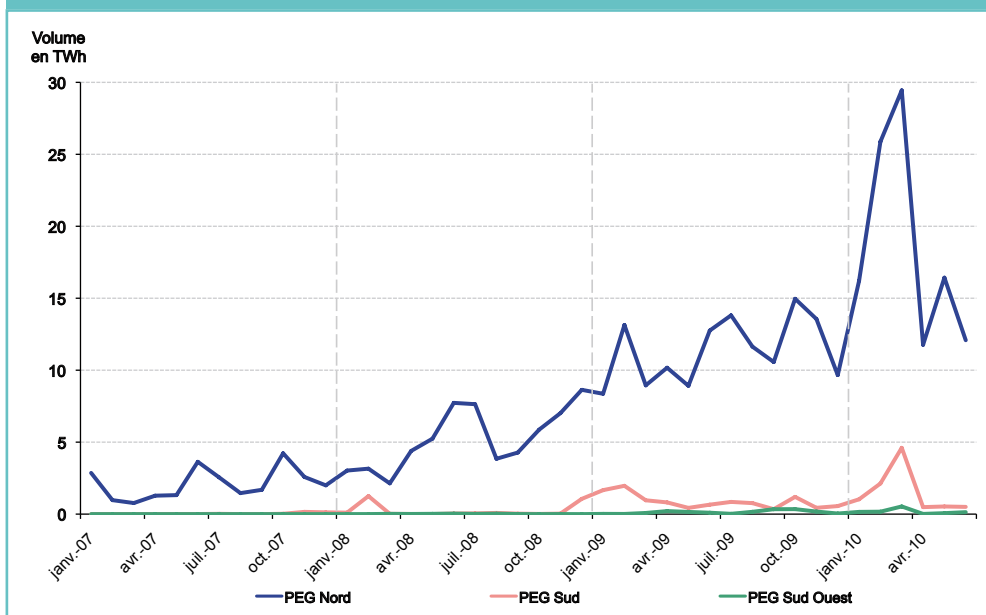
À l'instar des livraisons aux PEG, la répartition des volumes négociés selon les trois zones montre la prépondérance du négoce au PEG Nord. Celui-ci concentre environ 93 % des volumes négociés en 2009.

Les volumes échangés au PEG Sud, qui concentre 26 % de la consommation nationale,

ont également progressé au cours de l'année 2009 (7,8 TWh au premier semestre 2009 contre 4,3 TWh sur la même période l'année précédente). La liquidité en Zone Sud Ouest (TIGF) reste faible, avec un volume échangé inférieur à 1 TWh, alors qu'elle concentre environ 7 % de la consommation nationale.

Au cours du premier semestre 2010, on constate le fort développement des transactions sur le produit Y+1 sur les PEG Nord et Sud (graphique 44).

**GRAPHIQUE 43 - Volume négocié par PEG (données mensuelles)**

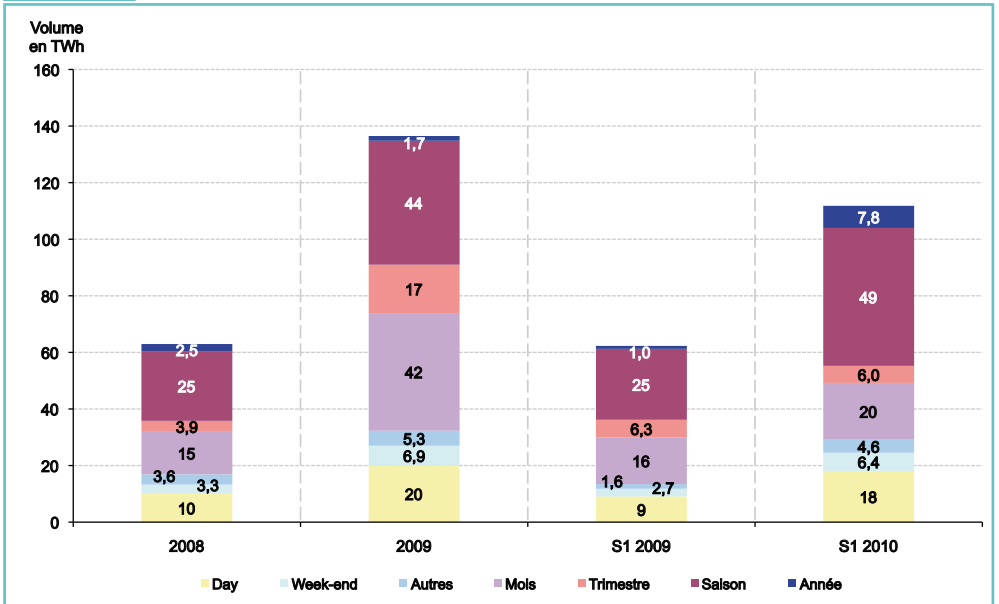


Sources : TIGF, GRTgaz - Analyse : CRE



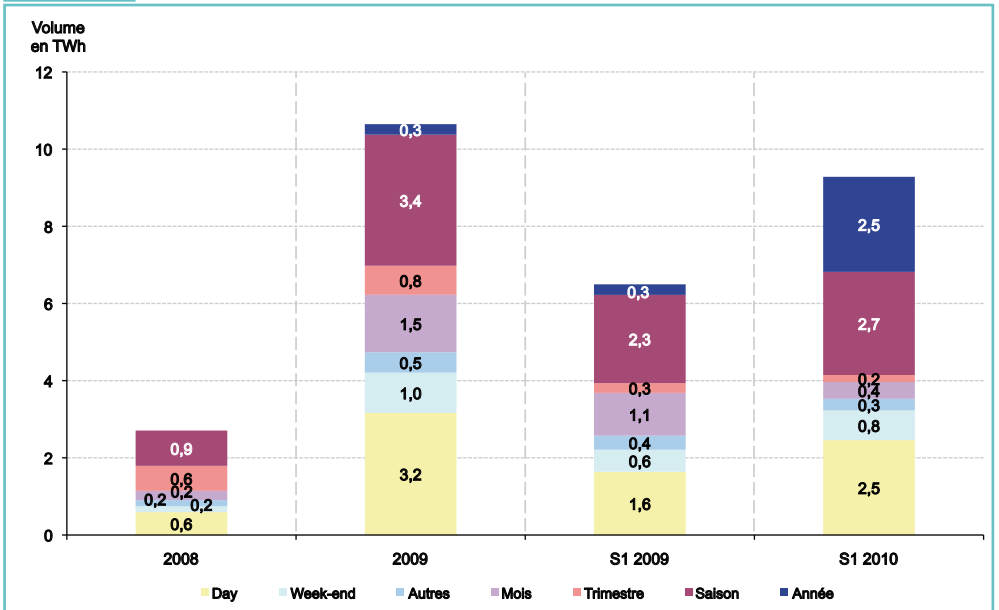
**GRAPHIQUE 44 - Répartition des volumes négociés par produit et par PEG**

**a - PEG Nord**



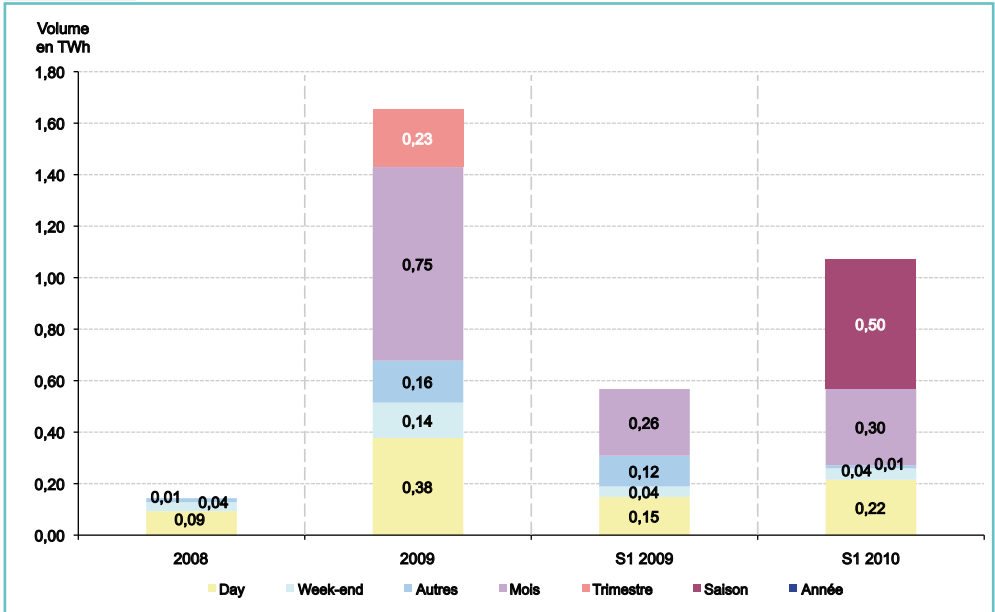
Sources : Brokers, Powernext - Analyse : CRE

**b - PEG Sud**



Sources : Brokers, Powernext - Analyse : CRE

### c - PEG Sud Ouest



Sources : Brokers, Powernext - Analyse : CRE

- *Un PEG Nord de plus en plus liquide du fait d'un nombre important d'acheteurs actifs, les deux autres zones restant concentrées*

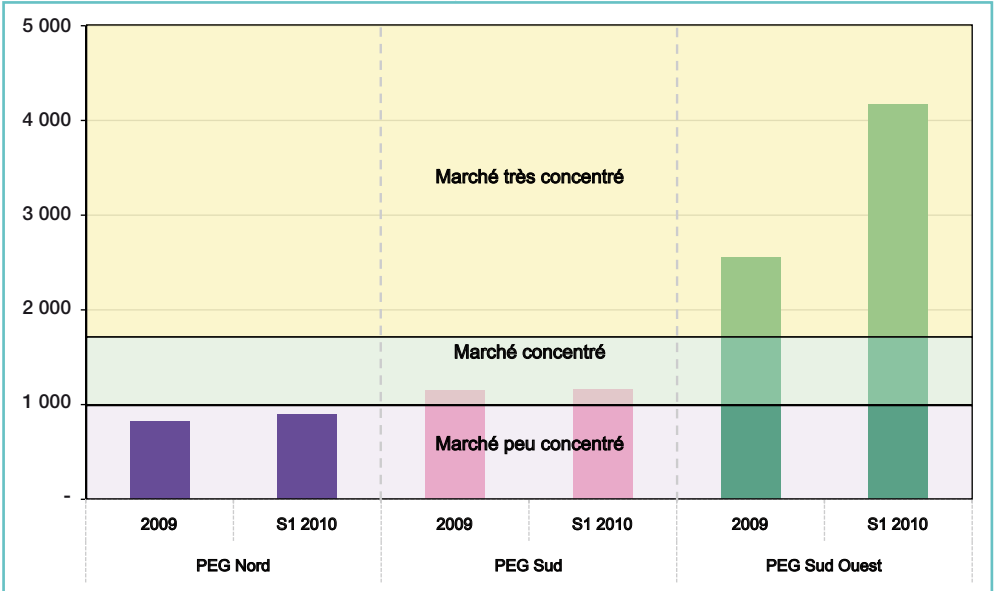
Le graphique 45 illustre le degré de concentration des zones Nord, Sud et Sud Ouest. La zone Nord, tant à l'achat qu'à la vente sur tout produit, correspond à des indices HHI représentatifs d'un marché peu concentré. Ce constat se retrouve également à travers l'évolution des parts de marché. La part de marché cumulée des trois plus gros acteurs au PEG Nord baisse continuellement depuis 2007, tant en

termes d'enlèvements livraisons qu'en termes de transactions (graphique 46, p. 67). Au premier semestre 2010, les trois plus gros acteurs représentaient 30 % de part de marché pour les enlèvements-livraisons (40 % pour les achats-ventes).

À l'opposé, la zone Sud Ouest reste très concentrée. La zone Sud, quant à elle, présente une configuration intermédiaire où la part de marché des trois plus gros acteurs a baissé depuis 2009 et est passée en dessous des 50 % au premier semestre 2010.

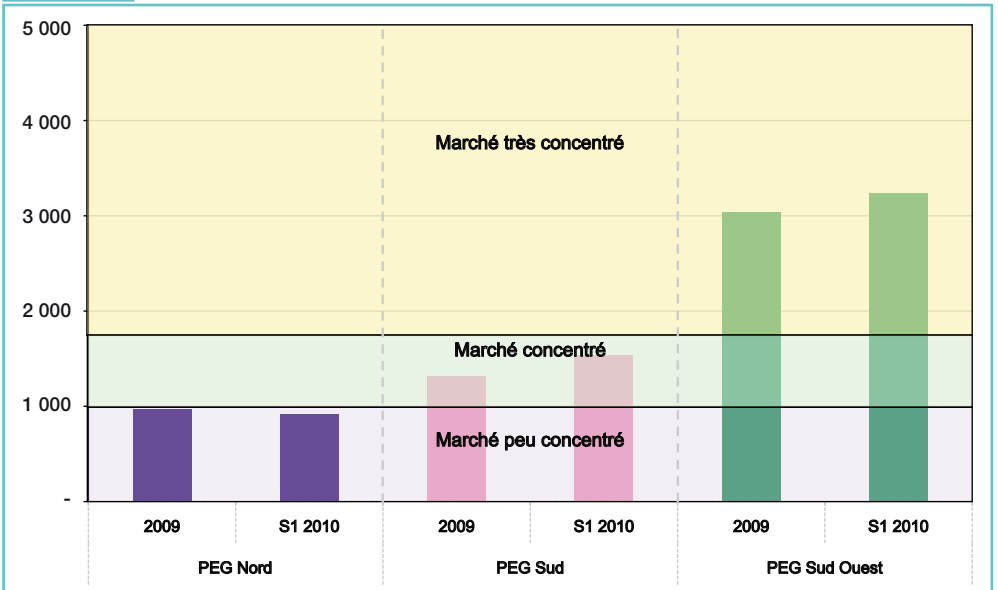
**GRAPHIQUE 45 - Indice HHI sur les différents marchés, 2009 et S1 2010, par PEG**

**a - À la vente sur le marché spot**



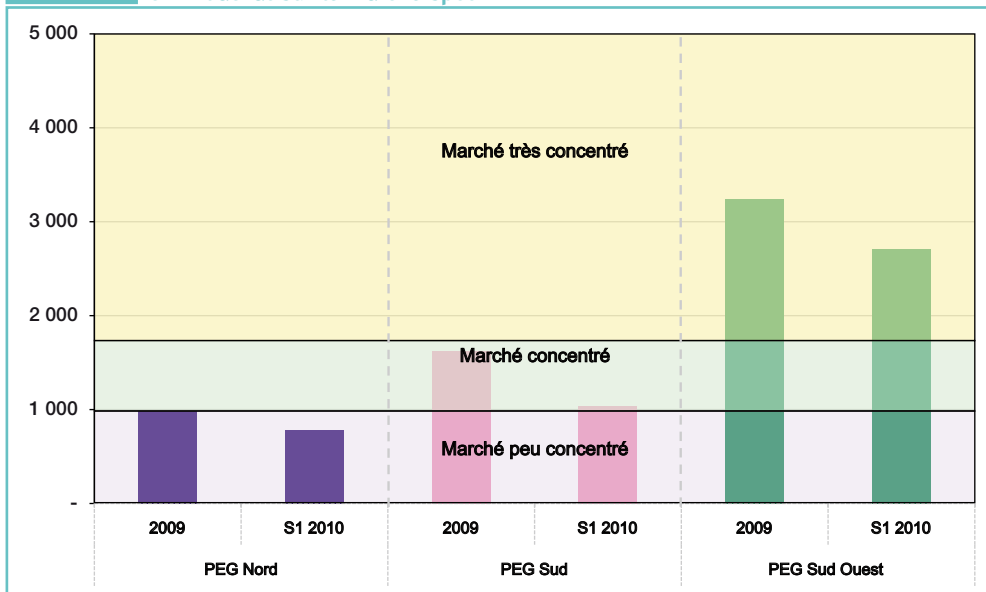
Sources : Brokers, Powernext - Analyse : CRE

**b - À la vente sur le marché future**



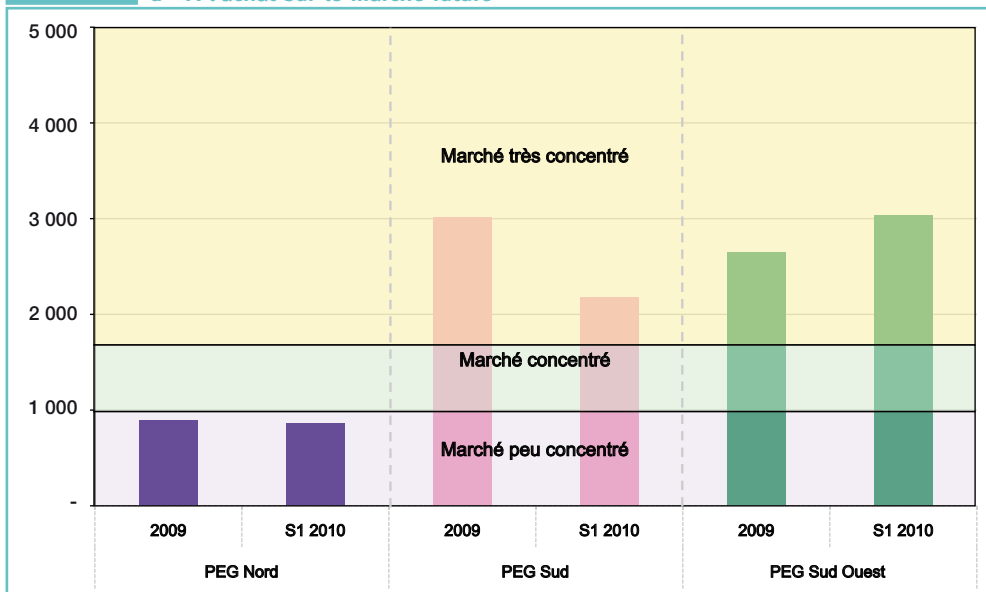
Sources : Brokers, Powernext - Analyse : CRE

### c - À l'achat sur le marché spot



Sources : Brokers, Powernext - Analyse : CRE

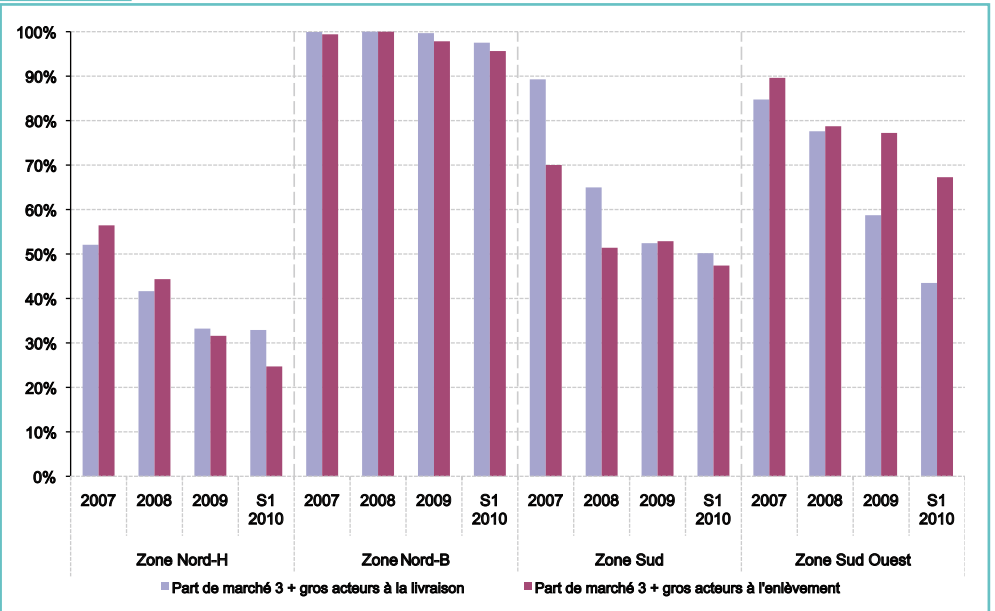
### d - À l'achat sur le marché future



Sources : Brokers, Powernext - Analyse : CRE

**GRAPHIQUE 46 - Part de marché cumulée des 3 plus gros acteurs par PEG**

**a - Enlèvements et livraisons**



Sources : Brokers, Powernext - Analyse : CRE

**b - À l'achat et à la vente**



Sources : Brokers, Powernext - Analyse : CRE

## 2. LES PRIX DU GAZ

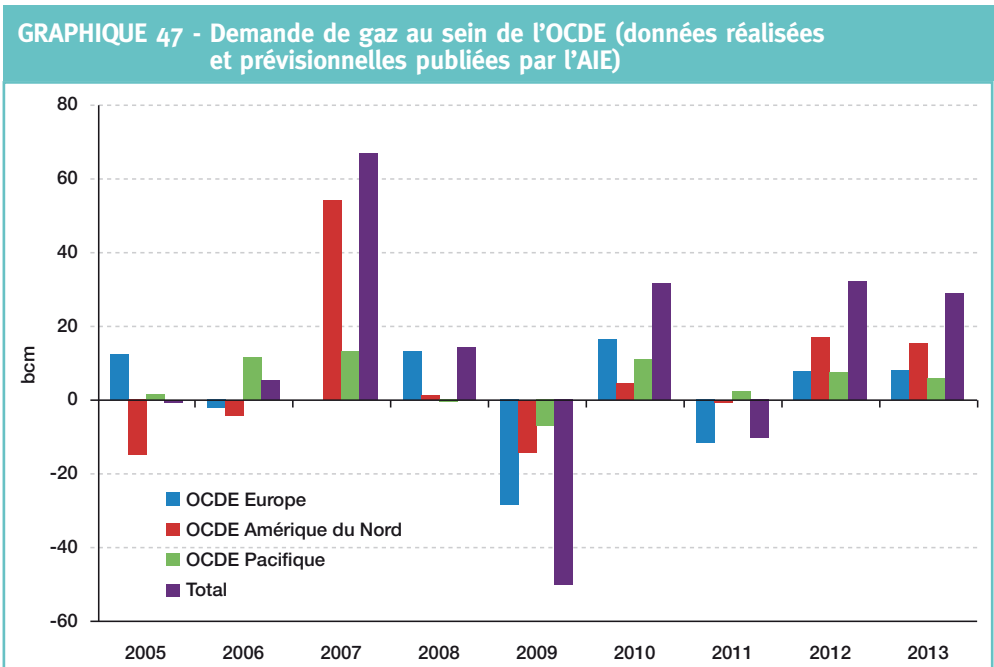
L'évolution des prix de gros sur les marchés gaziers a été marquée tout au long de 2009 et sur les premiers mois de 2010 par une déconnexion nette avec les références de prix issus de contrats à long terme indexés sur le pétrole. Cette déconnexion a été la conséquence des excédents de gaz sur les marchés mondiaux, lesquels résultent de la conjonction entre la progression de la production gazière, dont l'augmentation très rapide de la production non-conventionnelle, dans un contexte de demande déprimée. Les données publiées par l'AIE en juin 2010 illustrent en particulier le net recul de la demande européenne sur l'année 2009 (graphique 47), même si des signes de reprise sont observés en particulier sur les premiers mois de 2010 et prévus à moyen terme.

Dans ce contexte, les prix de marché ont atteint des niveaux particulièrement faibles en 2009, avant d'entamer un mouvement de hausse, qui

montre des signes d'accélération depuis le printemps 2010. Cette tendance, observée sur les principales places de marché en Europe, a réduit l'écart entre prix de marché et prix des contrats de long terme indexés sur le pétrole, même si cet écart reste encore significatif (cf. infra).

### 2.1. Une décreue spectaculaire des prix de gros du gaz en France en 2009 mais une hausse qui s'accélère depuis le printemps 2010

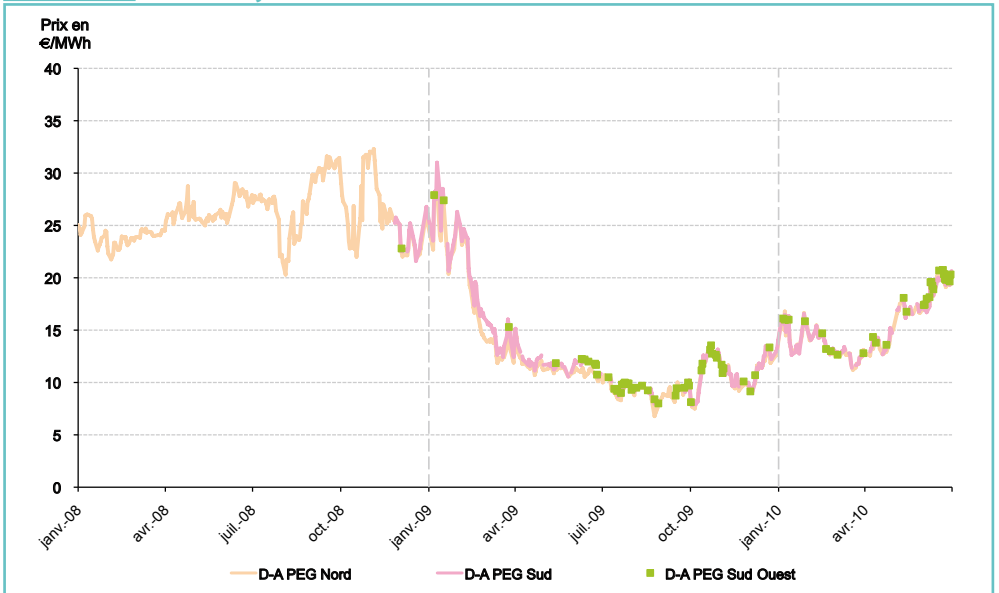
Après un début d'année 2009 volatil, du fait notamment des tensions liées à la crise russo-ukrainienne, les prix de gros sur le marché français ont enregistré une baisse spectaculaire. Au plus bas, les prix au PEG Nord sont passés en dessous de 10 €/MWh entre juillet et septembre 2009 (graphique 48).



Source : AIE

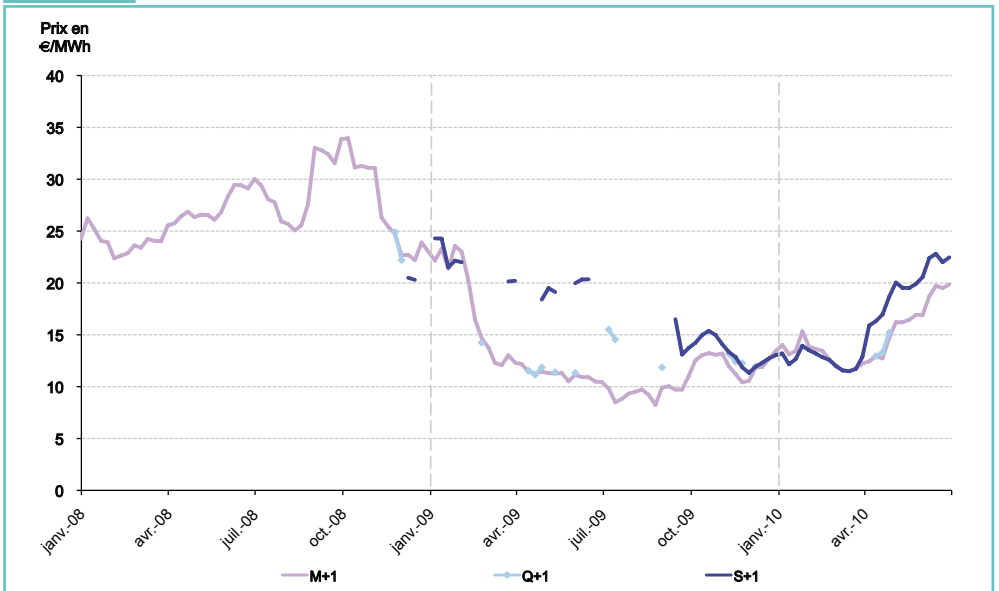
**GRAPHIQUE 48 - Évolution des prix sur le marché français (données quotidiennes)**

**a - Prix day-ahead**



Sources : Argus, Heren - Analyse : CRE

**b - Prix à terme au PEG Nord**



Sources : Argus, Heren - Analyse : CRE

Toutefois, les prix du gaz ont marqué un retournement à l'automne 2009 et sur les premiers mois de 2010. Plusieurs facteurs justifient la tendance haussière observée depuis fin 2009 :

- le retournement de la demande de gaz en Europe, après le fort recul de 2009 : la progression de la demande depuis fin 2009, en France et en Europe, est liée à l'amélioration de la conjoncture économique ainsi qu'à un hiver long et froid ;
- l'évolution à la hausse des cours du pétrole, même si la déconnexion entre les prix de marché et les prix indexés sur le pétrole reste importante durant les premiers mois de 2010 (cf. 2.3, p. 73).

La hausse depuis les points bas de 2009 montre des signes d'accélération depuis le mois de mars 2010. Entre mars et juin 2010, les prix de gros sur le marché spot sont ainsi passés d'environ 12 €/MWh à près de 20 €/MWh, le produit hiver coté au PEG Nord ayant même dépassé ce seuil à la fin du premier semestre 2010.

Il est également important de souligner le faible différentiel de prix entre les produits day-ahead et Winter 10/11 sur le PEG Nord. Le différentiel moyen sur ce dernier s'élevait à environ 3 €/MWh au cours du deuxième trimestre 2010. À titre comparatif, le différentiel moyen des prix day-ahead et Winter 10/11 sur le marché TTF était d'environ 8,2 €/MWh avec des prix similaires à ceux du marché français sur le deuxième trimestre 2009.

Ce faible différentiel des prix été/hiver a favorisé l'acquisition de produits type season pour

des livraisons en hiver au lieu d'un recours aux infrastructures de stockage.

## **2.2. Des évolutions globalement en phase entre les différentes places de marché en Europe, avec une corrélation étroite sur la période récente entre le PEG Nord, l'Allemagne (NCG) et les Pays-Bas (TTF)**

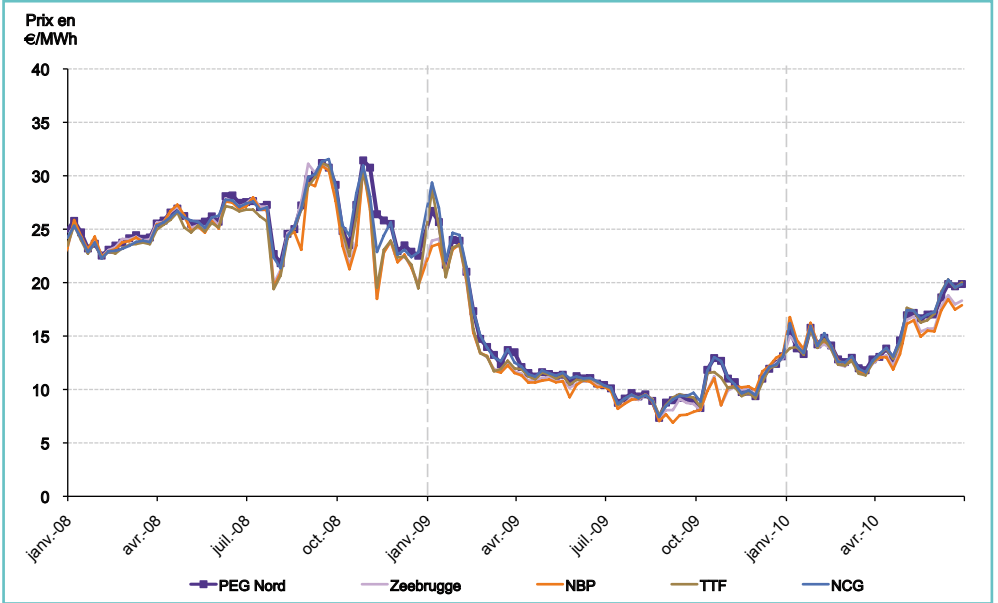
Les prix du gaz sur les principales places de marché en Europe ont connu des évolutions similaires : forte baisse en 2009, puis retournement à la hausse à partir des points bas du troisième trimestre 2009 (graphique 49). Les courbes des prix à terme à Zeebrugge (graphique 50) font également apparaître une poursuite de cette tendance haussière.

Les écarts de prix du gaz entre les différentes places européennes sont donc restés faibles (graphique 51 et tableau 12, p. 72) : en moyenne sur l'année 2009, les écarts entre les prix au PEG Nord et les prix au NBP ou à Zeebrugge ont été de l'ordre de 0,5 €/MWh. Le spread par rapport à la place de marché néerlandaise (TTF) a évolué dans une fourchette plus restreinte, de l'ordre de 0,2-0,3 €/MWh.

Depuis le printemps 2010, les évolutions de prix au PEG Nord sont étroitement liées avec celles des marchés allemand et néerlandais, tandis qu'elles s'écartent de l'évolution des marchés britannique et belge.

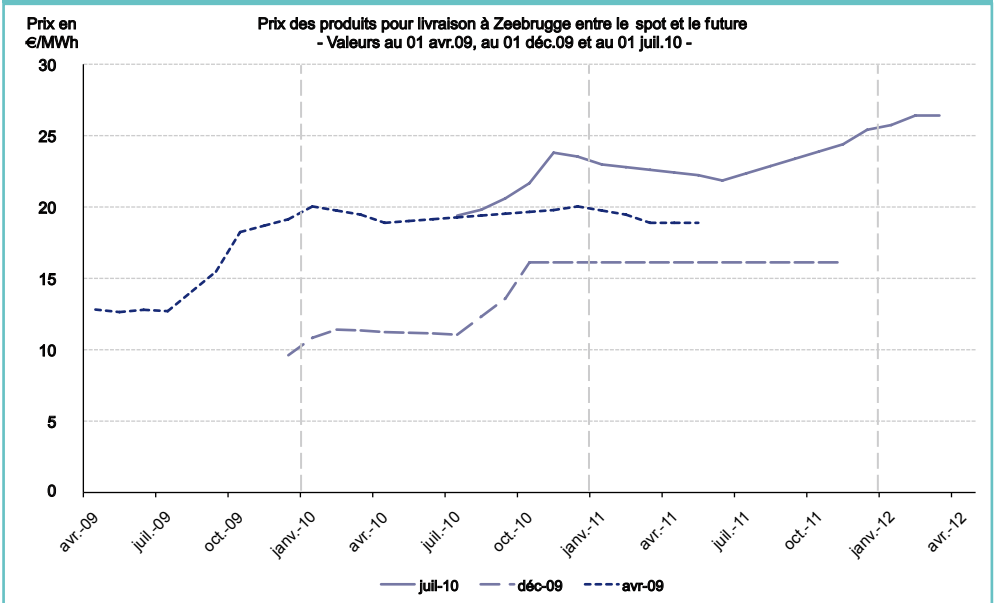


**GRAPHIQUE 49 - Prix day-ahead France - Europe (moyennes hebdomadaires)**



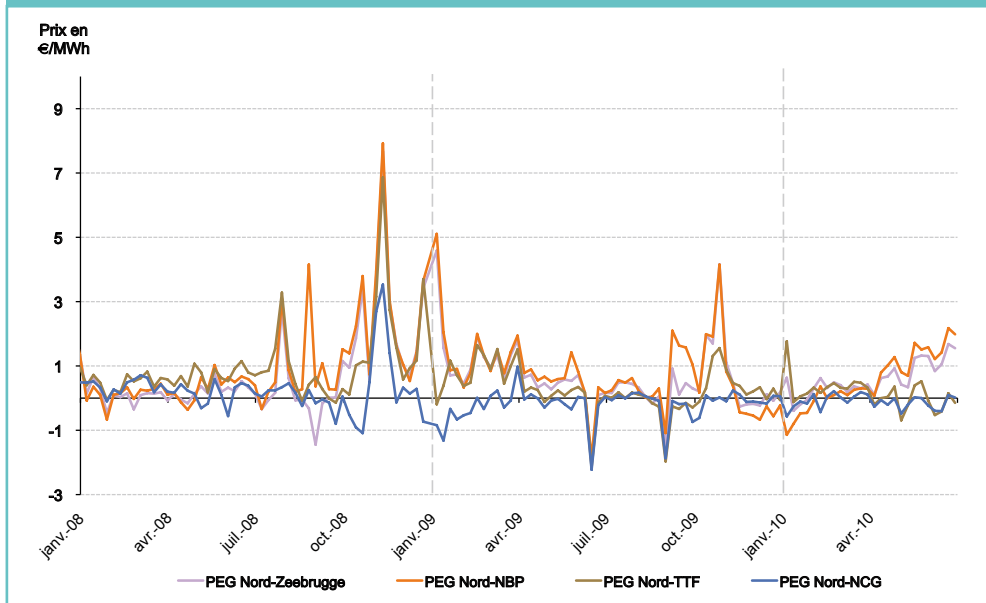
Sources : Argus, Heren, Powernext - Analyse : CRE

**GRAPHIQUE 50 - Courbe des prix à terme à Zeebrugge**



Sources : Argus, Heren, Powernext - Analyse : CRE

**GRAPHIQUE 51 - Différentiels prix day-ahead France - Europe (moyennes hebdomadaires)**



Sources : Argus, Heren, Powernext - Analyse : CRE

**TABLEAU 12 - Différentiels**

**a. Sur les prix spot (day-ahead)**

<b>Différentiel moyen en €/MWh</b>	<b>2008</b>	<b>2009</b>	<b>S1 2010</b>
Zeebrugge (B)	0,69	0,58	0,58
NBP (RU)	0,95	0,71	0,55
TTF (PB)	0,93	0,28	0,18
NCG (All)	0,27	-0,19	-0,12

**b. Sur les prix à terme (month-ahead)**

<b>Différentiel moyen en €/MWh</b>	<b>2008</b>	<b>2009</b>	<b>S1 2010</b>
Zeebrugge (B)	0,20	0,49	0,57
NBP (RU)	0,44	0,52	0,64
TTF (PB)	0,72	0,31	0,18
NCG (All)	0,20	-0,15	-0,07

Note : moyenne de différence journalière (prix PEG Nord - prix étranger)

Sources : Argus, Heren, Powernext - Analyse : CRE

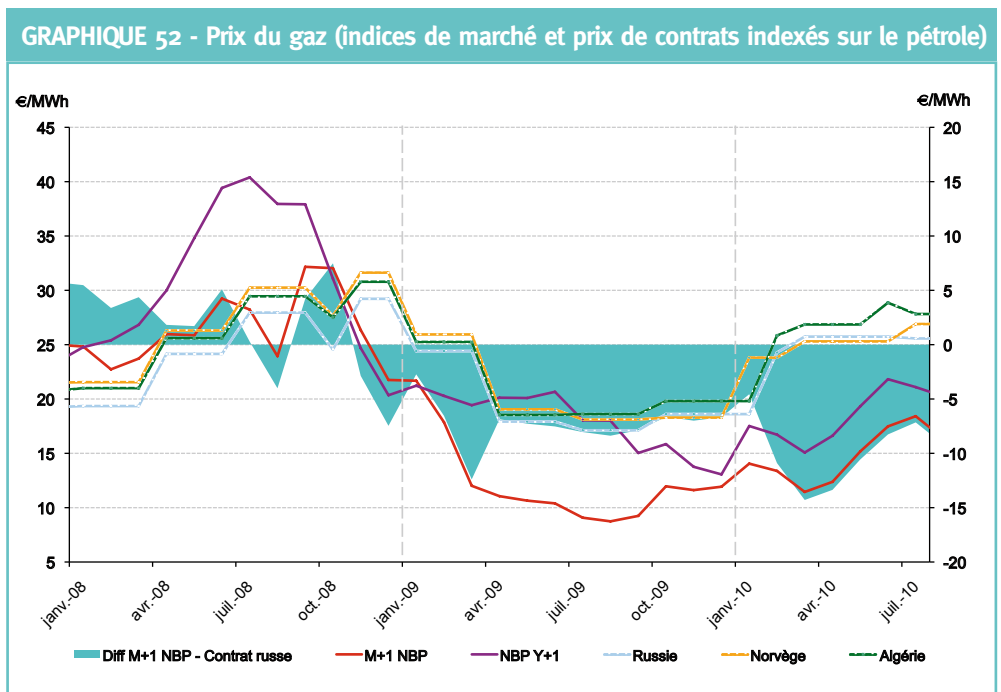
### 2.3. La décorrélation entre prix de marché et prix du gaz issu des contrats indexés sur les produits pétroliers s'est prolongée même si la remontée des prix de marché depuis le printemps 2010 a réduit la différence

Le graphique 52 illustre l'évolution des prix du gaz issus de contrats à long terme indexés sur les produits pétroliers (références de gaz provenant d'Algérie, de Russie et de Norvège publiées par Heren) et des prix de marché (références à un mois au PEG Nord et au NBP britannique et à un an au NBP). Depuis fin 2008, les prix du gaz sur le marché sont inférieurs aux prix des contrats de long terme indexés sur le pétrole. L'écart a été particulièrement important tout au long de 2009 et sur les premiers mois de 2010. Il s'est toutefois nettement réduit depuis le point bas de mars 2010, du fait de la hausse récente enregistrée des prix du gaz sur les marchés.

Cette déconnexion trouve son origine dans la configuration des marchés mondiaux du gaz depuis 2009 (cf. supra). Alors que la demande de gaz reculait sous l'effet de la récession économique, l'offre de gaz a été abondante, du fait notamment :

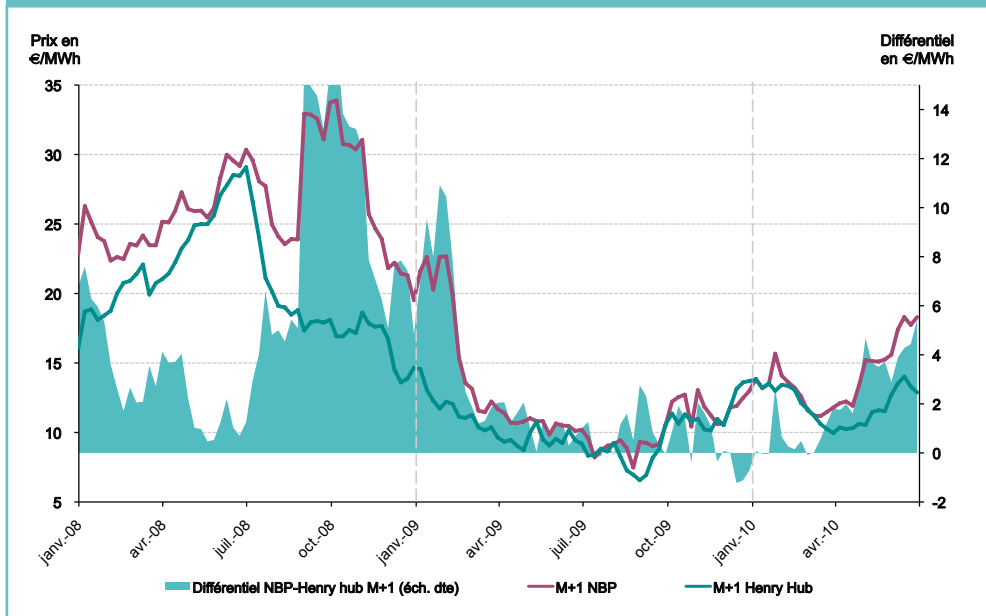
- de l'abondance de gaz naturel liquéfié, de nombreuses unités de liquéfaction étant entrées en service de façon concomitante ;
- du développement de gaz non conventionnels aux États-Unis, réduisant ainsi le recours aux importations de GNL (encadré 1, p. 74).

Le développement de la production américaine de gaz a entraîné une nette détente des prix aux États-Unis. Des écarts de prix particulièrement importants ont été observés entre les prix du gaz sur le NBP britannique et sur le Henry Hub américain (graphique 53, p. 74). Après avoir atteint plus de 10 €/MWh à la fin de 2008 et au début de 2009, cet écart s'est depuis réduit mais représente encore plus de 4 €/MWh au printemps 2010.



Source : Heren - Analyse : CRE

### GRAPHIQUE 53 - Prix M+1 au Royaume-Uni et aux États-Unis (2009-juin 2010)



Sources : Heren, Bloomberg - Analyse : CRE

### ENCADRÉ 1 - Le développement des gaz non conventionnels

Il existe trois types de gaz non conventionnels, le plus répandu étant le gaz de schiste qui représente près de la moitié des réserves. Depuis 2000, la production de gaz de schiste a été multipliée par 8 aux États-Unis. Désormais, près de la moitié de la production de gaz américaine provient de sources non conventionnelles.

La forte hausse des prix du gaz sur le marché américain entre 2003 et 2008 (qui ont atteint 33 à 35 €/MWh en 2008 sur le Henry Hub) ainsi que l'apparition de nouvelles techniques de forage ont permis ce développement spectaculaire. Les seuils de rentabilité se situent aujourd'hui aux alentours de 10 à 13 €/MWh, voire en dessous (5 à 8 €/MWh) pour certains champs. La forte baisse des prix de gros du gaz en 2009 et 2010 (entre 8 à 15 €/MWh) n'a donc pas suffi à inverser la tendance.

Cette nouvelle donne sur le marché gazier américain pourrait perdurer d'autant plus que les États-Unis disposeraient de 60 Tm<sup>3</sup> environ de réserves de gaz non conventionnel tech-

niement récupérables (contre 7 Tm<sup>3</sup> environ de réserves prouvées de gaz conventionnel). Les prévisions d'importations de GNL du département de l'énergie américain ont d'ailleurs été revues à la baisse, avec une part de 3 % dans la fourniture de gaz en 2030, contre 16 % prévue à cet horizon en 2007.

### **Peut-on envisager une reproduction du scénario américain en Europe ?**

Au niveau mondial, l'Agence internationale de l'énergie estime les réserves ultimes récupérables de gaz non conventionnel à 314 Tm<sup>3</sup> (contre 471 Tm<sup>3</sup> de réserves ultimes récupérables de gaz conventionnel). En tout, les ressources totales en gaz pourraient représenter environ 250 années de production au rythme actuel, contre 61 années aujourd'hui pour le gaz conventionnel.

En Europe, les réserves de gaz non conventionnel sont mal connues et les estimations restent encore très approximatives. L'Agence internationale de l'énergie estime à environ 10 Tm<sup>3</sup> les réserves ultimes récupérables de gaz non conventionnel en Europe de l'Ouest. Rappelons que les réserves prouvées de gaz conventionnel s'élèvent à 3 Tm<sup>3</sup> pour l'Union européenne et 3 Tm<sup>3</sup> pour la Norvège. Plusieurs sociétés américaines produisant du gaz non conventionnel sont de plus en plus actives dans certains pays européens. Exxon Mobil, Chevron, ConocoPhillips sont présents en Hongrie, Allemagne, Suède et surtout en Pologne. Les grands groupes européens se positionnent également sur ce marché : Statoil, BP et Total ont signé des accords avec le producteur américain Chesapeake Energy et Shell, ENI et OMV cherchent à développer les réserves de gaz non conventionnel en Europe.

En France, la société australienne European Gas Limited (EGL) est pour l'instant la seule à explorer et produire du gaz non conventionnel. Dans les anciennes mines de charbon du Nord-Pas-de-Calais, EGL extrait environ 0,4 TWh/an de gaz de mine. La société australienne dispose de deux permis d'exploration de gaz de charbon (CBM) en Lorraine, ainsi que dans le bassin du sud-midi dans le Valenciennois, dans le Jura, près de Saint-Etienne et à Gardanne dans les Bouches-du-Rhône.

De même, Total vient d'obtenir un permis d'exploration pour cinq ans dans la région de Montélimar (Drôme) pour évaluer le potentiel de gaz de schiste sur plus de 4 300 km<sup>2</sup>. Le groupe s'est engagé à investir plus de 37 millions d'euros en exploration sur la période.

Même si l'avenir du gaz non conventionnel en Europe reste incertain, son essor aux États-Unis a un impact direct sur le marché européen. En faisant jouer la concurrence entre les fournisseurs, l'excédent d'offre apparu sur le marché fait baisser les prix des marchés de gros européens, créant un écart important avec les prix des contrats de long terme.

- *Une décorrélation propice à l'approvisionnement des fournisseurs et des consommateurs sur le marché*

La décorrélation entre prix de marché et prix des contrats indexés sur le pétrole s'est prolongée en 2010 compte tenu notamment des évolutions observées des produits pétroliers et de la parité eurodollar. Cela a créé un contexte particulièrement incitatif à l'approvisionnement des fournisseurs et des consommateurs sur les

marchés en Europe en général et en France en particulier. Ce contexte a également amené les producteurs et les fournisseurs à engager des discussions afin de revoir les modalités des contrats de long terme d'importation (révision des volumes, indexation sur des indices de marché). Dans le cas de GDF SUEZ, l'impact de ces renégociations a été examiné par la CRE dans le cadre de l'audit de la formule d'approvisionnement utilisée pour fixer les tarifs réglementés de vente (encadré 2).

## ENCADRÉ 2 - Audit de la formule d'approvisionnement de GDF SUEZ

La CRE a engagé un audit de la formule de GDF SUEZ servant de base à l'établissement des tarifs réglementés de vente du gaz naturel en avril 2010 avec les objectifs suivants :

- vérifier l'adéquation entre les coûts réellement supportés par GDF SUEZ et l'estimation résultant de l'application de la formule ;
- analyser la structure d'approvisionnement actuelle de GDF SUEZ (contrats de long-terme, achats sur les marchés de gros...) et vérifier la pertinence du périmètre retenu pour la formule au regard de cette structure ;
- identifier et mesurer l'impact éventuel, sur la fiabilité de la formule, des renégociations de contrats abouties et en cours prenant en compte les évolutions récentes des marchés gaziers ;
- s'assurer de la correcte prise en compte des remarques et constats effectués lors des précédents audits menés par la CRE.

Cet audit, qui a porté sur les années 2008 et 2009 et sur le premier semestre 2010, a donné lieu à une délibération en date du 31 août 2010.

La CRE a indiqué que, sur cette période, la formule a reflété correctement les coûts d'approvisionnement de GDF SUEZ dans le cadre du périmètre du contrat de service public, à savoir les contrats d'achat de long terme de gaz importé en France.

D'un point de vue prospectif, plusieurs questions interdépendantes ont été posées sur l'opportunité de :

- réviser la formule actuelle pour inclure une part d'indexation marché de gros afin de mieux refléter le coût des contrats de long terme de gaz importé de GDF SUEZ à l'issue des renégociations ;

- prendre en compte les écarts constatés entre la formule et les coûts de ces contrats ;
- élargir le périmètre d'achats retenu pour le calcul des coûts d'approvisionnement à d'autres sources (GNL non importé, court terme...);
- répercuter une partie des gains d'arbitrage éventuels de l'opérateur au bénéfice du consommateur.

Sur ces différentes questions, la CRE a formulé les recommandations suivantes :

**Recommandation 1 :** une nouvelle formule devrait être mise en place pour prendre en compte les nouvelles indexations de certains contrats de long terme sur les prix des marchés de gros du gaz.

Compte tenu de la part d'indexation sur les prix des marchés de gros gaziers contenue dans certains contrats, une nouvelle formule incluant cette part permettrait de mieux refléter les évolutions contractuelles.

Il faut noter toutefois que la volatilité des prix des marchés de gros du gaz est plus importante que celle des produits pétroliers ; une telle formule pourrait occasionner des fluctuations plus importantes à la hausse ou à la baisse. Par ailleurs, les prix de marché ont connu depuis le second trimestre 2010 une hausse rapide. Le bénéfice pour le consommateur de l'introduction dans la formule d'une indexation sur les prix de marché de gros gaziers serait donc réduit par rapport à la situation qui prévalait au cours des premiers mois de 2010.

**Recommandation 2 :** les écarts constatés entre la formule et les coûts réels devraient faire l'objet d'un examen annuel en vue d'adaptations éventuelles de la formule.

La CRE considère que les écarts constatés entre la formule et les coûts d'approvisionnement doivent être mesurés sur une base régulière, de préférence annuelle, et que ces écarts, le cas échéant, entraînent une révision de la formule.

**Recommandation 3 :** l'impact sur le prix moyen d'importation de sources d'approvisionnement autres que le gaz importé par contrats de long terme doit être mesuré.

L'absence de prise en compte de ces sources alternatives d'approvisionnement en gaz, qui sont intrinsèques au portefeuille global de GDF SUEZ, comporte le risque qu'une sélection adverse s'opère : ce serait le cas si l'opérateur était amené à exclure du périmètre retenu par convention par le contrat de service public du gaz acheté moins cher.

Il paraît donc important qu'un suivi régulier du coût du gaz non retenu dans le périmètre de calcul ex-ante de la formule soit effectué et donne lieu, le cas échéant, à une adaptation du périmètre d'approvisionnement retenu pour l'établissement de la formule.

- *Des prix de marché de gros du gaz plus volatils que les indices pétroliers*

Le tableau 13 compare les volatilités historiques des prix de marché gaz et des indices pétroliers. Sur la période 2008-2010, les prix de marché sont généralement plus volatils que le Brent ou ses dérivés (FOD et FOL).

- *Le maintien d'un écart important entre prix de marché et prix de contrats long terme dépendra de plusieurs facteurs conjoncturels et structurels*

La remontée des prix de marché depuis le printemps 2010 a réduit l'écart entre prix de marché gaz et prix des contrats indexés sur le pétrole. Toutefois cet écart reste encore significatif. La

durée de cette décorrélacion dépendra de plusieurs facteurs conjoncturels et structurels.

Sur le plan conjoncturel, les évolutions des prix pétroliers (graphique 54) et de la demande de gaz seront déterminantes. S'agissant de la demande, les évolutions différenciées de la reprise en Asie et en Europe seront en particulier cruciales pour les arbitrages déterminant l'orientation de l'offre de GNL. Cette dernière restera cependant structurellement importante (graphique 55) à moyen terme.

D'une manière générale, les facteurs structurels qui ont modifié la configuration des marchés gaziers (gaz non conventionnels, GNL) continueront à être déterminants pour les évolutions des prix et des volumes sur les marchés de gros.

**TABLEAU 13 - Volatilité annuelle des prix de marché et des produits pétroliers (données quotidiennes)**

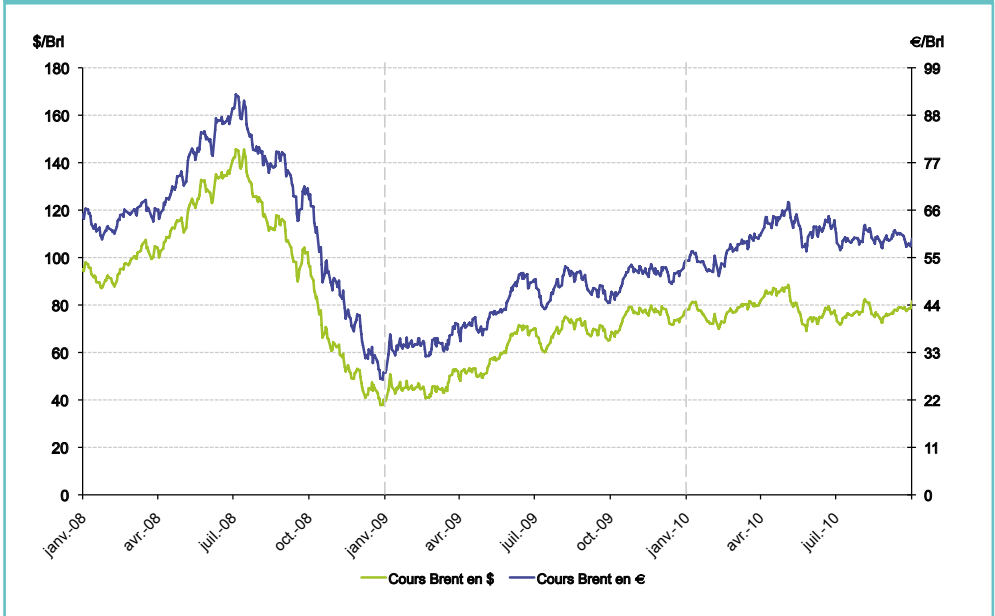
	Prix de marché du gaz				Prix des produits pétroliers		
	PEG N	NBP	Zeebrugge	TTF	Brent	FOD	FOL
2008	64 %	105 %	96 %	77 %	52 %	37 %	65 %
2009	81 %	125 %	101 %	95 %	41 %	46 %	52 %
2010 YTD	66 %	96 %	94 %	75 %	26 %	29 %	29 %
2008-2010	72 %	112 %	97 %	84 %	44 %	39 %	54 %

Note : day-ahead PEG Nord, NBP, Zeebrugge, TTF - Brent, FOD et FOL en euros.

Sources : Argus, Heren, Bloomberg, DGEC - Analyse : CRE

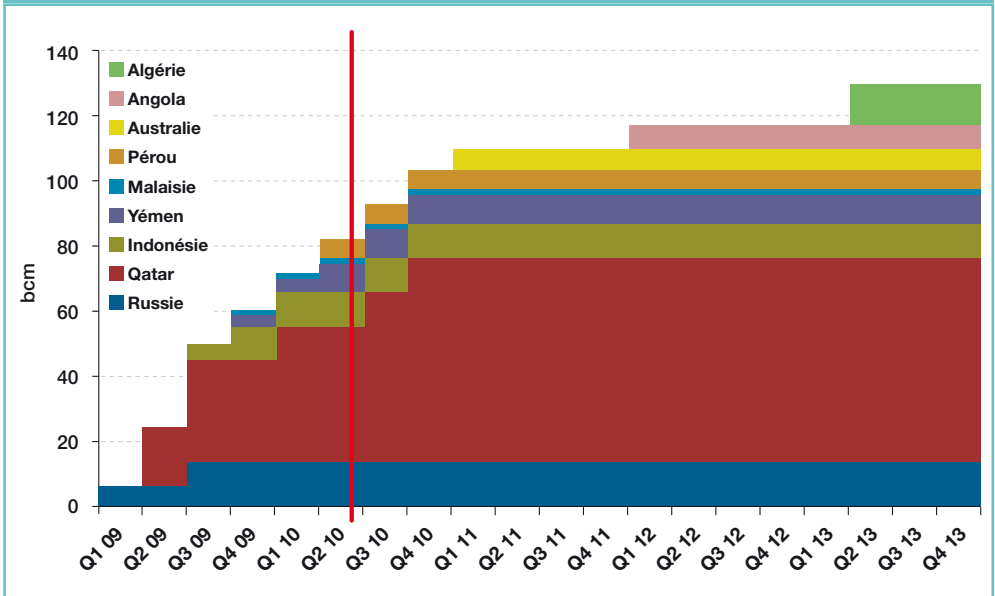


GRAPHIQUE 54 - Évolution des prix du Brent



Source : Bloomberg - Analyse : CRE

GRAPHIQUE 55 - Prévisions de mises en service d'usines de liquéfaction de GNL



Source : AIE, Medium-Term Oil & Gas Markets 2010

### 3. LES INFRASTRUCTURES GAZIÈRES

L'organisation de l'accès aux réseaux de transport de gaz s'est nettement améliorée ces dernières années : un nombre croissant d'acteurs (tableau 14) a accès à l'ensemble des infrastructures gazières françaises dans des conditions qui s'améliorent régulièrement, permettant ainsi un développement de la concurrence et de la liquidité sur ces marchés.

L'accès aux infrastructures gazières devrait continuer à s'améliorer dans les prochaines années :

- d'une part, l'engagement de GDF SUEZ vis-à-vis de la Commission européenne de limiter, à partir de 2014, à 50 % sa part des capacités d'entrée à long terme en France constitue un signal favorable au développement de la concurrence. Ceci permet aux fournisseurs alternatifs d'avoir accès, dès octobre 2010, à des capacités d'entrée sur le marché français pour des volumes significatifs et sur des longues durées. Pour les points d'entrée terrestres concernés (Taisnières H et Obergailbach), la commercialisation de capacités d'entrée a permis l'accès concomitant aux places de marché amont (NCG en Allemagne, Zeebrugge en Belgique et NBP au Royaume-Uni). Ces capacités de transport de gaz de « hub à hub » renforceront ainsi les possibilités d'arbitrage entre le marché français et les autres places de marché européennes. De même, les capacités de regazéification restituées par GDF SUEZ sur les terminaux de Montoir et de Fos-Cavaou permettent la souscription de capacités à long terme par des fournisseurs alternatifs et favorisent la diversification de leur portefeuille d'approvisionnement ;
- d'autre part, des développements d'infrastructures ont été décidés, qui accroîtront les capacités d'entrée en France. À l'horizon 2013, les capacités d'entrée en France depuis la Belgique et l'Espagne augmenteront respectivement de 50 et 135 GWh/j (soit jusqu'à 6 Gm<sup>3</sup>/an). L'open season France-Espagne qui s'est achevée en juillet 2010 a validé l'augmenta-

tion des capacités d'entrée en France à partir du point de Biriadou en 2015. Trois projets de nouveaux terminaux méthaniers sont à divers stades d'avancement : Dunkerque LNG, Fos Faster et Antifer. Enfin, Elengy projette de prolonger la durée d'exploitation du terminal de Fos-Tonkin et de lancer un appel au marché pour une extension des capacités de regazéification du terminal de Montoir.

L'accroissement de la liquidité favorisée par la dynamique positive de l'accès aux infrastructures gazières en France reste néanmoins contrasté. En effet, si l'accès à la zone Nord est désormais aisé, il n'en est pas encore de même pour le Sud de la France, qui comprend les zones Sud et Sud Ouest, notamment du fait d'une congestion entre les zones Nord et Sud. Il convient de noter toutefois que cette congestion s'est récemment réduite avec la mise en service du terminal de Fos-Cavaou (cf. infra).

Par ailleurs, les développements d'infrastructures s'inscrivent en recul par rapport aux plans d'investissements à 10 ans publiés fin 2009. Ces moindres investissements pourraient ralentir le développement de la liquidité sur les marchés.

#### 3.1. Une utilisation satisfaisante des infrastructures de la zone Nord

La zone Nord (GRTgaz) concentre aujourd'hui environ 80 % des capacités d'importation de gaz en France avec 2 150 GWh/j.

- *Un nombre d'expéditeurs croissant malgré une concentration persistante de la détention des capacités d'entrée*

Dans la zone Nord, le nombre d'expéditeurs actifs, c'est-à-dire ayant réservé de la capacité de transport, a augmenté entre 2009 et 2010

**TABLEAU 14 - Nombre d'utilisateurs ayant réservé de la capacité sur les infrastructures**

	<b>1<sup>er</sup> jan. 2008</b>	<b>1<sup>er</sup> jan. 2009</b>	<b>1<sup>er</sup> jan. 2010</b>	<b>1<sup>er</sup> juin 2010</b>
GRTgaz	37	50	57	65
TIGF (réseau transport)	13	19	19	21

	<b>1<sup>er</sup> avril 2008</b>	<b>1<sup>er</sup> avril 2009</b>	<b>1<sup>er</sup> avril 2010</b>
Storengy	22	23	30
TIGF (stockage)	8	8	10

	<b>2008</b>	<b>2009</b>	<b>2010</b>
Terminal de Montoir	4	5	6 <sup>(13)</sup>
Terminal de Fos-Tonkin	2	2	2
Terminal de Fos-Cavaou	-	-	2

Sources : GRTgaz, TIGF, Storengy, Elengy - Analyse : CRE

sur chacun des points d'entrée terrestres : Taisnières (de 25 à 27), Obergailbach (de 18 à 24) et Dunkerque (de 11 à 12).

Si le nombre d'utilisateurs des infrastructures d'importation de gaz dans la zone Nord augmente, la part des trois premiers expéditeurs reste particulièrement élevée en 2010 à 76 % à Taisnières, 82 % à Obergailbach et 89 % à Dunkerque (graphique 56, p. 82). L'accès aux points d'entrée sur la zone Nord reste donc très concentré et l'indice HHI pour Taisnières, Obergailbach et Dunkerque s'élève respectivement à 3 522, 3 783 et 5 170 pour l'année 2009.

Les réservations de capacités d'entrée apparaissent donc beaucoup plus concentrées que les transactions sur le PEG Nord (cf. chapitre 1, 1.2, p. 57).

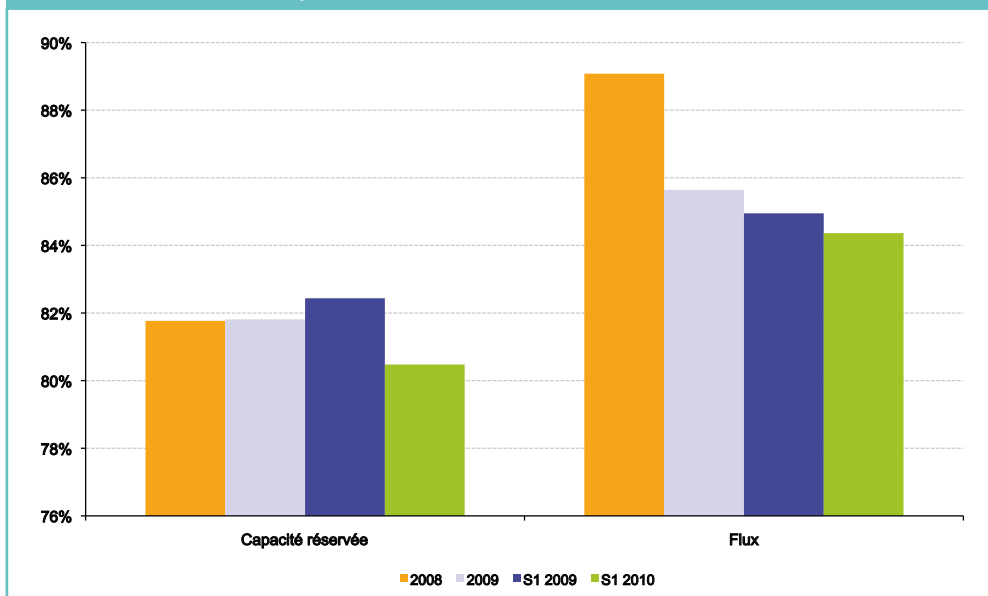
Quatrième point d'entrée sur la zone Nord, le terminal méthanier de Montoir-de-Bretagne compte également un nombre croissant d'utili-

sateurs. Deux créneaux de déchargement spot ont été souscrits au cours du premier semestre 2010. Ils sont notamment liés à la mise en œuvre des nouvelles règles d'UIOLI depuis le 1<sup>er</sup> janvier 2010, qui représentent une amélioration significative des conditions d'accès au terminal méthanier de Montoir-de-Bretagne. La capacité réservée au titre du service continu reste constante en 2010 par rapport à 2009 avec un nombre de créneaux de déchargement en légère augmentation. Dans le cadre des engagements de GDF SUEZ (encadré 3, p. 83), des capacités d'accès au terminal de Montoir ont été souscrites à long terme.

L'utilisation croissante de l'offre bandeau et l'accès à l'offre spot sur ce terminal en font une porte d'accès particulièrement attractive au PEG Nord dans le contexte actuel de niveaux de prix de marché du GNL peu élevés relativement aux prix des contrats d'approvisionnement de long terme indexés sur les produits pétroliers.

(13) Nombre d'utilisateurs ayant réservé de la capacité au-delà de 2010 au terminal de Montoir : 7.

**GRAPHIQUE 56 - Part des trois plus gros expéditeurs dans les réservations et l'utilisation des capacités d'entrée à Taisnières H, Obergailbach et Dunkerque (en %, 2008-S1 2010)**



Source : GRTgaz - Analyse : CRE

- *Un accès aux marchés adjacents considérablement amélioré*

Les engagements de GDF SUEZ à limiter sa part des capacités d'entrée en France (encadré 3) s'accompagnent de l'évolution des marchés en amont de la zone Nord, ce qui devrait renforcer l'effet de ces engagements.

Le marché allemand poursuit sa profonde transformation. Il ne compte désormais plus que deux places de marchés majeures pour le gaz H, Gas-Pool au Nord et NCG au Sud, sur lesquelles la liquidité s'est fortement accrue depuis mi-2009. Le NCG est l'une des places de marché les plus dynamiques en Europe continentale. Par ailleurs, en mai 2010, le gouvernement allemand a annoncé la poursuite de la simplification de la structure du transport, initiée par le régulateur en Allemagne,

ce qui devrait aboutir à l'existence de deux zones seulement en 2013, ainsi que l'introduction de produits de capacité de court terme (2 ans et moins), comme il en existe déjà en France. Ces changements devraient contribuer au développement du marché allemand et aux possibilités d'arbitrage croissantes entre ce marché et le PEG Nord.

En Belgique, la cour constitutionnelle, donnant raison au régulateur belge (CREG), a déclaré qu'il ne pouvait y avoir de différence entre le transit de gaz à travers la Belgique et le transport de gaz à l'intérieur de la Belgique. Cette confirmation de la position de la CREG ouvre la voie à l'introduction d'un système entrée-sortie pour l'ensemble des flux de gaz en Belgique qui devrait faciliter l'accès au réseau de transport belge et œuvrer à une plus grande harmonisation des conditions au sein de l'Europe.

### ENCADRÉ 3 - Les engagements de GDF SUEZ

La Commission européenne a ouvert le 16 mai 2008 une procédure d'infraction contre Gaz de France SA et ses filiales, suspectés de pratiques ayant pu empêcher ou restreindre la concurrence sur les marchés amont de fourniture de gaz naturel en France, notamment par la réservation à long terme des capacités de transport de gaz. Afin de mettre fin à cette procédure, GDF SUEZ a proposé en juillet 2008 à la Commission européenne **de limiter à 50 % sa part des capacités de long terme (durée supérieure à 1 an) d'entrée** sur les réseaux français de transport de gaz naturel, **à partir de 2014 et pour une durée de 10 ans**. GDF SUEZ a également proposé de remettre une part significative de ses capacités à disposition à compter du 1<sup>er</sup> octobre 2010.

#### Un engagement structurant pour l'accès au marché du gaz en France

L'engagement principal porte sur la limitation à 50 % des capacités de long terme d'entrée sur le territoire français détenues par le groupe GDF SUEZ à partir de 2014 et a conduit GDF SUEZ à restituer à GRTgaz et sur les terminaux méthaniers, dès le 1<sup>er</sup> octobre 2010, une partie des capacités d'entrée à long terme qu'il détient aux principaux points d'entrée (interconnexions terrestres d'Obergailbach et de Taisnières H, terminaux méthaniers de Montoir et de Fos-Cavaou).

En ce qui concerne les points d'entrée d'Obergailbach et de Taisnières H, cette restitution s'est accompagnée de la possibilité d'obtenir une capacité équivalente sur les réseaux de transport amont en Allemagne, en Belgique et sur le gazoduc Interconnector reliant le Royaume-Uni à la Belgique. Pour les terminaux méthaniers de Montoir et de Fos-Cavaou, la commercialisation a été effectuée sous forme de lots de 1 Gm<sup>3</sup> par an (soit 12 bateaux par an).

#### Un engagement bénéfique pour le marché du gaz en France

La limitation à 50 % des capacités d'entrée à long terme détenues par GDF SUEZ est un élément déterminant pour l'ouverture des marchés et le développement de la concurrence en France au bénéfice des consommateurs finals. Les fournisseurs alternatifs ont ainsi accès à de nouvelles capacités d'entrée de long terme, ce qui doit leur permettre de diversifier leurs sources d'approvisionnement et de faire de meilleures offres à leurs clients finals. Il est important de souligner que cette limitation à 50 % s'applique séparément au Nord et au Sud du territoire.

Au Nord, la concurrence déjà active et qui s'est accélérée depuis le 1<sup>er</sup> janvier 2009, sera encore renforcée par la redistribution des capacités d'entrée. Au Sud, les fournisseurs nouveaux entrants rencontrent aujourd'hui des difficultés d'accès, n'ayant pas d'autre choix que d'acheminer du gaz depuis le Nord. La concurrence devrait connaître une réelle impulsion,

dans un premier temps grâce à la remise de capacités sur le terminal méthanier de Fos-Cavaou, puis avec la limitation à 50 % de la part de GDF SUEZ des capacités à long terme en zone Sud.

### **La CRE associée à la définition et à la mise en œuvre des engagements**

La CRE a collaboré étroitement avec les services de la Commission européenne dans la définition de ces solutions. Les premières ventes des capacités restituées par GDF SUEZ ont eu lieu début 2010 pour une mise en œuvre dès le 1<sup>er</sup> octobre 2010. La CRE collabore également avec le mandataire désigné pour veiller à la bonne mise en œuvre de ces engagements.

### **Une partie significative des capacités proposées a été souscrite**

Si toutes les capacités restituées n'ont pas été souscrites à long terme, une majeure partie d'entre elles a trouvé preneur. Pour les points d'entrée terrestre, la totalité des 10 GWh/j proposés à Taisnières a été souscrite, tandis que, à Obergailbach, 50 GWh/j avec un accès au hub notionnel allemand NCG ont été alloués. Pour les terminaux GNL, deux lots de 1 Gm<sup>3</sup>/an ont été alloués, l'un à Montoir et l'autre à Fos-Cavaou. Les quantités non allouées ont été remises en commercialisation selon la règle du « premier arrivé - premier servi ».

#### **• Les développements d'infrastructures envisagés dans la zone Nord**

Un certain nombre de projets sont susceptibles d'accroître encore les capacités d'entrée dans la zone GRTgaz Nord :

- à la suite de l'open season Belgique-France achevée en 2008, la capacité au point d'interconnexion de Taisnières augmentera de 50 GWh/j en décembre 2013 ;
- concernant l'importation de gaz naturel liquéfié, la décision finale d'investissement pour le projet de Dunkerque LNG porté par EDF est attendue fin 2010. Quant au terminal d'Antifer, l'instruction de la demande d'autorisation d'exploitation déposée en novembre 2009 a été suspendue à la demande de Gaz de Normandie, le porteur du projet. Elengy a annoncé en mai 2010 une future consultation de marché

relative à une possibilité d'extension à 12,5 ou 16,5 Gm<sup>3</sup> de la capacité de regazéification de son terminal de Montoir-de-Bretagne.

Par ailleurs, afin de permettre une meilleure intégration entre les marchés belge et français, une open season pour des capacités de sortie de la France vers la Belgique a été lancée par GRTgaz et Fluxys (phase non engageante de mai à août 2010). Elle propose la création d'un nouveau point d'interconnexion de 400 GWh/j qui permettrait des flux physiques de gaz de la France vers la Belgique, alors qu'aujourd'hui seuls des flux rebours virtuels à Taisnières sont possibles. Cette nouvelle interconnexion permettrait également la mise en œuvre de flux physiques provenant de Belgique, notamment en cas de crise d'approvisionnement, et contribuerait ainsi au renforcement de la sécurité d'approvisionnement.

#### ENCADRÉ 4 - Des stockages peu remplis du fait du faible écart de prix du gaz entre l'été et l'hiver

Pour la période d'avril 2009 à mars 2010, les capacités de stockage de Storengy et de TIGF sont détenues respectivement par 30 et 12 expéditeurs, les trois premiers détenant 84 et 96 % de ces capacités.

Sur l'ensemble des stockages, la part de capacités souscrites par les fournisseurs nouveaux entrants a augmenté entre les souscriptions du 1<sup>er</sup> novembre 2009 et celles du 1<sup>er</sup> avril 2010. La part des capacités non souscrites au 1<sup>er</sup> avril 2010 se monte à près de 7,5 %. Fin avril 2010, après la commercialisation de l'enveloppe des droits attribuables, 9 TWh restent invendus pour les stockages de Storengy, soit près de 8 % du volume total de ses stockages, alors que la totalité du volume utile de TIGF a été vendu.

Chez Storengy et TIGF, respectivement 12 et 2 expéditeurs ne disposant pas de droits de stockage ont pu réserver de la capacité lors des opérations de commercialisation de la capacité de stockage non souscrite après la souscription des capacités liées au mécanisme des droits de stockage <sup>(14)</sup>.

Tout au long de l'année 2010, la différence de prix du gaz sur les marchés entre les saisons été 2010 et hiver 2010/2011 a été particulièrement faible, voire inférieure aux prix de stockage. Les expéditeurs n'ont donc eu que peu d'incitations à réserver des capacités de stockage pour injecter du gaz au cours de l'été 2010 en dehors de leurs obligations réglementaires liées à leur autorisation de fourniture délivrée par l'Administration.

**TABLEAU 15 - Niveau du gaz en stock en France (en TWh, 2007-2010)**

	31/03/2007	31/03/2008	01/11/2008	31/03/2009	01/11/2009	31/03/2010	01/09/2010
Storengy	26,9	38,8	110,4	20,7	111,2	26,9	90,1
TIGF	7,4	11,3	27,1	7,1	28,6	10,1	28,1
<b>Total</b>	<b>34,3</b>	<b>50,1</b>	<b>137,5</b>	<b>27,8</b>	<b>139,8</b>	<b>37</b>	<b>118,1</b>

Sources : Storengy, TIGF

(14) D'après le décret du 21 août 2006 relatif à l'accès aux stockages souterrains de gaz naturel, un arrêté ministériel définit chaque année les profils de consommation individuels des clients finals et les droits unitaires de stockage qui leur sont associés. Sur la base des dispositions de cet arrêté, une enveloppe de droits de stockage (en volume et en débit de soutirage) est attribuée aux fournisseurs détenteurs d'un portefeuille effectif de clients finals.

### 3.2. Un accès aux infrastructures toujours contraint dans le sud de la France mais qui montre des signes d'amélioration

En 2009, les capacités d'entrée dans le sud de la France ont tout juste permis de couvrir la consommation et les flux liés aux injections de gaz dans les stockages alors que les taux d'utilisation des deux principaux points d'entrée de la zone ont été très élevés : 96 % pour la liaison entre Nord et Sud et 87 % pour le terminal de Fos-Tonkin. La mise à disposition de capacités UIOLI court terme <sup>(15)</sup> a joué un rôle important dans l'optimisation de l'accès à la liaison Nord vers Sud en remettant à disposition à l'ensemble des expéditeurs la capacité restée inutilisée du jour pour le lendemain.

Cette situation s'est améliorée en 2010 grâce à la mise en service partielle, puis complètement autorisée à partir de fin août, du terminal de Fos-Cavaou. Ce desserrement de la contrainte va s'amplifier à moyen terme avec l'entrée en service de flux physique de l'Espagne vers la France au point Larrau fin 2010 (+30 GWh/j) puis, à horizon 2013 et 2015, la mise en place de capacités d'importation supplémentaires depuis l'Espagne (Larrau et Biriadou).

La liaison entre les zones Nord et Sud est cruciale pour l'approvisionnement en gaz du sud de la France et pour le bon fonctionnement du marché puisque la plupart des fournisseurs ne

peuvent accéder aux clients du Sud de la France que par cette liaison.

Lors de l'allocation de la capacité de la liaison Nord-Sud fin 2007, 21 expéditeurs avaient obtenu de la capacité à partir du 1<sup>er</sup> janvier 2009 pour des durées de 2, 3 ou 4 ans, doublant ainsi le nombre d'expéditeurs disposant d'un accès à la zone Sud.

Au premier semestre 2010, le taux d'utilisation de la liaison Nord-Sud a été de 82 % (graphique 57) contre 96 % pour l'année 2009. Cette baisse du taux d'utilisation est due en grande partie à la mise en service partielle du terminal de Fos-Cavaou le 1<sup>er</sup> avril 2010, après une phase d'essais qui a débuté en octobre 2009 : 13 méthanières ont été déchargées entre janvier 2010 et juin 2010.

L'autre point d'approvisionnement de la zone Sud est le terminal de Fos-Tonkin, d'une capacité de 7 Gm<sup>3</sup>/an, soit environ une capacité d'émission de 250 GWh/j. Au premier semestre 2010, son taux d'utilisation s'est élevé à 73 % contre 87 % en 2009 (tableau 16). Cette baisse reflète aussi la diminution de la tension sur l'approvisionnement de la zone Sud.

**TABLEAU 16 - Taux d'utilisation du terminal de Fos-Tonkin**

2007	2008	2009	S1 2010
72 %	71 %	86,8 %	73,1 %

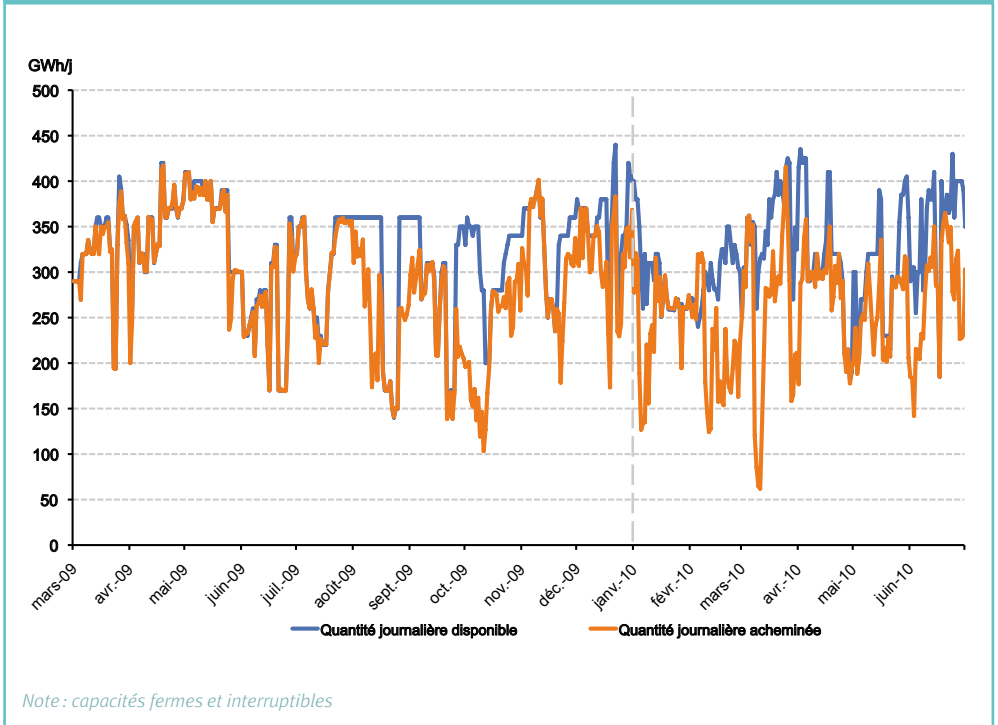
Source : Elengy

(15) L'utilisation toujours élevée de la liaison Nord-Sud est rendue possible par l'application en ce point du mécanisme de Use-it-or-lose-it (UIOLI) court terme interruptible. Ce mécanisme permet aux expéditeurs de nommer des quantités supérieures aux capacités réservées. Dans le cas où certains expéditeurs nomment des quantités inférieures à celles qu'ils ont réservées, GRTgaz réalloue alors les capacités non nommées aux expéditeurs ayant nommé des quantités supérieures à leur capacité réservée. La capacité ainsi réallouée est interruptible, son détenteur initial conservant le droit de modifier sa nomination en cours de journée. Ce mécanisme permet une optimisation de l'utilisation de la liaison Nord-Sud en redistribuant la capacité entre expéditeurs en fonction de leurs besoins.

À Fos-Cavaou, les engagements de GDF SUEZ vis-à-vis de la Commission européenne imposaient la restitution sur 20 ans de deux lots de 1 Gm<sup>3</sup>/an (marché secondaire) ainsi que de 0,175 Gm<sup>3</sup>/an (2 fenêtres de déchargement commercialisées par la STMFC) : la commercialisation a permis la souscription d'un lot de 1 Gm<sup>3</sup>/an.



GRAPHIQUE 57 - Utilisation de la liaison Nord-Sud (2009-S1 2010)



Source : GRTgaz - Analyse : CRE

Par ailleurs, deux slots court terme ont été vendus par le terminal de Fos-Cavaou en juillet et en novembre 2010.

- *Les conditions d'accès au sud de la France devraient continuer à s'améliorer*

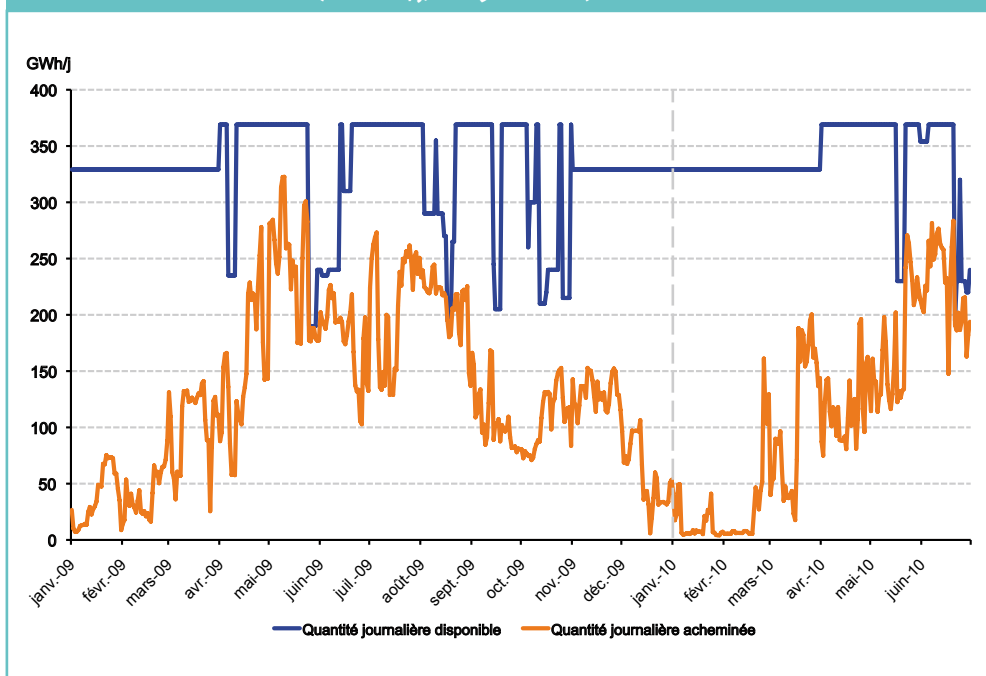
Les conditions d'approvisionnement du sud de la France devraient continuer à s'améliorer à court et moyen termes. Les capacités physiques fermes de l'Espagne vers la France vont progressivement entrer en service passant de

5 GWh/j aujourd'hui à 30 GWh/j (en hiver) et 50 GWh/j (en été) à partir de novembre 2010, puis 165 GWh/j en avril 2013 et à 225 GWh/j en décembre 2015.

- *Pas de congestion physique entre les zones Sud et Sud Ouest*

Si l'approvisionnement du sud de la France demeure relativement tendu, la liaison entre les zones Sud et Sud Ouest n'est, quant à elle, pas contrainte (graphique 58, p. 88).

**GRAPHIQUE 58 - Utilisation de la capacité au PIR Midi dans le sens GRTgaz Sud vers TIGF (en GWh/j, 2009-S1 2010)**



Source : GRTgaz

• *Conclusions*

En 2009, les conditions d'accès aux infrastructures gazières, facteur primordial du développement des marchés de gros du gaz naturel, ont continué à s'améliorer.

À ce titre, les engagements pris par GDF SUEZ de limiter à 50 % sa part dans les capacités d'importation en France constituent une contribution essentielle au développement de la liquidité, aussi bien au nord qu'au sud de la France. Ces engagements permettent en effet à un nombre accru d'acteurs de disposer de capacités d'entrée sur le marché français. En outre, le dévelop-

pement en 2013 et 2015 de nouvelles capacités d'interconnexion entre la France et l'Espagne devrait également fortement contribuer à l'essor du marché dans la moitié sud de la France.

À plus long terme, l'accès aux infrastructures devrait bénéficier d'autres améliorations significatives. Au plan européen, le développement en cours d'un code réseau relatif à l'allocation de capacité de transport aux points d'interconnexion entre réseaux facilitera considérablement l'accès aux réseaux de part et d'autre des points d'interconnexion et des flux de gaz transfrontaliers et ouvrira donc des possibilités d'arbitrage et une compétition accrue sur les places de marchés en France.

## 4. L'APPROVISIONNEMENT DES ACTEURS/NOUVEAUX ENTRANTS <sup>(16)</sup>

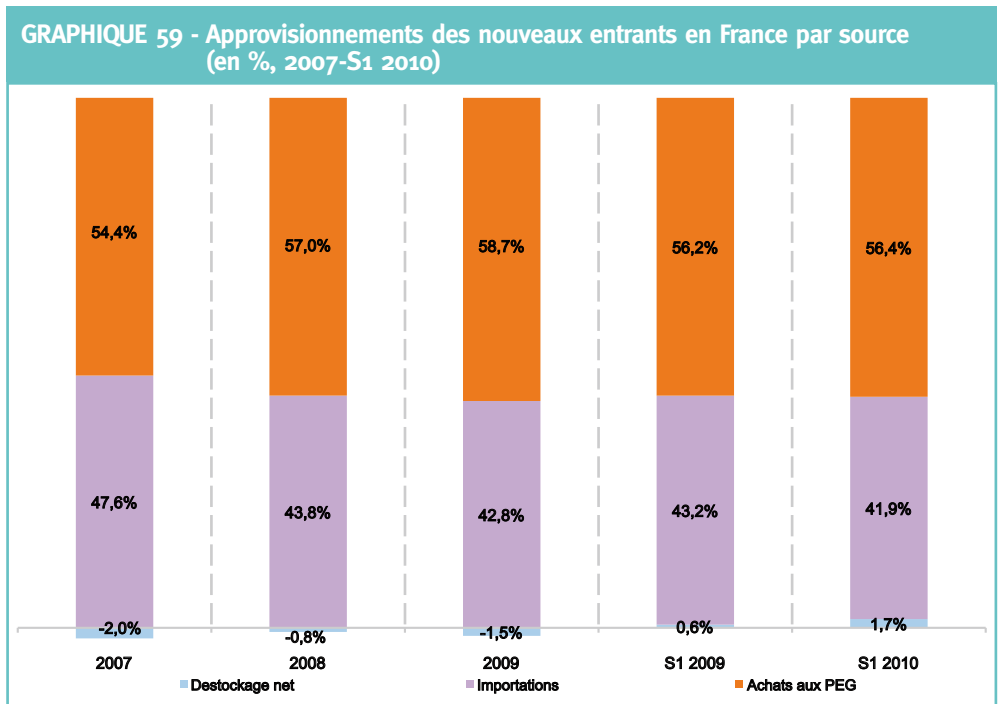
### 4.1. Un recours accru aux PEG pour l'approvisionnement des nouveaux entrants

L'approvisionnement des nouveaux entrants en France est essentiellement basé sur les importations et les achats aux PEG. Le maillon du stockage est intégré dans la structure des approvisionnements en raison du rôle d'ajustement qu'il occupe en cas de fluctuations de la consommation.

Le graphique 59 illustre, sur la période de 2007 au premier semestre 2010, l'évolution croissante

de la part des achats aux PEG et à l'inverse un moindre recours aux importations. Représentant 54,4 % en 2007, les achats aux PEG ont augmenté de 4,3 % en 2009 pour atteindre 58,7 %. Parallèlement, les importations ont enregistré une baisse de 4,8 %, passant de 47,6 % en 2007 à 42,8 % en 2009. Le recours au stockage s'est fait de façon plus marquée au premier semestre 2010 avec 1,7 % contre 0,6 % au premier semestre 2009, reflet des conditions météorologiques.

(16) Les fournisseurs alternatifs ou nouveaux entrants regroupent l'ensemble des expéditeurs qui ne sont pas des fournisseurs historiques en France.

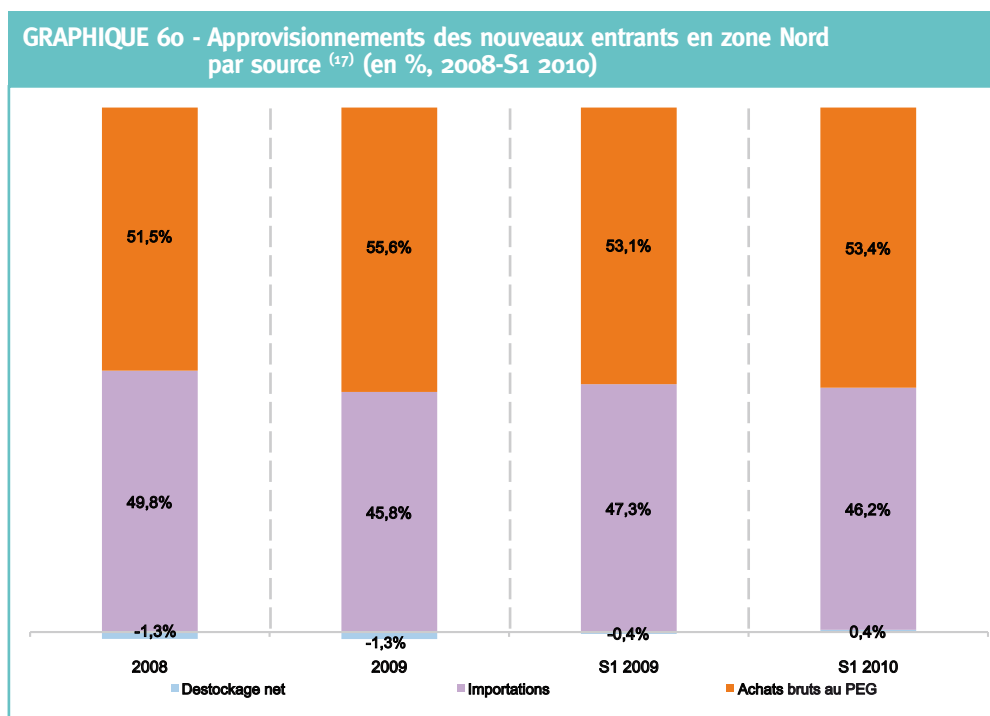


Sources : GRTgaz, TIGF - Analyse : CRE

## 4.2. Baisse de la part des importations dans les approvisionnements de la zone Nord

L'émergence de la zone Nord suite à la fusion de trois zones d'équilibrage GRT gaz au 1<sup>er</sup> janvier 2009 a permis d'améliorer la liquidité du PEG Nord et d'augmenter les quantités de volumes négociés sur cette zone de 45 % entre 2008 et 2009. Les nouveaux acteurs ont ainsi accès à plus de points d'entrée (Montoir, Dunkerque, Taisnières et Obergailbach) pour s'approvisionner en gaz et fournir une base élargie de consommateurs finals.

Le graphique 60 illustre l'évolution de la répartition des approvisionnements dans la zone Nord sur la période de 2008 au premier semestre 2010. Les tendances de croissance des achats au PEG et de réduction des importations sont similaires à celles observées à l'échelle nationale. Ainsi, les achats au PEG ont augmenté de 4,1 % avec 55,6 % en 2009 contre 51,5 % en 2008 et les importations ont baissé de 4 % entre 2008 et 2009. Les stockages ont été sollicités à hauteur de 0,4 % au premier semestre 2010 contre -0,4 % à période identique en 2009.



Sources : GRTgaz, TIGF - Analyse : CRE

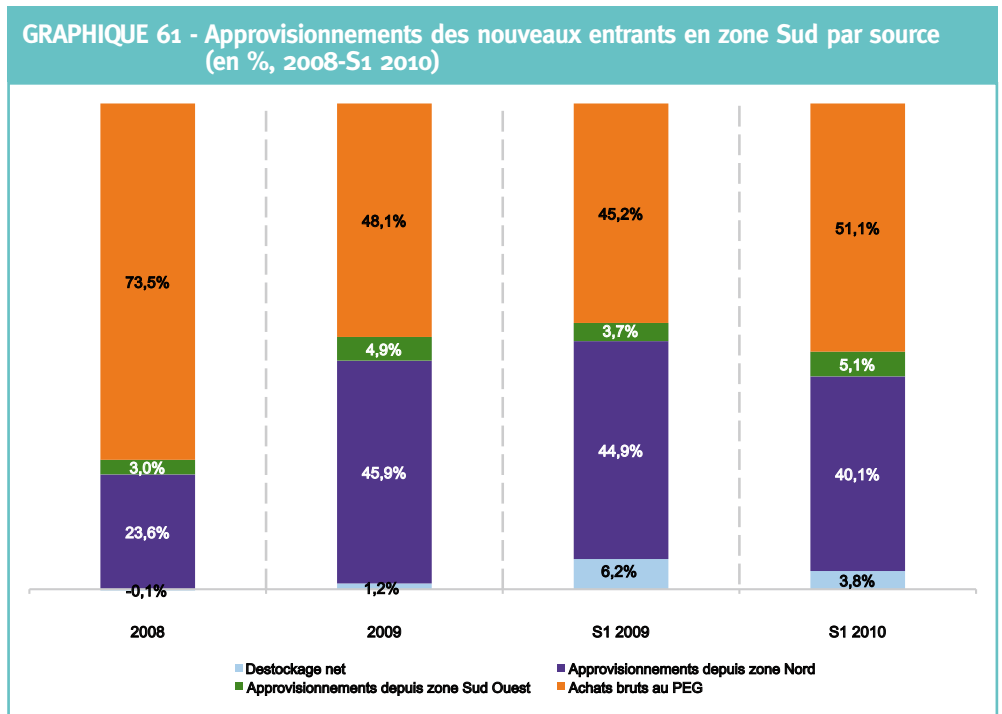
(17) La liaison Sud-Nord n'est pas prise en compte car les importations restent marginales à partir de la zone Sud.

### 4.3. Des structures d'approvisionnement similaires en zones Sud et Sud Ouest depuis la fin du programme de gas release

Jusqu'en 2008, les gas release permettaient aux nouveaux entrants de s'approvisionner directement aux PEG. Depuis, le recours à l'approvisionnement aux PEG a dans un premier temps reculé, avant de montrer des signes d'accélération au premier semestre 2010. Cette tendance est observée tant pour la zone Sud que pour la zone Sud Ouest (graphique 61 et graphique 62,

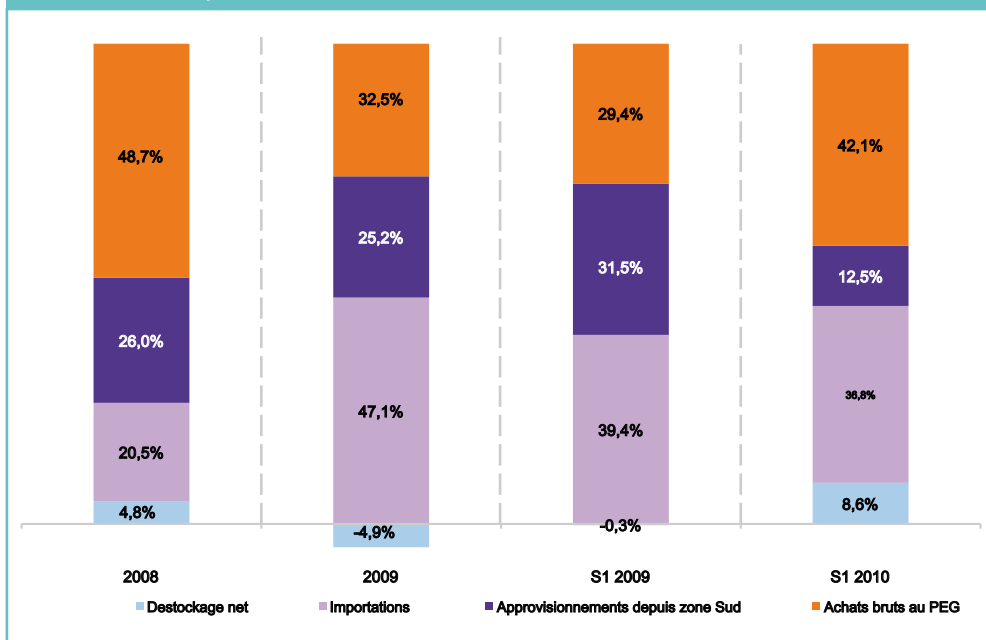
pp. 91-92). Elle devrait se confirmer avec l'entrée en service en avril 2010 de Fos-Cavaou.

Pour ce qui concerne la zone Sud, la comparaison des données des six premiers mois de 2010 et 2009 montre que les approvisionnements à partir de la zone Nord ont fortement diminué (-4,8 %), baisse compensée par une hausse des achats au PEG Sud (+5,9 %). Les nouveaux entrants ont ainsi privilégié les achats directs sur le marché aux achats sur les zones voisines, qui nécessitent l'utilisation des liaisons interzones. L'approvisionnement à partir de la zone Sud Ouest reste limité à environ 5 % (entre 2009 et S1 2010).



Sources : GRTgaz, TIGF - Analyse : CRE

**GRAPHIQUE 62 - Approvisionnements des nouveaux entrants en zone Sud Ouest par source (en %, 2008-S1 2010)**



Sources : GRTgaz, TIGF - Analyse : CRE

L’approvisionnement en zone Sud, pour les nouveaux entrants, est principalement destiné à la consommation des clients finals et la revente au PEG, alors que les fournisseurs historiques utilisent principalement leurs volumes de gaz pour les consommations finales et les exportations vers la zone Sud Ouest.

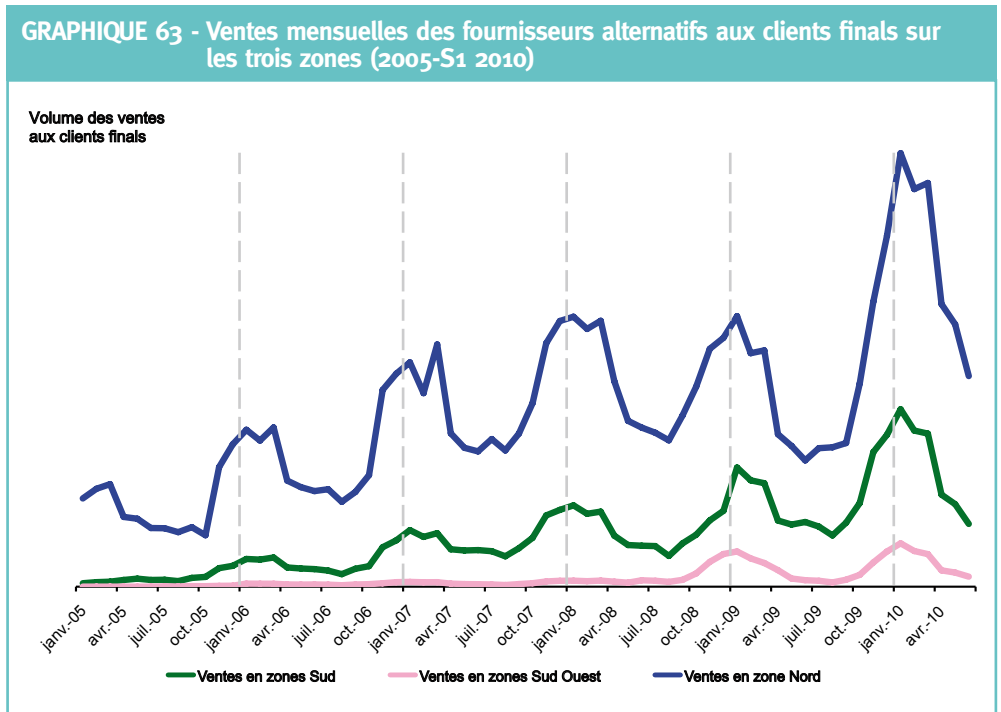
Comme pour la zone Sud, la structure d’approvisionnement des nouveaux entrants sur la zone Sud Ouest a fortement varié entre 2008 et 2009,

du fait de l’interruption des opérations de gas release. En 2009, près de 70 % de l’approvisionnement des nouveaux entrants a été assuré par les importations et par des approvisionnements depuis la zone Sud. Les achats au PEG ont représenté 32,5 % en 2009. Ils ont nettement progressé au premier semestre 2010, à 42,1 %, avec une baisse concomitante des approvisionnements depuis la zone Sud. On note également un recours important aux stockages au premier semestre 2010.

#### 4.4. L'activité des fournisseurs alternatifs se développe inégalement sur l'ensemble du territoire

Finalement, le développement des marchés sur les trois zones permet aux fournisseurs alternatifs de développer leur activité : au pre-

mier semestre 2010, les livraisons aux clients finals ont augmenté en moyenne de 59,2 % par rapport au premier semestre de l'année précédente. Néanmoins, comme le montre le graphique 63, les ventes sur la zone Sud Ouest (+28,5 %) ont augmenté moins rapidement que celles de la zone Nord (+74,2 %) et de la zone Sud (+38,7 %).



Sources : GRTgaz, TIGF - Analyse : CRE

# Section III

## Annexes





**1.** Glossaire

p. 96

**2.** Index des graphiques

p. 99

**3.** Index des tableaux

p. 100

**4.** Index des encadrés

p. 101

**5.** Table des matières

p. 101

# 1. GLOSSAIRE

**Marché OTC:** marché de gré à gré, (OTC, Over The Counter en anglais) sur lequel l'interaction est bilatérale. Il peut être intermédié, lorsque les ordres d'achat et de vente transitent par des courtiers (brokers) qui permettent à l'offre de rencontrer la demande, ou pur si les transactions se font directement entre opérateurs.

## 1.1. Marché de gros de l'électricité

- *Principales bourses électriques en Europe (marchés organisés)*

**APX:** bourse néerlandaise Amsterdam Power Exchange, obligatoire pour les importations et les exportations aux Pays-Bas ([www.apx.nl](http://www.apx.nl)).

**EPEX Spot France:** bourse française non obligatoire ([www.powernext.fr](http://www.powernext.fr)).

**EPEX Spot Allemagne:** bourse allemande, non obligatoire ([www.eex.de](http://www.eex.de)).

**NordPool:** bourse scandinave, non obligatoire ([www.nordpool.no](http://www.nordpool.no)).

**Omel:** pool espagnol, quasi-obligatoire ([www.omel.es](http://www.omel.es)).

- *Produits de gros*

**Base:** 24 heures sur 24, 7 jours sur 7.

**Day-ahead:** contrat passé la veille pour livraison le lendemain.

**Pointe** (Europe continentale) : de 8 heures à 20 heures, du lundi au vendredi.

- *Segments du marché de gros*

**Achats et ventes en gros (OTC):** notifications d'échanges de blocs c'est-à-dire quantités nominales à RTE la veille pour le lendemain, hors les transactions sur Powernext.

**Consommation finale:** ventes à des sites en tant que responsable d'équilibre ou sous forme de blocs.

### Importations et exportations :

[http://clients.rte-france.com/lang/fr/clients\\_traders\\_fournisseurs/vie/bilan\\_annu.jsp](http://clients.rte-france.com/lang/fr/clients_traders_fournisseurs/vie/bilan_annu.jsp)

### Ventes aux gestionnaires de réseaux pour la compensation de leurs pertes :

[http://clients.rte-france.com/lang/fr/clients\\_traders\\_fournisseurs/vie/vie\\_perte\\_RPT.jsp](http://clients.rte-france.com/lang/fr/clients_traders_fournisseurs/vie/vie_perte_RPT.jsp)

<http://www.erdfdistribution.fr/electricite-reseau-distribution-france/fournisseurs-d-electricite/compensation-des-pertes-130105.html>

**VPP :** Virtual Power Plant ou enchères de capacités organisées par EDF suite à la décision de la Commission européenne (cf. Cas DG COMP/M.1853 - EDF/ENBW).

<http://encherescapacites.edf.com/accueil-com-fr/encheres-de-capacite/presentation-114005.html>

**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 ».

**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.

## 1.2. Marché de gros du gaz

**Capacité rebours :** capacité sur le réseau principal permettant à l'expéditeur d'effectuer des nominations dans le sens opposé au sens dominant des flux lorsque les flux de gaz ne peuvent s'écouler que dans un seul sens. Elle ne peut être utilisée, un jour donné, que si le flux global résultant de l'ensemble des nominations des expéditeurs est dans le sens dominant des flux.

**Clause de flexibilité :** disposition prévue dans les contrats d'importation de long terme laissant à l'acheteur la possibilité de réduire ou augmenter les volumes enlevés dans la limite d'un tunnel préalablement défini.

**Court terme :** le marché court terme regroupe les produits day-ahead, week-end, week et autres.

**EREGG (European Regulators Group for Electricity and Gas) :** créé par la Commission européenne dans le cadre de la mise en œuvre des directives de 2003, l'EREGG a pour but de conseiller et d'assister la Commission dans la consolidation du marché intérieur de l'énergie, en contribuant à la mise en œuvre complète des directives et des règlements européens et à la préparation d'une future législation dans les domaines de l'électricité et du gaz. L'EREGG comprend la Commission européenne et les régulateurs indépendants des 27 États membres de l'Union européenne. Les États membres de l'Espace économique européen ainsi que les pays candidats à l'adhésion à l'Union y sont invités en tant qu'observateurs. Pour réaliser ses objectifs, qui font également l'objet d'un programme de travail public, l'EREGG dispose d'une structure comparable à celle du CEER. En outre, l'EREGG consulte largement les

acteurs du secteur de l'énergie pour les questions sur lesquelles il est amené à rendre des avis. Ces avis engagent également la Commission européenne, qui peut ensuite leur donner un caractère contraignant à travers le processus communautaire de la comitologie.

**FOD :** fioul domestique à 0,1 %.

**FOL :** fioul lourd basse teneur en soufre.

**Gas release :** obligation faite à un fournisseur de céder, pour une période donnée, une partie de ses ressources en gaz à d'autres fournisseurs. Cette opération a généralement pour finalité de permettre à la concurrence de se développer en offrant aux fournisseurs alternatifs la possibilité de sécuriser des approvisionnements sans devoir négocier de gré à gré avec le fournisseur historique.

**Indice de Herfindahl-Hirschmann (HHI) :** est égal à la somme des carrés des parts de marché des intervenants. Il 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 1000, et très concentré s'il est supérieur à 1800.

**Infrajournalier :** marché des contrats conclus le jour J pour livraison le jour même ou pour le lendemain, si la transaction intervient après la période principale d'activité du marché day-ahead.

**NBP (National Balancing Point) :** hub gazier du Royaume-Uni. En raison des volumes importants échangés sur ce hub notionnel, les prix qui y sont pratiqués sont une référence importante pour les échanges en gros de gaz en Europe.

**Net-back :** mécanisme de fixation du prix des contrats d'achat de gaz à long terme qui repose sur une logique de valorisation par rapport aux énergies concurrentes du gaz naturel et tenant compte des coûts de transport du gaz du producteur au pays consommateur.

**Nomination :** quantité d'énergie, exprimée en kWh (PCS 25 °C) notifiée par l'expéditeur au GRT chaque jour que l'expéditeur demande au GRT d'enlever, d'acheminer ou de livrer. Par extension, le verbe « Nominer » définit le fait de notifier au GRT une nomination.

**Point d'échange de gaz (PEG) :** point virtuel du réseau de transport de gaz français où les expéditeurs peuvent s'échanger des volumes de gaz. Il existe un PEG dans chacune des zones d'équilibrage du réseau français.

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

**Produit forward :** contrat passé pour livraison d'une quantité donnée à un prix donné sur une échéance donnée.

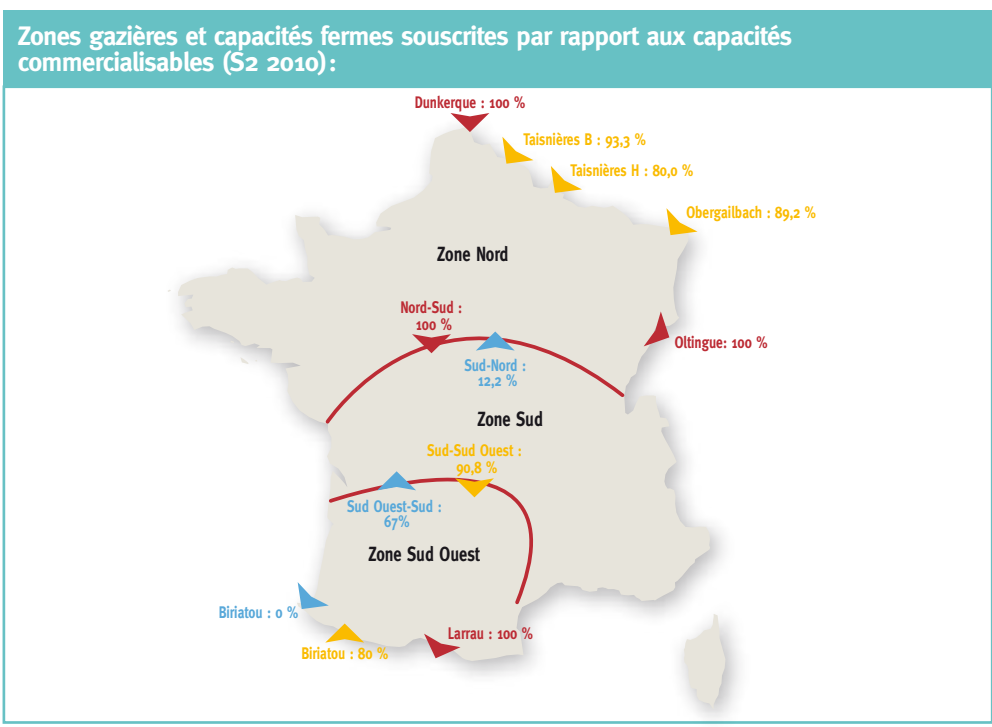
**Produit future :** contrat forward négocié sur une bourse (marché organisé). Les échéances propo-

sées varient selon les marchés organisés (semaine, mois, trimestre, semestre, année). L'échéance Y+1 correspond à l'année calendaire suivant l'année en cours (livraison du 1<sup>er</sup> janvier au 31 décembre).

**Service bandeau :** la regazéification d'une cargaison de GNL est assurée en émission constante sur 30 jours.

**Spot :** marché de court terme, incluant les opérations pour livraison à courte échéance. Le marché spot recouvre les produits infrajournaliers et day-ahead.

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



Sources : GRTgaz, TIGF - Analyse : CRE

## 2. INDEX DES GRAPHIQUES

### 2.1. Électricité

<b>Graphique 1:</b> Flux d'énergie entre les segments amont et aval du marché de gros français en 2009.....	11	<b>Graphique 18:</b> Prix à terme de l'électricité (Y+1) et des combustibles exprimés en €.....	30
<b>Graphique 2:</b> Évolution mensuelle des volumes et du nombre de transactions sur le marché à terme intermédiaire.....	12	<b>Graphique 19:</b> Prix du CO <sub>2</sub> .....	31
<b>Graphique 3:</b> Volume et valorisation du négoce par produit.....	15	<b>Graphique 20:</b> Prix à terme France - Allemagne - Royaume-Uni.....	34
<b>Graphique 4:</b> Répartition en % du négoce par plateforme et par échéance en 2009.....	15	<b>Graphique 21:</b> Écart de prix moyen entre la France et l'Allemagne (Y+1).....	35
<b>Graphique 5:</b> Solde net d'exportations et différentiel de prix avec les pays avoisinants.....	17	<b>Graphique 22:</b> Évolution des prix Q+1 en France et en Allemagne.....	35
<b>Graphique 6:</b> Variation des importations transfrontalières.....	19	<b>Graphique 23:</b> Parc de production français.....	36
<b>Graphique 7:</b> Nombre de participants aux consultations.....	20	<b>Graphique 24:</b> Durée d'utilisation des différentes filières du parc de production en 2009.....	37
<b>Graphique 8:</b> Maturité des produits vendus aux enchères.....	21	<b>Graphique 25:</b> Taux de production nucléaire 2007-2009.....	38
<b>Graphique 9:</b> Capacités mensuelles achetées aux enchères pour livraison.....	22	<b>Graphique 26:</b> Solde exportateur mensuel 2007-2009.....	39
<b>Graphique 10:</b> Écart entre le prix d'adjudication des VPP base et les prix des produits équivalents cotés sur EPD France.....	22	<b>Graphique 27:</b> Stocks hydrauliques.....	39
<b>Graphique 11:</b> Évolution des prix spot en France.....	23	<b>Graphique 28:</b> Durée de marginalité des différentes filières de production en 2008.....	41
<b>Graphique 12:</b> Prix spot et marge RTE.....	26	<b>Graphique 29:</b> Durée de marginalité des différentes filières de production en 2009.....	41
<b>Graphique 13:</b> Prix spot et marge horaire du système électrique français.....	27	<b>Graphique 30:</b> Écart moyen entre les prévisions de disponibilité et la dernière prévision (J-1).....	44
<b>Graphique 14:</b> Prix spot et marge horaire.....	27	<b>Graphique 31:</b> Écart moyen entre la disponibilité nucléaire réalisée et la prévision (J-1).....	45
<b>Graphique 15:</b> Évolution des prix à terme en France.....	28	<b>Graphique 32:</b> Offre agrégée et indicateur de marge, 2009.....	48
<b>Graphique 16:</b> Volatilité glissante (30 jours) des prix à terme en France.....	29	<b>Graphique 33:</b> Demande agrégée et indicateur de marge, 2009.....	49
<b>Graphique 17:</b> Décroissance de la volatilité historique.....	29	<b>Graphique 34:</b> Demande à tout prix.....	49
		<b>Graphique 35:</b> Offre à tout prix.....	50
		<b>Graphique 36:</b> Nominations à contre-sens.....	51

## 2.2. Gaz

<b>Graphique 37:</b> Approvisionnements et débouchés des acteurs du marché français du gaz.....	55
<b>Graphique 38:</b> Livraisons aux PEG.....	56
<b>Graphique 39:</b> Évolution des volumes négociés et nombre de transactions.....	59
<b>Graphique 40:</b> Répartition des volumes négociés par produits.....	59
<b>Graphique 41:</b> Valorisation des volumes négociés.....	61
<b>Graphique 42:</b> Répartition des volumes négociés spot et à terme aux PEG et type d'intermédiation.....	61
<b>Graphique 43:</b> Volume négocié par PEG.....	62
<b>Graphique 44:</b> Répartition des volumes négociés par produit et par PEG.....	63
<b>Graphique 45:</b> Indice HHI sur les différents marchés, 2009 et S1 2010, par PEG.....	65
<b>Graphique 46:</b> Part de marché cumulée des 3 plus gros acteurs par PEG.....	67
<b>Graphique 47:</b> Demande de gaz au sein de l'OCDE.....	68
<b>Graphique 48:</b> Évolution des prix sur le marché français.....	69
<b>Graphique 49:</b> Prix day-ahead France - Europe.....	71
<b>Graphique 50:</b> Courbe des prix à terme à Zeebrugge.....	71
<b>Graphique 51:</b> Différentiels prix day-ahead France - Europe.....	72
<b>Graphique 52:</b> Prix du gaz.....	73
<b>Graphique 53:</b> Prix M+1 au Royaume-Uni et aux États-Unis.....	74
<b>Graphique 54:</b> Évolution des prix du Brent.....	79
<b>Graphique 55:</b> Prévisions de mises en service d'usine de liquéfaction de GNL.....	79

<b>Graphique 56:</b> Part des trois plus gros expéditeurs dans les réservations et l'utilisation des capacités d'entrée à Taisnières H, Obergailbach et Dunkerque.....	82
<b>Graphique 57:</b> Utilisation de la liaison Nord-Sud.....	87
<b>Graphique 58:</b> Utilisation de la capacité au PIR Midi dans le sens GRTgaz Sud vers TIGF.....	88
<b>Graphique 59:</b> Approvisionnements des nouveaux entrants en France par source.....	89
<b>Graphique 60:</b> Approvisionnements des nouveaux entrants en zone Nord par source.....	90
<b>Graphique 61:</b> Approvisionnements des nouveaux entrants en zone Sud par source.....	91
<b>Graphique 62:</b> Approvisionnements des nouveaux entrants en zone Sud Ouest par source.....	92
<b>Graphique 63:</b> Ventes mensuelles des fournisseurs alternatifs aux clients finals sur les trois zones.....	93

## 3. INDEX DES TABLEAUX

### 3.1. Électricité

<b>Tableau 1:</b> Transactions négociées.....	11
<b>Tableau 2:</b> Répartition trimestrielle des volumes négociés par produits.....	13
<b>Tableau 3:</b> Responsables d'équilibre actifs sur le marché français.....	14
<b>Tableau 4:</b> Capacités d'import et d'export entre la France et les pays voisins en 2009.....	16
<b>Tableau 5:</b> Flux d'échanges aux frontières.....	16
<b>Tableau 6:</b> Corrélations des prix entre la France et les pays voisins.....	32

<b>Tableau 7 :</b> Écart de prix moyen entre la France et les pays voisins.....	33
<b>Tableau 8 :</b> Taux de production charbon-gaz 2007-2009.....	40
<b>Tableau 9 :</b> Disponibilités prévisionnelles des différentes filières.....	43

### 3.2. Gaz

<b>Tableau 10 :</b> Nombre d'expéditeurs actifs en enlèvement et/ou livraison sur les PEG.....	57
<b>Tableau 11 :</b> Transactions sur le marché intermédié spot et à terme.....	58
<b>Tableau 12 :</b> Différentiels.....	72
<b>Tableau 13 :</b> Volatilité annuelle des prix de marché et des produits pétroliers.....	78
<b>Tableau 14 :</b> Nombre d'utilisateurs ayant réservé de la capacité sur les infrastructures.....	81
<b>Tableau 15 :</b> Niveau du gaz en stock en France.....	85
<b>Tableau 16 :</b> Taux d'utilisation du terminal de Fos-Tonkin.....	86

## 4. INDEX DES ENCADRÉS

<b>Encadré 1 :</b> Le développement des gaz non conventionnels.....	74
<b>Encadré 2 :</b> Audit de la formule d'approvisionnement de GDF SUEZ.....	76
<b>Encadré 3 :</b> Les engagements de GDF SUEZ.....	83
<b>Encadré 4 :</b> Des stockages peu remplis du fait du faible écart de prix du gaz entre l'été et l'hiver.....	85

## 5. TABLE DES MATIÈRES

<b>INTRODUCTION</b> .....	1
<b>SYNTHÈSE DU RAPPORT</b> .....	4
<b>SECTION I : LES MARCHÉS DE GROS DE L'ÉLECTRICITÉ</b> .....	8
<b>1. Le développement des principaux segments du marché de gros</b> .....	10
<b>1.1.</b> La progression soutenue du marché de gros intermédié en 2009 a été essentiellement tirée par le marché à terme, tandis que l'activité sur le marché spot a stagné.....	10
<b>1.2.</b> La conjoncture de 2009 et du premier semestre 2010 a accentué la dégradation du solde exportateur.....	16
<b>1.3.</b> Le volume des pertes achetées par les gestionnaires de réseaux est resté stable d'une année sur l'autre.....	19
<b>1.4.</b> Les enchères de capacité VPP témoignent de l'atomicité importante de ce segment de marché et d'une demande émanant de tous types d'acteurs.....	20
<b>2. Les prix de l'électricité</b> .....	23
<b>2.1.</b> Si, comme l'ensemble des prix des produits énergétiques, les prix spot français ont reflué début 2009, ils ont toutefois été marqués par des pics de prix lors de l'hiver 2009-2010.....	23
<b>2.2.</b> En dépit de l'occurrence de pics, les prix spot restent globalement cohérents avec les tensions sur le système électrique.....	25
<b>2.3.</b> La volatilité des prix à terme sur le marché français est marquée par l'occurrence du pic de prix du mois d'octobre 2009.....	28

2.4. Des tendances communes entre prix à terme et cours des combustibles fossiles.....	30
2.5. Une corrélation étroite entre les prix sur le marché français et sur les marchés allemand, belge et suisse en dépit de la perturbation liée au pic de prix d'octobre 2009.....	32
<b>3. Analyse de la production et de sa transparence</b> .....	36
3.1. Les durées d'utilisation équivalentes moyennes reflètent les usages des différentes filières.....	37
3.2. Si, en 2009, les frontières ont été moins souvent marginales, la marginalité du nucléaire reste toutefois inférieure à 10 %.....	40
3.3. L'UFE poursuit le développement de son dispositif de transparence avec des améliorations adoptées en juillet 2009, juin 2010 et prévues pour fin 2010. Malgré ces progrès, la fiabilité des publications de prévision reste perfectible.....	42
3.4. L'audit des méthodes de valorisation d'EDF montre qu'en 2009 les offres de marché sont globalement cohérentes avec les coûts marginaux du système EDF. La politique de gestion du risque a fait l'objet d'un examen particulier.....	46
<b>4. Analyse des transactions</b> .....	48
4.1. L'offre soumise sur le marché spot reflète l'état du système électrique.....	48
4.2. Les nominations à contre-sens de capacités journalières ont eu tendance à augmenter entre 2008 et 2009.....	50
<b>SECTION II : LES MARCHÉS DE GROS DU GAZ</b> .....	52
<b>1. Le développement du négoce de gaz</b> .....	54
1.1. Une croissance forte des livraisons aux PEG au cours de l'année 2009, concentrées pour l'essentiel au PEG Nord.....	54
1.2. Le négoce de gaz sur le marché intermédiaire a plus que doublé en 2009 par rapport à 2008 et une nette accélération des échanges de produits à terme est observée depuis le début de 2010.....	57
<b>2. Les prix du gaz</b> .....	68
2.1. Une décrue spectaculaire des prix de gros du gaz en France en 2009 mais une hausse qui s'accélère depuis le printemps 2010.....	68
2.2. Des évolutions globalement en phase entre les différentes places de marché en Europe, avec une corrélation étroite sur la période récente entre le PEG Nord, l'Allemagne (NCG) et les Pays-Bas (TTF).....	70
2.3. La décorrélacion entre prix de marché et prix du gaz issu des contrats indexés sur les produits pétroliers s'est prolongée même si la remontée des prix de marché depuis le printemps 2010 a réduit la différence.....	73
<b>3. Les infrastructures gazières</b> .....	80
3.1. Une utilisation satisfaisante des infrastructures de la zone Nord.....	80
3.2. Un accès aux infrastructures toujours contraint dans le sud de la France mais qui montre des signes d'amélioration.....	86



<b>4. L'approvisionnement des acteurs/nouveaux entrants</b>	89
4.1. Un recours accru aux PEG pour l'approvisionnement des nouveaux entrants	89
4.2. Baisse de la part des importations dans les approvisionnements de la zone Nord	90
4.3. Des structures d'approvisionnement similaires en zones Sud et Sud Ouest depuis la fin du programme de gas release	91
4.4. L'activité des fournisseurs alternatifs se développe inégalement sur l'ensemble du territoire	93

## SECTION III : ANNEXES 94

<b>1. Glossaire</b>	96
1.1. Marché de gros de l'électricité	96
1.2. Marché de gros du gaz	97
<b>2. Index des graphiques</b>	99
2.1. Électricité	99
2.2. Gaz	100
<b>3. Index des tableaux</b>	100
3.1. Électricité	100
3.2. Gaz	101
<b>4. Index des encadrés</b>	101
<b>5. Table des matières</b>	101



15, rue Pasquier - 75379 Paris cedex 08 - France  
Tél. : 33 (0)1 44 50 41 00 - Fax : 33 (0)1 44 50 41 11  
[www.cre.fr](http://www.cre.fr)

ISSN 2104-9149







COMMISSION  
DE RÉGULATION  
DE L'ÉNERGIE

15, rue Pasquier - 75379 Paris cedex 08 - France  
Tél. : 33 (0)1 44 50 41 00 - Fax : 33 (0)1 44 50 41 11  
[www.cre.fr](http://www.cre.fr)