



Marchés

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

Rapport 2008

Marchés

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

Rapport 2008

Sommaire

1	Avertissement de méthode
3	Introduction
6	Synthèse du rapport
10	Section I - Les marchés de gros de l'électricité
11	1. Le développement des principaux segments du marché de gros
25	2. Le suivi de la formation des prix en France en regard des fondamentaux et en comparaison avec les principaux marchés européens interconnectés
38	3. L'analyse et la transparence de la production
57	4. L'analyse des transactions
64	Section II - Les marchés de gros du gaz naturel
65	1. Le développement du négoce de gaz
78	2. Les prix du gaz
89	3. L'utilisation des infrastructures gazières
99	4. L'approvisionnement des acteurs
106	Section III - Annexes
107	1. Glossaire
111	2. Index des graphiques et tableaux
116	Table des matières



Avertissement de méthode

Ce rapport s'appuie sur des informations communiquées par les acteurs de marché, producteurs, fournisseurs, bourse ou intermédiaires de négoce. C'est le cas notamment s'agissant des audits réalisés par la CRE sur les modèles de valorisation du parc nucléaire et hydraulique d'EDF et d'intervention sur les marchés d'EDF Trading. Ces audits ont été menés avec l'appui de consultants externes indépendants référencés dans le domaine de l'électricité ou sur les aspects concurrentiels. Les conclusions présentées s'appuient sur les données transmises par l'entreprise. Celles-ci n'ont pas fait l'objet de saisie sur place, dans le cadre des dispositions prévues par l'article 33 de la loi du 10 février 2000. Les conclusions présentées dans ce rapport ne préjugent donc pas de résultats d'enquêtes formelles éventuelles qui pourraient être menées dans le futur par la CRE ou par toute autre autorité disposant de pouvoirs d'enquête.



Introduction

Le deuxième rapport sur le fonctionnement des marchés de gros français de l'électricité et du gaz naturel rend compte des activités de la CRE dans le domaine de la surveillance des marchés de gros. Il fait suite aux différents travaux engagés ou annoncés dans le premier rapport de surveillance et dans la délibération de la CRE du 8 janvier 2009. Il capitalise sur l'expérience acquise dans ce domaine depuis que la loi du 7 décembre 2006 a donné compétence à la CRE pour surveiller les marchés. Il s'appuie également sur les retours d'expérience issus des échanges et interactions avec les différentes parties prenantes, à travers notamment les consultations publiques menées par la CRE en 2008 et 2009.

DES TRAVAUX DE SURVEILLANCE QUI S'INSCRIVENT DANS LE CONTEXTE LÉGISLATIF FRANÇAIS...

Avant la loi du 7 décembre 2006, la CRE disposait d'un pouvoir de surveillance prévu par la loi du 13 juillet 2005 et limité aux transactions effectuées sur les marchés organisés de l'électricité ainsi qu'aux échanges aux frontières. La surveillance des marchés ne couvrait donc pas le gaz et, dans le cas de l'électricité, ne permettait pas de surveiller les transactions sur les plateformes de courtage.

La loi du 7 décembre 2006 a élargi le pouvoir de surveillance au gaz et à toutes les transactions. L'article 28 de la loi du 10 février 2000 modifié par la loi du 7 décembre 2006 dispose ainsi que la CRE « (...) surveille, pour l'électricité et pour le gaz naturel, les transactions effectuées entre fournisseurs, négociants et producteurs, les transactions effectuées sur les marchés organisés ainsi que les échanges aux frontières. Elle s'assure de la cohérence des offres des fournisseurs, négociants et producteurs avec leurs contraintes économiques et techniques (...) »

La surveillance des marchés s'applique donc depuis la loi du 7 décembre 2006 :

- à l'électricité et au gaz ;
- aux transactions bilatérales, aux interventions sur les bourses et aux transactions transfrontalières ;
- à toutes les échéances de temps, des marchés de court terme aux contrats de long terme ;
- à toutes les contreparties du marché de gros français, quelle que soit leur nationalité ;
- aux contrats pour livraison physique comme aux produits financiers.

La loi permet, en outre, une surveillance large du comportement des acteurs dans la mesure où la CRE peut surveiller non seulement les transactions entre acteurs mais également leurs offres et la pertinence des prix pratiqués avec la situation de chaque opérateur.

...ET QUI ONT POUR TOILE DE FOND LES TRAVAUX MENÉS DANS LE CADRE JURIDIQUE EUROPÉEN

Les travaux de surveillance menés par la CRE s'inscrivent résolument dans le contexte européen. La CRE coopère ainsi avec les différentes directions de la Commission européenne notamment sur les aspects relatifs au droit de la concurrence.

La loi française permet d'ores et déjà la coopération entre la CRE et les autres régulateurs sectoriels, sous réserve de réciprocité. La loi du 10 février 2000 telle que modifiée par la loi du 7 décembre 2006 dispose en effet que *« L'obligation de secret professionnel ne fait pas obstacle à la communication par la Commission de régulation de l'énergie des informations ou documents qu'elle détient aux commissions du Parlement compétentes en matière d'énergie ou à une autorité d'un autre État membre de l'Union européenne exerçant des compétences analogues à celles de la Commission de régulation de l'énergie, sous réserve de réciprocité et à condition que ses membres et ses agents soient astreints aux mêmes obligations de secret professionnel que celles définies au présent article »*.

Ce principe de coopération devrait se généraliser à terme dans le domaine de la surveillance des marchés à la suite de l'adoption de nouvelles directives européennes relatives à des règles communes pour les marchés intérieurs de l'électricité et du gaz (le « troisième paquet », Directives 2009/72/CE et 2009/73/CE du 13 juillet 2009). Ces directives conduisent, en effet, à une harmonisation des compétences pour les autorités de régulation nationales (ARN) dans le domaine de la surveillance des marchés. Conformément aux articles 37 et 41 des directives électricité et gaz, les missions des ARN impliquent désormais de :

- *« surveiller le degré de transparence, y compris des prix de gros, et veiller au respect des obligations de transparence par les entreprises (...) »*
- *« surveiller le niveau et l'efficacité atteints en termes d'ouverture des marchés et de concurrence pour les marchés de gros et de détail (...) »*

Par ailleurs, ces directives encouragent la coopération entre régulateurs sectoriels et régulateurs des marchés financiers, et introduisent des dispositions nouvelles, relatives aux obligations de conservations de données. L'article 40 de la directive électricité dispose ainsi que *« Les États membres imposent aux entreprises de fourniture l'obligation de tenir à la disposition des autorités nationales, y compris l'autorité de régulation nationale, des autorités nationales de la concurrence et de la Commission, aux fins d'exécution de leurs tâches, pour une durée minimale de cinq ans, les données pertinentes relatives à toutes les transactions portant sur des contrats de fourniture d'électricité ou des instruments dérivés sur l'électricité passés avec des clients grossistes et des gestionnaires de réseau de transport »*. Une disposition analogue est mentionnée dans la directive gaz (article 44).¹

¹ On peut à cet égard rappeler que ces dispositions ont fait l'objet de recommandations au sein des instances de concertation européennes, auxquelles la CRE a activement contribué tout au long de l'année 2008 (cf. rapport d'activité de la CRE du 1^{er} juillet au 31 décembre 2008).

UN DEUXIÈME RAPPORT DE SURVEILLANCE QUI TRAITE DIFFÉRENTS SUJETS STRUCTURELS ANNONCÉS ET QUI RÉPOND AUX ATTENTES EXPRIMÉES PAR LES PARTIES PRENANTES

En rendant public son premier rapport de surveillance, la CRE a annoncé plusieurs suites à donner concernant l'électricité et le gaz. Le présent rapport traite de ces suites. C'est le cas notamment des audits relatifs aux méthodes de valorisation du parc nucléaire et hydraulique d'EDF, ou de l'analyse des transactions conclues en 2007 en électricité et en gaz, avec un focus particulier dans le cas du gaz sur les conditions d'approvisionnement des acteurs en zones sud et sud-ouest.

Par ailleurs, les acteurs de marché ont fait part de leurs attentes, dans le cadre de la consultation publique lancée par la CRE au printemps 2009. La synthèse des contributions a été rendue publique en juillet 2009. On peut ainsi rappeler qu'au-delà des interrogations exprimées sur plusieurs sujets structurels, une demande forte s'est exprimée pour une plus grande transparence sur :

- le négoce, le développement et la liquidité des marchés, notamment pour le gaz ;
- les fondamentaux (production d'électricité, données relatives à l'utilisation des infrastructures gazières).

Afin de traiter ces différents sujets, les sections électricité et gaz de ce rapport se divisent en quatre principaux chapitres traitant respectivement du développement du négoce, de l'évolution des prix sur les marchés de gros, des fondamentaux (production, infrastructures) et, enfin, de l'analyse des transactions en électricité et de l'approvisionnement des acteurs alternatifs en gaz.

Synthèse du rapport

ÉLECTRICITÉ

Les prix et le négoce d'électricité

La progression du marché de gros a été soutenue en 2008. Les volumes négociés ont atteint 655 TWh, soit une augmentation de 13 % par rapport à l'année précédente. On observe toutefois une nette décélération des échanges au cours du premier semestre 2009, qui peut être reliée au climat récessif global et à la crise financière.

Les échanges transfrontaliers se caractérisent par un solde exportateur net en recul en 2008 et sur les premiers mois de 2009. Cette évolution s'explique par la forte progression des volumes importés, reflet de besoins d'importation de pointe croissants ainsi que par la baisse des exportations surtout en 2009. La progression des importations est surtout liée aux flux en provenance d'Allemagne et de Suisse.

Concernant les prix de marché, leurs évolutions constatées depuis le début de l'année 2008 sont en général cohérentes avec l'équilibre entre l'offre et la demande et avec l'évolution des cours des combustibles fossiles. Les analyses sur des hausses de prix de certains produits à terme qui avaient été identifiées à l'approche des enchères VPP dans le cadre du premier rapport de surveillance ont montré que ces évolutions s'expliquent par les mouvements de prix des fondamentaux.

À l'échelon européen, les comparaisons de prix entre la France et les marchés avoisinants reflètent d'une part les différences structurelles des parcs de production, et d'autre part la forte sensibilité de la consommation française aux variations de température (une baisse d'un degré de la température entraîne une augmentation de la demande de 2 100 MW du fait du recours important au chauffage électrique).

L'analyse et la transparence de la production

L'analyse de l'utilisation des différentes filières de production permet d'observer les résultats suivants :

- la durée d'utilisation de chacune des filières est cohérente en 2008 avec son ordre de mérite ;
- la durée estimée de marginalité de la filière nucléaire est inférieure en 2008 à celle observée en 2007 (5 % en 2008 contre 15 % en 2007), tandis que les frontières sont désormais plus souvent marginales (39 % en 2008 contre 25 % en 2007).

Conformément à sa délibération du 8 janvier 2009, la CRE a mené des audits sur la méthode mise en œuvre par EDF pour valoriser son parc de production nucléaire et hydraulique. Ces audits, engagés en mai 2009, se sont achevés en décembre 2009. Ils ont été menés avec l'appui de consultants externes.

Ces audits se sont déroulés dans un cadre plus large d'analyse des modèles de moyen terme utilisés par EDF pour optimiser son parc de production tout en satisfaisant aux contraintes d'équilibre offre-demande sur son périmètre, jusqu'aux modèles décisionnels d'optimisation en J-1 et d'intervention sur les marchés.

Les conclusions de ces travaux ne remettent pas en cause les principes de valorisation retenus, qui consistent à minimiser les coûts de production.

Les audits engagés ont également porté sur les modalités d'intervention d'EDF Trading sur les marchés et sur ses outils d'optimisation journaliers. Les offres d'EDF Trading sont globalement cohérentes avec les coûts marginaux. Une analyse ex-post des coûts marginaux et des prix spot sur la bourse EPEX a été effectuée sur la base d'une estimation des heures où EDF est supposée être marginale. Sur le fondement des résultats des audits effectués, la CRE a constaté que les écarts observés entre prix et coûts² sont à des niveaux qui ne traduisent pas l'exercice d'un pouvoir de marché. L'écart entre prix spot et coûts marginaux fera l'objet d'un suivi régulier spécifique par la CRE.

Enfin, l'analyse de la qualité des données prévisionnelles relatives au parc de production permet de conclure que la fiabilité de ces données reste encore insuffisante, même si des améliorations ont été apportées et d'autres sont également annoncées par l'UFE d'ici la fin de 2010. La CRE a eu l'occasion de rappeler dans sa communication du 20 novembre 2009 l'importance qui s'attache à la publication des arrêts fortuits par centrale. L'UFE, dans son communiqué du 23 novembre a annoncé des évolutions prévues pour l'année 2010 et en particulier, la publication à la fin de l'année 2010, sous un délai de 30 minutes, des arrêts fortuits affectant les unités de production dépassant 100 MW.

L'analyse des transactions

L'analyse des transactions effectuées sur le marché de l'électricité, *EPEX Spot Auction*, montre que les carnets d'ordre reflètent globalement l'équilibre du système.

Les données qui ont fait l'objet d'une collecte par la CRE à l'été 2008, qui portent sur toutes les transactions conclues en 2007 par les acteurs du marché français sur les produits Y+1 et Y+2, représentent un volume global de près de 247 TWh. Plus de la moitié de ces transactions sont effectuées en intra-groupe (par exemple une maison mère et sa filiale de négoce). En excluant ces transactions, le marché bilatéral pur a représenté au cours de l'année 2007 environ 6 % des volumes négociés sur les produits calendaires Y+1 et Y+2.

². Coûts marginaux du système.

GAZ NATUREL

Les prix et le négoce de gaz

Les évolutions des marchés de gros gaziers depuis 2008 interviennent dans un contexte marqué par plusieurs événements clefs pour les marchés du gaz en France. Ces événements sont liés, d'une part, à l'environnement international, avec notamment le retournement des cours du pétrole à l'été 2008, la récession économique et l'apparition d'excédents de gaz par rapport à la demande mondiale, et, d'autre part, à des développements spécifiques au marché français, comme la fusion en une seule zone au 1^{er} janvier 2009 des trois précédentes zones de transport au Nord en France (Nord-H, Est et Ouest). Cette situation a permis le développement de la liquidité en zone Nord ainsi que des opportunités d'arbitrage accrues entre les contrats d'importation à long terme indexés sur des produits pétroliers et des achats sur les marchés.

On observe un développement des volumes livrés aux PEG. Le négoce de gaz sur le marché intermédiaire français, toutes échéances confondues, est en forte progression depuis 2008 et cette tendance se poursuit sur le premier semestre 2009. Les volumes négociés atteignent près de 66 TWh sur l'année 2008, contre 27 TWh en 2007. Les volumes négociés au premier semestre 2009, à 69 TWh, dépassent ceux de l'année 2008, la zone Nord restant la zone sur laquelle le négoce est le plus développé.

Les prix de gros du gaz en France suivent sur la majeure partie de 2008 une tendance haussière liée à l'indexation, avec décalage de plusieurs mois, sur les produits pétroliers. Leurs niveaux bas de 2009 reflètent le contexte général de la faiblesse de la demande par rapport au gaz disponible sur les marchés internationaux. Les niveaux actuels des prix de marché en France se situent nettement en dessous des niveaux des prix des contrats de long terme indexés pétrole.

Cette évolution des prix du gaz a été similaire en France et en Europe, même si des décorrélations ponctuelles entre les marchés européens ont été observées. Des écarts importants de prix entre le PEG Nord et Zeebrugge, au cours du mois de novembre 2008, ont par exemple été constatés. La CRE a mené des investigations afin d'identifier les facteurs spécifiques au marché français qui ont pu contribuer à cet épisode. Les principales conclusions de cette investigation sont les suivantes :

- aucune manipulation de marché n'a été décelée ;
- les arbitrages entre approvisionnements à long terme et achats de court terme ont constitué un facteur de soutien aux prix de marché au PEG Nord en novembre 2008 ;
- pour ce qui concerne le réseau français, les maintenances observées sur le réseau de GRTgaz ont limité de façon ponctuelle la capacité journalière disponible ;
- les arbitrages de court terme depuis la Belgique restent structurellement difficiles à mettre en place.

L'utilisation des infrastructures

Les évolutions récentes des conditions d'accès aux infrastructures dans la zone Nord permettent aujourd'hui à cette zone de réunir la plupart des conditions pour devenir une place de marché efficace et sur laquelle les fournisseurs de gaz naturel peuvent assurer l'équilibre de leurs besoins et de leurs ressources. Pour autant, plusieurs points restent encore à améliorer, dont l'harmonisation des conditions d'accès aux réseaux entre la zone GRTgaz Nord et les marchés européens adjacents, l'émergence d'un véritable marché secondaire de la capacité et la possibilité de réaliser des flux physiques de la France vers la Belgique et l'Allemagne.

Dans le Sud de la France, des freins au développement du marché subsistent : un approvisionnement contraint par le dimensionnement actuel des capacités d'entrée et l'existence de deux places de marché distinctes. Toutefois, les conditions d'accès au Sud de la France devraient s'améliorer avec la mise en service de Fos Cavaou et le développement des interconnexions avec l'Espagne.

L'approvisionnement des acteurs

La structure de l'approvisionnement des nouveaux entrants est stable dans le temps. Elle se répartit de manière équilibrée entre les importations et les achats au PEG. Même si les importations sont majoritairement réalisées par les fournisseurs historiques français, ceux-ci cèdent une partie du gaz importé aux PEG, constituant une source d'approvisionnement significative des nouveaux entrants.

En zone Sud, on observe, depuis la fin du programme de *gas release*, que les fournisseurs alternatifs ont fait appel de manière croissante à la liaison Nord-Sud pour l'approvisionnement de leur portefeuille de clients dans cette zone. L'approvisionnement en zone Sud-Ouest est réparti entre les achats au PEG et l'approvisionnement depuis la zone Sud et, marginalement, l'Espagne. Globalement, la fin du *gas release* n'a pas empêché le développement de l'activité des fournisseurs alternatifs, dont la part de marché au sud de la France a fortement augmenté entre 2008 et 2009.

Cette analyse a été réalisée à partir des données collectées par la CRE à l'été 2008 et qui portent sur toutes les transactions conclues en 2007 par les acteurs du marché français sur les produits Summer, Winter, et Y+1, pour un volume global de près de 7,2 TWh, en bilatéral pur.

Section I

Les marchés de gros de l'électricité

- | | |
|---|-----------|
| 1. LE DÉVELOPPEMENT DES PRINCIPAUX SEGMENTS DU MARCHÉ DE GROS | 11 |
| 2. LE SUIVI DE LA FORMATION DES PRIX EN FRANCE EN REGARD DES FONDAMENTAUX ET EN COMPARAISON AVEC LES PRINCIPAUX MARCHÉS EUROPÉENS INTERCONNECTÉS | 25 |
| 3. L'ANALYSE ET LA TRANSPARENCE DE LA PRODUCTION | 38 |
| 4. L'ANALYSE DES TRANSACTIONS | 57 |



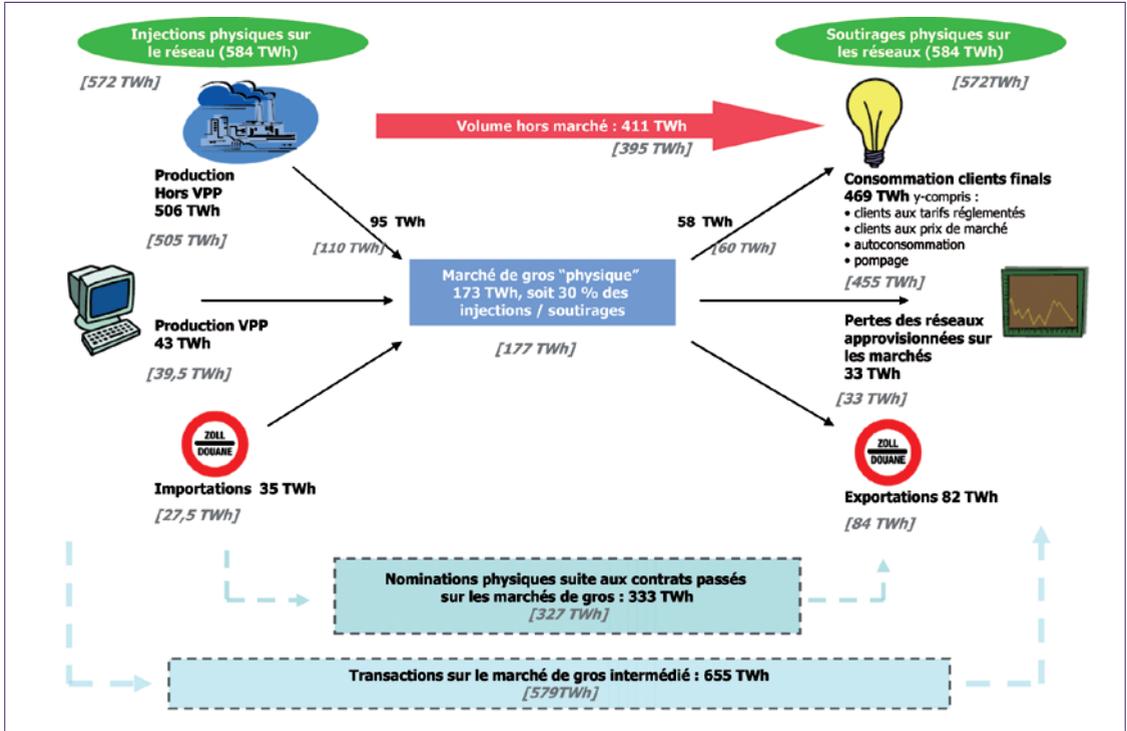
1. LE DÉVELOPPEMENT DES PRINCIPAUX SEGMENTS DU MARCHÉ DE GROS

L'activité sur les marchés de gros de l'électricité est principalement liée à l'optimisation, par les producteurs, de la flexibilité de leurs moyens de production, aux opérations de « trading », aux échanges transfrontaliers et à la couverture par les acteurs de marché de leur consommation prévisionnelle afin de satisfaire les besoins de leurs clients.

En 2008, les livraisons physiques entre acteurs, suite à des contrats passés sur les marchés de gros (intermédié et bilatéral), ont représenté 333 TWh. Sur le marché de gros intermédié, les volumes négociés ont atteint 655 TWh sur cette année, en nette progression par rapport à 2007 (579 TWh). Les flux d'énergie physiquement injectés sur le réseau et qui sont adossés à des échanges sur le marché de gros sont estimés à 173 TWh (marché de gros dit physique), contre 177 TWh en 2007. Ce volume est calculé à partir des injections physiques sur le marché français (584 TWh) dont sont déduits les volumes hors marchés (411 TWh), supposés correspondre à la demande finale adressée aux acteurs intégrés amont-aval et adossée à leur propre production. La diminution de cette évaluation du marché de gros « physique » par rapport à celui de l'année précédente (-4TWh) s'explique par une diminution des exportations (-2TWh) et par un moindre recours au marché de gros pour les approvisionnements des clients finals.

Le diagramme ci-dessous présente une vision simplifiée de ces différents flux pour l'année 2008 et 2007 (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.

GRAPHIQUE 1 – Flux d'énergie entre les segments amont et aval du marché de gros français en 2008



Données : RTE – Analyse : CRE

1.1. Une progression soutenue du marché de gros intermédié sur tous les segments en 2008 qui montre toutefois des signes de décélération au premier semestre 2009

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 13 % par rapport à 2007, les volumes échangés sur le marché de gros se sont élevés en 2008 à 655 TWh. Cette même année, 115 573 transactions ont été conclues. L'augmentation du volume d'électricité négocié en France sur la période reflète la croissance observée sur l'ensemble des segments de marché (infra-journalier, *Day-ahead*, à terme) (tableau 1). Rapporté aux données macroéconomiques, le négoce d'électricité a représenté en 2008 environ 140 % de la consommation française, soit une augmentation de 10 points par rapport à 2007.

La progression des volumes et du nombre de transactions se retrouve dans l'accroissement du nombre des responsables d'équilibre actifs sur le marché français en 2008 (tableau 2), tirée pour l'essentiel par une plus grande activité des traders financiers.

TABLEAU 1 – Volumes et nombre de transactions négociés

Volumes (TWh)	2007	2008	S1 2008	S1 2009
Infrajournali�er	0,29	0,78	0,36	0,48
Day-Ahead Continu	16,73	20,31	12,18	8,34
Day-Ahead Auction	44,21	51,63	26,35	26,34
Marché �� terme	517,66	582,12	333,37	337,56
Total	578,89	654,84	372,26	372,72

Nombre de transactions	2007	2008	S1 2008	S1 2009
Infrajournali�er	10 623	29 491	13 988	15 556
Day-Ahead Continu	32 001	36 279	20 332	15 767
Day-Ahead Auction	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.
Marché �� terme	35 941	49 803	28 840	24 627
Total	78 565	115 573	63 160	55 950

Données : Courtiers, EPEX Spot France, EPD France – Analyse : CRE

TABLEAU 2 – Responsables d'équilibre actifs sur le marché français

Classification	Nombre de RE actifs		
	2007	2008	S1 2009
Producteurs européens intégrés	33	34	37
Traders acteurs financiers	22	30	20
Nouveaux entrants européens	15	18	17
Producteurs français	9	8	8
Nouveaux entrants français	5	6	6
Autres	3	4	4
ELD ³	5	4	4
Industriels	5	6	4
Total	97	110	100

Données : RTE – Analyse : CRE

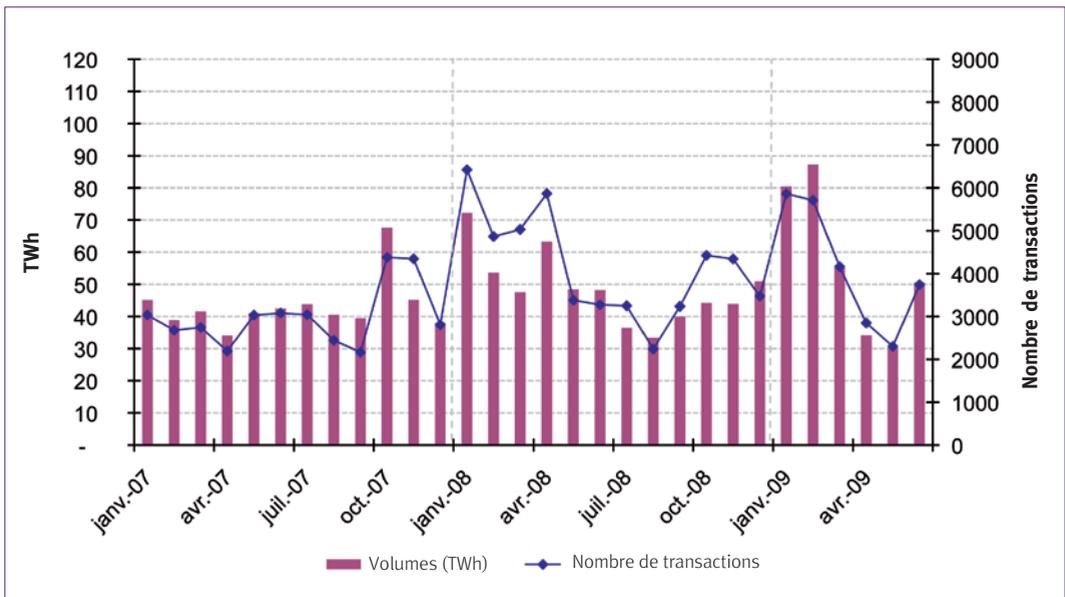
Une décélération et une volatilité des échanges au premier semestre 2009

Les données au premier semestre 2009 montrent une nette décélération des échanges. Les volumes échangés se sont élevés à 373 TWh pour un total d'environ 56 000 transactions. Comparés à la même période l'année dernière, les volumes au premier semestre 2009 n'ont quasiment pas changé et le nombre de transactions a diminué d'environ 11 %.

Cette diminution du nombre de transactions sur le premier semestre 2009 est observée sur le marché à terme (-15 %) et sur le *Day-ahead* continu (-22 %). La seule exception porte sur le marché infra-journalier dont le développement est récent⁴. D'une manière générale, ces constats peuvent être reliés au climat récessif global et à la crise financière, d'autant que l'on constate une baisse du nombre de responsables d'équilibre actifs, essentiellement des traders acteurs financiers.

Les données mensuelles montrent, en outre, une grande volatilité dans les échanges depuis le début de l'année 2009 (graphique 2). Les volumes importants observés sur les deux premiers mois de l'année sont le fruit d'opérations de négoce sur les produits calendaires et annuels de forte volumétrie. Cette importante volumétrie a compensé l'impact de la baisse du nombre de transactions sur les produits à plus courte échéance. Les pics de volumes constatés aux mois de janvier et février 2009 sont justifiés par l'activité importante de certains producteurs intégrés français et européens, et d'un trader acteur financier, ces acteurs ayant depuis significativement diminué leurs volumes négociés sur les marchés. Les mouvements sociaux qui ont touché la production française expliquent une partie de la baisse observée des volumes au second trimestre 2009.

GRAPHIQUE 2 – Évolution mensuelle des volumes et du nombre de transactions sur le marché à terme intermédié



Données : EPD France, Courtiers – Analyse : CRE

⁴ Lancement d'une plateforme d'échange sur ce segment par Powernext / Epex en juillet 2007.

1.2. Le solde des volumes échangés aux interconnexions, en net recul, reflète les besoins d'importation de pointe croissants et la baisse des exportations surtout en 2009

Un recul lié essentiellement à la progression des volumes importés et au recul des exportations en 2009

En 2008, les volumes d'électricité échangés aux frontières ont représenté 81,6 TWh à l'export et 34,7 TWh à l'import (tableau 3). Le solde exportateur net, à 46,8 TWh, reste donc significatif, mais s'inscrit en recul par rapport à l'année 2007 (exportations nettes de 55,7 TWh). Ce recul est lié pour l'essentiel à la forte progression des volumes importés, de 27 TWh en 2007 à près de 35 TWh en 2008, associée à une légère diminution des volumes exportés. Les données sur les premiers mois de 2009 (janvier-août), comparées à la même période de 2008, confirment cette tendance à la hausse des importations et au recul des exportations. La baisse des exportations est marquée sur l'année 2009.

TABLEAU 3 – Flux d'échanges aux frontières

	Allemagne			Belgique			Royaume-Uni			Espagne			Italie			Suisse			TOTAL		
	Exp.	Imp.	Net	Exp.	Imp.	Net	Exp.	Imp.	Net	Exp.	Imp.	Net	Exp.	Imp.	Net	Exp.	Imp.	Net	Exp.	Imp.	Net
2007	8,0	-16,2	-8,2	11,8	-1,6	10,1	9,2	-3,1	6,1	7,3	-1,9	5,4	20,7	-0,4	20,4	26,1	-4,2	21,9	83,1	-27,4	55,7
2008	6,4	-19,0	-12,6	10,9	-1,9	9,0	12,9	-1,4	11,5	5,8	-3,0	2,8	19,6	-1,8	17,8	26,1	-7,7	18,4	81,6	-34,7	46,8
janvier à août 2008	4,8	-13,0	-8,2	9,1	-0,7	8,4	9,5	-0,5	9,0	4,0	-1,8	2,2	12,9	-1,1	11,9	17,3	-4,6	12,7	57,5	-21,7	35,8
janvier à août 2009	5,2	-11,3	-6,1	2,5	-3,6	-1,1	6,1	-1,5	4,7	3,9	-2,3	1,6	13,1	-0,3	12,7	17,3	-6,6	10,7	48,2	-25,7	22,5

Source : RTE – Analyse : CRE

La progression des importations est surtout liée aux flux en provenance d'Allemagne et de Suisse, les importations de ce dernier pays passant de 4,2 TWh en 2007 à 7,7 TWh en 2008. La hausse des importations est également observée avec la Belgique, l'Espagne et l'Italie et pour tous ces pays, les soldes exportateurs nets s'inscrivent en recul par rapport aux niveaux de 2007. Dans le cas de la Belgique, un solde importateur net est observé sur les premiers mois de 2009 (-1,1 TWh), contre un solde exportateur net de 8,4 TWh sur la même période de 2008. Les échanges avec le Royaume-Uni représentent en définitive la seule exception notable. Le solde exportateur net double en effet quasiment à 11,5 TWh en 2008 sur cette frontière. Ce constat est cohérent avec les écarts de prix durablement positifs entre l'Angleterre et la France tout au long de l'année 2008 (voir chapitre 2).

Des flux d'échanges globalement cohérents avec les différentiels de prix

Un lien est attendu entre différentiel de prix et sens des échanges aux interconnexions. L'analyse du comportement individuel des acteurs lors de leurs nominations aux interconnexions, en cohérence avec ce lien, figure dans la section 4.3 du rapport.

D'un point de vue global, les soldes exportateurs positifs, observés sur toutes les frontières à l'exception de l'Allemagne, sont cohérents avec le sens des

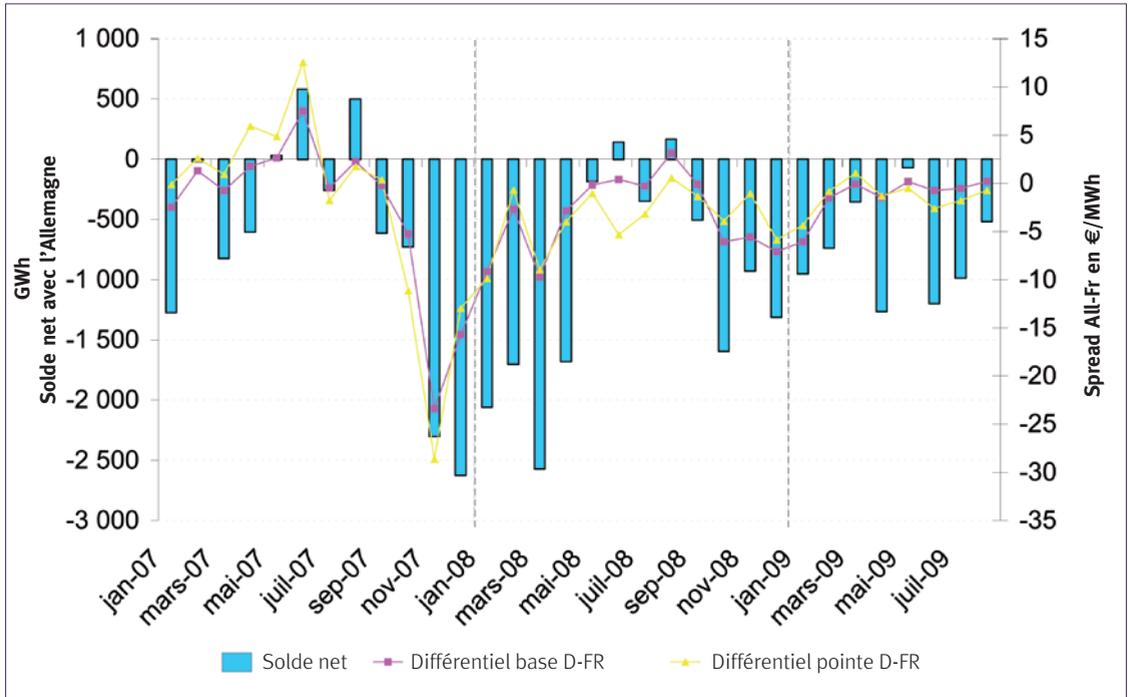
différentiels positifs entre les prix moyens par rapport à la France (*Day-ahead, base*) (graphiques 3).

La situation d'importations nettes en provenance d'Allemagne est également cohérente avec la situation de prix moyens en France supérieurs à ceux Outre-Rhin. Par ailleurs, les évolutions mensuelles des soldes nets d'échanges aux frontières varient globalement de façon corrélée avec les évolutions des différentiels de prix, cette corrélation étant particulièrement nette dans les cas allemand et britannique (graphiques ci-dessous).

De façon plus générale, la structure des échanges aux frontières peut être reliée aux structures des parcs de production installés dans les différents pays (voir chapitre 2).

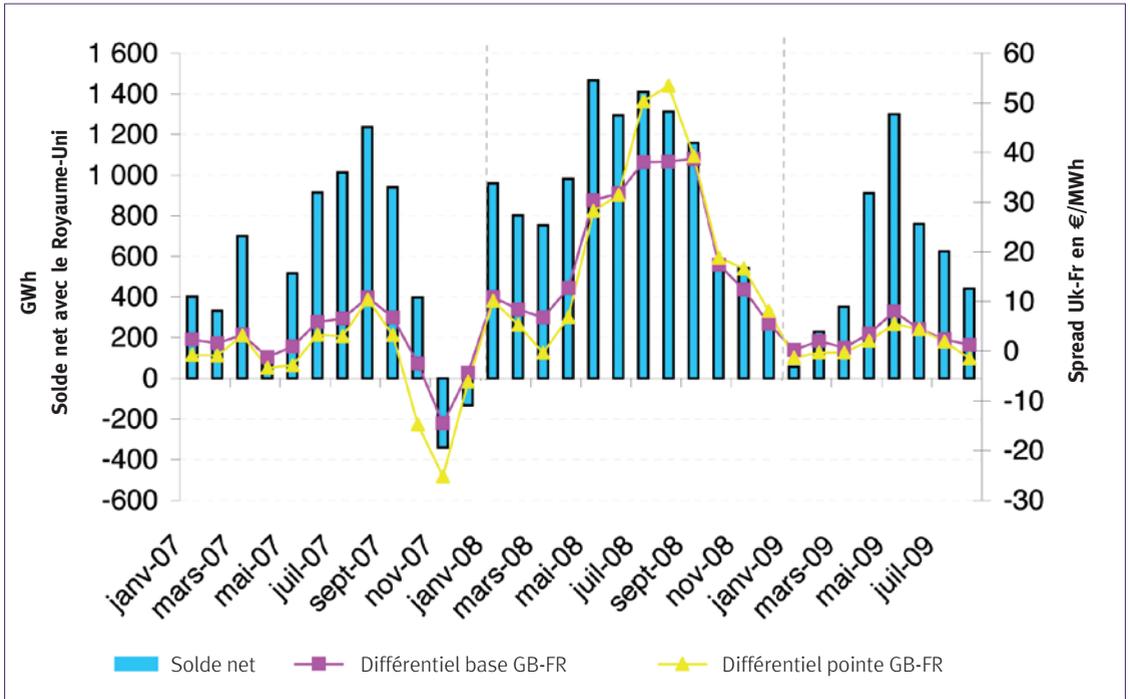
GRAPHIQUE 3 – Solde net d'exportations et différentiel de prix avec les pays avoisinants

3.a. France – Allemagne



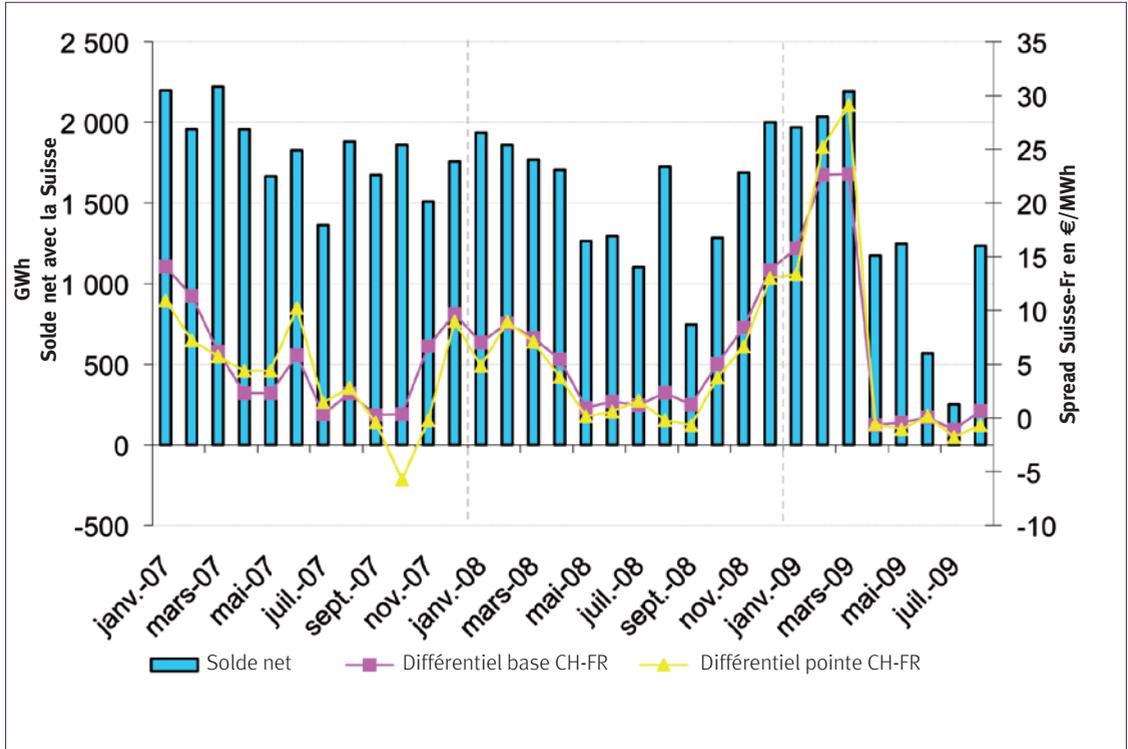


3.b. France – Royaume-Uni



Sources : RTE, EPEX Spot – Analyse : CRE

3.c. France – Suisse



Sources : RTE, EPEX Spot – Analyse : CRE

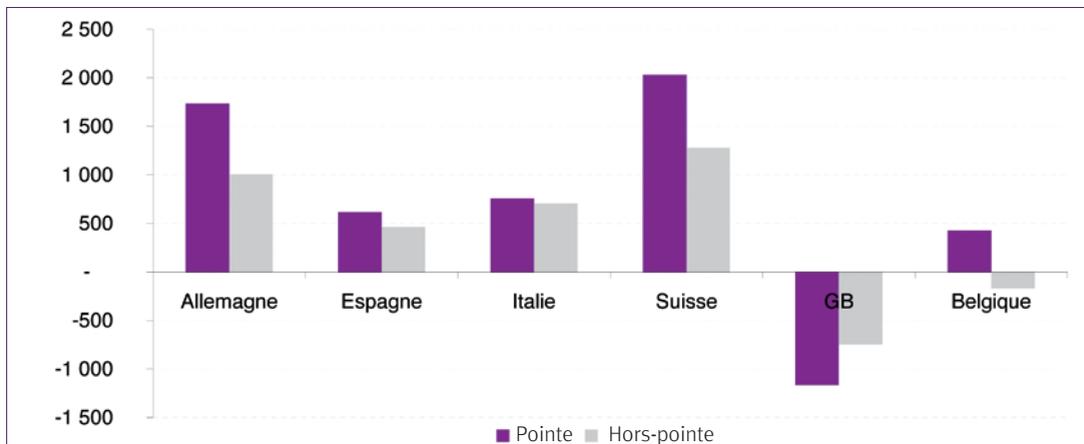
Des besoins d'importation croissants sur des produits de type pointe

Les importations sur l'année 2008 se sont accrues d'environ 7 TWh par rapport à leur niveau de 2007. Cet accroissement des importations s'est essentiellement opéré sur les heures de pointe à concurrence de 60 % du niveau global de la hausse des importations (graphique 4).

Cette augmentation s'explique notamment par le recours à des moyens de production hydraulique de pointe, par exemple les ouvrages à accumulation en Suisse, dont les coûts de production sont moins élevés que ceux des centrales thermiques de pointe en France, caractérisées par des coûts du combustible qui ont suivi la hausse des prix pétroliers sur une grande partie de l'année 2008. L'accélération des importations de produits de pointe est observée également dans le cas des importations en provenance d'Allemagne et, dans une moindre mesure, d'Espagne et de Belgique.



GRAPHIQUE 4 – Variation des importations transfrontalières
Variation en GWh entre 2007 et 2008
Répartition entre heures pleines et heures creuses



Source : RTE – Analyse : CRE

1.3. La vente de pertes aux gestionnaires de réseaux révèle une part croissante de produits optionnels, vendue par un nombre limité d'acteurs adossés à des moyens de production

Les achats par les Gestionnaires de réseau RTE et ERDF, nécessaires à la compensation de leurs pertes, représentent 33 TWh en 2008 et 17 TWh au premier semestre 2009. RTE et ERDF organisent plusieurs fois par mois des consultations pour acheter des produits permettant de couvrir les pertes sur leur réseau. En 2008, 112 appels d'offre ont été organisés par les deux gestionnaires de réseau ; 49 ont été organisés au premier semestre 2009. Pour comparaison, 121 appels d'offre avaient été organisés en 2007. Aux appels d'offre de 2008 et du premier semestre 2009, les gestionnaires de réseau ont acheté des produits mensuels (de M+1 à M+18), trimestriels (de T+1 à T+5), et annuels (de Y+1 à Y+4). Depuis le début de l'année 2009, RTE couvre également une partie de ses besoins sur EPEX Spot en *Day-ahead*.

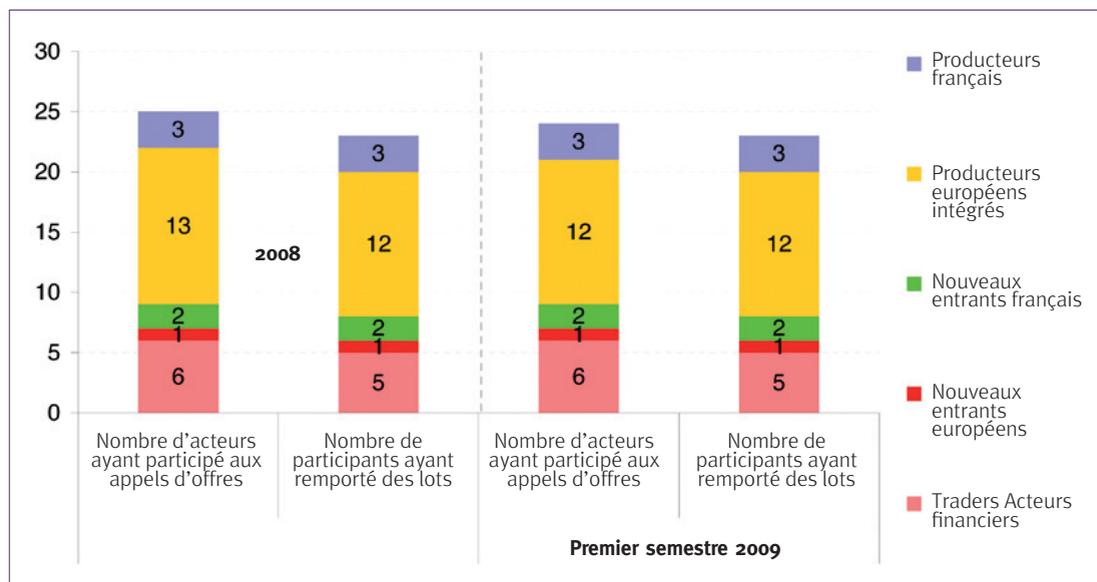
La répartition de l'énergie engagée contractuellement par les vendeurs est résumée dans le tableau 4. Les acteurs vendent des volumes croissants de produits optionnels, la part des produits fermes ou assimilables pour les vendeurs à des produits fermes (autrement appelés dédits) étant en revanche plus faible en 2008 qu'en 2007. En 2008, 40 % des produits optionnels ou de dédit ont été utilisés par les gestionnaires de réseau. Au premier semestre 2009, ce ratio s'est élevé à 68 %.

TABLEAU 4 – Volume d'énergie vendue aux gestionnaires de réseaux pour la compensation des pertes

Volume en TWh	Produits Fermes	Dédits ⁵	Produits Optionnels	Échanges
2007	22,0	17,0	18,0	
2008	18,5	15,0	20,5	
S1 2009	4,5	8,5	10,0	0,45 ⁶

Sources : RTE, ERDF – Analyse : CRE

La majorité des participants aux consultations et des vendeurs retenus sont des producteurs intégrés. Néanmoins, par rapport à 2007, le nombre de producteurs intégrés participant aux appels d'offre a diminué (-3) au profit de la hausse du nombre de traders et d'un nouvel entrant français participant aux ventes de pertes. Cependant, les vendeurs adossés à des moyens de production restent dominants (graphiques 5 et 6). Si des acteurs financiers sont présents sur la vente de produits fermes ou assimilés, les ventes de produits optionnels sont exclusivement réalisées par des acteurs adossés à des moyens de production. Les ventes de produits optionnels ne concernent que 6 acteurs en 2008 et 4 au premier semestre 2009. Ce sont les 4 mêmes acteurs que ceux identifiés en 2007. Ces acteurs possédant des moyens de production sont donc probablement plus à même de prendre des positions sur des produits plus risqués que des produits standards.

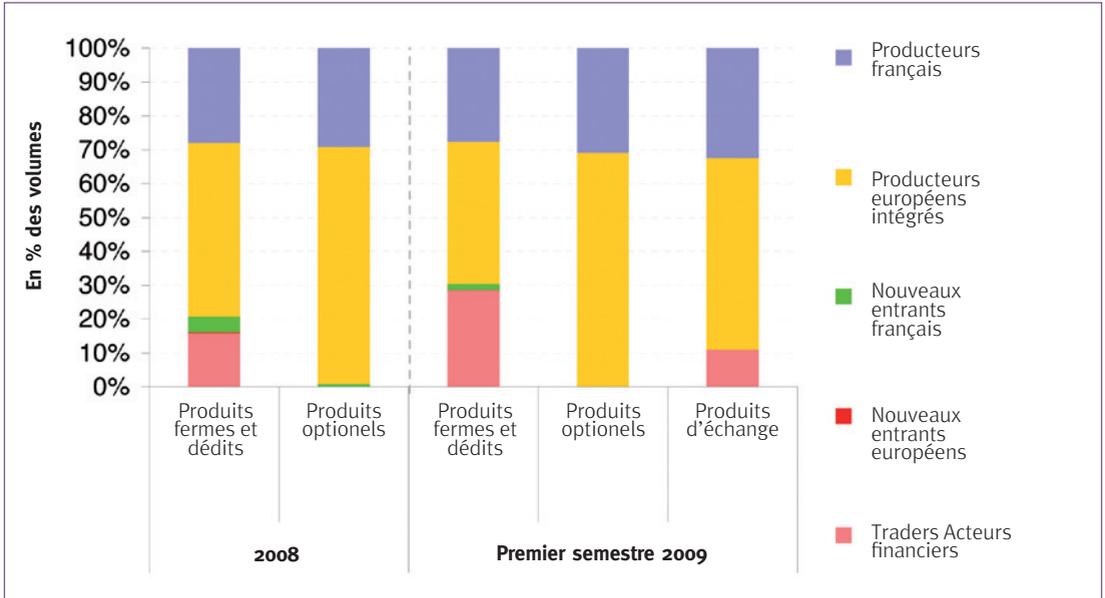
GRAPHIQUE 5 – Nombre de participants aux consultations


Données : RTE, ERDF – Analyse : CRE

5. Les dédits sont des produits payés par le gestionnaire de réseau à un prix contractuel, mais qui lui laissent la possibilité de ne pas soutirer l'énergie. Dans un tel cas, le vendeur revend l'énergie sur le marché spot, reçoit du gestionnaire de réseau le prix contractuel et lui reverse le prix du marché spot. Pour le vendeur, les dédits sont donc assimilés à un produit ferme.

6. À l'achat et à la vente.

GRAPHIQUE 6 – Répartition de l'énergie vendue aux gestionnaires de réseau



Données : RTE, ERDF – Analyse : CRE

* Hypothèse : pour raisonner en équivalent énergie, les produits optionnels sont utilisés à 100 % des capacités

1.4. Les enchères de Virtual Power Plants ont été achetées en quasi-totalité et par une base diversifiée d'acteurs

Depuis 2001, EDF offre l'accès à 5 400 MW de capacité de production située en France sous la forme d'enchères trimestrielles, 4 400 MW sous forme de produits base et 1 000 MW sous forme de produits 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 élevé par rapport au prix de marché, ont une valeur d'optionnalité.

Au cours de ces enchères, les produits les plus achetés ont été les produits base de maturité 12, 6, 3, et 24 mois. Le graphique 7 résume les maturités des produits vendus au cours des enchères de 2008 et du premier semestre 2009, et les prix d'exercices des produits optionnels achetés. Au cours des enchères qui ont porté sur des produits pour livraison en 2008, seule une très faible partie de cette capacité n'est pas achetée (graphique 8), en raison des modalités de ces enchères.

Lorsque l'on analyse à un instant donné comment sont réparties les VPP possédées par les acteurs de marché, il apparaît que ce marché n'est pas du tout concentré : la part de l'acteur possédant le plus de capacités par mois ne dépasse jamais les 15 % entre 2008 et le premier semestre 2009, et les HHI mensuels varient entre 600 et 750.

En raison de leur valeur d'option quasi-nulle, les prix des produits « Base » sont toujours alignés sur les prix de marché

Les produits « Base » ont un prix d'exercice faible : entre 9 et 10 €/MWh aux enchères tenues en 2008 et au premier semestre 2009. Les prix *Day-ahead* en France ont été supérieurs à 10 €/MWh pendant 98 % des heures en 2008 et au premier semestre 2009. De ce fait, la valeur d'optionnalité de ces produits est quasiment nulle. Leur prix doit donc théoriquement être très proche des prix des produits base équivalents cotés sur le marché. L'analyse de l'écart entre les prix d'adjudication et les prix de marché confirme ce constat (graphique 9).

L'analyse des prix des produits « Pointe » révèle une forte volatilité implicite

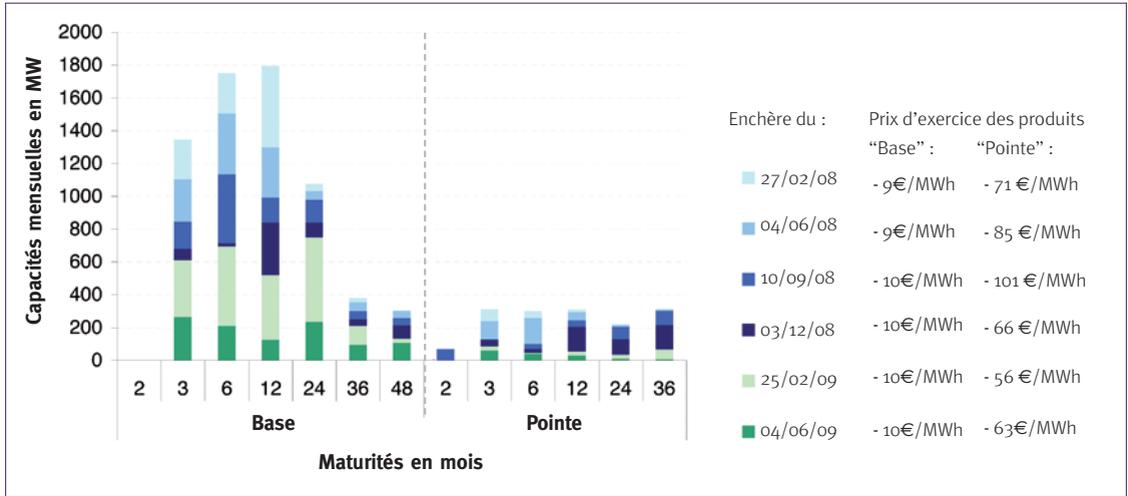
Les produits « Pointe » avaient un prix d'exercice élevé : entre 66 et 101 €/MWh aux enchères de 2008, 56 et 63 €/MWh aux enchères du premier semestre 2009. De ce fait, la valeur de ces produits dépendait des anticipations que faisaient les acteurs de marché vis-à-vis de l'évolution des prix *Day-ahead* dans le futur.

L'analyse des prix des produits pointe révélés aux enchères montre que les acteurs de marché formaient des anticipations de volatilité de court terme très élevées pour les enchères de 2008 et du premier semestre 2009 (volatilités horaires mensualisées implicites entre 70 et 100 %).

La volatilité des prix *Day-ahead* horaires mensualisée calculée *a posteriori* se révèle également très élevée (volatilité des prix journaliers mensualisée moyenne d'environ 100 % entre avril 2008 et juin 2009).

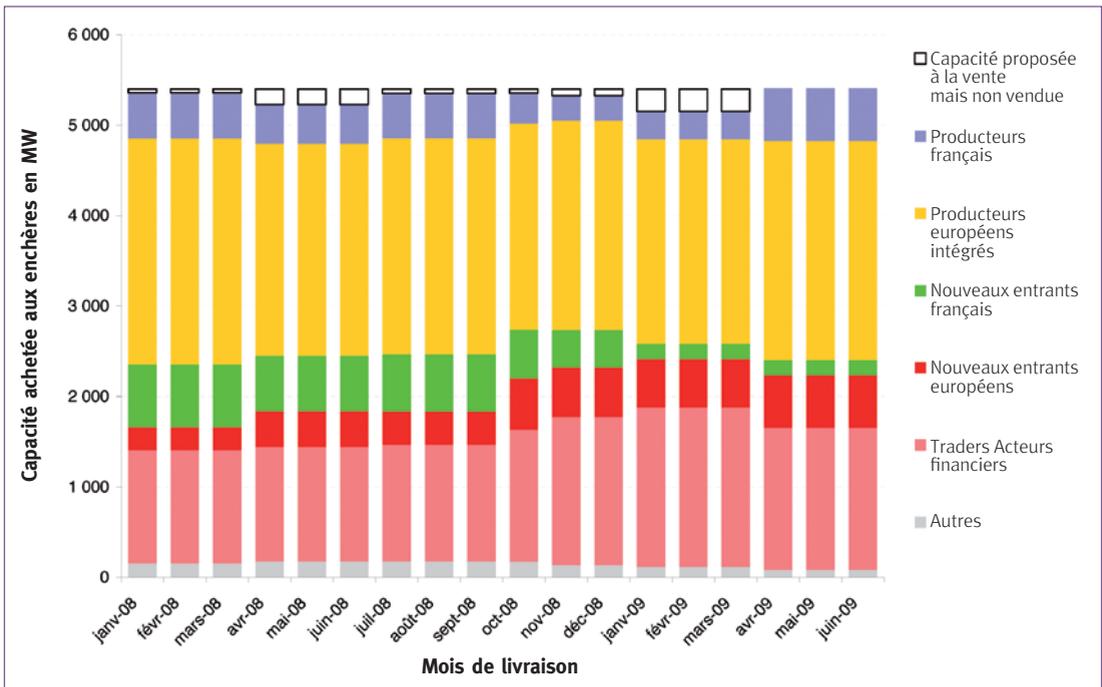


GRAPHIQUE 7 – Maturité des produits vendus aux enchères



Données : EDF

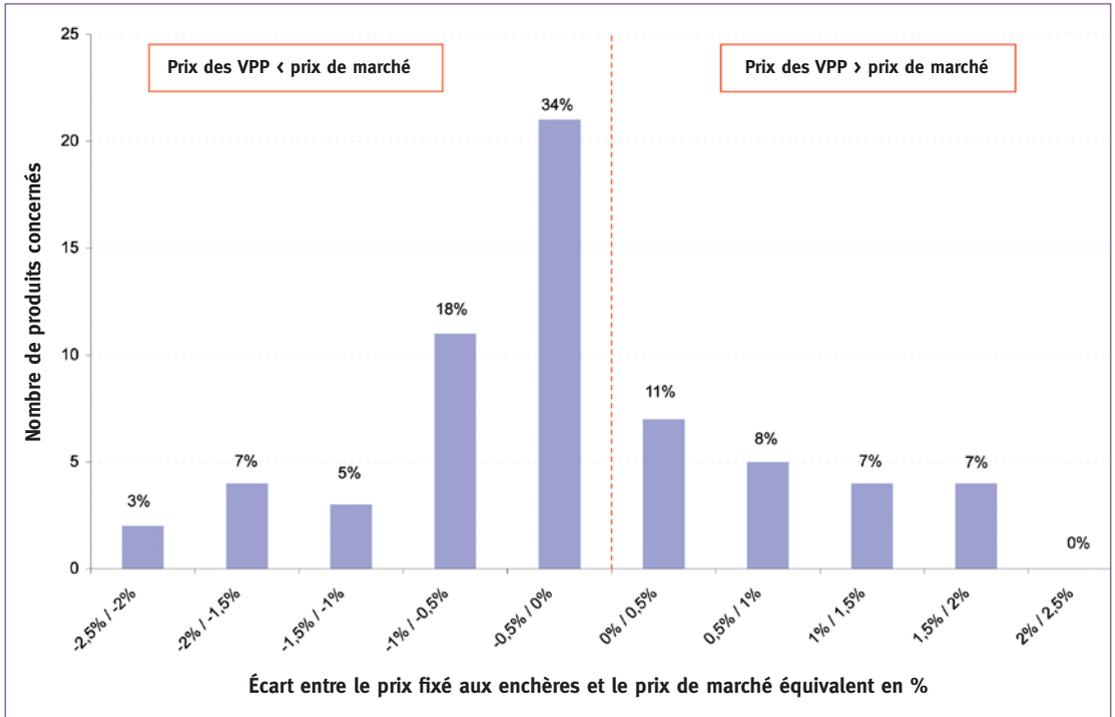
GRAPHIQUE 8 – Capacités mensuelles achetées aux enchères pour livraison en 2008 et au premier semestre 2009



Données : EDF – Analyse : CRE



GRAPHIQUE 9 – Écart entre le prix d'adjudication des VPP base et les prix des produits équivalents cotés sur EPD France



Données : EDF, EPD – Analyse : CRE



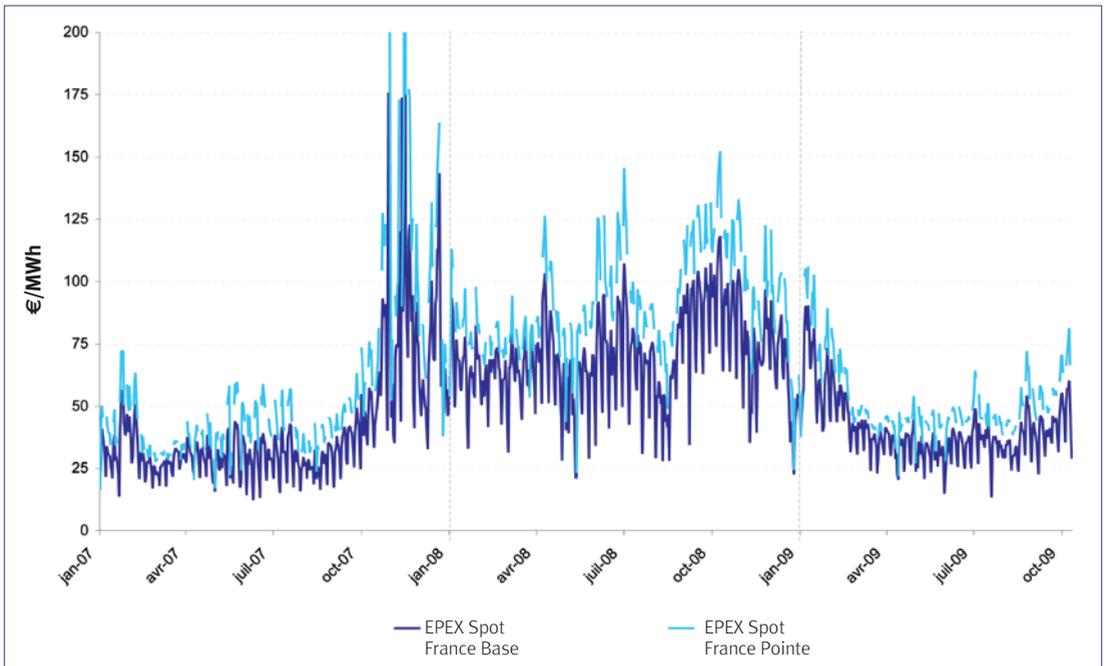
2. LE SUIVI DE LA FORMATION DES PRIX EN FRANCE EN REGARD DES FONDAMENTAUX ET EN COMPARAISON AVEC LES PRINCIPAUX MARCHÉS EUROPÉENS INTERCONNECTÉS

2.1. L'évolution des prix français est sous l'influence des fondamentaux

L'équilibre entre offre et demande et l'évolution des cours des combustibles fossiles constituent des facteurs clefs fondamentaux pour expliquer l'évolution des prix spot et à terme sur le marché français. D'une manière générale, les tendances constatées sur ces prix depuis le début de l'année 2008 sont cohérentes avec ces facteurs.

Tant sur les marchés spot qu'à terme, l'année 2008 comporte deux phases distinctes. Dans un premier temps, les prix ont globalement prolongé la phase haussière de 2007, avant d'enregistrer une baisse spectaculaire, dans le sillage du retournement des cours des combustibles fossiles et du déclenchement de la crise économique et financière (graphique 10 a et 10 b). De 69 €/MWh en moyenne en 2008, le prix du produit *Day-ahead* est ainsi revenu à 41 €/MWh au premier semestre 2009, soit un niveau comparable au niveau moyen de 2007. Un constat similaire peut être effectué sur les produits à terme. Les prix des produits à terme Calendaires avaient atteint des records au cours de l'été 2008. Le produit Y+1 (Calendaire 2009) a par exemple été coté à la mi-année à 93 €/MWh en Base et 132 €/MWh en Pointe (record atteint le 1^{er} juillet 2008). La baisse amorcée depuis est de l'ordre de 50 %. Au 30 juin 2009, les prix du Y+1 base, à moins de 60 €/MWh, sont revenus aux niveaux de valorisation de début 2007. Cette tendance se retrouve sur l'ensemble des produits à terme, y compris les produits mensuels et trimestriels.

GRAPHIQUE 10.a – Évolution des prix spot français
Évolution des prix *Day-ahead* sur EPEX Spot Auction France



Source : EPEX Spot Auction

GRAPHIQUE 10.b – Évolution des prix à terme français



Source : EPD France

Cohérence entre prix spot et tension de l'équilibre offre demande

L'équilibre du système électrique dépend du différentiel entre la capacité de production disponible et la demande prévisionnelle. Lorsque les réserves disponibles sont faibles, les prix reflètent les tensions sur le système, car les acteurs ont une propension à payer plus importante liée à leur crainte de ne pas disposer de l'énergie nécessaire pour couvrir leurs besoins.

Les tensions pesant sur l'équilibre offre-demande sont mesurées par un indice exprimé en MW, l'indicateur de marge, qui prend en compte, pour chaque heure de l'année, les réserves de puissance de production effectivement mobilisables en J-1 par les producteurs français, ainsi que les marges d'importation résiduelles aux interconnexions.

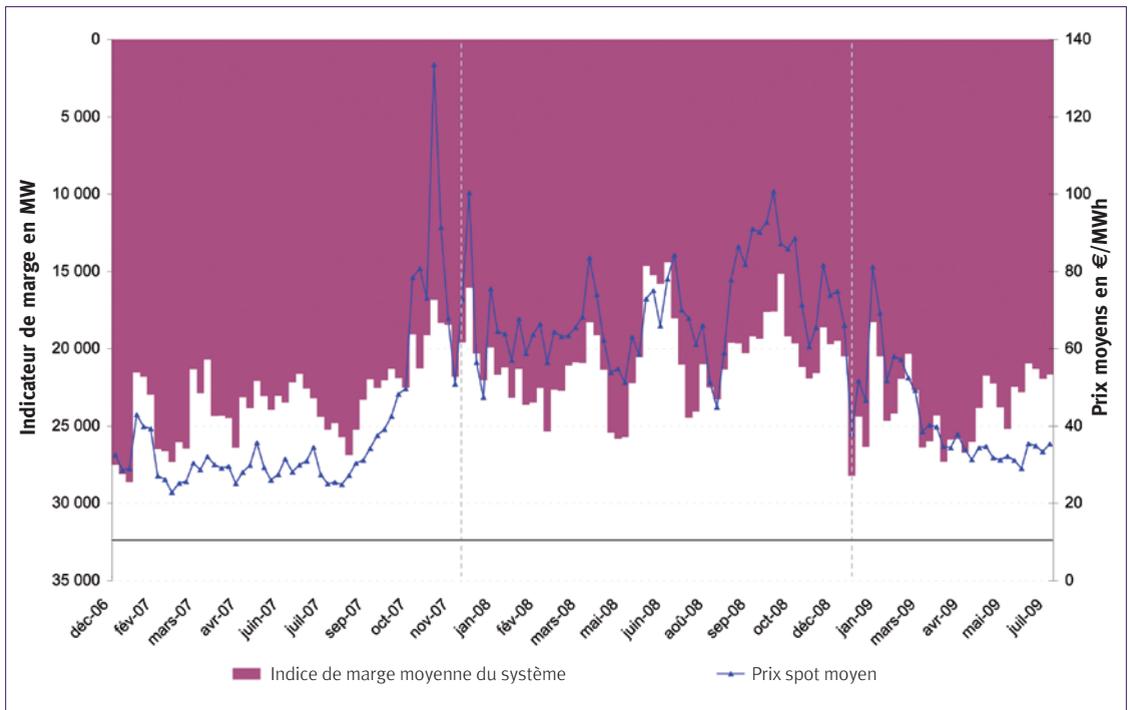


Les graphiques 11 et 12 illustrent l'évolution du niveau de marge et du prix spot depuis début 2007. D'une façon générale, les fluctuations du prix suivent celles de l'indicateur. Il apparaît que prix et indicateur de marge ont été bien corrélés à la maille hebdomadaire et journalière. Lorsque l'indicateur de marge augmentait (resp. diminuait), le prix diminuait (resp. augmentait) :

- dans 72 % des cas dans les analyses à la maille hebdomadaire ;
- dans 65 % des cas dans les analyses à la maille journalière.

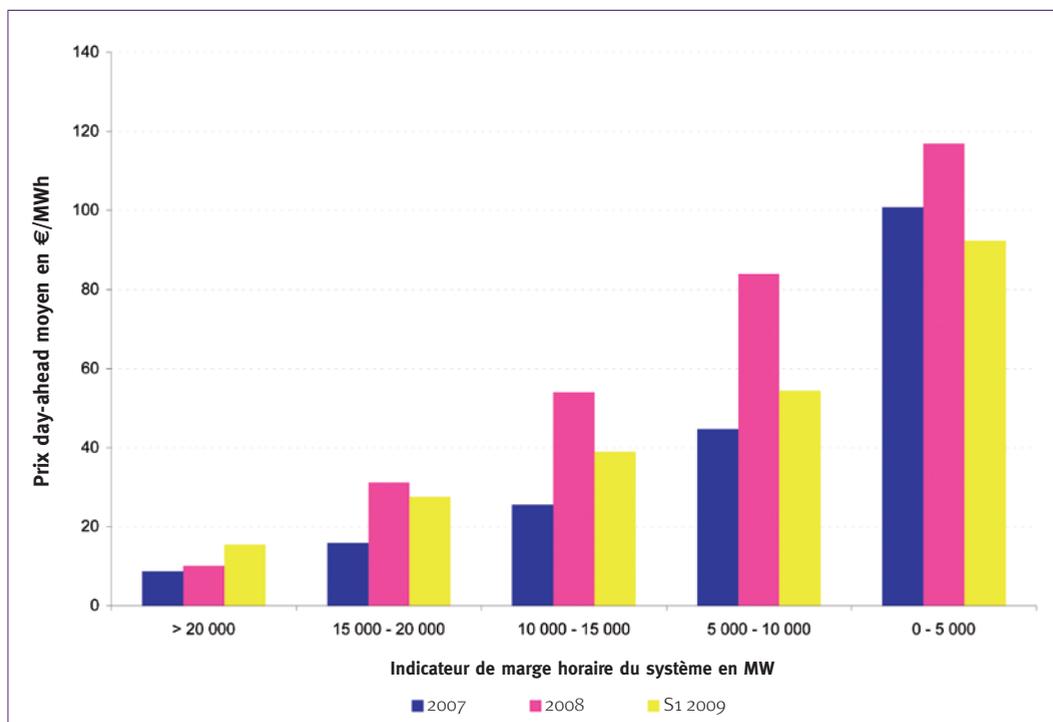
En particulier, on observe que les prix élevés de fin 2007 et début 2008 sont concomitants à une réduction importante de la marge du système. Le degré de tension du système a été en moyenne plus élevé en 2008 par rapport à 2007. Les derniers mois de 2008 et le premier semestre 2009, correspondant au déclenchement de la récession économique, se sont toutefois caractérisés par un relâchement de la tension du système, matérialisée également dans l'évolution des prix spot. Il convient toutefois de souligner que cet indicateur de marge du système ne permet pas d'expliquer toutes les fluctuations, les niveaux absolus des prix spot ou encore l'apparition de pics de prix.

GRAPHIQUE 11 – Relation entre indicateur de marge et prix



Sources : RTE, EPEX – Analyse : CRE

GRAPHIQUE 12 – Prix horaires moyens en fonction du niveau de marge



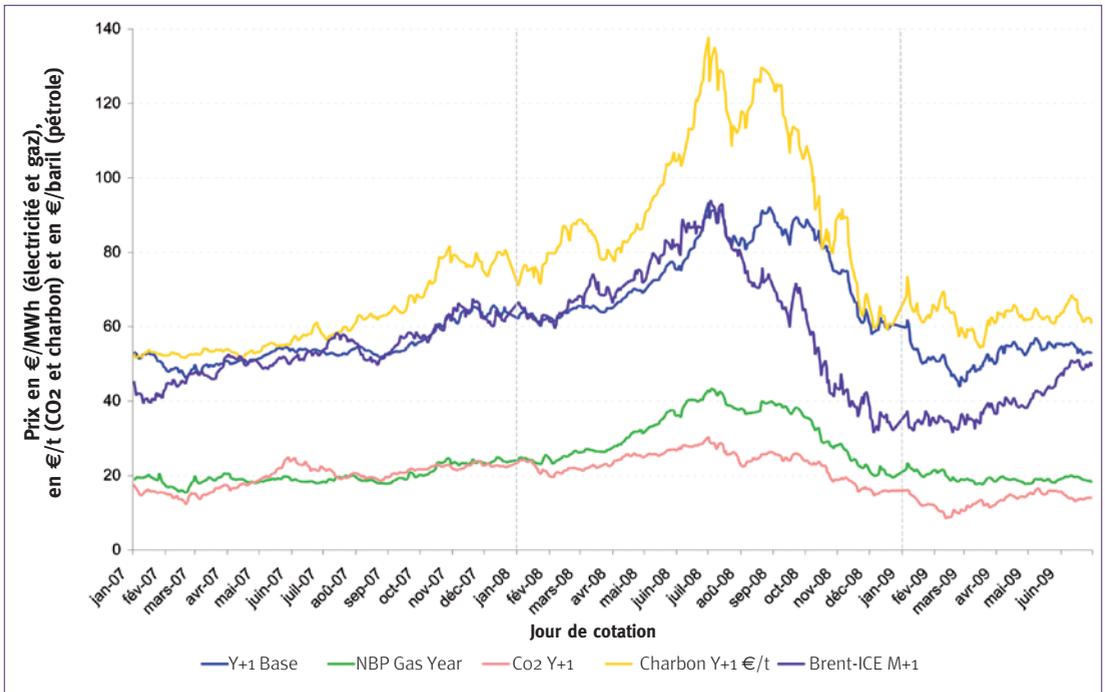
Sources : RTE, EPEX – Analyse : CRE



Lien entre prix à terme et cours des combustibles fossiles

L'influence des combustibles fossiles sur le prix de l'électricité à terme intervient par le biais des anticipations des acteurs sur l'évolution des coûts des moyens de production nécessaires pour satisfaire la demande. Ce constat est renforcé par l'analyse de la marginalité des filières de production en France (cf. chapitre 3 : L'analyse de la production et de la transparence). On s'attend par conséquent également à une influence au moins indirecte du cours du pétrole 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 13). On peut constater en particulier que la grande tendance à la hausse puis à la baisse du pétrole, du gaz et du charbon se retrouve dans celle du prix du produit Y+1.

GRAPHIQUE 13 – Prix journaliers de l'électricité et prix des combustibles

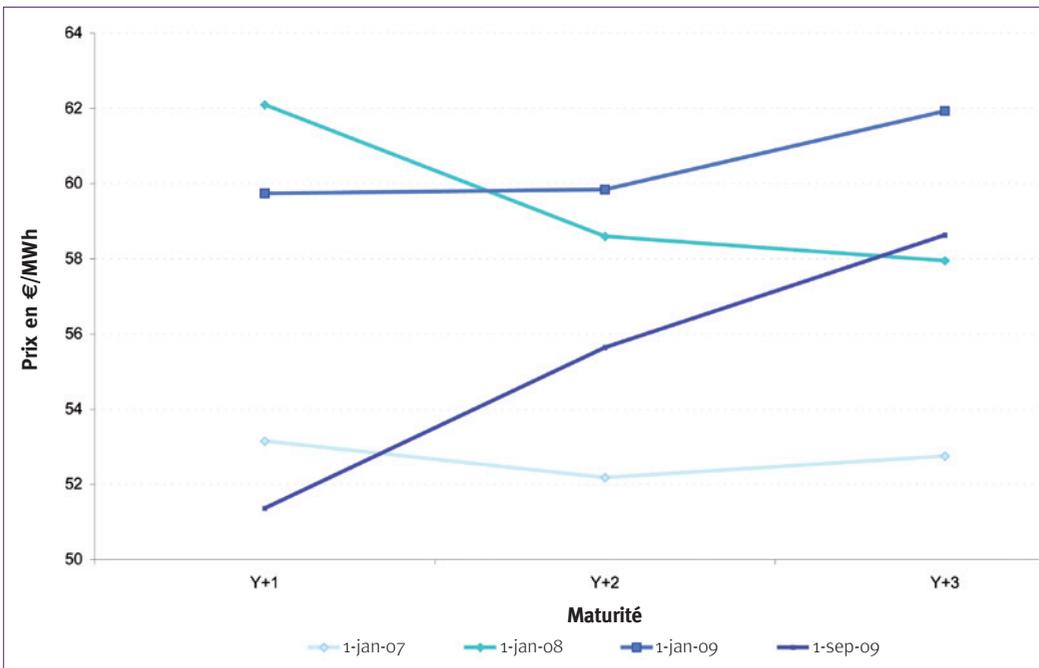


Données: EPD, Icis Heren, Bloomberg

La courbe des prix à terme reflète désormais des anticipations de remontée des cours

Une forme croissante de la courbe des prix à terme (cf. graphique 14) à différentes échéances (Y+1, Y+2, Y+3) est le reflet d'anticipations à la hausse des cours de l'électricité. Une forme décroissante est à l'inverse le reflet d'anticipations à la baisse. Le graphique ci-dessous illustre la forme de la courbe des prix à différentes dates clefs. La courbe au 1^{er} septembre 2009 illustre que les anticipations d'évolution des cours sont désormais à la hausse, notamment en raison des perspectives de reprise économique.

GRAPHIQUE 14 – Courbe des prix futurs Calendaires français



Données : EPD



2.2. Les comparaisons entre prix français et européens reflètent dans certains cas les structures des parcs de production, mais révèlent également la forte thermo-sensibilité de la consommation française

Le tableau 5 illustre les écarts de prix entre la France et les pays connectés sur les marchés spot et à terme (Y+1). Sur le marché spot, de manière générale, la France est en moyenne sur l'ensemble de la période 2007-juin 2009 plus chère que l'Allemagne (+2.74 €/MWh), l'Espagne (+2.88 €/MWh), et la plaque scandinave (+15.88 €/MWh). Les prix sont en revanche plus bas en France en comparaison avec la Grande-Bretagne (-9.54 €/MWh), l'Italie (-24.44€/MWh) et la Suisse (-5.64 €/MWh). Les prix belges sont en moyenne très proches de ceux du marché français compte tenu du couplage des marchés français, belge et néerlandais.

TABEAU 5 – Différentiels moyens de prix entre la France et les pays voisins

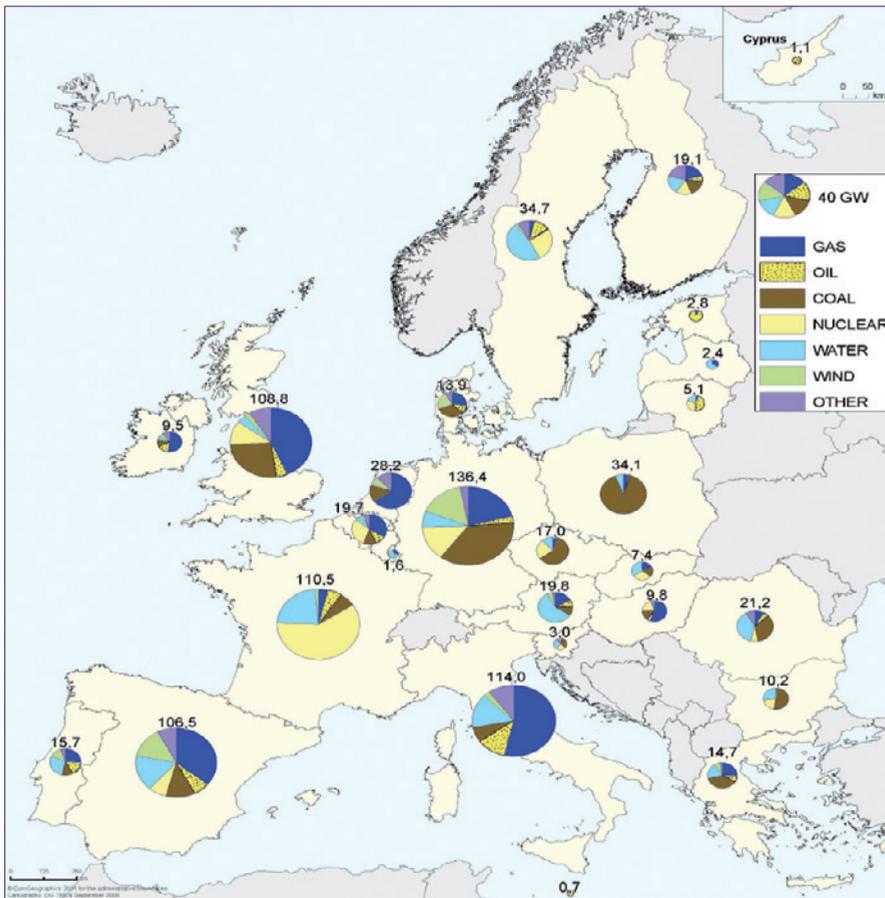
- Différentiels > 0 : France plus chère -							
Année	France - Allemagne	France - Espagne	France - Grande Bretagne	France - Italie	France - Belgique	France - Suisse	France-Nordpool
	Différentiel des Produit Spot						
2007	2,8	1,7	-1,3	-30,1	-0,9	-5,1	12,9
2008	3,4	4,8	-21,1	-18,0	-1,5	-5,3	24,4
S1 2009	1,3	1,4	-2,9	-26,0	1,3	-7,4	4,8
Différentiel des Produit Y+1							
2007	-1,5	-	-2,5	-	-	-	9,1
2008	3,8	-	-10,8	-	-	-	19,5
S1 2009	1,7	-	-0,2	-	-	-	16,3

Sources : EPEX Spot, OMEL, IPEX, Belpex ;

NB : (-) Absence de cotation sur ce produit

Les structures des parcs de production par pays expliquent certaines de ces différences (graphique 15). Parmi les pays où les prix sont moins élevés qu'en France, les pays scandinaves se caractérisent par un marché ayant recours aux technologies hydrauliques pour satisfaire la demande. Néanmoins, ces pays sont soumis au risque d'hydraulicité, et au cours du premier semestre de l'année 2009, le faible niveau de remplissage des barrages hydrauliques a poussé à la hausse les prix scandinaves réduisant le spread avec la France sur le marché spot. En Espagne, le marché espagnol bénéficie des apports importants de la production fatale des moyens de production hydrauliques et éoliens.

GRAPHIQUE 15 – Parcs de production européens
Capacité de production par technologie

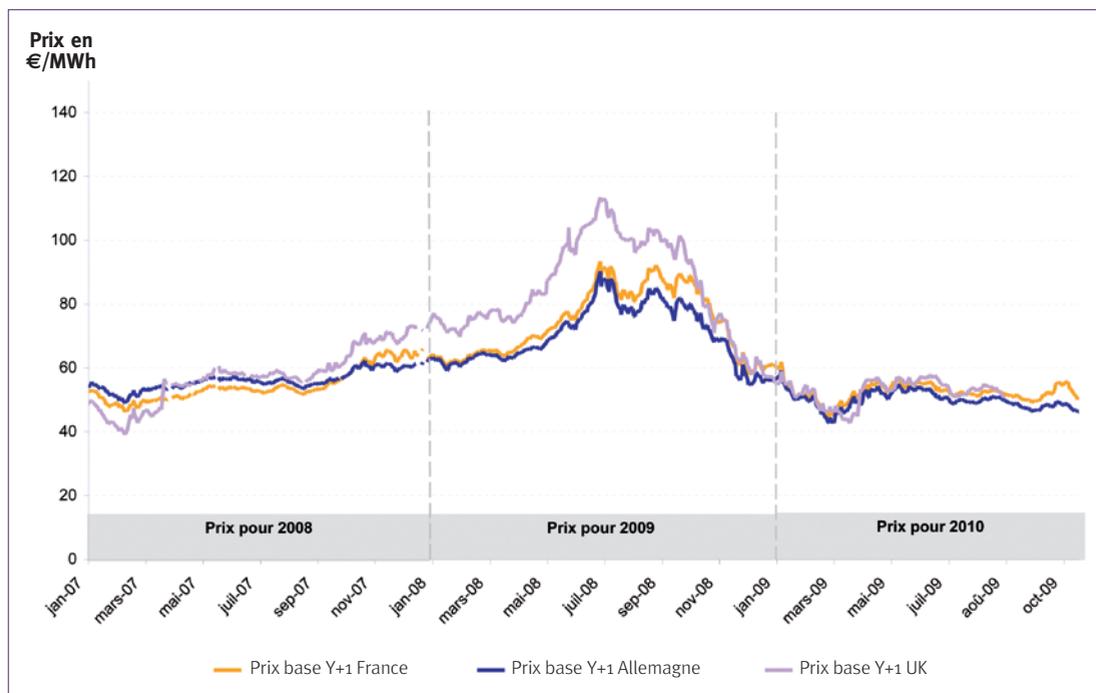


Source : DG Tren, 2007

Au Royaume-Uni, les prix du marché suivent les prix du gaz et du CO₂, le parc de production étant majoritairement composé de cycles combinés au gaz. 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 gaz, chapitre 2) 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. L'écart sur le produit Y+1 est désormais quasiment nul depuis début 2009 (cf. graphique 16).

Toutefois, 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.

GRAPHIQUE 16 – Prix à terme France – Allemagne – Royaume-Uni



Sources : EPD, Icis Heren

Le différentiel de prix France – Allemagne s’est accru en 2008 sur le marché spot et a explosé sur le produit calendaire; la France reste plus chère que l’Allemagne en 2009 même si les prix se sont fortement rapprochés

Si, de manière générale, le différentiel de prix entre la France et l’Allemagne s’illustre par un écart positif pour le produit annuel, il n’en va pas de même pour l’ensemble des produits trimestriels cotés à terme ou pour les moyennes des prix du spot (EPEX SPOT) entre les différents trimestres de l’année. La courbe des prix à terme français, construite sur la base des prix trimestriels, illustre le différentiel entre la France et l’Allemagne à différentes périodes de l’année. Dans l’hexagone, les prix associés à la saison d’hiver (Q1 et Q4) sont cotés sur les marchés à des niveaux sensiblement plus élevés que les prix allemands. Les prix des produits trimestriels (Q2 et Q3) sont négociés à des niveaux plus faibles ou alignés au prix allemand (graphiques 17 et 18).

Parmi les facteurs pouvant être évoqués pour justifier les différentiels de prix observés sur les prix spot et sur la courbe des prix à terme entre la France et l’Allemagne, on peut citer la plus grande thermo-sensibilité de la consommation française par rapport à la consommation allemande. Celle-ci induit une volatilité des prix aux variations de températures plus prononcée en France. En effet, la baisse de la température de 1° Celsius entraînait une hausse de la consommation électrique de 1 500 MW en 2001, contre 2 100 MW en 2008, du fait du recours

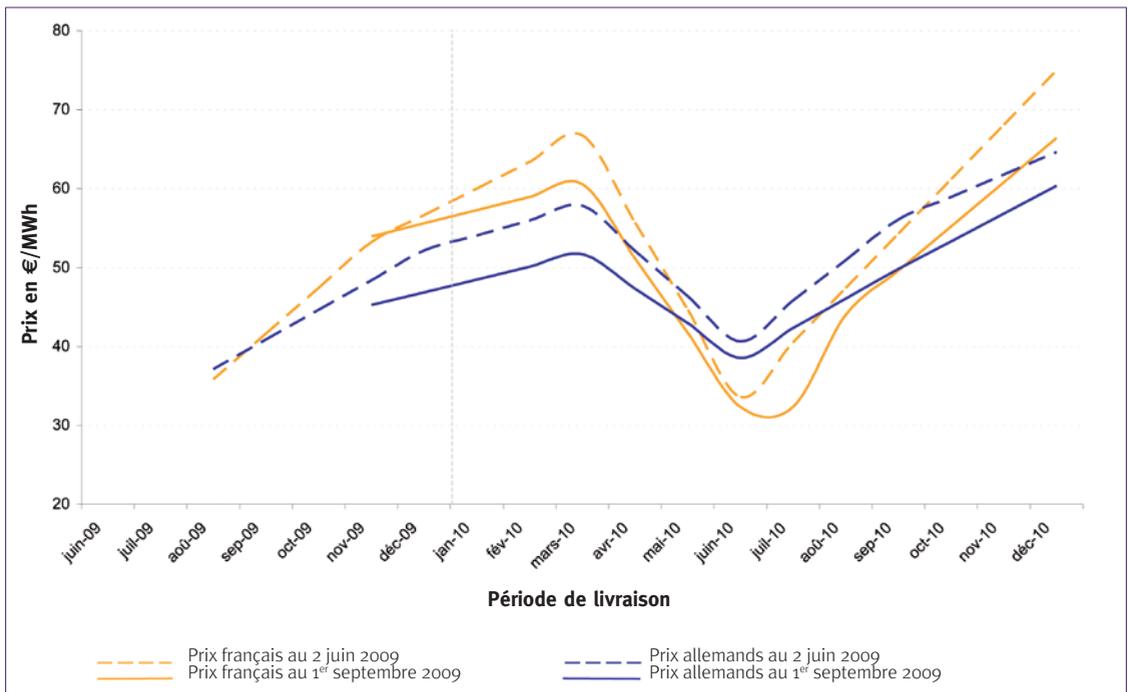
important au chauffage électrique. La publication en juillet 2008 par RTE du bilan prospectif de l'équilibre offre-demande à l'horizon 2013 montrait une thermo-sensibilité croissante de la demande à la pointe. Dans ces conditions, il peut devenir difficile pour les acteurs de marché de déterminer leurs anticipations de prix pour l'hiver induisant par conséquent une prime de risque accrue sur les produits trimestriels d'hiver.

L'augmentation du prix de ces produits a eu pour effet, par le jeu des arbitrages entre produits, d'influencer à la hausse le prix du produit calendaire. Le différentiel de prix entre le Y+1 Base français et allemand constaté en 2008 a ainsi culminé à 9,20 €/MWh en octobre 2008 (graphique 19).

Les contraintes sur les émissions des Grandes Installations de Combustion (entrée en vigueur au 1^{er} janvier 2008 de la directive européenne GIC) peuvent également être évoquées pour justifier le différentiel de prix constaté, les investissements nécessaires ayant été réalisés par le passé dans le cas des centrales allemandes.

Enfin, le mouvement de baisse des prix depuis l'automne 2008 s'est accompagné d'un resserrement progressif du différentiel de prix France-Allemagne qui peut se justifier par un moindre risque de tension sur l'équilibre offre-demande du système français.

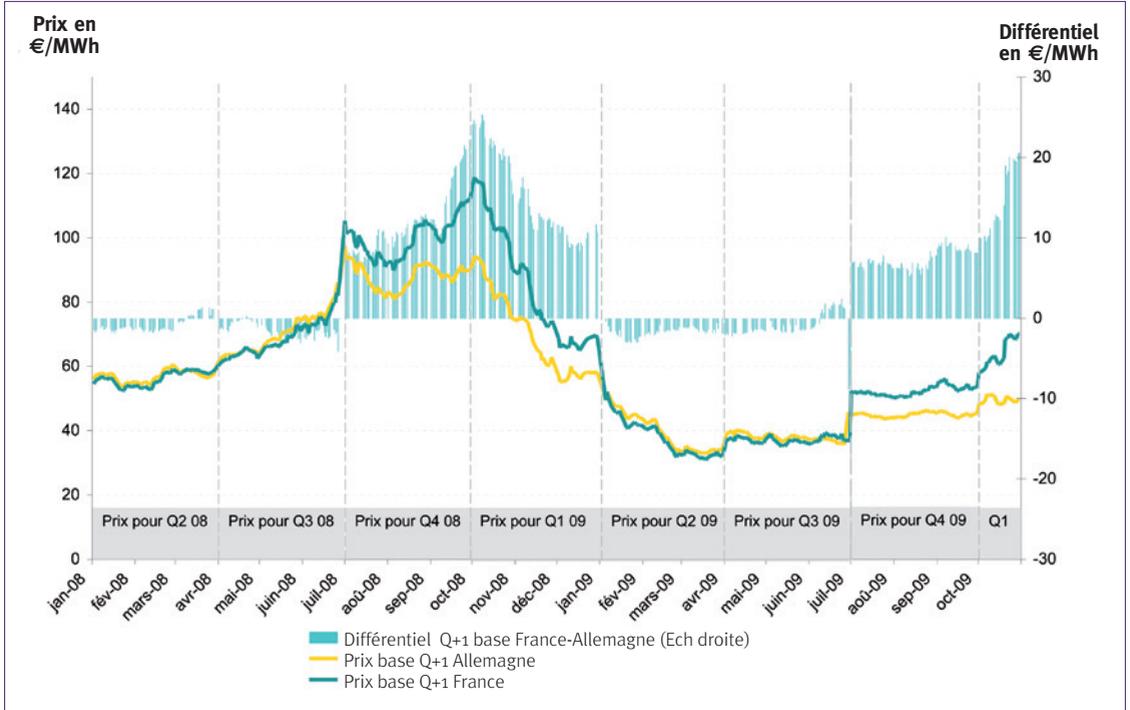
GRAPHIQUE 17 – Courbe des prix à terme
 Prix des produits trimestriels pour livraison en base en France et en Allemagne
 - Valeurs au 2 juin 2009 et au 1^{er} septembre 2009 -



Source : EPD

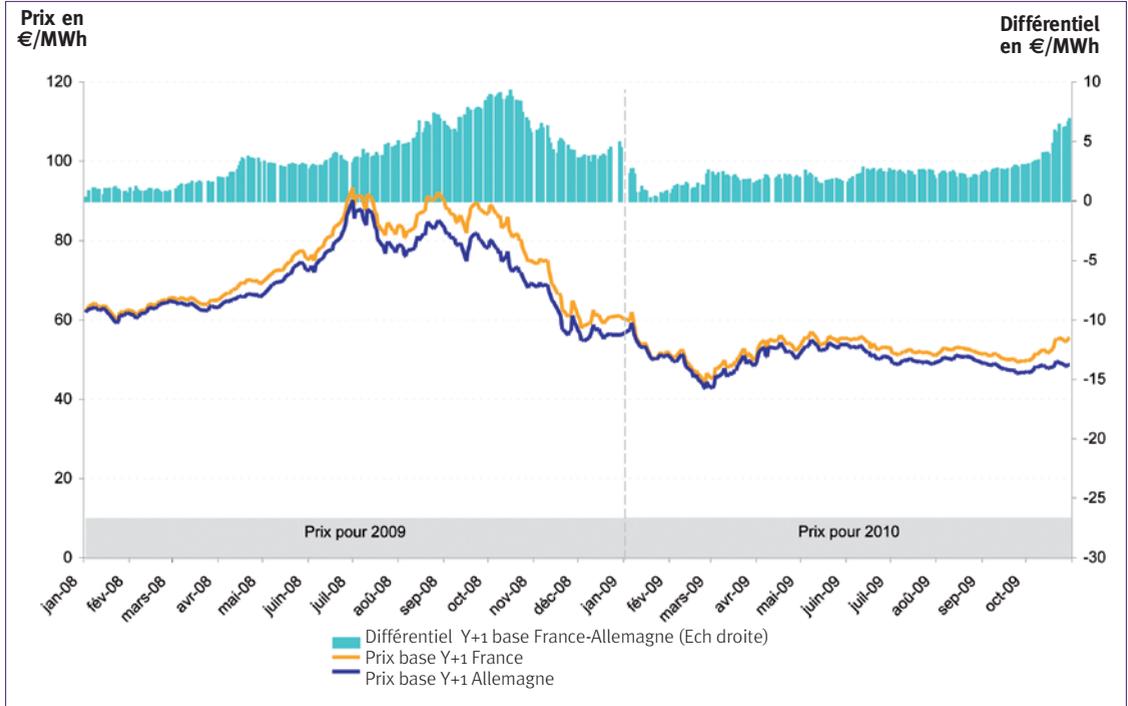


GRAPHIQUE 18 – Prix des produits trimestriels Q+1
Prix Q+1 et différentiel France-Allemagne
- Cours de compensation journaliers EPD -



Source : EPD

GRAPHIQUE 19 – Prix des produits annuels Y+1
 Évolution des prix Y+1 base et du différentiel France-Allemagne
 - cours de compensation journaliers EPD -



Source : EPD

2.3. L'analyse des évolutions des prix à terme à l'approche des VPP montre que ces évolutions sont explicables par les mouvements de prix des fondamentaux

Dans le rapport de Surveillance 2007, des hausses de prix de certains produits à terme avaient été identifiées à l'approche des enchères. Une étude a donc été menée afin de déterminer :

- un lien éventuel entre le choix de la date de l'enchère et le contexte de marché (prix / volumes) ;
- si l'évolution à la hausse des prix à terme était systématique à la veille des enchères ;
- si les évolutions de prix à terme étaient justifiées, à l'approche des enchères, par l'évolution des facteurs fondamentaux (Co₂, Fioul, Gaz, Charbon, prix *Day-ahead*).

Concernant les dates des enchères, on peut observer que le jour des enchères ayant lieu généralement le mercredi, ce jour n'est pas caractérisé par des prix ou des volumes échangés supérieurs à la moyenne des prix et des volumes hebdomadaires moyens observés entre 2004 et 2008. De plus, le choix de tenir des enchères en début de mois plutôt qu'en fin ou milieu de mois ne coïncide pas avec l'occurrence systématique en début de mois, de prix plus élevés ou de volumes plus importants ou réduits.

Pour chacune des enchères tenues en 2007 et 2008, des analyses ont été menées afin de déterminer l'existence de périodes de hausse de prix suivi d'une période de baisse de prix de part et d'autre de la date d'enchères (détermination de maximum local). À cette fin, ont été calculées, pour chaque adjudication, les variations des prix des produits à terme entre leur niveau observé le jour de l'enchère, et leur moyenne calculée sur des périodes postérieures et antérieures à la date de l'adjudication. L'existence de ces maximums locaux correspondant à la date de l'enchère est rare. En revanche, il est fréquent que l'enchère se déroule au cours d'une période où le marché présente une tendance haussière (le prix le jour de l'enchère est donc plus cher que les jours précédents) ou baissière (le prix le jour de l'enchère est donc plus cher que les jours suivants).

Ces observations ont donc été complétées par l'examen de l'évolution des prix en fonction des fondamentaux. Les mouvements de prix des *futures* électricité ont été comparés aux mouvements de prix des fondamentaux pour les enchères tenues en 2007 et 2008⁷, pour les produits présentant un prix plus élevé le jour de l'enchère que les jours précédents et/ou suivants. Les fondamentaux utilisés pour expliquer les mouvements de prix des *futures* sont le pétrole (BRENT M+1), le gaz (NBP Year), le CO₂ (Y+1), le charbon (Y+1, source : EEX) et les prix de l'électricité en *Day-ahead* (moyennes journalières).

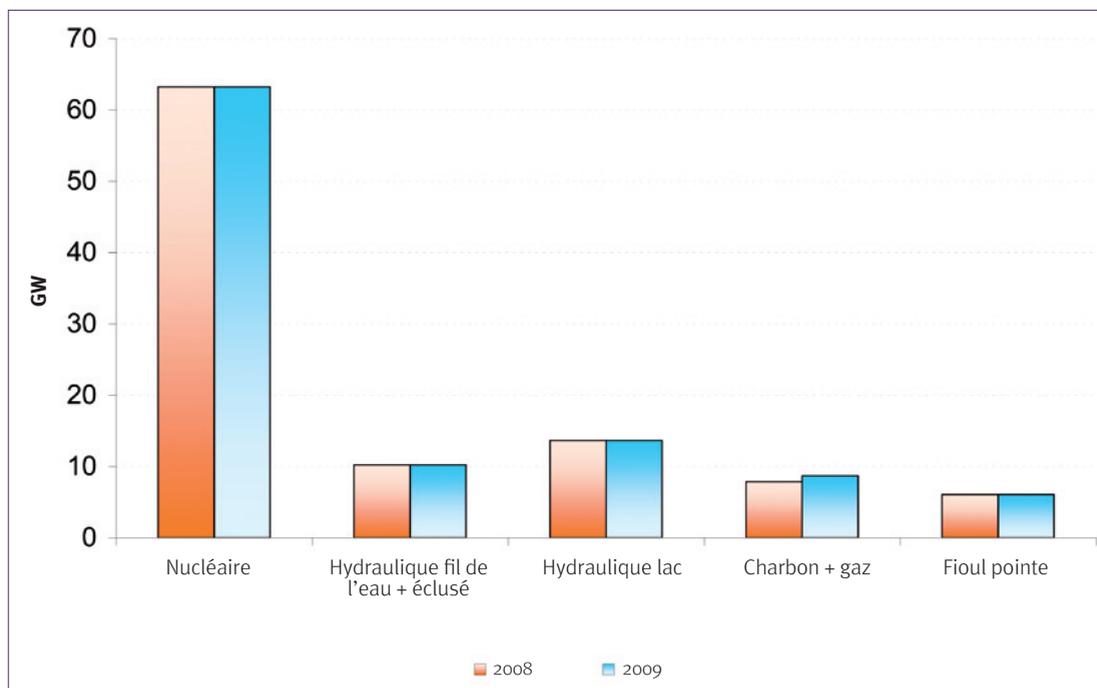
Une comparaison des mouvements de ces prix sur une période de 5 semaines pour chaque enchère a été effectuée. Les analyses statistiques menées montrent qu'il existe des relations linéaires robustes entre prix des futures électriques, prix *Day-ahead* de l'électricité et prix du gaz. Pour chacune des enchères et chacun des produits, il existe toujours au moins un des fondamentaux qui explique les mouvements observés.

7. Huit enchères au total.

3. L'ANALYSE ET LA TRANSPARENCE DE LA PRODUCTION

En 2008, le parc de référence de RTE représente une capacité installée de 101 GW⁸. Ce parc est caractérisé par une forte dominance des unités de production nucléaire. La capacité installée de production nucléaire s'élève à 63.1 GW. Les capacités de production thermique à flamme telle que le charbon, le gaz et le fioul s'élèvent au total à 13.8 GW. Les capacités de production hydraulique installées se répartissent entre d'une part les moyens de production gérés en fonction des stocks d'eau conservés dans les lacs, et d'autre part d'une production hydraulique dite « au fil de l'eau et éclusée » dépendante des apports hydrauliques aléatoires. La capacité de production hydraulique lac est de 13.6 GW et celle dite au fil de l'eau et éclusée est de 10.2 GW (graphique 20).

GRAPHIQUE 20 – Parc de référence français
Niveaux des parcs de référence – RTE



Source : RTE

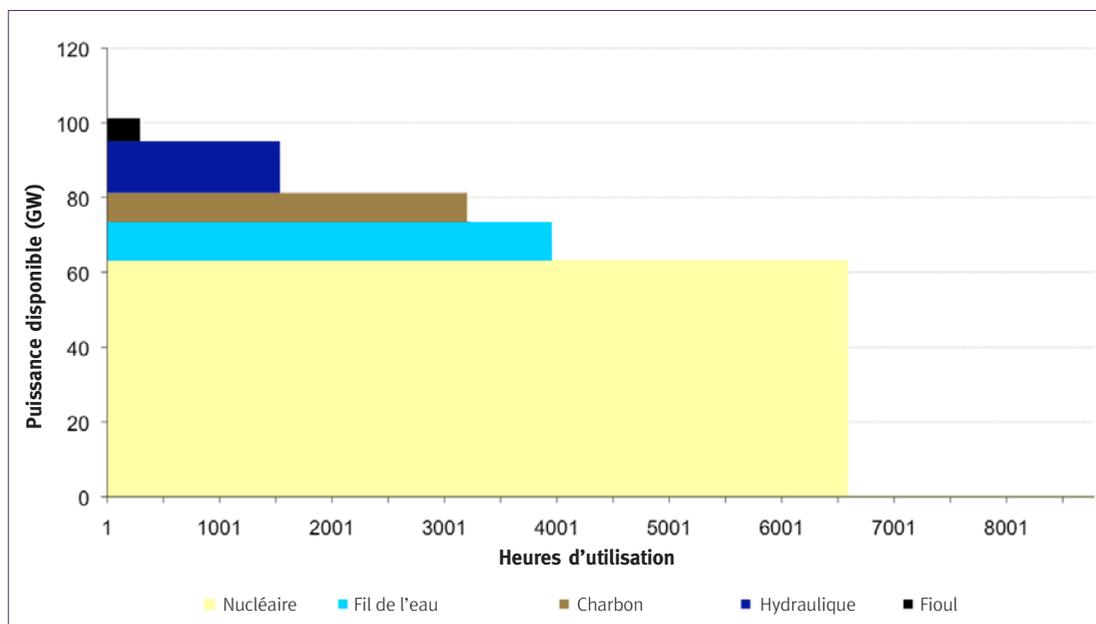
⁸. Source RTE : Liste des centrales constituant le parc de référence état au 8/10/2008, centrales de plus de 20 MW.

3.1. La durée d'utilisation est cohérente avec l'ordre de mérite de chacune des filières

Le graphique 21 illustre les durées d'utilisation des différentes filières du parc de production français au cours de l'année 2008. Ces durées d'utilisation sont déterminées en fonction de la production effectivement produite rapportée à la capacité installée pour la filière. La production nucléaire se caractérise par la durée d'utilisation la plus importante, soit 75 % du temps. À l'opposé, la filière fioul n'est utilisée que 3,3 % du temps, cette filière servant de moyen d'appoint pour satisfaire les pointes de demande.

La superposition des différentes durées d'utilisation calculée à l'échelle annuelle, permet de représenter l'ordre de mérite des différentes filières de production. Ainsi les filières qui ont les coûts marginaux de production les moins élevés (centrales nucléaires) sont celles appelées durant la grande majorité des heures de l'année 2008. Celles qui sont caractérisées par des coûts de production plus importants ont des durées d'utilisation réduites.

GRAPHIQUE 21 – Durée d'utilisation des différentes filières du parc de production en 2008



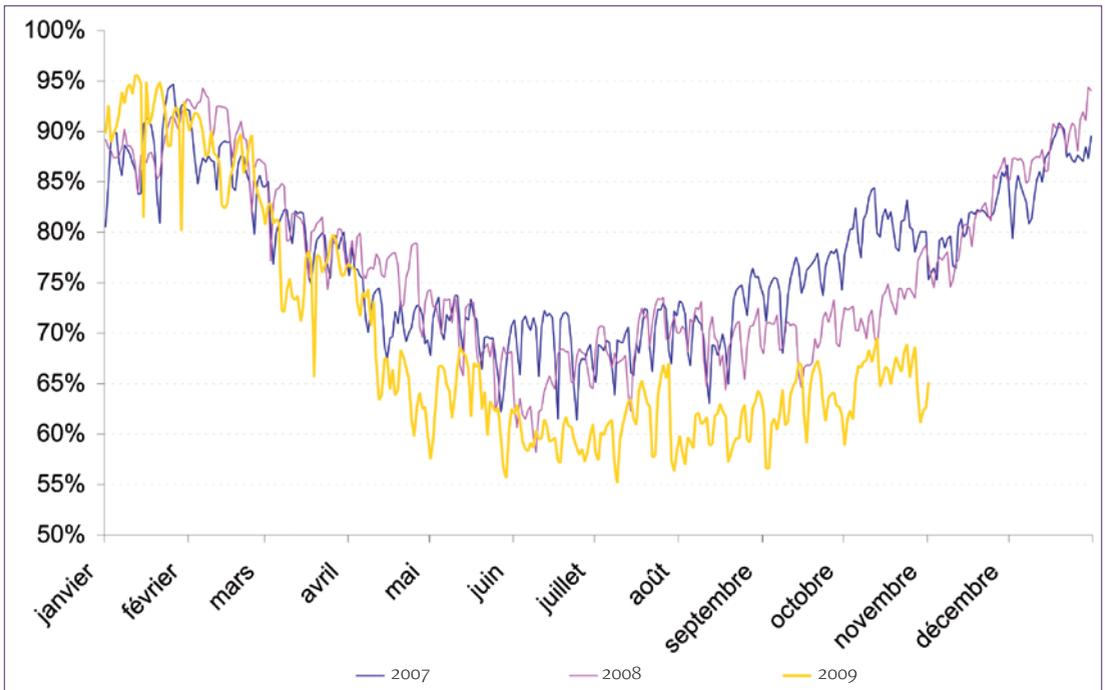
Source : RTE – Analyse : CRE

Une production nucléaire caractérisée par une saisonnalité importante et qui enregistre en 2009 un retrait significatif par rapport aux années précédentes

Le taux de production des centrales de production nucléaire évolue selon la saisonnalité de la demande. La filière contribue donc à répondre à ces variations saisonnières. En particulier, la programmation de la majorité des arrêts de maintenance en été permet de répondre à la demande d'hiver. En 2008, le taux minimum de production de 58,2 % a été atteint dans le courant du mois de Juin. Le taux maximum a été enregistré en décembre 2008, avec une production effective de 95,5 % de la capacité installée.

Sur le premier semestre de l'année 2009, le début de l'année a été caractérisé par un taux de production des centrales de production nucléaire comparable à celui des années précédentes. Le second trimestre de l'année 2009 marque toutefois un décrochage significatif du niveau de production nucléaire par rapport à celui observé les années précédentes. Ce décrochage peut être relié notamment aux mouvements sociaux du printemps 2009 (graphique 22).

GRAPHIQUE 22 – Taux de production nucléaire 2007-2009
Production nucléaire réalisée / Capacité nucléaire installée



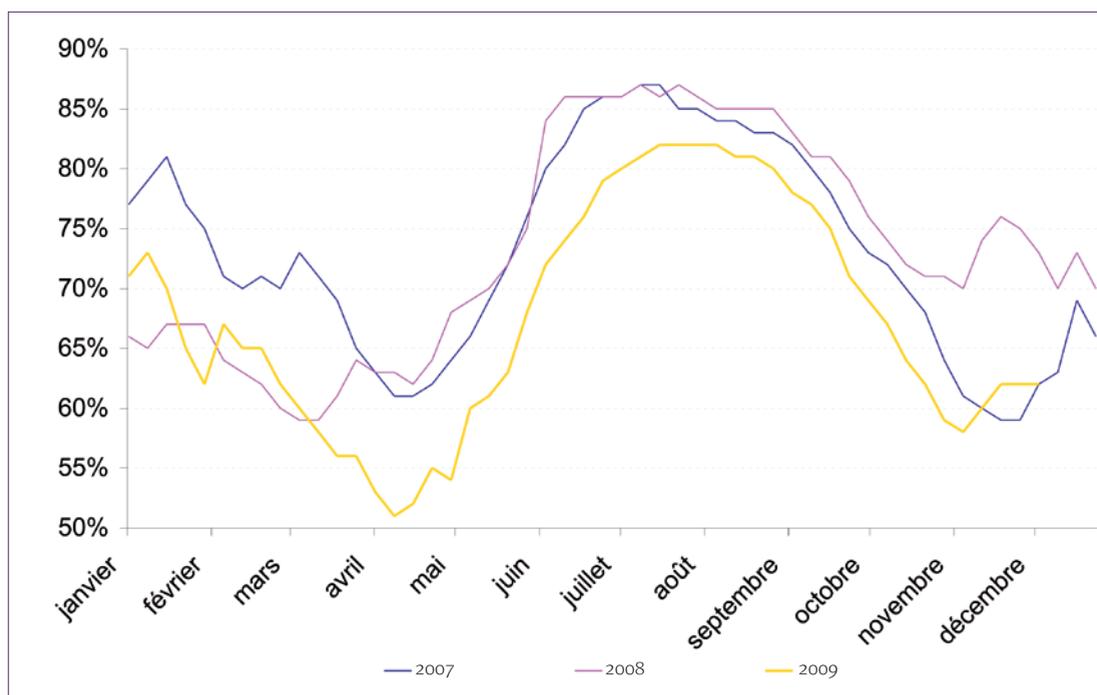
Source : RTE – Analyse : CRE



Des premiers mois de 2009 marqués par une utilisation importante des stocks hydrauliques et une moindre utilisation des centrales à charbon

Le graphique ci-dessous (graphique 23) illustre l'évolution des stocks hydrauliques pour les années 2007, 2008 et pour les premiers mois de 2009. On constate une forte décreue de ces stocks au cours des premiers mois de 2009, qui les met à des niveaux particulièrement bas par rapport aux mêmes périodes des années précédentes notamment au cours des mois d'avril et mai. Leur reconstitution depuis n'a pas permis de les ramener aux niveaux observés en 2007 et 2008 à l'entrée de l'hiver.

GRAPHIQUE 23 – Stocks hydrauliques



Source : RTE

S'agissant du taux de production des centrales au charbon et au gaz, il est intéressant de souligner un niveau particulièrement bas durant le second trimestre 2009 (tableau 6) dans un contexte propice à des achats sur les marchés : La moyenne des prix des heures les plus chères sur le marché organisé EPEX Spot au second trimestre 2009 atteignait ainsi 48 €/MWh contre 107 €/MWh sur la même période en 2008

TABLEAU 6 – Taux moyen de production réalisée – Charbon et gaz
Moyenne trimestrielle 2007-2009

	Année 2007	Année 2008	Année 2009
Q1	68 %	68 %	66 %
Q2	57 %	60 %	39 %
Q3	38 %	47 %	
Q4	65 %	61 %	

Source : RTE – Analyse : CRE

3.2. En 2008, la durée de marginalité de la filière nucléaire est inférieure à celle observée en 2007, tandis que les frontières sont désormais plus souvent marginales

Cette section analyse la durée de marginalité des différentes filières de production sur l'année 2008. Une filière est dite marginale lorsqu'elle détermine le prix de marché. Cette estimation de la marginalité repose sur une analyse du fonctionnement programmé en J-1 du parc de production, de la valorisation de la production de chaque groupe ainsi que de la situation des marchés frontaliers.

Plusieurs méthodes avaient été présentées dans le premier rapport de surveillance de la CRE pour déterminer la marginalité des filières de production. La méthodologie retenue est celle qui prend en compte de façon consécutive un critère prix et un critère de seuil de production :

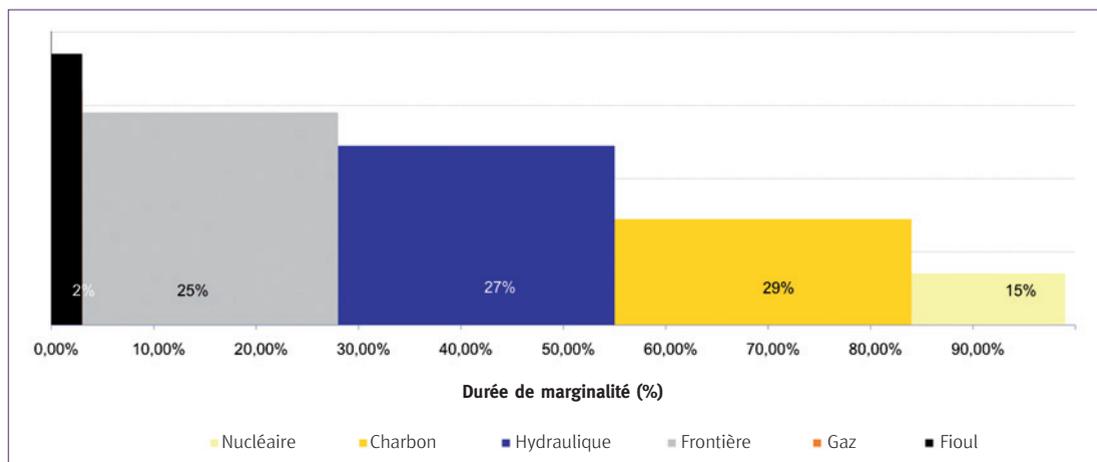
- le critère prix sélectionne les centrales pour lesquelles l'écart entre le prix de marché et le coût proportionnel ne dépasse pas un certain seuil (fixé à 5 €/MWh) ;
- parmi les centrales qui répondent au premier critère est choisie celle qui satisfait la contrainte où la différence entre la puissance appelée et la puissance maximale de la centrale est au moins égale à un seuil prédéfini en MW (fixé à 200 MW).

L'influence des prix aux frontières sur les prix français est supposée significative lorsque le prix français s'écarte de plus de 5 €/MWh par rapport au coût marginal du parc Français pour s'aligner sur celui d'une ou plusieurs des frontières.

Les résultats de ces estimations sont résumés, pour 2007 et 2008 dans les graphiques ci-contre, étant précisé que ces résultats sont dépendants des hypothèses méthodologiques prises en compte.

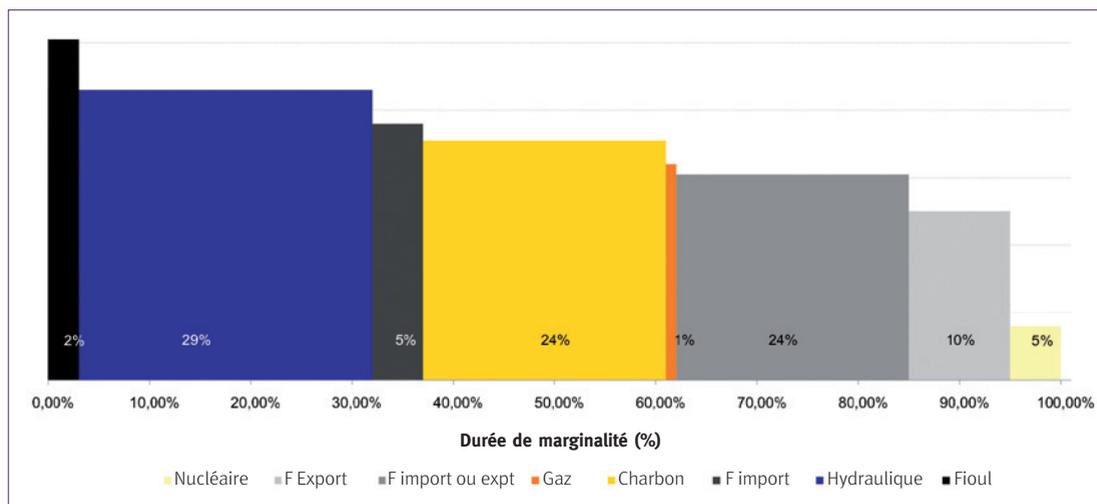


GRAPHIQUE 24 – Durée de marginalité des différentes filières de production en 2007



Source : CRE

GRAPHIQUE 25 – Durée de marginalité des différentes filières de production en 2008



Source : CRE
NB : F = Frontière

La comparaison des résultats entre 2007 et 2008 illustre :

- une relative stabilité de la durée de marginalité pour les filières fioul et hydraulique ;
- une baisse estimée de la durée de marginalité de la filière charbon ;
- une forte baisse dans le cas de la filière nucléaire (de 15 % en 2007 à 5 % en 2008) ;
- et en contrepartie, une augmentation de l'influence des frontières (de 25 % en 2007 à un total de près de 40 % en 2008).

Les prix observés au cours des heures de marginalité des filières fioul et charbon ont significativement augmenté. Ces constats sont cohérents avec la hausse des cours des combustibles au cours de l'année 2008.

En 2008, la filière Gaz apparaît en tant que filière marginale pour la première fois, bien qu'elle ne soit marginale que dans 1 % des heures.

Les capacités de production hydraulique ont également eu un rôle important dans la formation du prix sur le marché de gros en 2008, la production de ces ouvrages ayant été marginale environ 29 % du temps. Les prix observés au cours de ces heures ont augmenté. Cette augmentation des prix observée au cours des heures durant lesquelles les moyens de production hydraulique sont marginaux, s'explique en raison de la valeur d'usage de l'eau, dépendante de la valorisation des moyens de production fossile auxquels les capacités hydrauliques se substituent pour satisfaire la demande de pointe. S'agissant du producteur EDF, cette valorisation a fait l'objet d'un audit (*cf. infra*).

Dans environ 39 % des heures de l'année 2008, les marchés frontaliers ont été déterminants des prix. Par rapport au niveau observé en 2007, cette durée de marginalité aux frontières a sensiblement augmenté en 2008 (+14 %).

L'influence des frontières est répartie en 2008 entre les cas où les prix en France, comparés aux prix frontaliers sont :

- soit supérieurs, durant 5 % du temps, situation importatrice en substitution de moyens plus onéreux,
- soit inférieurs, durant 10 % du temps, situation exportatrice de moyens moins coûteux qu'à l'étranger,
- soit encadrés par différents prix frontaliers, durant 24 % du temps.

3.3. Les audits menés par la CRE sur les méthodes de valorisation par EDF de son parc de production nucléaire et hydraulique ne remettent pas en cause les principes de valorisation retenus

Dans sa délibération du 8 janvier 2009, la CRE a indiqué qu'elle allait mener des audits sur la méthode mise en œuvre par EDF pour valoriser son parc de production nucléaire et hydraulique. Ces audits engagés en mai 2009, se sont achevés en décembre 2009. Ils ont été menés avec l'appui de consultants externes⁹.

⁹ Frontier Economics pour la partie relative au parc nucléaire et LECG pour les moyens de production hydrauliques et les modèles journaliers.

Ces audits se sont déroulés dans un cadre plus large des modèles de moyen terme utilisés par EDF pour optimiser son parc de production tout en satisfaisant aux contraintes d'équilibre offre-demande sur son périmètre, jusqu'aux modèles décisionnels d'optimisation en J-1 et d'intervention sur les marchés.

Une chaîne de modélisation imbriquée

L'optimisation du parc de production d'EDF est un problème complexe. Il nécessite la prise en compte et le traitement d'un très grand nombre de données et de paramètres. La modélisation et la résolution de ce problème d'optimisation de très grande taille imposent qu'il soit décomposé et nécessite donc l'utilisation de plusieurs outils d'optimisation en interaction les uns avec les autres. EDF précise que cette chaîne d'optimisation, qui fait l'objet d'améliorations permanentes, doit par ailleurs répondre à des impératifs industriels en terme de rapidité de mise en œuvre notamment ce qui conduit à rechercher en permanence le bon compromis entre complétude de l'information et obtention d'un délai de traitement qui soit compatible avec les processus opérationnels.

Les modèles de valorisation audités s'insèrent dans une chaîne de modélisation dont le point de départ commun, déterminant pour l'ensemble des modèles utilisés, est le modèle global d'optimisation du parc de production d'EDF, sur un horizon pluriannuel. Ce modèle, qui s'appuie sur des techniques d'optimisation dynamique stochastique, a été historiquement développé par EDF avant la libéralisation des marchés de l'électricité. Il a été adapté par la suite pour tenir compte de l'ouverture des marchés et, notamment, de la restriction de la demande adressée à EDF à ses débouchés propres, ainsi que des possibilités d'achat ou de vente d'électricité sur les marchés européens d'électricité. Il prend en compte, en données d'entrée, un nombre élevé de trajectoires d'offre et de demande liées notamment à des scénarii de température et d'hydraulicité. Les résultats obtenus couvrent des trajectoires de coûts marginaux et de programmes de production par filières, ainsi que des scénarii de volumes d'énergie échangés sur les marchés. La fréquence usuelle d'utilisation de ce modèle est hebdomadaire.

Ces résultats sont déterminants pour les modèles spécifiques au parc nucléaire et aux vallées hydrauliques (modèles dits locaux), dans la mesure où leurs résultats sont utilisés comme données d'entrée de ces modèles.

Dans le cas du parc nucléaire, deux outils principaux sont utilisés :

- un outil visant à placer de façon optimisée le planning d'arrêt des centrales nucléaires ;
- un outil permettant d'optimiser la gestion des contraintes de stocks de combustible (gestion par valeur d'usage, *cf. infra*).

Dans le cas du parc hydraulique, le modèle global évoqué précédemment fournit une première optimisation à un niveau agrégé par grandes catégories (fil de l'eau, lac, éclusée). Une optimisation, plus fine, est ensuite effectuée au niveau de la vallée, en considérant les caractéristiques locales de chaque ouvrage hydraulique et des contraintes inhérentes à la vallée. Un outil dédié permet d'effectuer cette optimisation locale, qui conduit à une gestion par valeur d'usage.

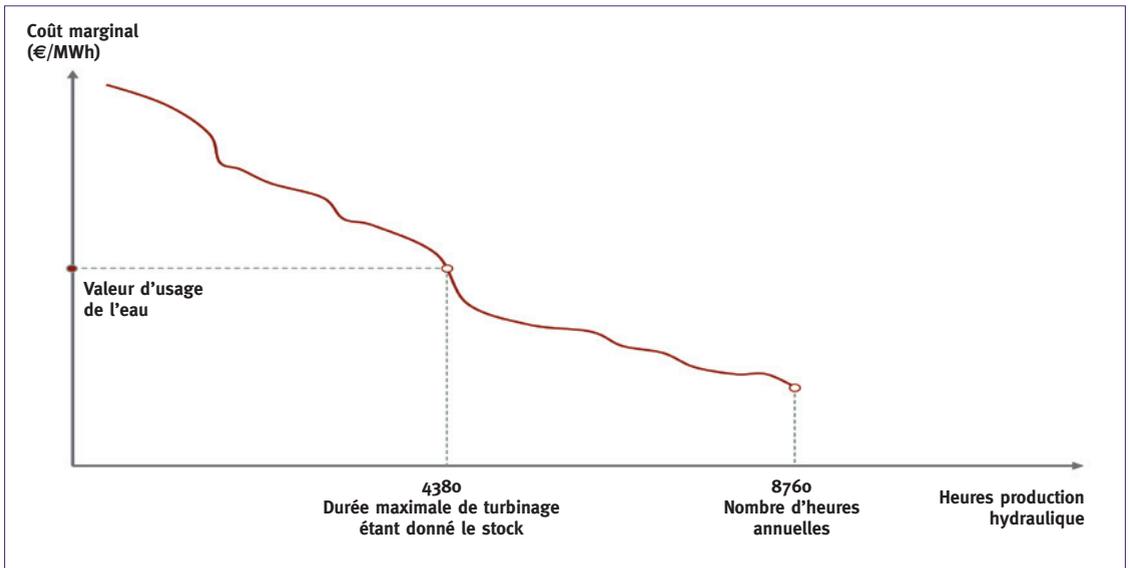
Enfin, ces différents modèles alimentent les modèles décisionnels de court terme d'EDF, permettant notamment l'élaboration du programme d'appel envoyé à RTE, le calcul des coûts marginaux du système représentatif des coûts nécessaires pour satisfaire une demande supplémentaire unitaire, ainsi que la construction des offres d'EDF Trading sur les marchés.

Le concept de gestion par valeur d'usage vise à optimiser les stocks hydrauliques ou de combustible nucléaire et ne pose pas de problème de principe

Le concept de gestion par valeur d'usage est usuel lorsqu'il s'agit de gérer des centrales de production dont le stock de combustible, nucléaire ou hydraulique, est limité. L'objectif de cette gestion est en effet de répartir la production entre les centrales concernées de façon optimale, en arbitrant entre une utilisation immédiate, ou différée, en substitution de moyens de production plus coûteux. Elle est mise en œuvre en estimant le coût d'opportunité d'une utilisation reportée de la centrale. Cette dernière ne sera donc utilisée que si sa valorisation sur les marchés dépasse ce coût d'opportunité.

Le graphique ci-dessous illustre, de façon théorique simplifiée, la détermination de la valeur d'usage d'un stock hydraulique dont la durée d'utilisation est limitée à 4 380 heures. En supposant connus de façon déterministe les coûts marginaux de la production de l'énergie sur l'année, cette centrale sera valorisée au cours des 4 380 heures de l'année où les coûts sont les plus élevés (graphique 26).

GRAPHIQUE 26 – Monotone de coût marginal et valeur d'usage de l'eau



Source : LECG.

D'une manière générale, les centrales hydrauliques disposant d'un stock sont gérées en valeur d'usage. Pour les centrales nucléaires, ce n'est le cas que pour les centrales qui ne peuvent fonctionner en base pendant la durée de leur campagne de fonctionnement (entre deux arrêts pour rechargement du combustible nucléaire). En 2008, au maximum 5 tranches, sur un total de 58 tranches nucléaires, étaient gérées simultanément en valeur d'usage.

Cette méthode, qui consiste à optimiser les revenus dégagés par les moyens de production concernés, en minimisant les coûts de production ne pose pas de problème de principe.

Certaines critiques sur les modalités de mise en œuvre du modèle ont toutefois été adressées à EDF dans le cadre de ces audits. Les principales critiques pour



lesquelles la CRE considère que des adaptations doivent être apportées par EDF sont résumées dans l'encadré ci-dessous.

Des offres sur les marchés globalement cohérentes avec les coûts marginaux

Les audits engagés ont également porté sur la façon dont EDF Trading intervient sur les marchés à partir des outils d'optimisation journaliers. Les modèles journaliers prévoient pour différents niveaux de prix les volumes échangés sur les marchés, dont EPEX Spot (courbes coût-volume). La cohérence entre ces courbes et les offres sur Epex Spot a été vérifiée.

Une analyse ex-post des coûts marginaux du système (*cf. supra*) et des prix spot a été effectuée sur la base d'une estimation des heures où EDF est supposée être marginale.

Un écart positif de l'ordre de 6 % est constaté sur l'année 2008 entre le prix spot et ces coûts. Cet écart s'explique en partie par le fait que les interventions d'EDF Trading sur les marchés ne se limitent pas à Epex Spot et se font également sur les autres bourses, notamment la bourse allemande dont l'heure de clôture est décalée par rapport à Epex Spot. De fait, des achats ou ventes effectués par EDF Trading après la clôture d'Epex Spot sont de nature à impacter à la hausse ou à la baisse le coût marginal du système correspondant au programme d'appel transmis à RTE. De fait, cet écart est re-estimé à un niveau plus faible, de 2 %, dans les configurations où EDF Trading est supposé effectuer des ventes à l'issue de Powernext.

Sur la base de ces résultats ainsi que de références étrangères fournies par le cabinet externe, la CRE constate que ces écarts sont à des niveaux qui ne traduisent pas l'exercice d'un pouvoir de marché. L'écart entre prix spot et coûts marginaux du système fera l'objet d'un suivi régulier spécifique par la CRE.

ENCADRÉ – Adaptations techniques ou méthodologiques à apporter

Les principales critiques identifiées portent sur des points techniques ou méthodologiques des modèles utilisés par EDF :

- **Absence de prise en compte de taux d'actualisation dans certains modèles.** Le modèle global à moyen terme, les modèles de calcul de valeur d'usage nucléaire et hydraulique, ainsi que le modèle d'optimisation des plannings d'arrêt s'appuient, en effet, sur une logique d'arbitrage inter-temporel ou prennent en compte des hypothèses de coûts présents ou à venir, ce qui nécessite la prise en compte d'un taux d'actualisation. Cet effet n'a pas pu être mesuré dans sa globalité. Des simulations effectuées uniquement sur les modèles locaux de calcul de valeurs d'usage nucléaire et hydraulique aboutissent à une surévaluation des centrales nucléaires gérées en valeur d'usage, ou des valeurs d'usage hydraulique, de l'ordre de 1 €/MWh. Cet impact ne se matérialise le cas échéant dans les prix de marché que lorsque les centrales concernées sont marginales ;
- **Des écarts constatés entre l'approche globale et locale d'optimisation du parc hydraulique.** Le modèle global d'optimisation simule de manière agrégée la production prévisionnelle issue du parc hydraulique. Il agrège au sein d'un même stock des ouvrages caractérisés par des caractéristiques de production sensiblement différentes. Cette agrégation conduit à une perte d'information sur les caractéristiques exactes des contraintes hydrauliques, qui elle-même conduit à une surestimation ou sous-estimation de la production hydraulique

dans le modèle global qui a été évaluée à 3 % en moyenne sur l'année étudiée. Il en résulte que la production des autres filières de production peut être sous-estimée ou surestimée par le modèle global. En conséquence, le coût marginal du système déterminé par ce modèle, et sur lequel repose le calcul de la valeur d'usage au sein des modèles locaux, peut en être affecté. La valeur d'usage pourra, en effet, être sous-évaluée ou surévaluée par rapport à l'optimum et donc au final induire une production effective non optimale.

- **Absence d'interaction entre les volumes échangés et les prix de marchés.** Le modèle global prend en compte des hypothèses de prix des marchés dérivées des prix à terme, supposées indépendantes des actions d'achats ou de vente des acteurs sur les marchés. En particulier, le modèle ne prend pas en compte l'impact des volumes échangés par EDF sur les prix, sauf dans le cas particulier où les quantités achetées approchent le maximum possible modélisé. Ce constat peut conduire EDF à un recours non optimal au marché, en particulier dans les situations de tension, d'autant que le modèle global n'est simulé que sur une base hebdomadaire.

- **Des adaptations à apporter sur la base de ces constats**

La CRE considère que des adaptations doivent être apportées par EDF à ses modèles d'optimisation sur la base de ces critiques. À brève échéance, EDF doit prendre en compte un taux actuariel dans ses différents modèles d'optimisation. Par ailleurs, une mise à jour plus fréquente du modèle global ou de ses principaux indicateurs prenant en compte les évolutions de plus court terme paraît nécessaire comme premier élément de réponse à apporter à l'absence d'interaction entre les interventions d'EDF sur les marchés et les prix de marché. Ce dernier point nécessite toutefois un développement complémentaire, afin de prendre en compte, à un niveau de détail suffisant, les conséquences des interventions sur les marchés, notamment lors de situations de tension.

Il convient enfin d'examiner la faisabilité technique de développements spécifiques permettant de s'assurer de la meilleure cohérence possible entre optimisation globale et locale du parc hydraulique.

3.4. La transparence et la fiabilité des données prévisionnelles de production sont encore insuffisantes, même si des améliorations ont été apportées et sont également annoncées

Dans le cadre du dispositif français, les données transmises par les producteurs ne permettent pas une mise à jour quotidienne de l'ensemble des filières de production

Depuis novembre 2006, les principaux producteurs français d'électricité, en tant que membres de l'UFE, mettent à disposition des acteurs de marché des informations visant à accroître la transparence des données de production. Ces informations concernent la production réalisée et la disponibilité prévisionnelle du parc de production en France. Ces données sont agrégées par filière et sont publiées via le site Internet de RTE. Ce dispositif couvre aujourd'hui 90 % de la production française et prend en compte les installations dès 20 MW.

Dans le cadre des analyses menées sur les données de transparence, la régularité de la transmission des données de disponibilité au gestionnaire de réseau a été analysée. En 2008, et au premier semestre de l'année 2009, en moyenne 88 % des informations nécessaires au dispositif transparence ont été transmises au gestionnaire de réseau. Bien que ce taux soit élevé, toute l'information nécessaire n'est transmise dans son intégralité par tous les producteurs que 50 % des jours.



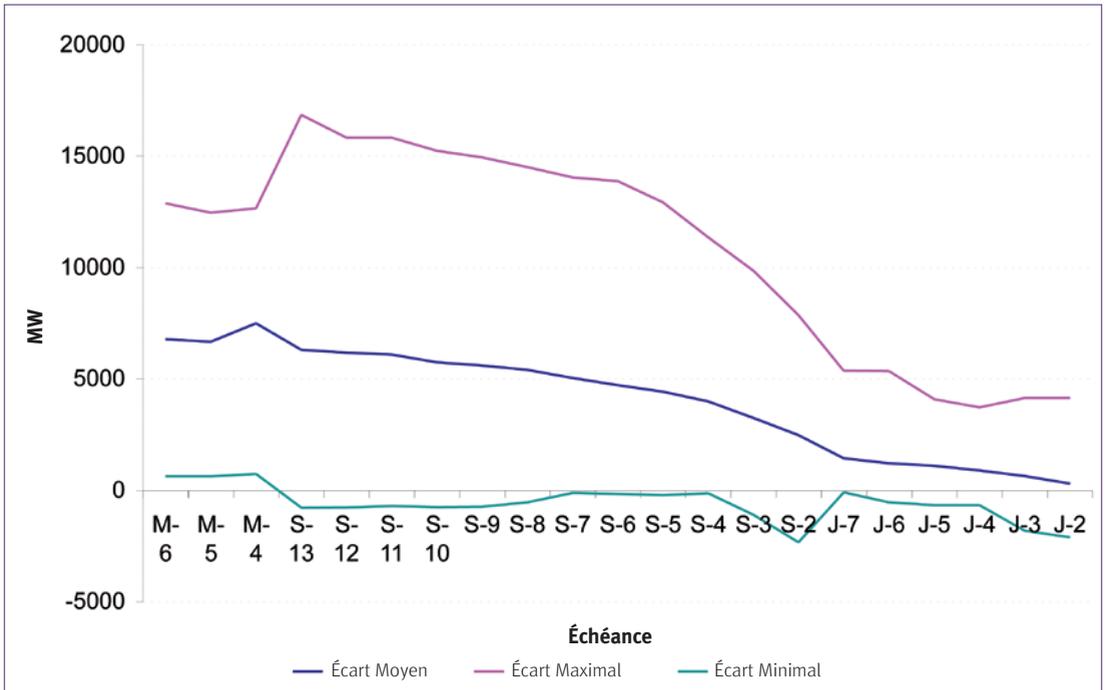
L'omission de la réception par RTE d'une donnée pour un acteur ou pour une filière ne suffit pas, en effet, pour mettre à jour l'intégralité des disponibilités par filière. En l'absence de réception, le jour J, de données en provenance d'un producteur pour une technologie, les dernières données reçues de la part de ce producteur sont agrégées avec les données fournies par les autres producteurs le jour J pour calculer les données publiées pour les journées J+1 à J+6.

Les données de disponibilité prévisionnelle sont surestimées, en particulier dans le cas de la filière nucléaire

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, jour) avec la dernière prévision de disponibilité, c'est-à-dire celle mise à disposition la veille pour le lendemain.

Concernant la filière nucléaire, il existe en moyenne un écart positif entre l'estimation de la puissance disponible aux différents termes et la dernière prévision disponible (graphique 27). Cet écart est croissant en fonction de l'échéance de prévision. Il devient même strictement positif au-delà des échéances de prévisions de 4 mois. Ce constat illustre la nécessité de renforcer la fiabilité aujourd'hui insuffisante des données prévisionnelles du parc de production, dans le cas spécifique du nucléaire.

GRAPHIQUE 27 – Écart entre prévisions à différentes échéances et dernière prévision des capacités de production nucléaire



Source : RTE – Analyse : CRE

La publication, depuis le 1^{er} juillet 2009, d'informations sur la disponibilité prévisionnelle corrigée des indisponibilités constatées contribue à réduire l'asymétrie d'information sur les horizons de court terme.

Les écarts entre les données prévisionnelles de court terme (inférieur à 7 jours) et la dernière donnée prévisionnelle sont, en moyenne, de 1.5 %, par rapport à la capacité installée. Cependant, dans certains cas, à court terme, les variations journalières de la puissance nucléaire prévisionnelle, par rapport à la dernière donnée disponible, peuvent atteindre 4 148 MW (tableau 8). Un tel écart est représentatif d'environ 7 % de la capacité nucléaire installée.

Par rapport aux données prévisionnelles de long terme (supérieur à 3 mois), l'écart est en moyenne de 11 %, et l'écart maximal constaté à ces échéances est d'environ 16 GW (tableau 9).

TABLEAU 7 – Écart entre les prévisions du nucléaire à court terme et la dernière prévision en J-1

(MW)	J-7	J-6	J-5	J-4	J-3	J-2
Moyenne	1 439	1 213	1 109	891	639	304
Minimum	-912	-532	-666	-666	-1 811	-2 116
Maximum	5 372	5 359	4 090	3 720	4 148	4 148

TABLEAU 8 – Écart entre les prévisions du nucléaire à long terme et la dernière prévision en J-1

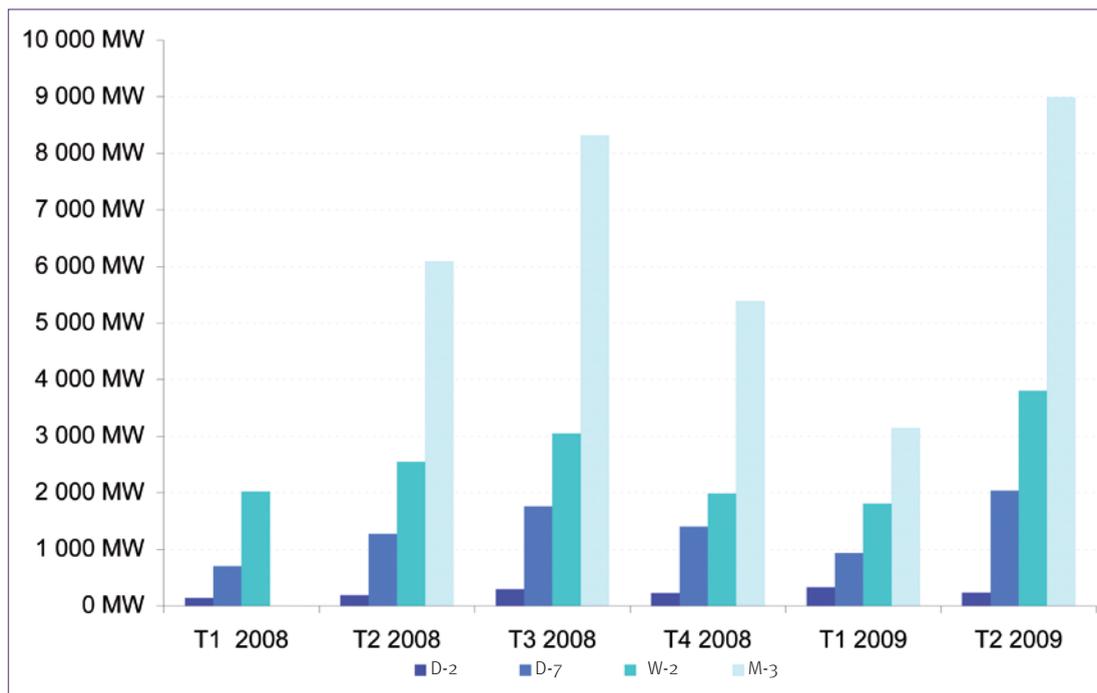
(MW)	M-6	M-5	M-4	S-13
Moyenne	6 788	6 675	7 502	6 306
Minimum	623	3 071	732	-782
Maximum	12 881	12 461	12 668	16 852

Source : RTE – Analyse : CRE



En ce qui concerne l'évolution des disponibilités du parc nucléaire en 2008 et au premier semestre 2009, les écarts entre les prévisions à 3 mois et la disponibilité en J-1 atteignent plus de 10 % de la capacité de production installée au troisième trimestre de l'année 2008, et au second trimestre 2009 (graphique 28). Ces écarts peuvent s'expliquer en partie par les aléas météorologiques qui peuvent modifier la disponibilité des réacteurs par rapport aux anticipations et reflètent également les effets des mouvements sociaux.

GRAPHIQUE 28 – Moyenne des écarts entre les disponibilités prévisionnelles à différentes échéances et la disponibilité en D-1 (Nucléaire 2008-2009)



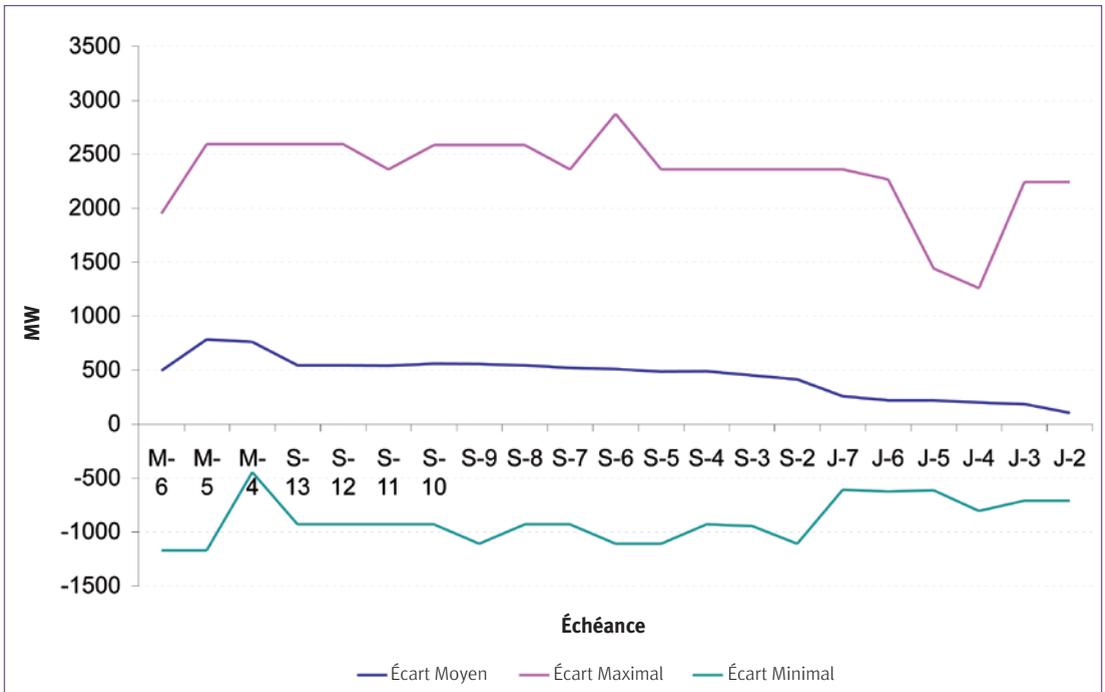
Source : RTE – Analyse : CRE

En ce qui concerne les autres moyens de production thermique et hydraulique lac, les écarts entre les prévisions à différentes échéances et la dernière information disponible sont en moyenne positifs (graphiques 29 et 30). Néanmoins, ce constat n'est pas vérifié sur la disponibilité des moyens de production hydraulique fil de l'eau et éclusée (graphique 31).

Sur la filière charbon/gaz, les écarts à courte échéance représentent, en moyenne 200 MW, soit 3 % de la capacité installée. Sur les échéances de moyen terme ce taux augmente à plus de 10 %, avec un écart moyen constaté de 700 MW.

Finalement, en ce qui concerne les moyens de capacité hydraulique avec réservoir (lac), les prévisions présentent un biais positif moyen, aux échéances de moyen terme, de 460 MW, soit environ 4 % de la capacité de production installée. Ce biais n'est pas systématiquement positif ou négatif aux différentes échéances.

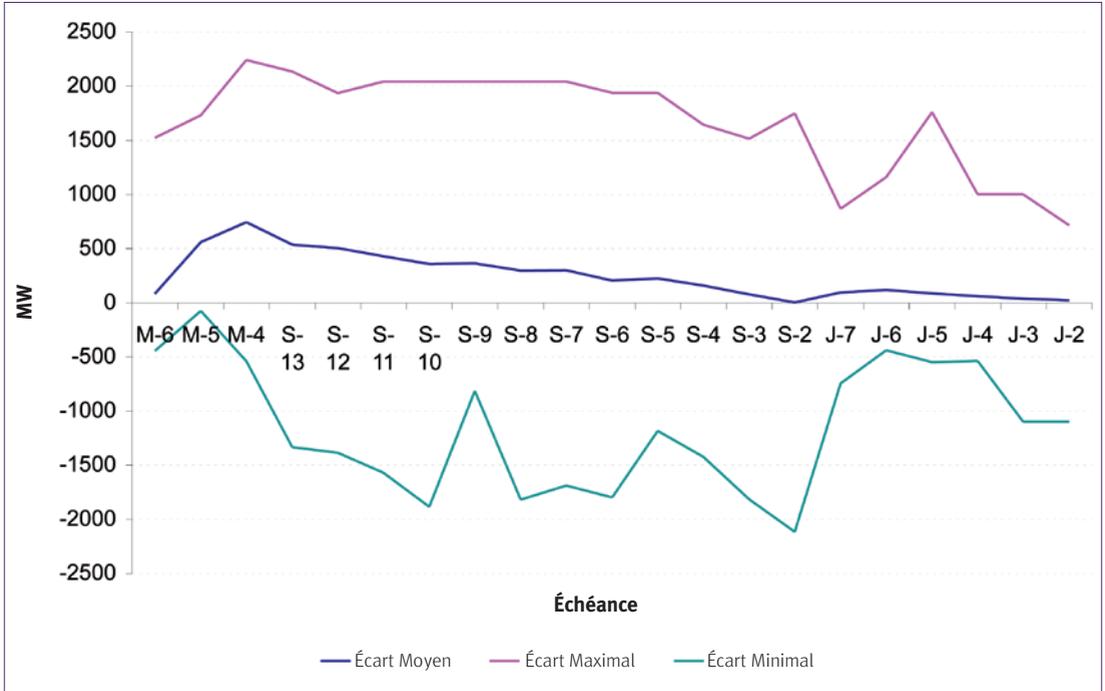
GRAPHIQUE 29 – Écart entre prévisions à différentes échéances et dernière prévision des capacités de production charbon/gaz



Source : RTE – Analyse : CRE

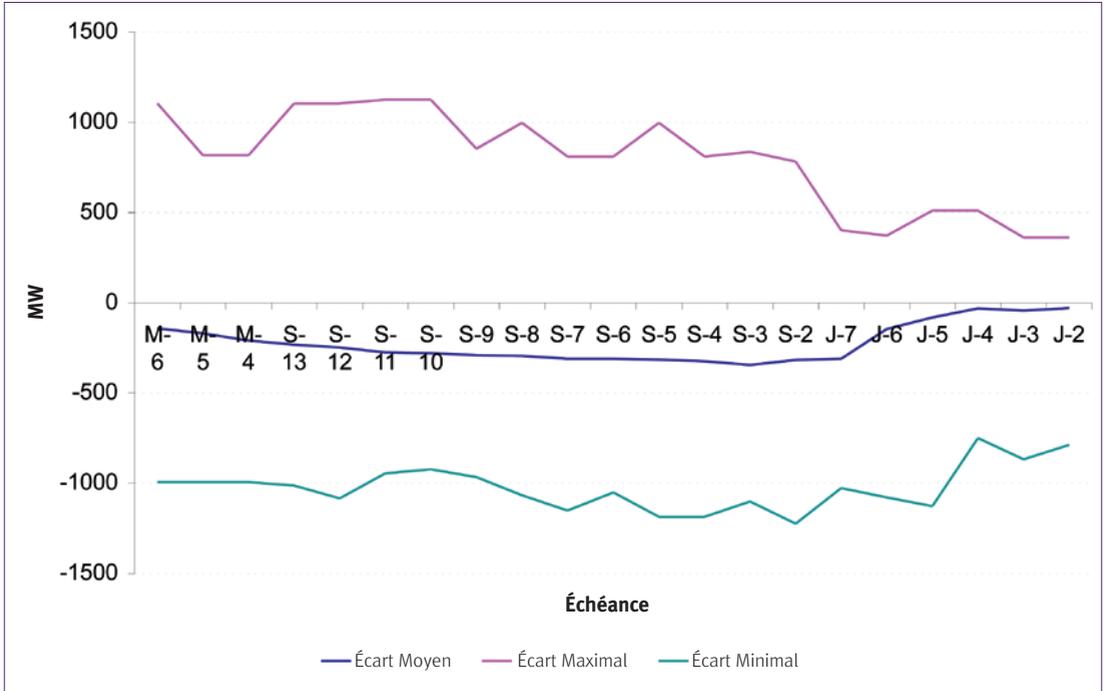


GRAPHIQUE 30 – Écart entre prévisions à différentes échéances et dernière prévision des capacités de production hydraulique lac



Source : RTE – Analyse : CRE

GRAPHIQUE 31 – Écart entre prévisions à différentes échéances et dernière prévision des capacités de production hydraulique fil de l'eau



Source : RTE – Analyse : CRE

Des améliorations ont été apportées et d'autres sont annoncées par l'UFE d'ici la fin de 2010

En novembre 2008, plusieurs améliorations ont été engagées, qui visaient à garantir une plus grande réactivité de l'information, un historique et la transparence des sources d'information.

Toutefois, dans sa consultation publique du 26 mars 2009, la CRE a considéré que le dispositif mis en place par l'UFE ne permettait toujours pas une anticipation satisfaisante de l'évolution de l'équilibre offre demande. Elle a formulé les recommandations suivantes :

- la prise en compte des arrêts planifiés ET fortuits dans les prévisions de disponibilité du parc publiées par l'UFE ;
- la mise à jour et la publication en continu des données de disponibilités ;
- la publication pour chaque unité de production d'une chronique de prévision de puissance disponible ;
- en cas d'indisponibilité fortuite d'une centrale, la publication dans un délai court, de toutes les informations connues de nature à influencer sur les anticipations de disponibilité.

Au cours de l'année 2009, l'UFE a mis en œuvre à deux reprises des mesures visant à améliorer la lisibilité du parc de production.

Depuis le 1^{er} juillet, sont ainsi publiées de façon quotidienne :

- la puissance disponible prévisionnelle de la veille corrigée des indisponibilités fortuites constatée, permettant ainsi de suivre l'effet des indisponibilités fortuites à court terme. Cette mise à jour réduit l'asymétrie d'information entre acteurs, sur les horizons de court terme ;
- la disponibilité prévisionnelle à court terme actualisée, du parc de production.

La CRE a eu l'occasion de rappeler dans sa communication du 20 novembre 2009 l'importance qui s'attache à la publication des arrêts fortuits par centrale. L'UFE, dans son communiqué du 23 novembre, a annoncé des évolutions prévues pour l'année 2010 :

- mi-2010, publication de la puissance disponible prévisionnelle à court et moyen terme pour les unités de production dépassant 100 MW ;
- à la fin de l'année 2010, publication, sous un délai de 30 minutes des arrêts fortuits affectant ces mêmes unités de production.

Le contexte européen

› Le droit européen

Tant la Commission européenne que les régulateurs nationaux et les acteurs de marché considèrent que la transparence est une priorité pour garantir un fonctionnement efficace des marchés. Sous l'impulsion des régulateurs, la Commission a, par une décision du 9 novembre 2006 prise par voie de comitologie, rendu contraignantes les « *Congestion Management Guidelines* »¹⁰. Ces orientations font dorénavant partie du règlement communautaire 1228/2003 et sont directement applicables dans tous les États membres de l'Union européenne.

L'article 5 de cette annexe du règlement 1228/2003 définit les informations qui doivent être publiées par les gestionnaires de réseaux de transport (données ex-ante et ex-post sur la demande, le réseau, la production et l'ajustement). Ce texte est contraignant et les gestionnaires de réseaux de transport doivent se conformer à ces dispositions. L'élaboration de cet article est basée en partie sur les « *Guidelines of Good Practice on Information Management and Transparency in Electricity Markets* »¹¹ de l'ERGEG publiées en mars 2006.

Cependant, les dispositions de l'article 5 de l'annexe ne fournissent qu'un cadre général des besoins de transparence. Elles ne définissent pas le format, le support, la langue ou l'heure de publication. De plus, certaines ambiguïtés subsistent également quant à la nature de l'information demandée.

10. Décision de la Commission modifiant l'annexe du règlement (CE) n°1228/2003 concernant les conditions d'accès au réseau pour les échanges transfrontaliers d'électricité.

11. "Guidelines of Good practices on information management and transparency in electricity market" publié le 2 août 2006: <http://www.energy-regulators.eu/>.

› Les travaux menés au sein des initiatives régionales

Dans le cadre du processus des initiatives régionales, les régulateurs nationaux ont donc décidé d'élaborer des rapports « Transparence » dont l'objectif est de préciser et d'harmoniser l'interprétation par les régulateurs de l'article 5 de l'annexe au règlement. À ce jour, cinq régions, sur les sept régions existantes, ont élaboré, soumis à consultation publique et publié leur rapport « Transparence » en 2008 (région Nord, Centre-ouest, Centre-est, Sud-ouest, Centre-sud).

Bien qu'ils ne soient pas contraignants en tant que tels, ces rapports constituent une base solide pour l'harmonisation et la mise en œuvre des règles de transparence sur les marchés de gros au sein des régions. Ils précisent les informations qui doivent être publiées par les gestionnaires de réseaux de transport ou les bourses (quand, où, comment...).

Les rapports élaborés au sein de la région Centre-sud et Sud-ouest sont certainement les plus aboutis dans la mesure où ils comprennent, pour la première fois, des exigences en matière de transparence concernant les contraintes sur le réseau limitant les capacités aux interconnexions.

La mise en œuvre effective de ces rapports fait l'objet d'un suivi de la part des régulateurs dans le cadre des initiatives régionales. Les régulateurs de la région Nord ont ainsi publié en août 2008, un rapport faisant l'état des lieux de la mise en œuvre effective de leur rapport par les gestionnaires de réseaux de transport. Les régulateurs de la région Centre-ouest ont également commencé ce travail de suivi et publieront prochainement un rapport sur l'état d'avancement de la mise en œuvre du rapport sur la transparence.

› Les travaux menés au sein de l'ERGEG

Dans le cadre des travaux de l'ERGEG, les régulateurs ont mené un travail visant à comparer les rapports transparence publiés au sein des cinq régions. Il ressort de ce travail qu'à l'exception de la publication des contraintes qui limitent la capacité d'interconnexion, la structure et le contenu adoptés par ces rapports sont, dans une très large mesure, parfaitement identiques.

Par ailleurs, la CRE a participé, en 2008, à l'avis conjoint rendu par le CESR et l'ERGEG¹² à l'attention de la Commission européenne et portant sur les thématiques relatives à l'abus de marché et aux besoins de transparence transactionnelle. Dans le cadre de ces travaux, les régulateurs européens financiers et sectoriels ont rappelé que les besoins de transparence constituent aujourd'hui un enjeu déterminant pour la supervision des places de marché et l'intégrité des marchés européens.

L'objectif de ces travaux est de faire converger les besoins de transparence dans l'optique de rendre la publication des besoins identifiés légalement contraignante.

¹². Le CESR (Committee of European Securities Regulators) et l'ERGEG (European Regulators' Group for Electricity and Gas) sont les instances européennes de conseil à la Commission européenne pour les marchés financiers et les marchés de l'électricité et du gaz.

4. L'ANALYSE DES TRANSACTIONS

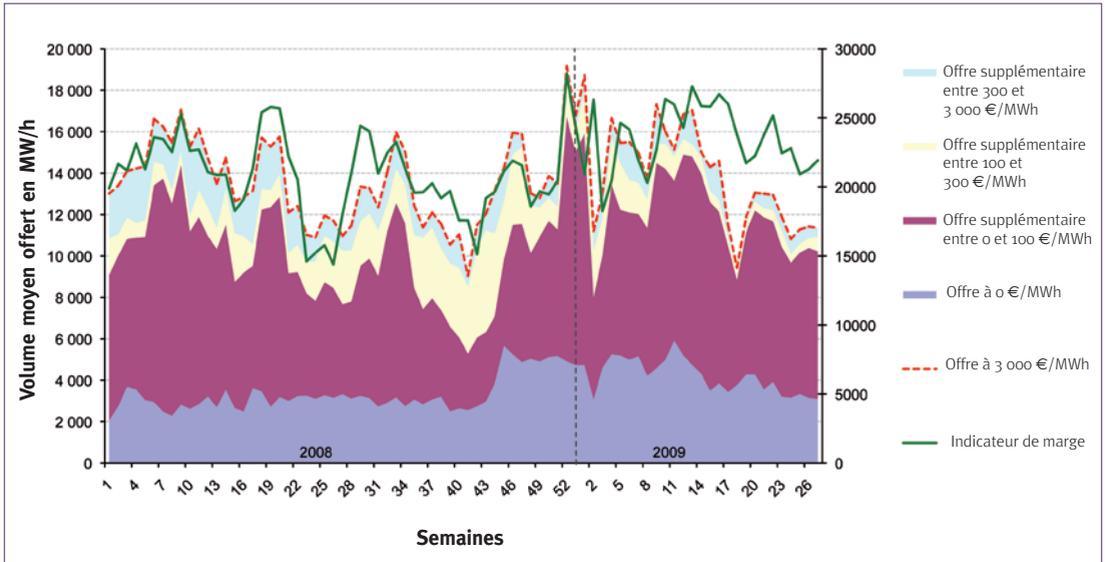
4.1. Les carnets d'ordre sur EPEX Spot Auction reflètent globalement l'équilibre du système

Les courbes d'offre et de demande communiquées chaque jour, pour chaque heure, par les membres de la plateforme EPEX Spot Auction France ont été analysées.

Le graphique suivant (graphique 32) représente l'évolution hebdomadaire du volume moyen des offres à chaque heure selon différents intervalles de prix. Le graphique montre la relation entre le volume moyen offert et l'indicateur de marge¹³.

En 2008 et au premier semestre 2009, les offres horaires à tout prix (pour 0 €/MWh) étaient en moyenne de 3 618 MWh. Ces offres étaient en hausse fin 2008 et 2009 par rapport au niveau du premier semestre de l'année 2008. La majorité des volumes offerts, à la maille horaire, l'est à des paliers de prix compris entre 0 et 100 €/MWh, avec un volume moyen offert d'environ 7 100 MWh. Au-delà de 100 €/MWh, le volume moyen de l'offre horaire augmente de 1 334 MWh. Globalement une corrélation assez nette existe entre l'indicateur de marge et le volume moyen offert sur EPEX Spot.

GRAPHIQUE 32 – Offre agrégée et indicateur de marge



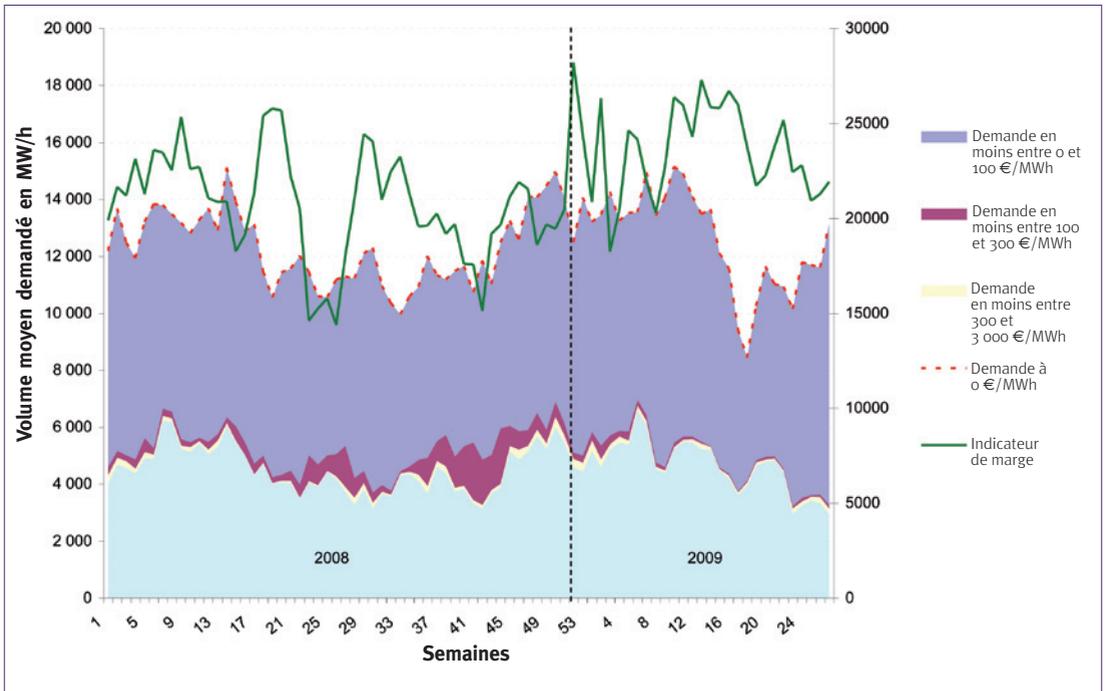
Source : EPEX – Analyse : CRE

¹³. Voir Chapitre 2 : indicateur de marge.

59 % 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 425 MWh). Une exception notable survient au cours des hausses de prix de l'été et de l'automne 2008, période durant laquelle les acteurs étaient disposés à acquérir des volumes à des prix définis entre 100 et 300 €/MWh. Simultanément, ils ont réduit leur niveau de demande à tout prix (3 000 €/MWh). Ceci indique une diminution de la propension à payer des acteurs voulant éviter de se retrouver acheteurs à tout prix, lorsque les prix sur le marché étaient élevés.

Enfin, le volume moyen des offres horaires de la demande à tout prix représente, sur 2008 et S1 2009, 4728 MWh.

GRAPHIQUE 33 – Demande agrégée et prix de marché



Source : EPEX – Analyse : CRE

4.2. L'activité sur le marché de gros bilatéral, hors transactions intra-groupe, représente environ 6 % des volumes négociés en 2007 sur les produits calendaires (Y+1 et Y+2)

La CRE a procédé, à l'été 2008, à une collecte de toutes les transactions conclues en 2007 par les acteurs du marché français sur les produits Y+1 et Y+2. Le tableau 10 résume les principaux éléments de volumétrie et de liquidité correspondants à ces transactions.

TABEAU 9 – Volumétrie et liquidité des transactions bilatérales collectées

	EPD France	Brokers	Bilatéral (Collecte 2008)	Marché français*
Volumes (TWh)	34,83	177,32	34,36	246,52
Nbr. Transactions	883	3 672	538	5 093
% volumes	14,1 %	71,9 %	13,9 %	100 %
% transactions	17,3 %	72,1 %	10,6 %	100 %

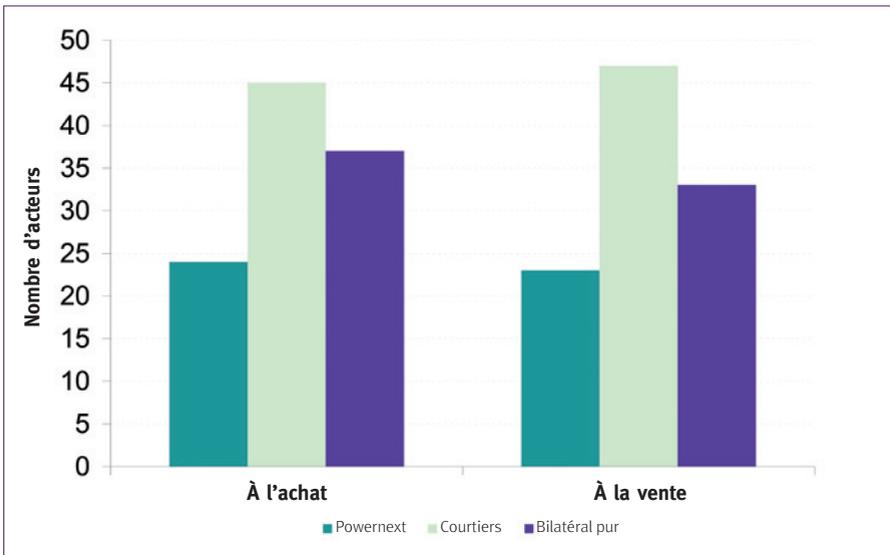
Sources : Powernext, courtiers, acteurs du marché français.

* Dont le segment marché bilatéral en 2007.

La volumétrie et la liquidité constatées sur le marché bilatéral sont légèrement inférieures à celles observées sur le marché organisé EPD. Elles sont sensiblement inférieures à celles enregistrées sur les plateformes de courtage.

Parmi les 47 sociétés qui ont négocié ces produits par le biais d'un courtier en 2008, 37 sociétés ont négocié de manière bilatérale et 24 sur le marché EPD. Le graphique 34 illustre la répartition du recours aux différentes plateformes à l'achat et à la vente.

GRAPHIQUE 34 – Nombre d'acteurs sur les différentes plateformes
 Nombre d'acteurs actifs en 2007 sur les produits Y+1 et Y+2



Sources : Powernext, courtiers, acteurs du marché français

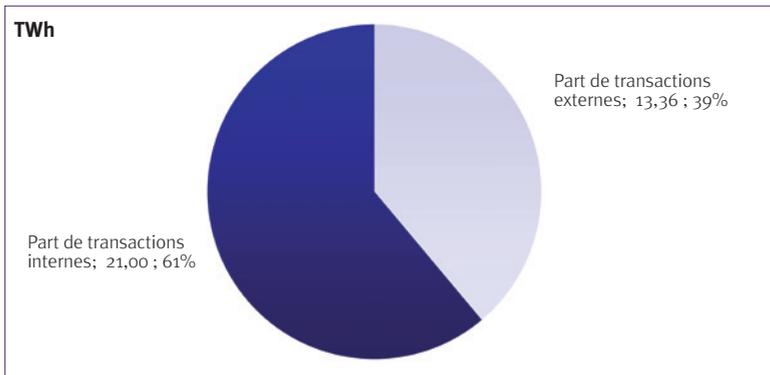
Les transactions négociées sur le segment de marché bilatéral sont majoritairement des transactions intra-groupe

Sur le marché bilatéral, la majorité des transactions concerne des opérations entre une société et sa filiale. Les prix des transactions effectuées entre la société-mère et sa branche de négoce sont alignés avec les prix moyens observés sur les marchés intermédiés.

Parmi les transactions négociées sur le marché bilatéral sur les produits calendaires Y+1 et Y+2, 61 % sont des transactions effectuées au sein du même groupe (graphique 35).

GRAPHIQUE 35 – Répartition entre transactions internes et transactions externes

Part des transactions entre maisons-mères et filiales sur les Y+1 et Y+2 en bilatéral en 2007



Sources : acteurs du marché français

À l'exclusion des transactions intra-groupe, le marché bilatéral a représenté au cours de l'année 2007 environ 5,9 % des volumes négociés sur les produits calendaires Y+1 et Y+2 (tableau 11).

TABLEAU 10 – Volumétrie des transactions Y+1 et Y+2 par plateforme hors transactions internes

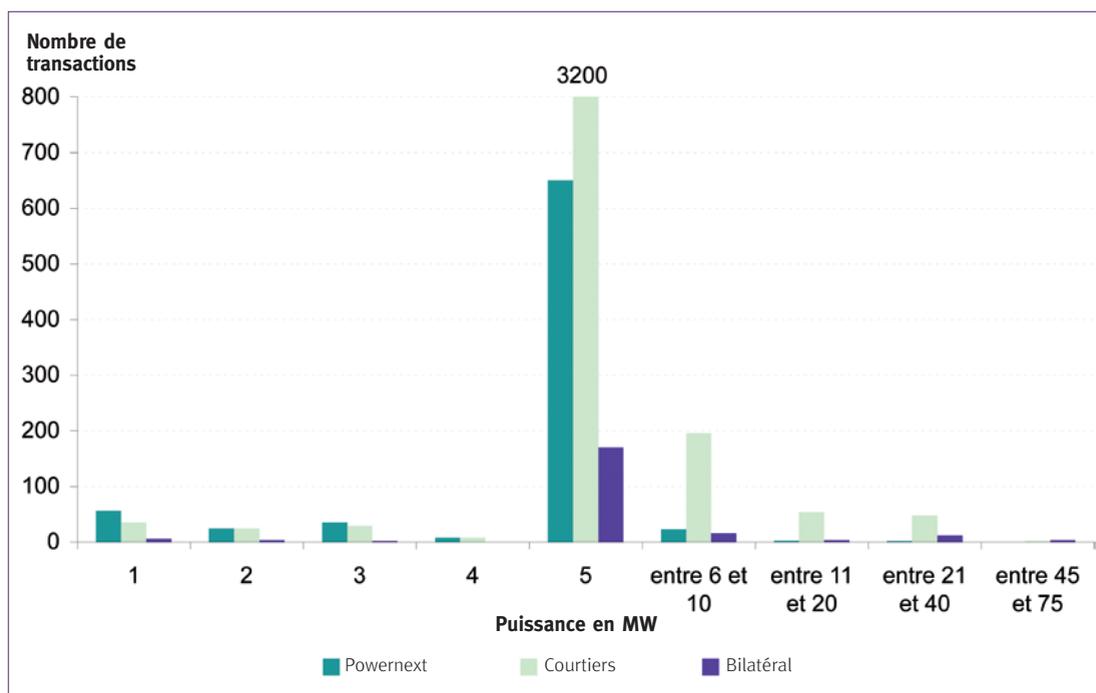
	Produits Calendaires (Y+1, Y+ 2) TWh	En %
Bilatéral	13,36	5,9 %
Brokers	177,32	78,7 %
EPD	34,83	15,4 %
Total	225,51	100 %

Sources : Powernext, courtiers, acteurs du marché français – Analyse : CRE

La puissance adossée aux contrats négociés sur le marché bilatéral correspond à celle observée sur les marchés intermédiés

D'une manière générale, les transactions sur le marché bilatéral portent essentiellement sur des produits calendaires de 5 MW et de 10 MW (graphique 36). Les lots ainsi négociés sont de la même taille que ceux sur le marché intermédié.

GRAPHIQUE 36 – Répartition des puissances négociées par plateforme en 2007
Répartition des puissances négociées par plateforme en 2007 (produits Y+1 et Y+2)*



Sources : Powernext, courtiers, acteurs du marché français – Analyse : CRE

* Sans les transactions bilatérales inter-groupes

4.3. Les nominations à contre-sens de capacités journalières en 2008 et au 1^{er} semestre 2009 sont liées dans certains cas aux caractéristiques organisationnelles des marchés

Les acteurs achètent des capacités de transport journalières aux interconnexions en début de journée *Day-ahead*, puis nominent les quantités qu'ils souhaitent effectivement utiliser en début d'après-midi, après le fixage des bourses européennes.

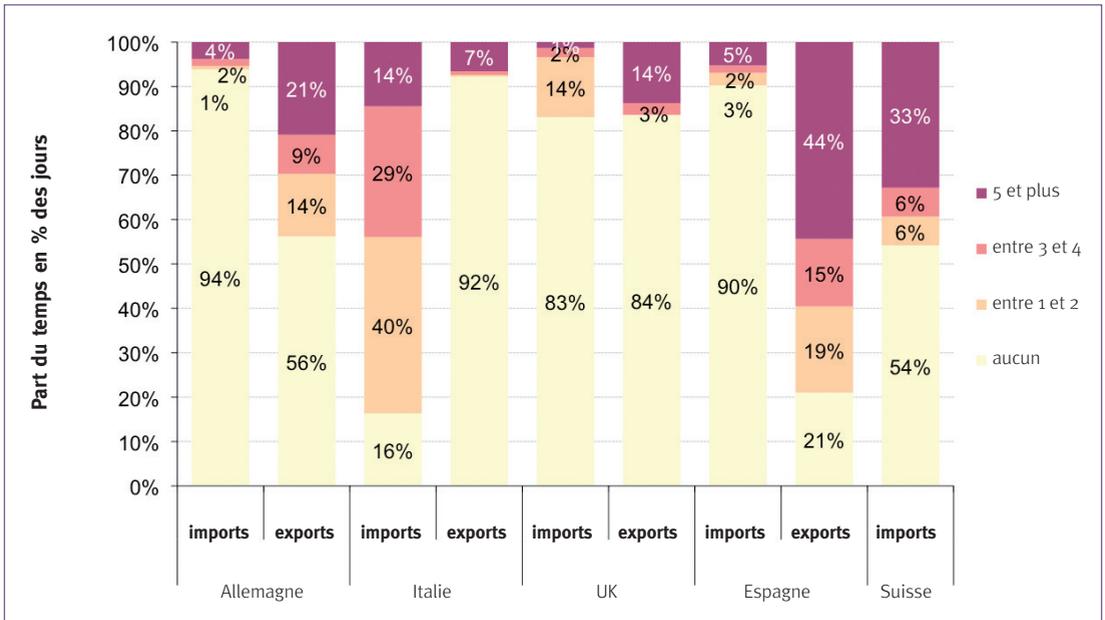
L'utilisation individuelle des capacités d'interconnexion journalières a été analysée en deux phases successives :

- dans la première phase, les décisions de nomination ont été examinées selon les prix des transactions OTC réalisées préalablement à la clôture du marché spot, car selon les acteurs, leur décision de nomination repose en outre sur leurs engagements liés à ces transactions. Les références de prix retenues sont les prix des blocs pointe et hors pointe ;

- dans la seconde phase, les nominations caractérisées comme à contre-sens à l'issue de la première phase ont été examinées au regard des différentiels de prix aux heures de pointe et hors-pointe constatés sur les marchés spot. Le différentiel de prix constaté sur ce marché peut s'avérer différent de celui observé sur les transactions OTC. Cette analyse a été menée pour tenir compte des éventuels changements des anticipations des acteurs au regard du signe du différentiel par rapport aux attentes initiales. Dans ce cas, leurs offres sur le marché spot ont intégré ce changement et les acteurs ont dès lors nommé en fonction du différentiel réellement constaté sur le marché spot.

Les graphiques ci-dessous représentent le pourcentage des jours de l'année pendant lesquels des nominations à contresens du différentiel de prix ont été observées, ainsi que le nombre d'acteurs responsables de ces flux à chaque frontière et dans chaque direction pour les blocs pointes et pour les blocs hors-pointe.

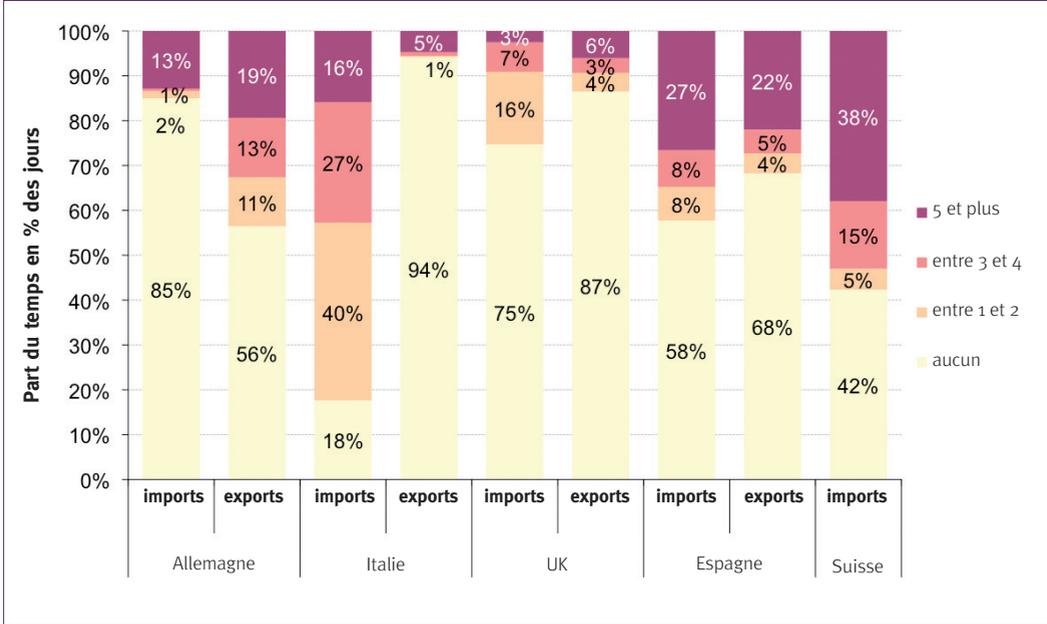
GRAPHIQUE 37 – Nominations à contre-sens au cours des heures de pointe
Part des jours pendant lesquels ont eu lieu des nominations à contre-sens durant les heures de pointe, et nombre d'acteurs qui nominaient à contre-sens en 2008



Source : RTE – Analyse : CRE

NB : Aucun chiffre n'est fourni concernant les exports vers la Suisse, car il n'existe pas de mécanisme d'allocation des capacités journalières similaire à celui en place sur les autres frontières.

GRAPHIQUE 38 – Nominations à contre-sens au cours des heures hors-pointe
 Part des jours pendant lesquels ont eu lieu des nominations à contre-sens durant les heures hors-pointe, et nombre d'acteurs qui nominaient à contre-sens en 2008



Source : RTE – Analyse : CRE

À l'issue de cette analyse, les nominations à contre-sens sont importantes à certaines frontières. Sur ces frontières, les raisons des nominations à contre-sens sont variées :

Sur la frontière italienne, les caractéristiques de l'organisation du marché italien expliquent le niveau de ces nominations à contre-sens. La clôture matinale de la bourse italienne et l'absence d'un marché intra-day réduisent les possibilités offertes aux acteurs d'exploiter la totalité des arbitrages entre les marchés, surtout lorsque le différentiel de prix s'inverse par rapport à leurs anticipations initiales.

Dans le cas d'une deuxième frontière, un acteur avait précédemment mentionné, (cf. premier rapport de surveillance), des raisons physiques qui lui imposent de nommer à contre-sens, du fait de l'existence d'un contrat avec une contrepartie qui requiert que l'énergie soit physiquement acheminée de l'autre côté de la frontière.

Une autre raison également évoquée sur une autre frontière est celle relative à la commercialisation de certificats verts qui impose aux acteurs la nomination d'énergie à contre-sens quel que soit le différentiel de prix de l'électricité.

Section II

Les marchés de gros du gaz naturel

1. LE DÉVELOPPEMENT DU NÉGOCE DE GAZ	65
2. LES PRIX DU GAZ	78
3. L'UTILISATION DES INFRASTRUCTURES GAZIÈRES	89
4. L'APPROVISIONNEMENT DES ACTEURS	99

1. LE DÉVELOPPEMENT DU NÉGOCE DE GAZ

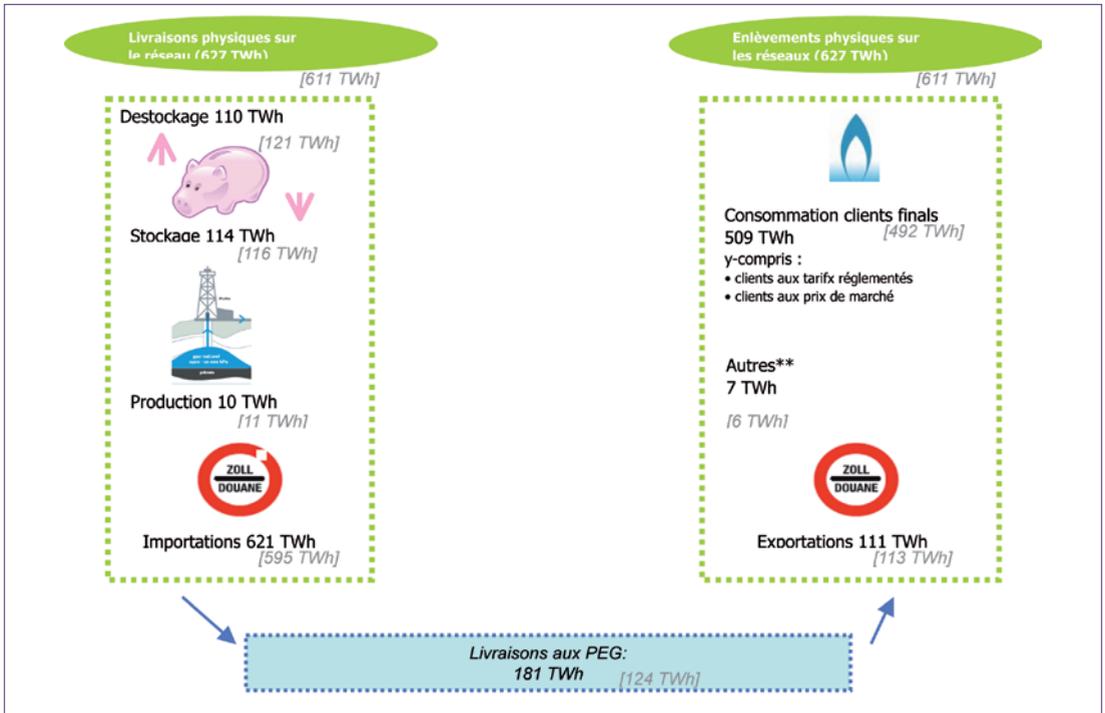
L'essentiel de la consommation française de gaz est assuré par des importations. L'équilibre des flux gaziers sur le marché français entre l'amont et l'aval est illustré par le diagramme ci-dessous. À l'amont, les importations ont représenté 621 TWh en 2008. Les importations nettes des exportations contractuelles représentent 510 TWh, couvrant ainsi la consommation des clients finals, évaluée à 509 TWh en 2008¹⁴. Les mouvements liés au stockage / déstockage permettent d'équilibrer les flux réguliers d'importations et la consommation du secteur résidentiel et tertiaire, concentrée sur les mois d'hiver. Ils constituent un instrument de modulation important pour les acteurs des marchés gaziers, complémentaire de la flexibilité de leur approvisionnement et de leur capacité de transport et de transit.

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

Ce chapitre est consacré à l'analyse des évolutions des livraisons sur les PEG et des échanges sur le marché intermédié, dans un contexte marqué par plusieurs événements clefs pour les marchés du gaz en France. Ces événements sont liés à l'environnement international, avec notamment le retournement des cours du pétrole à l'été 2008, la récession économique et l'apparition d'excédents de gaz par rapport à la demande mondiale, ou à des développements spécifiques au marché français, le plus déterminant étant la fusion en une seule zone au 1^{er} janvier 2009 des trois précédentes zones de transport au Nord en France (Nord-H, Est et Ouest).

¹⁴. Les données de volume présentées sont brutes, non corrigées du climat.

GRAPHIQUE 1 – Approvisionnements et débouchés des acteurs du marché français du gaz en 2007* et 2008



Sources : GRTgaz, TIGF – Analyse : CRE.

* Données 2007 entre crochets

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

1.1. Les volumes livrés au PEG Nord à partir de la fin 2008 sont en forte accélération

Les livraisons aux PEG correspondent à la somme des nominations nettes des expéditeurs aux Points d'Échange de Gaz (PEG Nord¹⁵, Nord-B, Sud et Sud Ouest). Ces livraisons sont issues d'échanges de natures diverses : transactions ou contrats entre les acteurs sur le marché de gros (opérations sur les plateformes de marché ou courtiers, opérations bilatérales, accords historiques, *Gas release*...), achats ou ventes des gestionnaires de réseaux pour leurs besoins d'équilibrage et couverture des achats de gaz par les gestionnaires de réseau pour assurer le fonctionnement du réseau et achats des gros industriels pour leur consommation propre.

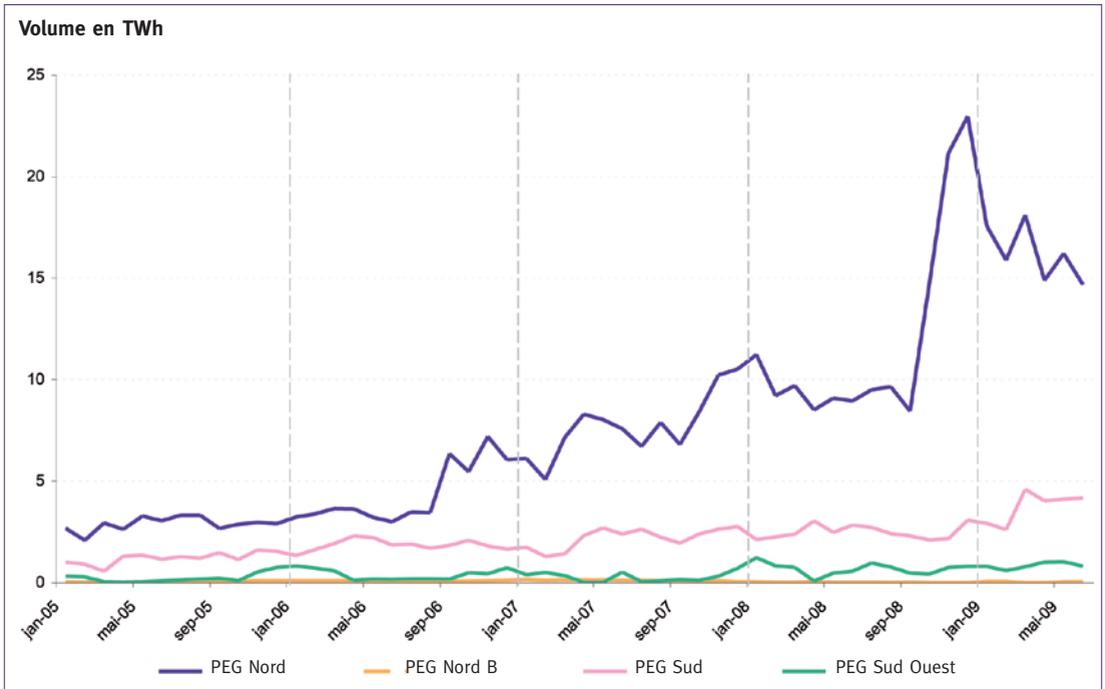
Les livraisons à une date donnée reflètent le volume net de l'ensemble des transactions conclues à terme (court terme, long terme) sur les différentes plateformes ou de manière purement bilatérale et livrées à cette date. Elles ne sont donc pas représentatives des transactions conclues sur le marché à cette date. Ainsi, un volume de gaz peut être négocié plusieurs fois entre deux acteurs, mais au final une seule livraison (correspondant au *netting* de l'ensemble de leurs transactions) prendra place.

15. Avant le 1^{er} janvier 2009, les données PEG Nord-H, Est et Ouest sont agrégées à des fins de comparaisons et sont regroupées sous la dénomination PEG Nord ou zone Nord.

Les livraisons au PEG Nord ont fortement augmenté à l'automne 2008 (graphique 2) pour culminer à 23 TWh en décembre. Une progression régulière des livraisons sur ce PEG peut être notée depuis 2006 avec, par ailleurs, une saisonnalité à l'entrée de la saison gazière. Toutefois, l'accélération de l'augmentation de fin 2008 est sans commune mesure avec les mouvements des années précédentes. Les volumes mensuels moyens sur le premier semestre 2009 (16,2 TWh) dépassent de près de 40 % ceux constatés en 2008 (11,9 TWh en moyenne mensuelle). Compte tenu de l'existence de contrats d'approvisionnement à long terme avec livraison sur les PEG, l'augmentation de l'activité sur le marché de gros est bien supérieure à 40 % (voir section 1.2).

Les évolutions observées sur les deux autres zones (Sud de GRTgaz et Sud Ouest de TIGF) ne sont pas comparables à celles du PEG Nord. Les volumes livrés au PEG Sud Ouest restent faibles, de l'ordre de 0,7 TWh en moyenne mensuelle depuis janvier 2008 mais progressent rapidement. Dans la zone Sud, on observe une progression d'environ 50 % depuis les premiers mois de 2009, les volumes mensuels moyens sur le 1^{er} semestre 2009 atteignant 3,7 TWh contre 2,5 TWh au 1^{er} semestre 2008.

GRAPHIQUE 2 – Livraisons aux Points d'Échange de Gaz (PEG)
 - Volume mensuel en TWh, 2007 – S1 2009 -



Sources : GRTgaz, TIGF

Des facteurs conjoncturels et structurels justifient les évolutions observées des livraisons au PEG Nord

Plusieurs facteurs peuvent être évoqués pour expliquer l'évolution des livraisons sur le PEG Nord depuis l'automne 2008.

Sur le plan structurel, la fusion des trois zones situées au Nord du territoire réalisée au 1^{er} janvier 2009, dote le PEG Nord de quatre points d'entrée (Dunkerque, Obergailbach, Taisnières et Montoir) et de capacités de stockage importantes, ce qui constitue un facteur favorable à l'amélioration de la liquidité de cette zone¹⁶. Cette fusion a souvent été évoquée comme facteur préalable à l'émergence d'une place de marché liquide dans la zone. Elle intervient également dans un contexte de rationalisation des zones de transport en Allemagne (processus de fusion des zones en Allemagne entre 2007 à 2009 : pour le gaz H, de 12 zones à une grande zone Nord et une grande zone Sud au 1^{er} octobre 2009 ainsi qu'une troisième petite zone, destinée à fusionner avec l'une des deux précédentes) en amont du marché français. Ce constat illustre l'importance d'un fonctionnement le plus harmonisé possible des infrastructures gazières et de la nécessité de diversifier les sources et voies pour faciliter l'émergence de places de marché liquides.

Notons également la naissance d'un marché organisé du gaz, lancé par Powernext le 26 novembre 2008, baptisé *Powernext Gas* qui donne aux expéditeurs la possibilité d'acheter et de vendre du gaz aux PEG de façon transparente et anonyme. La plateforme de *trading* propose des contrats *Spot* aux trois PEG (Nord, Sud et Sud Ouest) et *Futures* (au PEG Nord) et permet ainsi aux expéditeurs d'acheter ou vendre des volumes de gaz pour une période allant de l'infra journalier aux trois prochaines saisons gazières.

Le respect des clauses de *Take or Pay*¹⁷ des contrats d'approvisionnement à long terme peut imposer aux détenteurs de contrats d'enlever des volumes de gaz supérieurs à la couverture de leurs besoins. Toutefois, ce sont probablement les opportunités d'arbitrage accrues en fin d'année 2008 entre ces contrats et des achats sur les marchés qui ont pu contribuer à l'apparition d'un pic d'activité au PEG Nord à la fin 2008. En effet, le retournement des cours des produits pétroliers ne s'est manifesté qu'avec plusieurs mois de décalage dans les formules d'indexation usuelles des contrats long terme et donc dans leurs prix. Ce retard a entraîné des opportunités d'arbitrage entre ces contrats et des achats de produits disponibles sur les marchés de gros, dont le prix a fortement chuté dès l'automne 2008. À l'aval, le niveau des tarifs réglementés dicté également par les formules d'indexation sur des produits pétroliers rendait l'approvisionnement sur les marchés particulièrement intéressant pour les fournisseurs. Au total, ce contexte particulier a probablement généré un surcroît d'activité sur les marchés, visibles à travers les livraisons aux PEG et les volumes négociés sur les plateformes d'intermédiation (voir section 1.2).

¹⁶. Voir également le chapitre 3 consacré à l'utilisation des infrastructures.

¹⁷. Voir Glossaire pour la définition des contrats *Take or Pay*.



Une augmentation du nombre d'expéditeurs actifs aux PEG

Au cours de l'année 2008, 12 nouveaux expéditeurs ont été actifs sur au moins un PEG en France (tableau 1). Depuis janvier 2009, 5 nouveaux acteurs ont commencé à nommer du gaz aux PEG et 5 acteurs actifs en 2008 n'ont pas effectué de nominations. Au total, parmi les 52 expéditeurs ayant un contrat d'acheminement valide avec GRTgaz¹⁸, 42 ont effectué une livraison et/ou un enlèvement sur un PEG Français au cours du 1^{er} semestre 2009.

TABLEAU 1 – Nombre d'expéditeurs actifs en enlèvement et/ou livraison sur les PEG

	2007	2008	S1 2009
Nombre total d'expéditeurs actifs	30	42	42
<i>Dont Traders acteurs financiers</i>	2	5	6

Sources : GRTgaz, TIGF – Analyse : CRE.

1.2. Le négoce de gaz sur le marché intermédié français, toutes échéances confondues, est en forte progression depuis 2008

L'activité sur le marché de gros français intermédié regroupe les transactions conclues sur le marché organisé et sur le marché de gré à gré intermédié (plateformes de courtage). En augmentation de 156 % par rapport à 2007, les volumes échangés sur ces plateformes (tableau 2 et graphiques 3.a et 3.b) se sont élevés en 2008 à environ 66 TWh. Cette même année, près de 9 800 transactions ont été conclues. Si l'augmentation du volume de gaz négocié en France concerne l'ensemble des segments de marché, on constate une croissance plus importante pour les produits *Day-ahead* qui représentaient 12 % du volume négocié en 2008 contre 10 % en 2007 et les produits saisonniers qui représentaient 39 % du volume négocié en 2008 contre 34 % en 2007.

L'augmentation générale du négoce intermédié s'accroît au premier semestre 2009 avec des volumes échangés s'élevant à 69,3 TWh pour un total d'environ 9 900 transactions, dépassant ainsi les volumes et le nombre de transactions de la totalité de l'année 2008. Il convient de souligner enfin la faible part des produits annuels (année calendaire ou gazière) dans les volumes négociés.

¹⁸. Expéditeurs utilisant le réseau de GRTgaz, liste actualisée au 29 juillet 2009, accessible à l'adresse : <http://www.grtgaz.com/>.

TABLEAU 2 – Répartition du volume négocié et nombre de transactions sur le marché intermédiaire spot et à terme

Volume (TWh)	2007	2008	S1 2008	S1 2009
Marché spot	4,72	14,15	5,34	14,16
<i>dont produits Day-ahead</i>	2,48	8,13	2,85	8,10
Marché à terme	20,97	51,66	21,85	55,15
<i>dont produits mensuels</i>	7,66	15,28	4,49	17,83
<i>dont produits saisonniers</i>	8,63	25,56	13,10	27,35
Total marché intermédiaire	25,69	65,81	27,20	69,31

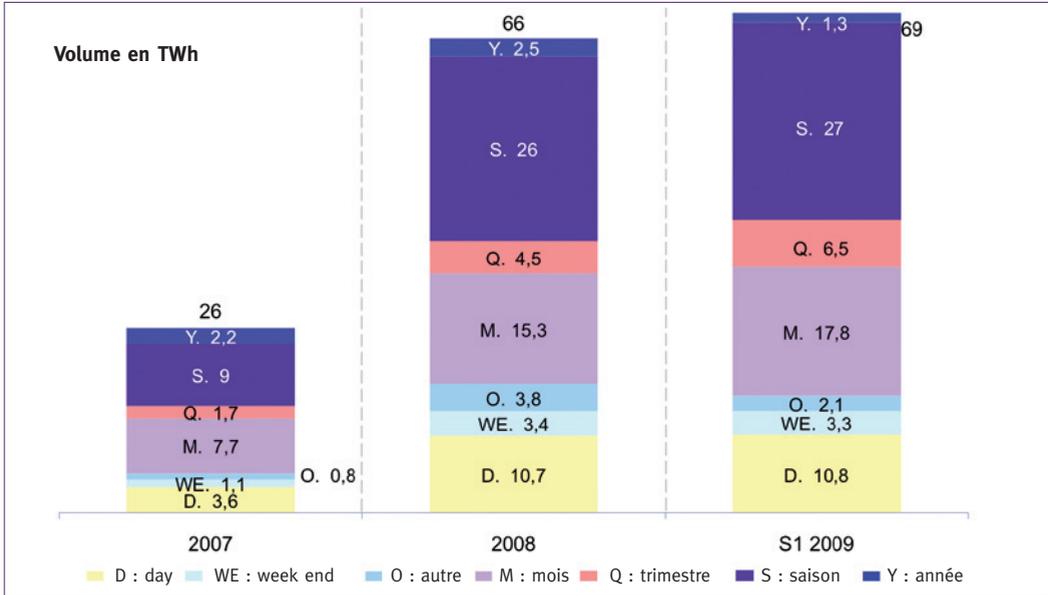
Nombre de transactions	2007	2008	S1 2008	S1 2009
Marché spot	2 654	8 664	3 175	8 662
<i>dont produits Day-ahead</i>	1 462	5 566	1 836	5 594
Marché à terme	478	1 112	402	1 199
<i>dont produits mensuels</i>	277	556	172	702
<i>dont produits saisonniers</i>	57	175	87	178
Total marché intermédiaire	3 132	9 776	3 577	9 861

Sources : Brokers, Powernext – Analyse : CRE

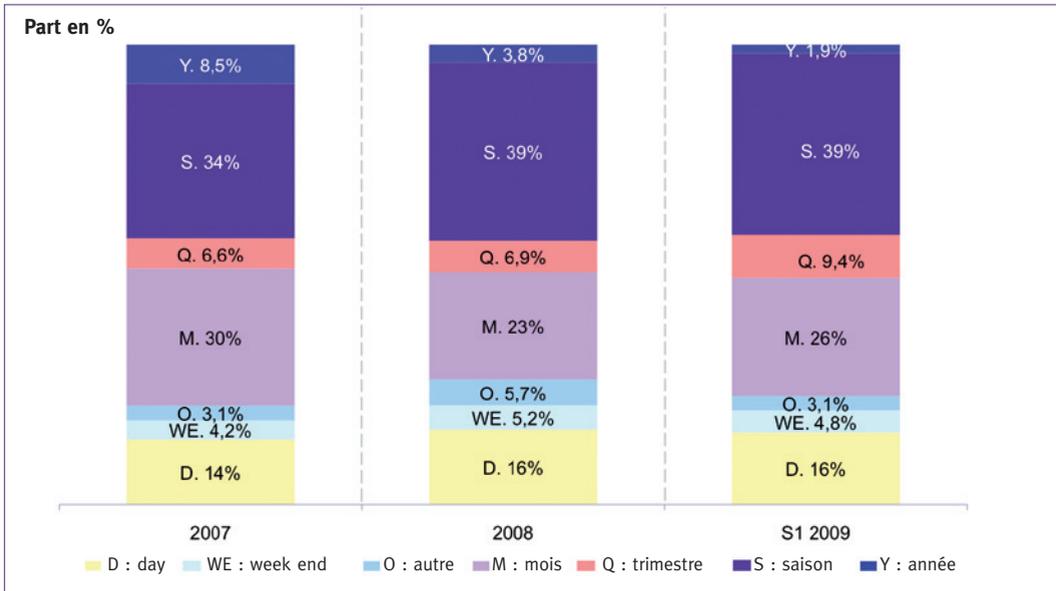


GRAPHIQUE 3 – Répartition du volume négocié par produit sur le marché intermédiaire

3.a En valeur absolue



3.b En pourcentage



Sources : Brokers, Powernext – Analyse : CRE

Note méthodologique : **Autre** : plusieurs jours de livraison, regroupe les balance of the week ou balance of the month et autres périodes de livraison. **Day** : un jour de livraison max, regroupe les produits intraday, *Day-ahead* et day + x avec x compris entre 2 et 7 jours. **Année** : 365 jours de livraison, regroupe les produits année gazière et année calendaire.

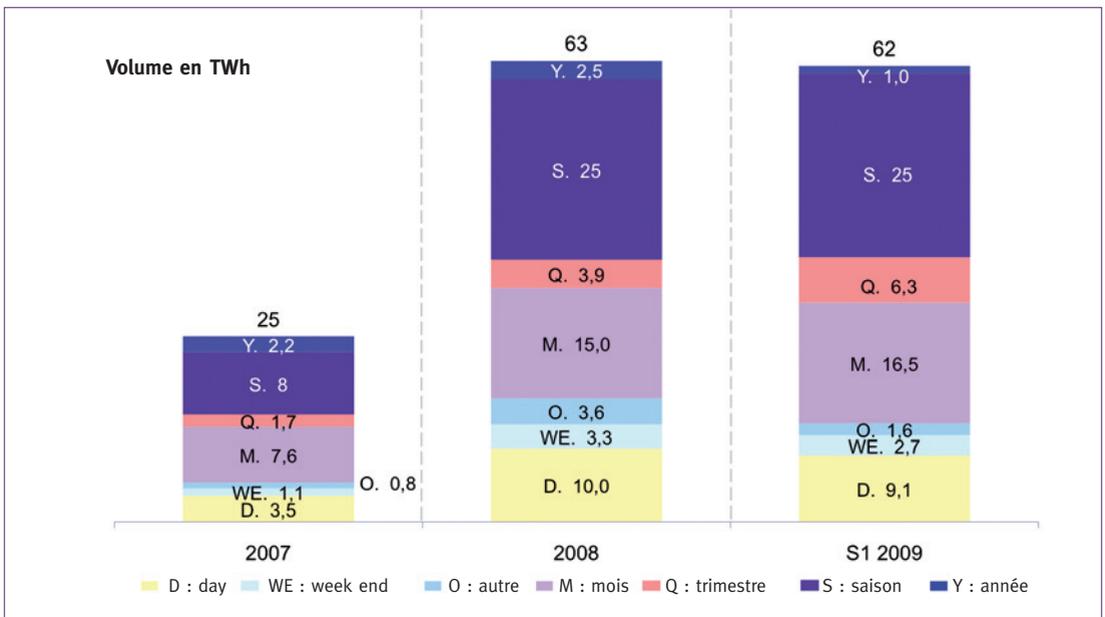
Cette forte croissance du négoce peut être reliée à la meilleure attractivité du PEG Nord en France, ainsi qu'au contexte d'arbitrage accru entre contrats indexés sur le pétrole et approvisionnement marché, facteurs évoqués précédemment.

La zone Nord reste la zone sur laquelle le négoce est le plus développé

À l'image des livraisons aux PEG, la répartition des volumes négociés par produit (graphique 4) selon les trois zones montre la prépondérance du négoce sur le PEG Nord qui concentre 91 % des volumes négociés en 2008 alors qu'il ne représente que 57 % de la consommation nationale en 2008. Les volumes échangés en zone GRTgaz Sud ont également progressé (6,5 TWh au premier semestre 2009 contre 2,7 TWh sur l'ensemble de l'année 2008). La zone Sud Ouest (TIGF) progresse également mais reste peu liquide avec 0,2 % du volume des transactions réalisées en 2008 alors qu'elle concentre 7 % de la consommation nationale. La part des produits court terme est plus importante sur les PEG Sud et Sud Ouest par rapport au niveau français. Ils représentaient 39 % du négoce au PEG Sud et 54 % au PEG Sud Ouest contre 24 % au niveau national (S1 2009).

GRAPHIQUE 4 – Répartition du volume négocié par produit et par PEG sur le marché intermédiaire

4.a PEG Nord



Au 1^{er} semestre 2009, le PEG nord compte 33 acteurs ayant réalisé un achat et/ou une vente sur le marché intermédiaire. Le PEG Sud est le marché qui attire le plus de nouveaux acteurs depuis le 1^{er} janvier 2009 avec l'apparition de 8 nouveaux acteurs (tableau 3).

TABLEAU 3 – Nombre d'expéditeurs actifs à la vente et/ou à l'achat sur le marché intermédiaire

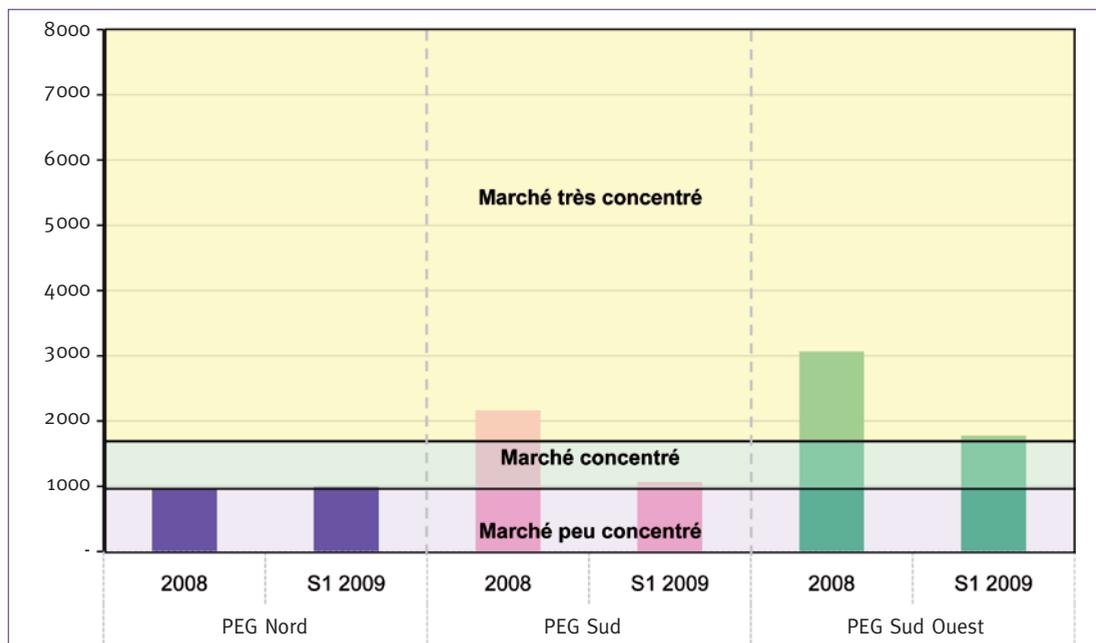
	PEG Nord		PEG Sud		PEG Sud Ouest	
	2008	S1 2009	2008	S1 2009	2008	S1 2009
Nombre total d'expéditeurs actifs	27	33	12	20	6	8
<i>Dont Traders acteurs financiers</i>	3	4	0	2	0	1

Sources : Brokers, Powernext – Analyse : CRE

Le PEG Nord reste la place de marché la moins concentrée, à l'achat comme à la vente, sur le marché spot et à terme (graphique 5). Entre 2008 et le 1^{er} semestre 2009, les niveaux de HHI dans cette zone ont relativement peu varié à la vente, mais ont diminué à l'achat, illustrant la croissance du nombre d'acteurs à l'achat. Sur le PEG Sud, les niveaux de HHI ont fortement diminué entre 2008 et le 1^{er} semestre 2009, signe d'un développement positif du négoce sur cette zone. En zone Sud ouest, le négoce reste très concentré, avec une exception sur le segment des ventes sur le marché spot.

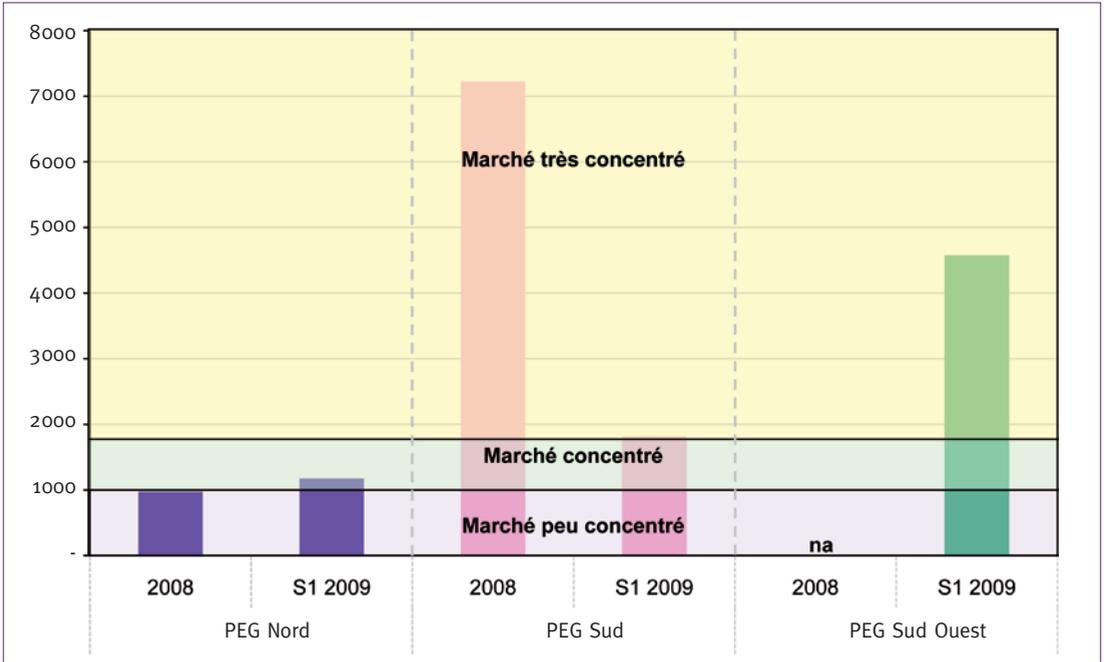
GRAPHIQUE 5 – Indice HHI¹⁹ à l'achat et à la vente sur le marché court terme et Future - 2008 et S1 2009, par PEG -

5.a Indice HHI par PEG à la vente sur le marché court terme

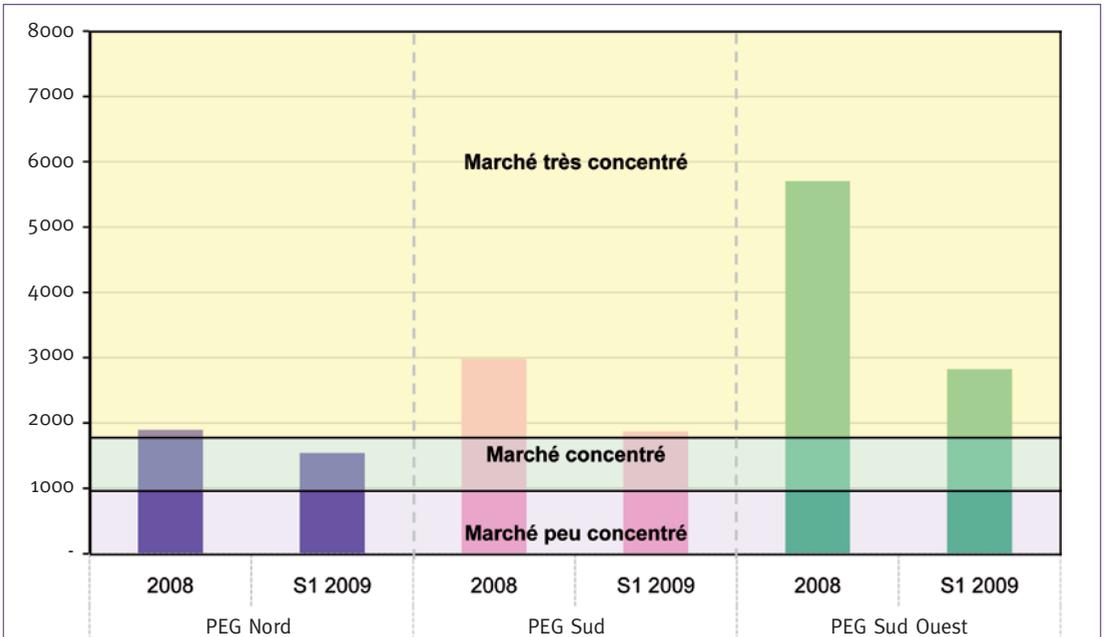


19. L'indice HHI est égal à la somme des carrés des parts de marché des intervenants, et mesure la concentration du marché (il est d'autant plus élevé que le marché est concentré). On considère généralement qu'un marché est peu concentré si son HHI est inférieur à 1000, et très concentré s'il est supérieur à 1800.

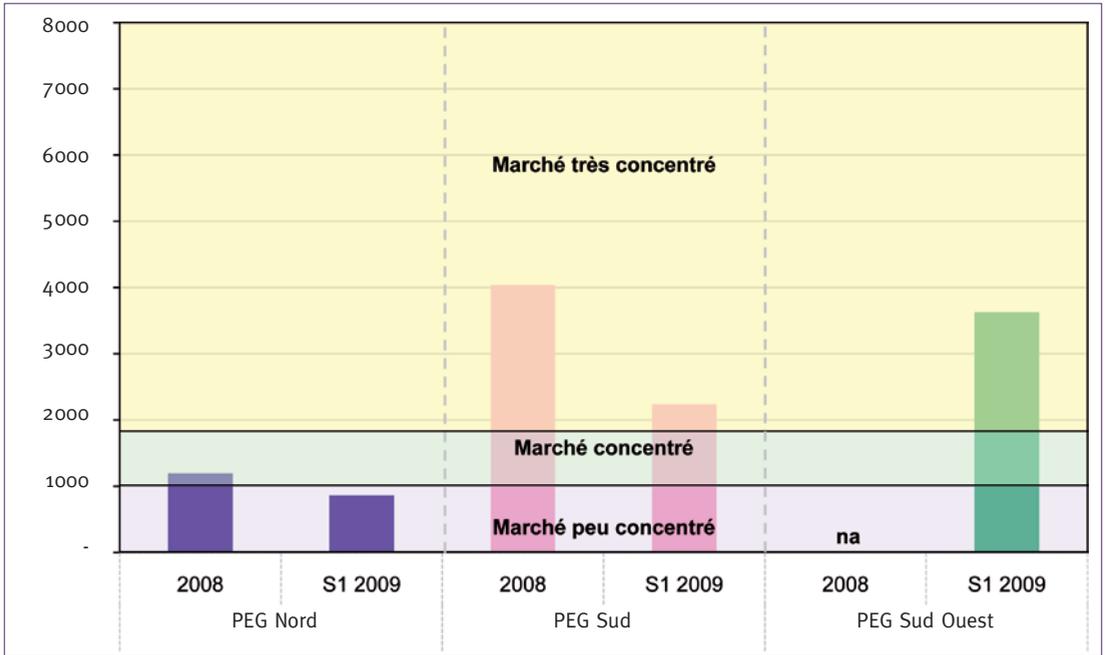
5.b Indice HHI par PEG à la vente sur le marché Future



5.c Indice HHI par PEG à l'achat sur le marché court terme



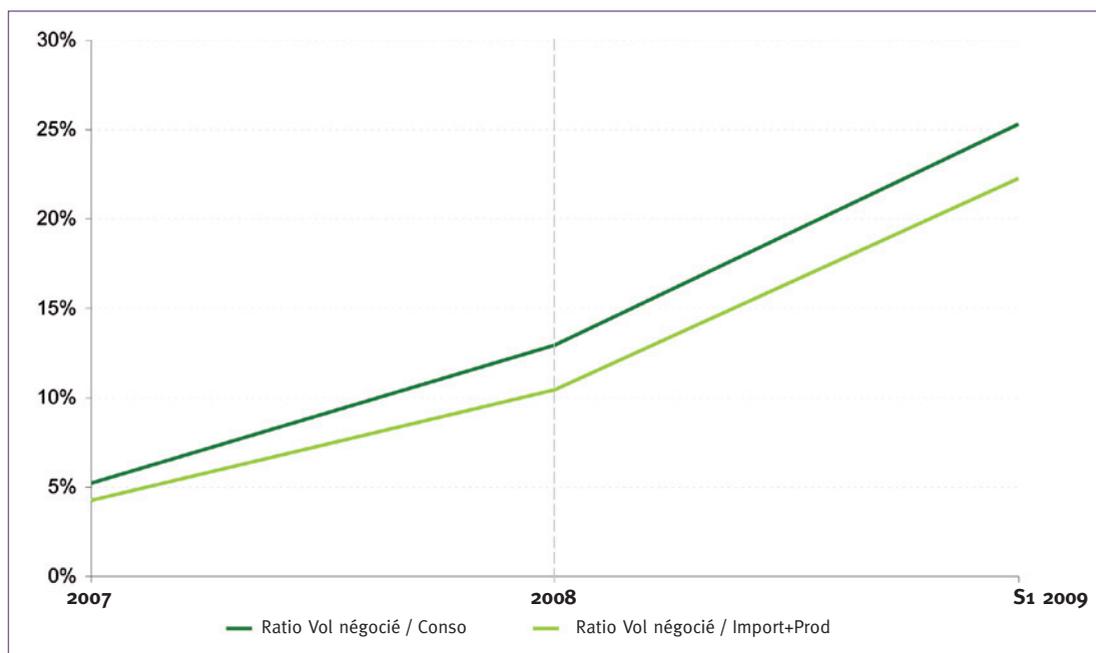
5.d Indice HHI par PEG à l'achat sur le marché *Future*



Sources : Brokers, Powernext – Analyse : CRE
 Note : Pas de transactions à terme au PEG Sud Ouest en 2008

Le graphique ci-dessous permet de mettre en perspective le développement du négoce au regard de la taille du marché français, illustrée par la consommation, les importations et la production. Ainsi, au 1^{er} semestre 2009, le volume négocié sur le marché intermédié a représenté l'équivalent de 1/4 de la consommation du pays (25,3 %). En 2007, ce ratio n'atteignait que 5,2 %, ce qui illustre le développement des échanges sur le marché intermédié depuis 2007.

GRAPHIQUE 6 – Indicateurs du négoce par rapport aux variables macroéconomiques
- 2007 – S1 2009 -



Sources : Brokers, Powernext, GRTgaz, TIGF – Analyse : CRE

Note : Volumes négociés ne concernant que le segment de marché intermédié

De façon générale, la part des transactions intermédiées (brokers, marché organisé) dans le total des échanges est en forte croissance. Ceci est le signe de la maturation du marché de gros gazier français, pour lequel les produits les plus standards sont maintenant traités sur des plateformes multilatérales, offrant de meilleures conditions de visibilité sur les prix et les volumes.

2. LES PRIX DU GAZ

La formation des prix sur les marchés de gros du gaz dépend de trois principaux facteurs :

- la confrontation entre l'offre et la demande ;
- l'influence des cours du pétrole et de ses dérivés, pour les pays où l'approvisionnement par des contrats indexés sur ces produits est prédominant ;
- la corrélation entre les prix de différentes places de marché, en fonction de la possibilité d'arbitrages entre ces places.

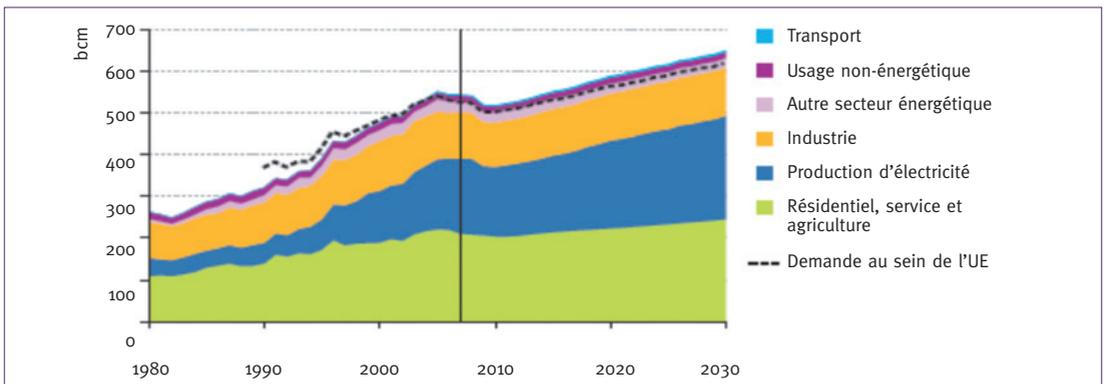
En Europe continentale, les contrats à long terme historiquement négociés selon le principe du *net back*²⁰ et donc indexés sur les produits pétroliers, constituent la source principale d'approvisionnement en gaz de la région. Les prix sur les marchés de gros gaziers sont donc soumis aux prix de ces contrats d'approvisionnement et leur évolution est dictée par les fluctuations des cours des dérivés pétroliers.

Les marchés gaziers ont connu des évolutions significatives depuis le début 2008, qui se sont traduites par des mouvements de grande amplitude sur les prix de marché, dans le monde, en Europe et en France :

- fort recul de la demande de gaz, conséquence de la récession économique (graphique 7) ;
- brutal retournement des cours du pétrole à l'automne 2008, également dans le sillage de la récession ;
- apparition d'excédents d'offre de gaz, liés notamment au développement du GNL ou de sources de gaz non conventionnel (aux États-Unis notamment).

Dans ce contexte, depuis la fin de l'année 2008, les prix de marché de gros français et européens connaissent des variations fortes à la baisse et, en moyenne, décrochent par rapport aux prix des contrats à long terme. Le phénomène s'accroît au cours du 1^{er} semestre 2009. À titre d'exemple, le prix du produit *Day-ahead* au PEG Nord est passé de près de 26 €/MWh en moyenne en 2008 à 15 €/MWh en moyenne sur les six premiers mois de 2009.

GRAPHIQUE 7 – Consommation de gaz naturel et perspectives d'évolution au sein des pays européens membres de l'OCDE



Source : IEA World Energy Outlook 2009, scénario de référence

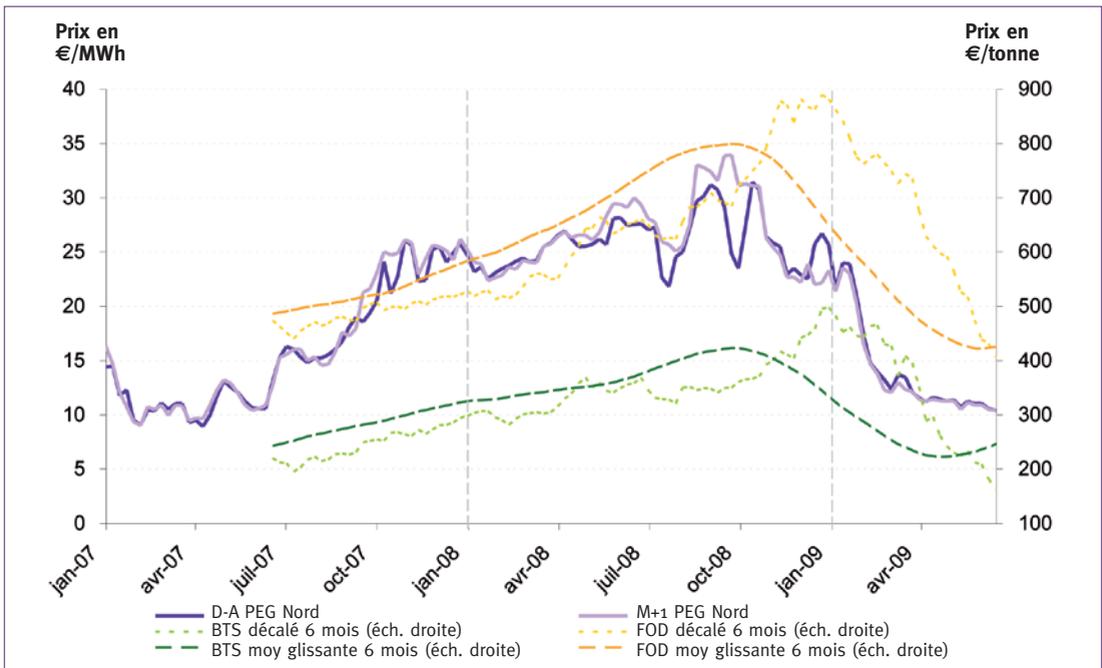
20. Voir Glossaire pour la définition du net-back.



2.1. Les prix de gros du gaz en France suivent sur la majeure partie de 2008 une tendance haussière liée à l'indexation, avec décalage de plusieurs mois, sur les produits pétroliers. Leurs niveaux bas de 2009 reflètent le contexte général de la faiblesse de la demande par rapport au gaz disponible sur les marchés internationaux

Avant le déclenchement de la récession, les fondamentaux du prix du gaz en France sur les marchés de gros restaient liés à ceux des produits pétroliers, avec en général un effet retard de l'ordre de quelques mois, lié aux clauses d'indexation usuelles des contrats d'approvisionnement à long terme. La longue période d'augmentation des cours du pétrole a ainsi entraîné l'augmentation des prix des contrats à long terme, indexés sur les produits pétroliers, jusqu'à la fin 2008. Le retournement brutal des cours du pétrole, amorcé en juillet 2008, n'a eu d'impact sur les contrats à long terme qu'à partir de début 2009, après la période de décalage de plusieurs mois prévue dans les formules d'indexation de ces contrats. L'évolution des prix de marché en France (*Day-ahead*, M+1 au PEG Nord), haussière durant la majeure partie de 2008, est cohérente avec ces constats. À l'inverse, depuis le début de 2009, les prix spot en France baissent fortement et sont même passés durant quelques semaines en dessous de 10 €/ MWh (graphiques 8 et 9).

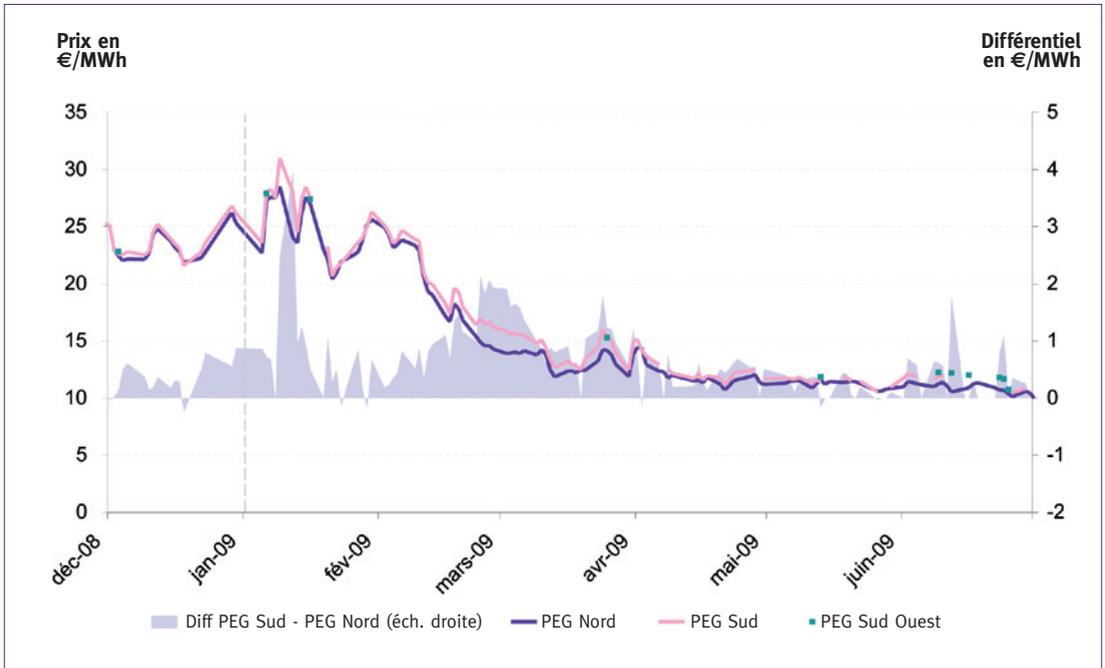
GRAPHIQUE 8 – Évolution des prix des produits pétroliers et prix de marché au PEG Nord
- moyennes hebdomadaires 2007 – juin 2009 -



Sources : Argus, Powernext, Meeddat – Analyse : CRE

Note : prix FOB et BTS : prix moyens calculés sur le territoire national, données FOD en €/hectolitres convertis en €/tonnes (densité : 0,845 kg/l). Les prix de marché présentés correspondent aux prix applicables les jours ouvrés.

GRAPHIQUE 9 – Prix *Day-ahead* au PEG Nord et au PEG Sud
- Prix journaliers nov.2008 – juin 2009 -



Sources : Argus, Powernext – Analyse : CRE

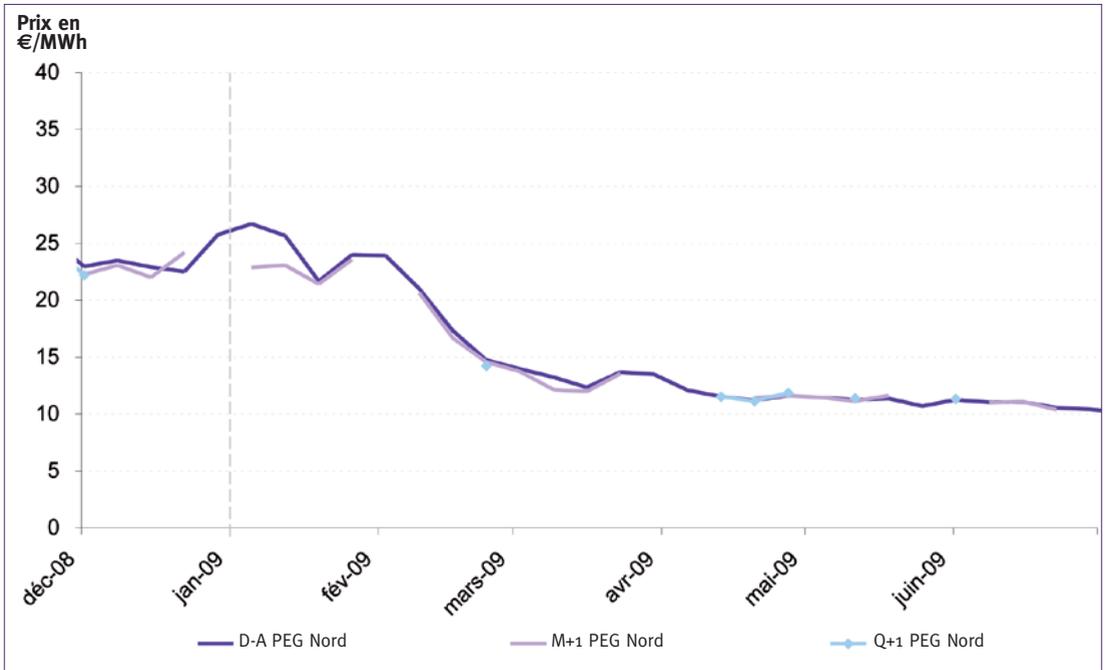
Les niveaux actuels des prix de marché spot en France semblent donc refléter de façon croissante l'effet de la faible demande de gaz et se situent nettement en dessous des niveaux des prix de long terme indexés pétrole. Ainsi, alors que les indices usuels des sous-jacents intervenant dans les formules d'indexation ont été divisés par un facteur de l'ordre de 2 entre leur point haut de 2008 et leur point bas de 2009, l'évolution affichée des prix spot est de l'ordre d'une réduction par 3.

Cette configuration incite les détenteurs de contrats à long terme à exploiter au maximum la flexibilité de leurs clauses *Take or Pay* afin d'accroître leurs achats sur les marchés. Elle est par ailleurs de nature à affaiblir nettement le lien entre prix de marché de gros et contrats à long terme, en France comme en Europe, tant que l'offre de gaz restera excédentaire par rapport à la demande mondiale.

Cette évolution s'observe également sur les prix des produits à terme qui se négocient autour de 15 €/MWh depuis le 1^{er} janvier 2009 (14,40 €/MWh en moyenne au cours du 1^{er} semestre 2009 pour les produits mensuels, 12,70 €/MWh pour les produits trimestriels), ouvrant ainsi des opportunités sur les marchés de gros en France pour les consommateurs industriels, les GRT et les GRD.



GRAPHIQUE 10 – Prix Spot et à terme au PEG Nord
- Moyennes hebdomadaires nov.2008 – juin 2009 -



Source : Powernext – Analyse : CRE

2.2. Les prix de gros évoluent de manière similaire en France et en Europe, même si des décorrélations ponctuelles peuvent se former

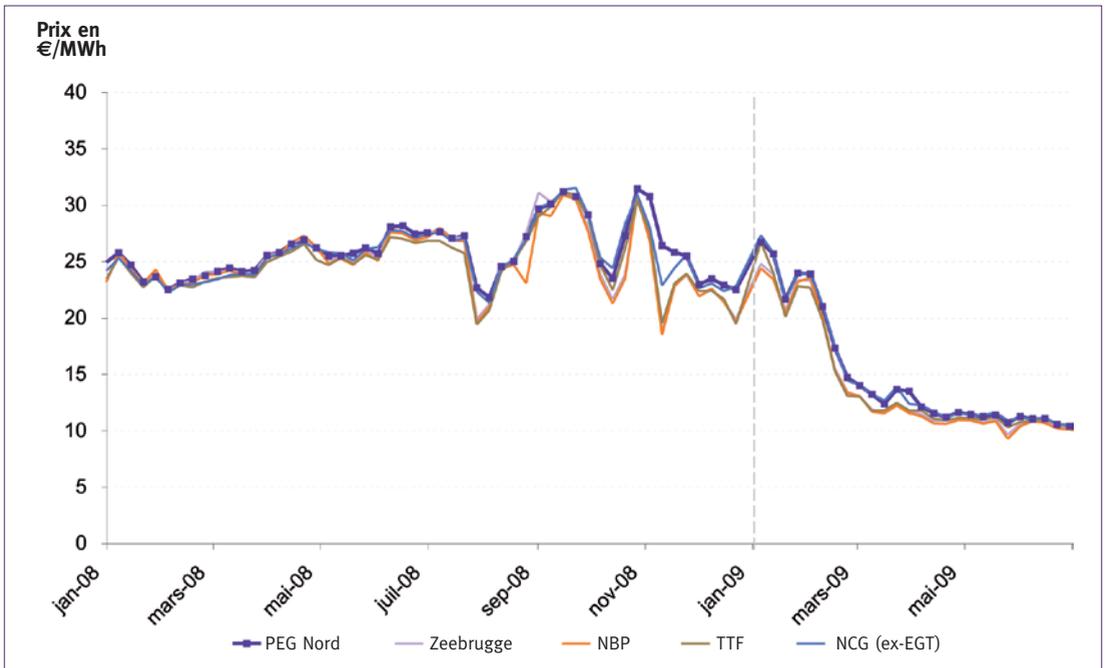
La zone GRTgaz Nord est connectée à de nombreuses sources de gaz. Elle est approvisionnée par le gaz de la Mer du Nord et par le gaz russe, d'une part, et elle est connectée aux marchés belge et allemand, d'autre part. Le marché belge est lui-même connecté au marché britannique par l'Interconnector, qui permet des échanges de gaz dans les 2 sens entre les marchés belge et anglais. Enfin, la zone GRTgaz Nord reçoit directement du GNL par le terminal méthanier de Montoir.



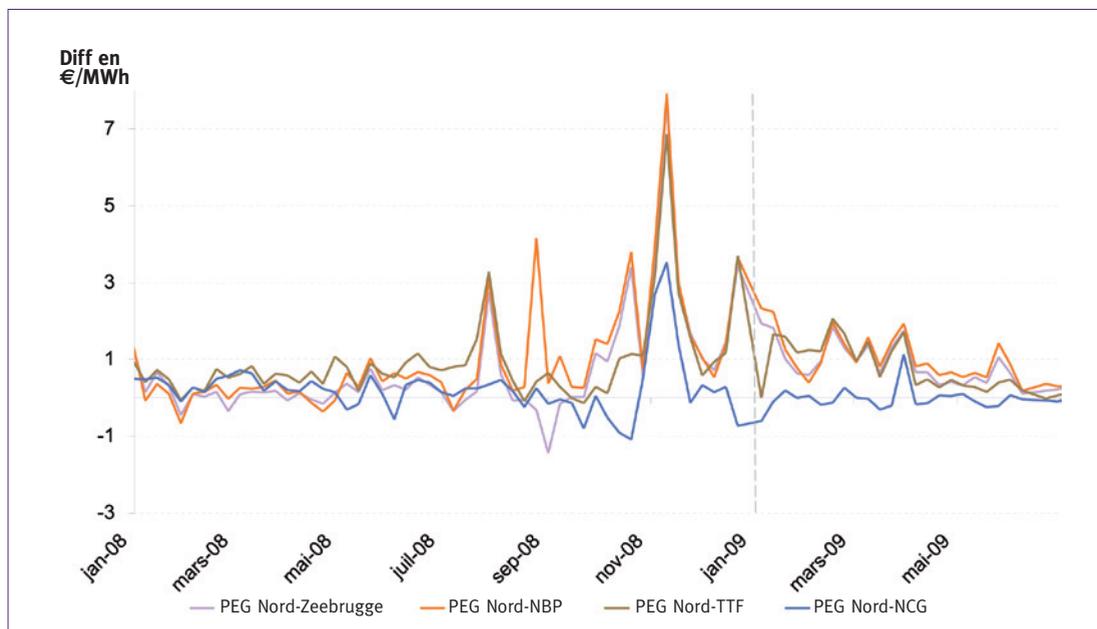
Il existe ainsi des possibilités d'arbitrage entre les différentes sources de gaz et entre les marchés en Europe. Néanmoins, ces possibilités sont conditionnées par les capacités d'interconnexion disponibles entre réseaux de transport et par les différences dans les conditions d'accès à ces réseaux. Des déconnexions ponctuelles entre les prix des différents marchés peuvent donc être observées, même si les tendances suivies sont proches depuis début 2008 et que les écarts de prix entre pays sont globalement limités (graphiques 11 a et b et tableaux 4 a et b).

GRAPHIQUE 11 – Prix *Day-ahead* en France et sur les hubs européens
- 2008 – juin 2009 -

11.a Niveau
- Moyennes hebdomadaires -



11.b Différentiel - Moyennes hebdomadaires -



Sources : Argus, Heren, Powernext – Analyse : CRE

TABLEAU 4 – Différentiel de prix entre la France et les pays avoisinants

4.a Sur les prix spot (Day-ahead)

Différentiel moyen en €/MWh	2007	2008	S1 2009
Zeebrugge (B)	0,28	0,69	0,86
NBP (GB)	0,51	0,95	1,03
TTF (PB)	0,69	0,93	0,80
NCG (All)	Donnée non disponible	0,27	- 0,12

4.b Sur les prix à terme (Month-ahead)

Différentiel moyen en €/MWh	2007	2008	S1 2009
Zeebrugge (B)	0,46	0,20	0,56
NBP (GB)	0,77	0,44	0,64
TTF (PB)	0,47	0,72	0,45
NCG (All)	Donnée non disponible	0,20	- 0,21

Sources : Argus, Heren, Powernext – Analyse : CRE

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

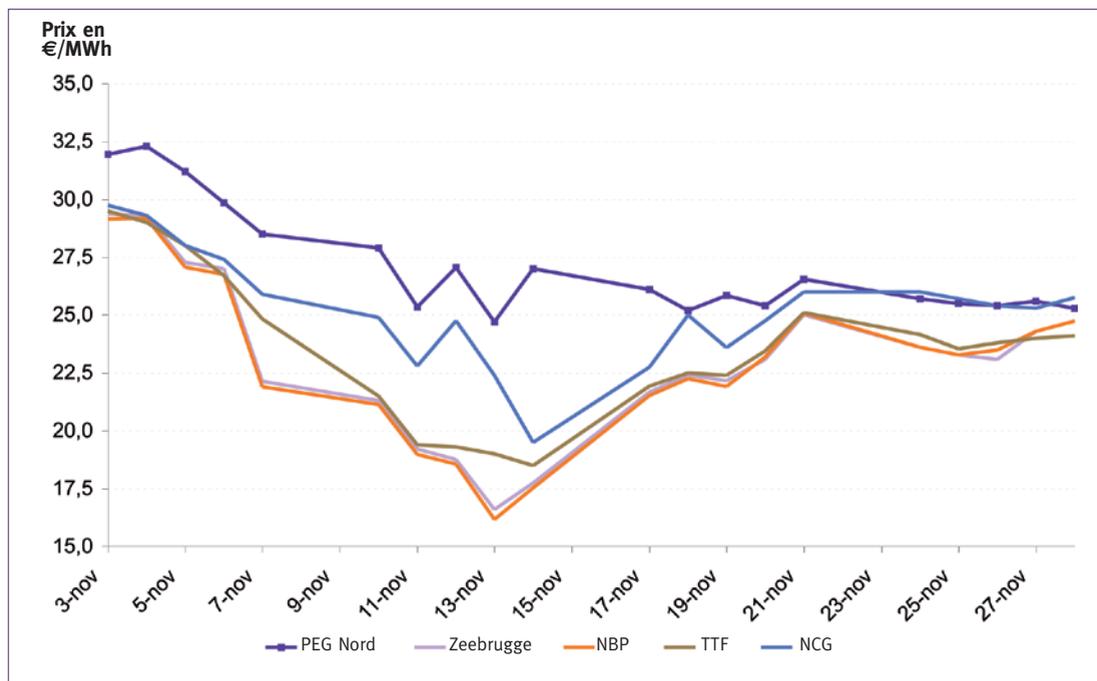
Comme l'indique le tableau 4, le différentiel de prix est structurellement positif entre la France et les pays limitrophes : ainsi, le prix français est en moyenne toujours supérieur aux prix sur les marchés adjacents en raison de la position de la France, en bout de chaîne après la Belgique et l'Allemagne. Cette situation pourrait évoluer à l'avenir grâce aux arrivées de gaz par le sud de la France (par les terminaux méthaniens et les interconnexions avec l'Espagne) et des possibilités accrues d'inversion des flux physiques.

2.3. Des investigations spécifiques ont été menées à la suite de l'apparition d'écart importants de prix du gaz entre le PEG Nord et Zeebrugge en novembre 2008

Des écarts de prix inhabituels en novembre 2008 par rapport aux moyennes historiques

Très corrélés entre eux depuis quelques années (voir section 2.2), les prix *Day-ahead* au PEG Nord et à Zeebrugge s'écartent de façon significative en novembre 2008. Alors que l'écart moyen entre les deux prix se situait à 0,30 €/MWh sur les dix premiers mois de 2008, il s'établit en moyenne à 4 €/MWh au cours du mois de novembre 2008 et s'approche de 10 €/MWh certaines journées. Sur cette période, les marchés NBP et Zeebrugge voient leurs prix chuter brutalement en début de mois, avec une baisse de 11 €/MWh entre le 1^{er} novembre et le 13 novembre. À l'inverse, les prix sur les marchés PEG Nord et NCG enregistrent une baisse beaucoup moins marquée (graphique 12).

GRAPHIQUE 12 – Prix *Day-ahead* sur les hubs européens
- Prix journaliers en novembre 2008 -



Sources : Argus, Powernext – Analyse : CRE

Certains facteurs (système bien approvisionné, températures clémentes et consommation inférieure aux normales saisonnières) ont pu entraîner une variation brutale à la baisse des prix du gaz sur les hubs NBP et Zeebrugge au cours des premiers jours de novembre, corrigée par la suite. La CRE a toutefois jugé utile de mener des investigations auprès de GRTgaz et de certains expéditeurs afin d'identifier les facteurs spécifiques au marché français qui ont pu contribuer à cet état de fait ou qui ont pu freiner la mise en place rapide d'arbitrages entre les deux places de marché belge et française.

Un contexte propice à l'arbitrage entre approvisionnements à long terme et achats de court terme a pu constituer un facteur de soutien pour les prix de marché au PEG Nord

Le retournement brutal des cours du pétrole, amorcé en juillet 2008, constitue un événement majeur pour l'économie des contrats d'approvisionnement à long terme en gaz, indexés sur les produits pétroliers. Les formules d'indexation comprenant en général des moyennes glissantes calculées sur plusieurs mois, la baisse des cours pétroliers ne pouvait se matérialiser de façon significative dans les différents contrats à long terme qu'après prise en compte de ce décalage (graphique 13). Les clauses de flexibilité existant dans ces contrats (possibilité de réduire les volumes livrés dans la limite des contraintes *take or pay*) étaient donc de nature à inciter les acteurs s'approvisionnant par des contrats à long terme à minimiser leurs enlèvements de gaz au titre de ces contrats en reportant leurs besoins sur des achats de court terme au PEG Nord.

GRAPHIQUE 13 – Prix Day-ahead PEG Nord et prix du pétrole décalé de 6 mois
- Prix journaliers 2007 – juin 2009 -



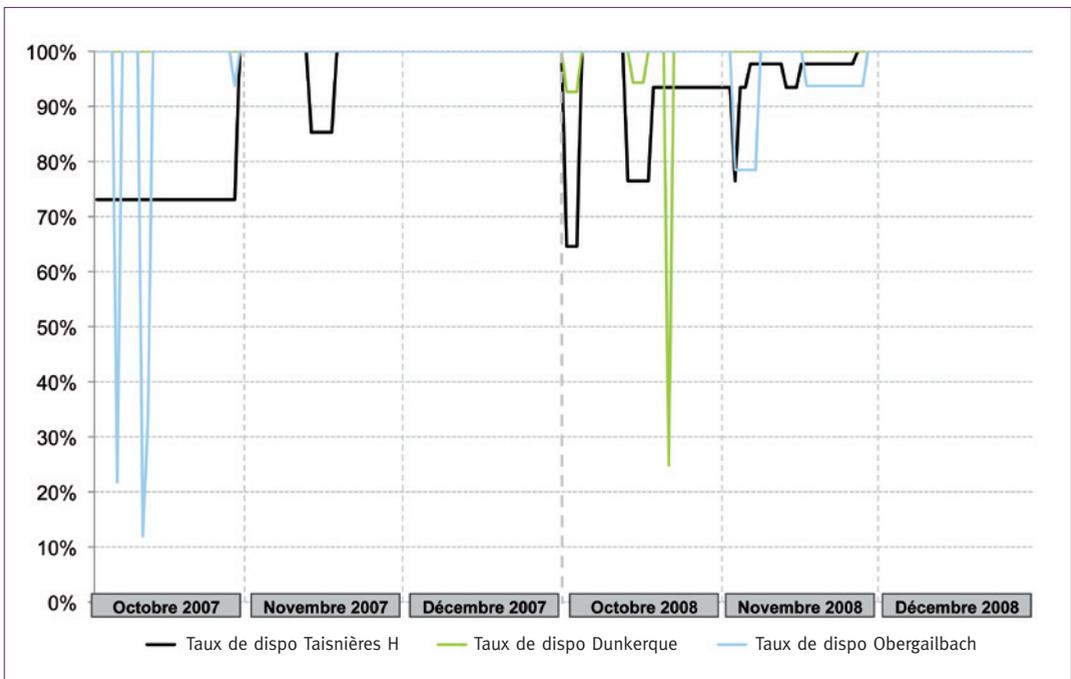
Sources : Argus, Powernext, Bloomberg

De fait, cette configuration peut être reliée à l'augmentation globale des volumes livrés au PEG sur les derniers mois de 2008 (voir section 1.1).

Des maintenances observées sur le réseau de GRTgaz et un manque de capacités court terme disponibles ont été de nature à limiter des possibilités d'arbitrage de très court terme côté français

Novembre 2008 a été une période durant laquelle des maintenances sur le réseau de GRTgaz ont eu lieu simultanément à plusieurs points d'entrée du réseau (graphique 14), les restrictions atteignent 50 GWh/j en moyenne répartis sur Obergailbach et Taisnières H, soit 4,7 % des capacités techniques maximum aux deux points. Même si la présence de maintenances n'est pas rare à cette période, et qu'on observe des maintenances simultanées sur plusieurs points d'entrée du réseau (surtout en été), ce fait a eu des conséquences sur la commercialisation de capacités court terme.

GRAPHIQUE 14 – Taux de disponibilité des points d'entrée Taisnières H, Dunkerque et Obergailbach - 4^e trimestre 2007 et 4^e trimestre 2008 – Capacité réduite / capacité technique - Données journalières -



Source : GRTgaz

Note : Capacité réduite: capacité technique effective planifiée ou réalisée compte tenu des travaux et des conditions d'interruptibilité (sens direct). Capacité technique: capacité technique maximale théorique (ferme + interruptible)

Une analyse fine de l'information communiquée au marché concernant ces programmes de maintenance et la commercialisation de capacités à court terme a été menée. Elle a révélé que :

- la commercialisation de capacité use-it-or-lose-it (UIOLI²¹) était inapplicable en novembre 2008 en période de restrictions de capacités liées à des maintenances²².
- certaines capacités quotidiennes commercialisables ne l'ont pas été (26 GWh/j soit 4,4 % de la capacité technique maximum sur 8 jours en novembre²³). GRTgaz a identifié que la présence d'opérations encore manuelles dans le traitement de la chaîne d'information visant à maximiser les capacités commercialisables auprès des expéditeurs est à l'origine de cette difficulté. La rénovation du système d'information clients à horizon 2011 qui vise à l'automatisation du processus de commercialisation, devrait permettre de mettre un terme à ces difficultés.

Il faut noter, toutefois, que GRTgaz n'a enregistré aucune réclamation d'expéditeur quant à un manque de disponibilité de la capacité sur cette période.

ENCADRÉ – Les opérations effectuées par GDF Suez sont globalement cohérentes avec ces différents constats

Les opérations effectuées par GDF Suez (y compris Gaselys), principal acteur au PEG Nord et pour les livraisons à Taisnières, ont été examinées par la CRE. Les analyses menées révèlent un comportement cohérent avec les points identifiés précédemment, à savoir :

- les flux d'import à Taisnières sont en phase avec les contraintes sur ce point d'entrée liées i) aux maintenances sur le réseau de transport et ii) en amont, sur le transit en Belgique ;
- les enlèvements sur les contrats à long terme sur les points d'entrée de la zone Nord ont été moindres ;
- une situation acheteuse nette tous les jours du mois de novembre sur les produits *Day-ahead* et plus globalement sur les produits pour livraison au mois de novembre au PEG Nord ;
- une utilisation proche du maximum possible des capacités d'entrée à Taisnières à la disposition de Gaselys au cours du mois.

Les arbitrages de très court terme entre la France et la Belgique restent structurellement difficiles à mettre en place

Les mécanismes de commercialisation et d'allocation des capacités de court terme en Belgique sont peu adaptés à des opérations d'arbitrage de très court terme. En effet, pour les capacités de transit de la Belgique vers la France, il n'existe pas d'offre de court terme, les seules capacités disponibles sont proposées par le gestionnaire du réseau belge à la maille mensuelle ou annuelle. Ces capacités

²¹. Voir Glossaire pour la définition du UIOLI p. 110.

²². Il est important de noter que cette règle a évolué depuis le 1er janvier 2009 et la commercialisation de capacités UIOLI est désormais opérationnelle même les jours de maintenance.

²³. Les 9, 10, 11, 12, 16, 17, 18, 25 novembre 2008.

sont interruptibles. Des différences importantes persistent ainsi entre GRTgaz et Fluxys dans la gestion et la commercialisation de la capacité au point d'interconnexion de Taisnières. Cette différence a pu s'avérer gênante en novembre 2008.

Depuis novembre 2008, les améliorations suivantes ont été mises en œuvre :

- le mécanisme de UIOLI s'applique désormais sur le réseau de GRTgaz même en période de maintenance ;
- GRTgaz a fiabilisé le processus visant à déterminer les capacités journalières mises à disposition des expéditeurs et travaille à la rénovation d'ici 2011 de son système d'information. Ceci contribuera à une meilleure fiabilité des données publiées ;
- GRTgaz propose depuis le 1^{er} janvier 2009 une plateforme multilatérale d'échange de capacité sur son réseau commune avec Fluxys (Capsquare).

Les écarts de prix constatés en novembre 2008 entre le PEG Nord et Zeebrugge se sont finalement résorbés et aucun nouvel épisode de décrochage des prix n'a été constaté depuis.

L'amélioration de la coopération entre transporteurs et régulateurs de part et d'autre d'une frontière est un des objectifs prioritaires de l'initiative régionale gazière du Nord-ouest de l'Europe sous l'égide de l'ERGEG, qui a notamment abouti à la signature d'un Memorandum of Understanding entre les régulateurs de cette région. En outre, les framework guidelines prescrites par le 3^e paquet permettront d'harmoniser les conditions d'accès aux réseaux de transport de gaz en Europe et donc fluidifier les échanges entre hubs gaziers européens.



3. L'UTILISATION DES INFRASTRUCTURES GAZIÈRES

Après plusieurs décennies de croissance de la consommation de gaz en France, les pouvoirs publics prévoient en 2009, d'après les scénarii du plan indicatif pluriannuel gaz, une stabilisation ou une légère augmentation de la consommation de gaz naturel d'ici 2020. Pour autant, les besoins d'investissement dans les infrastructures gazières sont en hausse. Traditionnellement développées afin de répondre à l'augmentation régulière de la consommation de gaz, les nouvelles infrastructures sont désormais principalement motivées par la levée des obstacles au développement d'un véritable marché intérieur gazier européen ainsi que par le renforcement de la sécurité d'approvisionnement. Il s'agit d'investissements visant à fluidifier le transport de gaz sur le réseau français et à augmenter les capacités d'interconnexion avec des marchés et des sources de gaz étrangers.

L'émergence d'un marché de gros liquide, concentrant un volume important d'offres et de demandes de la part d'acteurs multiples, suppose que les acteurs de marché puissent faire des offres sans être contraints par le dimensionnement des infrastructures gazières ou les conditions contractuelles d'utilisation du réseau, telles que l'existence de zones d'équilibrage multiples. La mise en place au 1^{er} janvier 2009 de la grande zone GRTgaz Nord, rendue possible par des augmentations de capacité sur cette nouvelle zone, montre comment ces contraintes peuvent être levées.

Les investissements dans les réseaux de transport de gaz en France ont augmenté entre 2007 et 2009, passant de 526 m€ à 736 m€. Une partie de cette augmentation est due au renforcement de la réglementation en matière de sécurité et d'environnement. Toutefois, plus de la moitié de ces investissements est consacrée au développement du réseau principal de transport de gaz.

L'augmentation des investissements dans les infrastructures gazières est appelée à se poursuivre : les plans d'investissement à 10 ans présentés par les transporteurs français en 2009 s'élèvent pour GRTgaz à 6,4 G€ et pour TIGF à 1,1 G€.

Parallèlement à ces investissements, on constate une augmentation du nombre d'utilisateurs des infrastructures gazières françaises (tableau 5).

TABLEAU 5 – Nombre d'expéditeurs ayant réservé de la capacité sur les infrastructures gazières

		01/01/2007	01/01/2008	01/01/2009
Réseau de transport	GRTgaz	25	37	50
	TIGF	8	13	19
Stockage	Storengy (au 01/04)	16	22	23
	TIGF (au 01/04)	8	8	8
Terminaux méthaniers	Terminal de Montoir	3	4	5
	Terminal de Fos Tonkin	1	2	2

Sources : GRTgaz, TIGF, Storengy, Elengy

C'est principalement la zone GRTgaz Nord qui bénéficie de ce développement, tandis que les zones au sud de la France (GRTgaz Sud et TIGF) connaissent une progression moins rapide du nombre d'expéditeurs.

3.1. Les conditions d'utilisation des infrastructures dans la zone GRTgaz Nord ont été améliorées et les infrastructures ont été utilisées par un nombre croissant d'expéditeurs

La zone GRTgaz Nord concentre aujourd'hui environ 90 % des capacités d'importation de gaz en France : 2 150 GWh/j sur un total de 2 405 GWh/j.

Une amélioration significative de l'accès aux infrastructures dans la zone GRTgaz Nord

Les conditions d'utilisation des infrastructures gazières françaises dans le Nord de la France ont évolué au 1^{er} janvier 2009 avec la mise en place d'une grande zone Nord sur le réseau de GRTgaz, issue de la fusion des anciennes zones Est, Nord et Ouest de GRTgaz. Cette fusion, décidée en 2005, a nécessité des investissements importants, pour assurer la fluidité des mouvements de gaz indispensable au bon fonctionnement d'une zone de marché aussi large. Ceci a donné naissance à une zone de marché d'environ 350 TWh de consommation annuelle, permettant la mise en concurrence du gaz naturel produit en Europe du Nord, en Russie et du gaz naturel liquéfié, et raccordée directement aux places de marché belge (Zeebrugge) et allemande (NCG). Cet accroissement des possibilités de diversification des sources d'approvisionnement des expéditeurs est bénéfique pour la sécurité d'approvisionnement et permet aux différents fournisseurs d'accéder à un plus grand nombre de clients à partir d'un même point d'entrée.

Très attendue par les acteurs du marché, la mise en place de cette nouvelle zone s'est faite sans incident.

Les accès aux marchés adjacents en amélioration

Ces possibilités d'arbitrage accrues sont renforcées par l'amélioration des conditions d'accès au réseau sur les réseaux en amont de la zone GRTgaz Nord. En Allemagne, la zone NetConnectGermany, qui constitue désormais une zone « Grand Sud » par laquelle transite plus de 50 % du gaz en Allemagne, est en passe de devenir une des places de marché les plus dynamiques d'Europe continentale. Cette zone est reliée à la zone GRTgaz Nord au point d'interconnexion d'Obergailbach par le gazoduc Megal. L'émergence de cette place de marché et sa connexion avec la zone Nord de GRTgaz a été rendue possible grâce aux nombreuses fusions de zones ayant eu lieu en Allemagne depuis 2007.

Côté belge, la zone Nord est reliée à la place de marché de Zeebrugge, un des hubs gaziers les plus liquides d'Europe continentale, par le biais du réseau de transit de Fluxys.

L'accès à ces places de marché adjacentes à la zone Nord est néanmoins aujourd'hui encore restreint par les conditions d'accès à la capacité de transport différentes de part et d'autre de la frontière. Ainsi, si GRTgaz offre 20 % de ses capacités d'entrée à court terme (durée d'un an et moins), il n'en est pas de même sur les réseaux adjacents où la totalité de la capacité ferme est souscrite à long terme.



Un marché secondaire de la capacité qui peine à décoller

Le marché secondaire de la capacité devrait permettre d'améliorer l'accès aux capacités de transport. Or, si la mise en place de Capsquare par GRTgaz et Fluxys offre un outil dédié à l'échange de capacité sur les réseaux de transport entre Zeebrugge et le PEG Nord, il reste peu utilisé à ce jour.

Un accès aux capacités de transport plus largement réparti entre expéditeurs dans la zone GRTgaz Nord

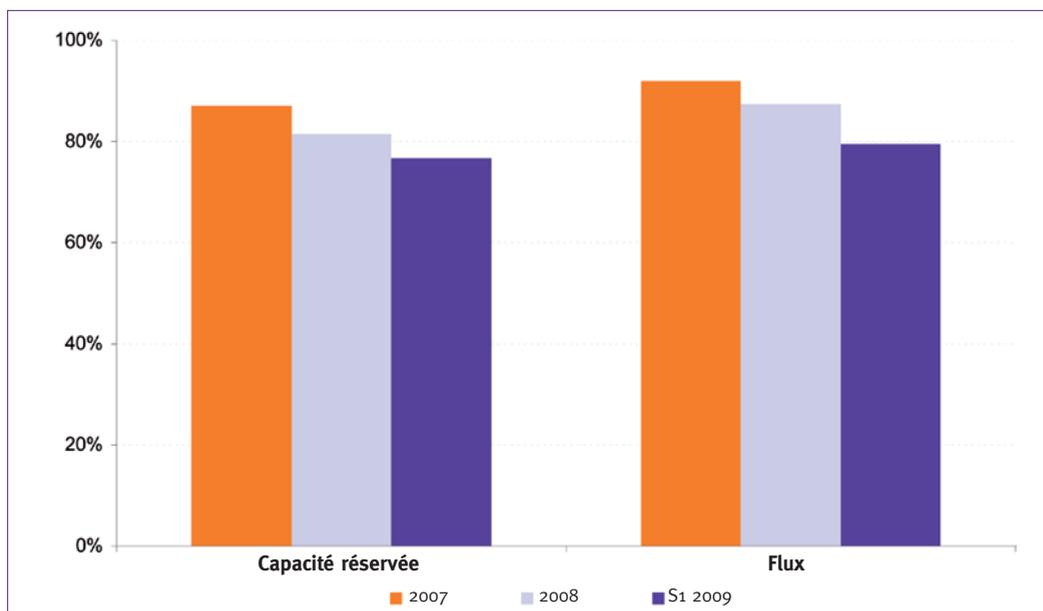
L'amélioration des conditions d'accès aux infrastructures a permis l'accroissement du nombre d'expéditeurs actifs dans la zone GRTgaz Nord.

L'augmentation globale du nombre d'expéditeurs se retrouve aux points d'interconnexion de la zone Nord. À Taisnières, il y avait ainsi 22 expéditeurs actifs au 1^{er} semestre 2009 contre 14 en 2007 et le nombre d'expéditeurs est resté quasiment stable à Obergailbach et Dunkerque. Quant au terminal de Montoir, il comptait au 1^{er} semestre 2009 5 utilisateurs contre 3 en 2007.

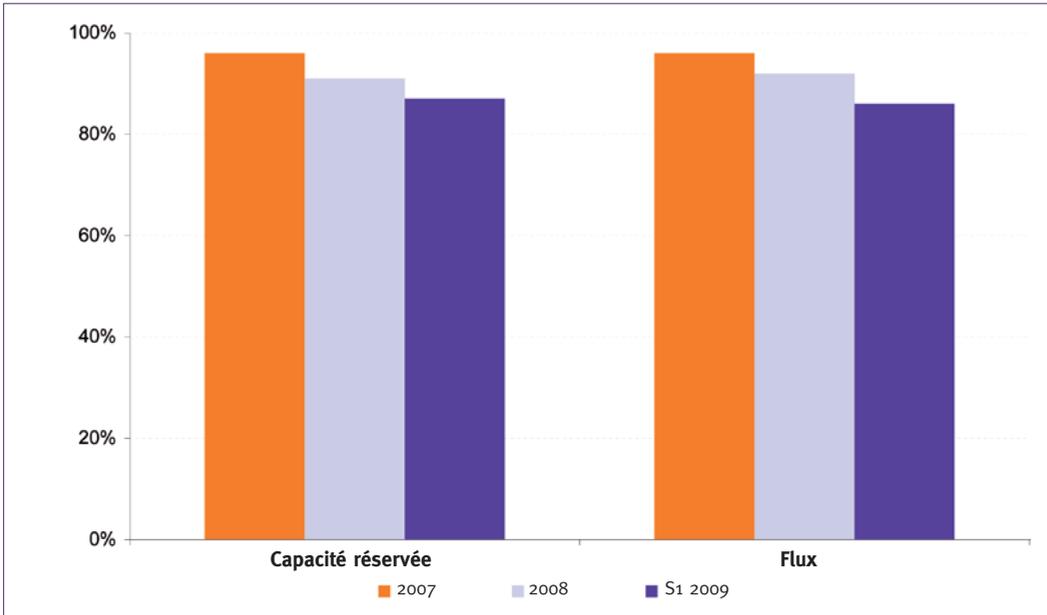
Comme le montrent les graphiques 15, la capacité réservée dans la zone Nord de GRTgaz par les trois plus importants expéditeurs a diminué entre 2007 et 2009 à Taisnières et Dunkerque. À Taisnières, la part de la capacité réservée par les trois premiers expéditeurs passe de 87 % en 2007 à 77 % au 1^{er} semestre 2009. En revanche, cette part a augmenté à Obergailbach.

GRAPHIQUE 15 – Réserve et utilisation des capacités d'entrée par les trois plus gros expéditeurs
- En %, 2007 – S1 2009 -

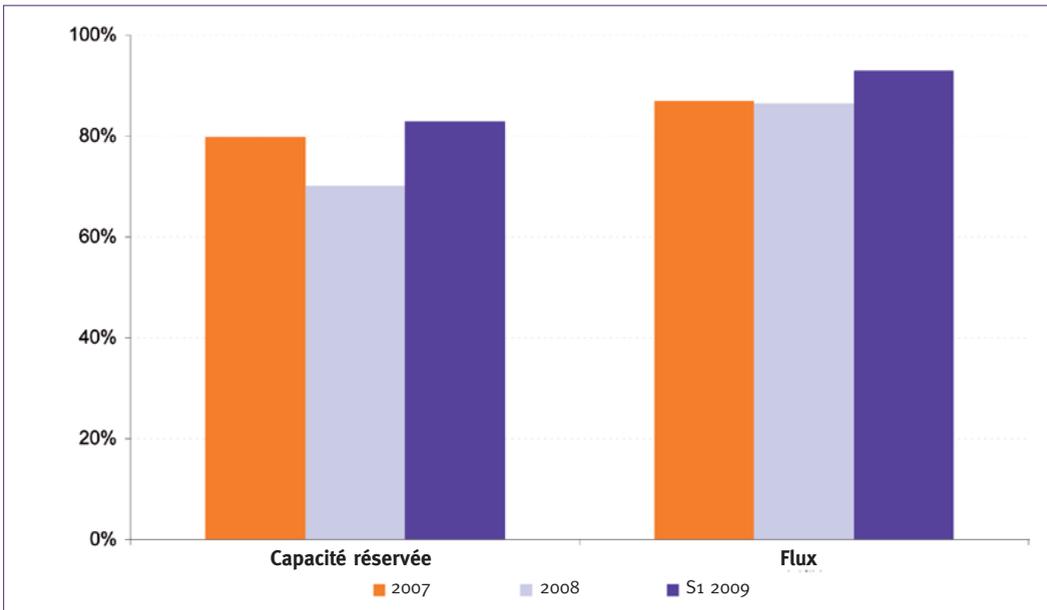
15.a Trois plus gros expéditeurs à Taisnières H



15.b Trois plus gros expéditeurs à Dunkerque



15.c Trois plus gros expéditeurs à Obergailbach



Source : GRTgaz – Analyse : CRE



Quatrième point d'entrée de gaz sur la zone GRTgaz Nord, le terminal méthanier de Montoir-de-Bretagne est aussi utilisé par un nombre croissant d'utilisateurs (cf. ci-dessus). Le nombre de déchargements réservés par des expéditeurs en service « bandeau »²⁴ (émission constante sur le réseau sur 30 jours) a diminué de 15 en 2007 à 11 par an en 2008 et 2009. Le nombre de déchargements réalisés en service « bandeau » a quant à lui augmenté, passant de 1 en 2007 à 2 en 2008 et 5 au 1^{er} semestre 2009.

Une utilisation des stockages partagée entre un nombre croissant d'expéditeurs

L'utilisation des stockages suit la même tendance que l'utilisation du réseau de transport dans la zone GRTgaz Nord. L'évolution des capacités de stockage reflète celle des portefeuilles de clients finals des fournisseurs. En effet, en France, les droits de stockages sont attribués chaque année par arrêté ministériel en fonction de ce portefeuille. Ces droits de stockage représentent en 2009 environ 89 % de la capacité totale de stockage vendue en France.

Pour la période avril 2008 à mars 2009, les capacités de stockage dans la zone GRTgaz Nord sont détenues par 22 expéditeurs, les trois premiers détenant 91,9 % de ces capacités. Au 1^{er} avril 2009, les capacités de stockage sont détenues par 23 expéditeurs, les trois premiers détenant 91,3 % de ces capacités.

Au 1^{er} novembre 2009, 26 expéditeurs détenaient des capacités de stockage. Parmi ces 26 expéditeurs, 7 ne disposant pas de droits de stockages ont pu réserver de la capacité lors de la commercialisation par Storengy et TIGF de la capacité de stockage non attribuée par le mécanisme des droits de stockage.

Une utilisation des stockages satisfaisante malgré des conditions difficiles

Les infrastructures de stockage ont été très sollicitées au cours de l'hiver 2008-2009. En effet, un hiver particulièrement froid combiné à la crise russo-ukrainienne a conduit à soutirer des volumes de gaz particulièrement importants, notamment des stockages salins, lors du mois de janvier 2009. Au 31 mars 2009, les quantités de gaz en stock s'élevaient à 27,8 TWh, soit un niveau particulièrement bas en comparaison aux autres années. Au 1^{er} novembre 2009, les stockages français étaient à nouveau très bien remplis, pour atteindre 139,8 TWh, soit 99,8 % des capacités totales de stockage.

TABLEAU 6 – Niveau du gaz en stock en France
- 2007 – 2009 -

Volume en TWh	31/03/2007	31/03/2008	01/11/2008	31/03/2009	01/11/2009
Storengy	26,9	38,8	110,4	20,7	111,2
TIGF	7,4	11,3	27,1	7,1	28,6
Total	34,3	50,1	137,5	27,8	139,8

Sources : TIGF, Storengy

²⁴. Service « bandeau » : voir glossaire pour la définition.

**ENCADRÉ – Des infrastructures mobilisées au maximum
lors de la crise russo-ukrainienne qui ont permis de garantir
la continuité de l’approvisionnement gazier en France**

La crise entre la Russie et l'Ukraine de janvier 2009 s'est inscrite, pour la France et le nord-ouest de l'Europe, dans un contexte d'augmentation significative de la consommation de gaz en raison d'une vague de froid.

La consommation journalière de gaz entre le 6 et le 9 janvier a augmenté en moyenne de 433 GWh/jour, soit 20 %, par rapport aux 7 jours précédents. Puis la consommation de gaz est revenue dans les normales saisonnières à compter du 12 janvier, en raison de la remontée progressive des températures.

Les importations de gaz russe en France au point d'entrée Obergailbach ont diminué de façon brutale à partir du mardi 6 janvier 2009 en chutant de 76 %, à 94 GWh/j, sur cette journée par rapport aux flux moyens des 7 jours précédents. Les flux de gaz entrant à Obergailbach se sont ensuite stabilisés entre le 6 et le 19 janvier à ce niveau pour revenir à la normale à partir du 20 janvier (268 GWh).

En France, la diminution brutale des livraisons de gaz russe a eu des répercussions sur les infrastructures gazières, mais la sollicitation des réseaux de transport et le recours aux groupements de stockage a permis d'éviter toute interruption de fourniture pour les clients finals français.

Le manque de gaz russe et l'augmentation de la consommation ont été en majeure partie compensés par le recours aux stockages (moitié salins / moitié aquifères). Aux premiers jours de la crise, les stockages de Salins Sud ont ainsi permis de couvrir à hauteur de 45 % l'augmentation des besoins en gaz. Le groupement de stockage de Salins Sud, qui doit permettre de faire face à une éventuelle pointe de froid en fin d'hiver, est repassé en mode injection à partir du 18 janvier.

La zone TIGF, qui a dû approvisionner les clients situés sur sa zone sans apport de gaz en provenance de la zone Sud de GRTgaz, a également contribué à l'équilibre du système français dans son ensemble.

L'évolution de l'utilisation des infrastructures gazières dans la zone GRTgaz Nord a permis une plus grande liquidité du PEG Nord

Conséquence du développement des infrastructures de transport dans la zone GRTgaz Nord et de leur utilisation, un nombre croissant d'expéditeurs sont capables de livrer et de prendre livraison du gaz dans le Nord de la France. La liquidité des échanges de gaz au PEG Nord s'est sensiblement accrue depuis 2007 (*cf.* chapitre 1).

Une évolution récente devrait aussi contribuer à l'amélioration de la liquidité en zone Nord : l'utilisation par GRTgaz à partir du 1^{er} décembre 2009 de la plateforme de Powernext pour la couverture d'une partie de ses besoins d'équilibrage, précédemment effectuée par le biais d'une plateforme dédiée. Cette concentration de la liquidité sur une plateforme unique devrait contribuer à l'émergence d'un prix de référence dans la zone Nord.

3.2. Les conditions d'utilisation des infrastructures dans le Sud de la France ont été simplifiées, mais demeurent encore largement perfectibles

L'approvisionnement du Sud de la France a été particulièrement tendu en 2009, comme le démontre le taux d'utilisation très élevé de ses deux principaux points d'entrée au 1^{er} semestre 2009 : 96 % pour la liaison entre GRTgaz Nord et GRTgaz Sud et 84 % pour le terminal méthanier de Fos Tonkin. Dans ces conditions exceptionnelles, les mécanismes de marché à la liaison Nord-Sud ont bien fonctionné. Même si plus de 20 expéditeurs détiennent des capacités Nord-Sud, la capacité disponible a été utilisée en quasi-totalité et les expéditeurs ont réussi à respecter les contraintes d'équilibrage. Cette tension est le reflet de la forte consommation constatée au 1^{er} trimestre 2009 du fait du climat froid et de l'utilisation des stockages. Par la suite, le remplissage des stockages, dont les niveaux étaient très bas à la fin de l'hiver, a sollicité très fortement les infrastructures.

Un approvisionnement contraint dans le Sud de la France

Pour son approvisionnement, la zone GRTgaz Sud dispose du terminal méthanier de Fos Tonkin d'une capacité de regazéification de 7 Gm3 par an, soit environ 250 GWh/j. La capacité d'importation de la zone TIGF est marginale : le point d'interconnexion de Biriadou a une capacité de 5 GWh/j et seuls des flux rebours virtuels sont possibles à Larrau. La production de Lacq représente environ 30 GWh/j.

Pour couvrir leur consommation moyenne journalière, les deux zones du Sud de la France dépendent du gaz arrivant de la zone GRTgaz Nord. Les risques pesant sur l'approvisionnement de cette zone sont donc plus élevés que pour la zone GRTgaz Nord.

Si, sur l'ensemble du réseau de GRTgaz, le nombre d'expéditeurs actifs a fortement augmenté en 2008, le terminal de Fos Tonkin (géré par Elengy) reste réservé et utilisé par un très petit nombre d'expéditeurs (cf. ci-dessus). Ce terminal a été très fortement utilisé en 2009.

TABLEAU 7 – Taux d'utilisation du terminal de Fos Tonkin
- 2007 – S1 2009 -

2007	2008	1 ^{er} semestre 2009
72 %	71 %	84 %

Source : GRTgaz – Analyse : CRE

En zone TIGF, la capacité d'importation de Biriadou n'a été utilisée que par 1 utilisateur en 2007, 4 en 2008 et 3 au 1^{er} semestre 2009. La capacité rebours de Larrau a été réservée par 3 utilisateurs en 2007, 4 en 2008 et 3 au 1^{er} semestre 2009, pour des flux légèrement supérieurs à ceux transitant par Biriadou.

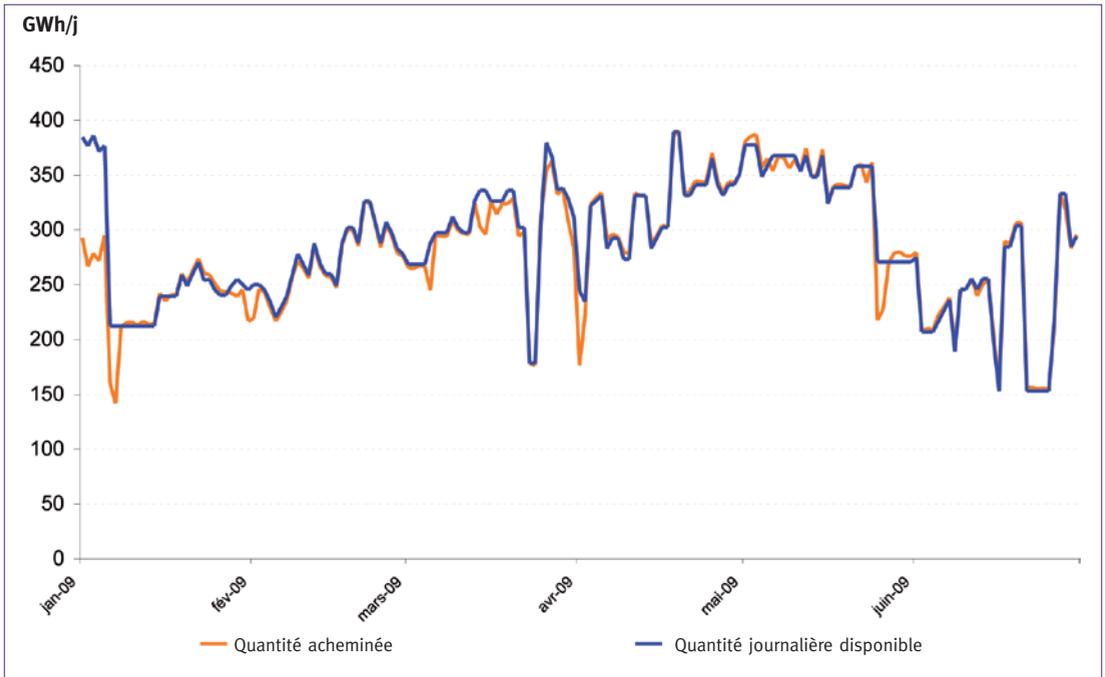
Une contrainte à la liaison Nord-Sud atténuée grâce à un mécanisme d'UIOLI court terme efficace

La liaison entre les zones GRTgaz Nord et GRTgaz Sud est cruciale pour l'approvisionnement en gaz du Sud de la France, mais aussi 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^{er} janvier 2009 pour des durées de 2, 3 ou 4 ans, doublant ainsi le nombre d'expéditeurs susceptibles d'accéder à la zone GRTgaz Sud.

Le graphique ci-dessous montre la très forte utilisation de cette interconnexion, puisqu'au 1^{er} semestre 2009, elle est utilisée à environ 96 % en moyenne.

GRAPHIQUE 16 – Utilisation de la liaison Nord-Sud
- En GWh/j, janvier – juin 2009 -



Source : GRTgaz – Analyse : CRE

Note : **Quantité acheminée** : somme des quantités de gaz allouées aux expéditeurs (sens Nord-Sud). **Quantité journalière disponible** : capacité technique effective réalisée compte tenu des travaux et des conditions d'interruptibilité (sens Nord-Sud)

Cette utilisation maximale de la liaison Nord-Sud a été rendue possible par la mise en place de nominations en ce point permettant l'application du mécanisme de Use-it-or-lose-it (UIOLI) court terme interruptible. Ce mécanisme permet aux expéditeurs de nommer des quantités supérieures à celles 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 plus que leur réservation. La capacité ainsi réallouée est interruptible, son détenteur initial conservant le droit de changer 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.

L'optimisation de l'utilisation de la liaison Nord-Sud et le bon fonctionnement du mécanisme d'UIOLI court terme expliquent probablement l'absence de pic de prix dans le Sud de la France en dépit de son approvisionnement très tendu. La

différence de prix entre le PEG Sud et le PEG Nord s'est maintenue en 2009 à un niveau voisin ou inférieur au prix de la capacité ferme.

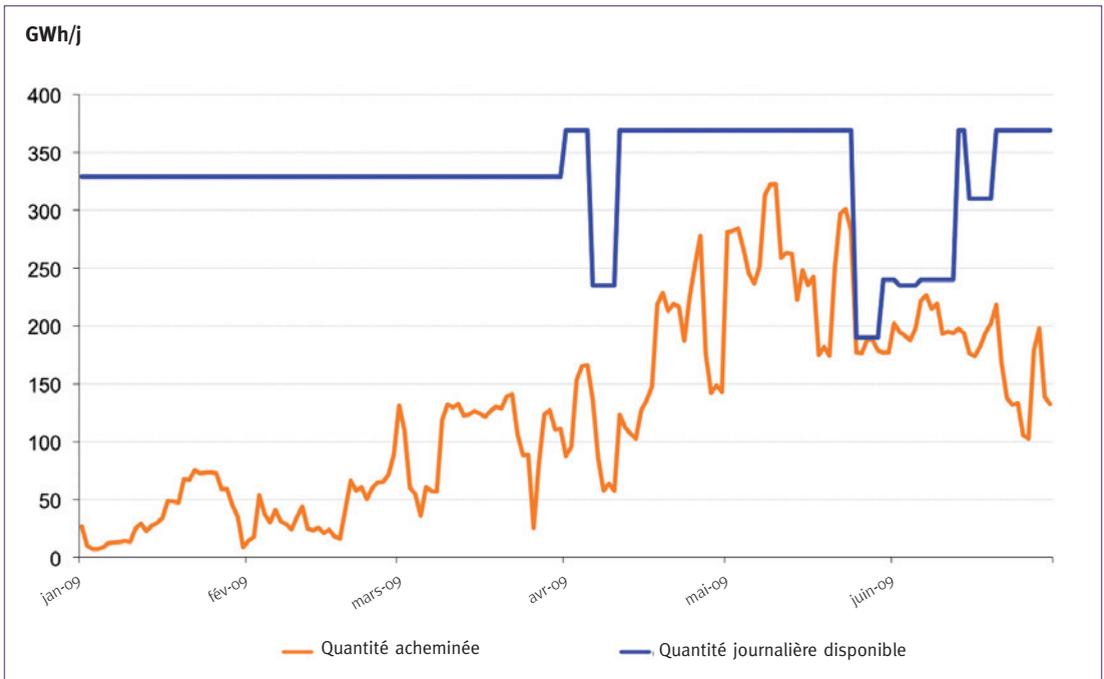
Le remplissage des stockages dans le Sud de la France s'est effectué de manière très satisfaisante, les stockages étant pleins à l'entrée de l'hiver en dépit de niveaux très bas au début de l'été.

Pas de contrainte visible entre les zones TIGF et GRTgaz Sud

Si l'approvisionnement du Sud de la France est particulièrement tendu, la liaison entre les zones GRTgaz Sud et TIGF ne semble pas être contrainte. Le développement des capacités à l'interface entre GRTgaz Sud et TIGF et la simplification des produits de capacité vendus au 1^{er} janvier 2009 ont permis un meilleur accès à la zone TIGF. Au 1^{er} semestre 2009, 14 expéditeurs ont réservé de la capacité dans le sens GRTgaz Sud vers TIGF et 9 dans le sens opposé.

Au 1^{er} semestre 2009, la liaison est utilisée à 40 % en moyenne dans le sens GRTgaz Sud vers TIGF et à 13 % dans le sens opposé.

GRAPHIQUE 17 – Utilisation de la capacité au PIR Midi dans le sens GRTgaz Sud vers TIGF
- En GWh/j, janvier – juin 2009 -



Source : GRTgaz – Analyse : CRE

L'utilisation de cette liaison est ainsi nettement moins tendue que celle de la liaison Nord-Sud.

Les futurs développements de nature à lever les contraintes d'approvisionnement et à permettre l'émergence d'un marché de gros au Sud de la France

Si l'approvisionnement du Sud de la France s'effectue pour l'instant de manière satisfaisante, il n'en est pas moins soumis à de fortes tensions, du fait de capacités d'entrée de cette zone permettant tout juste de couvrir sa consommation et les flux liés aux injections de gaz dans les stockages.

Cette situation devrait s'améliorer dès la mise en service complète du terminal de Fos Cavaou, actuellement en essai et qui vient d'obtenir une autorisation d'exploitation provisoire à hauteur de 20 % de sa capacité.

La création de capacités fermes d'importation, même limitée à 1 Gm³/an, au point d'interconnexion de Larrau en novembre 2010 relâchera quelque peu la contrainte d'approvisionnement de la zone Sud. Par la suite, à l'horizon 2013, à la suite de l'Open Season réalisée en septembre 2009, la capacité au point d'interconnexion de Larrau sera portée à 5,5 Gm³/an dans les deux sens.

Tout comme pour la zone GRTgaz Nord, ces développements de capacité d'entrée sont nécessaires pour qu'un marché de gros liquide puisse émerger.

L'émergence d'un marché de gros liquide dans le Sud de la France est ralentie par l'existence de deux places de marché

Des capacités d'entrée suffisantes ne garantissent pas à elles seules l'émergence d'un marché de gros efficace. Pour cela, il faut aussi que les volumes échangés et le nombre d'acteurs soient suffisants, sans quoi la liquidité et la profondeur des échanges nécessaires resteront absentes. L'existence de deux places de marché dans le Sud de la France, le PEG Sud et le PEG Sud Ouest segmente le volume des échanges et isole les acteurs de ces deux marchés.

Conclusion : Une évolution de l'utilisation des infrastructures encourageante dans le Nord de la France, avec des résultats visibles sur le marché de gros...

Les évolutions récentes de l'accès aux infrastructures et de leur utilisation dans la zone Nord permettent aujourd'hui à cette zone de réunir la plupart des éléments pour devenir une place de marché efficace et sur laquelle les fournisseurs de gaz naturel peuvent compter pour assurer l'équilibre de leurs besoins et de leurs ressources. Pour autant, plusieurs points restent encore à améliorer, dont l'harmonisation des conditions d'accès aux réseaux entre la zone GRTgaz Nord et les marchés adjacents, l'émergence d'un véritable marché secondaire de la capacité, la possibilité de réaliser des flux physiques de la France vers la Belgique et l'Allemagne.

...alors que le Sud doit encore progresser

Dans le Sud de la France, des freins au développement du marché subsistent : un approvisionnement contraint par le dimensionnement actuel des capacités d'entrée et l'existence de deux places de marché distinctes. Toutefois, les conditions d'accès au Sud de la France devraient s'améliorer avec la mise en service de Fos Cavaou et le développement des interconnexions avec l'Espagne.

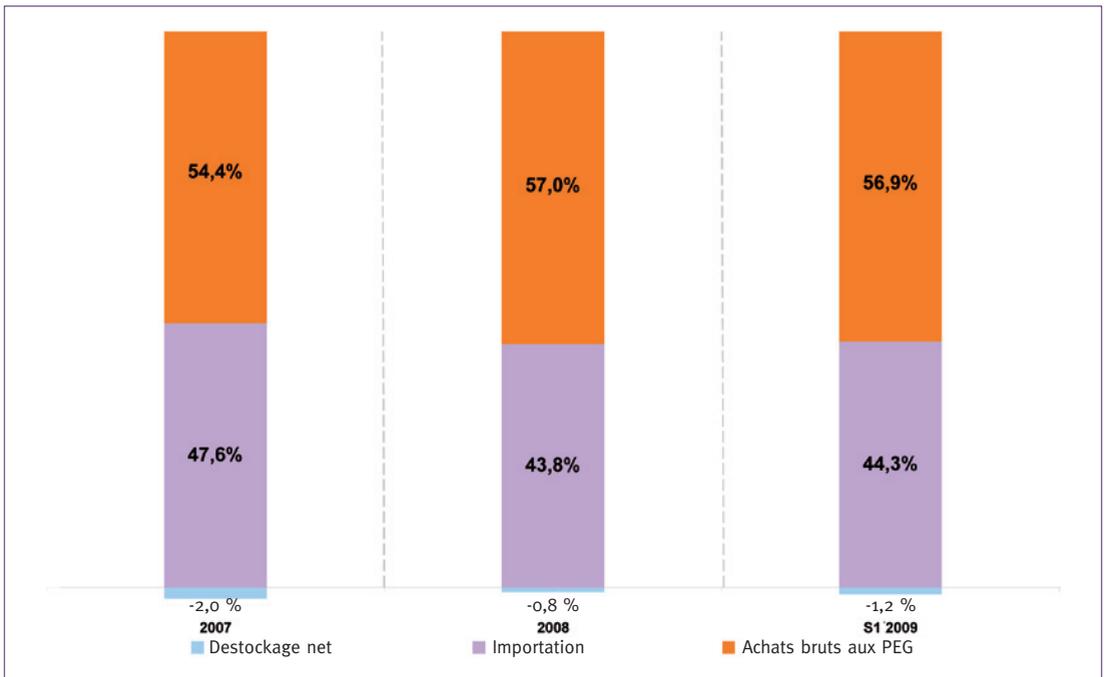
4. L'APPROVISIONNEMENT DES ACTEURS

Cette dernière section est consacrée à l'analyse de l'approvisionnement des acteurs sur le marché français du gaz. Une attention particulière est portée sur l'approvisionnement des fournisseurs alternatifs²⁵ en zones Sud et Sud Ouest. Des éléments globaux d'analyse des données collectées en 2008 sur les produits saisonniers et annuels pour livraison en 2008 et 2009 sont apportés.

4.1. La structure entre importations et achats au PEG pour les nouveaux entrants en France est équilibrée

Le graphique 18 illustre la structure en pourcentage des approvisionnements des nouveaux entrants sur l'ensemble du territoire. Si les importations sont très majoritairement réalisées par les fournisseurs historiques français, ceux-ci cèdent une partie du gaz importé aux PEG, constituant la source d'approvisionnement majoritaire des nouveaux entrants. La structure de l'approvisionnement des nouveaux entrants est stable dans le temps. Leur niveau d'activité est en progression constante : en 2008 les nouveaux entrants ont réalisé 13,5 % des livraisons aux clients finals en France contre 12,1 % en 2007 et 7,8 % en 2006. Les approvisionnements des expéditeurs servent à alimenter leurs clients finals, une partie de l'approvisionnement étant également exportée et vendue aux PEG.

GRAPHIQUE 18 – Approvisionnements des nouveaux entrants en France par source
- En %, 2007 – S1 2009 -



Sources : GRTgaz, TIGF – Analyse : CRE

²⁵ Les fournisseurs alternatifs ou nouveaux entrants regroupent l'ensemble des expéditeurs qui ne sont pas des fournisseurs historiques en France.

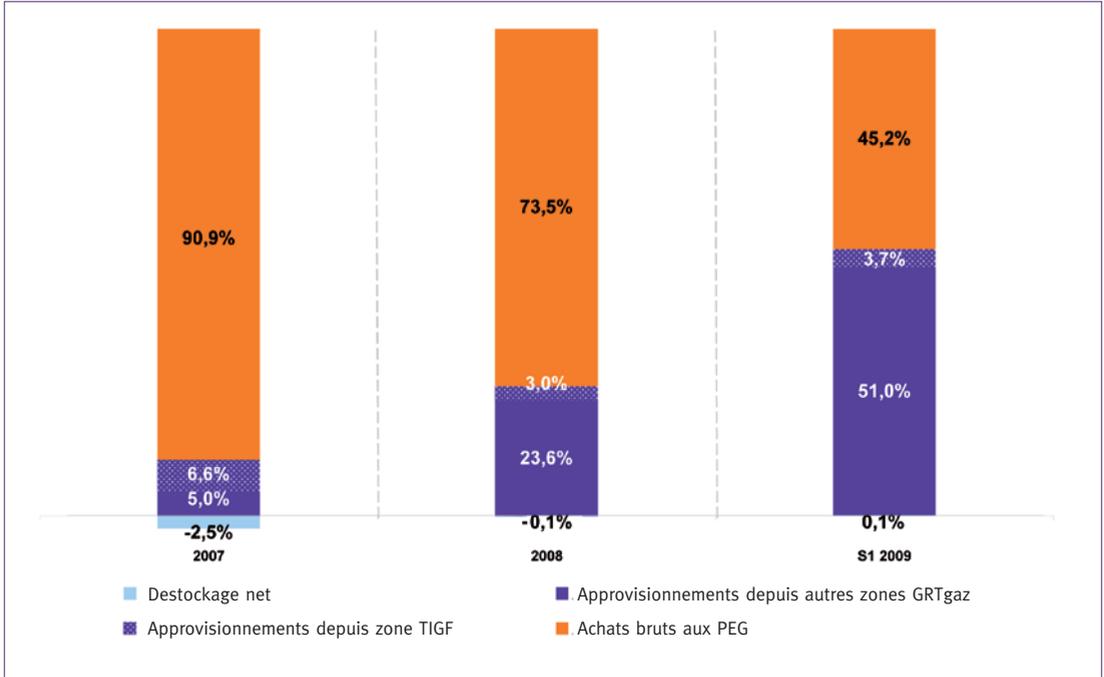
4.2. Un recours croissant à la liaison Nord-Sud pour l'approvisionnement en zone Sud

Les spécificités de la zone Sud conditionnent le niveau et la structure des approvisionnements des nouveaux entrants :

- l'existence d'un seul point d'entrée frontière : le terminal méthanier de Fos Tonkin qui alimente environ un tiers de la consommation de la zone mais qui est très peu utilisé par les nouveaux entrants ;
- des volumes de négoce au PEG peu développés au regard de la consommation de la zone (les livraisons au PEG Sud représentent l'équivalent de 22 % de la consommation des clients finals de la zone contre 36 % au niveau national en 2008) ;
- jusqu'à fin 2008 : la liaison Ouest-Sud permettant d'acheminer du gaz depuis les points d'entrée dans le Nord ou depuis Montoir est peu accessible pour les nouveaux entrants : moins de 1 % des capacités commercialisées sont détenues par ceux-ci en 2008 ;
- jusqu'à fin 2008 : la liaison Est-Sud permettant d'acheminer du gaz depuis les points d'entrée dans le Nord et dans l'Est, est la seule source d'approvisionnement par gazoduc pour les nouveaux entrants. Ceux-ci détiennent 10 % des capacités commercialisées en 2008 ;
- depuis le 1^{er} janvier 2009, la constitution d'une grande zone nord par la fusion de trois zones d'équilibrage de GRTgaz a permis la commercialisation d'un produit de capacité unique pour la liaison Nord-Sud.

Le graphique 19 illustre la structure d'approvisionnement en zone Sud pour les nouveaux entrants, ce gaz étant surtout utilisé pour la consommation des clients finals et la revente au PEG. Une partie du gaz est également envoyée en zone Sud Ouest (8 % des approvisionnements en 2008).

GRAPHIQUE 19 – Approvisionnements des nouveaux entrants en zone Sud par source
 - En %, 2007 – S1 2009 -



Sources : GRTgaz, TIGF – Analyse : CRE

Note : Les flux de la zone Sud vers autres zones GRTgaz ne sont pas comptabilisés, ils représentent 1 923 GWh en 2008 pour l'ensemble des expéditeurs.

Les acteurs ne disposant pas de capacités d'importation en zone Sud acheminent du gaz depuis les autres zones d'équilibrage et achètent le reste de leur approvisionnement au PEG Sud. Il en découle des conditions d'approvisionnement difficiles, rappelées précédemment (cf. section 3.b).

En 2004, un dispositif avait été mis en place pour apporter une réponse partielle au problème d'accès compétitif à la zone Sud, le *gas release*. Les premières cessions de gaz ont débuté en janvier 2005 et les dernières ont pris fin en décembre 2008. Le programme de *gas release* permettait aux détenteurs de disposer de gaz en zone Sud à des conditions financières proches des coûts d'approvisionnement des fournisseurs disposant de contrats à long terme (indexé fuel lourd et fuel domestique).

Dès janvier 2008, les livraisons de *gas release* ont commencé à décliner, les bénéficiaires du dispositif se tournant vers des sources d'approvisionnement alternatives : comme l'illustre le graphique 19, les fournisseurs ont surtout remplacé leur approvisionnement de *gas release* par la réservation de capacités Nord-Sud (Est-Sud et Ouest-Sud jusqu'au 1^{er} janvier 2009 puis Nord-Sud depuis). Afin d'analyser les effets de la fin de ce programme, une collecte d'informations a été réalisée à l'été 2008, portant sur les transactions conclues en 2007 sur les produits calendaires et saisonniers 2008 et 2009. Les principales caractéristiques des données collectées sont résumées dans l'encadré suivant.

ENCADRÉ – Données collectées sur les produits saisonniers et annuels pour livraison en 2008 et 2009

Le tableau suivant rapporte les éléments de volumétrie et de liquidité correspondant à des transactions à terme spécifiques conclues en 2007 entre les acteurs du marché français du gaz et collectées par la CRE à l'été 2008. À l'achat, 7 sociétés ont eu recours au négoce bilatéral contre 9 qui sont passées par l'intermédiaire des plateformes de courtage. À la vente de ces produits, 10 sociétés ont négocié de manière bilatérale et 11 ont utilisé les services d'un courtier.

TABLEAU 8 – Principales caractéristiques des transactions collectées

Produits	Bilatéral (OTC direct)			Marché français*		
	Summer	Winter	Y	Summer	Winter	Y
Volume (TWh)	4,3	0,1	2,8	7,8	3,7	5,0
Nombre de transactions	16	1	8	36	26	10
Part en volume	55 %	2 %	57 %	100 %		
Part en nombre de transactions	44 %	4 %	80 %			

Sources : Courtiers, acteurs du marché français

* Composé des transactions bilatérales et des transactions par l'intermédiaire des courtiers.

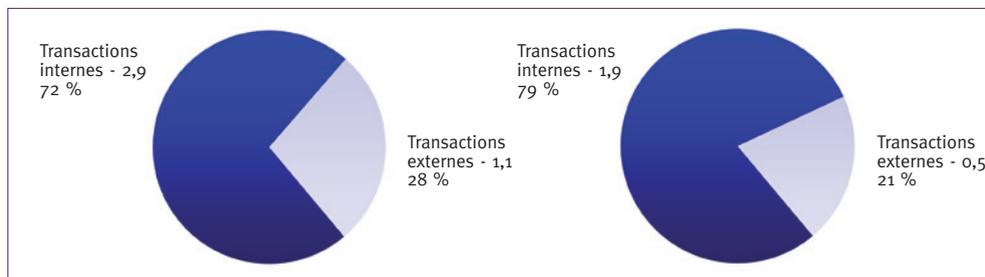
Des transactions dominées par les échanges intra-groupe

Sur le segment de marché bilatéral, et parmi les transactions effectuées sur les produits saisonniers et annuels au cours de l'année 2007 pour livraison en 2008 et 2009, une large part concerne les opérations entre les maisons-mères et leurs filiales de trading. Ces transactions répondent à une stratégie d'optimisation de portefeuille. La filiale sert alors d'intermédiaire agissant pour le compte de la maison-mère. La part en volumes de ces transactions sur les produits Summer 2008 et Calendar 2008 en 2007 est de 75 % dans le premier cas et de 78 % dans le second. Ces transactions spécifiques portent sur tous les types de quantités journalières, avec une prédominance des produits de 750 MWh/j. Certaines opérations peuvent toutefois inclure des produits allant jusqu'à 3 000 MWh/j.

GRAPHIQUE 20 – Part des transactions internes par produit

20.a Pour le produit Summer - en TWh

20.b Pour le produit annuel - en TWh



Source : CRE, à partir des données collectées en 2008

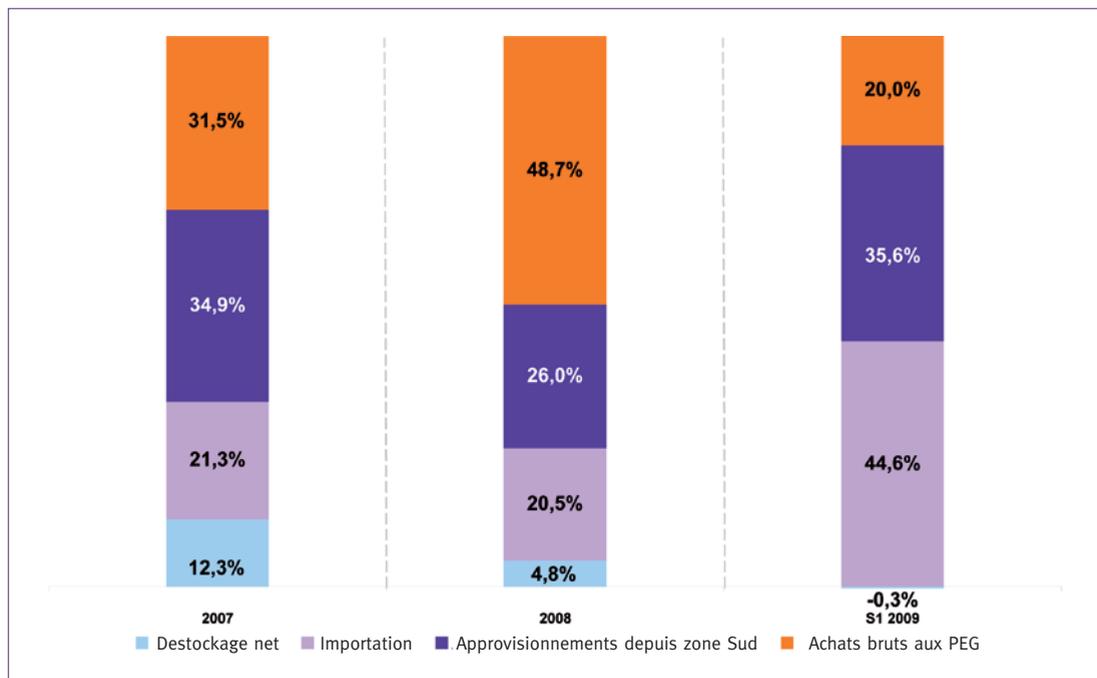
4.3. Un approvisionnement en zone Sud Ouest réparti entre les achats au PEG et l'approvisionnement depuis la zone Sud et l'Espagne

Les spécificités de la zone Sud Ouest conditionnent le niveau et la structure des approvisionnements des nouveaux entrants :

- L'existence de deux points frontière physique reliés avec l'Espagne : Biriadou et Larrau qui alimentent 5,8 % de la consommation de la zone en 2008 ; Ces deux points sont majoritairement utilisés par les nouveaux entrants qui sont à l'origine de 77 % des volumes importés en zone Sud Ouest en 2008 ;
- Des volumes de négoce au PEG peu développés au regard de la consommation de la zone (les livraisons au PEG Sud Ouest représentent l'équivalent de 22 % de la consommation des clients finals de la zone contre 36 % au niveau France en 2008) ;
- La liaison interzone Sud-Sud Ouest (anciennement Sud-Sud Ouest et Ouest-Sud Ouest) permet d'acheminer du gaz depuis les points d'entrée situés dans la zone GRTgaz : environ 5 % des capacités commercialisées sont détenues par un expéditeur autre qu'un opérateur historique français en 2008.

Le graphique 21 illustre la structure d'approvisionnement en gaz en zone Sud Ouest des nouveaux entrants, ce gaz étant utilisé pour la revente au PEG, la consommation des clients finals et les exportations vers l'Espagne et les zones GRTgaz (24 % des approvisionnements en 2008).

GRAPHIQUE 21 – Approvisionnements des nouveaux entrants en zone Sud Ouest par source
 - En %, 2007 – S1 2009 -

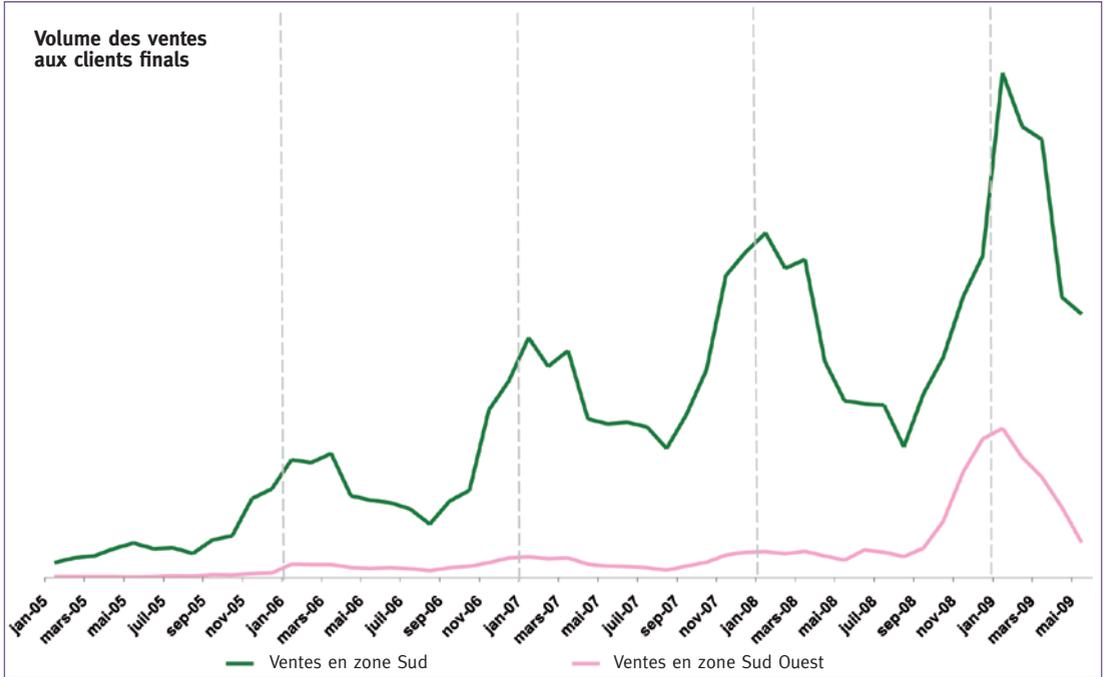


Sources : GRTgaz, TIGF – Analyse : CRE



Finalement l'évolution des conditions d'approvisionnement a permis aux fournisseurs alternatifs de développer leur activité dans les zones Sud et Sud Ouest comme l'indique le graphique 22. Au 1^{er} semestre 2009, les fournisseurs alternatifs ont ainsi réalisé 14,3 % des livraisons aux clients finals en zone Sud et 11,8 % en zone Sud Ouest, un niveau comparable au niveau national (à 14,0 %).

GRAPHIQUE 22 – Ventes mensuelles des fournisseurs alternatifs aux clients finals en zone Sud et Sud Ouest
- 2005 – S1 2009 -



Sources : GRTgaz, TIGF

Note : Ventes aux clients finals raccordés aux réseaux de transport et de distribution



Section III

Annexes

1. GLOSSAIRE	107
2. INDEX	111



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 imports et les exports aux Pays-Bas (www.apx.nl).

EPEX Spot Allemagne : bourse allemande, non obligatoire (www.eex.de).

EPEX Spot France : bourse française non obligatoire (www.powernext.fr).

NordPool : bourse scandinave, non obligatoire (www.nordpool.no).

Omel : pool espagnol, quasi-obligatoire (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

Future ou Forward : contrat standard passé pour livraison d'une quantité donnée à un prix donné sur une échéance donnée, nécessitant le versement d'une prime et d'un dépôt de garantie. Les échéances proposées varient selon les marchés organisés (semaine, mois, trimestre, semestre, année). L'échéance Y+1 correspond à l'année calendaire suivant l'année en cours.

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 nominées 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

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://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

BTS : fioul lourd, à basse teneur en soufre (< 1 %)

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*.

EREGE (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'EREGE 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'EREGE 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'ERGEG dispose d'une structure comparable à celle du CEER. En outre, l'ERGEG 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

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, et mesure la concentration du marché. Il est d'autant plus élevé que le marché est concentré. On considère généralement qu'un marché est peu concentré si son HHI est inférieur à 1 000, et très concentré s'il est supérieur à 1 800.

Infra-journalier : 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'ache-miner ou de livrer. Par extension, le verbe « Nominer » définit le fait de notifier au GRT une nomination.

Point d'échange de gaz (PEG) : points virtuels 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 proposées 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^{er} janvier au 31 décembre).

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

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

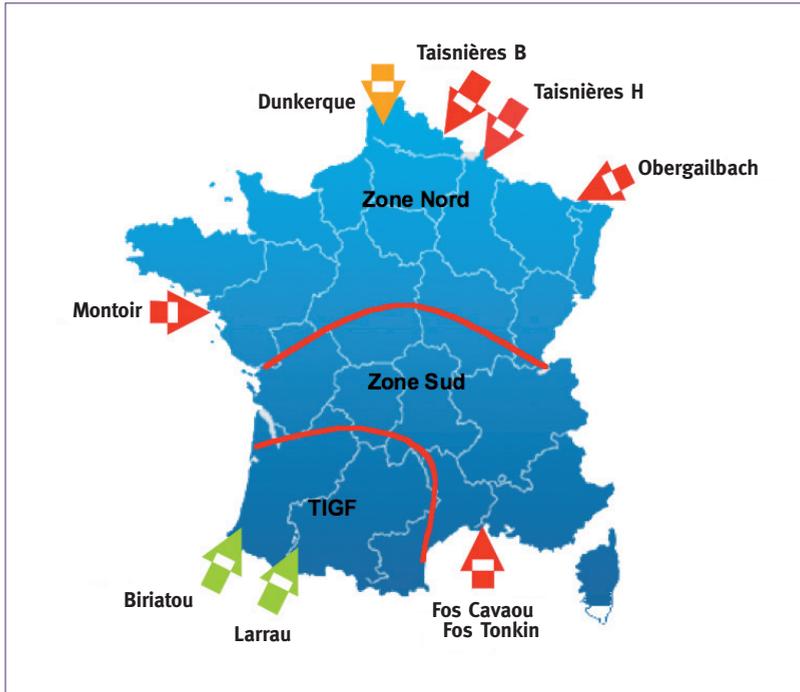
Take-or-pay : clause d'un contrat de fourniture de gaz ou d'électricité par laquelle le vendeur garantit la mise à disposition du gaz auprès de l'acheteur, qui garantit en contrepartie le paiement d'une quantité minimale d'énergie, qu'il en prenne livraison ou non.

Use-it-or-lose-it : cette règle oblige les détenteurs de droits physiques de capacité d'interconnexion de nommer fermement l'énergie correspondante suffisamment à l'avance auprès des gestionnaires de réseaux.

Cette nomination ferme a pour triple intérêt :

- de limiter les risques de rétention de capacité de la part d'acteurs de marché ;
- de permettre aux gestionnaires de réseaux de réallouer au marché la capacité attribuée mais non utilisée ;
- et enfin, de permettre aux gestionnaires de réseaux de réaliser du netting de capacité et donc d'allouer au marché la capacité supplémentaire ainsi dégagée.

Découpage des zones gazières





2. INDEX DES GRAPHIQUES ET TABLEAUX

2.1 Index des graphiques Électricité

Graphique 1 : Flux d'énergie entre les segments amont et aval du marché de gros français en 2008.....	12
Graphique 2 : Évolution mensuelle des volumes et du nombre de transactions sur le marché à terme intermédié.....	14
Graphique 3 : Solde net d'exportations et différentiel de prix avec les pays avoisinants.....	16
Graphique 4 : Variation des importations transfrontalières.....	19
Graphique 5 : Nombre de participants aux consultations.....	20
Graphique 6 : Répartition de l'énergie vendue aux gestionnaires de réseau.....	21
Graphique 7 : Maturité des produits vendus aux enchères.....	23
Graphique 8 : Capacités mensuelles achetées aux enchères pour livraison.....	23
Graphique 9 : Écart entre le prix d'adjudication des VPP base et les prix des produits équivalents cotés sur EPD France.....	24
Graphique 10 a : Évolution des prix spot français.....	25
Graphique 10 b : Évolution des prix à terme français.....	26
Graphique 11 : Relation entre indicateur de marge et prix.....	27
Graphique 12 : Prix horaires moyens en fonction du niveau de marge.....	28
Graphique 13 : Prix journaliers de l'électricité et prix des combustibles.....	29
Graphique 14 : Courbe des prix futurs Calendaires français.....	30
Graphique 15 : Parcs de production européens - Capacité de production par technologie.....	32
Graphique 16 : Prix à terme France – Allemagne – Royaume-Uni.....	33
Graphique 17 : Courbe des prix à terme.....	34
Graphique 18 : Prix des produits trimestriels Q+1.....	35
Graphique 19 : Prix des produits annuels Y+1.....	36
Graphique 20 : Parc de référence français.....	38
Graphique 21 : Durée d'utilisation des différentes filières du parc de production en 2008.....	39
Graphique 22 : Taux de production nucléaire 2007-2009.....	40

Graphique 23 : Stocks hydrauliques	41
Graphique 24 : Durée de marginalité des différentes filières de production en 2007	43
Graphique 25 : Durée de marginalité des différentes filières de production en 2008.....	43
Graphique 26 : Monotone de coût marginal et valeur d'usage de l'eau	46
Graphique 27 : Écart entre prévisions à différentes échéances et dernière prévision des capacités de production nucléaire.....	49
Graphique 28 : Moyenne des écarts entre les disponibilités prévisionnelles à différentes échéances et la disponibilité en D-1 (Nucléaire 2008-2009)	51
Graphique 29 : Écart entre prévisions à différentes échéances et dernière prévision des capacités de production charbon/gaz	52
Graphique 30 : Écart entre prévisions à différentes échéances et dernière prévision des capacités de production hydraulique lac.....	53
Graphique 31 : Écart entre prévisions à différentes échéances et dernière prévision des capacités de production hydraulique fil de l'eau	54
Graphique 32 : Offre agrégée et indicateur de marge	57
Graphique 33 : Demande agrégée et prix de marché	58
Graphique 34 : Nombre d'acteurs sur les différentes plateformes.....	59
Graphique 35 : Répartition entre transactions internes et transactions externes.....	60
Graphique 36 : Répartition des puissances négociées par plateforme en 2007.....	61
Graphique 37 : Nominations à contre-sens au cours des heures de pointe.....	62
Graphique 38 : Nominations à contre-sens au cours des heures hors-pointe.....	63



2.2. Index des tableaux Électricité

Tableau 1 : Volumes et nombre de transactions négociés	13
Tableau 2 : Responsables d'équilibre actifs sur le marché français.....	13
Tableau 3 : Flux d'échanges aux frontières.....	15
Tableau 4 : Volume d'énergie vendue aux gestionnaires de réseaux pour la compensation des pertes.....	20
Tableau 5 : Différentiels moyens de prix entre la France et les pays voisins	31
Tableau 6 : Taux moyen de production réalisée – Charbon et gaz	42
Tableau 7 : Écart entre les prévisions du nucléaire à court terme et la dernière prévision en J-1.....	50
Tableau 8 : Écart entre les prévisions du nucléaire à long terme et la dernière prévision en J-1.....	50
Tableau 9 : Volumétrie et liquidité des transactions bilatérales collectées	59
Tableau 10 : Volumétrie des transactions Y+1 et Y+2 par plateforme hors transactions internes	60

2.3. Index des graphiques Gaz

Graphique 1 : Approvisionnements et débouchés des acteurs du marché français du gaz en 2007 et 2008.....	66
Graphique 2 : Livraisons aux Points d'Échange de Gaz (PEG).....	67
Graphique 3 : Répartition du volume négocié par produit sur le marché intermédié.....	71
Graphique 4 : Répartition du volume négocié par produit et par PEG sur le marché intermédié.....	72
Graphique 5 : Indice HHI à l'achat et à la vente sur le marché court terme et <i>Future</i>	74
Graphique 6 : Indicateurs du négoce par rapport aux variables macroéconomiques.....	77
Graphique 7 : Consommation de gaz naturel et perspectives d'évolution au sein des pays européens membres de l'OCDE.....	78
Graphique 8 : Évolution des prix des produits pétroliers et prix de marché au PEG Nord.....	79
Graphique 9 : Prix <i>Day-ahead</i> au PEG Nord et au PEG Sud.....	80
Graphique 10 : Prix Spot et à terme au PEG Nord.....	81
Graphique 11 : Prix <i>Day-ahead</i> en France et sur les hubs européens.....	82
Graphique 12 : Prix <i>Day-ahead</i> sur les hubs européens.....	84
Graphique 13 : Prix <i>Day-ahead</i> PEG Nord et prix du pétrole décalé de 6 mois ..	85
Graphique 14 : Taux de disponibilité des points d'entrée Taisnières H, Dunkerque et Obergailbach.....	86
Graphique 15 : Réservation et utilisation des capacités d'entrée par les trois plus gros expéditeurs.....	91
Graphique 16 : Utilisation de la liaison Nord-Sud.....	96
Graphique 17 : Utilisation de la capacité au PIR Midi dans le sens GRTgaz Sud vers TIGF.....	97
Graphique 18 : Approvisionnements des nouveaux entrants en France par source.....	99
Graphique 19 : Approvisionnements des nouveaux entrants en zone Sud par source.....	101
Graphique 20 : Part des transactions internes par produit.....	103



Graphique 21 : Approvisionnements des nouveaux entrants en zone Sud Ouest par source.....	104
---	-----

Graphique 22 : Ventes mensuelles des fournisseurs alternatifs aux clients finals en zone Sud.....	105
---	-----

2.4. Index des tableaux Gaz

Tableau 1 : Nombre d'expéditeurs actifs en enlèvement et/ou livraison sur les PEG.....	69
--	----

Tableau 2 : Répartition du volume négocié et nombre de transactions sur le marché intermédiaire spot et à terme	70
---	----

Tableau 3 : Nombre d'expéditeurs actifs à la vente et/ou à l'achat sur le marché intermédiaire.....	74
---	----

Tableau 4 : Différentiel de prix entre la France et les pays avoisinants.....	83
---	----

Tableau 5 : Nombre d'expéditeurs ayant réservé de la capacité sur les infrastructures gazières.....	89
---	----

Tableau 6 : Niveau du gaz en stock en France	93
--	----

Tableau 7 : Taux d'utilisation du terminal de Fos Tonkin.....	95
---	----

Tableau 8 : Principales caractéristiques des transactions collectées	102
--	-----

Table des matières

AVERTISSEMENT DE MÉTHODE	1
INTRODUCTION	3
SYNTHÈSE DU RAPPORT	6
SECTION I : LES MARCHES DE GROS DE L'ÉLECTRICITÉ	10
1. Le développement des principaux segments du marché de gros	11
1.1. Une progression soutenue du marché de gros intermédié sur tous les segments en 2008 qui montre toutefois des signes de décélération au premier semestre 2009	12
1.2. Le solde des volumes échangés aux interconnexions, en net recul, reflète les besoins d'importation de pointe croissants et la baisse des exportations surtout en 2009	15
1.3. La vente de pertes aux gestionnaires de réseaux révèle une part croissante de produits optionnels, vendue par un nombre limité d'acteurs adossés à des moyens de production	19
1.4. Les enchères de Virtual Power Plants ont été achetées en quasi-totalité et par une base diversifiée d'acteurs	21
2. Le suivi de la formation des prix en France en regard des fondamentaux et en comparaison avec les principaux marchés européens interconnectés	25
2.1. L'évolution des prix français est sous l'influence des fondamentaux	25
2.2. Les comparaisons entre prix français et européens reflètent dans certains cas les structures des parcs de production, mais révèlent également la forte thermo-sensibilité de la consommation française	31
2.3. L'analyse des évolutions des prix à terme à l'approche des VPP montre que ces évolutions sont explicables par les mouvements de prix des fondamentaux	36
3. L'analyse et la transparence de la production	38
3.1. La durée d'utilisation est cohérente avec l'ordre de mérite de chacune des filières	39
3.2. En 2008, la durée de marginalité de la filière nucléaire est inférieure à celle observée en 2007, tandis que les frontières sont désormais plus souvent marginales	42
3.3. Les audits menés par la CRE sur les méthodes de valorisation par EDF de son parc de production nucléaire et hydraulique ne remettent pas en cause les principes de valorisation retenus	44



3.4. La transparence et la fiabilité des données prévisionnelles de production sont encore insuffisantes, même si des améliorations ont été apportées et sont également annoncées	48
4. L'analyse des transactions	57
4.1. Les carnets d'ordre sur EPEX Spot Auction reflètent globalement l'équilibre du système	57
4.2. L'activité sur le marché de gros bilatéral, hors transactions intra-groupe, représente 6 % des volumes négociés en 2007 sur les produits calendaires (Y+1 et Y+2)	58
4.3. Les nominations à contre-sens de capacités journalières en 2008 et au 1 ^{er} semestre 2009 sont liées dans certains cas aux caractéristiques organisationnelles des marchés	61
SECTION II: LES MARCHES DE GROS DU GAZ NATUREL	64
1. Le développement du négoce de gaz	65
1.1. Les volumes livrés au PEG Nord à partir de la fin 2008 sont en forte accélération	66
1.2. Le négoce de gaz sur le marché intermédié français, toutes échéances confondues, est en forte progression depuis 2008	69
2. Les prix du gaz	78
2.1. Les prix de gros du gaz en France suivent sur la majeure partie de 2008 une tendance haussière liée à l'indexation, avec décalage de plusieurs mois, sur les produits pétroliers. Leurs niveaux bas de 2009 reflètent le contexte général de la faiblesse de la demande par rapport au gaz disponible sur les marchés internationaux	79
2.2. Les prix de gros évoluent de manière similaire en France et en Europe, même si des décorrélations ponctuelles peuvent se former	81
2.3. Des investigations spécifiques ont été menées à la suite de l'apparition d'écarts importants de prix du gaz entre le PEG Nord et Zeebrugge en novembre 2008	84
3. L'utilisation des infrastructures gazières	89
3.1. Les conditions d'utilisation des infrastructures dans la zone GRTgaz Nord ont été améliorées et les infrastructures ont été utilisées par un nombre croissant d'expéditeurs	90
3.2. Les conditions d'utilisation des infrastructures dans le Sud de la France ont été simplifiées, mais demeurent encore largement perfectibles	95

4. L'approvisionnement des acteurs	99
4.1. La structure entre importations et achats au PEG pour les nouveaux entrants en France est équilibrée	99
4.2. Un recours croissant à la liaison Nord-Sud pour l'approvisionnement en zone Sud	100
4.3. Un approvisionnement en zone Sud Ouest réparti entre les achats au PEG et l'approvisionnement depuis la zone Sud et l'Espagne	103
SECTION III : ANNEXES	106
1. Glossaire	107
1.1 Marché de gros de l'électricité	107
1.2 Marché de gros du gaz	108
2. Index des graphiques et tableaux	111
2.1. Index des graphiques Électricité	111
2.2. Index des tableaux Électricité	113
2.3. Index des graphiques Gaz	114
2.4. Index des tableaux Gaz	115
TABLE DES MATIÈRES	116



2, rue du Quatre-Septembre - 75084 Paris Cedex 02 - France
Tél. : 0144 504100 - Fax : 0144 504111
www.cre.fr

ISBN : 978-2-11-099182-9 / ISSN : 2104-9149

Conception et réalisation : Scripto Sensu
Imprimeur : Caractère



2, rue du Quatre-Septembre - 75084 Paris Cedex 02 - France
Tél. : 01 44 50 41 00 - Fax : 01 44 50 41 11
www.cre.fr

ISBN : 978-2-11-099182-9 / ISSN : 2104-9149

Conception et réalisation : Scripto Sensu
Impression : Caractère