



COMMISSION  
DE RÉGULATION  
DE L'ÉNERGIE

**Marchés**

# **Le fonctionnement des marchés de gros français de l'électricité et du gaz naturel en 2007**

**Rapport de surveillance**

Décembre 2008

Marchés

# Le fonctionnement des marchés de gros français de l'électricité et du gaz naturel en 2007

Rapport de surveillance

## Sommaire

1	Préambule
3	Synthèse
13	Rapport détaillé
14	Définitions
16	Rapport détaillé - Électricité
16	1. Le développement du négoce en France
31	2. L'évolution des prix de gros
46	3. L'utilisation du parc de production
68	4. La transparence de la production
86	5. Le comportement des acteurs sur Powernext <i>Day-ahead</i> Auction
92	6. Le négoce transfrontalier
112	7. Les enchères de Virtual Power Plants d'EDF (VPP)
120	8. La vente de pertes aux gestionnaires de réseaux
123	Rapport détaillé - Gaz
124	1. Le développement du négoce en France
131	2. L'évolution des prix <i>day-ahead</i>
136	3. L'approvisionnement et les débouchés des acteurs
140	4. Le négoce transfrontalier
160	Notes
162	Glossaire

# Préambule

## UNE MISSION DÉFINIE PAR LA LOI

La CRE a reçu de la loi du 7 décembre 2006 relative au secteur de l'énergie la mission de surveiller les marchés de gros français de l'électricité et du gaz naturel.

Cette mission est précisée dans l'article 28 de la loi n° 2000-108 du 10 février 2000, dans sa rédaction issue de la loi précitée : 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 français de l'électricité et du gaz par la CRE, telle qu'elle est définie par la loi, comporte des spécificités liées aux caractéristiques de ces marchés. Ainsi, contrairement à la surveillance d'opérations sur les marchés financiers, la surveillance de ces marchés ne peut se limiter à la détection des opérations ou transactions destinées à manipuler le prix. Elle suppose d'analyser le niveau absolu des prix de chaque produit au regard de la situation physique de l'équilibre offre-demande et de l'utilisation des actifs physiques des acteurs.

De telles analyses nécessitent l'accès à des informations techniques, dont l'élaboration par les acteurs interrogés requiert un délai significatif. En outre, les analyses permettant d'examiner l'utilisation des actifs physiques et la cohérence des prix sont complexes et nécessitent des temps de traitement et d'interprétation longs.

La surveillance des marchés, telle que confiée à la CRE, ne peut donc pas, par nature, être réalisée en « temps réel ». Elle impose l'existence d'un délai incompressible de plusieurs mois entre la fin de la période analysée et l'aboutissement des analyses portant sur cette période.

## FAVORISER LE DÉVELOPPEMENT DES MARCHÉS, AMÉLIORER LEUR TRANSPARENCE ET ACCROÎTRE LA CONFIANCE DES ACTEURS

Compte tenu des caractéristiques des marchés de gros français, et notamment de leur forte concentration, une surveillance efficace est un facteur essentiel de leur bon fonctionnement. La surveillance a en effet un double intérêt : d'une part, elle accroît la transparence de ces marchés ; d'autre part, elle rassure, sur le fonctionnement de ces marchés, non seulement les acteurs présents, mais aussi ceux qui envisagent d'y être actifs.

La CRE peut conduire des investigations de manière ponctuelle à la suite d'événements particuliers. Elle a, par exemple, rendu public en avril 2008, un rapport d'investigation sur les pics de prix constatés au cours de l'automne 2007 sur le marché français *day-ahead* de l'électricité. De même, au cours de l'été 2008, elle a collecté des informations portant sur certaines transactions conclues en 2007 sur les marchés à terme : en électricité, afin d'analyser les mouvements de prix observés sur les produits à échéance annuelle, et en gaz, pour étudier les conséquences de la fin des programmes de *Gas release*. La CRE poursuit actuellement l'analyse de ces données.

En complément à ces investigations ponctuelles, la CRE a décidé de publier, de manière périodique, un rapport de surveillance. Ce rapport présentera des indicateurs de fonctionnement des marchés de gros et informera les acteurs des conclusions des analyses récurrentes menées par la CRE ainsi que des compléments d'analyse qu'elle considère nécessaires. Il pourra également conduire la CRE à formuler des recommandations pour un meilleur fonctionnement des marchés.

Il est évidemment essentiel que les modalités de surveillance ne soient pas un obstacle à l'activité des intervenants. C'est pourquoi la CRE a mis en place, pour l'élaboration de ce rapport – et mettra en place pour les rapports ultérieurs - une collecte aussi centralisée que possible des données relatives aux décisions des acteurs : la plupart de ces informations sont ainsi collectées auprès des gestionnaires de réseaux et des intermédiaires de négociation (bourses et courtiers).

## UN PÉRIMÈTRE D'ANALYSE INITIAL COMPLÉTÉ DE MANIÈRE GRADUELLE

Ce premier rapport porte sur l'année civile 2007.

En électricité, la CRE a analysé la liquidité et la concentration du marché de gros ainsi que les facteurs macroscopiques qui ont accompagné les mouvements de prix, notamment l'évolution de l'équilibre offre-demande et celle des prix des combustibles et du CO<sub>2</sub>. Elle a analysé les décisions des producteurs, dont le rôle est essentiel dans la formation des prix, ainsi que les informations publiées par ceux-ci sur la situation de leur parc. Elle a étudié le comportement des acteurs sur le marché *day-ahead* opéré par Powernext, le mécanisme de formation des prix sur le marché à terme et le déroulement des enchères de Virtual Power Plants (VPP) conduites par EDF. Enfin, elle a analysé la pertinence des transactions transfrontalières des acteurs.

En gaz, la CRE a analysé la liquidité et la concentration du marché de gros. Elle a également observé les liens existant entre les mouvements de prix *day-ahead* et l'évolution de l'équilibre offre-demande. Elle a étudié la structure des approvisionnements et des débouchés des acteurs. Enfin, elle a analysé le développement de la concurrence entre les fournisseurs et entre leurs différentes sources d'approvisionnement pour le marché français.





# SYNTHÈSE

# Synthèse - Électricité

## 1. LE DÉVELOPPEMENT DU NÉGOCE EN FRANCE

### 1.1 Développement du négoce et structure du marché

Le marché français est caractérisé par l'existence d'un acteur dominant, EDF, sur les segments de la production et de la fourniture aux clients finals. Cette forte intégration verticale constitue un frein au développement d'une liquidité similaire à celle observée sur des marchés de tailles comparables. Ainsi, en 2007, seule une part minoritaire de l'énergie livrée en France a fait l'objet d'échanges entre responsables d'équilibre ou de livraisons sur les marchés frontaliers.

### 1.2 L'activité, la liquidité et la concentration du négoce

L'activité sur le marché de gros a connu une faible progression. Si le marché *Spot* (*day-ahead* et intrajournalier) a été dynamique, la liquidité sur le marché à terme a peu évolué. Et ce malgré l'ouverture totale des marchés de détail, intervenue au 1<sup>er</sup> juillet 2007.

Cette situation s'explique essentiellement par le faible développement de la part de marché des fournisseurs alternatifs sur le marché de détail, ainsi qu'aux effets directs et indirects de la mise en place du tarif réglementé transitoire d'ajustement du marché (TaRTAM).

## 2. L'ÉVOLUTION DES PRIX DE GROS

### 2.1 Les prix *day-ahead*

L'évolution des prix *day-ahead* a été généralement cohérente avec celle de l'équilibre offre-demande. L'analyse des mouvements de prix journaliers montre que, dans près de 80 % des cas, les augmentations de prix ont été simultanées à une réduction de la marge offre-demande du marché français.

Toutefois, certains des pics de prix observés au dernier trimestre 2007 se sont produits alors que la tension de l'équilibre offre-demande n'était pas extrême. Ces situations ont fait l'objet d'une investigation de la CRE, dont les conclusions ont été rendues publiques le 17 avril 2008.

### 2.2 Les prix à terme

Il semble qu'ait existé un lien entre les prix à terme de l'électricité et les prix du gaz, du charbon et du CO<sub>2</sub> : les variations à court terme du prix de ces combustibles ont eu un impact très significatif sur le prix à terme de l'électricité. En revanche, le cours du pétrole ne semble pas être intervenu de manière directe dans la formation des prix.

Il a existé, par ailleurs, un lien entre les prix à terme calendaires 2008 et les prix *day-ahead*. La CRE a notamment établi l'existence, en fin d'année, d'une corrélation entre la tendance haussière des prix à terme et l'accumulation de prix *day-ahead* élevés. Toutefois, la présence localisée de pics de prix ne semble pas avoir occasionné d'augmentation notable des prix à terme.

EDF a été globalement acheteur de produits calendaires 2008 Base. Néanmoins si l'on prend en compte les ventes de VPP, EDF était globalement vendeur net de produits calendaires 2008.

---

La CRE mènera des analyses complémentaires sur la formation des prix à terme en 2007. À ce titre, elle poursuit l'analyse des mouvements de prix observés sur les produits calendaires 2008 et 2009, sur la base des informations qu'elle a collectées en 2008 sur les transactions conclues en 2007 sur ces produits.

En outre, la CRE demandera à EDF des explications sur les raisons pour lesquelles la société a été fortement acheteuse sur les marchés à terme en 2007. Elle analysera les effets de cette stratégie sur le fonctionnement, en 2008, des marchés de court terme.

---

### 3. L'UTILISATION DU PARC DE PRODUCTION

#### 3.1 La marginalité des filières de production

La production nucléaire est peu souvent en situation de fixer les prix de gros français. Ainsi, en 2007, elle a été marginale pendant 15 % des heures.

En revanche, le coût de la production au charbon, qui a été marginale pendant 25 à 30 % des heures, a eu un effet prépondérant sur ces prix. De même, la valorisation des réserves hydrauliques a eu un rôle important, la production des barrages ayant été marginale pendant environ 25 % des heures.

Les prix sur les marchés frontaliers ont, enfin, eu une influence importante sur le prix français, qu'ils ont déterminé pendant 20 à 25 % des heures de l'année.

Lorsque la production des centrales nucléaires ou hydrauliques était marginale, le prix *day-ahead* reflétait la valorisation, décidée par EDF, de cette production. Le niveau de cette valorisation était généralement supérieur au coût marginal de production de ces centrales. Cette valorisation est liée à la méthode utilisée par EDF pour optimiser l'utilisation de ses stocks d'énergie.

#### 3.2 Le parc nucléaire

La méthode utilisée par EDF pour valoriser l'énergie nucléaire sur le marché de gros conduit le producteur à attribuer à la production de certaines centrales une valeur d'usage en sus du coût marginal de production. Cette technique vise à optimiser l'utilisation de la production en fonction des variations saisonnières de la demande.

À ce stade, la pertinence des niveaux de valorisation déterminés par EDF, dont l'effet sur les prix a été important lorsque la production nucléaire française était marginale, reste à vérifier.

---

La CRE conduira un audit de la méthode mise en œuvre par EDF pour gérer les contraintes de combustible de son parc nucléaire et valoriser la production de ses centrales sur le marché de gros.

---

Dans la très grande majorité des cas, l'utilisation du parc de production nucléaire a été optimale, c'est-à-dire cohérente avec les prix observés sur les marchés.

Toutefois, ont été relevées quelques périodes prolongées pendant lesquelles le prix était élevé alors qu'une part significative de la capacité nucléaire n'était pas utilisée. Ces écarts pourraient avoir contribué à une hausse moyenne du prix de plusieurs dizaines d'euros par MWh durant les heures concernées<sup>1</sup>.

Il n'a pas été possible, sur la base des informations complémentaires obtenues, de déterminer si ces situations étaient toutes justifiées par des contraintes techniques ou économiques.

---

La CRE demandera à EDF des explications sur les raisons de certaines situations dans lesquelles le parc nucléaire paraît avoir été sous-utilisé. Ces situations ont été observées pendant quelques dizaines d'heures.

---

### 3.3 Le parc charbon

La plupart des prix d'offre utilisés par les producteurs pour valoriser leur production sur le marché ont été conformes aux estimations de coûts marginaux de production faites par la CRE.

Néanmoins, la CRE a identifié des situations dans lesquelles le prix d'offre de certaines centrales s'est sensiblement écarté de ces estimations. Il n'a pas été possible, sur la base des informations obtenues jusqu'à présent, d'établir une justification satisfaisante concernant la valorisation de certaines centrales d'EDF.

---

La CRE est en attente d'explications, de la part d'EDF, sur la valorisation, au cours du dernier trimestre 2007, de la production de certaines centrales au charbon.

---

La plupart des centrales au charbon ont été utilisées de manière efficace. La CRE n'a pas observé de comportement visant à manipuler les prix.

### 3.4 Les barrages hydrauliques

La méthode utilisée par EDF et la SHEM (Société Hydro Electricque du Midi) pour valoriser l'énergie des barrages sur le marché de gros conduit les producteurs à attribuer à la production de certaines centrales une valeur d'usage en sus du coût marginal de production, qui est faible. Cette technique vise à optimiser l'utilisation des ressources hydrauliques en fonction des variations saisonnières de la demande.

À ce stade, la pertinence des niveaux de valorisation, déterminés par les producteurs, et dont l'effet sur les prix est crucial lorsque la production hydraulique française est marginale, reste à vérifier.

---

La CRE conduira un audit de la méthode mise en œuvre par les producteurs hydrauliques pour optimiser leur parc et valoriser leur production sur le marché de gros.

---

Par ailleurs, la CRE a identifié de nombreux cas dans lesquels l'utilisation des centrales hydrauliques ne semble pas cohérente avec les valorisations déclarées à la CRE.



---

La CRE est en attente, de la part d'EDF, d'informations complémentaires sur l'utilisation de ses centrales hydrauliques.

---

### 3.5 Les centrales au fioul (hors turbines à combustion)

Le prix d'offre de certaines centrales s'est parfois écarté sensiblement des estimations qu'a pu faire la CRE. Les causes avancées par EDF (réglementation plus contraignante sur la qualité du combustible, problèmes d'approvisionnement, gestion des stocks) semblent susceptibles d'expliquer ces écarts.

Toutefois, les centrales au fioul semblent avoir été sous-utilisées pendant de nombreuses heures où le prix était très élevé. Ces écarts pourraient avoir contribué à une hausse moyenne du prix de plusieurs dizaines d'euros par MWh durant les heures concernées<sup>2</sup>.

Il n'a pas été possible, sur la base des informations complémentaires obtenues, d'établir que cette sous-utilisation était justifiée par des contraintes techniques ou économiques.

---

La CRE demandera à EDF des explications sur les raisons de certaines situations dans lesquelles certaines centrales au fioul paraissent avoir été sous-utilisées. Ces situations ont été observées pendant quelques dizaines d'heures.

---

## 4. LA TRANSPARENCE DE LA PRODUCTION

EDF, GDF Suez et la SNET (Société Nationale d'Electricité et de Thermique), en tant que membres de l'Union Française de l'Electricité (UFE), ont mis en place fin 2006 une publication volontaire de données agrégées sur la production réalisée et la disponibilité prévisionnelle de leur parc de production.

Ce dispositif a contribué à améliorer la transparence du marché français. Néanmoins, ces publications doivent être améliorées.

La CRE constate en effet que, quels que soient la filière de production et le producteur concerné, et quelle que soit l'échéance de la prévision, la disponibilité prévue pour une date donnée s'est révélée presque systématiquement supérieure à la disponibilité réalisée. Cela est lié aux modalités d'élaboration des données publiées, définies dans le cahier des charges mis en œuvre par les producteurs membres de l'UFE.

De plus, les données prévisionnelles à moyen et long terme<sup>3</sup> étaient mises à jour avec une fréquence hebdomadaire ou mensuelle. Les données à court terme étaient mises à jour quotidiennement, mais aucune mise à jour des données n'a été réalisée le week-end. L'absence de mise à jour en continu de l'ensemble des prévisions peut avoir conduit les acteurs de marché à agir sur la base d'informations qui pouvaient être sensiblement différentes de celles dont disposaient les producteurs.

Enfin, la qualité des données publiées en 2007 n'était pas satisfaisante. En premier lieu, de nombreuses données publiées étaient incomplètes en raison de l'absence de transmission d'informations par certains producteurs. En second lieu, la valeur de certaines prévisions de disponibilité de certaines filières était, pendant certaines périodes, aberrante au sens statistique du terme. En troisième lieu, la qualité des prévisions n'a pas été identique pour tous les jours de la semaine.

Toutefois, il y a lieu de noter que l'année 2007 a été celle du démarrage des publications de l'UFE, ce qui peut expliquer certains défauts de qualité. Certains producteurs ont reconnu l'existence d'erreurs et ont déclaré avoir mis en place les contrôles appropriés depuis.

## 5. LE COMPORTEMENT DES ACTEURS SUR LE *FIXING POWERNEXT DAY-AHEAD AUCTION*

### 5.1 La formation des prix

La CRE poursuit ses analyses destinées à vérifier de manière exhaustive que l'intégralité de la flexibilité des capacités de production non utilisées était offerte à chaque heure sur le marché de gros.

Il semble toutefois que la profondeur de Powernext *Day-ahead Auction* ait généralement été représentative de la situation du marché français.

### 5.2 Les comportements individuels

Sur Powernext *Day-ahead Auction*, aucun comportement dont l'objet aurait été de manipuler les prix n'a été identifié.

La hausse des prix observée sur la période d'octobre-décembre 2007 était corrélée à une diminution globale de l'offre sur la plateforme plutôt qu'à une augmentation de la demande. Cette diminution de l'offre a été constatée chez un grand nombre de participants. Néanmoins, la CRE a identifié plusieurs acteurs dont l'offre a diminué de manière exceptionnelle.

Ces acteurs ont indiqué à la CRE que la diminution de leur offre pouvait avoir deux types d'explications : une diminution des quantités d'énergie qu'ils pouvaient offrir en *day-ahead* (contraintes de production ou limitations dans leurs possibilités d'importation), ou un déplacement de l'offre vers le marché bilatéral.

## 6. LE NÉGOCE TRANSFRONTALIER

### 6.1 Le développement des échanges transfrontaliers

Le marché français a globalement été exportateur net sur l'année 2007, à l'exception de certaines périodes. En revanche, le marché a globalement importé d'Allemagne vers la France.

Les flux ont été modérément ou peu concentrés sur la plupart des frontières, hormis les importations d'Italie et les exportations vers l'Espagne, l'Allemagne et la Suisse, qui ont été très fortement concentrées.

### 6.2 Utilisation des capacités d'interconnexion journalières

La CRE a observé des nominations individuelles des capacités d'interconnexion journalières qui ne pouvaient pas être justifiées, en première analyse, par le différentiel de prix entre les marchés concernés.

Elle a également observé que certains acteurs nominaient fréquemment des capacités journalières simultanément à l'import et à l'export sur une même frontière.

La CRE a interrogé les acteurs de marché chez lesquels ces comportements ont été fréquemment observés en 2007. Les réponses apportées ont permis de rappeler

que certaines caractéristiques de l'organisation actuelle du marché empêchent les détenteurs de capacités de les utiliser de manière optimale.

Aux interconnexions, aucun comportement dont l'objet aurait été de manipuler les prix via les nominations de capacités journalières n'a été identifié.

## 7. LES ENCHÈRES DE VIRTUAL POWER PLANTS D'EDF (VPP)

EDF a organisé 4 enchères de VPP en 2007.

### 7.1 Prix d'adjudication

La CRE constate que les prix des VPP « Base » vendus aux enchères en 2007 étaient alignés sur le prix des produits à terme vendus sur les marchés. Elle considère également que les prix des VPP « Pointe » vendus aux enchères en 2007 étaient cohérents avec les prix des produits à terme, compte tenu du niveau de volatilité des prix *day-ahead*.

### 7.2 Interventions sur les marchés de gros les jours précédant les enchères

La CRE a identifié des situations de hausses soudaines des prix des produits mensuels et trimestriels à l'approche de certaines enchères. En général, ces mouvements n'ont pas été associés à des interventions particulièrement importantes d'EDF sur le marché à terme.

Néanmoins, la CRE a interrogé EDF à propos de quelques interventions sur les produits ayant subi ces hausses de prix.

---

La CRE a demandé à EDF des informations complémentaires relatives à quelques interventions réalisées par l'acteur sur le marché à terme à l'approche des enchères de VPP.

---

# Synthèse - Gaz

La CRE mène des analyses différenciées sur les marchés de gros de l'électricité et du gaz. En effet, la situation et le fonctionnement de ces marchés sont différents.

En particulier, le marché du gaz était moins liquide que le marché de l'électricité. Il n'existait aucun dispositif destiné à en favoriser la liquidité, en l'absence de programmes de *Gas release* à enchères périodiques, tels qu'il en existe sur certains marchés européens. Le marché est resté essentiellement bilatéral et non-intermédié ; aucune bourse du gaz n'existait en 2007.

Par ailleurs, la production française étant très limitée au regard de la taille du marché français, l'analyse de son mode d'exploitation et de sa transparence n'est pas un axe de surveillance prioritaire.

En revanche, en l'absence d'un marché de gros suffisamment liquide pour permettre aux opérateurs alternatifs de s'approvisionner et d'équilibrer leur portefeuille, l'analyse de la structure d'approvisionnement des acteurs est essentielle.

## 1. LE DÉVELOPPEMENT DU NÉGOCE EN FRANCE

### 1.1 Développement du négoce et structure du marché

Le marché français est caractérisé par l'existence d'un acteur dominant, GDF Suez, sur les approvisionnements en gaz et la fourniture aux clients finals. Cette forte intégration verticale et l'absence de nouveau dispositif de type *Gas release*<sup>4</sup> constituent un frein au développement de la liquidité sur le marché français. Ainsi, en 2007, seule une part minoritaire de l'énergie livrée en France a fait l'objet d'échanges entre expéditeurs.

### 1.2 L'activité, la liquidité et la concentration du négoce

En 2007, l'essentiel des transactions sur le marché de gros français du gaz a été conclu de manière bilatérale sans intermédiaire.

Les volumes échangés sur le marché intermédié français sont restés très limités au regard de la taille du marché physique (moins de 10 % de la consommation nationale en 2007). Toutefois, la liquidité a connu une progression tout au long de l'année.

Environ 70 % des transactions sur le marché intermédié ont porté sur des produits *Spot* (infrajournalier et *day-ahead*). La quasi-totalité de l'activité a porté sur la zone Nord-H de GRTgaz et, dans une bien moindre mesure, sur la zone Est.

La CRE observe que le groupe GDF Suez n'a pas fait partie des principaux intervenants sur le marché intermédié.

---

Il est nécessaire que le développement du marché de gros français soit évalué et que sa transparence soit améliorée afin de favoriser son bon fonctionnement. À cet effet, la CRE collectera auprès des acteurs de marché des données sur le volume de leurs achats et de leurs ventes sur le marché bilatéral, afin de publier des informations agrégées et anonymes sur l'activité de négoce bilatéral. Les modalités de cette collecte seront définies en concertation avec les acteurs de marché.

---



## 2. L'ÉVOLUTION DES PRIX DAY-AHEAD

Les prix *day-ahead* pour livraison au PEG Nord n'ont pas reflété la situation de l'équilibre offre-demande du marché français : ils sont restés très proches des prix observés à Zeebrugge, et globalement supérieurs.

L'année 2007 a été caractérisée par une période de baisse de ces prix (de janvier à avril 2007), suivie d'une période de forte hausse.

Au cours des trois premiers trimestres de l'année 2007, et dans la limite des volumes offerts sur le marché, il était globalement plus intéressant, pour les opérateurs qui en avaient la possibilité et qui souhaitaient réaliser des arbitrages journaliers, d'acheter du gaz sur les marchés *day-ahead* français que de le faire dans le cadre de contrats d'importation de long terme. À partir d'octobre 2007, le différentiel entre les prix *day-ahead* et ceux des contrats de long terme s'est inversé.

## 3. L'APPROVISIONNEMENT ET LES DÉBOUCHÉS DES ACTEURS

La CRE a analysé la structure des approvisionnements et des débouchés de tous les acteurs du marché français du gaz.

Elle observe que, au cours de l'année 2007, l'activité de toutes les familles d'acteurs a fortement progressé.

Toutefois, la CRE a identifié des différences fondamentales et persistantes entre la situation des fournisseurs disposant d'une situation d'opérateur historique en Europe<sup>4</sup> et les autres fournisseurs, désignés dans ce document comme « nouveaux entrants ». Ces derniers ne se sont appuyés que de manière marginale sur des importations pour s'approvisionner. Ils ont acquis l'essentiel de leur gaz sur le marché français, directement auprès des fournisseurs historiques.

---

La CRE poursuit ses analyses complémentaires sur les opérations d'achat et de vente à terme des acteurs. Elle s'appuie pour cela sur les informations collectées au cours de l'été 2008 sur les transactions conclues en 2007 sur les produits calendaires et saisonniers 2008 et 2009. En particulier, elle analyse les effets de la fin des programmes de *Gas release* sur l'approvisionnement et le développement de l'activité des fournisseurs alternatifs.

---

## 4. LE NÉGOCE TRANSFRONTALIER

Le nombre d'acteurs actifs a augmenté en 2007, en raison du nombre plus élevé de participants à la frontière belge.

Le marché français a été importateur net de Belgique, d'Allemagne, de Mer du Nord, et a été importateur de GNL. GDF Suez a été à l'origine de la quasi-totalité des importations de GNL en France, et les deux opérateurs historiques français sont responsables de la quasi-totalité des flux en provenance de Mer du Nord. En revanche, les flux ont été moins concentrés aux frontières belge et allemande.

Le marché français a été exportateur net vers la Suisse et l'Espagne. En raison d'accords historiques, GDF Suez est resté à l'origine de la quasi-totalité des exportations vers la Suisse, et les deux opérateurs historiques français, GDF Suez et Total, ont été responsables de la quasi-totalité des flux vers l'Espagne.



# RAPPORT DÉTAILLÉ

# Définitions

## CLASSIFICATION DES ACTEURS NÉGOCIANT SUR LES MARCHÉS DE GROS FRANÇAIS

Afin d'analyser l'activité agrégée des sociétés intervenant sur les marchés de gros français, la CRE a développé une classification structurée autour des catégories suivantes :

Électricité	Gaz
Opérateurs historiques français	Opérateurs historiques français
Producteurs alternatifs français	Opérateurs historiques étrangers
Opérateurs historiques européens	Nouveaux entrants
Nouveaux entrants français	Traders
Nouveaux entrants européens	Autres
Traders	
Autres	

L'activité des opérateurs historiques français est calculée en intégrant celle de la maison mère et celle de l'ensemble de ses filiales. Les Entreprises Locales de Distribution (ELD) sont considérées comme des opérateurs historiques français.

Les opérateurs historiques européens ou étrangers sont les sociétés qui disposaient d'une situation de monopole sur un marché étranger avant l'ouverture des marchés. RWE, E.On Ruhrgas, Electrabel ou Gazprom en sont des exemples.

Les nouveaux entrants, européens ou français selon la localisation de leur marché principal, sont les sociétés dont l'activité a débuté postérieurement à l'ouverture des marchés à la concurrence.

Les opérateurs historiques européens ou étrangers et les nouveaux entrants, européens ou français, seront parfois désignés comme « fournisseurs alternatifs »

La catégorie des traders rassemble les sociétés dont l'activité principale est le négoce d'énergie (achat pour revente) sur les marchés de gros.

Ont été classés dans la catégorie « Autres » les industriels actifs sur le marché de gros et certaines sociétés peu actives sur les marchés et dont la classification pouvait être sujette à interprétation.

## MESURE DU DEGRÉ DE CONCENTRATION DES SEGMENTS DE MARCHÉ

L'évaluation du degré de concentration des marchés étudiés est fondée sur le calcul de l'indice d'Herfindahl-Hirschman (HHI). Le HHI est égal à la somme des carrés des parts de marché des acteurs en présence.





Le HHI tend vers 0 dans le cas d'un marché atomistique. Un segment de marché dont le HHI est inférieur à 1000 est considéré comme peu à pas concentré. Un segment de marché dont le HHI est compris entre 1000 et 1800 est considéré comme modérément concentré. Un segment de marché dont le HHI est supérieur à 1800 est considéré comme concentré à très concentré.

# Rapport détaillé - Électricité

## 1. LE DÉVELOPPEMENT DU NÉGOCE EN FRANCE

### 1.1 Développement du négoce et structure du marché

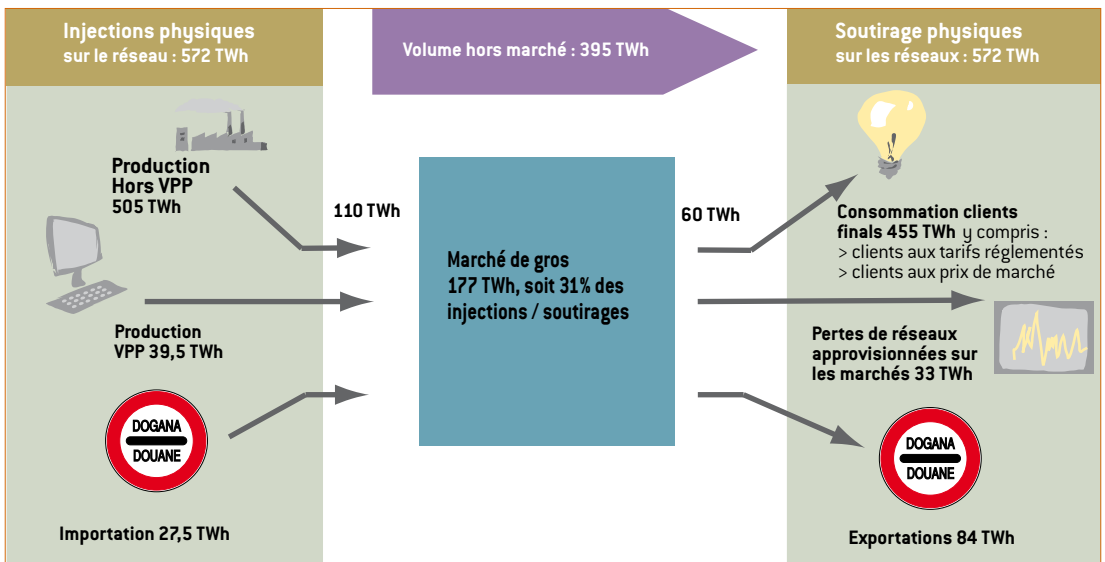
La CRE observe que, en 2007, seule une part minoritaire de l'énergie livrée en France a transité sur le marché de gros. Sur les 572 TWh d'injections physiques sur le marché français, 395 TWh ont été produits puis directement livrés par les producteurs à leurs clients finals. Seuls les 177 TWh restant ont fait l'objet d'échanges entre responsables d'équilibre ou de livraisons sur les marchés frontaliers.

L'activité sur un marché de gros est liée principalement :

- à l'optimisation, par les producteurs, de la flexibilité de leurs moyens de production ;
- à la couverture, par les fournisseurs, de la consommation prévisionnelle de leurs clients finals ;
- aux opérations de « trading », qu'il s'agisse d'arbitrages avec les marchés frontaliers ou de prises de positions spéculatives.

Le marché français est caractérisé par l'existence d'un acteur dominant, EDF, sur les segments de la production et de la fourniture, ainsi qu'une forte intégration verticale entre les activités de production et de fourniture. La conjugaison de ces deux facteurs réduit structurellement le niveau d'activité lié aux interventions des producteurs et des fournisseurs sur le marché de gros. La structure du marché français est donc un frein au développement d'une liquidité similaire à celle observée sur des marchés de tailles comparables.

### Flux d'énergie entre les segments amont et aval du marché de gros français en 2007



Données : RTE – Analyse : CRE



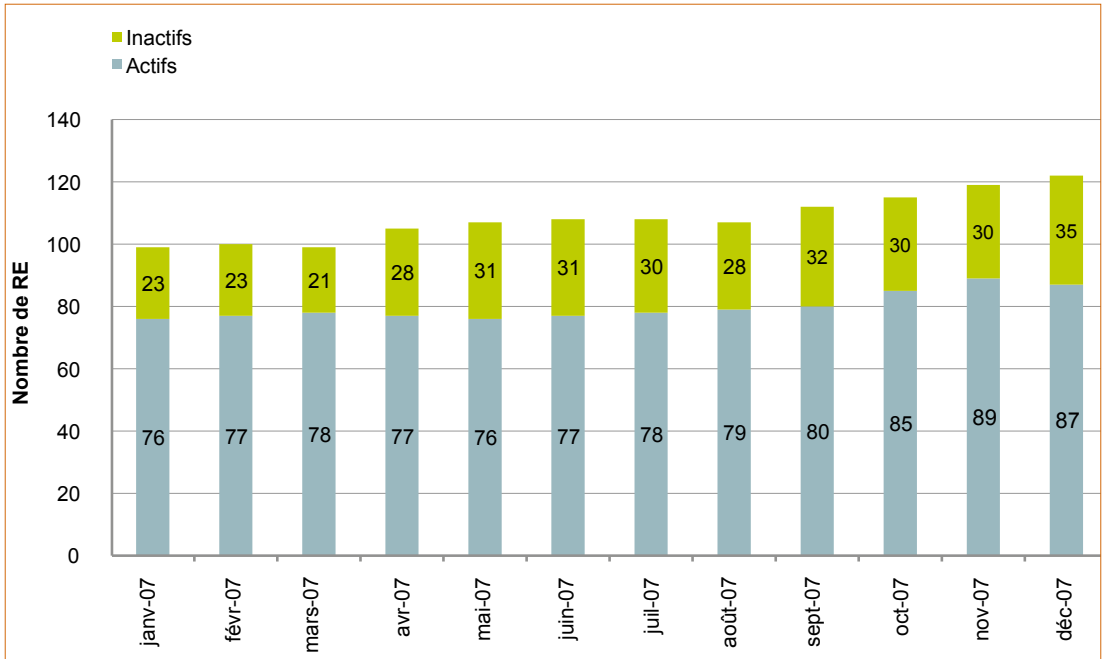
## 1.2 L'activité, la liquidité et la concentration du négoce

La CRE a analysé l'activité des Responsables d'Equilibre français (RE). Il convient de noter que le nombre de RE ne reflète pas exactement le nombre d'entreprises, certaines d'entre elles utilisant, pour leurs activités, plusieurs périmètres d'équilibre distincts.

L'année 2007 a vu l'arrivée de nombreux intervenants nouveaux sur le marché de gros français. Ainsi, au 31 décembre 2007, 122 RE étaient inscrits, soit 25 de plus qu'un an plus tôt.

De même, le nombre de RE considérés comme actifs, c'est-à-dire ayant nominé au moins une livraison sur le marché de gros français, est passé de 80 en 2006 à 95 en 2007. Les RE dont l'activité a démarré en 2007 sont, pour l'essentiel, des sociétés de trading.

### Évolution du nombre de Responsables d'Equilibre en 2007



Données : RTE – Analyse : CRE

### Nombre de Responsables d'Equilibre actifs selon leur activité principale en 2006 et en 2007

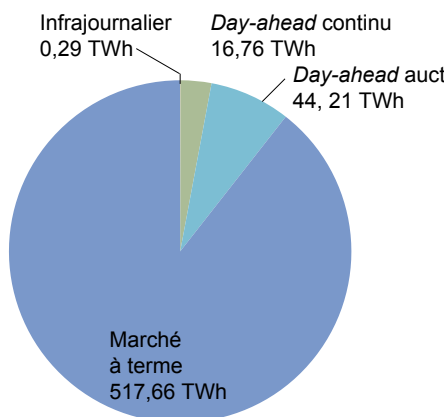
Classification	Nombre de RE actifs	
	2006	2007
Opérateurs historiques français	8	7
Opérateurs historiques européens	31	33
Producteurs alternatifs français	5	5
Nouveaux entrants français	4	6
Nouveaux entrants européens	11	15
Traders	14	22
Autres	7	7
Total	80	95

Données : RTE – Analyse : CRE

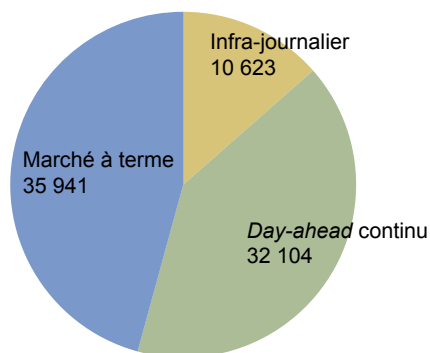
La CRE a analysé l'activité sur le marché de gros français intermédié, qui regroupe les transactions conclues par l'intermédiaire d'un des 5 principaux *brokers* actifs en France (GFI, ICAP, Spectron, TFS, Tullett Prebon) et celles conclues sur Powernext. Ce périmètre couvre l'essentiel de l'activité sur le marché de gros français.

La CRE a ainsi pu déterminer que les volumes échangés sur le marché de gros se sont élevés en 2007 à 579 TWh, soit environ 127 % de la consommation intérieure française. 78 500 transactions ont été conclues.

#### Répartition de l'activité par échéance en volume Marché intermédié en 2007



#### Répartition de l'activité par échéance en nombre de transactions Marché intermédié en 2007



Données : Powernext, *Brokers* – Analyse : CRE

Ce niveau d'activité est, certes, supérieur à celui observé par la Commission européenne à l'occasion de son enquête sectorielle. La Commission l'avait estimé à environ 90 % de la consommation nationale pour la période juin 2004 - mai 2005. Toutefois, cette progression est faible et la taille du marché toujours réduite au regard d'autres marchés européens. Si le marché *Spot* (*day-ahead* et *infra-journalier*) a été dynamique, la liquidité sur le marché à terme a peu évolué. Et ce malgré l'ouverture totale des marchés de détail, intervenue au 1<sup>er</sup> juillet 2007.

Cette progression limitée est vraisemblablement liée au faible développement de la part de marché des fournisseurs alternatifs sur le marché de détail, ainsi qu'aux effets directs et indirects de la mise en place du tarif réglementé transitoire d'ajustement du marché (TaRTAM). Ce dispositif réduit l'incitation des fournisseurs de clients bénéficiant du TaRTAM à optimiser leurs approvisionnements. De plus, il a probablement donné aux fournisseurs alternatifs le signal de l'existence d'un risque réglementaire élevé sur le marché français.

### Volumes Spot négociés en pourcentage de la consommation nationale d'électricité (juin 2004-mai 2005)

	Bourses d'électricité	OTC – Brokers
OMEL - Espagne	84,02 %	Négligeable
GME - Italie	43,67 %	n.a.
Nordpool - Région nordique	42,82 %	n.a.
EEX - Allemagne	13,24 %	5,40 %
APX - Pays-Bas	11,88 %	5,90 %
Belgique	Pas de bourse	0,04 %
Powernext - France	3,37 %	1,50 %
EXAA - Autriche	2,96 %	n.a.
UKPX - Royaume Uni	2,17 %	8,60 %
Pol PX - Pologne	1,28 %	n.a.

Source : données récupérées auprès des bourses et des *brokers*  
 Note : ce tableau ne contient pas la liste exhaustive de toutes les bourses d'électricité en Europe.  
 Les chiffres OTC – *Brokers* font référence aux volumes rapportés par les principaux *brokers* en énergie.

### Volumes futures/forward négociés en pourcentage de la consommation nationale d'électricité (juin 2004-mai 2005)

	Bourses d'électricité	OTC – Brokers	Bourses d'électricité + OTC
OMEL - Espagne	Pas de bourse	Négligeable	n.a.
GME - Italie	Pas de bourse	n.a.	n.a.
Nordpool - Région nordique (2005)	196 %	327 %*	523 %
EEX - Allemagne	74 %	565 %	639 %
Endex - Pays-Bas (depuis déc. 2004)	39 %	509 %	548 %
Belgique	Pas de bourse	22 %	22 %
Powernext - France	6 %	79 %	85 %
EXAA - Autriche	Pas de bourse	n.a.	n.a.
Pol PX - Pologne	Pas de bourse	n.a.	n.a.
UKPX - Royaume Uni	0 %	146 %	146 %

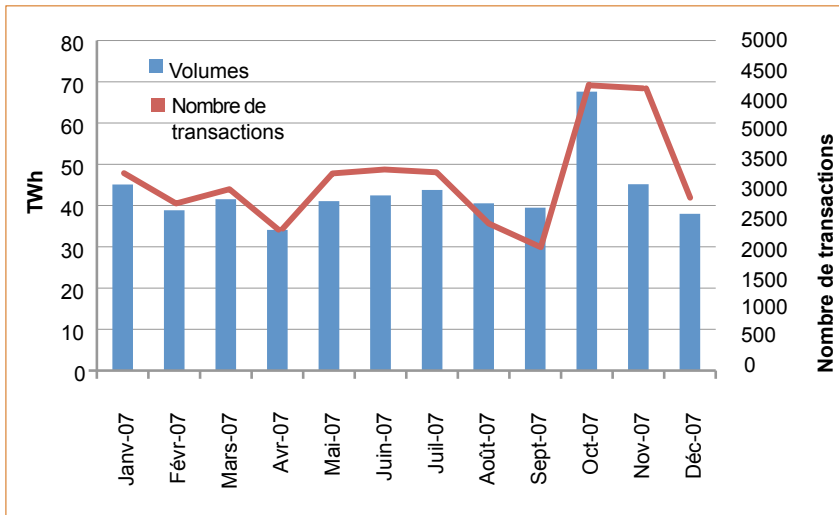
Source : données récupérées auprès des bourses et des *brokers*  
 Note : les chiffres OTC – *Brokers* font référence aux volumes rapportés par les principaux *brokers* en énergie.  
 \* ce chiffre comprend seulement les contrats bilatéraux soumis à compensation par Nordpool

Données : DG Concurrence - Rapport d'enquête sectorielle - 10 janvier 2007

### 1.2.1 Le marché à terme

Le volume échangé sur le marché à terme s'est élevé, en 2007, à 518 TWh, soit environ 110 % de la consommation intérieure française, pour un total de 36 000 transactions. L'activité sur le marché à terme a été relativement stable tout au long de l'année, à l'exception du mois d'octobre, pendant lequel une forte activité a été enregistrée.

**Évolution des volumes et du nombre de transactions mensuels  
Marché à terme intermédié en 2007**



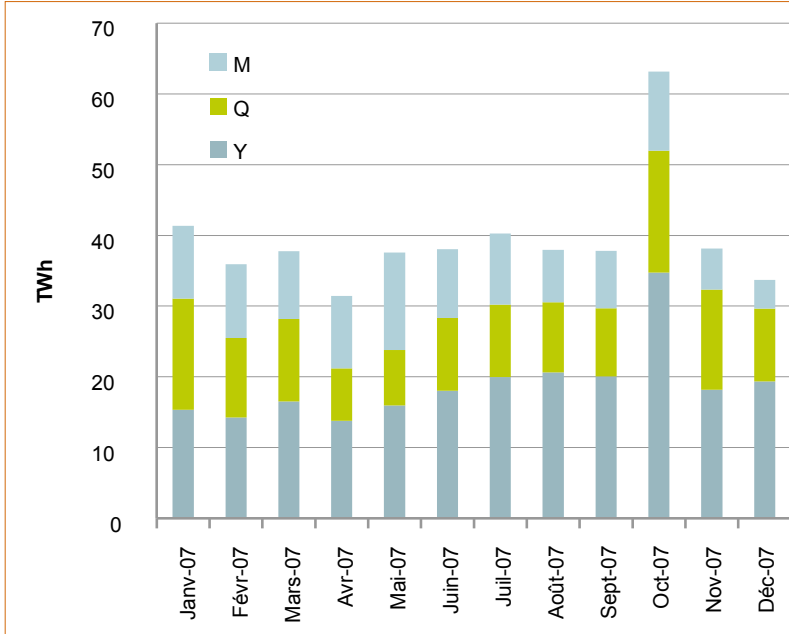
Données : Powernext, Brokers – Analyse : CRE

Les produits ayant fait l'objet du plus grand nombre de transactions ont été les produits de plus court terme (échéances mensuelles). De plus, on observe que la taille moyenne des transactions a été beaucoup plus élevée sur les produits de court terme. Cela traduit une réticence des acteurs à prendre des positions importantes sur les horizons de temps les plus longs, qui reflète vraisemblablement une faible confiance dans le développement futur du marché.

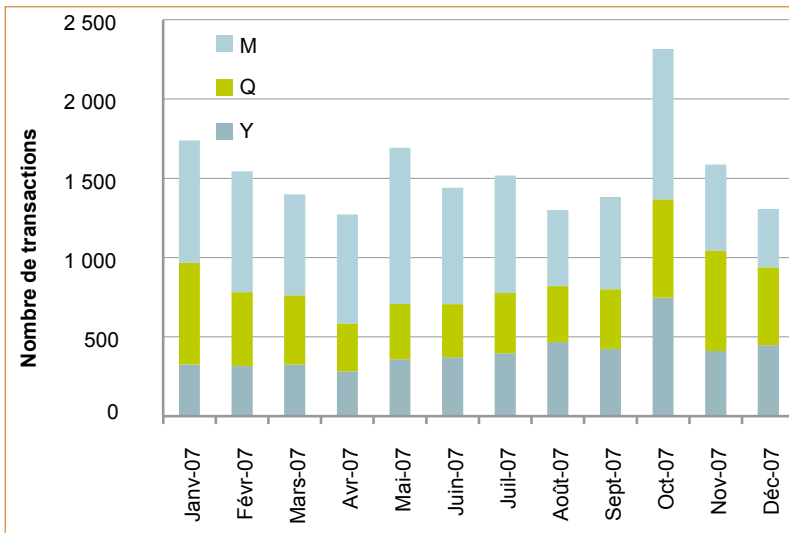
Les graphiques suivants représentent la répartition des volumes échangés et du nombre de transactions pour les produits mensuels (M), trimestriels (Q) et annuels (Y).



### Répartition mensuelle des volumes négociés sur les produits Y, Q et M Marché à terme intermédié en 2007

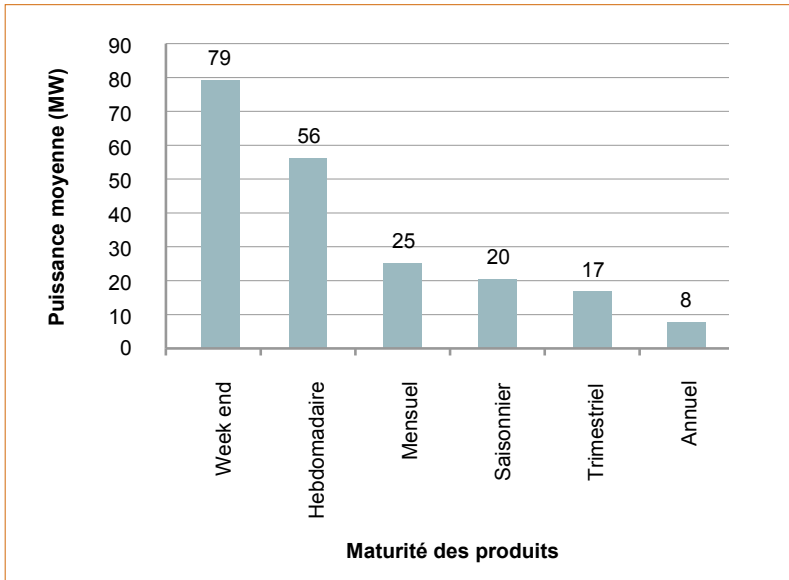


### Répartition mensuelle du nombre de transactions sur les produits Y, Q et M Marché à terme intermédié en 2007



Données : Powernext, Brokers – Analyse : CRE

**Puissance moyenne négociée par transaction par catégorie de produit  
Marché intermédiaire en 2007**

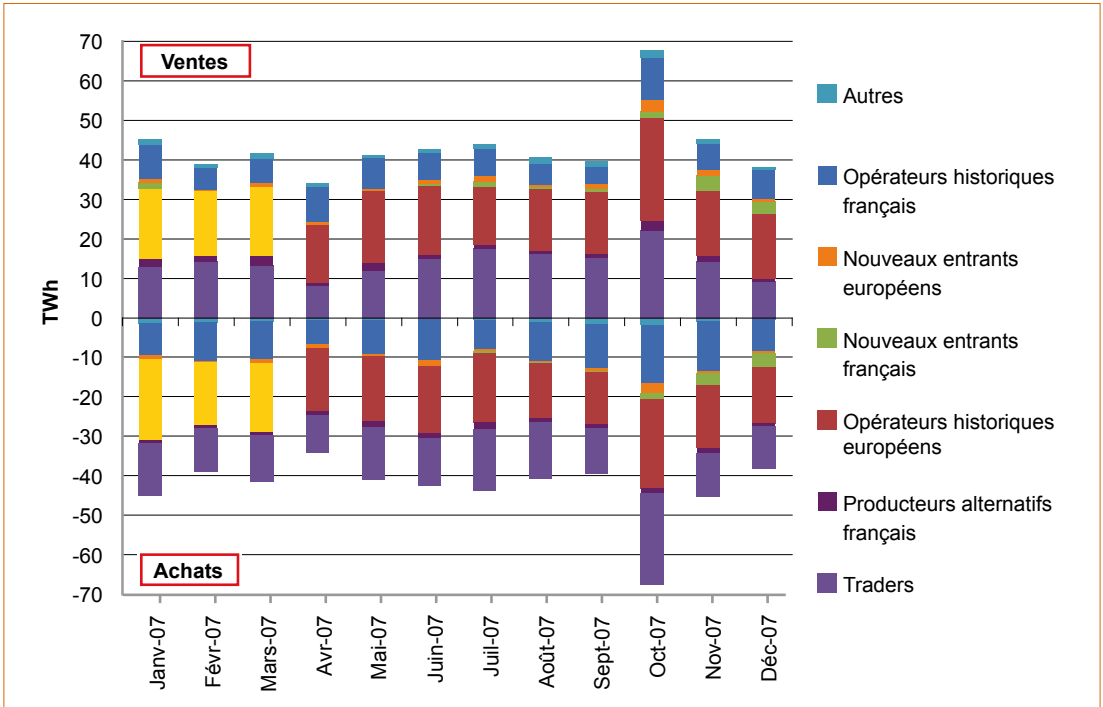


Données : Powernext, Brokers – Analyse : CRE



Le marché à terme a été très largement animé, à l'achat et à la vente, par les sociétés de trading et les opérateurs historiques européens. Aucun acteur n'a représenté une part dominante des transactions d'achat ou de vente.

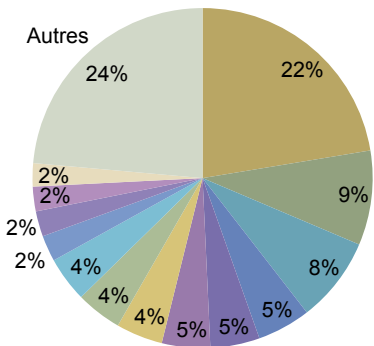
**Répartitions mensuelles des achats et des ventes par catégories d'acteurs**  
**Marché à terme intermédiaire en 2007**



Données : Powernext, Brokers – Analyse : CRE

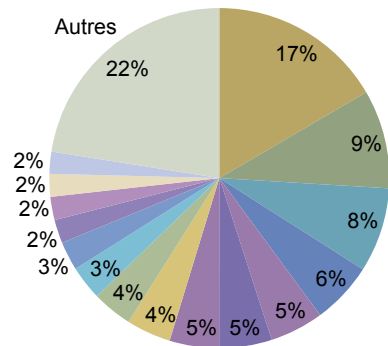
**Parts de marché des acteurs en volumes d'achat**  
**Marché à terme intermédiaire en 2007**

- Acteurs dont la part de marché est supérieure à 2 % -



**Parts de marché des acteurs en volumes de vente**  
**Marché à terme intermédiaire en 2007**

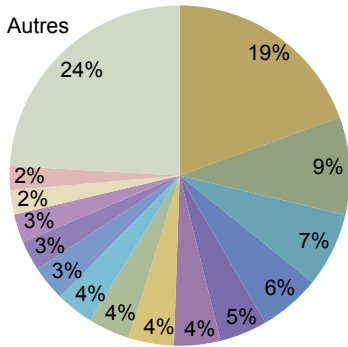
- Acteurs dont la part de marché est supérieure à 2 % -



Données : Powernext, Brokers – Analyse : CRE

**Parts de marché des acteurs en nombre de transactions à l'achat  
Marché à terme intermédié en 2007**

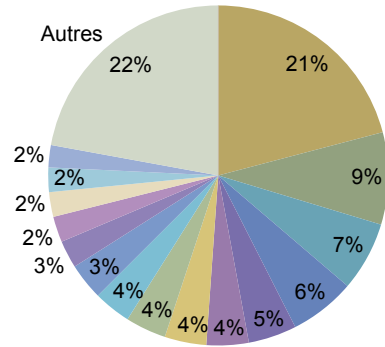
- Acteurs dont la part de marché est supérieure à 2 % -



Données : Powernext, Brokers – Analyse : CRE

**Parts de marché des acteurs en nombre de transactions à la vente Marché à terme intermédié en 2007**

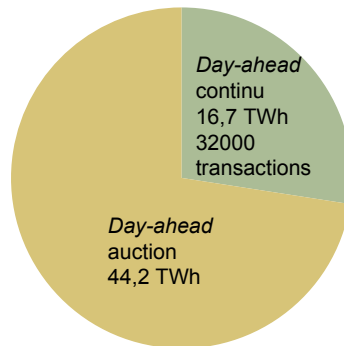
- Acteurs dont la part de marché est supérieure à 2 % -



**1.2.2 Le marché *day-ahead***

Le volume échangé sur le marché *day-ahead* s'est élevé, en 2007, à 60,9 TWh, soit environ 13 % de la consommation intérieure française. 32 000 transactions ont été effectuées (hors fixing *day-ahead*).

**Volumes et nombre de transactions – marché *day-ahead* intermédié français en 2007**



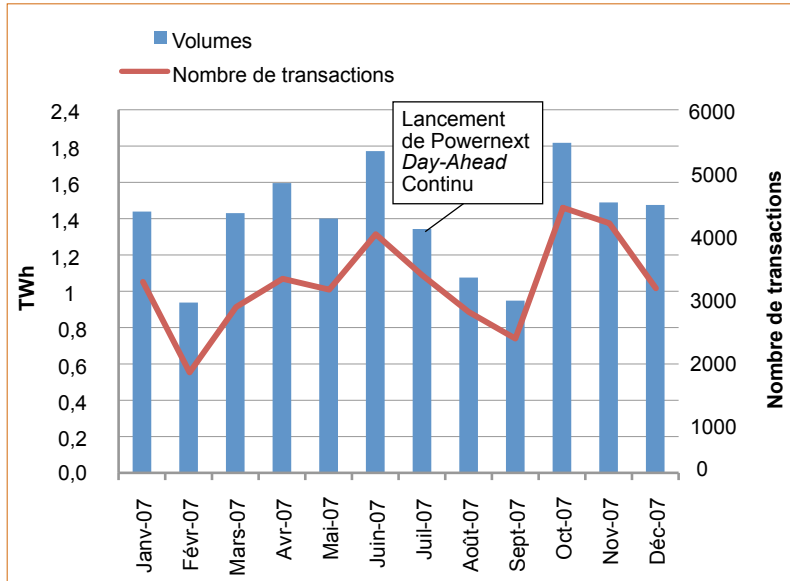
Données : Powernext, Brokers – Analyse : CRE

**1.2.2.1 Le marché *day-ahead* continu**

16,8 TWh ont été échangés sur le marché *day-ahead* continu, pour un total de 32 000 transactions. L'activité a été particulièrement variable au cours de l'année.

Le démarrage de la plateforme de négociation en continu de Powernext n'a pas été accompagné d'une croissance significative des volumes traités.

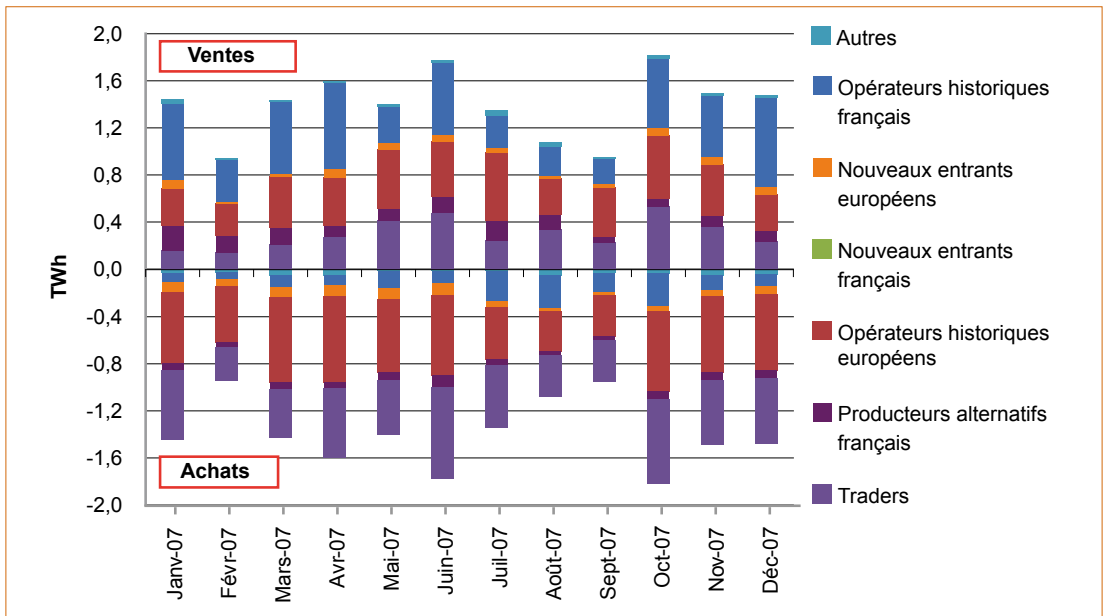
### Évolution des volumes mensuels day-ahead continu intermédié en 2007



Données : Powernext, Brokers – Analyse : CRE

Le marché a été largement animé, à la vente, par les opérateurs historiques français.

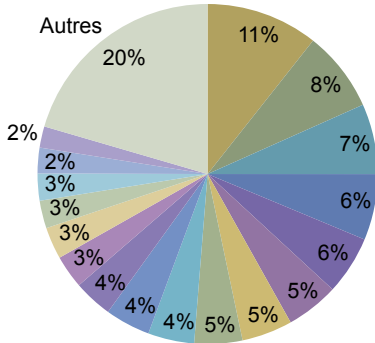
### Répartition mensuelles des achats et des ventes par catégories d'acteurs day-ahead continu intermédié en 2007



Données : Powernext, Brokers – Analyse : CRE

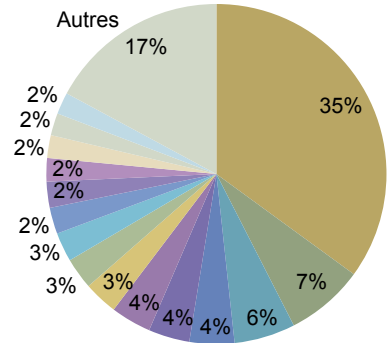
**Parts de marché des acteurs  
en volumes d'achat  
day-ahead continu intermédié en 2007**

- Acteurs dont la part de marché est supérieure à 2 % -



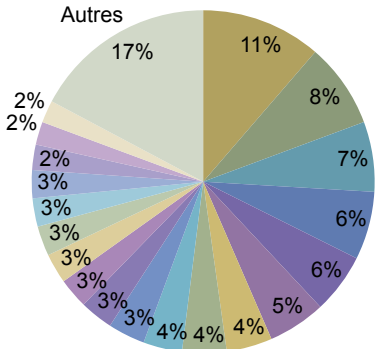
**Parts de marché des acteurs  
en volumes de vente  
day-ahead continu intermédié en 2007**

- Acteurs dont la part de marché est supérieure à 2 % -



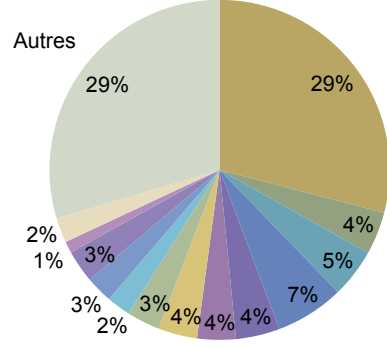
**Parts de marché des acteurs  
en nombre de transactions à l'achat  
day-ahead continu intermédié en 2007**

- Acteurs dont la part de marché est supérieure à 2 % -



**Parts de marché des acteurs  
en nombre de transactions à la vente  
day-ahead continu intermédié en 2007**

- Acteurs dont la part de marché est supérieure à 2 % -

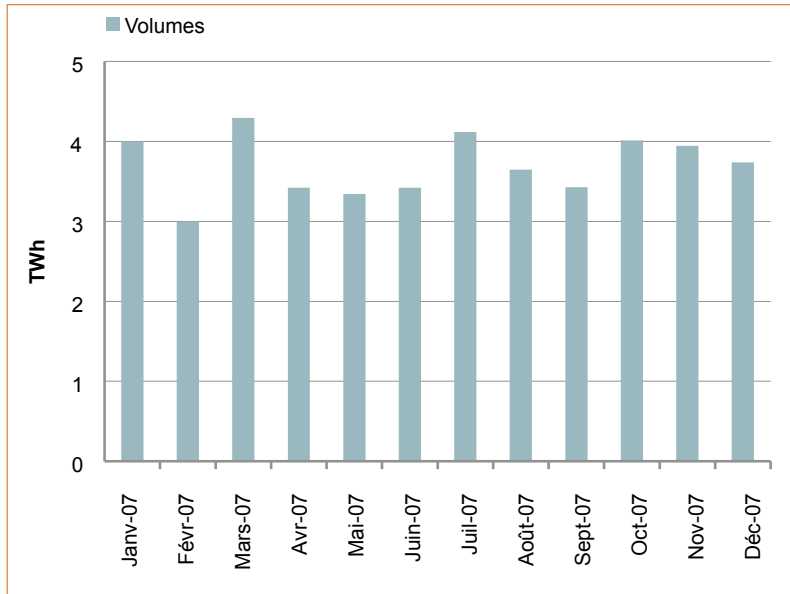


Données : Powernext, Brokers – Analyse : CRE

**1.2.2.2 Le fixing day-ahead**

44,2 TWh ont été négociés sur Powernext Day-ahead Auction au cours de l'année 2007. La situation tendue du marché en fin d'année ne semble pas avoir eu d'effet significatif sur les volumes traités.

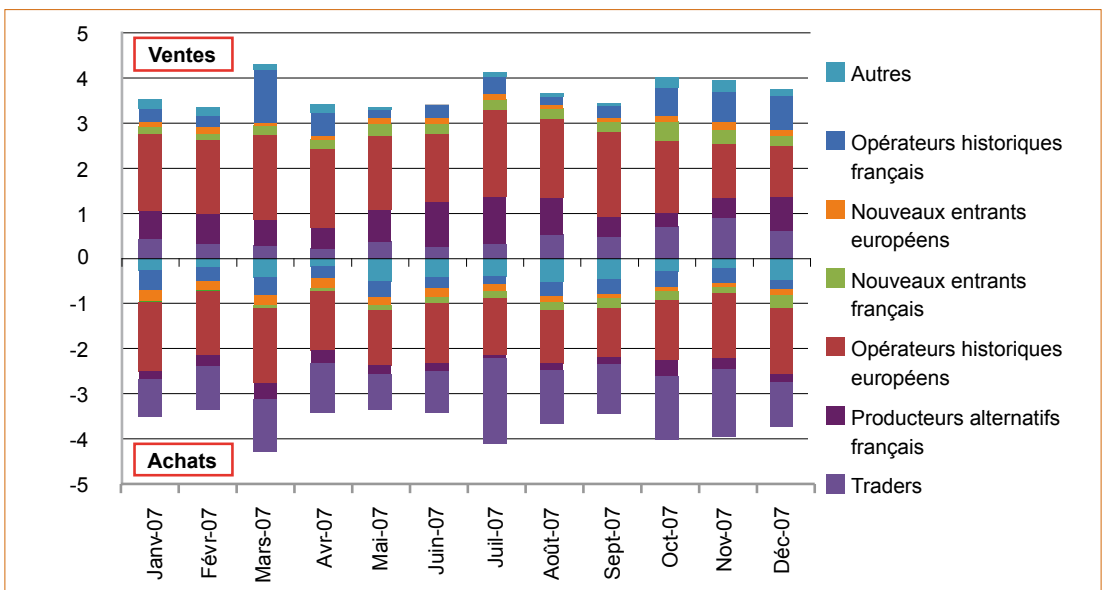
### Évolution des volumes mensuels *day-ahead* auction en 2007



Données : Powernext – Analyse : CRE

Le marché a été très largement animé par des sociétés de trading et des opérateurs historiques européens. Aucun acteur n'a représenté une part dominante des achats ou des ventes.

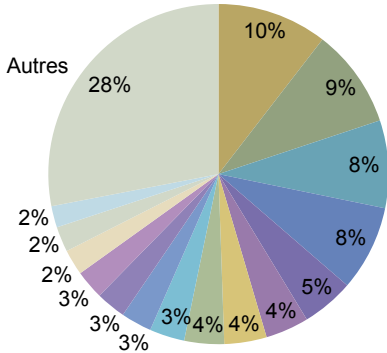
### Répartitions mensuelles des achats et des ventes par catégories d'acteurs *day-ahead* auction en 2007



Données : Powernext – Analyse : CRE

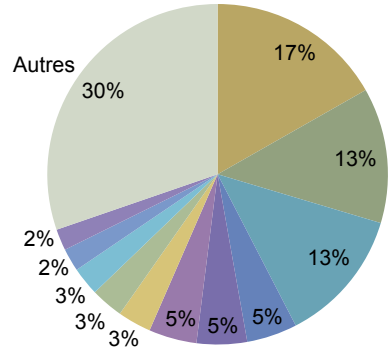
**Parts de marché des acteurs en volumes d'achat day-ahead auction en 2007**

- Acteurs dont la part de marché est supérieure à 2 % -



**Parts de marché des acteurs en volumes de vente day-ahead auction en 2007**

- Acteurs dont la part de marché est supérieure à 2 % -

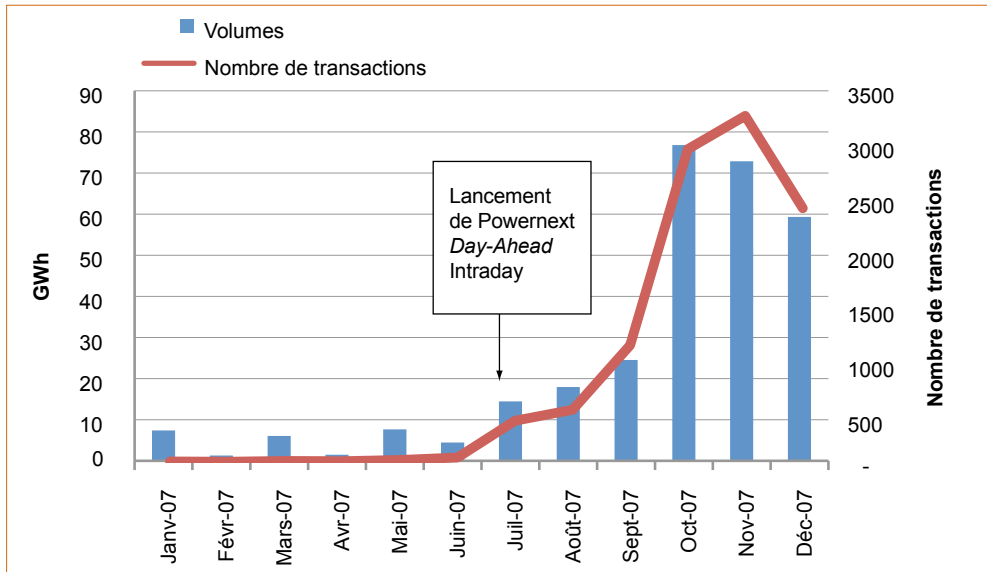


Données : Powernext – Analyse : CRE

**1.2.3 Le marché intrajournalier**

L'activité sur le marché intrajournalier intermédié, extrêmement faible jusqu'en début d'année, a fortement progressé à la suite de la mise en service de la plateforme Powernext Intraday en juillet 2007. Les volumes échangés sur l'ensemble des plateformes se sont élevés à environ 300 GWh pour un total de 10 600 transactions.

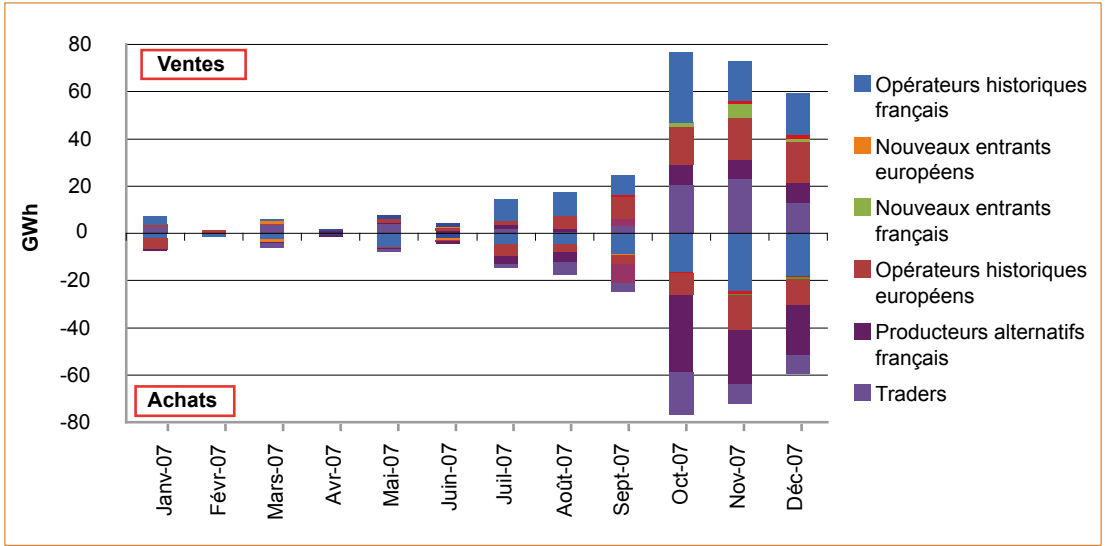
**Évolution des volumes mensuels Intra-journalier intermédié en 2007**



Données : Powernext, Brokers – Analyse : CRE

Le marché a été largement animé, à l'achat comme à la vente, par les opérateurs historiques français.

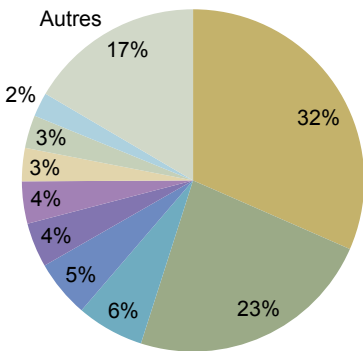
**Répartitions mensuelles des achats et des ventes par catégories d'acteurs  
Infrajournalier intermédié en 2007**



Données : Powernext, Brokers – Analyse : CRE

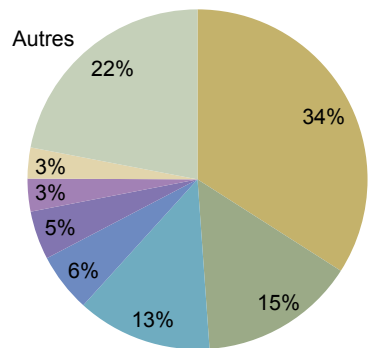
**Parts de marché des acteurs  
en volumes d'achat  
Infrajournalier intermédié en 2007**

- Acteurs dont la part de marché est supérieure à 2 % -



**Parts de marché des acteurs  
en volumes de vente  
Infrajournalier intermédié en 2007**

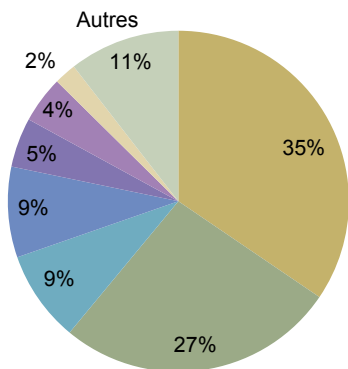
- Acteurs dont la part de marché est supérieure à 2 % -



Données : Powernext, Brokers – Analyse : CRE

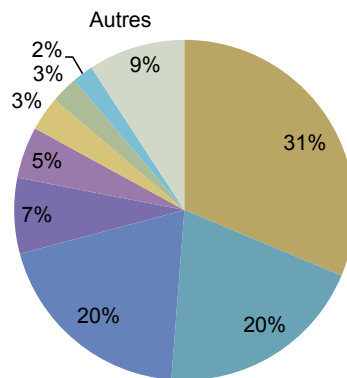
**Parts de marché des acteurs  
en nombre de transactions à l'achat  
Intra-journalier intermédié en 2007**

- Acteurs dont la part de marché est supérieure à 2 % -



**Parts de marché des acteurs  
en nombre de transactions à la vente  
Intra-journalier intermédié en 2007**

- Acteurs dont la part de marché est supérieure à 2 % -



Données : Powernext, Brokers – Analyse : CRE





## 2. L'ÉVOLUTION DES PRIX DE GROS

### 2.1 Les prix *day-ahead*

#### 2.1.1 Évolution des prix

L'année 2007 a été caractérisée par la différence marquée entre les prix constatés au cours des trois premiers trimestres et ceux observés au cours des trois derniers mois de l'année.

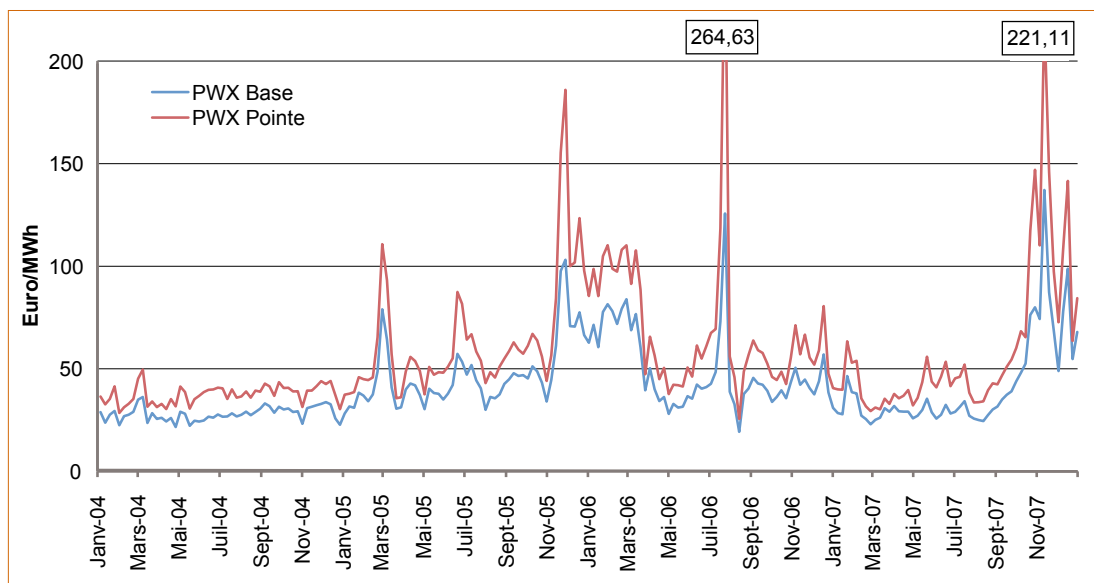
De janvier à septembre 2007, les prix ont été bas au regard des années précédentes. Sur cette période, les prix se sont élevés, en moyenne, à environ 30 €/MWh, contre 52 €/MWh au cours de la même période en 2006 et 41 €/MWh en 2005. Les prix moyens journaliers n'ont jamais dépassé 57 €/MWh.

À l'inverse, au cours du quatrième trimestre 2007, les prix ont été historiquement élevés. Le prix moyen sur la période a été de 72,70 €/MWh. Des pics de prix historiques ont été observés :

- 1 236 €/MWh pour livraison le lundi 29 octobre 2007 entre 18h et 19h ;
- 2 500 €/MWh pour livraison le lundi 12 novembre 2007 entre 20h et 21h ;
- 1 762 €/MWh pour livraison le jeudi 15 novembre 2007 entre 18h et 19h.

Ces pics de prix ont fait l'objet d'une investigation de la CRE, dont les conclusions ont été rendues publiques le 17 avril 2008.

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

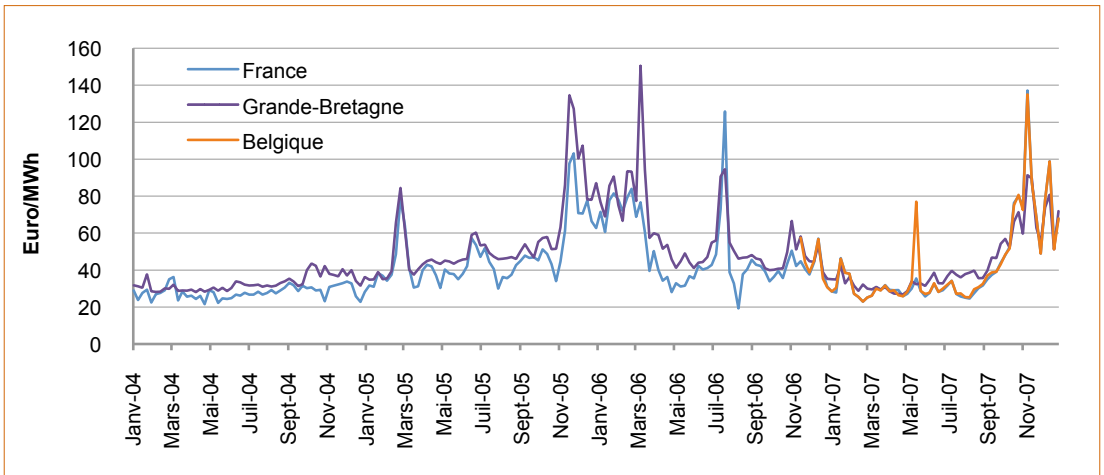
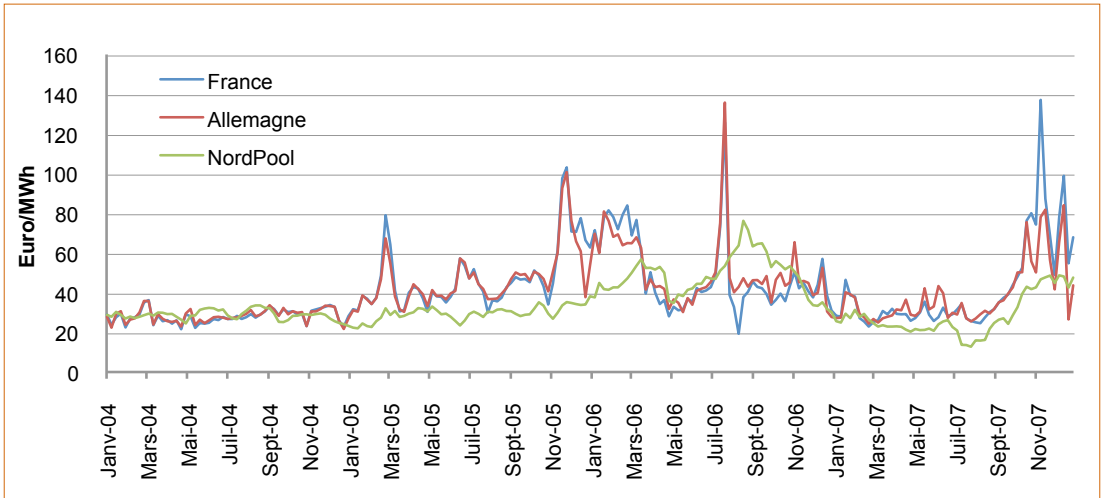


Données : Powernext – Analyse : CRE

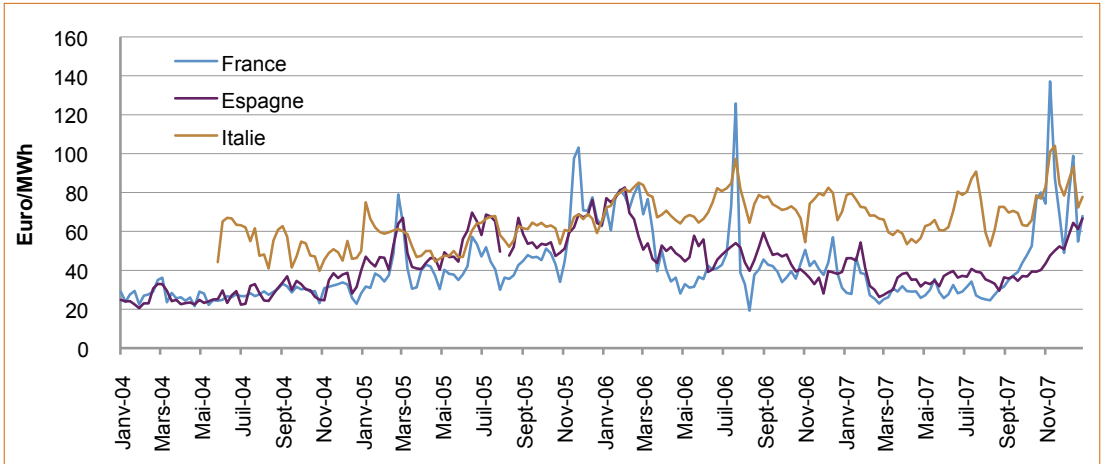
Sur les trois premiers trimestres, les prix français étaient inférieurs à ceux observés sur l'ensemble des marchés européens, à l'exception de Nordpool. À l'inverse, lors du dernier trimestre 2007, seuls les prix italiens et suisses sont restés supérieurs aux prix français.

En particulier, pour la première fois depuis fin 2005, les prix *day-ahead* français ont été, au cours des trois premiers trimestres 2007, généralement inférieurs aux prix allemands. Toutefois, au dernier trimestre, ils sont redevenus en moyenne plus chers qu'en Allemagne.

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



Données : Powermext, EEX, Platts, Belpex, Omel, NordPool, Ipx – Analyse : CRE



Données : Powernext, EEX, Platts, Belpex, Omel, NordPool, Ipx – Analyse : CRE

### 2.1.2 Cohérence avec l'évolution de l'équilibre offre-demande

La CRE a analysé le lien entre les mouvements de prix *day-ahead* et l'évolution de l'équilibre offre-demande du marché. À cette fin, elle a élaboré un indice de marge de l'équilibre offre-demande du marché électrique français. Cet indice 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.

La CRE observe que l'évolution des prix a été généralement cohérente avec celle de l'équilibre offre-demande du marché français.

Au cours des trois premiers trimestres 2007, l'équilibre offre-demande physique du marché français était confortable et le remplissage des réservoirs hydrauliques historiquement élevé. En revanche, au cours du dernier trimestre, les marges du marché français et le stock hydraulique se sont fortement réduits.

L'analyse des mouvements de prix journaliers montre que, dans près de 80 % des cas, les augmentations de prix ont été simultanées à une réduction de la marge offre-demande du marché français.

Toutefois, certains des pics de prix observés au dernier trimestre 2007 se sont produits alors que la tension de l'équilibre offre-demande n'était pas extrême. Ces situations ont fait l'objet d'une investigation de la CRE, dont les conclusions ont été rendues publiques le 17 avril 2008.

#### 2.1.2.1 La méthode utilisée

L'équilibre du système électrique dépend du différentiel entre la capacité de production disponible et la demande prévisionnelle. La CRE a élaboré un indicateur d'évaluation des tensions pesant sur l'équilibre offre demande. Cet indicateur prend en compte :

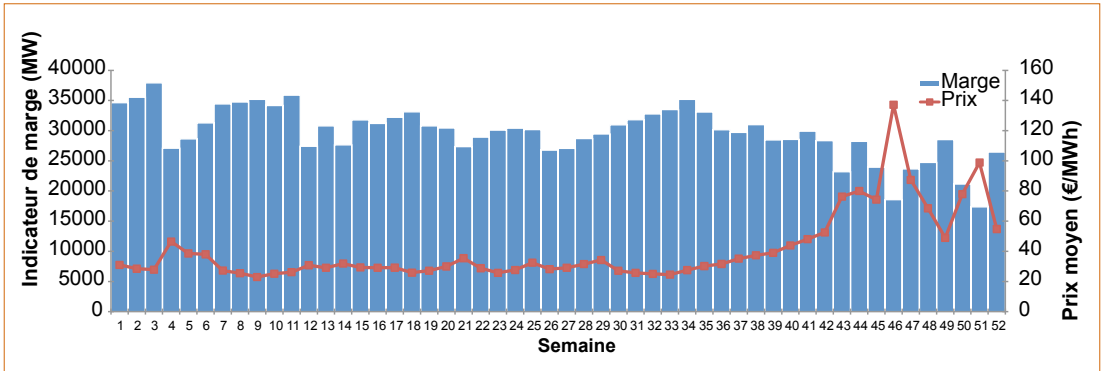
- l'écart entre la capacité disponible et la production des filières dont la production peut être décidée *ex ante* : nucléaire, thermique à flamme, barrages hydrauliques ;

- l'écart entre les capacités d'importations nettes nominées par les acteurs et les capacités commerciales disponibles maximales à l'import aux interconnexions (NTC).

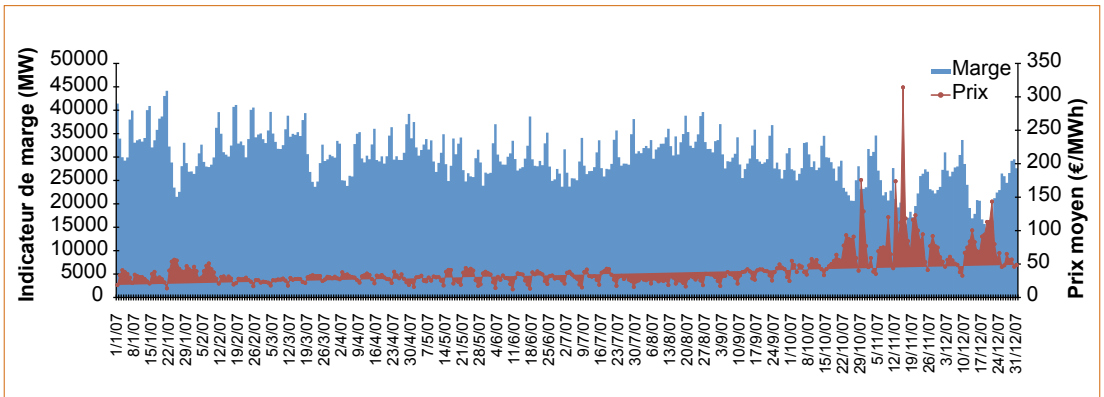
### 2.1.2.2 Les résultats

- Mailles hebdomadaire et journalière

#### Évolution du prix et de l'indicateur de marge, moyennes hebdomadaires



#### Évolution du prix et de l'indicateur de marge, moyennes journalières



Données : RTE, Powernext – Analyse : CRE

Il apparaît que prix et indicateur de marge ont été bien corrélés. Lorsque l'indicateur de marge augmentait (resp. diminuait), le prix diminuait (resp. augmentait) :

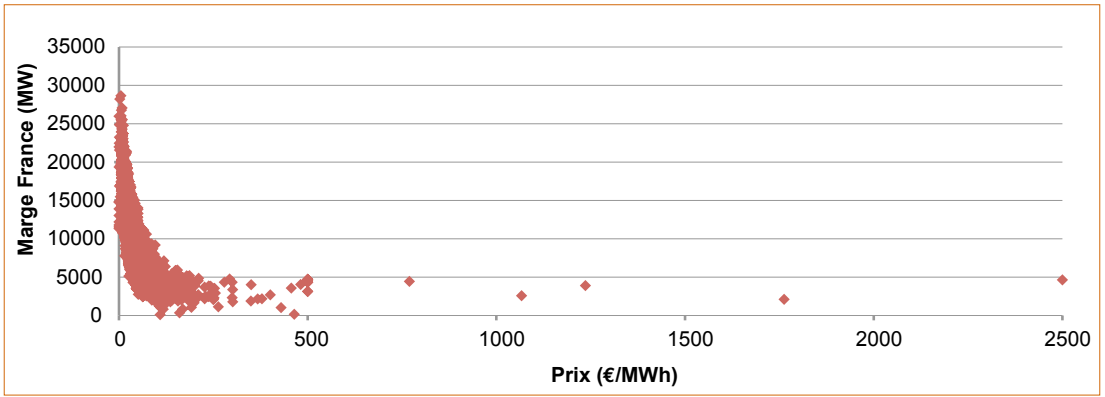
- dans 71 % des cas dans les analyses à la maille hebdomadaire ;
- dans 78 % des cas dans les analyses à la maille journalières.

En particulier, en fin d'année, une réduction importante de l'indicateur de marge a accompagné la forte hausse des prix.

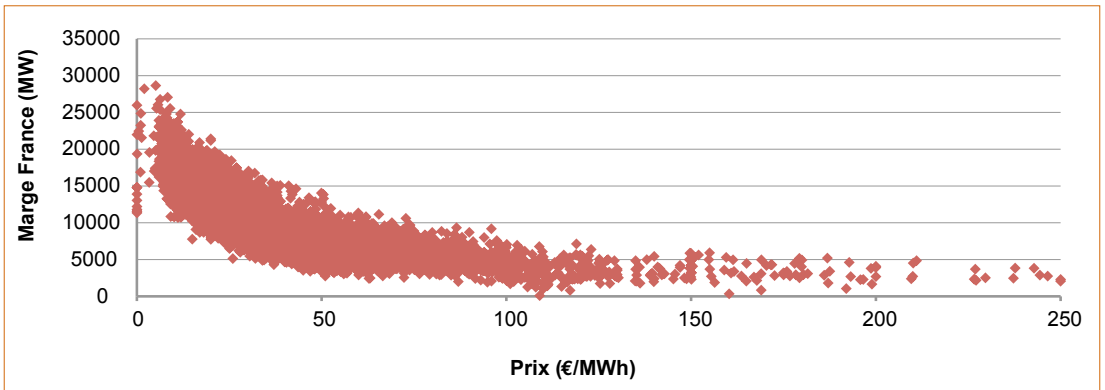
- **Maille horaire**

Les plus fortes corrélations pour les analyses à la maille horaire ont été observées lorsque la marge de l'équilibre offre-demande est évaluée uniquement sur la base de la production disponible. La prise en compte des marges d'importation aux interconnexions aboutit à des résultats moins clairs. Ce résultat n'est pas étonnant dans la mesure où l'utilisation des capacités aux interconnexions est peu optimale au niveau horaire (voir partie « Le négoce transfrontalier », page 8).

**Relation entre prix et « indicateur de marge » national, moyennes horaires**



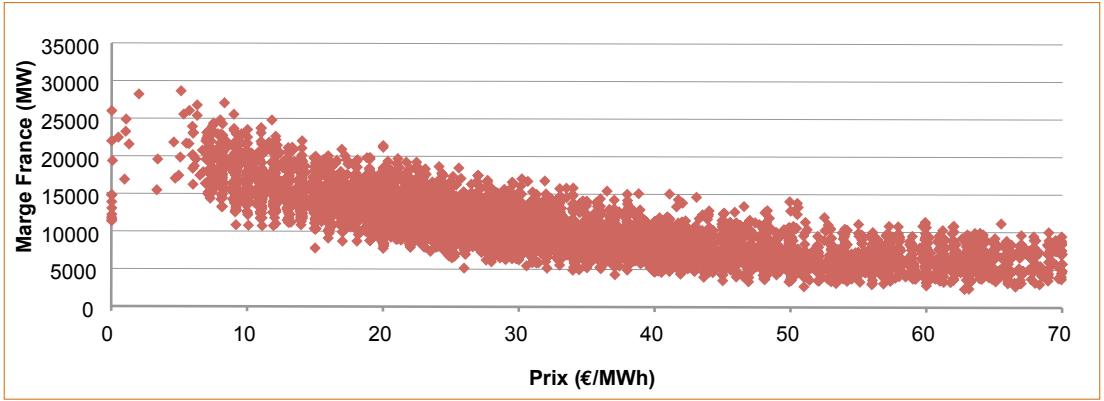
**Zoom sur l'intervalle 0-250 €/MWh**



Données : RTE, Powernext – Analyse : CRE

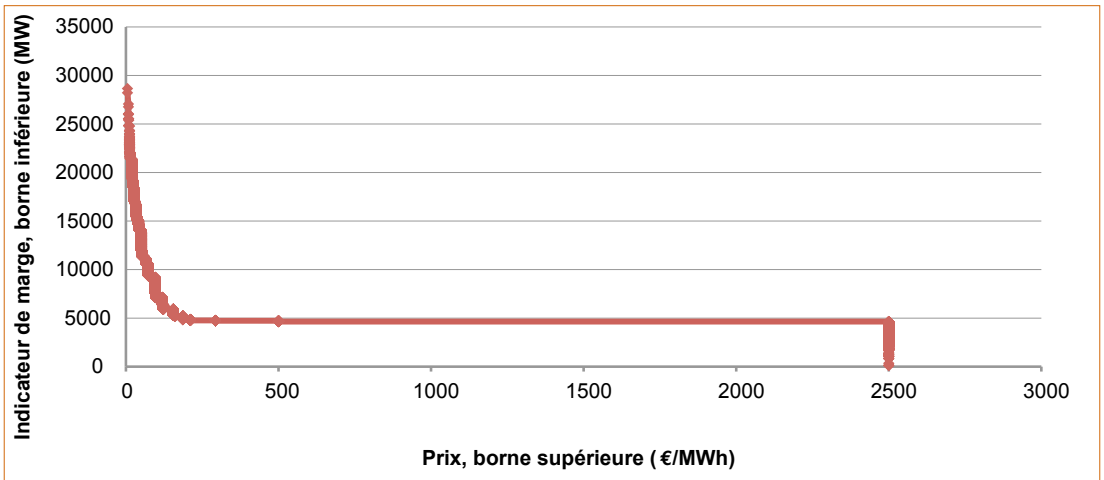


### Zoom sur l'intervalle 0-70 €/MWh



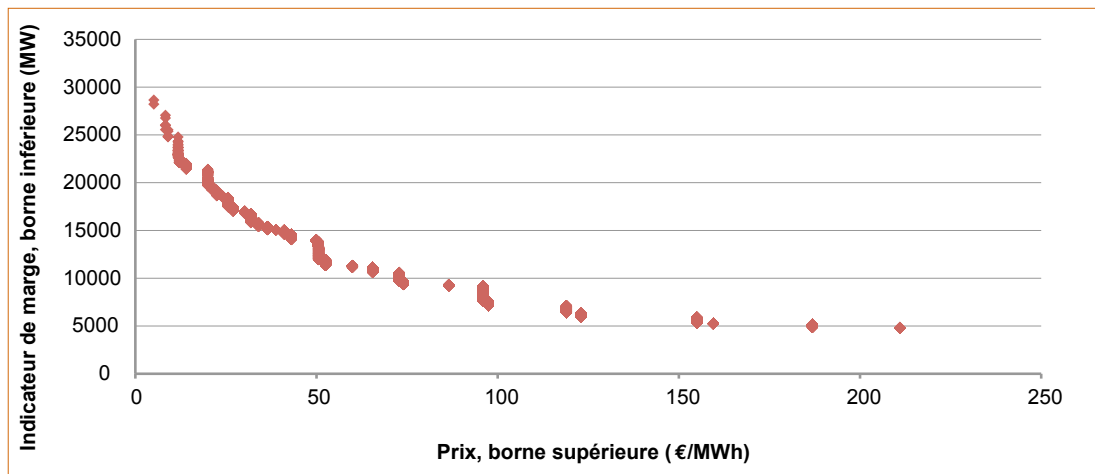
Données : RTE, Powernext – Analyse : CRE

### Enveloppe supérieure de la courbe « indicateur de marge-prix »



Données : RTE, Powernext – Analyse : CRE

**Enveloppe supérieure de la courbe « indicateur de marge-prix »  
Zoom sur l'intervalle 0-250 €/MWh**



Données : RTE, Powernext – Analyse : CRE

Cette dernière courbe se lit comme suit : lorsque l'indicateur de marge était supérieur à 12 000 MW (ordonnée), le prix était toujours inférieur à 50 €/MWh (abscisse). Lorsque le prix était supérieur à 50 €/MWh, l'indicateur de marge était toujours inférieur à 12 000 MW.

L'ensemble de ces résultats montre que le prix a été fortement déterminé par l'équilibre offre demande du système électrique.

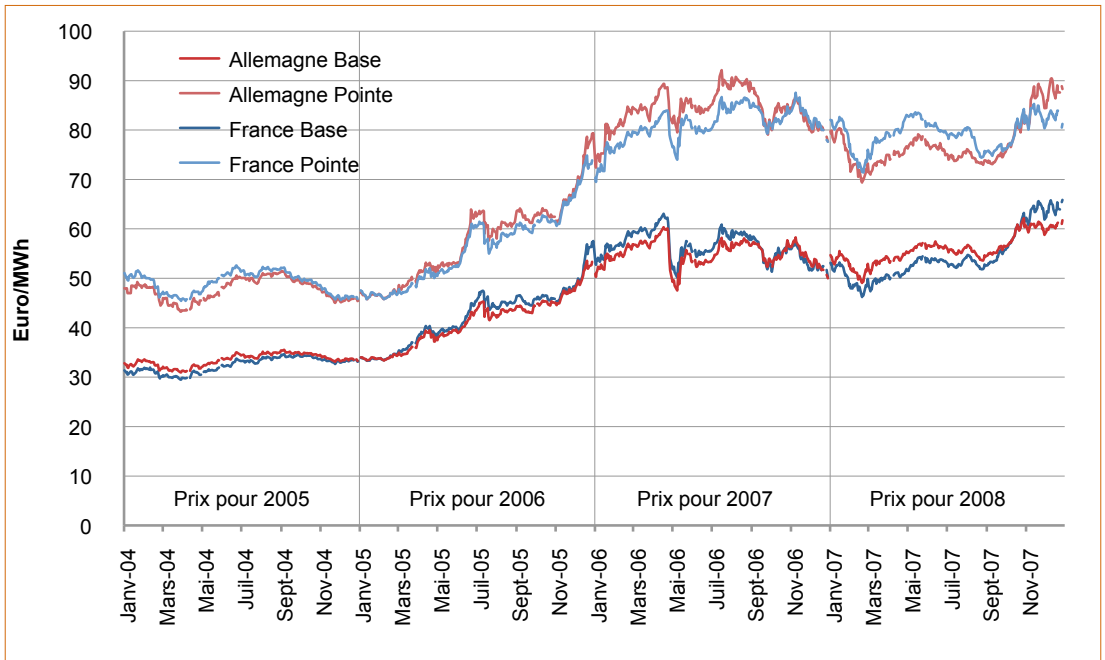
## 2.2 Les prix à terme

### 2.2.1 Évolution des prix

Le prix du produit calendaire 2008 Base a été très variable tout au long de l'année 2007. Alors qu'il s'élevait à près de 55 €/MWh en début d'année, il a chuté jusqu'en mars, avant de retrouver des valeurs voisines de 55 €/MWh au cours de l'été. Au dernier trimestre 2007, il a connu une forte hausse, atteignant en fin d'année environ 65 €/MWh.

Les prix français ont été inférieurs aux prix allemands jusqu'en septembre, puis cet écart s'est inversé au dernier trimestre, avant de finalement s'annuler en toute fin d'année. Les prix britanniques étaient, eux, inférieurs aux prix français jusqu'en mars 2007. Ils ont ensuite été supérieurs aux prix français. Enfin, les prix sur Nordpool ont été inférieurs aux prix français pendant toute l'année 2007.

### Prix futures Y+1 en France et en Allemagne – prix journaliers



Données : Powernext, EEX

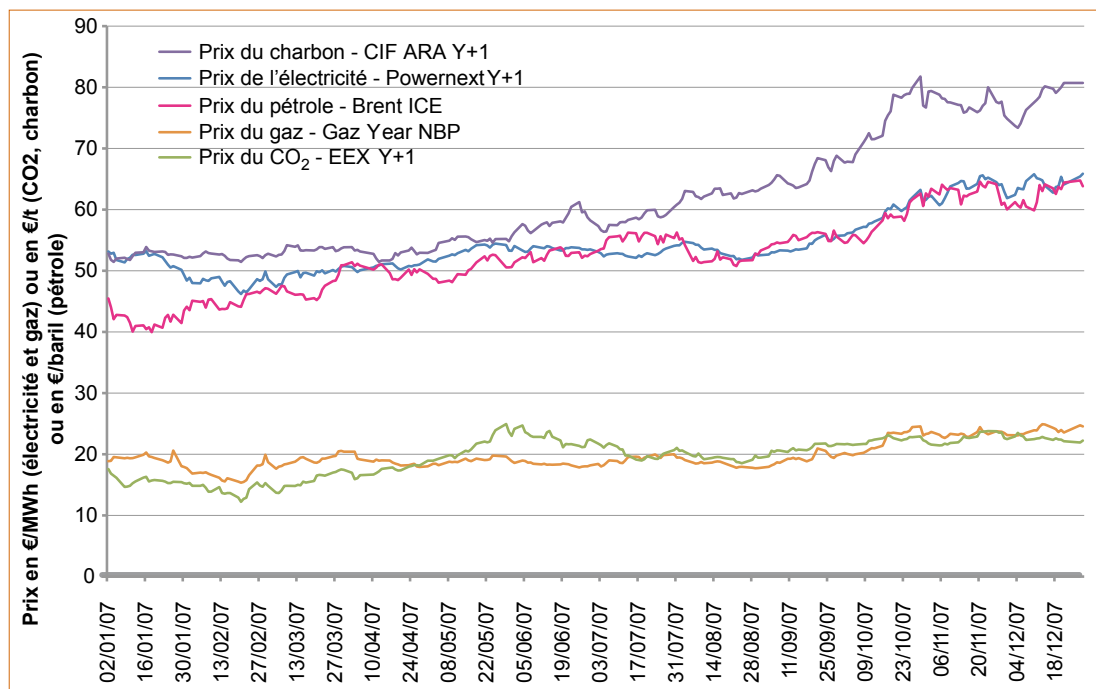
## 2.2.2 Cohérence avec les facteurs usuels d'évolution des prix à terme

### 2.2.2.1 Liens entre les prix à terme de l'électricité et les cours des fondamentaux

La CRE a étudié les relations statistiques existant entre le prix du produit calendaire 2008 Base (dit « Y+1 » dans la suite du document), les prix des combustibles fossiles sur les marchés internationaux et le cours des permis d'émission de CO<sub>2</sub>. Cette analyse a porté sur le niveau de ces prix et sur leurs variations quotidiennes au cours de l'année 2007.



## Prix journaliers de l'électricité et des combustibles en 2007



Données : Powernext, EEX, Argus

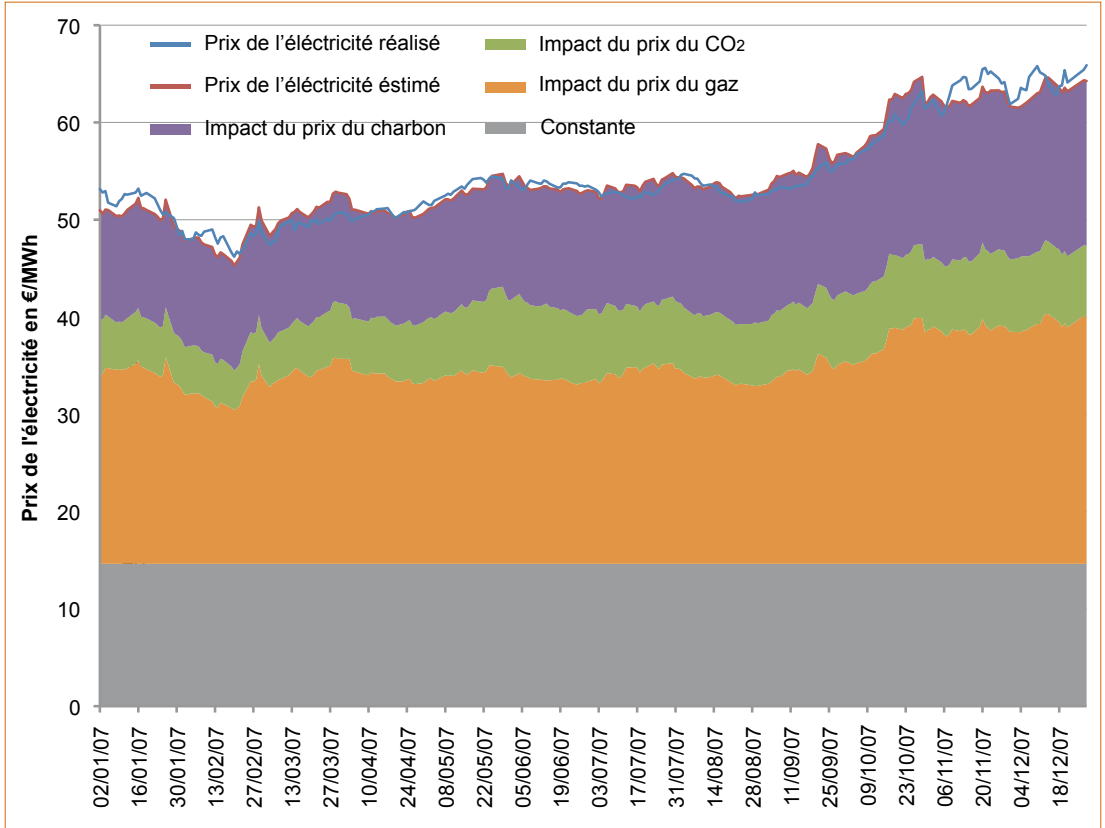
Le prix de l'électricité a été fortement corrélé aux cours du gaz, du charbon et du pétrole. Il était également corrélé, bien que dans une moindre mesure, aux prix du CO<sub>2</sub>.

Aucune modélisation simple ne permet d'établir une relation statistique<sup>6</sup> qui expliquerait en totalité le prix calendaire 2008 par le prix des combustibles et du CO<sub>2</sub>. Néanmoins, en 2007, la CRE a observé que les prix de l'électricité, du gaz, du CO<sub>2</sub> et du charbon étaient liés par une relation de cointégration. Cela signifie qu'il était possible d'établir une équation linéaire de bonne qualité permettant d'estimer le prix de l'électricité par le prix de ces commodités. En revanche, il apparaît clairement que le prix du pétrole n'a pas eu d'influence directe sur le prix de l'électricité.

Cette modélisation permet donc de montrer qu'en 2007, les prix de l'électricité ont été liés aux prix du gaz, du CO<sub>2</sub> et du charbon par un équilibre de long terme.

### Résultat de l'équation de long terme liant les prix de l'électricité aux prix du gaz, du CO<sub>2</sub> et du charbon

- Estimation à partir des cotations journalières du prix Y+1 en 2007 -



Données : Powernext, EEX, Argus – Analyse : CRE

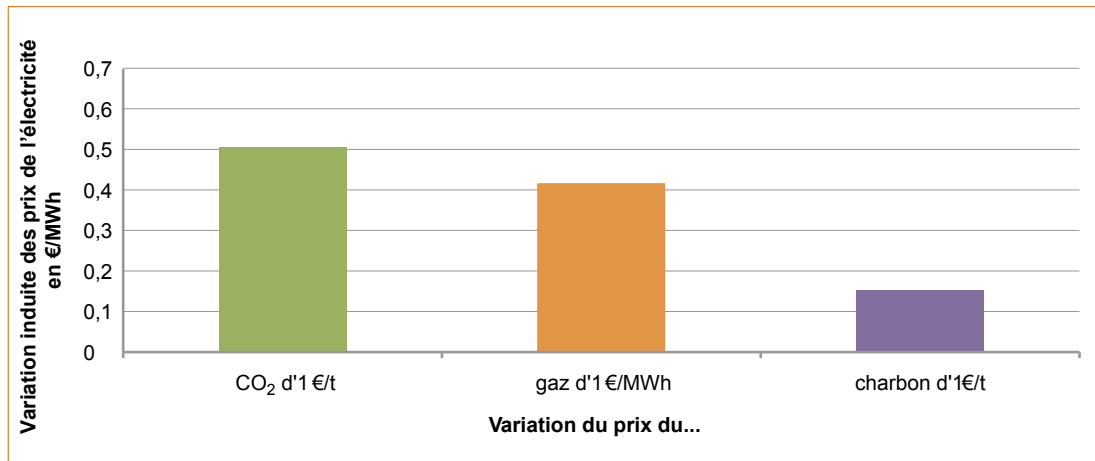
Une analyse de l'impact des variations des prix des fondamentaux sur les variations des prix de l'électricité montre que ce sont les variations des prix du CO<sub>2</sub> et du gaz qui ont eu le plus d'influence sur les variations des prix de l'électricité. Les variations des prix du charbon ont également eu une influence sur les variations des prix de l'électricité, alors que ni le pétrole (Brent ICE) ni le fioul (prix *Spot* BTS) n'ont eu d'impact significatif.

Toutefois, les variations du prix du CO<sub>2</sub>, du gaz et du charbon ne permettaient pas d'expliquer à elles seules l'ensemble des évolutions du prix.



## Impact de la variation du prix de chaque combustible sur la variation des prix de l'électricité

- Variations des prix de l'électricité entre le 1<sup>er</sup> janvier et le 31 décembre 2007 suite à des variations d'1€ des fondamentaux -



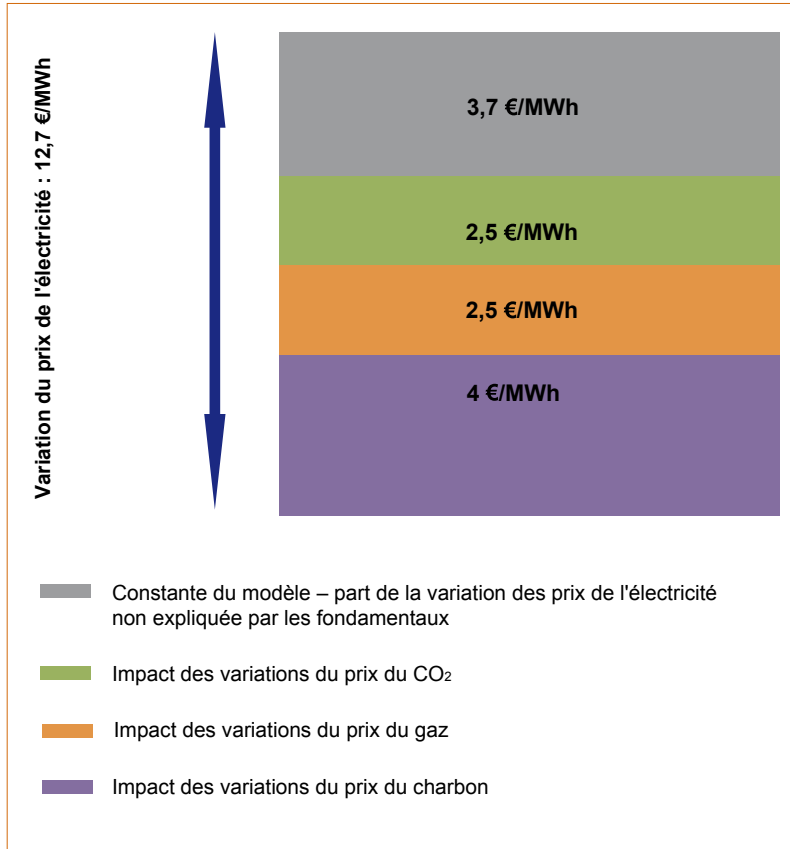
Données : Powernext, EEX, Argus – Analyse : CRE

Si, en valeur relative, le charbon est le combustible dont la variation de prix a eu le moins d'impact sur la variation du prix de l'électricité, la hausse des prix du charbon en valeur absolue ayant été la plus forte au cours de l'année, ce sont les variations du prix du charbon qui ont le plus impacté les prix de l'électricité à la hausse.

Le coefficient mesurant l'impact des variations du prix du CO<sub>2</sub> sur le prix de l'électricité peut être interprété comme le contenu CO<sub>2</sub> implicite de l'énergie (en tonnes CO<sub>2</sub>/MWh). Son estimation, proche de 0,5, paraît particulièrement robuste<sup>7</sup>.

Notons encore une fois que les variations du prix du charbon, du gaz et du CO<sub>2</sub> ne semblent pas avoir expliqué la totalité de la hausse du prix de l'électricité en 2007. Cette partie non expliquée par le modèle (constante) est représentée en gris dans le graphique ci-dessous.

**Impact de la variation des prix des combustibles sur la variation des prix de l'électricité**  
 - Variations observées entre le 1<sup>er</sup> janvier et le 31 décembre 2007 -



Données : Powernext, EEX, Argus – Analyse : CRE

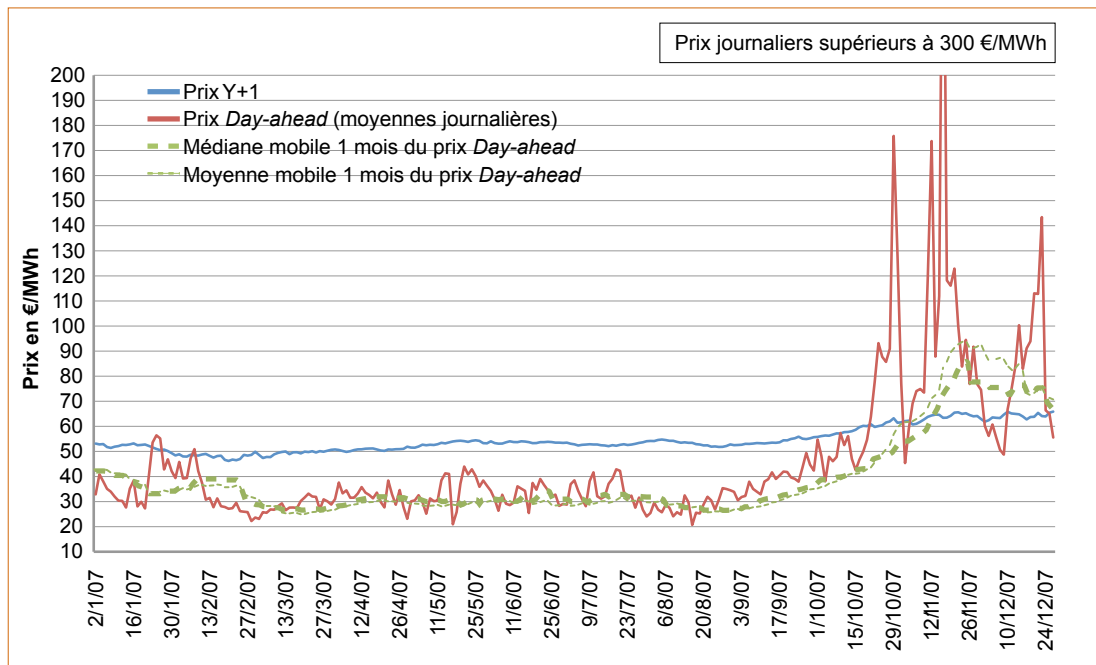
**2.2.2.2 Liens entre les prix à terme de l'électricité et les prix *day-ahead***

Les variations des prix *day-ahead* de l'électricité peuvent avoir un effet sur les prix à terme, en influençant les anticipations des acteurs de marché.

La CRE a étudié les relations statistiques existant entre le prix du produit calendaire 2008 Base (dit « Y+1 » dans la suite du document) et les prix *day-ahead*. Cette analyse a porté sur le niveau de ces prix et sur leurs variations quotidiennes au cours de l'année 2007.

## Prix Y+1 et *day-ahead* en 2007

- Cotations Powernext – Moyennes journalières -



Données : Powernext – Analyse : CRE

L'évolution journalière du prix Y+1 a été corrélée avec l'évolution des prix *day-ahead* et, plus fortement encore, avec la tendance (moyenne et médiane mobiles) de ces prix *day-ahead*.

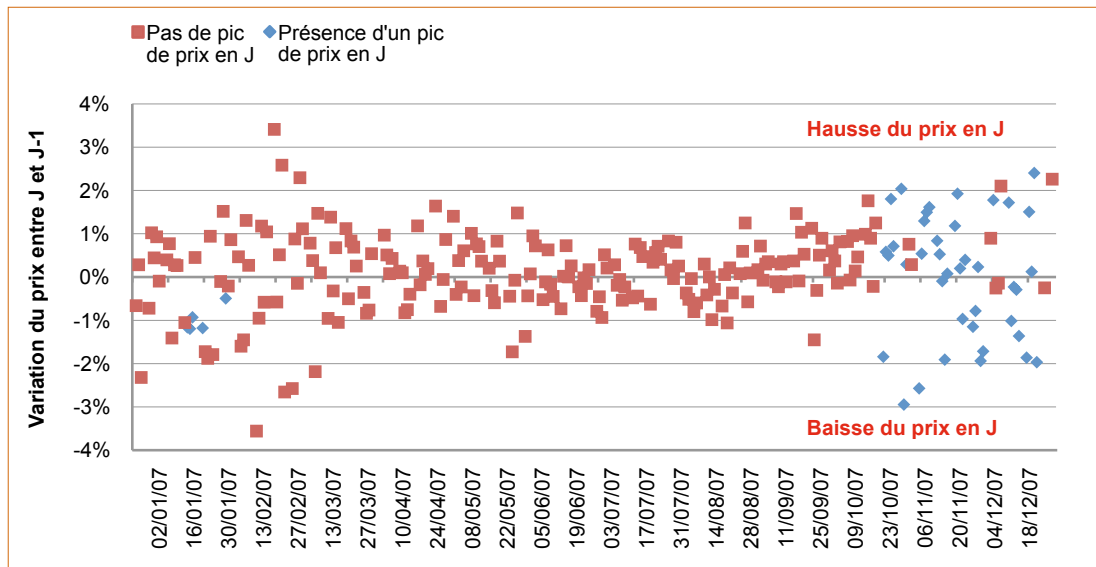
La CRE a mené des analyses pour savoir s'il existait des hausses systématiques du prix du Y+1 les jours de pics de prix *day-ahead*, et si ces hausses étaient plus marquées que les autres jours. Ces analyses montrent que cela n'a pas été le cas : les pics de prix n'ont pas eu individuellement d'impact sur les variations du prix Y+1.

Les graphiques suivants analysent la variation du prix Y+1 d'un jour sur l'autre, en fonction de la présence ou non d'un pic de prix<sup>8</sup> sur Powernext *Day-ahead* Auction le jour même ou la veille :

- le premier graphique analyse l'impact des pics de prix sur les cotations Y+1 du jour même ;
- le second graphique analyse l'impact de ces pics de prix sur les cotations Y+1 du lendemain.

**Effet des pics de prix day-ahead sur la variation quotidienne des prix Y+1**  
**Effet le jour même des pics de prix**

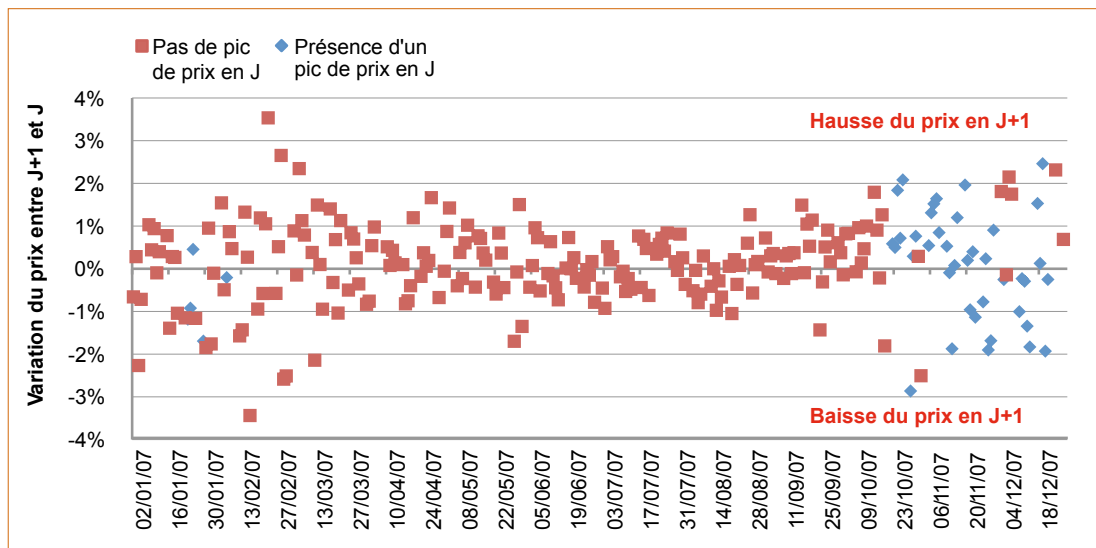
- Cotations Powernext en 2007, données journalières -



Données : Powernext – Analyse : CRE

**Effet des pics de prix day-ahead sur la variation quotidienne des prix Y+1**  
**Effet le lendemain des pics de prix**

- Cotations Powernext en 2007, données journalières -



Données : Powernext – Analyse : CRE



Ces analyses montrent que, les jours des pics de prix *day-ahead* (en bleu), le prix  $Y+1$  n'a pas systématiquement augmenté ; les occurrences de hausse du prix  $Y+1$  ont été aussi nombreuses que les baisses. En outre, les variations étaient du même ordre de grandeur que les autres jours (en rose).

Le même constat est réalisé lorsqu'on analyse les cotations du lendemain. Le lendemain des jours des pics de prix *day-ahead* (en bleu), le prix  $Y+1$  n'a pas systématiquement augmenté ; les occurrences de hausse du prix  $Y+1$  ont été aussi nombreuses que les baisses. En outre, les variations étaient du même ordre de grandeur que les autres jours (en rose).

Il est donc possible de conclure que la hausse des prix  $Y+1$  a été corrélée avec la tendance haussière des prix *day-ahead*, provoquée par l'accumulation de prix élevés, et non avec la présence localisée des pics de prix.

### 3. L'UTILISATION DU PARC DE PRODUCTION

#### 3.1 La marginalité des filières de production

La CRE a analysé la part des heures pendant laquelle chaque filière de production a été marginale et a donc guidé le prix. L'année 2007 a été caractérisée par deux périodes distinctes.

Durant les trois premiers trimestres, ce sont en premier lieu les filières de production au charbon (entre 30 et 40 % du temps) et hydraulique (entre 30 et 35 %) qui semblent avoir été marginales. La production nucléaire a été marginale entre 15 et 20 % du temps. La filière au fioul a été marginale moins de 5 % des heures. Enfin, entre 10 et 15 % du temps, le prix semble avoir été déterminé par ceux observés sur les marchés frontaliers.

Au dernier trimestre, dans un contexte d'équilibre offre demande plus tendu, l'influence des marchés étrangers a été prépondérante : plus de la moitié du temps, le prix s'écartait du coût marginal du parc français pour s'aligner sur les prix des marchés frontaliers. Les filières hydrauliques et au charbon ne semblent avoir guidé le prix que pendant des durées assez faibles (respectivement environ 20 % et 15 % du temps) et la durée de marginalité du nucléaire a chuté à moins de 5 % du temps. En revanche, celle de la filière au fioul a augmenté, pour atteindre entre 5 et 10 % du temps.

On observe donc que :

- la production nucléaire a été peu souvent en situation de fixer les prix de gros français ;
- en revanche, le coût de production au charbon et la valorisation des réserves hydrauliques ont eu un effet prépondérant sur ces prix ;
- les prix sur les marchés frontaliers ont déterminé le prix français pendant une partie significative de l'année.

#### 3.1.1 Mode d'exploitation des différentes filières de production

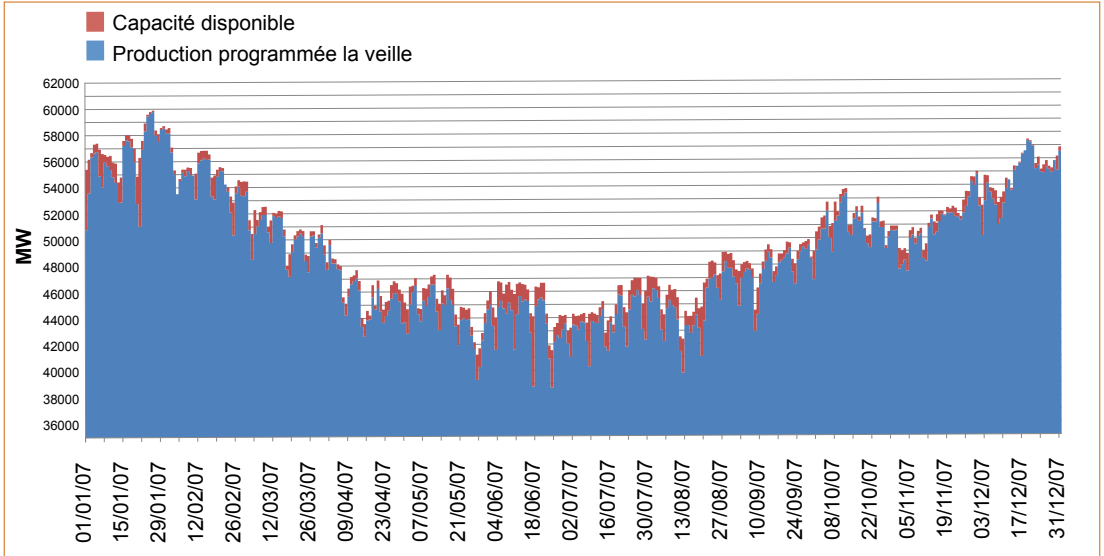
Dans les paragraphes suivants, la CRE a analysé l'utilisation de la production disponible de chaque filière de production. Pour cela, la production programmée par les producteurs chaque jour pour le lendemain (vue de 16h) a été comparée à la puissance maximale disponible déclarée sur le Mécanisme d'ajustement.

##### 3.1.1.1 La CRE observe que le nucléaire a été utilisé pour la base et la semi base : il a participé à la modulation de l'offre entre les saisons et en infra-journalier

La CRE observe que le parc nucléaire a été utilisé pour répondre non seulement aux besoins de base (part de la consommation constante tout au long de l'année), mais également en partie à ceux de semi base (part de la consommation variable). En particulier, la programmation de la majorité des arrêts programmés en été a permis de libérer l'essentiel des capacités en hiver, lorsque la demande était forte. La filière nucléaire a ainsi contribué, avec la cogénération, à répondre aux variations saisonnières de la demande. Durant les périodes de faible consommation (notamment la nuit), les filières électriques classiques ont réduit leur production au minimum et le nucléaire est fréquemment devenu le moyen de production marginal du parc français.



### Évolution de la production programmée du parc nucléaire en 2007 Moyennes journalières

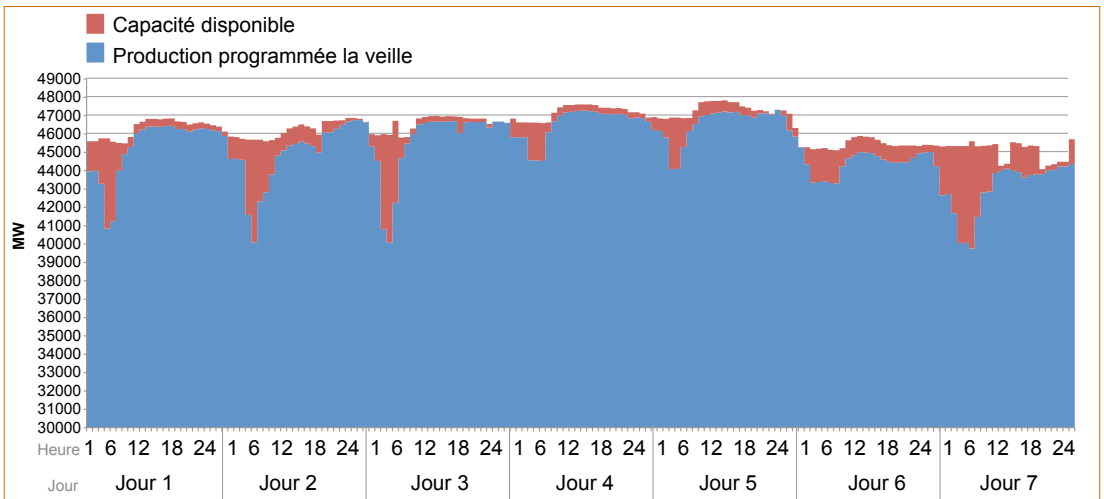


Données : RTE – Analyse : CRE

Dans ce graphe, la capacité disponible correspond à la capacité technique maximale à laquelle ont été soustraites les capacités utilisées pour la « réserve ».

Comme le montre le graphique, la disponibilité du parc nucléaire a été concentrée en hiver. La puissance disponible (une fois déduites les réserves) a été en moyenne de plus de 57 000 MW en janvier contre 45 000 MW en juillet. Le nucléaire a donc participé de façon très importante (plus de 12 GW d'écart entre janvier et juillet) à la modulation de l'offre entre l'hiver et l'été (saisonnalité).

### Évolution de la production programmée du parc nucléaire pour une semaine donnée Moyennes horaires



Données : RTE – Analyse : CRE

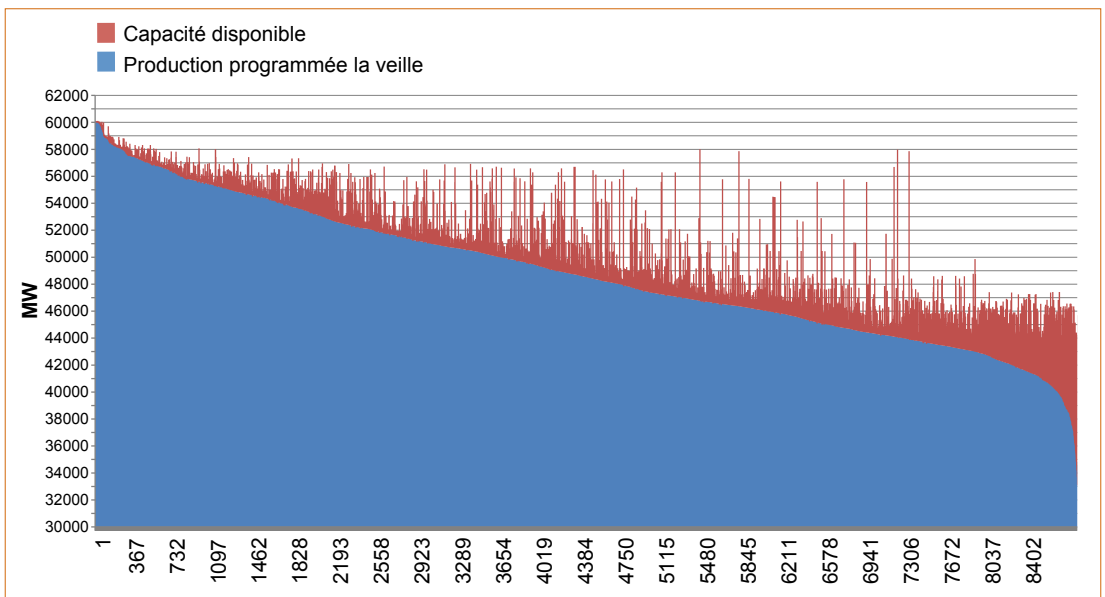
Dans ce graphe, la capacité disponible correspond à la capacité technique maximale à laquelle ont été soustraites les capacités utilisées pour la « réserve ».

Le parc nucléaire a été mobilisé quasiment toute la journée au maximum de sa capacité. Toutefois, il a été appelé à réduire sa production lors des creux de consommation (entre 2 et 5 heures du matin notamment). Pendant ces heures, il a été capable de faire varier rapidement la puissance totale délivrée de plusieurs GW (jusqu'à 4750 MW en une heure, maximum observé sur 2007) afin de suivre, dans une certaine mesure, les évolutions de la demande, tant à la hausse qu'à la baisse.

Chaque réacteur peut faire varier la puissance délivrée relativement rapidement. Il n'est pas rare qu'une centrale réduise sa production à son minimum technique (soit de plusieurs centaines de MW) pendant quelques heures pour répondre à une baisse de consommation. En particulier, les réacteurs pour lesquels une valeur d'usage est attribuée (voir partie 3.2. « Analyse des coûts et du comportement des acteurs ») peuvent être conduits à effectuer ce type de modulation plusieurs fois par semaine.

La monotone de puissance de la filière montre que la puissance utilisée a été très fortement conditionnée par la puissance disponible de la filière.

### Monotone de puissance programmée du parc nucléaire



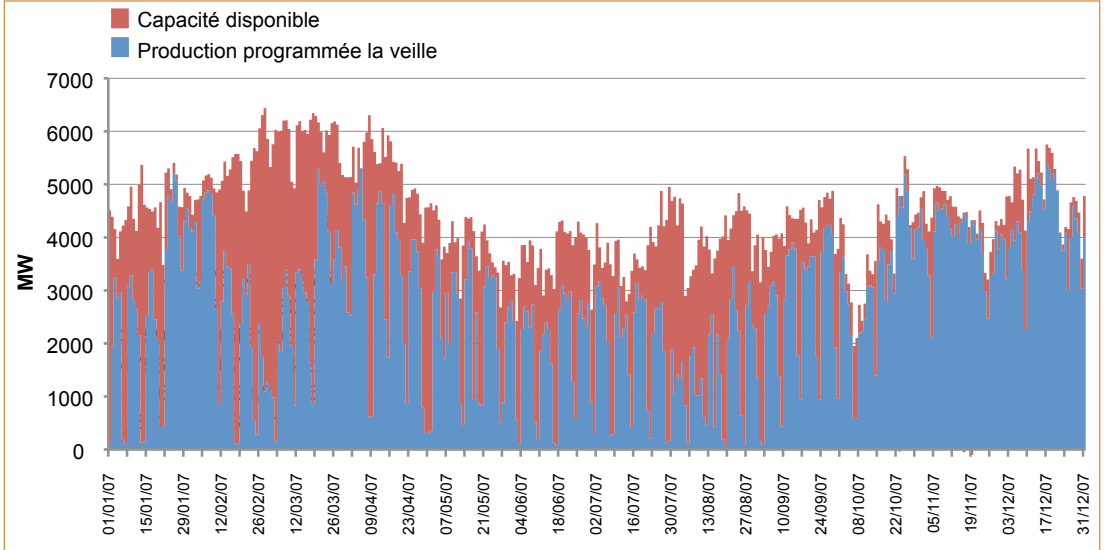
Données : RTE – Analyse : CRE

La capacité de production programmée a atteint un minimum de 33 000 MW et un maximum de 60 000 MW environ.

#### 3.1.1.2 La CRE observe que la production au charbon a répondu aux variations intrajournalières de la demande

Les centrales à charbon ont permis de répondre à la demande de semi base (part de la consommation variable). Elles ont participé en particulier à la modulation de l'offre entre le courant de la semaine et le week-end, ainsi que pour les heures de moyenne et forte consommation.

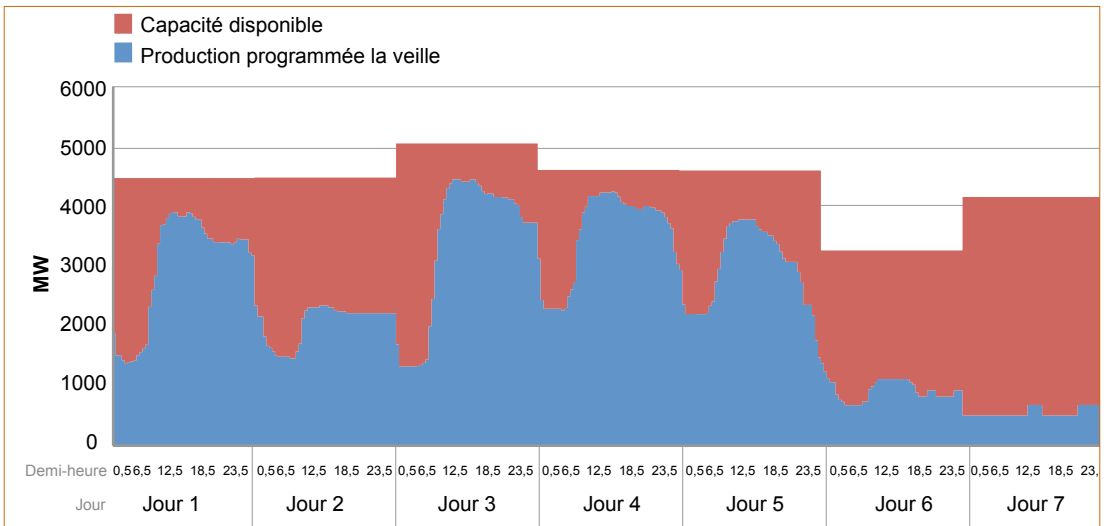
### Évolution de la production programmée du parc au charbon en 2007 Moyennes journalières



Données : RTE – Analyse : CRE

La puissance moyenne disponible du parc de centrales à charbon était supérieure à 4500 MW en 2007, contre environ 2 800 MW pour la puissance programmée. La disponibilité des centrales était un peu moins importante en été qu'en hiver (écart d'environ 1 GW entre la disponibilité moyenne observée sur les six mois d'hiver – d'octobre à mars inclus – par rapport à celle calculée sur les 6 mois d'été – d'avril à septembre inclus).

### Évolution de la production programmée du parc à charbon pour une semaine donnée Moyennes semi-horaires



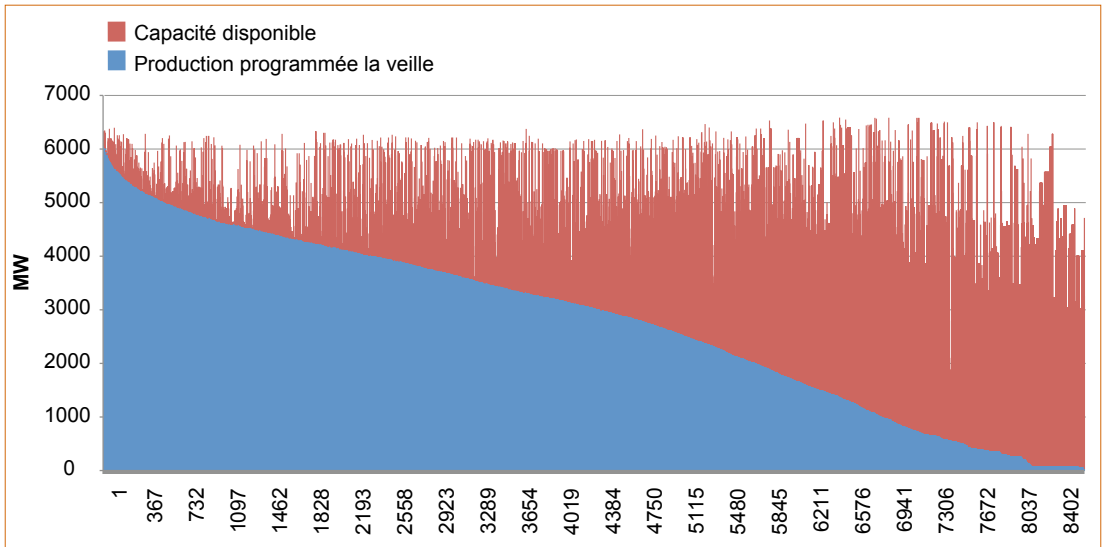
Données : RTE – Analyse : CRE

Le parc à charbon a fait varier sa production en fonction :

- **des jours de la semaine** : la puissance programmée moyenne était de 3300 MW environ pour les jours de la semaine (avec un pic le mercredi), contre 1900 MW le samedi et 1300 MW le dimanche. Les centrales à charbon étaient généralement arrêtées une seule fois dans la semaine, à savoir le week-end.
- **des heures de la journée** : réduite à son minimum technique pendant la nuit, la puissance délivrée atteignait son maximum en début de matinée pour s'y maintenir jusqu'en milieu ou en fin d'après midi en fonction de la demande.

La monotone de puissance de la filière montre que l'évolution, au cours de l'année, de l'utilisation de la filière a été peu liée à celle de sa disponibilité.

### Monotone de puissance programmée du parc à charbon



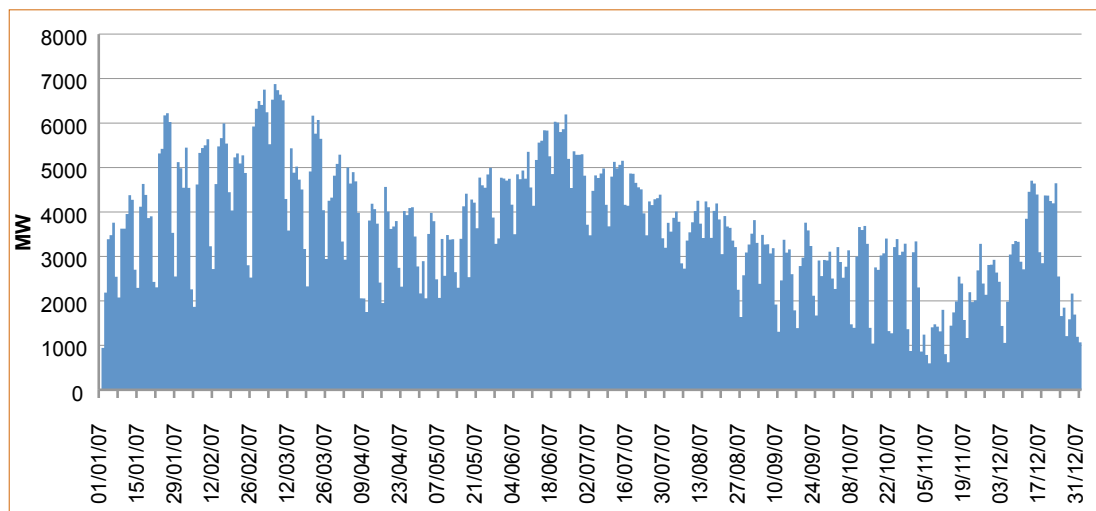
Données : RTE – Analyse : CRE

#### 3.1.1.3 La CRE observe que les barrages hydrauliques ont permis de répondre aux pics de consommation infrajournaliers

Lorsque les capacités nucléaires et à charbon ne suffisaient pas pour satisfaire la demande, les barrages ont été mobilisés pour équilibrer l'offre et la demande. Ils ont satisfait en particulier aux besoins durant les heures de pointe et dans une moindre mesure à la modulation de l'offre entre le courant de la semaine et le week-end.



## Évolution de la production programmée de la filière lac-éclusée en 2007 Moyennes journalières



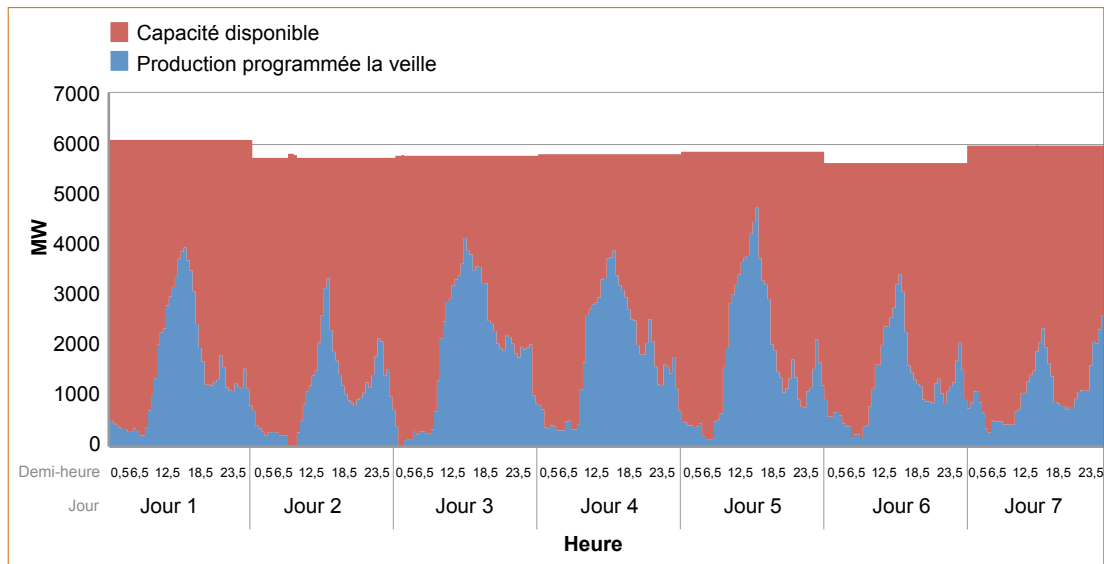
Données : RTE – Analyse : CRE

Les barrages hydrauliques ont été utilisés tout au long de l'année en fonction de leur niveau de remplissage et de la demande. Ils n'ont pas participé à la modulation de l'offre entre les saisons. En revanche, leur utilisation a varié en fonction :

- **du jour de la semaine** : ils ont été davantage sollicités les jours ouvrés que ceux fériés ou que le week-end ;
- **de l'heure** : les barrages ont permis de répondre aux pics de demande correspondant aux quelques heures de la journée où la demande était maximale (autour de midi en été, de 19h et de 22h en hiver).

Le graphe suivant présente la production théoriquement disponible et programmée du parc hydraulique de barrages. Il convient de noter que la production théoriquement disponible ne peut jamais être intégralement utilisée en raison notamment des contraintes techniques d'exploitation des ouvrages et des contraintes de stock hydraulique.

### Évolution de la production programmée de la filière lac pour une semaine donnée Moyennes semi-horaires

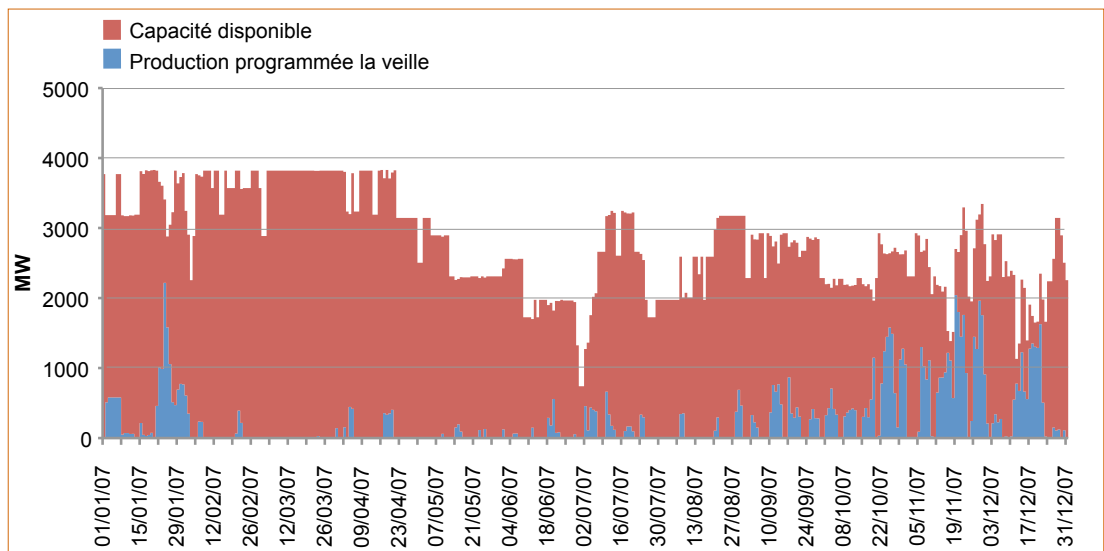


Données : RTE – Analyse : CRE

#### 3.1.1.4 La CRE observe que les cycles vapeur à fioul ont permis d'apporter un appoint lors des périodes de tension sur l'équilibre offre demande

Le fioul a apporté un appoint durant les périodes où la demande était particulièrement élevée.

### Évolution de la production programmée du parc au fioul en 2007 Moyennes journalières

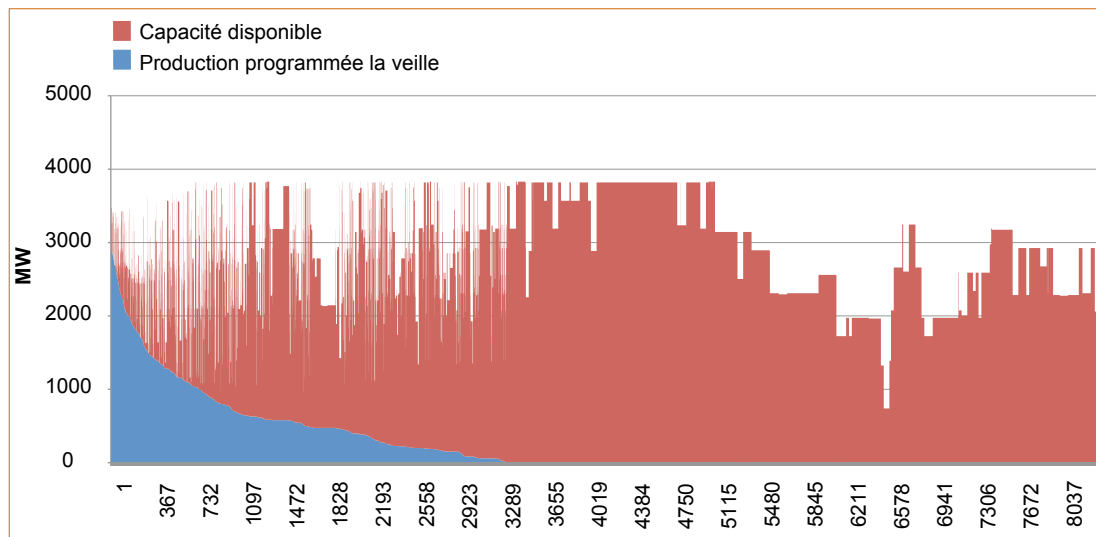


Données : RTE – Analyse : CRE

Les centrales thermiques à fioul ne fonctionnaient pas de façon régulière tout au long de l'année. Elles étaient à l'arrêt la plupart du temps et fonctionnent de manière transitoire lors des périodes de tensions entre l'offre et la demande. En 2007, elles ont été sollicitées essentiellement en fin d'année.

La monotone de puissance de la filière montre que l'évolution, au cours de l'année, de l'utilisation de la filière a été peu liée à celle de sa disponibilité.

### Monotone de puissance programmée des centrales thermiques à fioul

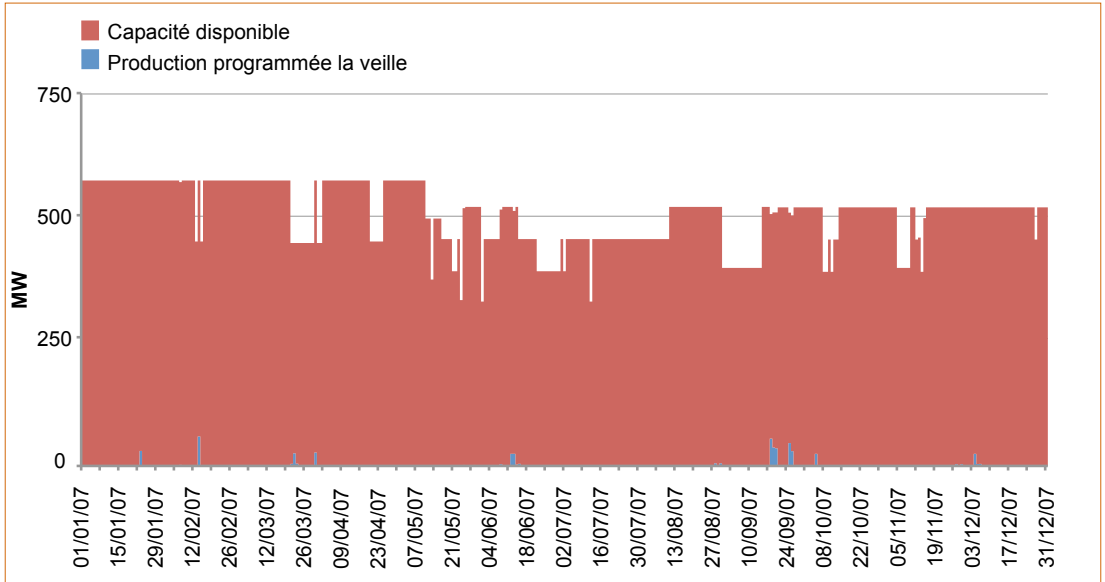


Données : RTE – Analyse : CRE

#### 3.1.1.5 La CRE observe que l'utilisation des turbines à combustion au fioul a été réservée aux horizons infrajournaliers et au mécanisme d'ajustement

Les turbines à combustion sont généralement utilisées pour faire face à des aléas. Leur production n'est pas, en général, programmée – donc marginale – sur le marché *day-ahead*.

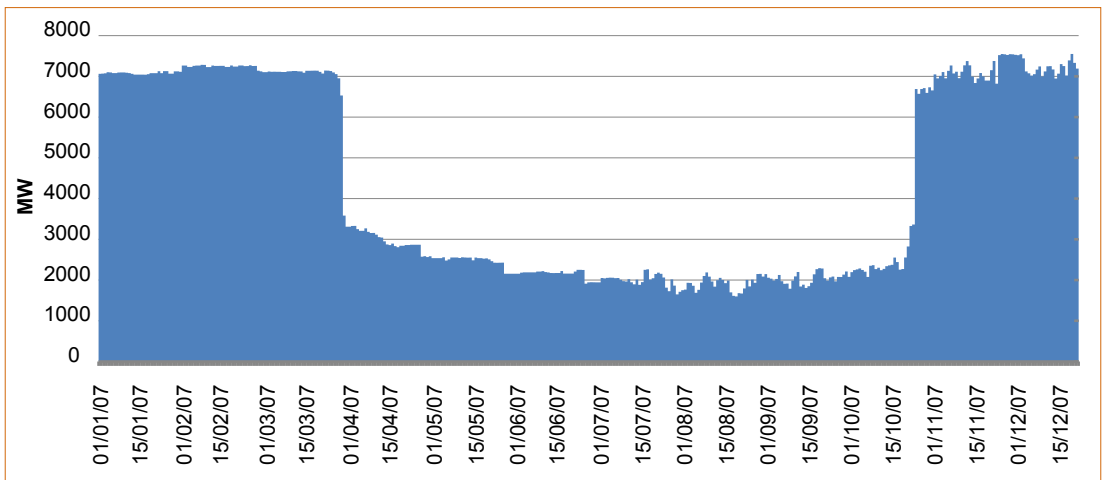
### Évolution de la production programmée des turbines à combustion à fioul en 2007 Moyennes journalières



Données : RTE – Analyse : CRE

**3.1.1.6 La CRE observe que la cogénération a participé à la modulation de l'offre entre les saisons Son mode d'utilisation ne répond toutefois pas à une logique de marché**

### Évolution de la production de la filière cogénération en 2007 Moyennes journalières



Données : RTE – Analyse : CRE



La majeure partie du parc de cogénération bénéficie d'une obligation d'achat de l'électricité par EDF et les entreprises locales de distribution à prix garanti. Le fonctionnement d'une cogénération est donc principalement gouverné par la structure de ce tarif d'achat qui incite à une production constante et maximale du 1er novembre au 31 mars. En conséquence, la courbe de puissance de la filière prend la forme d'un plateau, dont le niveau est élevé en hiver et bas en été (écart d'environ 4,5 GW).

### **3.1.2 Concept et méthode de la détermination de la filière marginale**

#### **3.1.2.1 La notion de « filière marginale »**

Sur un marché de gros efficace, le prix de court terme est guidé par le « coût marginal de production », qui est le coût de production d'un MWh supplémentaire par la centrale la plus chère nécessaire à la satisfaction de la demande. Ce coût dépend de la situation de l'équilibre offre-demande sur le marché concerné, ainsi que des coûts de combustible et de permis d'émissions de CO<sub>2</sub> générés par cette production.

Pour étudier la marginalité des filières, la CRE a utilisé les valeurs fournies par les acteurs eux-mêmes. Elles correspondent à la valorisation qu'ils font de leur production. Cette valorisation fait l'objet d'une analyse spécifique dans la partie « Analyse des coûts et du comportement des acteurs » (page 59). En particulier, il est rappelé que le niveau de cette valorisation, pour le nucléaire et l'hydraulique, est généralement supérieur au simple coût marginal de production de ces centrales. Cela est lié à la méthode utilisée par les producteurs pour optimiser l'utilisation de leurs stocks d'énergie. Il est rappelé que l'optimisation par un producteur, même dominant, de ses revenus, peut ne pas être répréhensible, si elle ne relève pas d'un abus de position dominante ou d'une manipulation.

#### **3.1.2.2 Impact de la régionalisation du marché électrique sur la notion de filière marginale**

Les interconnexions transfrontalières permettent de solliciter en priorité les centrales les moins coûteuses au niveau régional. L'unité marginale pour la satisfaction de la demande française n'est donc pas nécessairement située en France : le prix peut donc différer du coût marginal du parc français. L'analyse doit donc être complétée par une observation de l'effet des prix des marchés voisins sur les prix français.

Le prix français était, en 2007, pendant 98 % des heures, égal à au moins un prix aux frontières. Durant seulement 170 heures, il s'écartait du prix de tous les marchés interconnectés à la plaque française.

---

La démarche de la CRE a consisté en deux étapes. Dans un premier temps, la durée de marginalité des différentes filières du *parc français* a été estimée. Dans un deuxième temps, l'influence des frontières a été quantifiée en analysant les heures pendant lesquelles le prix ne reflétait pas le coût marginal français mais un prix frontalier.

---

### 3.1.3 Estimations de la filière marginale du parc français

#### 3.1.3.1 Les difficultés associées à la détermination de la filière marginale

La CRE a cherché à estimer la marginalité des différentes filières de production en 2007, vu de l'horizon de prévision *day-ahead*. Cette estimation s'appuie sur une analyse du fonctionnement programmé en J-1 du parc, de la flexibilité effective de chaque moyen de production à la hausse et à la baisse, de la valorisation de la production de chaque groupe, ainsi que de la situation des marchés frontaliers.

À ce jour, seule la CRE dispose de l'ensemble des éléments permettant de réaliser cette estimation. Il convient de noter qu'il ne s'agit que d'une approximation. La détermination de la centrale marginale est en effet théorique, les décisions de production étant prises de manière non coordonnée par plusieurs producteurs. De plus, la complexité des contraintes qui pèsent sur l'exploitation des moyens de production rend difficile l'analyse de leur capacité à produire 1 MWh supplémentaire en cas d'augmentation théorique de la demande.

#### 3.1.3.2 Les différentes méthodes testées

Seules les 4 principales filières de production centralisée ont été considérées pour l'analyse de la marginalité : nucléaire, charbon, hydraulique et fioul thermique.

Un seul cycle combiné à gaz est pour l'instant installé en France : son influence sur le prix peut être considérée comme négligeable. Toutefois, compte tenu du développement futur prévisible de ce type d'unité et de leur mode de fonctionnement (semi base), l'impact de la filière gaz sur la formation du prix sera certainement significatif dans un futur proche.

Par ailleurs, les turbines à combustion à fioul ne sont pas prises en compte, d'une part parce qu'elles sont susceptibles de ne fonctionner qu'un nombre d'heures très limité, d'autre part parce que précisément en 2007, elles n'ont pas été programmées en *day-ahead* pendant les heures de prix élevés.

Plusieurs méthodes différentes ont été testées. Leurs résultats convergent globalement vers des valeurs similaires, rendant l'estimation relativement robuste.

#### • Méthode 1: unité dont la valorisation est le plus proche du prix

Cette méthode a consisté à calculer la part moyenne de chaque filière dans le nombre total d'unités dont le coût est proche du prix pour une heure donnée (écart inférieur à 5 €/MWh).

#### Taux de marginalité estimé des filières de production françaises en 2007 Méthode 1

	Nucléaire	Charbon	Hydraulique	Fioul
Janvier - septembre	22 %	40 %	35 %	2 %
Octobre - décembre	10 %	26 %	29 %	12 %
<b>Moyenne annuelle</b>	<b>19 %</b>	<b>37 %</b>	<b>33 %</b>	<b>5 %</b>

Analyse : CRE

En moyenne, pour une tranche horaire considérée, plus du tiers des centrales dont la valorisation est proche du prix (écart inférieur à 5 €/MWh) sont des centrales à charbon, un autre tiers sont des unités de lac ou éclusées, et un cinquième des réacteurs nucléaires.



• **Méthode 2 : interprétation de certains comportements a priori « anormaux » comme des « arbitrages en cours »**

Les unités marginales sont théoriquement celles dont le choix de produire ou non est indifférent, puisque la valorisation de leur production égalise le prix. Ce sont donc les moyens de production les plus susceptibles d’avoir un programme de production « intermédiaire » entre la production à pleine capacité et la puissance minimale voire l’arrêt de la centrale. Sur la base de cette hypothèse, il est donc possible de détecter et de comptabiliser le nombre, pour chaque filière, d’unités adoptant ce type de comportement. Il s’agit des unités de production ayant un comportement tel que :

- un profit théorique entre la valorisation marginale de la production et prix de marché *day-ahead* est réalisé et la centrale tourne mais pas à son maximum (« montée en puissance » pour atteindre l’optimum) ;
  - une perte théorique entre la valorisation marginale de la production et prix de marché *day-ahead* est réalisée et la centrale délivre une puissance supérieure au minimum technique et inférieure à son maximum (réduction de sa production).
- La limite de cette méthode provient de l’existence de contraintes techniques, non prises en compte dans cette analyse, pouvant empêcher une centrale de tourner à son optimum théorique<sup>9</sup>.

**Taux de marginalité estimé des filières de production françaises en 2007**  
**Méthode 2**

	Nucléaire	Charbon	Hydraulique	Fioul
Janvier - septembre	19 %	35 %	44 %	2 %
Octobre - décembre	14 %	32 %	46 %	8 %
<b>Moyenne annuelle</b>	<b>18 %</b>	<b>34 %</b>	<b>45 %</b>	<b>3 %</b>

Analyse : CRE

• **Méthode 3 : filières dont la production a un niveau intermédiaire : méthode « globale »**

La notion de « filière marginale » suppose qu’il existe des groupes d’unités de production appartenant à une même technologie, ayant des valorisations marginales comparables et dont la capacité cumulée représente une part significative de la capacité totale du parc. Une technologie donnée est dite marginale lorsqu’une partie, et une partie seulement des unités qui la constituent est en activité. Des seuils de production relatifs (fonction des puissances techniques minimale et maximale) définis *ex ante* pour chaque filière peuvent alors permettre de sélectionner celles susceptibles d’être marginales<sup>10</sup>. Les limites de cette méthode proviennent de la nécessité de définir des seuils arbitraires dont le niveau peut impacter largement le résultat. Différentes simulations montrent que les résultats peuvent varier sensiblement. En conséquence, cette analyse, si elle permet d’avoir une première idée des temps de marginalité des différentes filières, n’est pas totalement satisfaisante. Le tableau ci-dessous donne les fourchettes de valeur.

**Taux de marginalité estimé des filières de production françaises en 2007 – Fourchette de valeurs**  
**Méthode 3**

	Nucléaire	Charbon	Hydraulique	Fioul
Janvier - septembre	20 à 30 %	<b>20 à 40 %</b>	<b>35 à 55 %</b>	0 à 10 %
Octobre - décembre	5 à 15 %	<b>20 à 40 %</b>	<b>30 à 50 %</b>	20 à 30 %
<b>Moyenne annuelle</b>	<b>15 à 30 %</b>	<b>20 à 40 %</b>	<b>35 à 55 %</b>	<b>5 à 10 %</b>

Analyse : CRE

• **Méthode 4: filières dont la production a un niveau intermédiaire: méthode « locale »**

Plutôt que de considérer l'ensemble des unités de production d'une filière, il peut être judicieux de restreindre l'analyse aux centrales dont la valorisation est proche du prix (par exemple celles dont la valeur s'écarte du prix d'un €/MWh seulement). Cette restriction permet, à l'instar de celle s'appuyant sur la production globale, de sélectionner la filière marginale via des seuils de production. Toutefois, cette approche permet de fixer des critères absolus (en MW), tels qu'un plancher de production et une marge de capacité minimale (définie comme l'écart entre la production et la capacité technique maximale) et de les appliquer à toutes les filières de manière identique.

Si aucune filière ne vérifie les conditions de seuil<sup>11</sup>, la méthode prévoit alors d'élargir le nombre de centrales prises en compte, en élargissant la fenêtre de prix considérée (incrémentation du seuil limitant l'écart entre la valorisation des unités de production et le prix: passage de 1 à 2 €/MWh par exemple). La méthode fonctionne ainsi par itérations successives qui conduisent à élargir progressivement la fenêtre de prix étudiée.

Cette méthode permet de s'affranchir dans une large mesure de la définition arbitraire de seuils de production relatifs adaptés à chaque filière. Certes, il existe des seuils, mais ceux-ci sont définis en valeurs absolues (MW) et peuvent être appliqués de manière identique à toutes les filières<sup>12</sup>.

**Taux de marginalité estimé des filières de production françaises en 2007 – Encadrements\* de valeurs Méthode 4**

	Nucléaire	Charbon	Hydraulique	Fioul
Janvier - septembre	22 à 24 %	40 à 42 %	30 à 38 %	3 à 4 %
Octobre - décembre	9 à 11 %	28 à 30 %	35 à 43 %	18 à 19 %
<b>Moyenne annuelle</b>	<b>18 à 19 %</b>	<b>35 à 37 %</b>	<b>32 à 40 %</b>	<b>6 à 7 %</b>

\*encadrements obtenus pour des seuils (plancher de production et écart au plafond de production) variant de 100 à 500 MW.  
Analyse : CRE

Les résultats obtenus via cette méthode sont compatibles avec les encadrements obtenus par les méthodes précédentes. En outre, comme le montre le tableau précédent, les résultats de cette analyse dépendent peu du choix du plancher et du plafond de production choisis.

Cette méthode semble être la plus appropriée pour déterminer les durées de marginalité de chaque filière du parc français.

**3.1.4 Estimation de la marginalité avec prise en compte de l' « influence des frontières »**

La filière marginale du parc français n'est pas nécessairement celle qui fixe le prix français. À certains moments, le prix s'écarte du « coût marginal du parc français » pour s'aligner sur celui d'une (au moins) des frontières.

Une influence des prix aux frontières sur les prix français a été considérée comme probable lorsque le prix français s'écartait de plus de 5 €/MWh du « coût marginal du parc français ».

### Estimation des taux de marginalité des filières et d'influence des frontières

	Nucléaire	Charbon	Hydraulique	Fioul	Frontière
Janvier - septembre	17 à 19 %	31 à 34 %	25 à 30 %	1 à 2 %	14 à 19 %
Octobre - décembre	3 à 4 %	10 à 14 %	15 à 18 %	3 à 4 %	56 à 61 %
<b>Moyenne annuelle</b>	<b>14 à 15 %</b>	<b>26 à 29 %</b>	<b>22 à 27 %</b>	<b>1 à 2 %</b>	<b>21 à 25 %</b>

### Prix moyen durant les périodes de marginalité des différentes filières, par MWh

Marginalité :	Nucléaire	Charbon	Hydraulique	Fioul	Frontière	Prix moyen toutes heures confondues
Janvier - septembre	14 €	27 €	42 €	51 €	30 €	30 €
Octobre - décembre	21 €	40 €	95 €	90 €	80 €	75 €
<b>Moyenne annuelle</b>	<b>14 €</b>	<b>29 €</b>	<b>49 €</b>	<b>74 €</b>	<b>58 €</b>	<b>41 €</b>

Analyse : CRE

Globalement, durant les trois premiers trimestres, le prix a reflété le « coût marginal du parc de production » français. En revanche en fin d'année, l'influence de la valorisation du parc français a été fortement réduite. Les prix se sont en effet écartés de ces valorisations pendant plus de la moitié du temps lors des trois derniers mois, contre à peine plus de 10 % du temps les trois premiers trimestres. Durant le dernier trimestre, l'influence des frontières a joué notamment lorsque le fioul était marginal (environ 13 % du temps en moyenne), réduisant l'impact de cette filière sur les prix.

La production nucléaire est peu souvent en situation de fixer les prix de gros français. Ainsi, en 2007, elle a été marginale pendant 15 % des heures. Pendant les heures où le nucléaire était marginal, le prix était, en moyenne en 2007, de 14 €/MWh. Il reflète la valorisation, faite par EDF, de la production des centrales nucléaires en position marginale. Il a été vu que cette valorisation de l'énergie nucléaire peut être supérieure au coût proportionnel de production des réacteurs.

En revanche, le coût de la filière charbon qui a été marginale pendant 25 à 30 % des heures, a eu un effet prépondérant sur les prix.

De même, la valorisation des réserves hydrauliques a eu un rôle important, la production des barrages ayant été marginale pendant environ 25 % des heures.

Les prix sur les marchés frontaliers ont, par ailleurs, été déterminants pour le prix français, qu'ils ont fixé pendant 20 à 25 % des heures de l'année.

### 3.2 Analyse des coûts et du comportement des acteurs

EDF détient l'essentiel du parc de production français. Cela confère au groupe un pouvoir de marché très fort et permanent, notamment sur les marchés de court terme. À certains moments de l'année, lorsque l'équilibre offre-demande est tendu, certains producteurs concurrents d'EDF détiennent, eux aussi, mais de manière très épisodique et réduite, un certain pouvoir de marché.

Ce pouvoir de marché peut, en théorie, être exercé par des décisions inappropriées d'utilisation du parc ou par des pratiques de prix non justifiées. Par exemple, il est possible à un producteur de pousser à la hausse les prix en n'offrant pas l'intégralité de sa production disponible sur le marché (pratique de rétention de capacité) ou en ne la vendant qu'à un prix exagérément élevé (pratique de prix excessifs). De manière symétrique, un producteur détenant un pouvoir de marché a également la possibilité d'influencer les prix à la baisse.

La CRE a analysé :

- le prix auquel les moyens de production des principaux producteurs français ont été offerts sur le marché *day-ahead* (valorisation de la production sur le marché) ;
- la cohérence entre les décisions de production prises par ces derniers, la disponibilité de leur parc et la valorisation de la production.

La surveillance de l'utilisation des moyens de production a notamment nécessité l'obtention auprès des acteurs du prix qu'ils utilisent pour valoriser leur production sur le marché, centrale par centrale. Cette valorisation de la production ne correspond pas nécessairement au coût marginal réel des centrales, en particulier pour l'hydraulique et le nucléaire.

Compte tenu de la complexité technique de la gestion des centrales électriques, des précautions ont été prises à plusieurs niveaux de l'analyse afin de minimiser les risques de conclusion erronée.

La surveillance porte sur les principales unités de production (capacité supérieure à 50 MW) pouvant faire l'objet d'arbitrage sur le marché de l'électricité. *A contrario*, les moyens de production ayant des contraintes techniques fortes ou ceux n'étant pas programmables sont écartés de l'analyse (cogénération, éolien, petite hydraulique, etc.).

### Périmètre de l'analyse des décisions de production : nombre d'unités analysées et capacité correspondante

	Nucléaire	Charbon	Hydraulique	Fioul	Gaz	Total
Nombre d'unités analysées	58	20	20	15	2	115 unités
Total capacité installée (GW)	63	6,7	5,1	5,1	0,75	81 GW

## 3.2.1 Le parc nucléaire

### 3.2.1.1 Valorisation de la production sur le marché *day-ahead*

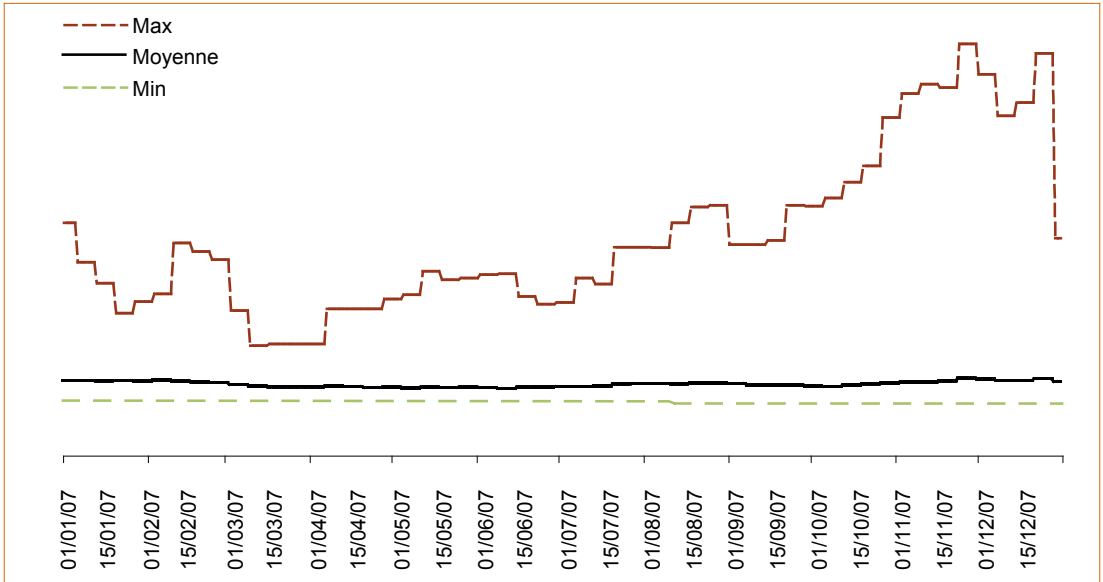
La quasi-totalité de la production nucléaire offerte sur le marché de gros *day-ahead* l'a été à un prix correspondant au coût marginal de production.

Néanmoins, à tout moment au cours de l'année 2007, il existait une ou plusieurs centrales nucléaires dont le prix d'offre était supérieur au coût marginal réel de production, pouvant atteindre jusqu'à 5 fois ce coût marginal. Selon EDF, une telle valorisation permet d'optimiser l'utilisation du stock d'énergie présent dans un réacteur lorsqu'il a été consommé plus rapidement que prévu et permet de ne pas épuiser le combustible avant le rechargement suivant.

Une telle logique, si elle est mise en œuvre de manière adaptée, est de nature à optimiser l'utilisation du parc nucléaire pendant les périodes où sa production est la plus pertinente et contribue à la saisonnalisation des arrêts. Toutefois, la pertinence de ces niveaux de valorisation, dont l'effet sur les prix a été important lorsque la production nucléaire française était marginale, reste à vérifier.

La surveillance de cette valorisation est d'autant plus importante que, en l'absence de concurrence sur la production nucléaire en France, aucune pression concurrentielle ne s'exerce sur EDF quant à la valorisation de sa production.

### Évolution de la valorisation, par les producteurs, de la production des centrales nucléaires



Données : EDF – Analyse : CRE

#### 3.2.1.2 Utilisation des centrales

L'utilisation du parc de production nucléaire semble avoir été, dans la très grande majorité des cas, optimale, c'est-à-dire cohérente avec les prix observés sur les marchés.

Toutefois, après une première analyse, la CRE a identifié des cas d'utilisation *a priori* non optimale des capacités nucléaires qui ne pouvaient s'expliquer de façon simple. Chaque tranche nucléaire semblait en effet avoir été utilisée de façon sous optimale pendant une centaine d'heures en moyenne. Ces cas, observés moins de 2 heures par semaine en moyenne, étaient répartis de manière relativement homogène sur toute l'année.

Dans 94 % des cas, les cas d'utilisation apparemment sous optimale des capacités de production correspondaient à une puissance programmée inférieure à la capacité maximale techniquement disponible alors que la valorisation de leur production est inférieure au prix (cas dit de « sous-production apparente »).

#### • Cas de sous-production nucléaire apparente détectés par la CRE ne trouvant par d'explication simple :

Dans la très grande majorité des cas (93 %), les cas de sous utilisation apparente correspondent à un ralentissement de la production et non à un arrêt de la centrale. En moyenne, pour une tranche donnée, sur les heures où une sous-production est observée, l'écart moyen entre la puissance programmée et la puissance technique maximale s'élève à 327 MW. Toutefois, sur l'ensemble du parc, il dépasse rarement 1000 MW (seulement pendant 400 heures) et, lorsque c'est le cas, le prix moyen est relativement faible (30 €/MWh en moyenne). Plus généralement, la sous utilisation apparente de capacité nucléaire intervient à des heures durant lesquelles les profits sont plus faibles.

Par ailleurs, pendant les 350 heures pendant lesquelles le prix est le plus élevé (supérieur à 100 €/MWh), une sous-production apparente a été observée seulement durant 100 heures. Pendant ces heures, l'écart moyen entre la puissance programmée et la puissance technique maximale s'élevait à 150 MW.

• **Cas de surproduction nucléaire apparente détectés par la CRE ne trouvant par d'explication simple :**

De rares cas potentiels de production à perte ont été observés (moins de 6 tranches horaires par an et par tranche). Il s'agit généralement de périodes pendant lesquelles le prix est légèrement en dessous de la valorisation de la production (14 €/MWh en moyenne). L'écart entre la production effectivement observée et la production minimale techniquement (généralement la capacité technique minimale) atteint alors, en moyenne, 482 MW.

Du point de vue de l'ensemble du parc nucléaire, les cas de surproduction les plus importants concernent généralement des heures pendant lesquelles le prix était très légèrement inférieur à la valorisation des centrales.

• **Explications fournies par EDF :**

La CRE a demandé des informations complémentaires concernant les cas les plus aigus. EDF a fourni des explications à tous les cas observés par la CRE. Ces explications sont d'ordre technique ou social (grèves).

Néanmoins, il existe des cas pour lesquels la CRE n'a pas pu établir, sur la base des informations complémentaires qu'elle a obtenues, si ces situations étaient toutes justifiées par des contraintes techniques ou économiques.

**3.2.1.3 Impact potentiel sur le prix associé à une éventuelle mauvaise utilisation des capacités nucléaires**

En utilisant les données de résilience sur la bourse Powernext, la CRE a été en mesure d'estimer l'impact potentiel sur le prix de l'utilisation sous optimale du parc de production dans le cas où celle-ci aurait été avérée. La CRE considère qu'il existe quelques périodes prolongées pendant lesquelles le prix était élevé alors qu'une part significative de la capacité nucléaire n'était pas utilisée alors qu'elle aurait pu l'être. Ces écarts pourraient avoir contribué à une hausse moyenne du prix de plusieurs dizaines d'euros par MWh durant les heures concernées<sup>33</sup>.

**3.2.2 Le parc charbon**

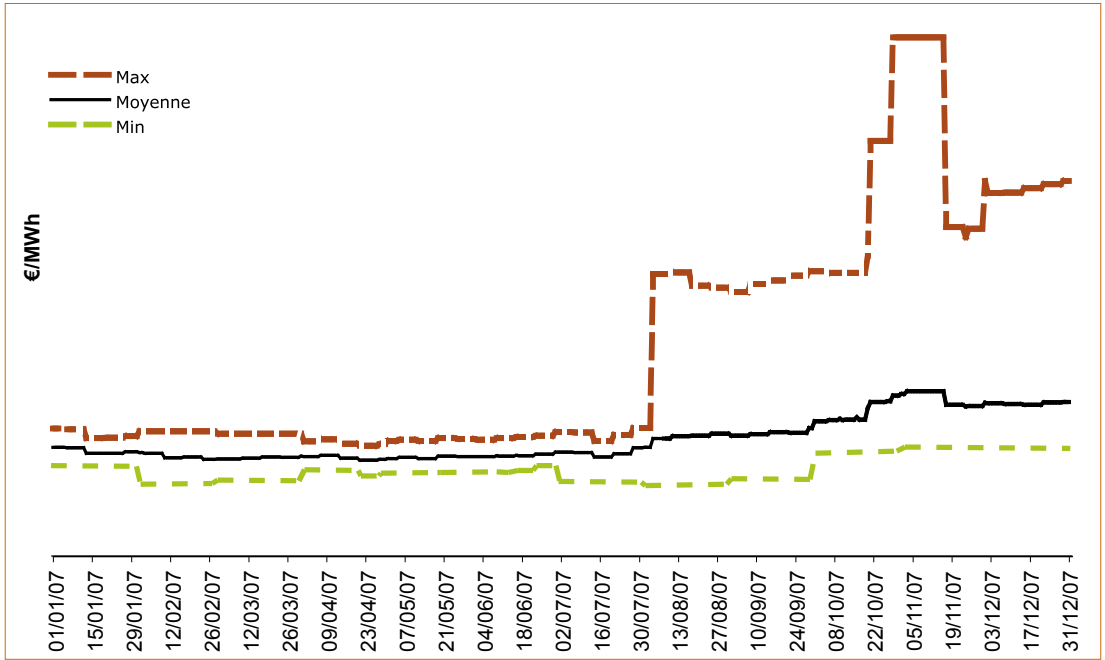
**3.2.2.1 Valorisation de la production sur le marché *day-ahead***

La valorisation de la production des différentes centrales à charbon a été relativement homogène. La plupart des prix d'offre utilisés par les producteurs étaient conformes aux estimations de coûts marginaux de production faites par la CRE.

Néanmoins, la CRE a identifié des situations dans lesquelles le prix d'offre de certaines centrales s'est sensiblement écarté de ces estimations. La pertinence de la valorisation de certaines centrales d'EDF reste à établir.



## Évolution de la valorisation, par les producteurs, de la production des centrales à charbon, 2007



Données : EDF, SNET – Analyse : CRE

### 3.2.2.2 Utilisation des centrales

La plupart des centrales au charbon semblent avoir été utilisées de manière efficace.

Toutefois, après une première analyse, la CRE a identifié que le fonctionnement de quelques centrales s'est fréquemment écarté du comportement théorique attendu au vu des capacités techniques minimales et maximales. En moyenne sur l'année écoulée, les cas d'utilisation apparemment non optimale ont représenté un peu moins de 10 heures par semaine.

Ces cas correspondraient le plus souvent à une sous utilisation de la capacité disponible.

#### • Cas de sous-production apparente détectés par la CRE ne trouvant par d'explication simple:

Pour une tranche considérée, lors des cas de sous utilisation, l'écart moyen entre la puissance programmée et la puissance technique maximale est de 134 MW (sur une capacité moyenne par tranche d'environ 370 MW). Cette moyenne recouvre toutefois deux situations différentes : un ralentissement de la production deux fois sur trois, et une mise à l'arrêt pour le tiers restant.

• **Cas de surproduction apparente détectés par la CRE ne trouvant par d'explication simple :**

Sur l'ensemble des cas de production à perte observés, l'écart moyen entre la puissance technique minimale et la puissance programmée s'élève à 74 MW par tranche et par heure (sur une capacité moyenne par tranche d'environ 370 MW). Le prix moyen est de 24 €/MWh, et la perte moyenne associée est de 12 €/MWh.

• **Explications fournies par les producteurs :**

La CRE a demandé des informations complémentaires concernant les cas les plus aigus. Plusieurs raisons ont été invoquées par les acteurs pour expliquer ces situations de sous optimisation :

- des aléas survenus après le fixing sur la bourse Powernext qui a lieu à 11h (qui n'étaient donc pas intégrés lors du passage des offres de marché) ;
- les contraintes dynamiques rendant des variations trop rapides impossibles ;
- la baisse ou la montée progressive de la production pour arrêt ou redémarrage ;
- des mouvements sociaux ;
- l'obligation contractuelle de programmer le fonctionnement d'une centrale après le fixing Powernext.

Les explications avancées par les acteurs ont paru satisfaisantes.

### **3.2.3 Les barrages hydrauliques**

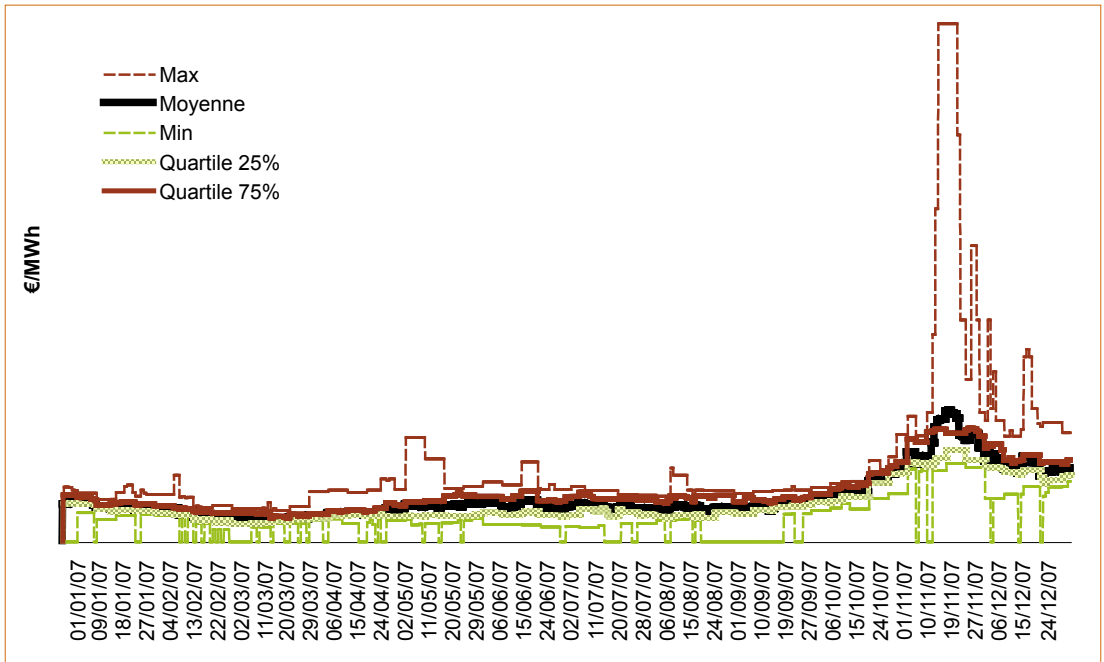
#### **3.2.3.1 Valorisation de la production sur le marché *day-ahead***

Les producteurs hydrauliques ont offert sur le marché la production des lacs de barrage à des prix supérieurs aux coûts variables de production de ces ouvrages, qui sont faibles. Les prix d'offre de tous les barrages ont évolué de manière relativement uniforme tout au long de l'année, avec une forte tendance haussière, notamment au cours du dernier trimestre.

Une telle logique, si elle est mise en œuvre de manière adaptée, est de nature à optimiser l'utilisation des ressources hydrauliques pendant les périodes où leur usage est le plus pertinent, en prenant en compte notamment les contraintes de niveau de chaque barrage, la saisonnalité de la pluviométrie et de la fonte des neiges et les prévisions des prix futurs. Cette valorisation de la production, dite « en valeur d'usage », est mise en œuvre par les principaux producteurs d'énergie hydraulique, en France et dans le monde.

Toutefois, la pertinence de ces niveaux de valorisation, dont l'effet sur les prix est crucial lorsque la production hydraulique française est marginale, reste à vérifier. On note que, dans l'étude commanditée dans le cadre de son enquête sectorielle, la Commission européenne avait également conclu à l'impossibilité d'évaluer facilement la pertinence de l'utilisation des ressources hydrauliques en France et son effet sur les prix.

## Évolution de la valorisation de la production, par les producteurs, des centrales hydrauliques, 2007



Données : EDF, SHEM – Analyse : CRE

La valorisation de certaines centrales hydrauliques (notamment celles au fil de l'eau) atteint fréquemment la valeur zéro, témoignant des contraintes techniques conduisant à « turbiner » à tous prix lorsqu'il n'est pas possible de constituer davantage de réserves.

### 3.2.3.2 Utilisation des centrales

Après une première analyse, la CRE a identifié que l'utilisation faite des moyens de production hydrauliques ne semble pas toujours cohérente avec les valorisations déclarées à la CRE. Le pourcentage des heures pendant lesquelles les ressources ont été utilisées de manière non directement explicable par les prix de gros est supérieure à 20 % pour toutes les centrales, quel que soit le producteur concerné.

Les écarts observés par rapport à la production optimale se caractérisent majoritairement par une sous-production apparente. Il s'agit notamment de périodes pendant lesquelles le prix est nettement supérieur à la valeur attribuée à l'eau par les opérateurs alors que la centrale hydraulique est à l'arrêt. En particulier, pendant les périodes de pic de prix d'octobre-novembre, la capacité hydraulique de lac n'a pas toujours été utilisée à son maximum.

#### Explications fournies par les producteurs :

La CRE a demandé des informations complémentaires concernant les cas les plus aigus. Les opérateurs ont rappelé que la gestion des barrages est soumise à de nombreuses contraintes :

- **de nature technique** : interdépendance entre les barrages d'une même vallée ; arbitrage puissance/énergie pour les barrages à faible réserve ; participation au service système (« réserve 13 minutes ») ;

- **de nature commerciale** : des accords de concession peuvent en réduire la souplesse d'utilisation ;

- **de nature économique** : maintien d'un certain niveau de réserve afin de faire face en cas d'aléa ;

- **de nature autre** : par exemple, contraintes liées à l'activité agricole ou à l'activité touristique, maintien de débits ou niveaux minimum pour des raisons environnementales.

Toutefois, la CRE a identifié de nombreux cas dans lesquels l'utilisation des centrales hydrauliques d'EDF ne semblait pas directement explicable par les valorisations déclarées à la CRE.

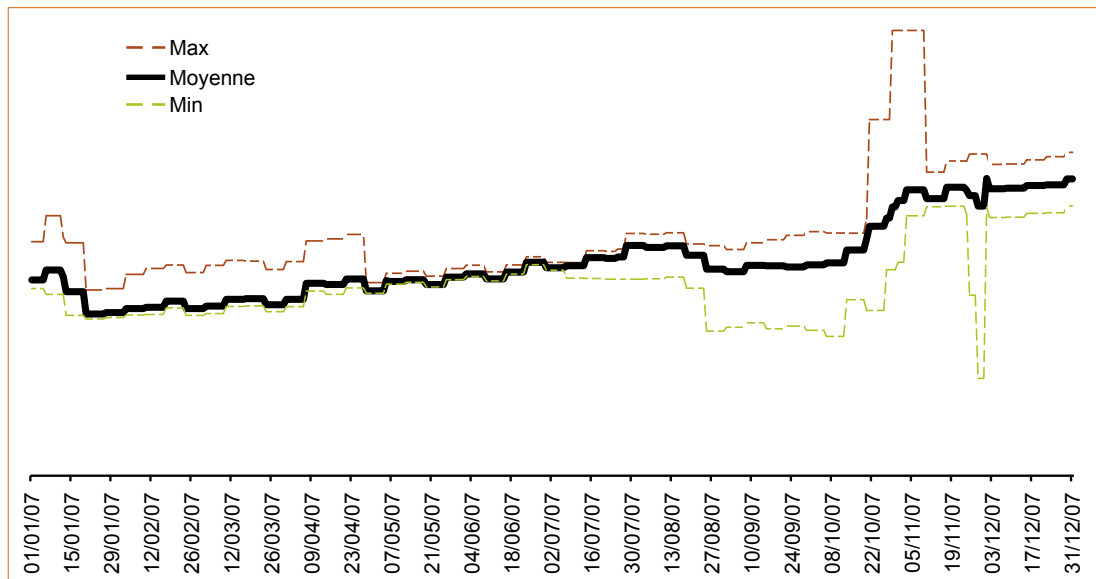
### 3.2.4 Les centrales à fioul (hors turbines à combustion)

#### 3.2.4.1 Valorisation de la production sur le marché *day-ahead*

La valorisation de la production des différentes centrales à fioul a été relativement homogène.

Le prix d'offre de certaines centrales s'est parfois écarté sensiblement des estimations de la CRE. Les causes avancées par EDF (réglementation plus contraignante sur la qualité du combustible, problèmes d'approvisionnement, gestion des stocks) semblent susceptibles d'expliquer ces écarts.

#### Évolution de la valorisation, par les producteurs, de la production des centrales thermiques à fioul, 2007



Données : EDF – Analyse : CRE

### 3.2.4.2 Utilisation des centrales

#### • Concernant les centrales thermiques à fioul :

Après une première analyse sommaire effectuée par la CRE, il est apparu que les centrales thermiques à fioul auraient dû être programmées à pleine puissance durant environ 450 heures en moyenne mais que, au vu de la capacité technique maximale, cela n'a été le cas qu'une fois sur deux environ (soit 230 heures). Pendant 80 heures (ce qui représente 1 % des tranches horaires sur l'année), les centrales thermiques avaient une valorisation nettement inférieure au prix et étaient programmées à une puissance inférieure à la puissance maximale disponible, voire étaient à l'arrêt (une fois sur deux). Pour une centrale thermique à fioul considérée, sur ces 80 heures, l'écart moyen entre la puissance programmée et la puissance technique maximale s'élevait à 330 MW (soit en moyenne 90 % de la capacité maximale), alors que le profit moyen théorique était de 63 €/MWh.

Sur l'ensemble du parc, l'écart moyen entre la puissance programmée et la puissance technique maximale a dépassé 500 MW<sup>14</sup> pendant 220 heures (pour une capacité cumulée maximale du parc de 3000 MW). Durant cette période, le prix était de 152 €/MWh en moyenne.

#### • Explications fournies par les opérateurs :

La CRE a demandé des informations complémentaires concernant les cas les plus aigus. Pour un certain nombre de cas, EDF a avancé des raisons d'ordre technique, social (grève) ou opérationnel : les causes avancées sont alors la prise en compte de mauvaises hypothèses pour la valorisation du parc sur le marché et la mauvaise anticipation du prix Powernext (en particulier lors des pics de prix de fin d'année).

La CRE souligne qu'une mauvaise anticipation du niveau des prix ne devrait pas avoir d'impact sur l'optimisation de la production, dès lors que la capacité est offerte sur le marché à un niveau de prix valorisant correctement la production.

#### • Impact sur le prix d'une éventuelle mauvaise utilisation des centrales thermiques à fioul

En utilisant les données de résilience sur la bourse Powernext, la CRE a été en mesure d'estimer l'impact potentiel sur le prix de l'utilisation sous optimale du parc de production dans le cas où celle-ci aurait été avérée. Sur la base des réponses faites par EDF, la CRE considère que les centrales à fioul ont effectivement été sous-utilisées pendant de nombreuses heures où le prix était très élevé. Ces écarts pourraient avoir contribué à une hausse moyenne du prix de plusieurs dizaines d'euros par MWh durant les heures concernées<sup>15</sup>.

## 4. LA TRANSPARENCE DE LA PRODUCTION

Les principaux producteurs français, EDF, GDF Suez et la SNET, en tant que membres de l'Union Française de l'Électricité (UFE), ont mis en place fin 2006 une publication volontaire de données agrégées sur la production réalisée et la disponibilité prévisionnelle de leur parc de production.

Ces informations, qui sont publiées sur le site internet de RTE, sont à ce jour les seules données publiques disponibles concernant le parc de production français. La fiabilité et la qualité des données prévisionnelles, notamment nucléaires, sont essentielles au bon fonctionnement du marché. Toute défaillance peut conduire à la diffusion d'informations inexactes, provoquant une distorsion entre les informations détenues par les producteurs et leurs concurrents. La publication d'informations erronées peut, à certains égards, s'avérer plus dommageable qu'une absence de données.

La CRE a analysé les informations fournies individuellement par chaque producteur, pour toutes les échéances de prévision (de 1 jour à 3 ans à l'avance), et pour chaque filière de production avant agrégation : Nucléaire, Charbon, Gaz, Fioul, Hydraulique éclusée et fil de l'eau, Hydraulique de réservoir.

Suite notamment aux recommandations faites par la CRE en avril 2008 dans le cadre de l'enquête sur les pics de prix observés à l'automne 2007, l'UFE a proposé des améliorations qui ont récemment fait l'objet d'une communication. Ces nouveaux dispositifs sont encouragés par la CRE qui considère toutefois que des progrès importants doivent encore être réalisés par les producteurs en matière de transparence.

### 4.1 Exhaustivité des données

Les prévisions sont réparties en trois catégories :

- **court terme** : prévisions pour les 7 jours à venir (J-1 à J-7) ;
- **moyen terme** : prévisions pour les 13 semaines à venir (S-2 à S-13) ;
- **long terme** : prévisions pour les 36 mois à venir (M-4 à M-36).

La CRE a constaté que la qualité des données publiées en 2007 n'était pas satisfaisante. De nombreuses données publiées étaient incomplètes en raison de l'absence de transmission d'informations par certains producteurs. D'importantes lacunes ont été observées concernant le gaz et le charbon pour les prévisions à moyen terme, et concernant l'hydraulique pour les prévisions à court et moyen terme. Or, lorsqu'une donnée concernant un producteur est manquante, les prévisions publiées reprennent les prévisions réalisées à des dates antérieures, lesquelles peuvent ne plus être valables. En 2007, les acteurs de marché n'étaient pas prévenus de ces situations qui n'étaient pas mentionnées sur le site de RTE.

La CRE reconnaît que l'année 2007 a été celle du démarrage des publications de l'UFE, ce qui peut expliquer certains défauts de qualité. Certains producteurs ont reconnu l'existence d'erreurs et ont déclaré avoir, depuis, mis en place les contrôles appropriés.

## 4.2 Qualité des données

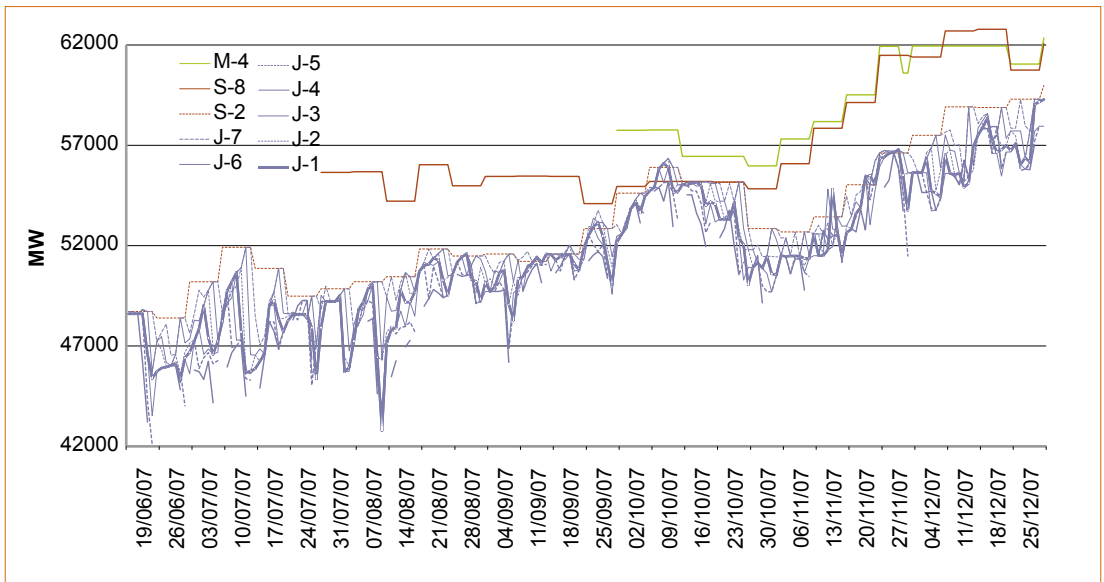
Pendant certaines périodes, la valeur de la prévision de la capacité à moyen ou long terme de certaines filières était très éloignée de la dernière prévision (en particulier pour l'hydraulique et le fioul, en fin d'année). Cela traduit l'absence d'un contrôle efficace du processus d'élaboration, de transmission et de publication des données.

En outre, la qualité des prévisions n'a pas été identique pour tous les jours de la semaine. Des écarts moyens importants sont observés par exemple entre le week-end et les jours ouvrés : la qualité des prévisions portant sur le samedi et le dimanche est moins bonne que pour les jours ouvrés.

Les graphiques suivants représentent, pour chaque jour de la période étudiée (19 juin au 31 décembre 2007), la prévision de disponibilité publiée à différentes échéances.

### 4.2.1 Nucléaire

#### Évolution des prévisions à diverses échéances en fonction de la date de prévision



Données : RTE – Analyse : CRE

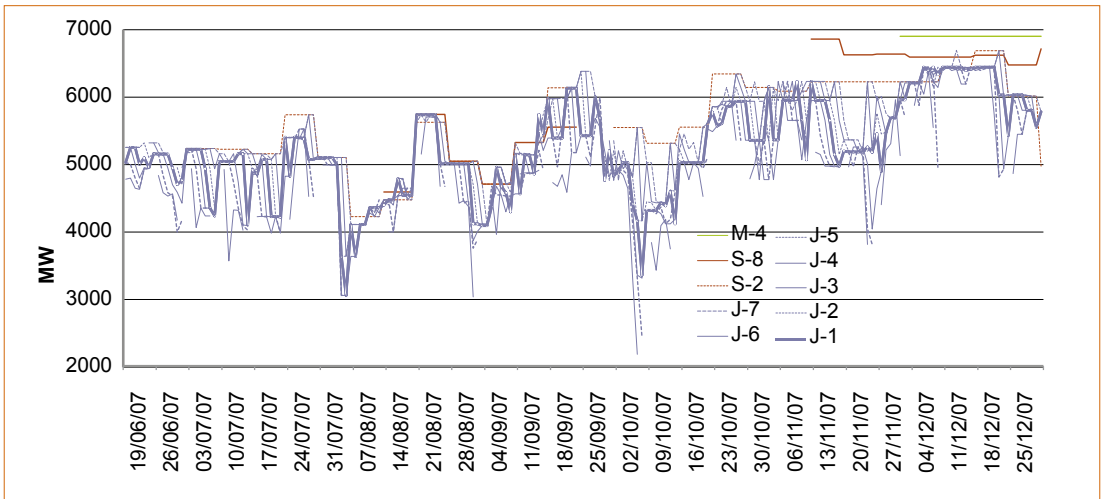
La capacité anticipée en S-2 (prévision datant du vendredi de la deuxième semaine précédant la date considérée, en bleu foncé sur le graphe) majore quasiment toujours les capacités disponibles prévues les sept jours précédant la date considérée (J-7 à J-1, en rouge sur le graphe). De façon similaire, les prévisions disponibles de J-7 à J-2 (rouge non gras) semblent toujours au-dessus de celles fournies en J-1 (rouge gras).

De la même manière, un biais positif systématique semble apparaître pour les prévisions à 4 mois (en vert).

L'écart entre les capacités prévues en S-2 et la veille pour le lendemain (en J-1) est particulièrement important en juillet et en décembre : il atteint jusqu'à 5 GW (soit environ 10 % des capacités nucléaires globales).

#### 4.2.2 Charbon

##### Évolution des prévisions à diverses échéances en fonction de la date de prévision



Données : RTE – Analyse : CRE

La capacité anticipée en S-2 (prévision datant du vendredi de la deuxième semaine précédant la date considérée, en bleu foncé sur le graphe) majore quasiment toujours les capacités disponibles prévues les sept jours précédant la date considérée (J-7 à J-1, en rouge sur le graphe). De façon similaire, les prévisions disponibles de J-7 à J-2 (rouge non gras) semblent toujours au-dessus de celles fournies en J-1 (rouge gras).

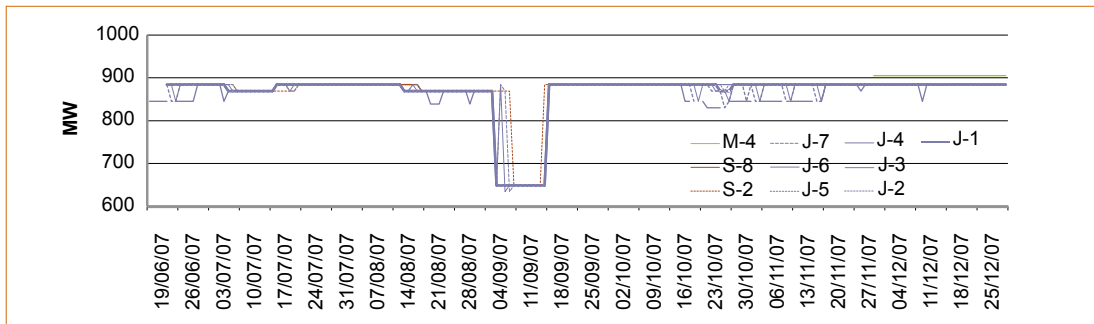
Un parallélisme semble parfois exister (par exemple de fin octobre à fin novembre) entre les différentes séries de prévision à court terme (J-7 à J-1). Celui-ci est la conséquence de la publication, à une date donnée, de prévisions identiques pour plusieurs jours successifs : par exemple, aujourd'hui sont publiées des prévisions de capacité disponible identiques pour demain, après demain, etc.

La qualité des prévisions est particulièrement détériorée en octobre (du 2 au 10) et en novembre (du 10 au 30).



### 4.2.3 Gaz

#### Évolution des prévisions à diverses échéances en fonction de la date de prévision

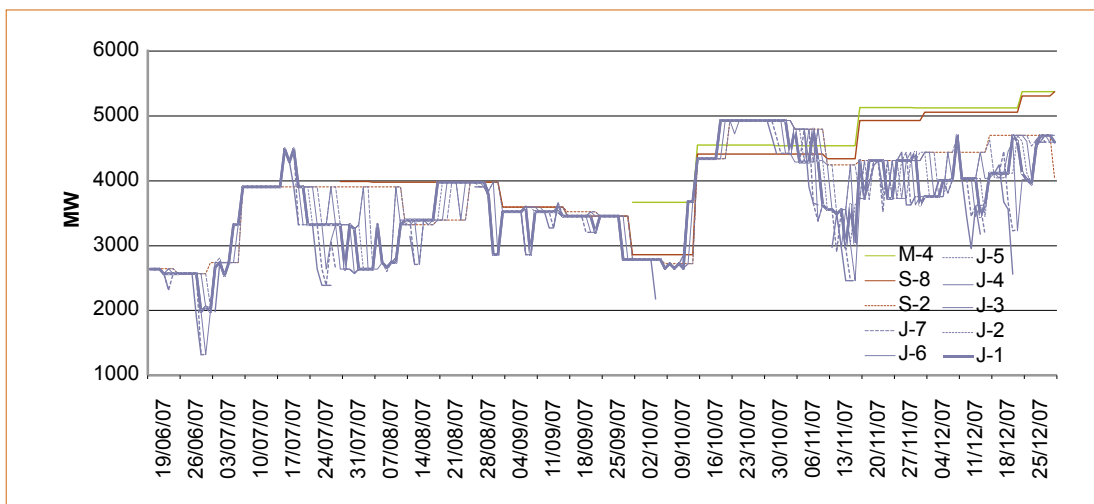


Données : RTE – Analyse : CRE

Globalement, les prévisions semblent relativement fiables. La surestimation, en M-4 (vert) des capacités disponibles en fin d'année peut néanmoins apparaître surprenante.

### 4.2.4 Fioul

#### Évolution des prévisions à diverses échéances en fonction de la date de prévision



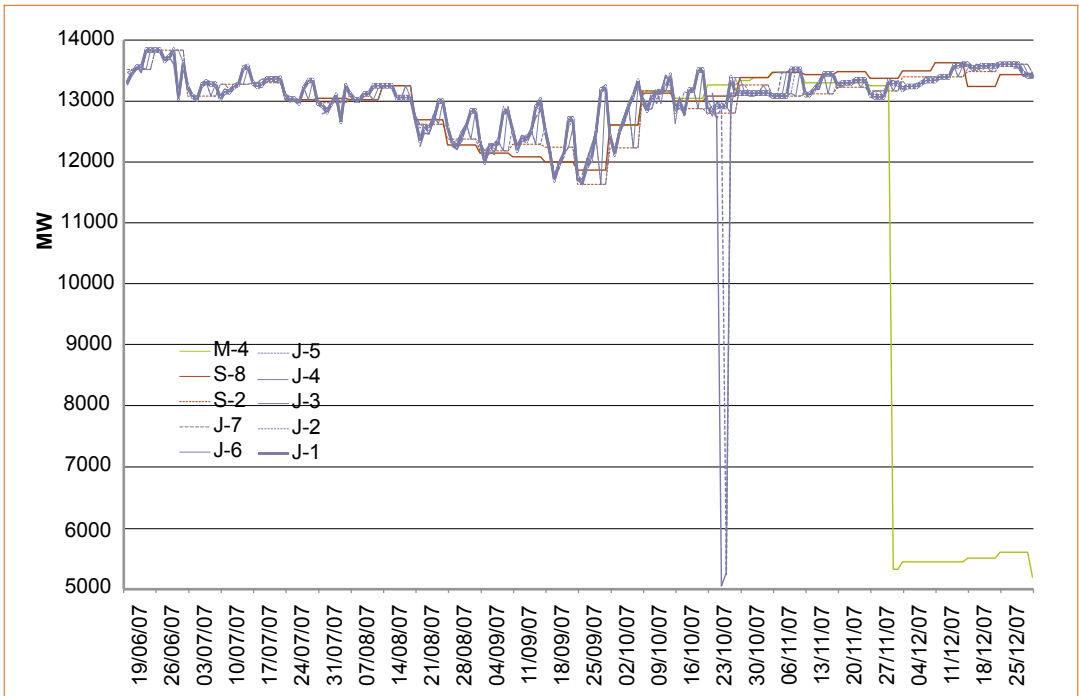
Données : RTE – Analyse : CRE

Il semble qu'il y ait eu une détérioration de la qualité des prévisions en été (de fin juillet à mi-août) ainsi qu'en fin d'année (à partir de fin novembre). En particulier, la prévision à long terme (M-4, vert) semble aberrante au sens statistique du terme.

Un parallélisme semble parfois exister (par exemple fin juillet) entre les différentes séries de prévision à court terme (J-7 à J-1). Celui-ci est la conséquence de la publication, à une date donnée, de prévisions identiques pour plusieurs jours successifs : par exemple, aujourd'hui sont publiées des prévisions de capacité disponible identiques pour demain, après demain, etc.

#### 4.2.5 Eclusée et fil de l'eau

##### Évolution des prévisions à diverses échéances en fonction de la date de prévision



Données : RTE – Analyse : CRE

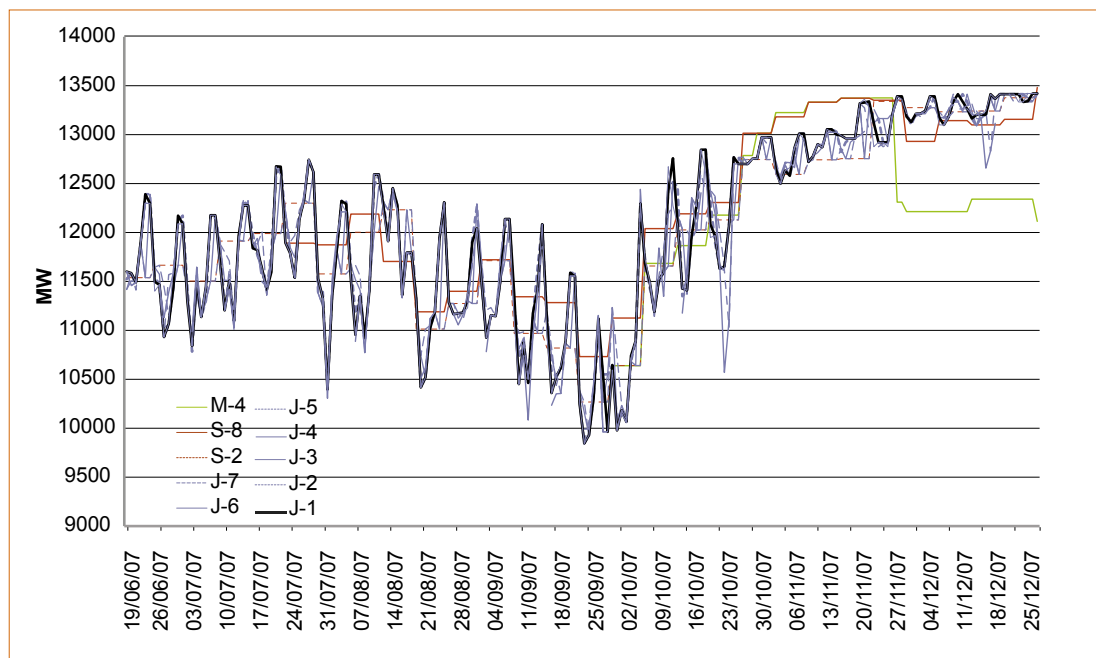
L'évolution de la capacité disponible en J-1 prend la forme de dents de scies dont le motif est hebdomadaire.

La prévision en M-4 (en vert) « décroche » à partir de décembre, passant de plus de 13000 MW à moins de 6000 MW, de façon inexplicable.

Par ailleurs, il apparaît de manière surprenante que la prévision en J-1 a été de 5000 MW le 25 octobre contre des valeurs comprises entre 11000 et 14000 MW le reste de la période.

## 4.2.6 Réservoir

### Évolution des prévisions à diverses échéances en fonction de la date de prévision



Données : RTE – Analyse : CRE

L'évolution de la capacité disponible en J-1 prend la forme de dents de scies dont le motif est hebdomadaire.

La prévision en M-4 (en vert) « décroche » à partir du 1<sup>er</sup> décembre, passant de plus de 13000 MW à moins de 12500 MW.

## 4.3 Fiabilité des prévisions

Quels que soient la filière de production et le producteur concerné, et quelle que soit l'échéance de la prévision, la disponibilité prévue pour une date donnée est, presque systématiquement, supérieure à la disponibilité réalisée.

La raison de ce biais réside dans le principe de construction des prévisions. Selon le cahier des charges établi par l'UFE, les producteurs ne prennent en compte, dans leurs prévisions de disponibilité, que les indisponibilités considérées comme certaines à la date de la prévision. Aucune estimation de l'indisponibilité fortuite probable n'est prise en compte.

Ces principes, qui n'étaient pas, en 2007, clairement affichés sur le site de RTE, ont conduit les acteurs de marché à faire des anticipations erronées de la situation future du marché français.

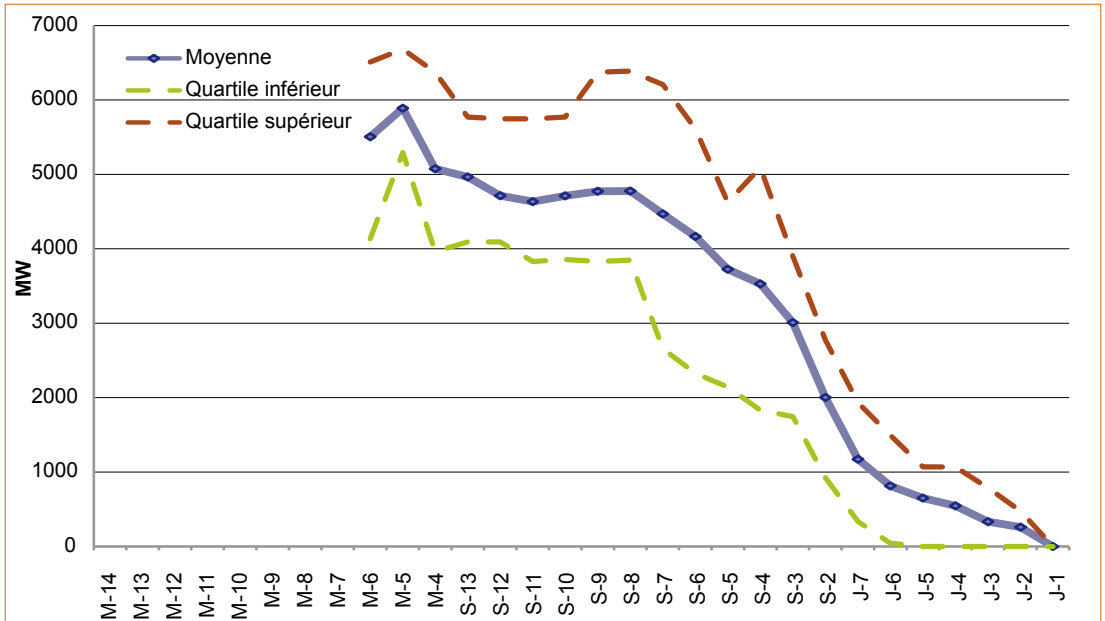
L'UFE a annoncé à la CRE la mise en place, au premier semestre 2009, d'une publication quotidienne de l'indisponibilité réalisée la veille pour chaque filière de production. Cela réduira significativement l'asymétrie d'information à l'horizon

zon *day-ahead*, en permettant aux acteurs d'élaborer leurs propres anticipations d'indisponibilité. Dans une certaine mesure, cela permettra également aux acteurs d'améliorer leurs anticipations à moyen et long terme concernant la capacité réellement disponible le jour J. Toutefois, pour les horizons supérieurs à 1 jour, une part de l'asymétrie d'information persistera : il restera difficile aux concurrents des producteurs de réaliser dans des conditions comparables aux producteurs des anticipations sur les horizons allant de 2 jours à 3 ans.

Les graphiques suivants représentent, pour chaque horizon de prévision (J-2, J-3, M-4) l'écart entre la prévision correspondant à cet horizon et la dernière prévision (généralement celle de la veille : J-1<sup>6</sup>). La moyenne des valeurs « en écart » représente le biais de prévision pour chaque horizon considéré.

### 4.3.1 Nucléaire

#### Écart moyen (et quartiles) entre les prévisions à diverses échéances et la dernière prévision disponible, jours ouvrés



Données : RTE – Analyse : CRE

#### Données statistiques

	M-6	M-5	M-4	S-13	S-12	S-11	S-10	S-9	S-8	S-7	S-6	S-5	S-4	S-3	S-2	J-7	J-6	J-5	J-4	J-3	J-2	J-1
Nombre de données disponibles	21	43	66	86	91	96	101	106	110	111	116	121	125	126	130	137	108	82	83	82	81	108
Moyenne	5504	5889	5076	4966	4713	4634	4711	4773	4776	4469	4167	3725	3529	3008	2003	1174	814	650	546	334	260	0
Écart type	1185	979	1507	1284	1408	1428	1727	2032	2026	2014	2237	2241	2065	1654	1366	1065	914	774	898	720	568	0
Minimum	3091	3091	1409	1464	622	567	221	34	12	73	16	98	85	-371	-19	-1049	-960	-1263	-1788	-2073	-1330	0
Maximum	10442	10442	9107	10218	10218	10218	10031	11927	11914	11923	11901	11963	10984	8883	7416	4108	4152	4089	3803	3381	2742	0

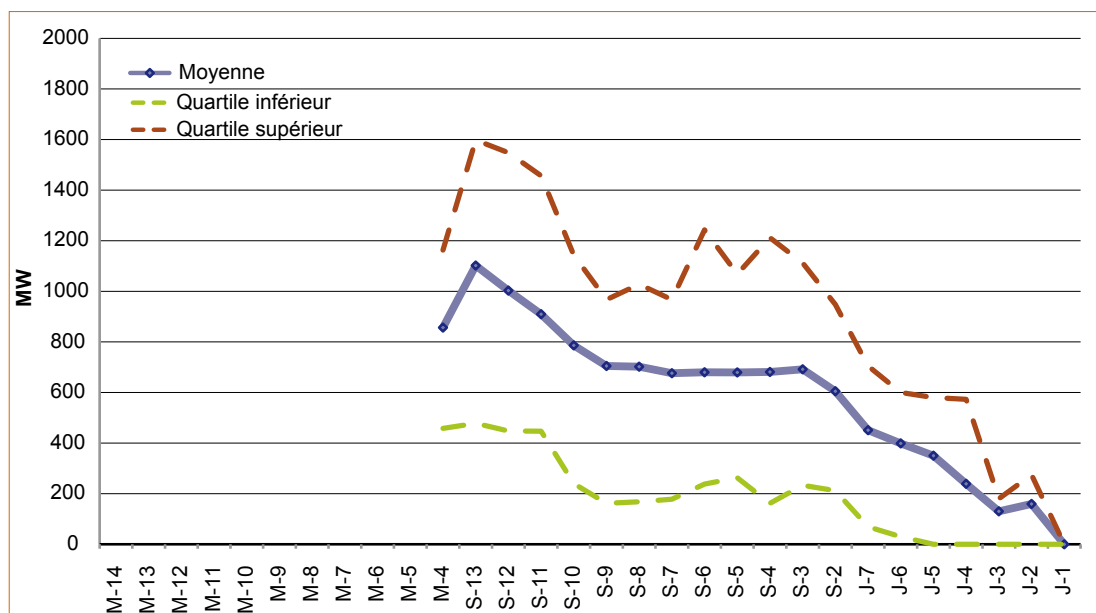
Globalement, il existe un biais positif qui s'accroît progressivement avec l'échéance de prévision. Ce biais peut être mis en regard de la puissance installée qui est de 63 GW.

Trois quarts environ des prévisions à très court terme (inférieures à 7 jours) connaissent un biais positif (de l'ordre de 2 % de la capacité globale en J-7).

Les prévisions de capacité à échéance supérieure ou égale à 4 semaines sont systématiquement surestimées.

### 4.3.2 Charbon

#### Écart moyen (et quartiles) entre les prévisions à diverses échéances et la dernière prévision disponible, jours ouvrés



#### Données statistiques

	M-4	S-13	S-12	S-11	S-10	S-9	S-8	S-7	S-6	S-5	S-4	S-3	S-2	J-7	J-6	J-5	J-4	J-3	J-2	J-1
Nombre de données disponibles	21	36	41	46	51	56	66	76	86	96	106	116	126	137	112	84	84	84	84	112
<b>Moyenne</b>	<b>857</b>	<b>1102</b>	<b>1003</b>	<b>909</b>	<b>786</b>	<b>705</b>	<b>702</b>	<b>676</b>	<b>680</b>	<b>679</b>	<b>681</b>	<b>692</b>	<b>605</b>	<b>451</b>	<b>399</b>	<b>350</b>	<b>239</b>	<b>130</b>	<b>159</b>	<b>0</b>
Écart type	502	576	606	633	619	593	597	575	593	545	556	547	515	430	396	373	329	297	325	0
Minimum	448	408	173	-73	-73	-73	-73	-135	-217	-250	-250	-250	-810	-265	-285	-330	-465	-590	-440	0
Maximum	2083	3045	3045	3045	3045	3045	2810	2820	2775	2775	2805	2410	3360	1605	1725	1975	1975	1540	1540	0

Données : RTE – Analyse : CRE

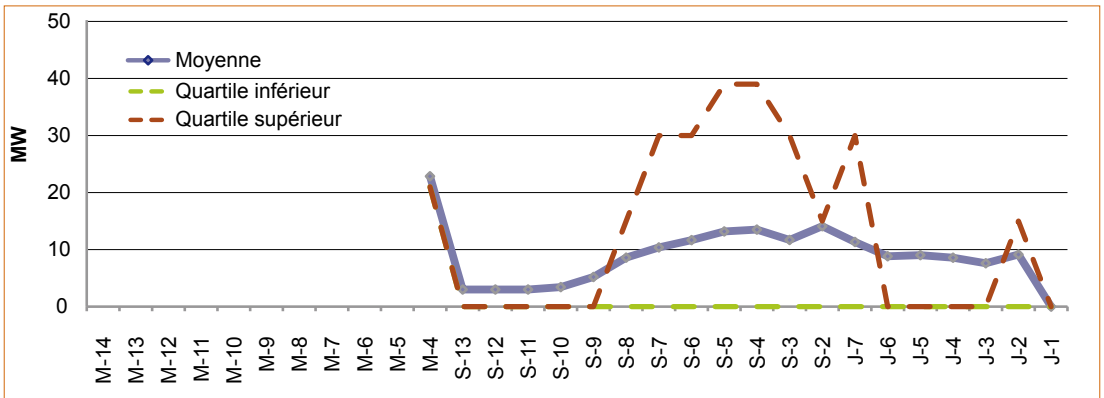
Globalement, il existe un biais positif qui s'accroît brutalement pour les prévisions situées au-delà de la semaine (à partir de S-2). Ce biais peut être mis en regard de la puissance installée qui est de l'ordre de 6 GW.

Le biais pour les échéances à très court terme (inférieures ou égales à 7 jours) est croissant avec l'horizon de la prévision. Il est de 450 MW en J-7, soit environ 8 % de la capacité de la filière charbon. Néanmoins, la variance est équivalente (430 MW).

Le biais est très marqué pour les prévisions à échéance supérieure à une semaine : il se situe en moyenne entre 600 et 1100 MW, soit quasiment un cinquième de la capacité de la filière charbon. Il varie peu en fonction de l'échéance de 3 semaines à 9 semaines. En revanche, il fait un bond en S-11, S-12 et S-13.

### 4.3.3 Gaz

**Écart moyen (et quartiles) entre les prévisions à diverses échéances et la dernière prévision disponible, jours ouvrés**



**Données statistiques**

	M-5	M-4	S-13	S-12	S-11	S-10	S-9	S-8	S-7	S-6	S-5	S-4	S-3	S-2	J-7	J-6	J-5	J-4	J-3	J-2	J-1	
Nombre de données disponibles		21	31	31	31	36	41	51	61	71	81	96	111	126	133	109	104	106	107	106	138	
<b>Moyenne</b>		<b>23</b>	<b>3</b>	<b>3</b>	<b>3</b>	<b>3</b>	<b>5</b>	<b>9</b>	<b>10</b>	<b>12</b>	<b>13</b>	<b>14</b>	<b>12</b>	<b>14</b>	<b>11</b>	<b>9</b>	<b>9</b>	<b>9</b>	<b>8</b>	<b>9</b>	<b>0</b>	
Écart type		8	9	9	9	10	11	13	14	14	15	27	26	35	24	15	14	14	14	14	14	0
Minimum	0	21	0	0	0	0	0	0	0	0	0	-15	-15	-15	-15	-15	0	0	0	0	0	0
Maximum	0	60	39	39	39	39	39	39	39	39	54	235	235	235	235	54	54	54	54	54	54	0

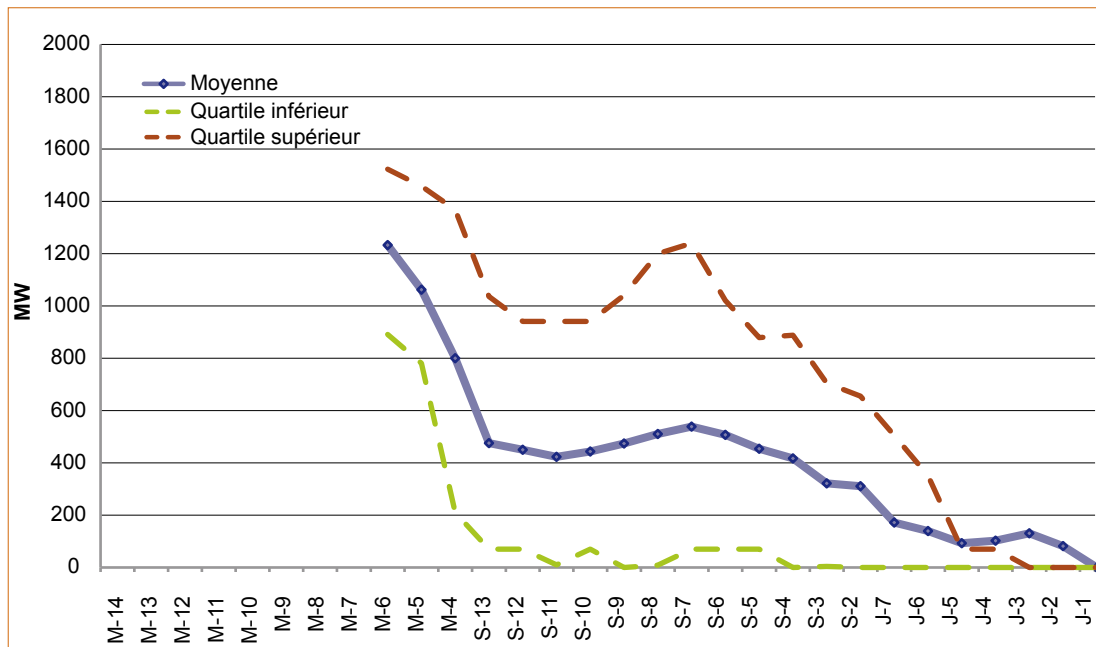
Données : RTE – Analyse : CRE

La prévision est « bonne » dans une très grande majorité de cas, tant pour les échéances à court terme qu'à moyen et long terme. Ce biais peut être mis en regard de la puissance installée qui est de l'ordre de 900 MW.

Il n'existe qu'un nombre limité de valeurs prises par les prévisions (1 à 4 maximum en fonction de l'échéance, alors que le « réalisé » peut prendre 6 valeurs).

### 4.3.4 Fioul

#### Écart moyen (et quartiles) entre les prévisions à diverses échéances et la dernière prévision disponible, jours ouvrés



#### Données statistiques

	M-6	M-5	M-4	S-13	S-12	S-11	S-10	S-9	S-8	S-7	S-6	S-5	S-4	S-3	S-2	J-7	J-6	J-5	J-4	J-3	J-2	J-1
Nombre de données disponibles	21	43	66	86	91	96	101	106	111	116	121	126	131	136	140	136	107	81	82	82	81	107
<b>Moyenne</b>	<b>1233</b>	<b>1062</b>	<b>800</b>	<b>476</b>	<b>450</b>	<b>423</b>	<b>444</b>	<b>474</b>	<b>510</b>	<b>539</b>	<b>507</b>	<b>454</b>	<b>447</b>	<b>322</b>	<b>311</b>	<b>172</b>	<b>139</b>	<b>93</b>	<b>103</b>	<b>131</b>	<b>82</b>	<b>0</b>
Écart type	384	535	648	668	641	623	609	603	610	622	604	600	621	567	482	340	322	267	265	286	231	0
Minimum	438	-241	-375	-818	-818	-888	-888	-818	-818	-818	-818	-818	-1190	-888	-959	-713	-713	-585	-585	-585	-585	0
Maximum	2576	2566	2562	2494	2494	2494	2494	2494	2494	2494	2564	2564	2564	1879	2138	1270	1453	1553	2138	2043	888	0

Données : RTE – Analyse : CRE

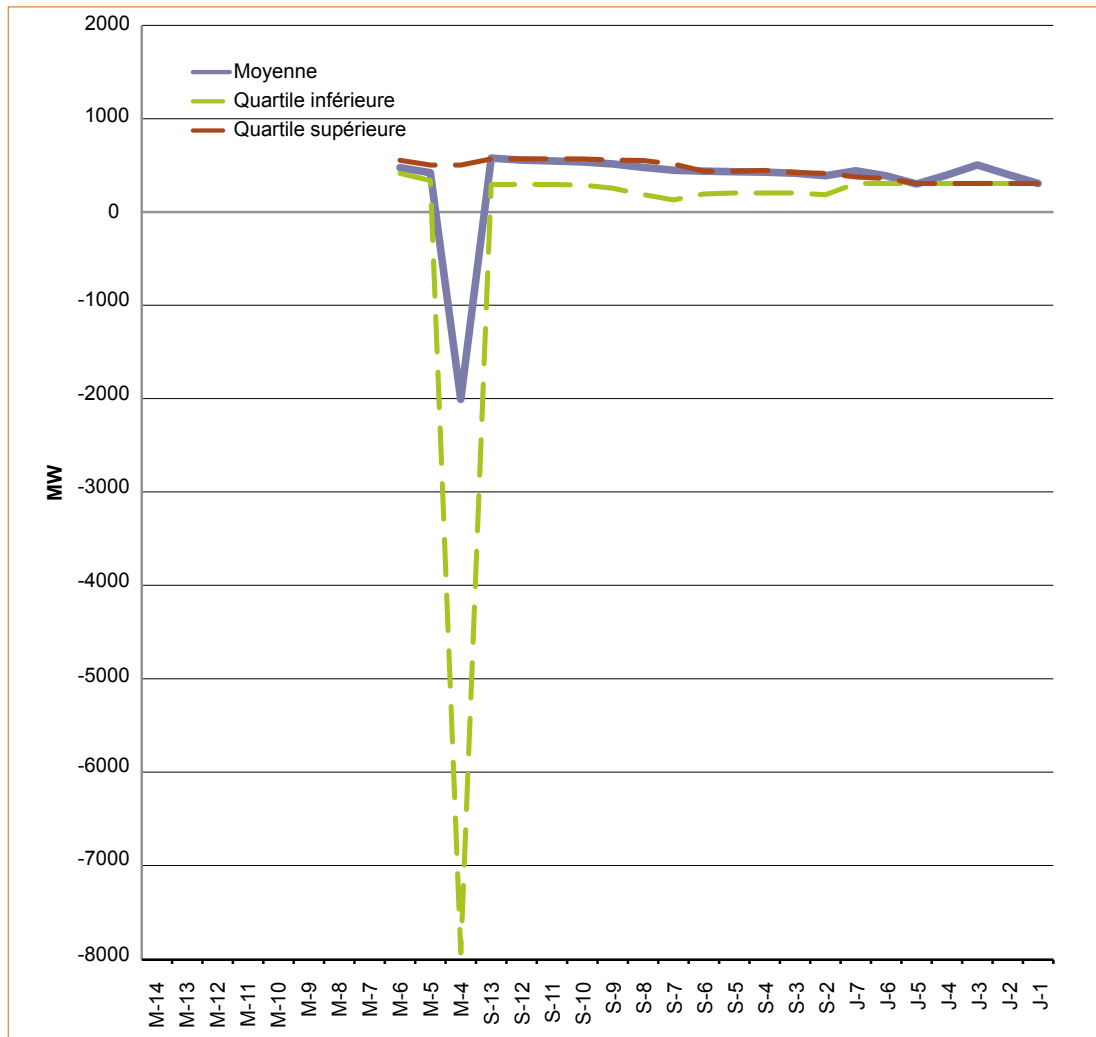
Globalement, il existe un biais positif qui s'accroît brutalement pour les prévisions situées au-delà de 4 mois. Ce biais peut être mis en regard de la puissance installée qui est de l'ordre de 5 GW.

Pour les échéances inférieures ou égales à 5 jours, la moitié des prévisions sont proches du réalisé (écart inférieur à 75 MW, soit environ 1 % de la capacité à fioul).



### 4.3.5 Écluse et fil de l'eau

Écart moyen (et quartiles) entre les prévisions à diverses échéances et la dernière prévision disponible, jours ouvrés



#### Données statistiques

	M-7	M-6	M-5	M-4	S-13	S-12	S-11	S-10	S-9	S-8	S-7	S-6	S-5	S-4	S-3	S-2	J-7	J-6	J-5	J-4	J-3	J-2	J-1
Nombre de données disponibles		21	43	66	86	96	101	106	111	116	121	126	131	136	140	140	138	110	83	82	82	82	109
Moyenne		160	109	-2182	256	236	228	217	198	163	134	125	119	114	104	79	128	77	-5	86	187	91	0
Écart type		97	111	4073	1214	1152	1123	1098	1077	1037	1019	997	977	962	948	917	918	740	95	827	1167	848	0
Minimum	0	-138	-140	-8090	-1290	-1290	-1290	-1290	-1290	-1290	-1290	-1290	-1290	-1120	-1460	-1520	-382	-382	-382	-382	-196	-210	0
Maximum	0	316	326	8088	8088	8088	8088	8088	8088	7918	7918	7918	7918	7920	7920	7636	7802	7746	292	7536	7746	7746	0

Données : RTE – Analyse : CRE

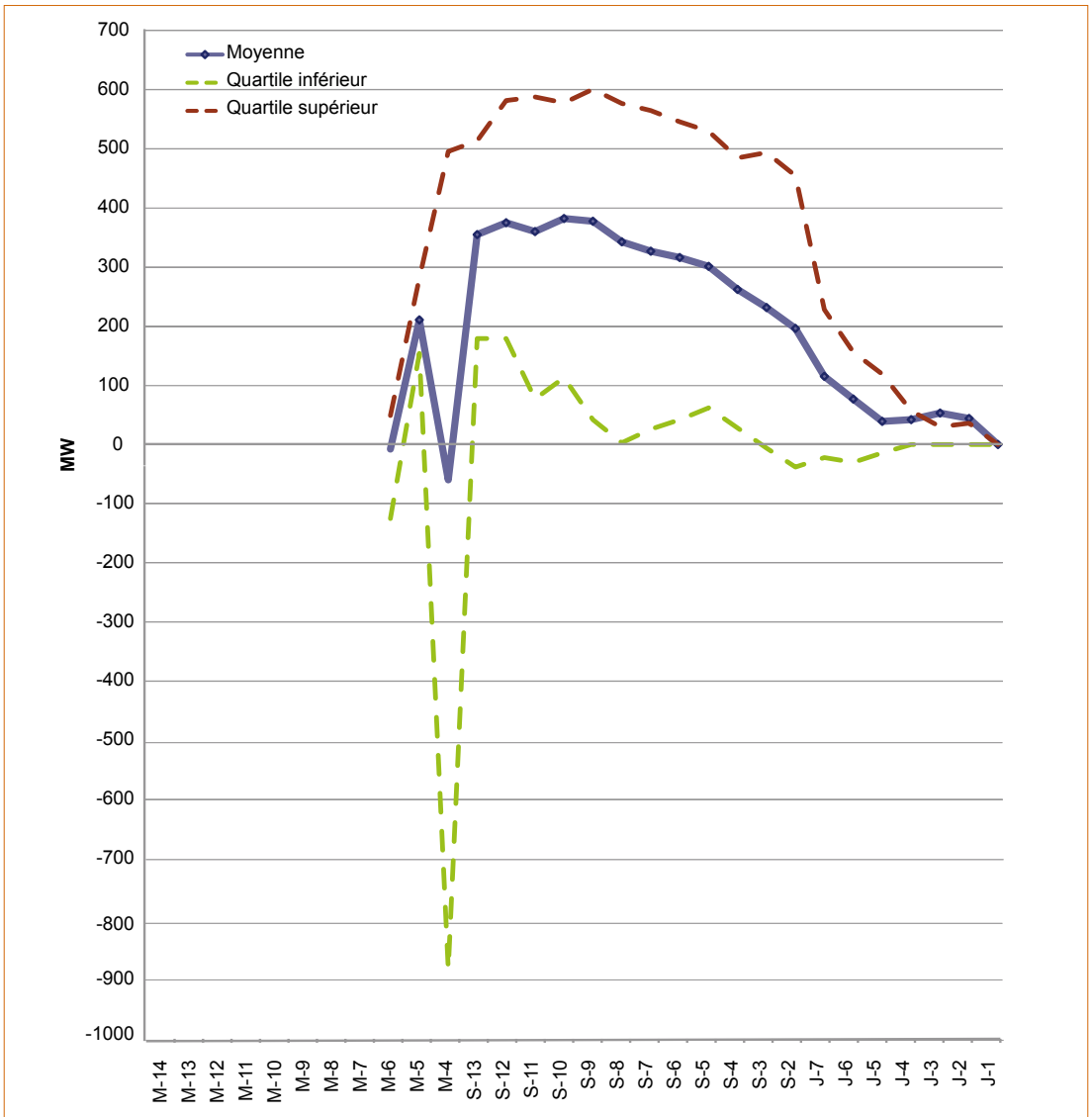


Les prévisions sont relativement fiables. Le biais peut être mis en regard de la puissance installée qui est de l'ordre de 12 GW.

La moitié des prévisions de moins de 13 semaines sont bonnes. Le pic négatif pour les prévisions en M-4 s'explique par la valeur excessivement faible des prévisions lors du mois de décembre.

### 4.3.6 Réservoir

#### Écart moyen (et quartiles) entre les prévisions à diverses échéances et la dernière prévision disponible, jours ouvrés



Données : RTE – Analyse : CRE

### Données statistiques

	M-7	M-6	M-5	M-4	S-13	S-12	S-11	S-10	S-9	S-8	S-7	S-6	S-5	S-4	S-3	S-2	J-7	J-6	J-5	J-4	J-3	J-2	J-1
Nombre de données disponibles		21	43	66	91	96	101	106	111	116	121	126	131	136	140	140	138	110	83	82	82	82	109
Moyenne		-8	211	-60	355	375	360	382	377	342	326	316	301	262	231	196	115	77	39	42	53	44	0
Écart type		181	170	672	340	345	384	380	411	455	426	424	390	389	397	363	236	218	136	158	200	165	0
Minimum	0	-248	-210	-1656	-1484	-1484	-1484	-1349	-1169	-1119	-1119	-1418	-1625	-1625	-1625	-1654	-432	-391	-462	-392	-323	-282	0
Maximum	0	551	779	1608	1836	1836	1760	1760	1760	1737	1751	1653	1853	1903	1905	1559	1083	1083	588	970	1042	1044	0

Données : RTE – Analyse : CRE

Les prévisions sont biaisées à la hausse de façon croissante avec l'horizon considéré. Ce biais peut être mis en regard de la puissance installée qui est de l'ordre de 12 GW.

Le pic négatif pour les prévisions en M-4 s'explique par la valeur excessivement faible des prévisions lors du mois de décembre.

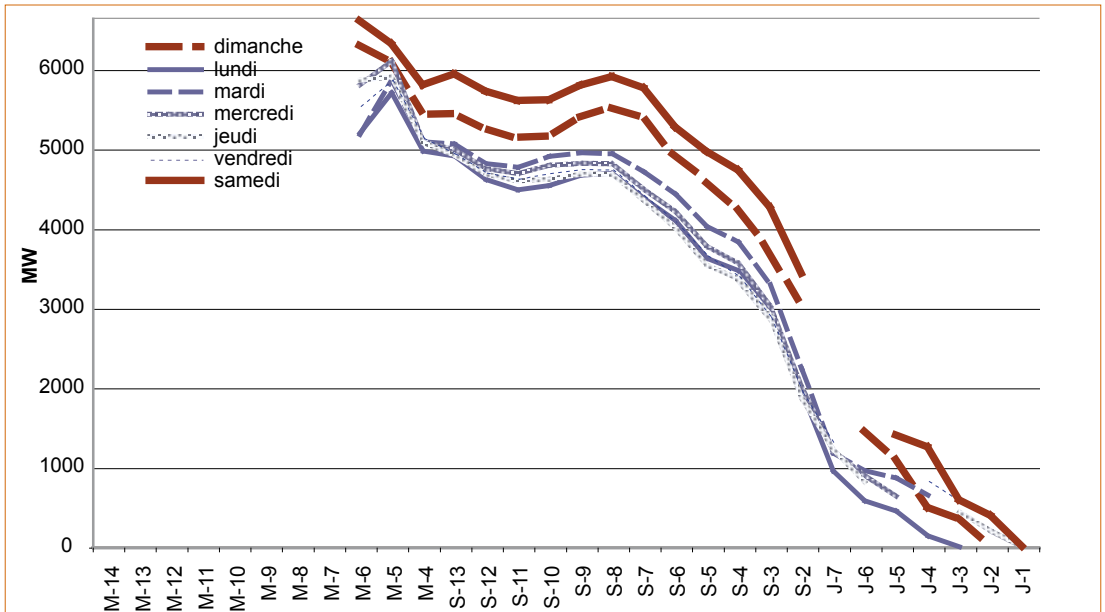
#### 4.4 La qualité des prévisions selon les jours de la semaine

Des écarts moyens importants sont observés par exemple entre le week-end et les jours ouvrés : la qualité des prévisions portant sur le samedi et le dimanche est moins bonne que pour les jours ouvrés.

Dans les graphiques qui suivent, la courbe à terme des écarts à la dernière prévision a été différenciée en fonction du jour pour lequel la prévision est effectuée.

##### 4.4.1 Nucléaire

#### Écarts moyens entre les prévisions à diverses échéances et la dernière prévision disponible, différenciés selon les jours de la semaine (pour lesquels la prévision est faite)



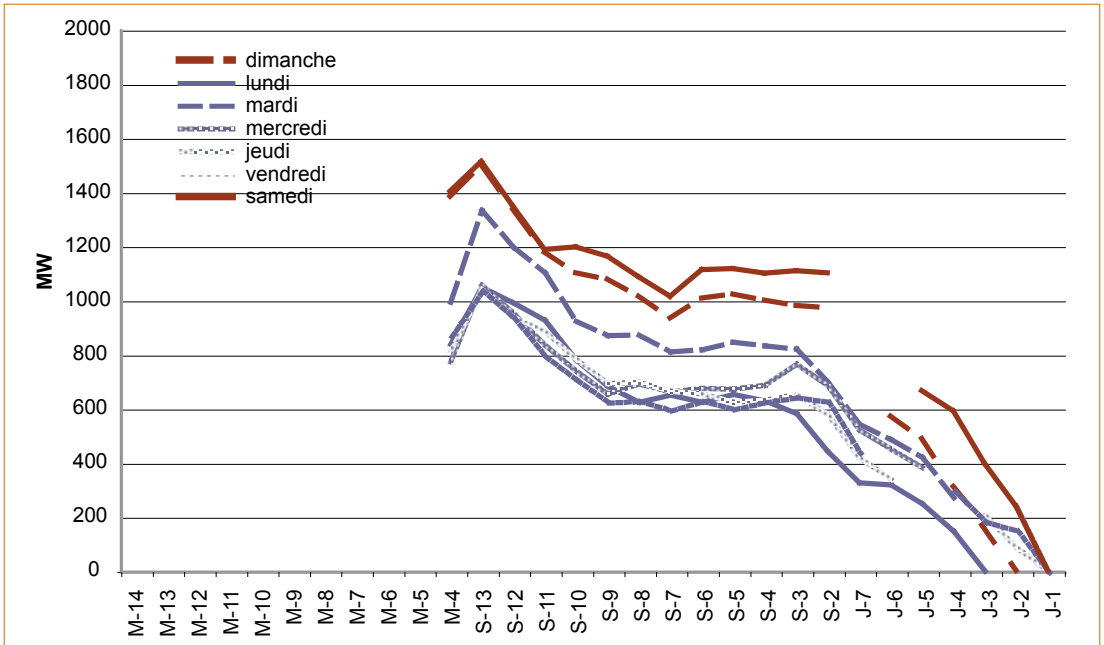
Données : RTE – Analyse : CRE



Le biais des prévisions est plus important pour le week-end (en particulier pour le dimanche : écart additionnel de l'ordre de 1 GW). Cette situation peut s'expliquer pour les prévisions à moyen et long terme, dans la mesure où une seule valeur est disponible pour toute la semaine. En revanche, elle est inexplicable pour les échéances à court terme (une valeur par jour). La « moins mauvaise » prévision semble être celle pour le lundi.

#### 4.4.2 Charbon

**Écarts moyens entre les prévisions à diverses échéances et la dernière prévision disponible, différenciés selon les jours de la semaine (pour lesquels la prévision est faite)**

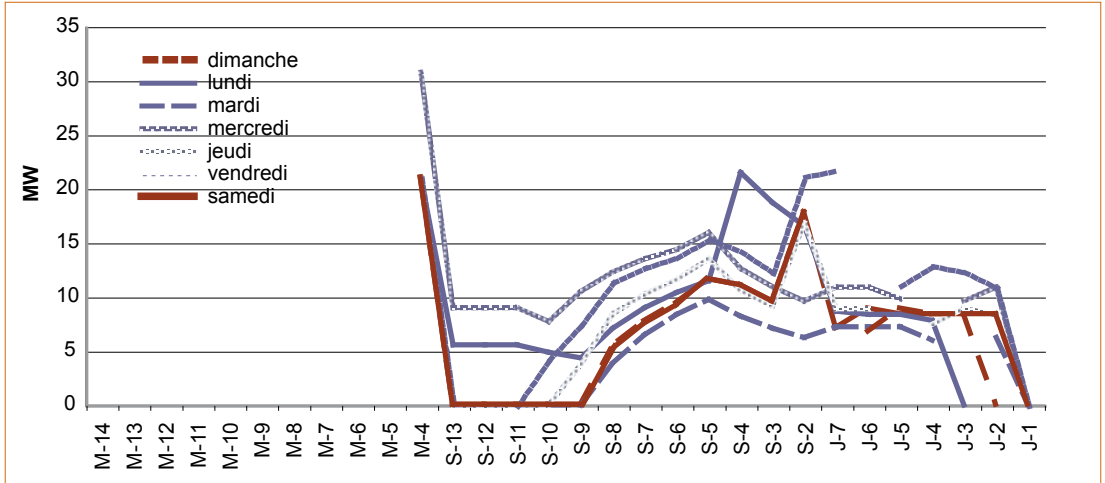


Données : RTE – Analyse : CRE

La prévision pour le samedi (et dans une moindre mesure pour le dimanche) est particulièrement biaisée par rapport aux autres jours de la semaine. Cette situation peut s'expliquer pour les prévisions à moyen et long terme, dans la mesure où une seule valeur est disponible pour toute la semaine. En revanche, elle est inexplicable pour les échéances à court terme (une valeur par jour).

### 4.4.3 Gaz

Écarts moyens entre les prévisions à diverses échéances et la dernière prévision disponible, différenciés selon les jours de la semaine (pour lesquels la prévision est faite)

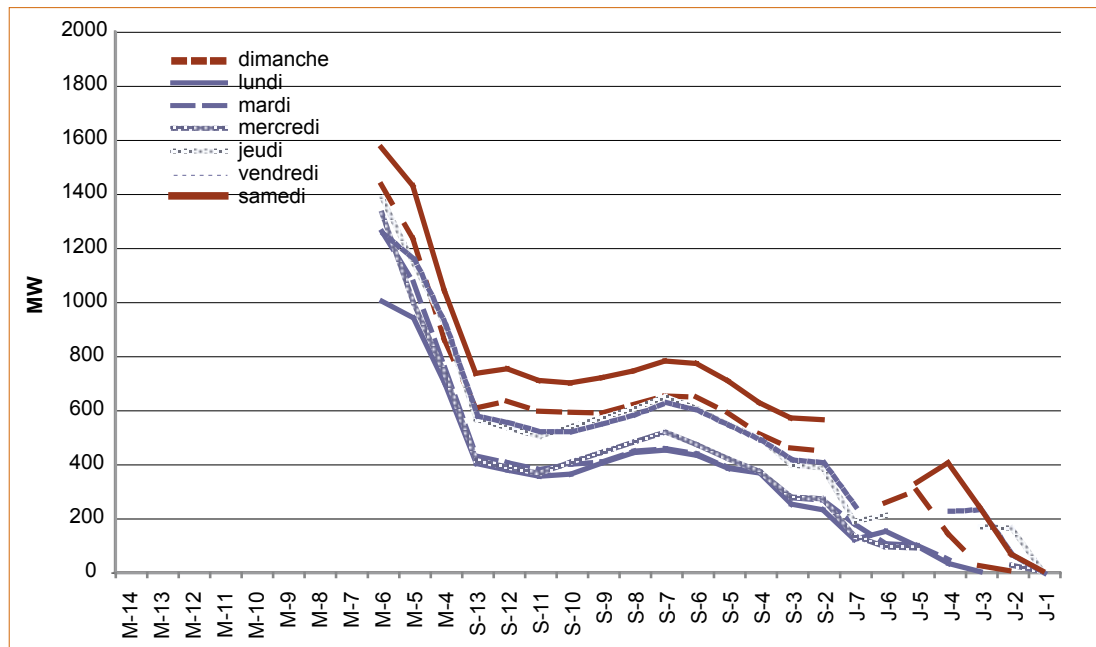


Données : RTE – Analyse : CRE

Il ne semble pas y avoir d'écart significatif entre les écarts de prévision des différents jours de la semaine.

#### 4.4.4 Fioul

Écarts moyens entre les prévisions à diverses échéances et la dernière prévision disponible, différenciés selon les jours de la semaine (pour lesquels la prévision est faite)



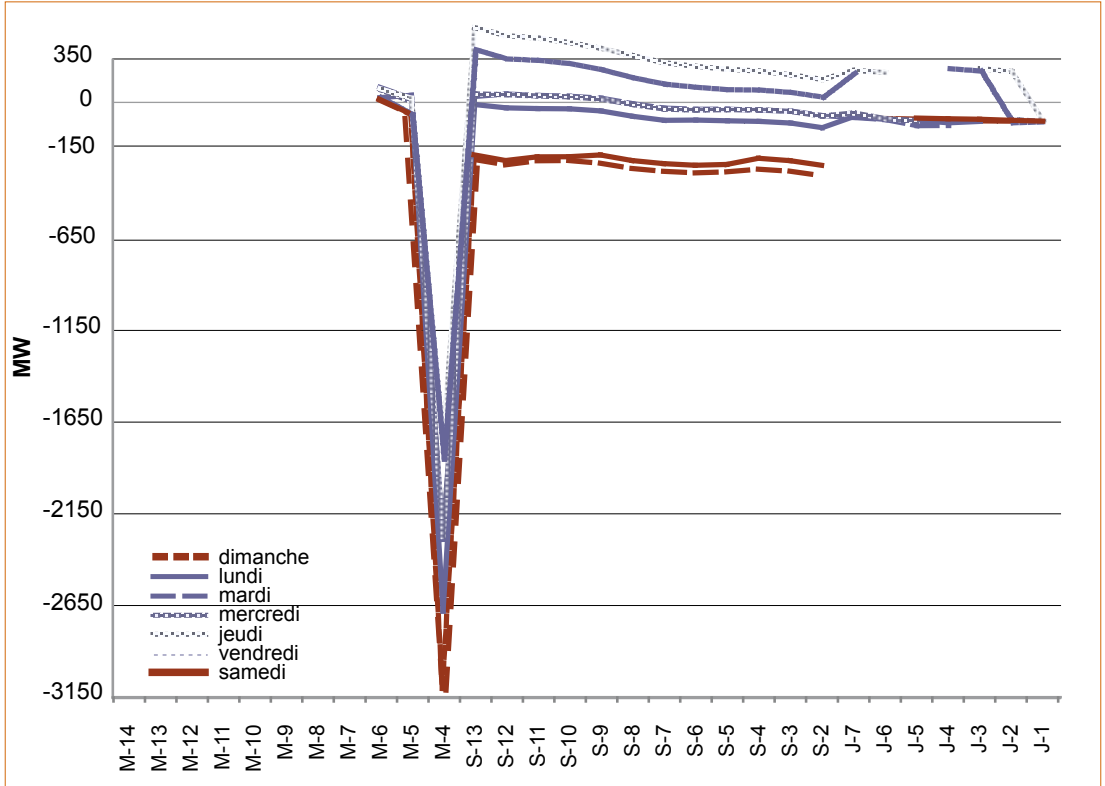
Données : RTE – Analyse : CRE

La prévision pour le samedi et le dimanche est en décalage par rapport à celle des autres jours de la semaine : ceci est inexplicable pour les échéances à très court terme.

La prévision présentant le biais le plus faible semble être celle pour le lundi.

#### 4.4.5 Écluse et fil de l'eau

Écarts moyens entre les prévisions à diverses échéances et la dernière prévision disponible, différenciés selon les jours de la semaine (pour lesquels la prévision est faite)



Données : RTE – Analyse : CRE

Concernant les écarts de prévision (par rapport à la dernière disponible), trois groupes de valeurs semblent se dégager concernant les prévisions à moyen terme :

- les prévisions pour les journées du lundi, mardi et mercredi ;
- les prévisions pour les journées du jeudi et du vendredi ;
- les prévisions pour les journées du samedi et du dimanche.

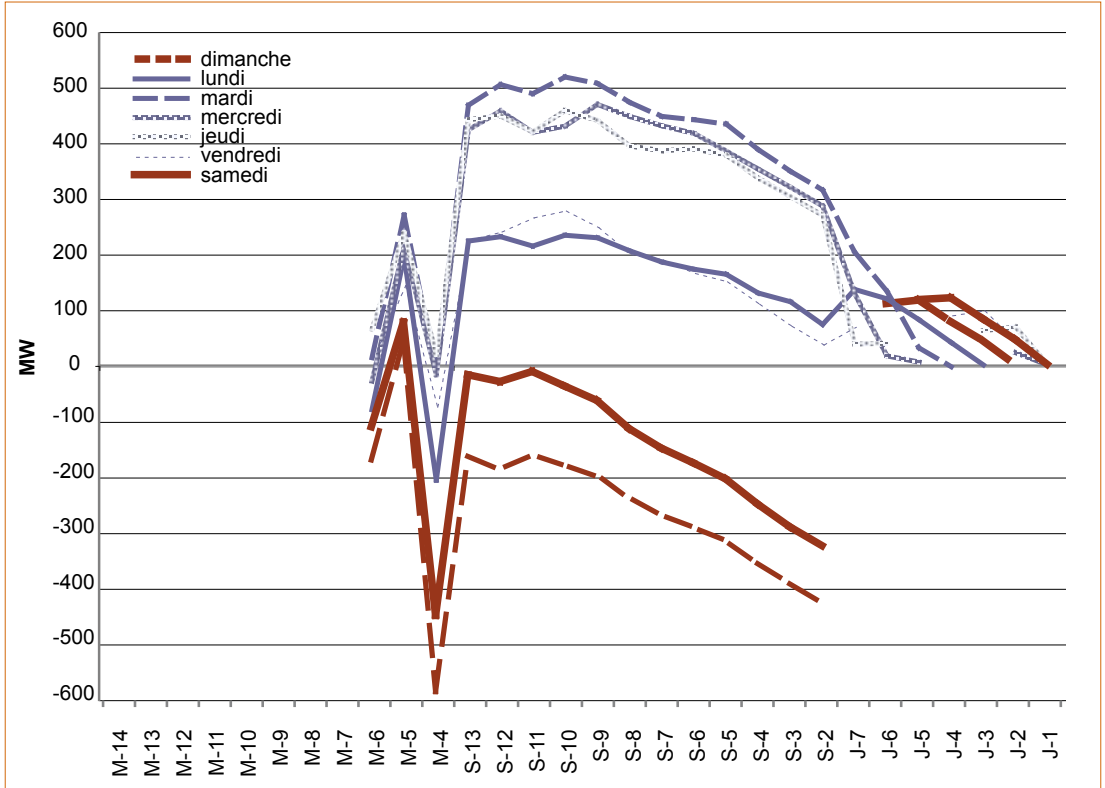
À court terme, seul l'écart de prévision pour le jeudi et le vendredi se détache de l'ensemble des écarts pour les autres jours de la semaine.

Concernant les prévisions à moyen terme, une seule prévision est disponible pour toute la semaine, ce qui est susceptible d'expliquer ces différences.

À court terme, la situation s'explique par l'« accident » des 25-26 octobre concernant les données en J-1 fournies par EDF.

#### 4.4.6 Réservoir

Écart moyen entre les prévisions à diverses échéances et la dernière prévision disponible, différenciés selon les jours de la semaine (pour lesquels la prévision est faite)



Données : RTE – Analyse : CRE

Les prévisions à très court terme sont très inégales : très mauvaises pour le samedi par exemple, plutôt bonnes pour le mercredi, le jeudi ou le vendredi.

Concernant les prévisions à moyen terme, trois groupes de valeurs peuvent être identifiés. Ils correspondent à un mode de production en dent de scie : faible les mardi mercredi et jeudi, intermédiaires les lundi et samedi et forte le dimanche.

#### 4.5 Fréquence de mise à jour des publications

En 2007, les données prévisionnelles à moyen et long terme étaient mises à jour avec une fréquence hebdomadaire ou mensuelle. Les données à court terme étaient mises à jour quotidiennement. Toutefois, aucune mise à jour des données n'était réalisée le week-end.

Cela conduit les acteurs de marché à intervenir sur le marché sur la base d'informations qui pouvaient être sensiblement différentes de celles dont disposaient les producteurs. Ainsi, le week-end, les acteurs de marché devaient fonder leurs anticipations sur l'équilibre offre demande du début de semaine tel qu'il était publié le vendredi matin précédent, soit trois jours avant la date de livraison.

## 5. LE COMPORTEMENT DES ACTEURS SUR POWERNEXT DAY-AHEAD AUCTION

Powernext est un maillon essentiel de la formation des prix *day-ahead* de l'électricité. La plateforme est le lieu de négociation de la majorité des volumes échangés sur le marché *day-ahead* français. Les principaux acteurs du marché de gros français de l'électricité y participent chaque jour. Ces acteurs suspendent toute activité sur le marché bilatéral entre l'heure de clôture des ordres et l'heure de communication des résultats du fixage.

En outre, les prix *day-ahead* issus de Powernext interviennent de manière déterminante dans la formation des prix sur le marché à terme français. Ces derniers constituent la composante essentielle du coût d'approvisionnement des fournisseurs alternatifs. Il est donc essentiel que les prix Powernext soient représentatifs de la situation du marché français.

### 5.1 La formation des prix

La représentativité des prix sur Powernext *Day-ahead* Auction est largement liée à la valorisation adéquate, par les producteurs installés en France, de la flexibilité<sup>17</sup> de leur parc de production. La CRE a donc analysé la sensibilité du prix Powernext à des variations de l'offre ou de la demande, afin d'évaluer sa cohérence avec la flexibilité effective du parc de production français.

Pour cela, la CRE a défini un indice d'élasticité du prix aux variations de l'offre et de la demande. Cette élasticité est calculée en rapportant la variation de prix générée par l'amplitude de la variation de l'offre ou de la demande. Par définition :

- **l'élasticité du prix à la demande est positive** : elle mesure la hausse du prix consécutive à une hausse de la demande à tout prix. Elle est notamment, par construction, égale à la hausse du prix consécutive à une baisse de l'offre à tout prix.

- **l'élasticité du prix à l'offre est négative** : elle mesure la baisse du prix consécutive à une hausse de l'offre à tout prix. Elle est notamment, par construction, égale à la baisse du prix consécutive à une diminution de la demande à tout prix.

#### 5.1.1 La sensibilité du prix Powernext a connu une brusque augmentation en fin d'année 2007

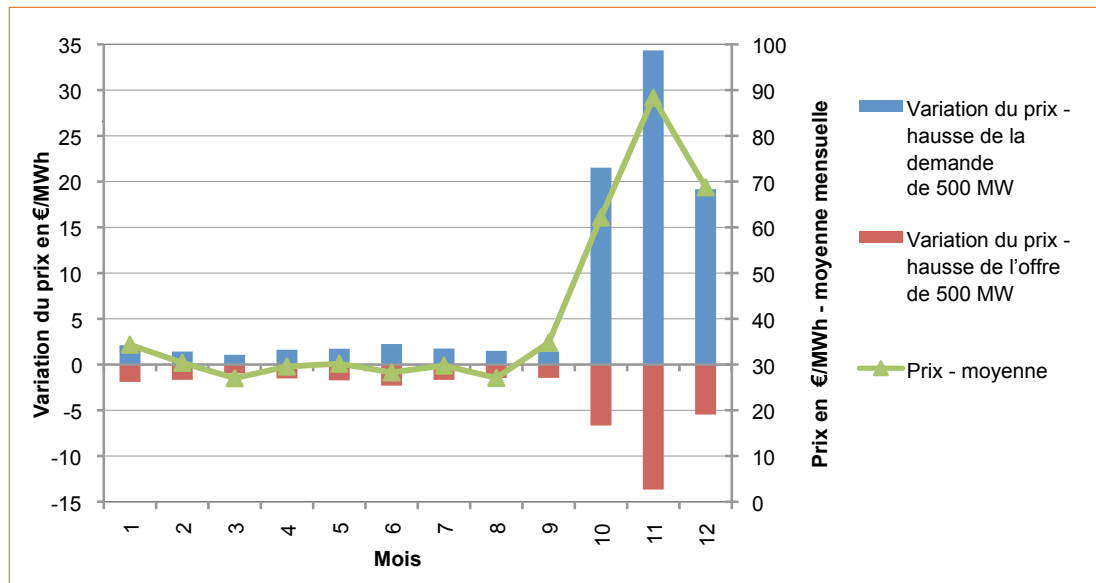
Entre janvier et septembre 2007, la sensibilité du prix n'était pas élevée. Sur la période, une hausse de l'offre ou de la demande de 500 MW n'aurait fait varier les prix que de 1,6 €/MWh en moyenne, (soit moins de 5 % du prix moyen sur la période). Cette valeur a rarement dépassé les 10 €/MWh.

En revanche, entre octobre et décembre, la sensibilité du prix a fortement augmenté. L'équilibre offre-demande était nettement plus tendu sur Powernext *Day-ahead* Auction. Une hausse de l'offre (ou une baisse de la demande) de 500 MW était en mesure de faire diminuer les prix de 6,7 €/MWh en moyenne en octobre, de 13,7 €/MWh en novembre et de 5,5 €/MWh en décembre. L'élasticité a parfois été extrêmement élevée, notamment pendant les heures de pics de prix. Ainsi, le 29 octobre à 18h, le prix aurait pu diminuer de 636 €/MWh, soit la moitié du prix, si l'offre avait augmenté de 200 MW seulement.

La sensibilité du prix à la demande était encore supérieure à la sensibilité à l'offre. Une augmentation de la demande (ou une baisse de l'offre) de 500 MW aurait fait augmenter les prix de 21,5 €/MWh en moyenne en octobre, de 34,3 €/MWh en novembre et de 19,2 €/MWh en décembre.



**Variation du prix Powernext *Day-ahead* Auction consécutive  
à une hausse de l'offre ou de la demande de 500 MW**  
- Moyennes mensuelles sur 2007 -



Données : Powernext – Analyse : CRE

**5.1.2 La sensibilité du prix Powernext était cohérente avec la situation de l'équilibre physique du système**

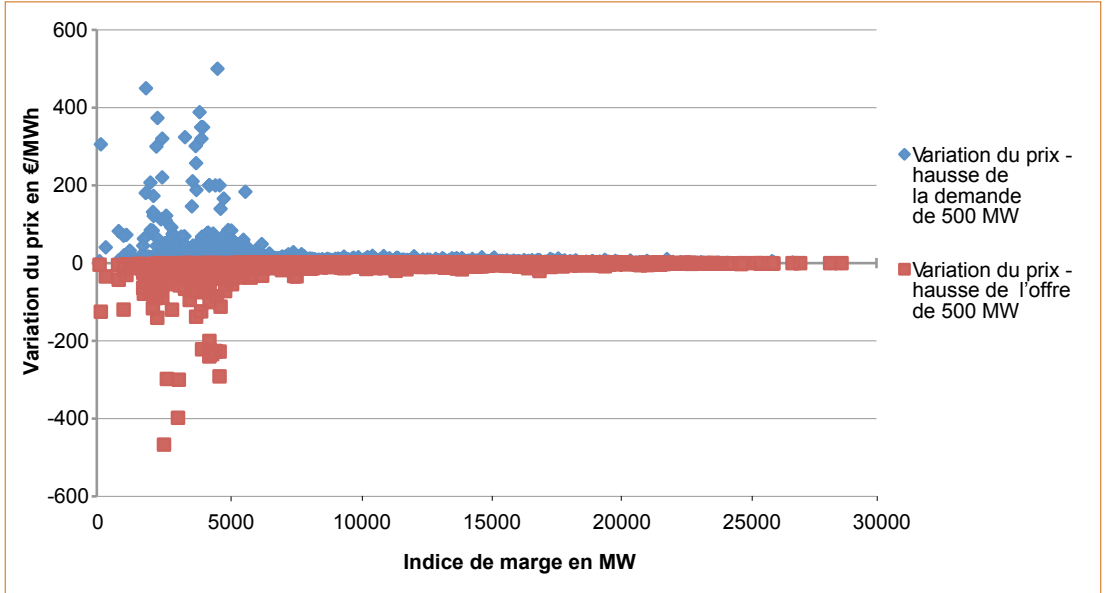
Comme indiqué dans les pages qui précèdent, au cours des trois premiers trimestres de l'année, l'équilibre offre-demande du marché français était peu tendu et les filières de production les plus fréquemment marginales étaient les filières nucléaire et charbon. Il n'est donc pas, en première analyse, incohérent qu'une variation de l'offre de 500 MW (soit l'ordre de grandeur de la puissance d'un groupe au charbon, ou 30 à 50 % de la puissance d'un groupe nucléaire) ait eu un effet limité sur les prix.

À l'inverse, au cours du 4<sup>e</sup> trimestre, le système électrique français était tendu. La plus forte valorisation des réserves hydrauliques et un recours plus fréquent à des moyens de pointe tels que les centrales au fioul ont pu contribuer à accroître la sensibilité du prix aux variations de l'offre.

De manière générale, l'élasticité quotidienne du prix Powernext était liée à la marge de l'équilibre offre-demande et au prix. En particulier, lorsque le marché était détendu (marges importantes), le prix est bas et l'élasticité du prix (à l'offre comme à la demande) faible. Les valeurs très élevées de l'élasticité du prix n'ont été observées que lorsque celui-ci dépassait 60 €/MWh. On observe que l'élasticité du prix n'a pris de valeurs extrêmes que lorsque la marge était tendue. En outre, il était très rare que l'élasticité du prix prenne des valeurs élevées lorsque la marge n'était pas tendue.

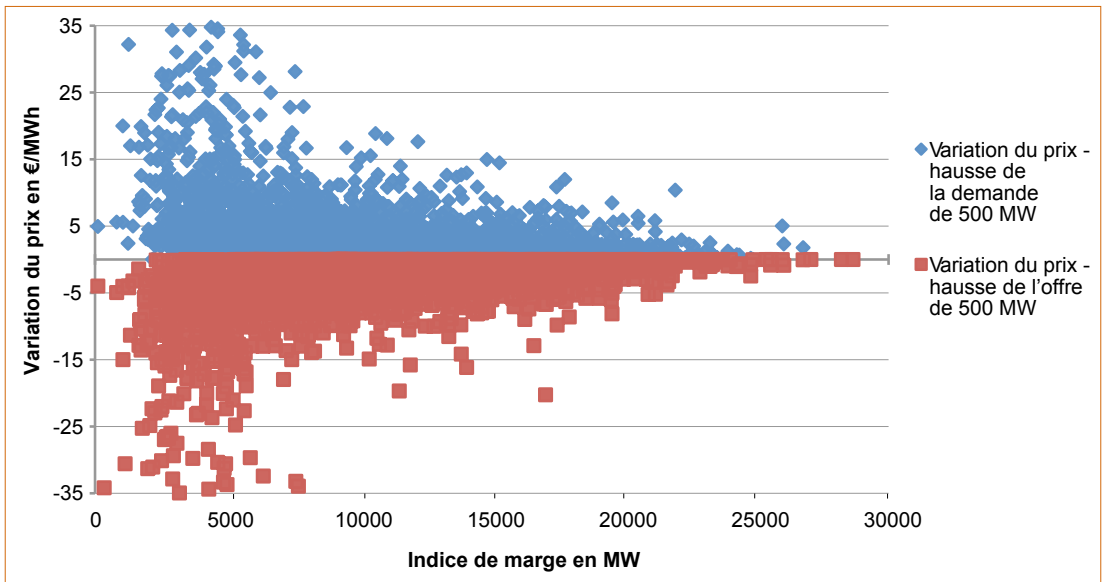


**Lien entre la variation du prix horaire Powernext Day-ahead Auction consécutive  
une hausse de l'offre ou de la demande de 500 MW et la marge du système**  
- Données horaires en 2007 -



Données : Powernext, RTE – Analyse : CRE

**Zoom sur les variations comprises entre -35 et 35 €/MWh**  
- Données horaires en 2007 -



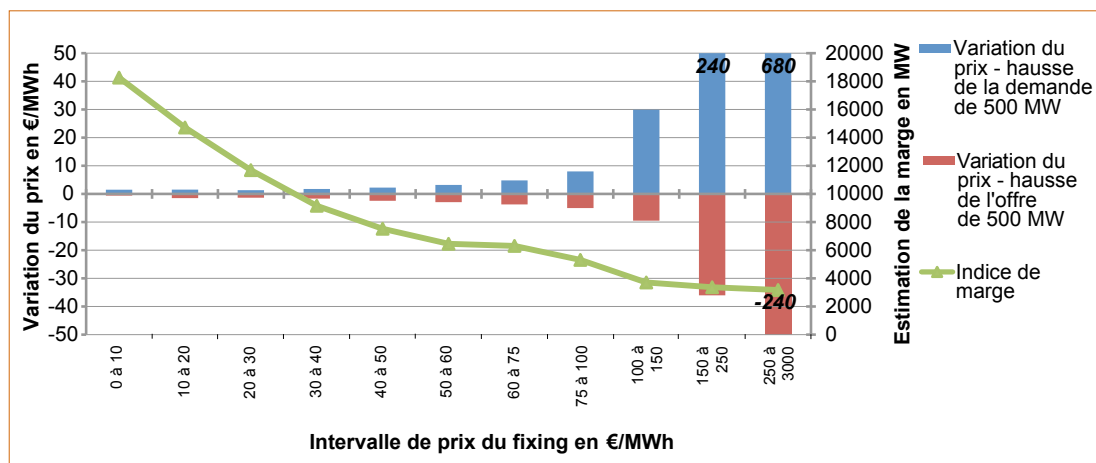
Données : Powernext, RTE – Analyse : CRE

Il semble donc que la résilience sur la plateforme Powernext *Day-ahead Auction* n'ait pas été incohérente avec la situation de l'équilibre offre-demande du système français lors des périodes de tension modérée du marché. Cela pourrait indiquer que, aux alentours du prix du fixing, les offres des producteurs reflétaient bien la flexibilité à la hausse et à la baisse de leur parc de production.

Toutefois, la CRE n'a pas, à ce jour, analysé la sensibilité du prix à des variations importantes de l'offre ou de la demande, afin de vérifier que l'intégralité de la flexibilité des capacités de production non utilisées était bien offerte sur Powernext, en particulier durant les heures de forte tension.

Ce dernier graphique résume la corrélation qui existait entre niveaux de prix, marge, et élasticité. On observe que, lorsque les prix augmentaient, la marge diminuait et l'élasticité des prix augmentait.

**Élasticité du prix Powernext *Day-ahead Auction* en fonction du niveau de prix et indice de marge**



Données : Powernext, RTE – Analyse : CRE

## 5.2 Les comportements individuels

La CRE a analysé les courbes d'offre et de demande communiquées chaque jour, pour chaque heure, par les membres de la plateforme Powernext *Day-ahead Auction*.

En 2007, l'offre agrégée était en général élevée pour 0 €/MWh (offre à tout prix). Elle augmentait ensuite fortement entre 0 et 100 €/MWh, mais augmentait peu pour des prix supérieurs à 100 €/MWh. La demande agrégée diminuait fortement entre 0 et 100 €/MWh, et diminuait peu ensuite pour des prix supérieurs à 100 €/MWh.

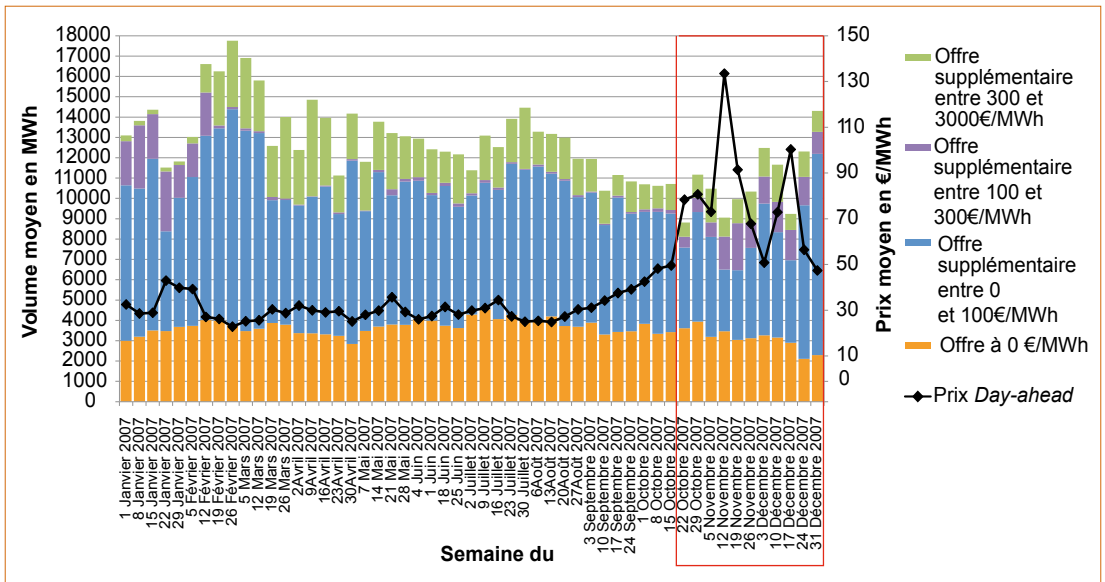
L'offre et la demande au prix de *fixing* sur Powernext *Day-ahead Auction* étaient fortement variables. Néanmoins, il est possible d'établir que la hausse des prix observée sur la période d'octobre-décembre 2007 était plus fortement provoquée par une diminution globale de l'offre sur la plateforme plutôt que par une augmentation de la demande. Cette diminution de l'offre a été constatée chez un grand nombre de participants. Néanmoins, la CRE a identifié plusieurs acteurs

dont l'offre a fortement diminué. De la même façon la hausse de la demande était diffuse.

À partir de la semaine 43, l'offre agrégée a fortement diminué. Entre la semaine 42 et 43, l'offre agrégée moyenne maximale (à 3 000 €/MWh) diminuait de 1 900 MW et atteignait le niveau le plus bas observé sur l'année. L'offre pour des prix inférieurs à 100 €/MWh a particulièrement diminué sur cette période.

Le graphique suivant représente, pour chaque semaine de l'année, le volume moyen d'offre pour 0 €/MWh, ainsi que le volume d'offre supplémentaire pour différents intervalles de prix.

**Offre agrégée sur Powernext Day-ahead Auction en 2007**  
- Moyennes hebdomadaires -

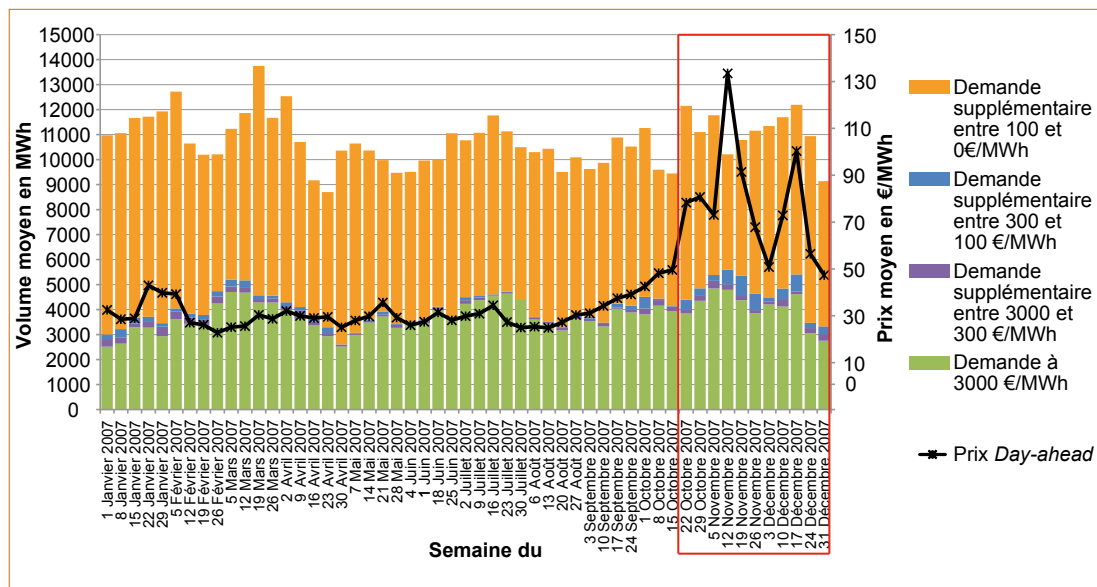


Données : Powernext – Analyse : CRE

La demande agrégée a également augmenté fortement sur la fin de l'année. Néanmoins, elle n'augmentait pas toujours les semaines de pics de prix et était alors à des niveaux qui avaient déjà été atteints pendant des périodes de l'année qui n'étaient pas marquées par des pics de prix. La hausse de la demande a été observée à tous les niveaux de prix.

Le graphique suivant représente, pour chaque semaine de l'année, le volume moyen de demande pour le prix maximum, ainsi que le volume de demande supplémentaire pour différents intervalles de prix.

## Demande agrégée sur Powernext Day-ahead Auction en 2007 - Moyennes hebdomadaires -



Données : Powernext – Analyse : CRE

La CRE a interrogé les acteurs dont la diminution de l'offre a eu le plus d'impact sur Powernext Day-ahead Auction.

Les acteurs qui ont nettement diminué leur offre à partir du mois d'octobre 2007 sur la plateforme Powernext Day-ahead Auction ont invoqué deux types d'explications.

Certains ont expliqué avoir moins de capacités disponibles à offrir en day-ahead dans l'absolu, en raison de contraintes de production ou de possibilité d'importation limitées.

D'autres ont expliqué avoir offert sur d'autres marchés une partie des volumes qui étaient jusqu'alors offerts sur Powernext Day-ahead Auction.

La CRE n'a pas observé de comportement visant à manipuler les prix day-ahead sur cette plateforme.

## 6. LE NÉGOCE TRANSFRONTALIER

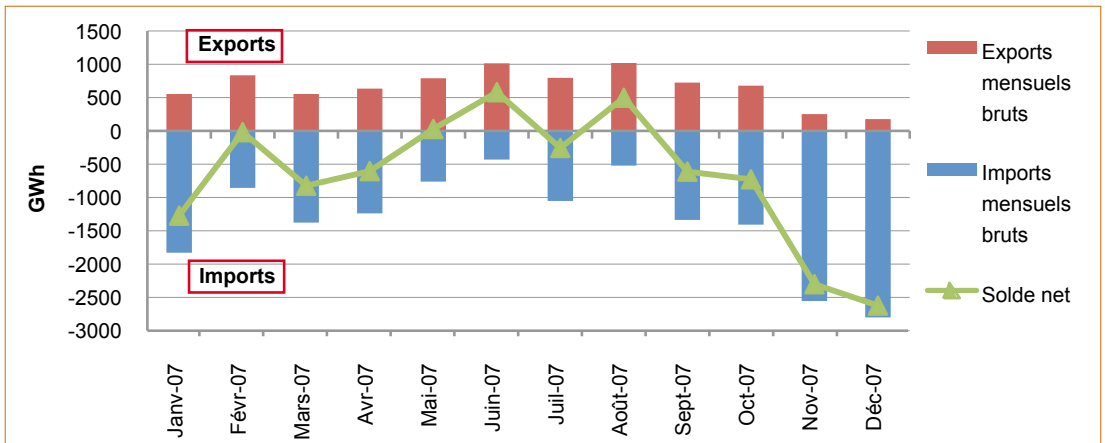
### 6.1 Les échanges aux frontières en 2007

#### 6.1.1 France-Allemagne

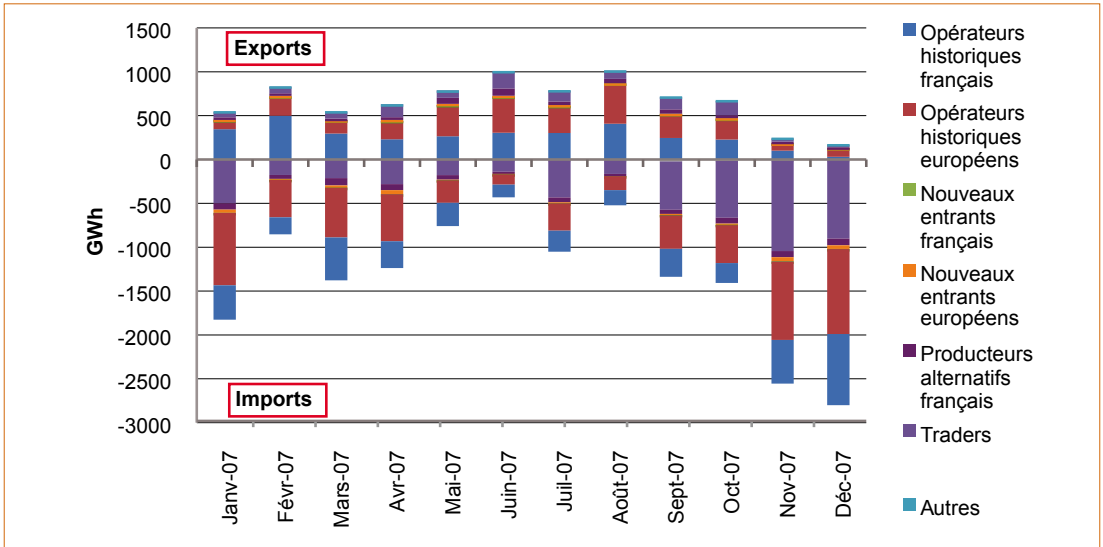
Le marché français a été importateur net d'Allemagne d'environ 8 TWh en 2007. Le marché français a néanmoins été exportateur net vers l'Allemagne en mai, en juin et en août.

Le nombre de sociétés actives sur cette frontière est passé de 34 à 40 au cours de l'année 2007. La plupart des acteurs actifs à cette frontière sont des opérateurs historiques français et européens et des traders. Les nouveaux participants sont essentiellement des sociétés de trading. Les imports sont modérément concentrés ; en revanche, les exports restent très fortement concentrés, en raison de la forte part de marché d'un acteur.

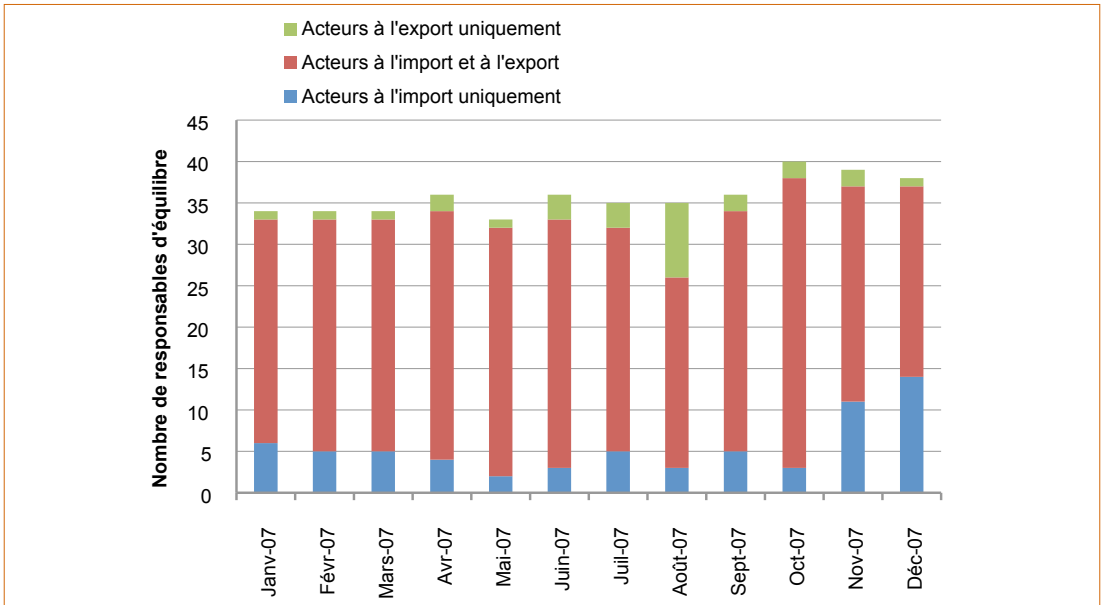
#### Imports et exports bruts à l'interconnexion France-Allemagne



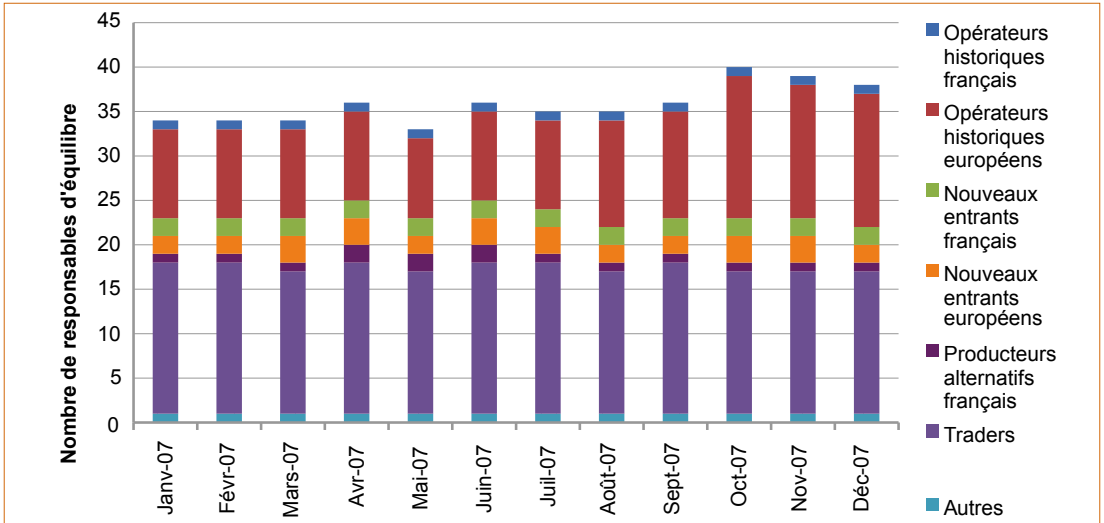
### Importations et exportations brutes à l'interconnexion France-Allemagne par catégories d'acteurs



### Nombre de participants à l'interconnexion France-Allemagne

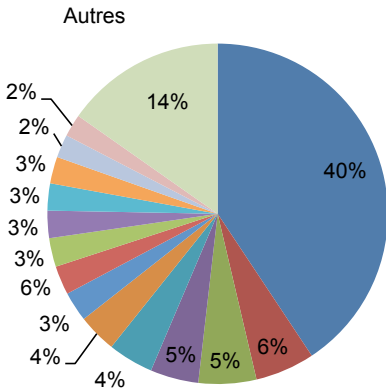


### Nombre de participants par catégorie à l'interconnexion France-Allemagne



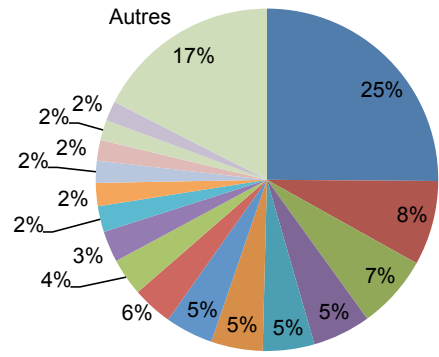
#### Parts de marché des acteurs sur les volumes bruts d'exports vers l'Allemagne en 2007

- Acteurs dont la part de marché est supérieure à 2% -



#### Parts de marché des acteurs sur les volumes bruts d'imports d'Allemagne en 2007

- Acteurs dont la part de marché est supérieure à 2% -



Données : RTE – Analyse : CRE

### 6.1.2 France-Belgique

Le marché français a été exportateur net vers la Belgique d'environ 10 TWh en 2007. Le marché français n'a été importateur net de Belgique que pendant environ 9 % des heures.

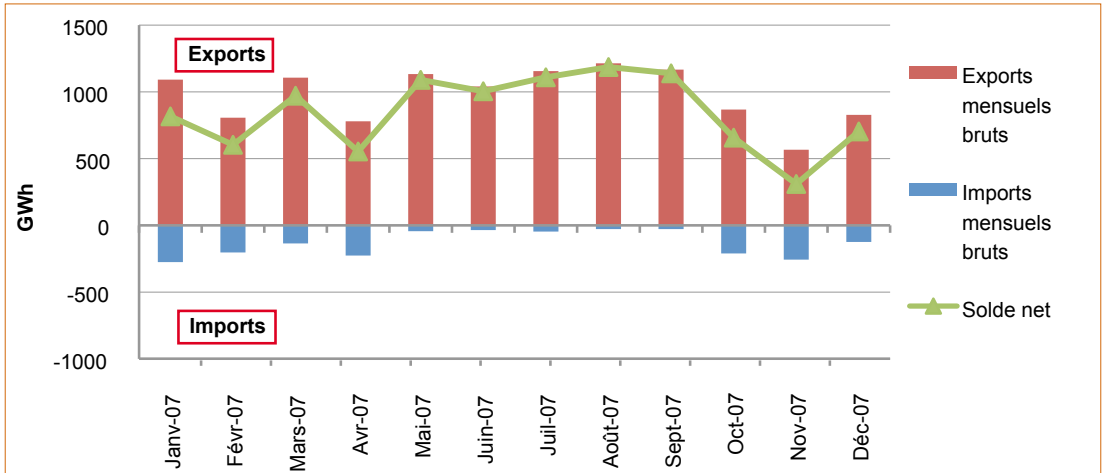
Tous les flux journaliers étant effectués dans le cadre du Market-Coupling, il n'est pas possible de déterminer le nombre d'acteurs actifs sur cette frontière dans le cadre du marché *day-ahead*. Concernant les capacités réservées à plus long terme (capacités périodiques), une quinzaine de participants ont été actifs à la frontière



belge en 2007. Les opérateurs historiques français et européens ont été à l'origine de la majorité des volumes de transaction. Le nombre et le type d'acteurs présents n'ont pas varié significativement. Les flux ont été modérément concentrés.

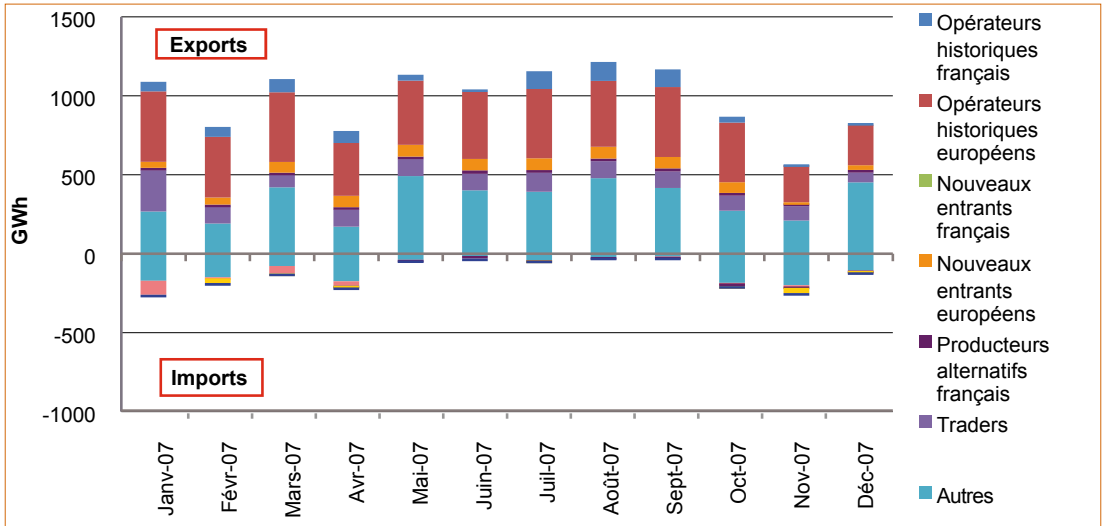
### Importations et exportations brutes à l'interconnexion France-Belgique

- Ensemble des flux -



### Importations et exportations brutes à l'interconnexion France-Belgique par catégories d'acteurs

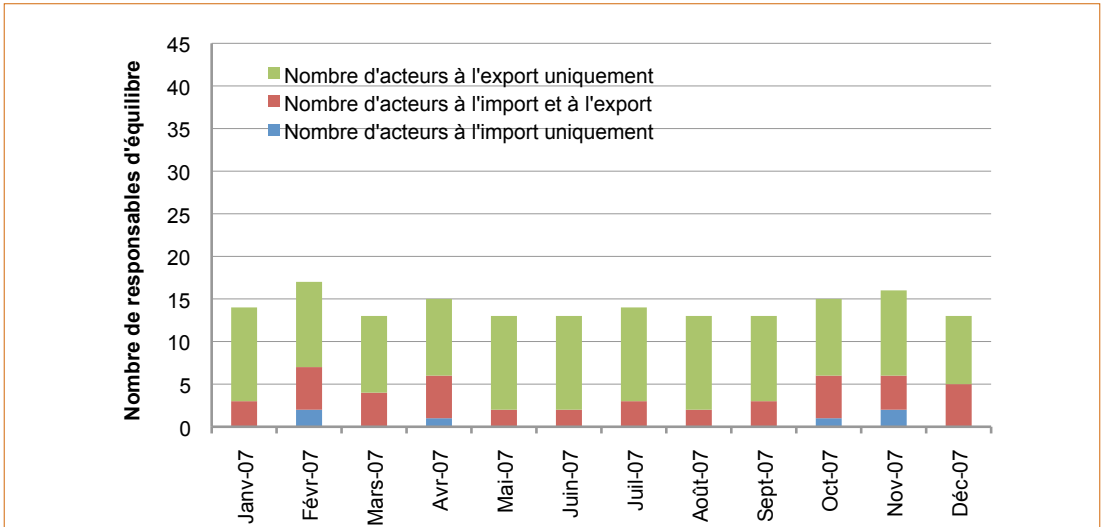
- Ensemble des flux -



Les flux transitant par le Market-Coupling sont comptabilisés dans « Autres »

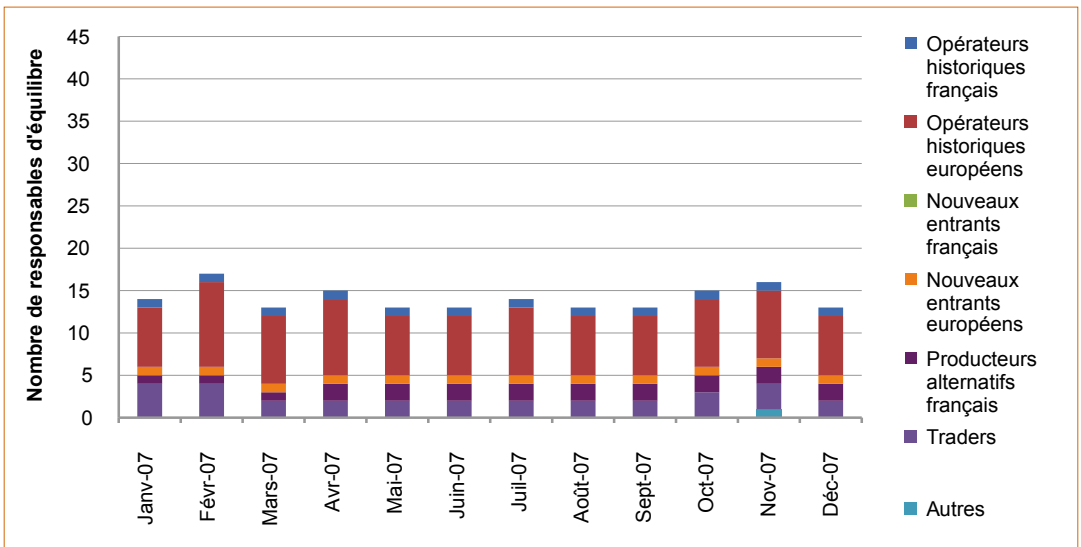
### Nombre de participants à l'interconnexion France-Belgique

- Hors flux journaliers -



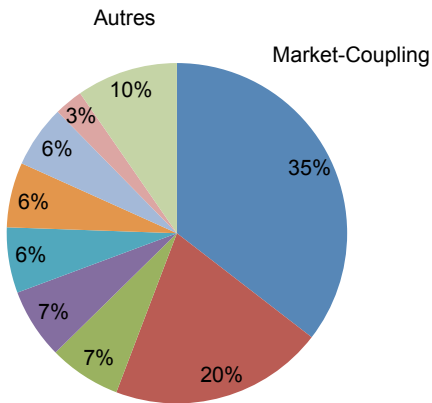
### Nombre de participants par catégorie à l'interconnexion France-Belgique

- Hors flux journaliers -



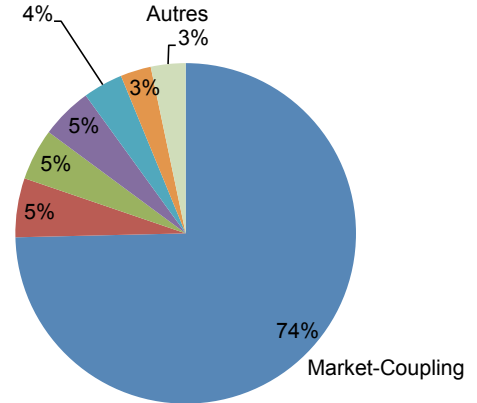
### Parts de marché des acteurs sur les volumes bruts d'exports vers la Belgique en 2007

- Ensemble des flux;  
Acteurs dont la part de marché est supérieure à 2 % -



### Parts de marché des acteurs sur les volumes bruts d'imports de la Belgique en 2007

- Ensemble des flux;  
Acteurs dont la part de marché est supérieure à 2 % -



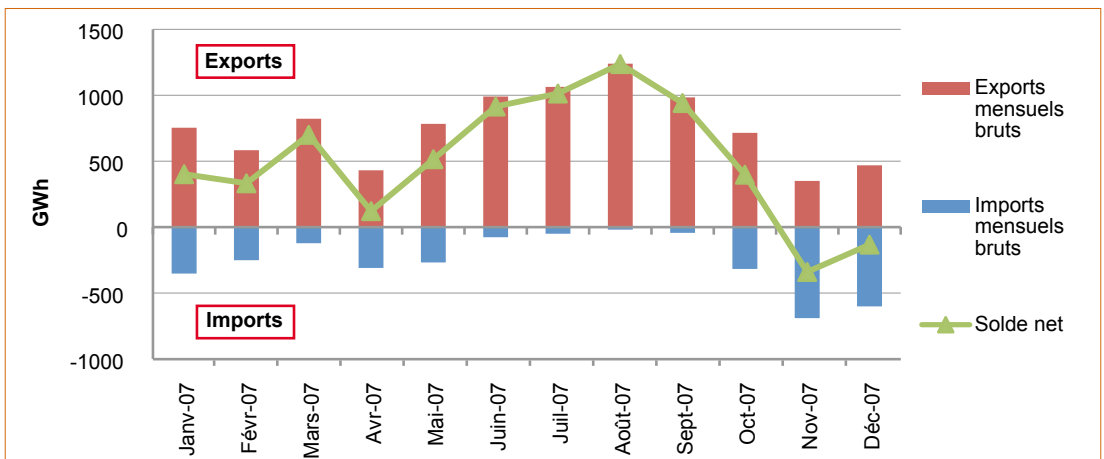
Données : RTE – Analyse : CRE

#### 6.1.3 France-Grande-Bretagne

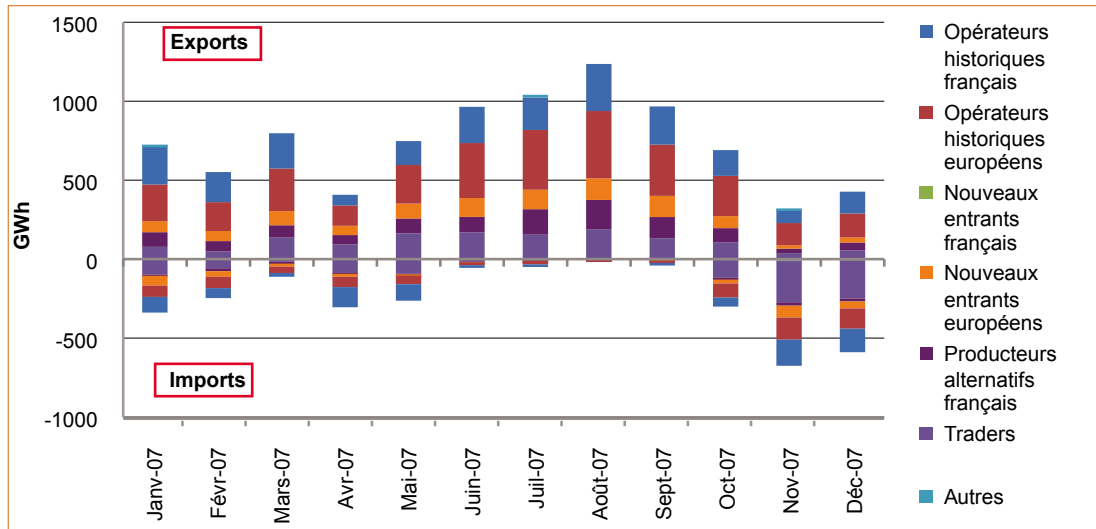
Le marché français a été exportateur net vers la Grande-Bretagne d'environ 6 TWh en 2007. Néanmoins, le marché français a été globalement importateur de Grande-Bretagne en novembre et décembre 2007.

Une vingtaine de participants étaient actifs à la frontière britannique en 2007. La plupart étaient des opérateurs historiques français et européens et des traders. Le nombre et le type d'acteurs présents n'ont pas varié significativement. Les exports ont été modérément concentrés, et les imports très peu concentrés.

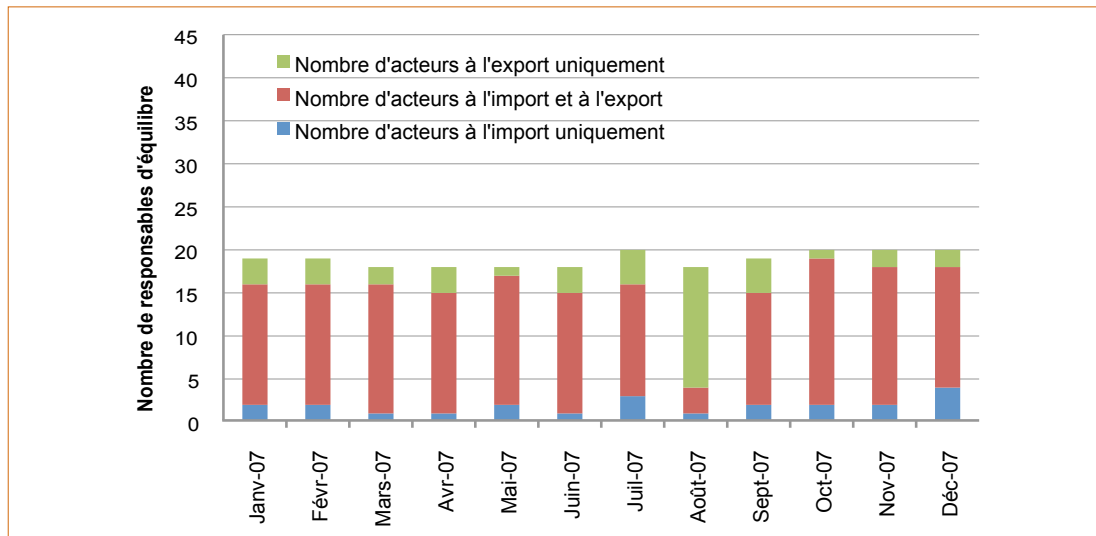
#### Importations et exportations brutes à l'interconnexion France-Grande-Bretagne



### Importations et exportations brutes à l'interconnexion France-Grande-Bretagne par catégories d'acteurs

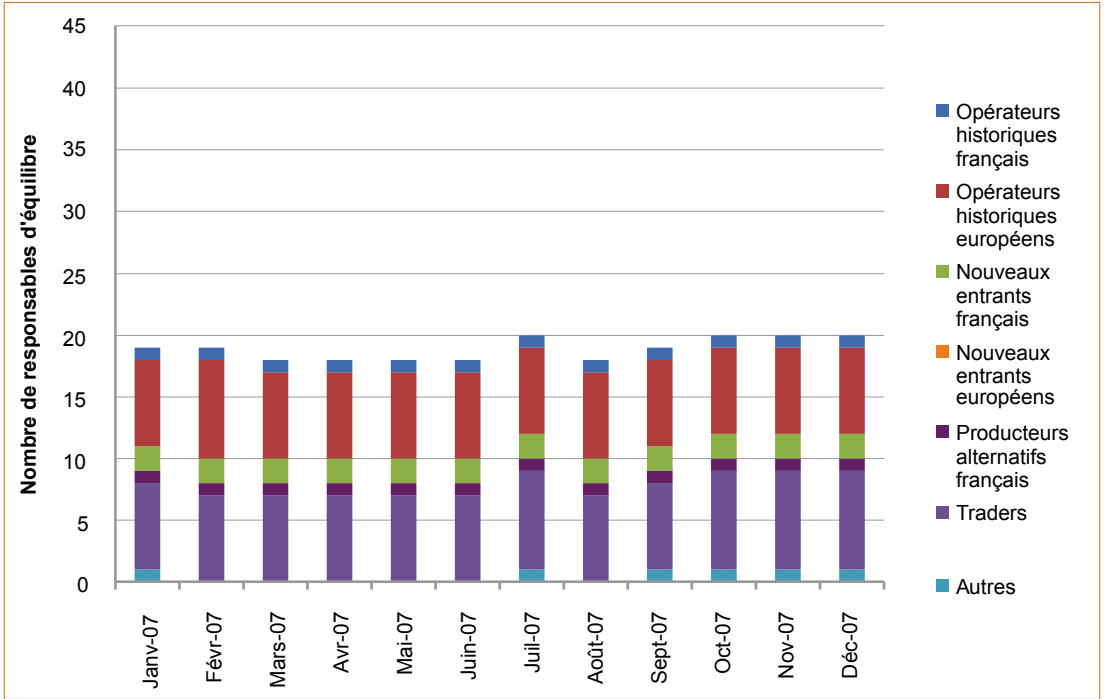


### Nombre de participants à l'interconnexion France- Grande-Bretagne



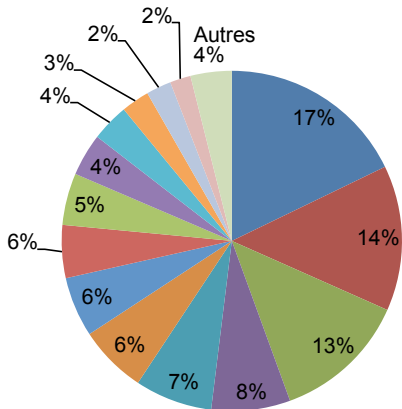


### Nombre de participants par catégorie à l'interconnexion France-Grande-Bretagne



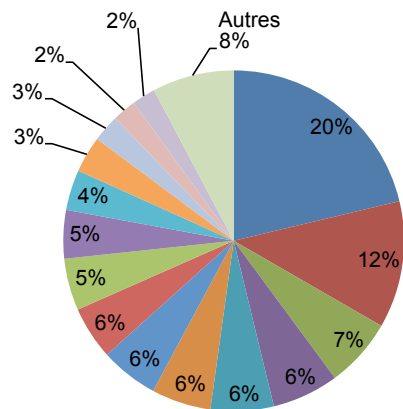
### Parts de marché des acteurs sur les volumes bruts d'exports vers la Grande-Bretagne en 2007

- Acteurs dont la part de marché est supérieure à 2 % -



### Parts de marché des acteurs sur les volumes bruts d'imports de Grande-Bretagne en 2007

- Acteurs dont la part de marché est supérieure à 2 % -



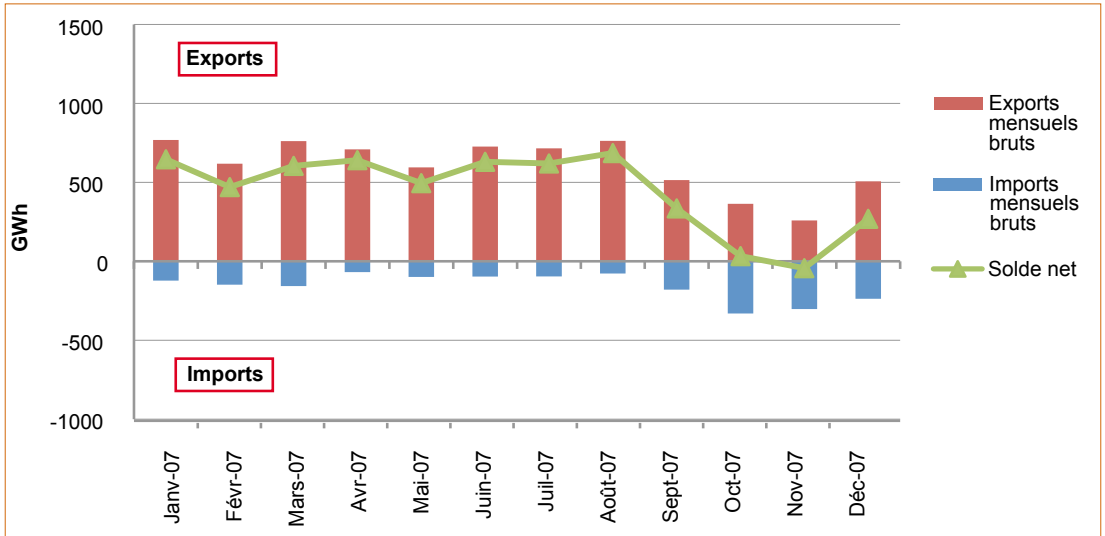
Données : RTE – Analyse : CRE

### 6.1.4 France-Espagne

Le marché français a été exportateur net vers l'Espagne d'environ 5 TWh en 2007. Néanmoins, le marché français a été importateur d'Espagne pendant 25 % des heures en 2007. En particulier, le marché français était globalement importateur en novembre 2007.

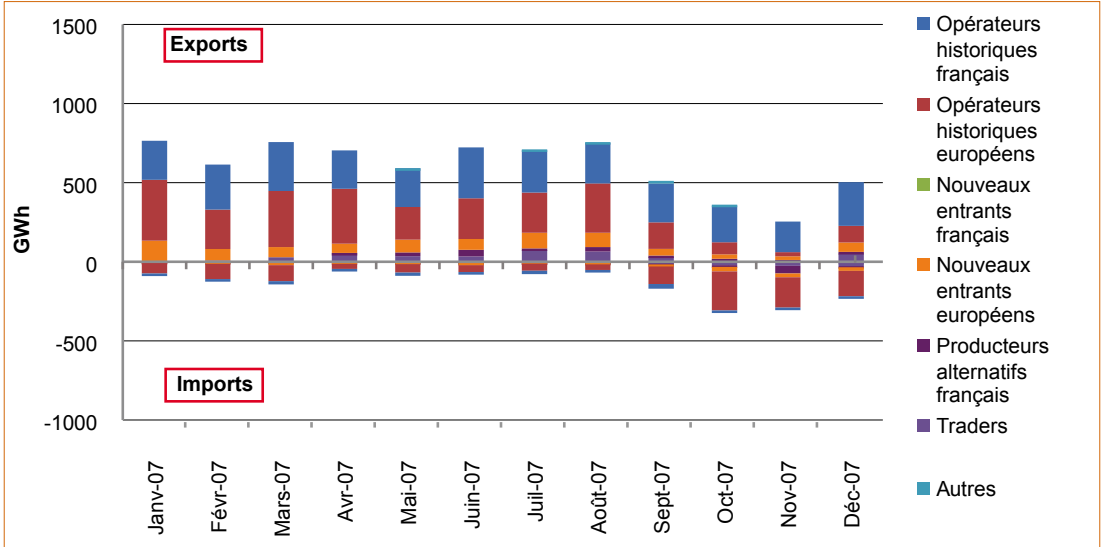
Plus de 15 participants étaient actifs à la frontière espagnole fin 2007, soit 4 à 5 de plus qu'en début d'année. Cette augmentation est liée à l'apparition de nombreuses sociétés de trading, qui restent toutefois minoritaires par rapport aux opérateurs historiques français et européens. Les flux sont modérément concentrés sur la frontière espagnole.

#### Importations et exportations brutes à l'interconnexion France-Espagne

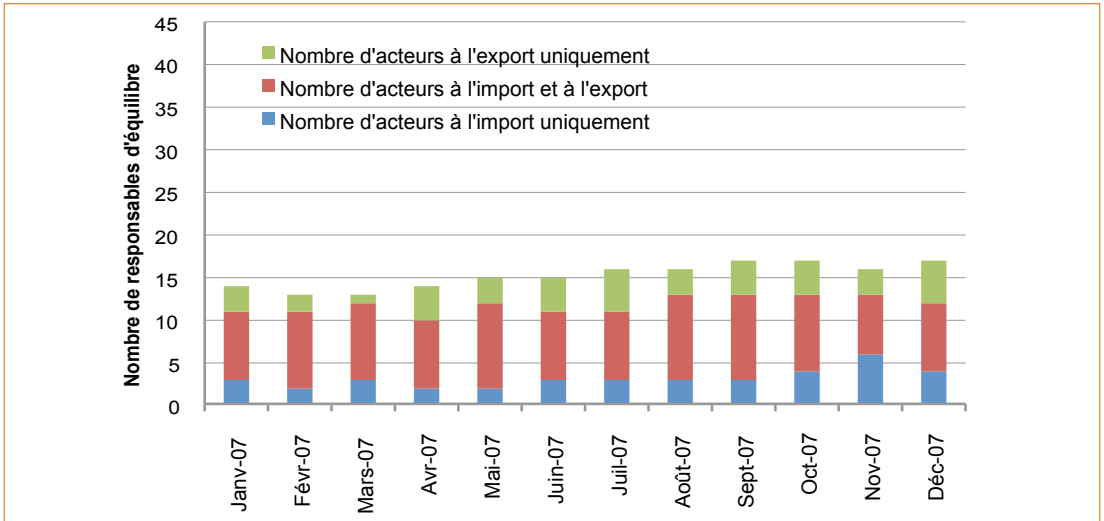




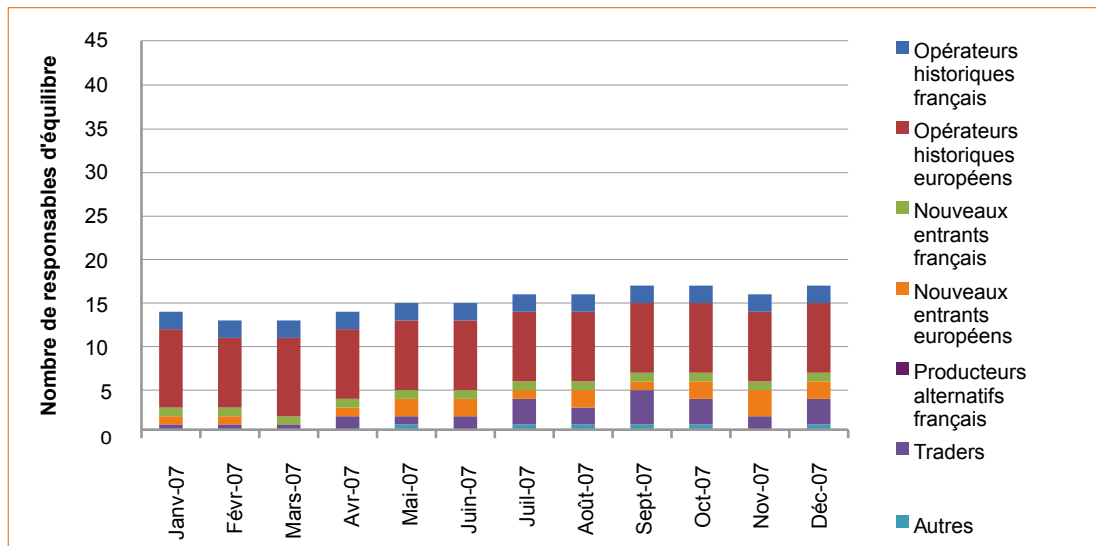
### Importations et exportations brutes à l'interconnexion France-Espagne par catégories d'acteurs



### Nombre de participants à l'interconnexion France-Espagne

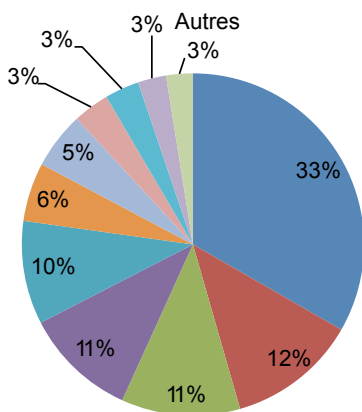


### Nombre de participants par catégorie à l'interconnexion France-Espagne



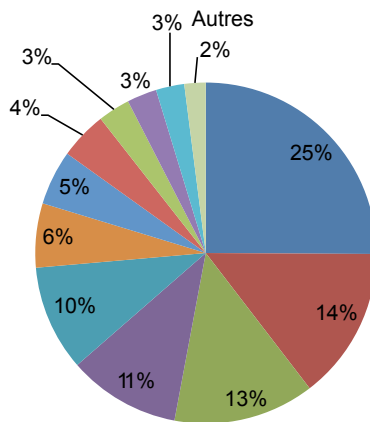
### Parts de marché des acteurs sur les volumes bruts d'exportations vers l'Espagne en 2007

- Acteurs dont la part de marché est supérieure à 2 % -



### Parts de marché des acteurs sur les volumes bruts d'importations d'Espagne en 2007

- Acteurs dont la part de marché est supérieure à 2 % -



Données : RTE – Analyse : CRE

### 6.1.5 France-Italie

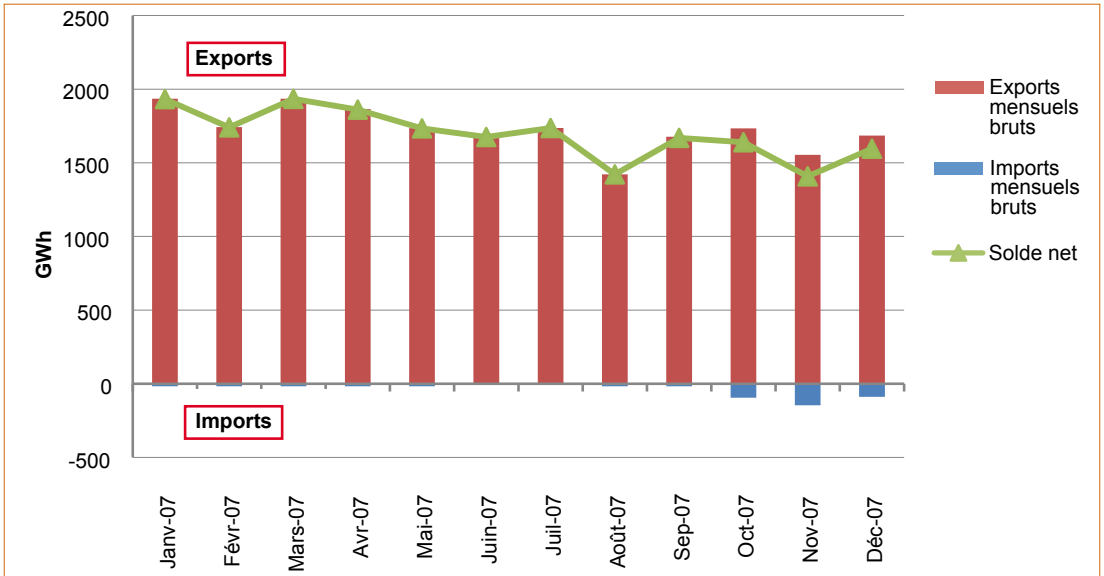
Le marché français a été exportateur net vers l'Italie d'environ 20 TWh en 2007. Le marché français a parfois été importateur net d'Italie, mais pendant un nombre d'heures très limité (moins de 1 % des heures).

Le nombre de participants est passé de 22 à 30 au cours de l'année 2007. En particulier, le nombre de fournisseurs nouveaux entrants et de traders a fortement augmenté. Les opérateurs historiques français et européens représentent désormais moins de la moitié des acteurs présents. Si les importations restent fortement concentrées, les exportations ne sont plus que modérément concentrées.

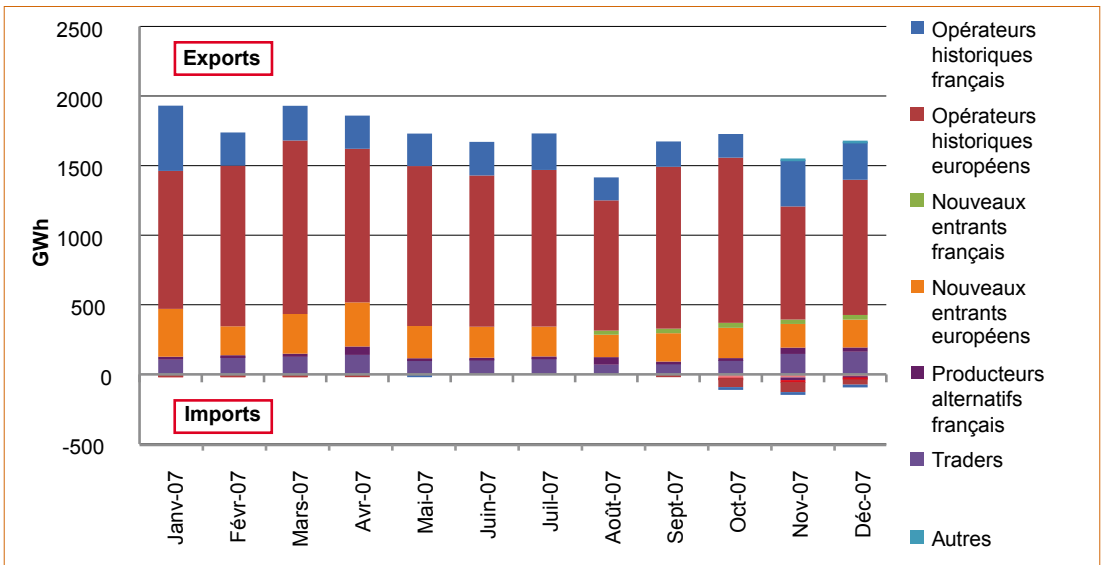




### Importations et exportations brutes à l'interconnexion France-Italie

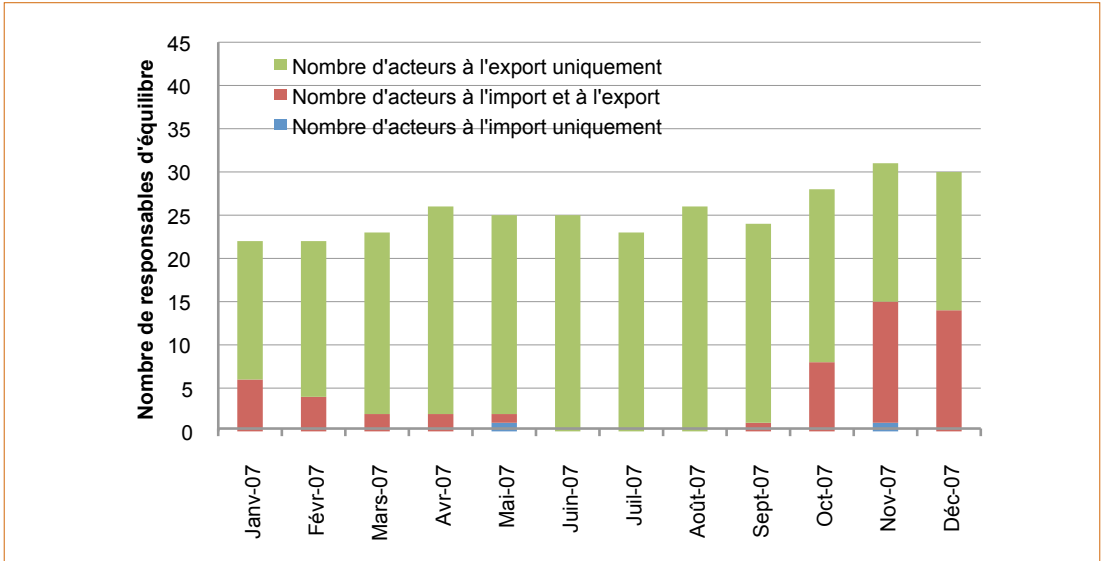


### Importations et exportations brutes à l'interconnexion France-Italie par catégories d'acteurs

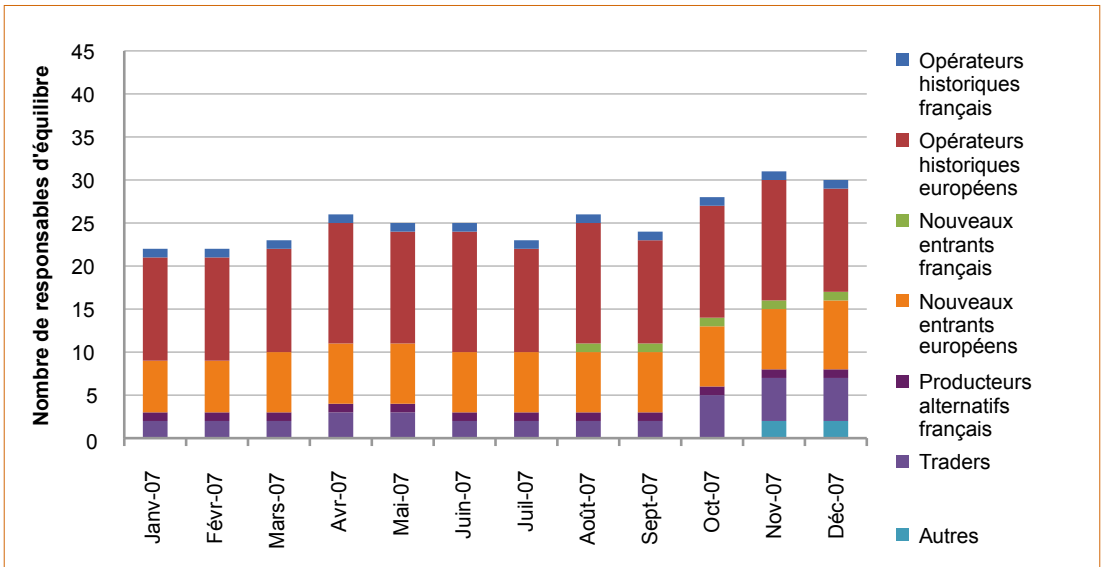


Données : RTE – Analyse : CRE

### Nombre de participants à l'interconnexion France-Italie



### Nombre de participants par catégorie à l'interconnexion France-Italie

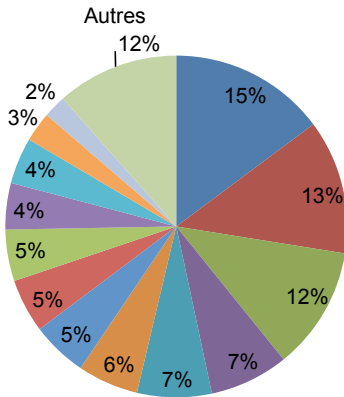


Données : RTE – Analyse : CRE



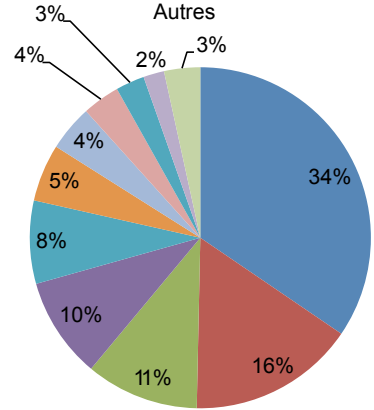
### Parts de marché des acteurs sur les volumes bruts d'exports vers l'Italie en 2007

- Acteurs dont la part de marché est supérieure à 2 % -



### Parts de marché des acteurs sur les volumes bruts d'imports d'Italie en 2007

- Acteurs dont la part de marché est supérieure à 2 % -



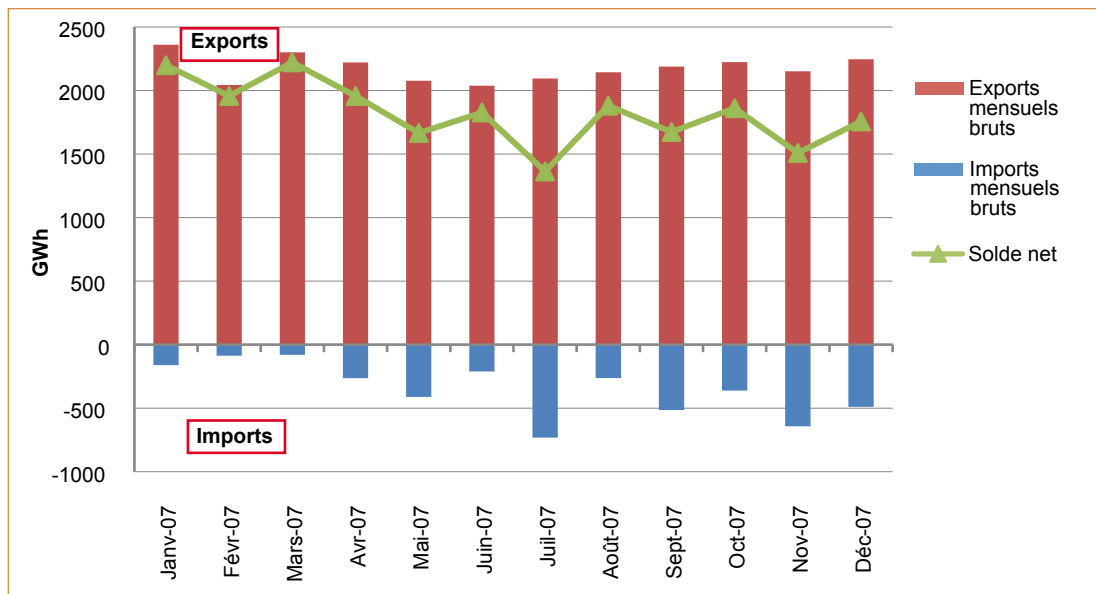
Données : RTE – Analyse : CRE

#### 6.1.6 France-Suisse

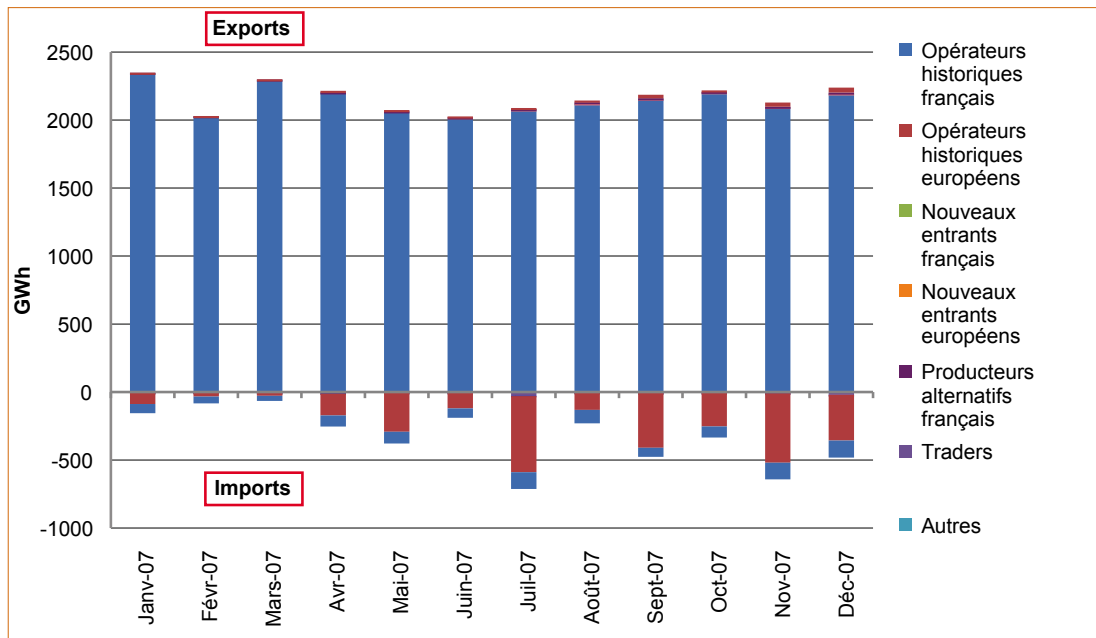
Le marché français a été exportateur net vers la Suisse d'environ 22 TWh en 2007. Le marché français n'a été importateur net de Suisse qu'un nombre d'heures très limité (moins de 1 % des heures).

Une douzaine de participants étaient actifs à la frontière suisse en 2007, dont la grande majorité sont des opérateurs historiques français et européens, qui sont à l'origine de la quasi-totalité des flux. Le nombre d'acteurs actifs n'a pas varié de manière significative. Les imports sont modérément concentrés. Les exports sont restés extrêmement concentrés. Les opérateurs historiques français dominent largement les nominations aux exports, du fait du maintien de la priorité d'accès à l'interconnexion des contrats d'exportation de long terme.

### Importations et exportations brutes à l'interconnexion France-Suisse

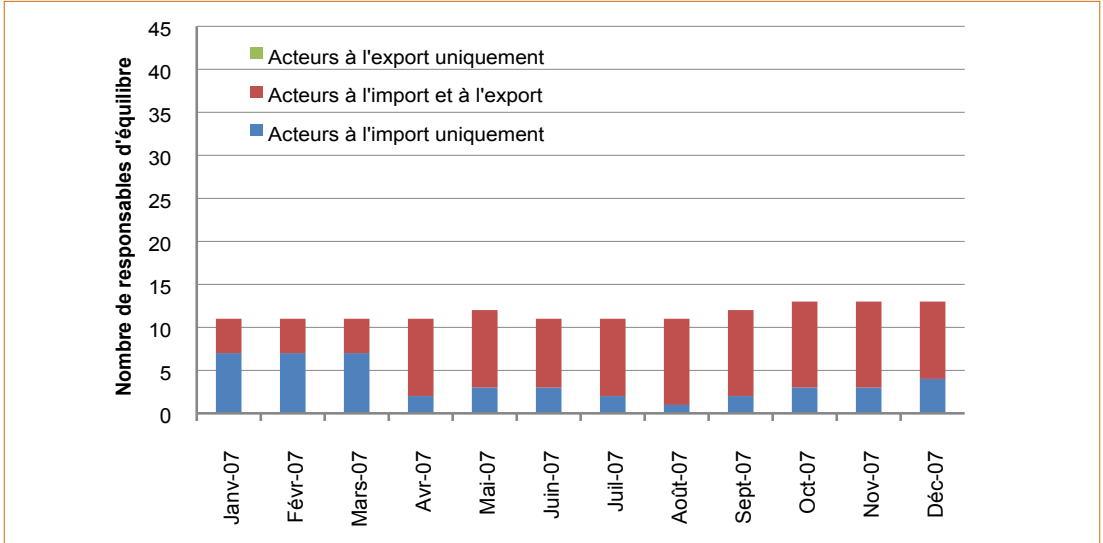


### Importations et exportations brutes à l'interconnexion France-Suisse par catégories d'acteurs

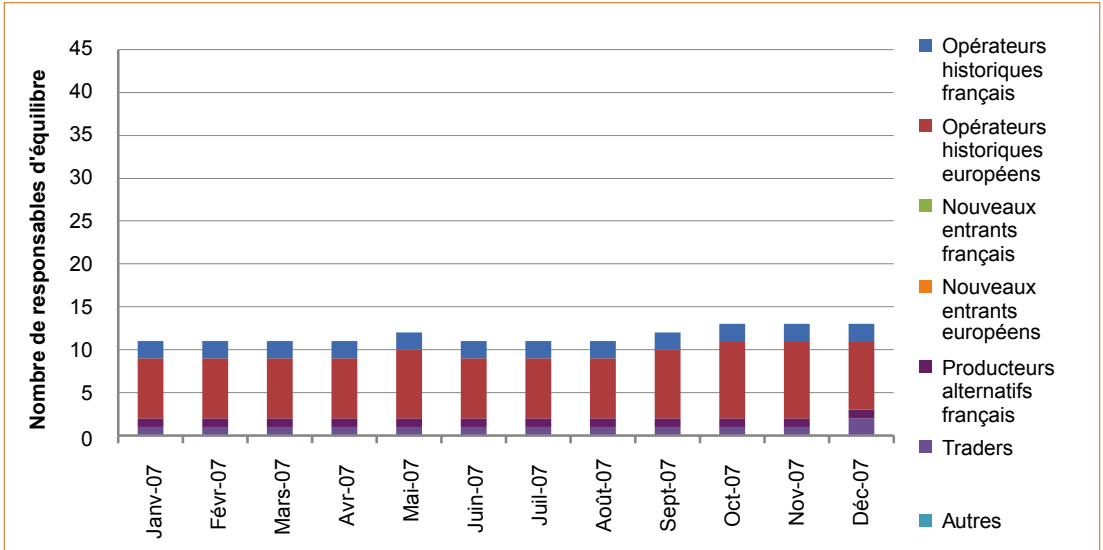


Données : RTE – Analyse : CRE

### Nombre de participants à l'interconnexion France-Suisse



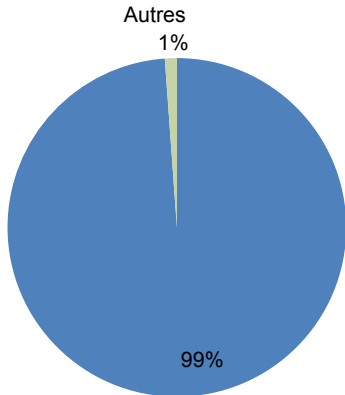
### Nombre de participants par catégorie à l'interconnexion France-Suisse



Données : RTE – Analyse : CRE

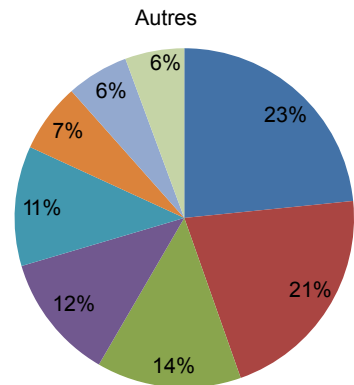
### Parts de marché des acteurs sur les volumes bruts d'exports vers la Suisse en 2007

- Acteurs dont la part de marché est supérieure à 2 % -



### Parts de marché des acteurs sur les volumes bruts d'imports de Suisse en 2007

- Acteurs dont la part de marché est supérieure à 2 % -



Données : RTE – Analyse : CRE

## 6.2 Les nominations de capacités journalières en 2007

Les capacités de transport journalières aux interconnexions sont achetées par les acteurs de marché en début de journée *day-ahead*. La notification, auprès de RTE, de l'utilisation qu'ils souhaitent en faire (nomination) intervient après le fixage des bourses européennes. Un indicateur pour analyser l'utilisation de ces capacités peut donc être le différentiel des prix observés entre les bourses.

Les capacités d'interconnexion étant significatives au regard de la marge d'équilibre offre-demande en France, leur utilisation non appropriée, par un ou plusieurs acteurs, peut avoir un effet important sur les prix de marché *day-ahead* :

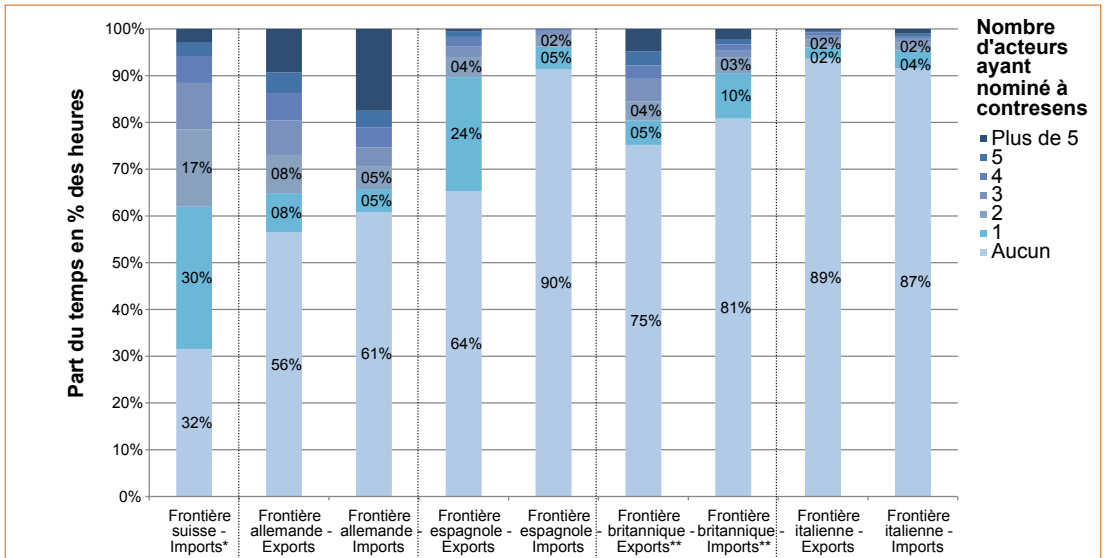
- en générant une rareté ou un excédent artificiels d'énergie en France, influençant ainsi directement les prix ;
- en envoyant au marché un signal erroné sur la situation du marché français.

### 6.2.1 Nominations à contre sens du différentiel de prix

La CRE a analysé l'utilisation individuelle des capacités d'interconnexion journalières. A certaines frontières, les nominations à contre sens du différentiel de prix ont été fréquentes. C'est le cas à la frontière allemande à l'export comme à l'import, à la frontière suisse à l'import et aux frontières espagnole et britannique à l'export.

Le graphique ci-dessous représente le pourcentage des heures pendant lesquelles des flux à contresens du différentiel de prix étaient observés à chaque frontière et dans chaque direction. Le nombre d'acteurs responsables de ces flux est indiqué.

## Part des heures pendant lesquelles ont eu lieu des nominations à contresens et nombre d'acteurs qui nominaient à contresens



Données : RTE, Platts, EEX, Omel, Ipx – Analyse : CRE

\* Aucun chiffre n'est fourni concernant les exports vers la Suisse, en l'absence de mécanisme d'allocation des capacités journalières.

\*\* Sur la frontière britannique, le calcul n'est pas mené à la maille horaire mais sur les blocs pointe et hors pointe par souci de cohérence avec les références de prix utilisées.

La CRE a interrogé les acteurs de marché qui ont le plus fréquemment nommé des flux à contresens en 2007. Les réponses apportées par ces acteurs étaient de deux natures.

Tout d'abord, les sociétés concernées ont indiqué que les nominations journalières étaient fondées sur des anticipations de prix qui pouvaient s'avérer fausses.

- Les enchères de capacités journalières ont lieu en début de matinée, et imposent aux enchérisseurs de faire des anticipations sur les prix de marché de la journée. C'est également à partir d'anticipation qu'ils envoient leurs ordres d'achat et de vente sur les bourses. Une fois le fixage des bourses effectué, les acteurs doivent honorer les engagements pris sur ces bourses, quel que soit le différentiel de prix final. Certains acteurs ont indiqué que si, du fait de leurs prévisions, certaines de leurs nominations journalières étaient à contresens du différentiel de prix, ils tentaient d'ajuster leurs échanges en infrajournalier. Les acteurs ont souligné que le niveau médiocre de transparence sur le marché français empêchait les traders d'effectuer des prévisions satisfaisantes.

- Certains marchés étant particulièrement peu liquides le week-end, les transactions et nominations pour le samedi, dimanche et lundi se font dès le vendredi et ne sont que rarement modifiés au cours du week-end pour prendre en compte les nouvelles conditions de marché.

Les acteurs ont également expliqué que les prix de fixing horaires des bourses n'étaient pas des indicateurs toujours pertinents pour la compréhension des flux, qui peuvent être liés à des transactions bilatérales.

- Selon de nombreux acteurs, les nominations résultent souvent de transactions bilatérales. Or, les prix sur le marché OTC peuvent ne pas être alignés sur les prix des bourses.
- Les produits échangés aux frontières sont souvent des blocs standardisés. Ces transactions peuvent être globalement profitables même si, pour certaines heures, elles semblent incohérentes avec les prix des bourses.
- Deux acteurs ont mentionné que certains flux correspondaient à un flux de transit entre deux pays, indépendants des conditions de marché observées en France.
- Enfin, certains flux sont nominés en *day-ahead* mais ne répondent pas à des logiques de marché. C'est le cas pour les flux adossés au commerce de certificats verts ou pour certains contrats de long terme exigeant l'acheminement d'énergie de la France vers un autre pays quelles que soient les conditions de marché.

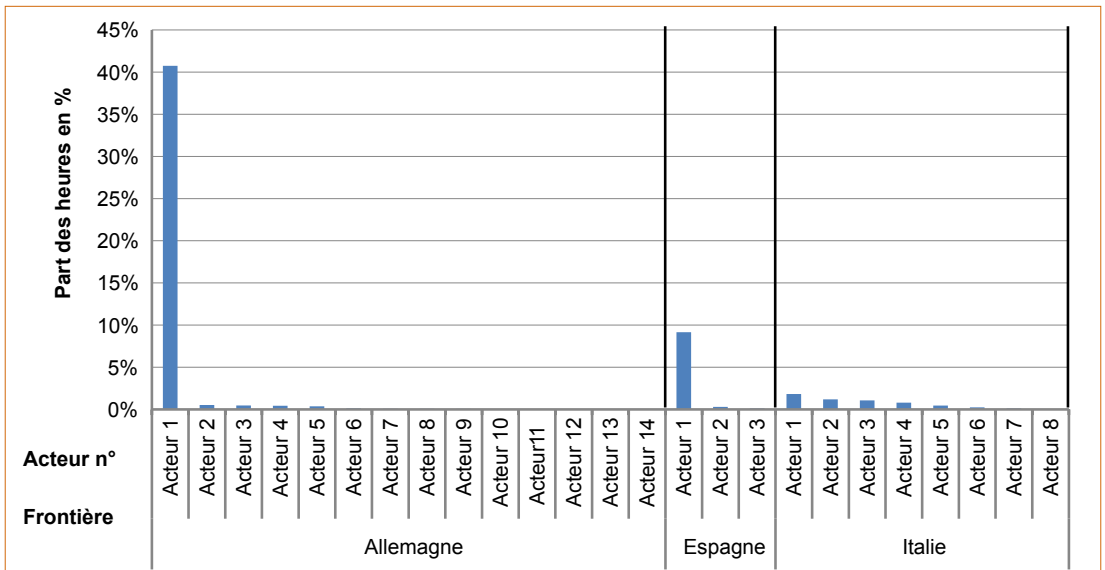
La CRE n'a pas observé de comportement visant à manipuler le marché via les nominations de capacités journalières aux interconnexions.

### 6.2.2. Nominations dans les deux sens

La CRE a observé que certains acteurs nominaient des capacités journalières simultanément à l'import et à l'export sur une même frontière et pour une même heure de livraison.

Ce comportement est marginal chez la plupart des acteurs ; il est néanmoins fréquent pour un acteur de la frontière allemande, et un acteur de la frontière espagnole.

**Nombre d'acteurs qui nominaient dans les deux sens par frontière et part du temps pendant lequel le phénomène a été observé en 2007**



Données : RTE – Analyse : CRE





La CRE a interrogé les deux acteurs qui réalisent le plus fréquemment ces nominations.

Un des acteurs a indiqué réaliser du commerce de certificats verts, ce qui lui impose, pour des raisons contractuelles, de nommer l'énergie dans les deux sens, quel que soit le différentiel de prix de l'électricité.

L'autre acteur a indiqué avoir un contrat de long terme avec une contrepartie qui impose que l'énergie soit physiquement acheminée de l'autre côté de la frontière via l'interconnexion. Suite à la fin de la priorité d'accès aux interconnexions de ces contrats, l'acteur doit acquérir et nommer des capacités d'exportation journalières à la frontière, quelles que soient les conditions de marché.

## 7. LES ENCHÈRES DE VIRTUAL POWER PLANTS D'EDF (VPP)

### 7.1 Les ventes aux enchères de VPP en 2007

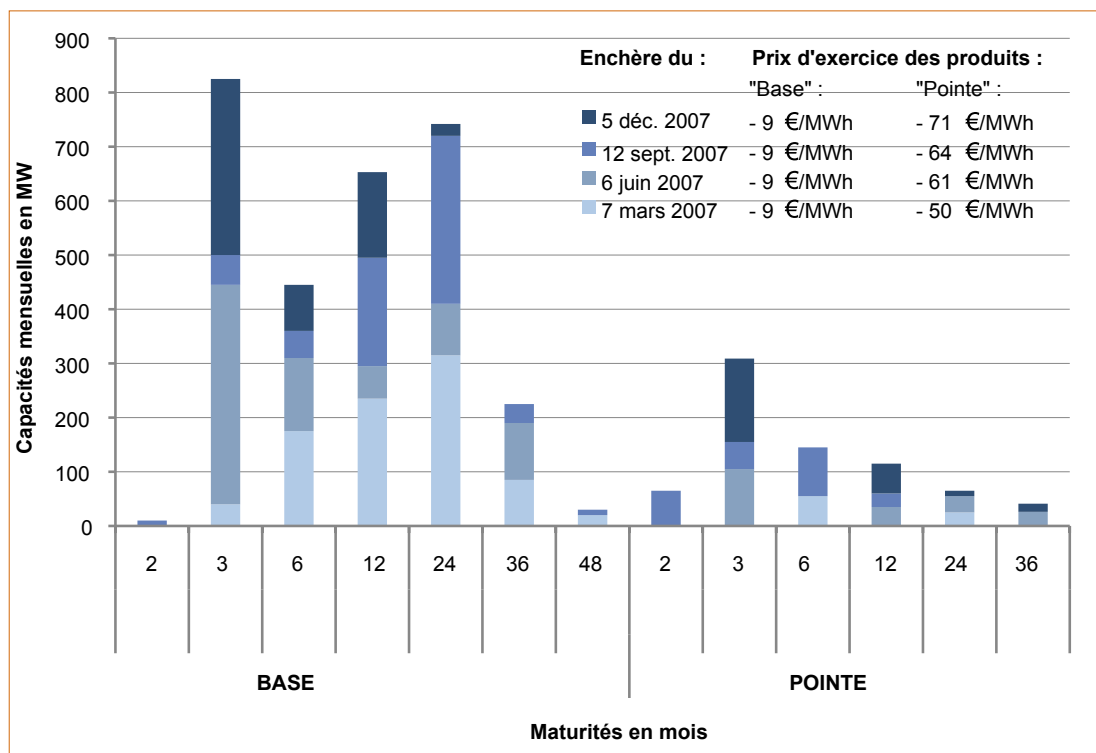
EDF a organisé 4 enchères de VPP en 2007. Deux types de produits étaient offerts :

- les produits « Base », dont le prix d'exercice faible les rend assimilable à des produits fermes ;
- les produits « Pointe », dont le prix d'exercice élevé leur confère une valeur d'optionnalité.

Au cours de ces enchères, les produits les plus achetés ont été les produits base de maturité 3, 24, 12, et 6 mois, et les produits pointe de maturité 3 mois.

Selon la date des enchères, le début de la livraison des produits proposés différerait. Les différentes dates de début de livraison pour les produits vendus en 2007 étaient : le 1<sup>er</sup> avril 2007, le 1<sup>er</sup> octobre 2007, le 1<sup>er</sup> novembre 2007, le 1<sup>er</sup> janvier 2008.

#### Capacités mensuelles vendues aux quatre enchères tenues en 2007



Données : EDF – Analyse : CRE

### Les acheteurs de VPP en 2007

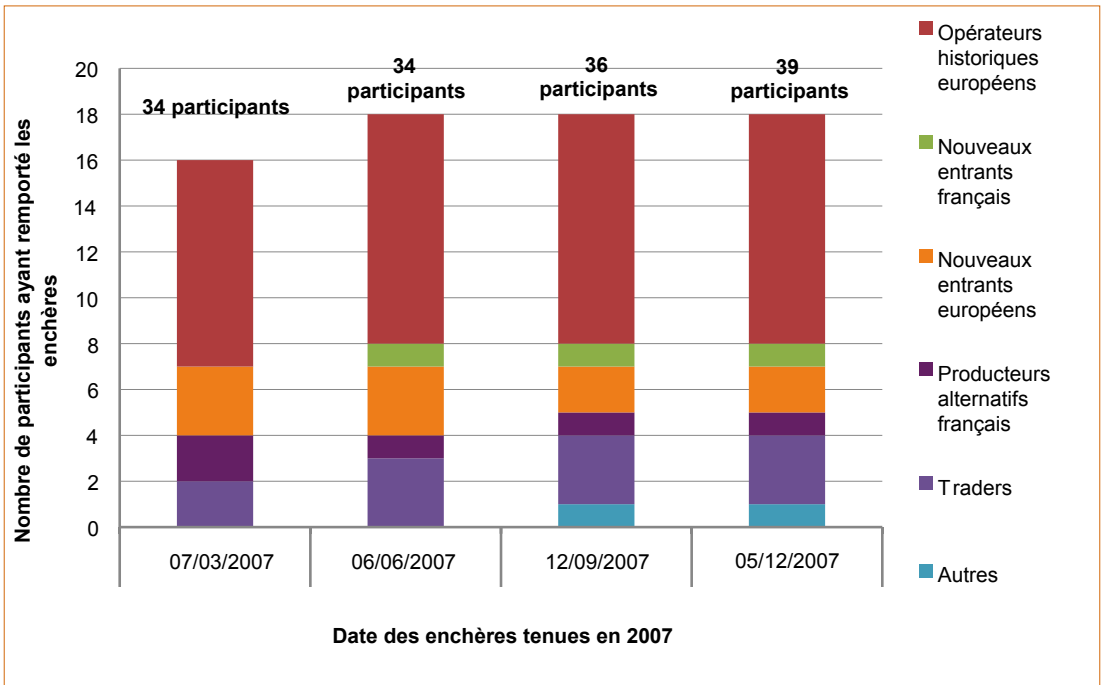
En moyenne, lors de chaque adjudication, 36 acteurs ont participé aux enchères et 16 ont remporté un lot. Ainsi, en 2007, 28 acteurs ont remporté des lots au cours d'au moins une des enchères.

Sur ces 28 acteurs, la moitié sont des opérateurs historiques européens. 6 sont des traders, 4 des nouveaux entrants sur les marchés européens, 2 des producteurs alternatifs français, et 1 un nouvel entrant sur le marché français. Les traders sont contrepartie d'une grande partie des achats des produits qui trouvent leur équivalent sur le marché de gros « standardisé », c'est-à-dire non optionnels et dont la période de livraison correspond à un trimestre ou une année calendaire. Les produits pointe sont, eux, majoritairement achetés par des producteurs et des fournisseurs de clients finals.

Les acteurs ayant remporté des lots en 2007 participent régulièrement aux enchères de VPP. Parmi les 28 acquéreurs de capacités, 23 ont remporté des lots à plusieurs enchères. Les 5 autres acteurs n'ont remporté de lots qu'à une seule enchère. Deux nouveaux participants aux enchères ont remporté des lots en 2007. 20 des 28 participants ayant remporté des lots en 2007 participaient déjà aux enchères en 2003.

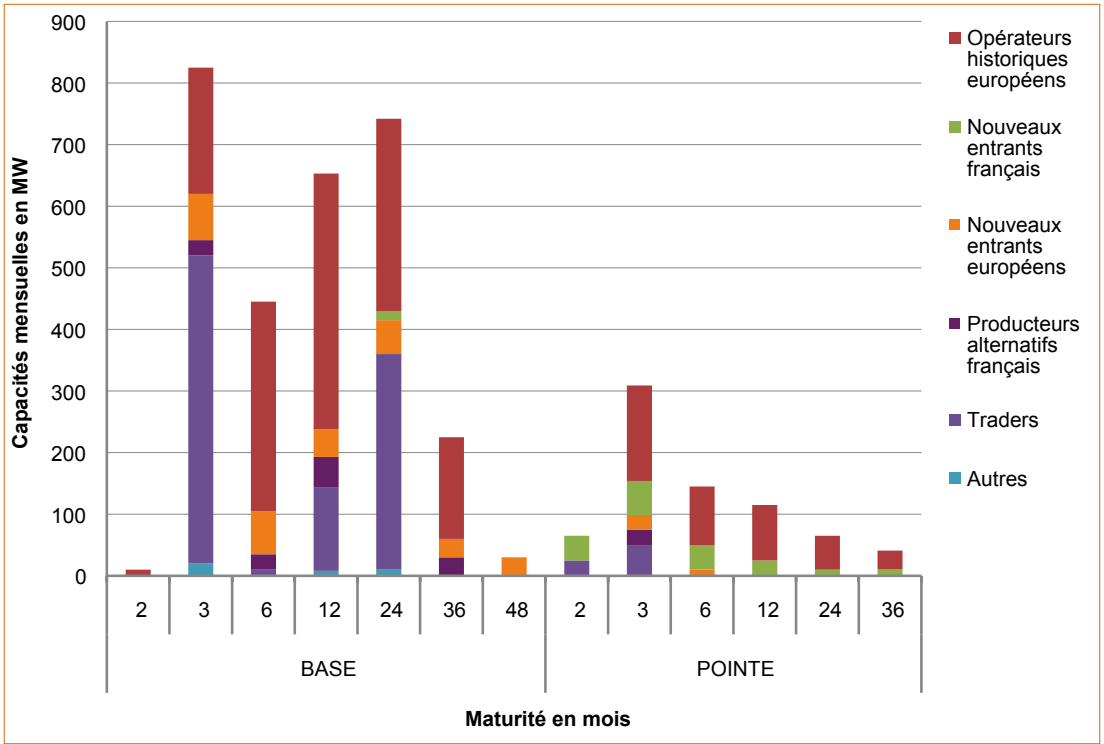
Les achats de VPP ont été modérément concentrés.

### Nombre de participants et d'acquéreurs aux enchères tenues en 2007

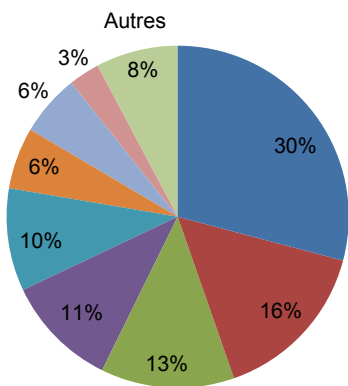


Données : EDF – Analyse : CRE

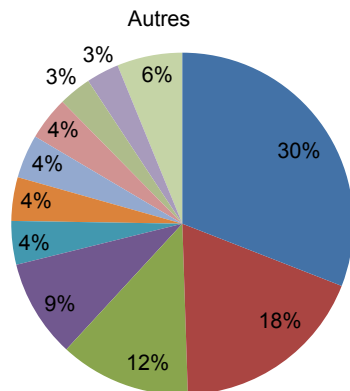
### Capacités achetées aux enchères



Parts de marché\* sur les achats de VPP aux enchères du 7 mars 2007



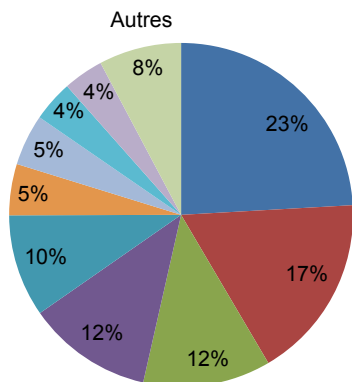
Parts de marché\* sur les achats de VPP aux enchères du 6 juin 2007



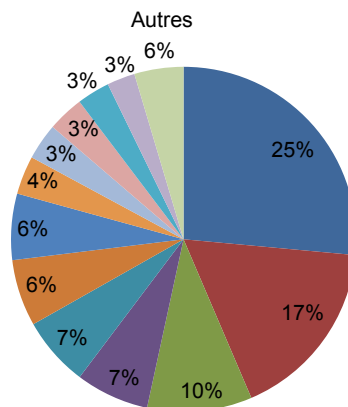
Données: EDF - Analyse: CRE



### Parts de marché\* sur les achats de VPP aux enchères du 12 septembre 2007



### Parts de marché\* sur les achats de VPP aux enchères du 5 décembre 2007



Données : EDF – Analyse : CRE

\* Équivalent énergie. Hypothèse : les produits base sont utilisés à 100 % des capacités et les produits pointe à 50 %

## 7.2 Prix des VPP en 2007

### 7.2.1 Les prix des VPP fixés aux enchères ont été alignés avec les prix sur le marché à terme

Le bon déroulement des adjudications doit conduire les prix des VPP à se fixer à un niveau reflétant les prix observés sur les marchés de gros au moment de l'enchère. La CRE a analysé la cohérence entre le prix final d'adjudication de tous les produits et les prix de marchés pertinents pour la valorisation de ces produits, en tenant compte de leur optionnalité.

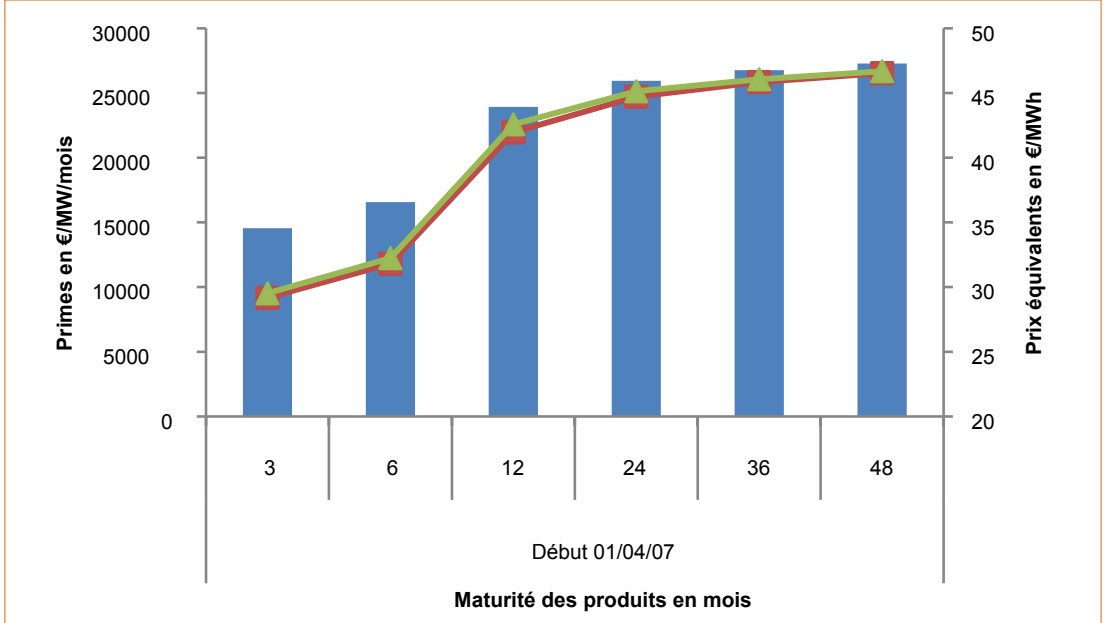
#### 7.2.1.1 Formation des prix des produits « Base »

Les produits « Base » ont un prix d'exercice faible : 9,18 €/MWh à toutes les enchères tenues en 2007. Les prix *day-ahead* en France ont été supérieurs à ce prix d'exercice pendant 97 % des heures en 2007. 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.

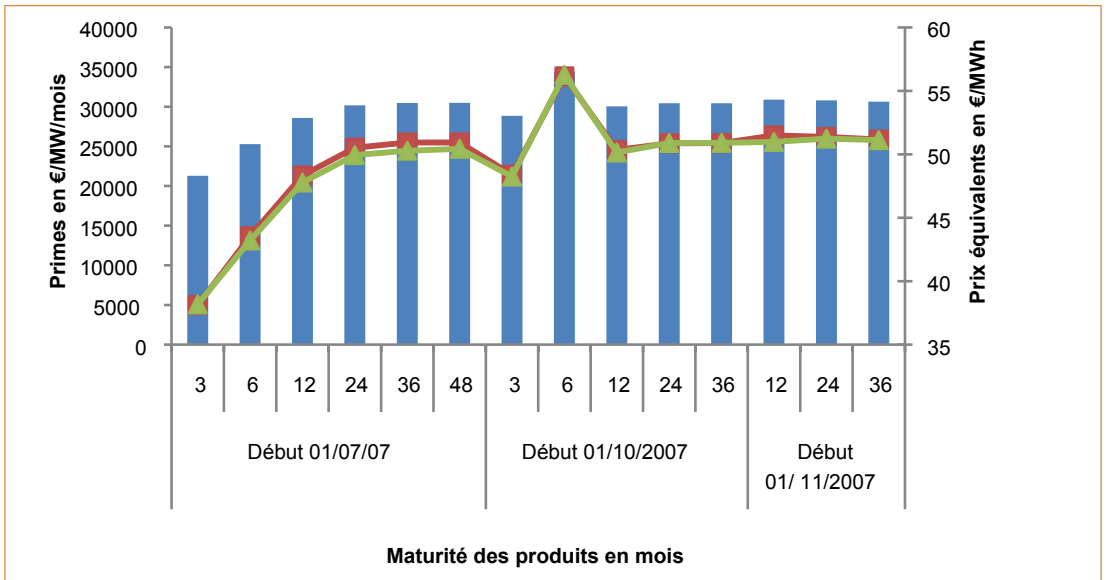
Les graphiques ci-dessous confirment que les prix des VPP ont été très proches des prix Powernext Futures des produits équivalents aux produits base vendus aux enchères.

**Prix d'adjudication des VPP base en 2007 et prix Powernext Futures**

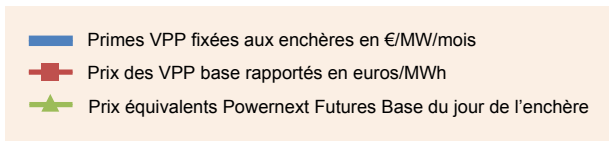
**Enchères du 07/03/07**



**Enchères du 06/06/07**



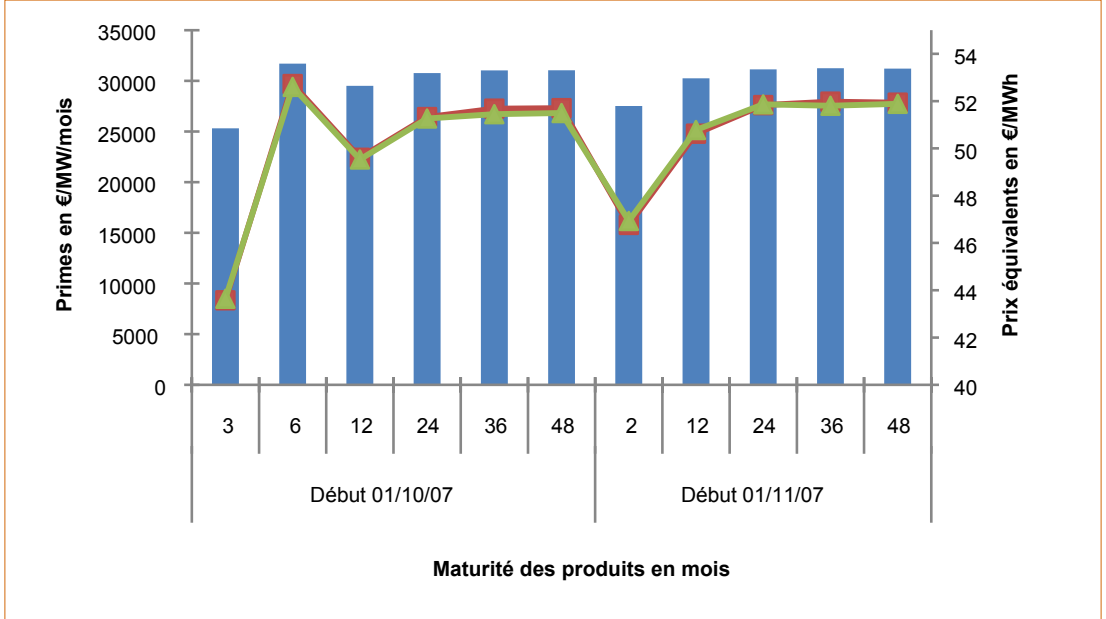
Données : EDF, Powernext – Analyse : CRE



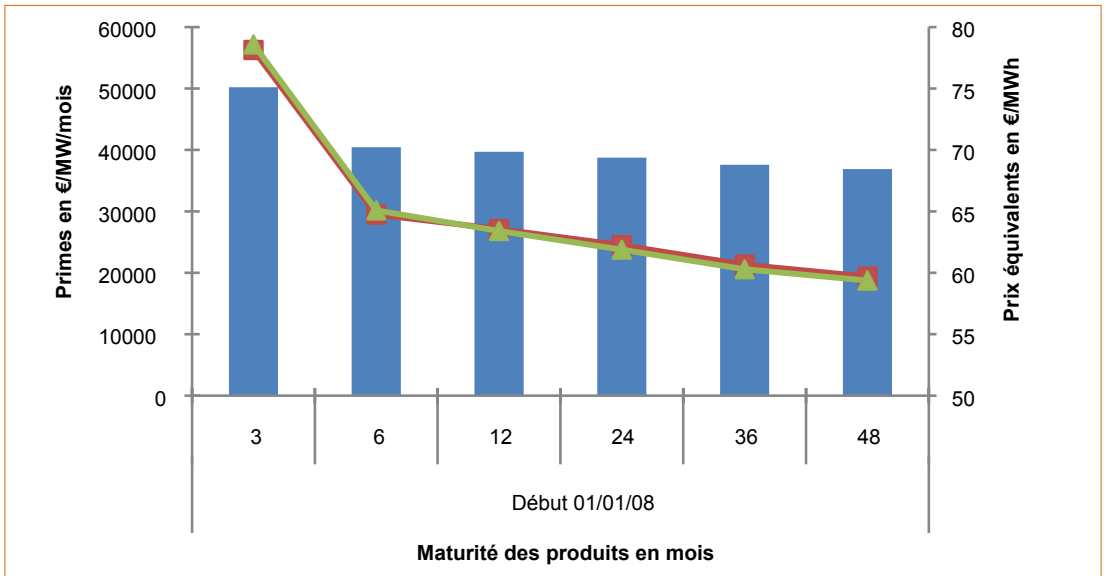


## Prix d'adjudication des VPP base en 2007 et prix Powernext Futures

### Enchères du 12/09/07



### Enchères du 05/12/07



Données : EDF, Powernext – Analyse : CRE

- Primes VPP fixées aux enchères en €/MW/mois
- Prix des VPP base rapportés en euros/MWh
- ▲ Prix équivalents Powernext Futures Base du jour de l'enchère

### 7.2.1.2 Formation des prix des produits « Pointe »

Les produits « Pointe » avaient un prix d'exercice relativement élevé, entre 50,18 et 71,18 €/MWh, ce qui leur conférait une valeur d'optionnalité. 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 fixés aux enchères montre que les acteurs de marché formaient des anticipations de volatilité très élevées pour les enchères de 2007 (volatilités implicites d'environ 85 %).

Or, la volatilité des prix *day-ahead* calculée a posteriori se révèle également avoir été très élevée (volatilité des prix journaliers mensualisée moyenne d'environ 70 % entre janvier 2007 et juin 2008), et même supérieure aux volatilités anticipées qu'impliquent les primes fixées aux enchères.

Les prix d'adjudication des VPP « Pointe » semblent donc avoir été cohérents avec les prix de marché.

### 7.2.2 Les prix *futures* ont parfois connu des hausses à l'approche des enchères de VPP

Les enchères de VPP représentent, pour EDF, la certitude de vendre à une date connue à l'avance un volume important d'énergie à des prix proches des prix de marché.

La CRE a analysé les interventions sur le marché à terme à l'approche des dates des enchères.

Les prix de marché qui peuvent avoir un effet sur le prix d'adjudication des VPP sont nombreux. En effet, les dates de début de livraison des VPP ne correspondent pas au 1<sup>er</sup> janvier, et les maturités sont diverses. Les produits qui influencent la formation des prix des VPP ne sont pas seulement les produits Calendaires mais aussi les produits Mensuels et Trimestriels.



Les tableaux ci-dessous représentent l'évolution des prix  *futures*  au cours des jours qui précédaient chaque enchère.

DATE DE L'ENCHÈRE	PÉRIODE OBSERVÉE AVANT LA DATE DE L'ENCHÈRE	VARIATION DES PRIX BASE									
		M+1	M+2	M+3	Q+1	Q+2	Q+3	Q+4	Y+1	Y+2	Y+3
7/03/07	10 jours avant	9 %	10 %	ns	-1 %	1 %	2 %	-2 %	0 %	-1 %	-1 %
	7 jours avant	14 %	14 %	ns	-1 %	0 %	0 %	-3 %	-2 %	-2 %	-1 %
	3 jours avant	0 %	-1 %	-1 %	-1 %	0 %	1 %	-1 %	0 %	-1 %	-1 %
	1 jour avant	0 %	-1 %	-1 %	-1 %	0 %	1 %	-1 %	0 %	0 %	0 %
6/06/07	10 jours avant	-11 %	-6 %	ns	-7 %	-5 %	-2 %	-3 %	-1 %	-1 %	0 %
	7 jours avant	-8 %	-4 %	ns	-4 %	-4 %	-1 %	-3 %	-1 %	-1 %	0 %
	3 jours avant	-3 %	-2 %	-2 %	-2 %	-3 %	-1 %	-2 %	-1 %	-1 %	0 %
	1 jour avant	-2 %	0 %	1 %	0 %	-1 %	0 %	-1 %	0 %	0 %	0 %
12/09/07	10 jours avant	2 %	-1 %	ns	1 %	1 %	2 %	2 %	1 %	1 %	0 %
	7 jours avant	2 %	0 %	2 %	1 %	1 %	1 %	1 %	0 %	1 %	0 %
	3 jours avant	1 %	0 %	1 %	1 %	0 %	1 %	1 %	0 %	0 %	0 %
	1 jour avant	0 %	0 %	0 %	0 %	0 %	0 %	0 %	0 %	0 %	0 %
5/12/07	10 jours avant	-2 %	-2 %	ns	-3 %	1 %	-1 %	0 %	-1 %	1 %	1 %
	7 jours avant	1 %	0 %	ns	0 %	1 %	0 %	0 %	0 %	1 %	1 %
	3 jours avant	3 %	1 %	-1 %	1 %	2 %	1 %	1 %	1 %	1 %	1 %
	1 jour avant	2 %	2 %	1 %	2 %	-2 %	-1 %	-1 %	0 %	0 %	0 %

Données : Powernext – Analyse : CRE

DATE DE L'ENCHÈRE	PÉRIODE OBSERVÉE AVANT LA DATE DE L'ENCHÈRE	VARIATION DES PRIX POINTE									
		M+1	M+2	M+3	Q+1	Q+2	Q+3	Q+4	Y+1	Y+2	Y+3
7/03/07	10 jours avant	0 %	3 %	ns	1 %	1 %	0 %	-1 %	1 %	1 %	2 %
	7 jours avant	14 %	17 %	ns	0 %	0 %	-1 %	-2 %	0 %	0 %	1 %
	3 jours avant	0 %	2 %	0 %	1 %	2 %	0 %	-1 %	0 %	0 %	1 %
	1 jour avant	0 %	-1 %	1 %	0 %	1 %	0 %	-2 %	0 %	0 %	0 %
6/06/07	10 jours avant	-15 %	-8 %	ns	-9 %	-4 %	-1 %	-2 %	-2 %	-1 %	-1 %
	7 jours avant	-10 %	-5 %	ns	-6 %	-3 %	-1 %	-2 %	-2 %	-1 %	-1 %
	3 jours avant	-3 %	-2 %	0 %	-2 %	-1 %	0 %	-1 %	-1 %	0 %	0 %
	1 jour avant	0 %	2 %	2 %	1 %	0 %	0 %	0 %	0 %	0 %	0 %
12/09/07	10 jours avant	1 %	-3 %	ns	-1 %	0 %	-1 %	0 %	0 %	0 %	1 %
	7 jours avant	2 %	-2 %	0 %	0 %	0 %	0 %	1 %	0 %	0 %	1 %
	3 jours avant	0 %	-1 %	1 %	0 %	0 %	0 %	1 %	0 %	0 %	0 %
	1 jour avant	1 %	1 %	1 %	1 %	0 %	0 %	1 %	0 %	1 %	0 %
5/12/07	10 jours avant	-3 %	-1 %	ns	-2 %	-1 %	-2 %	1 %	-1 %	0 %	0 %
	7 jours avant	1 %	2 %	ns	1 %	-1 %	-1 %	0 %	0 %	0 %	0 %
	3 jours avant	5 %	4 %	1 %	3 %	-1 %	0 %	1 %	1 %	0 %	1 %
	1 jour avant	4 %	2 %	-4 %	1 %	2 %	1 %	1 %	1 %	1 %	0 %

Données : Powernext – Analyse : CRE

Dans les cas où un produit n'est pas coté pendant la période précédant l'enchère, le chiffre a été considéré comme non significatif - « ns ».

Par exemple, pour l'enchère du 7 mars, le produit « juin 2007 » n'était pas coté avant le début du mois de mars.

Dans la quasi-totalité des cas correspondant à une hausse des prix supérieur à 2 %, aucune intervention significative d'EDF n'a été observée. Toutefois, la CRE a identifié quelques interventions d'EDF simultanées à des hausses soudaines des prix des produits M+1, M+2, M+3, et Q+1 qui ont eu lieu à l'approche de certaines enchères.

## 8. LA VENTE DE PERTES AUX GESTIONNAIRES DE RÉSEAUX

### 8.1 Les ventes de pertes aux gestionnaires de réseau en 2007

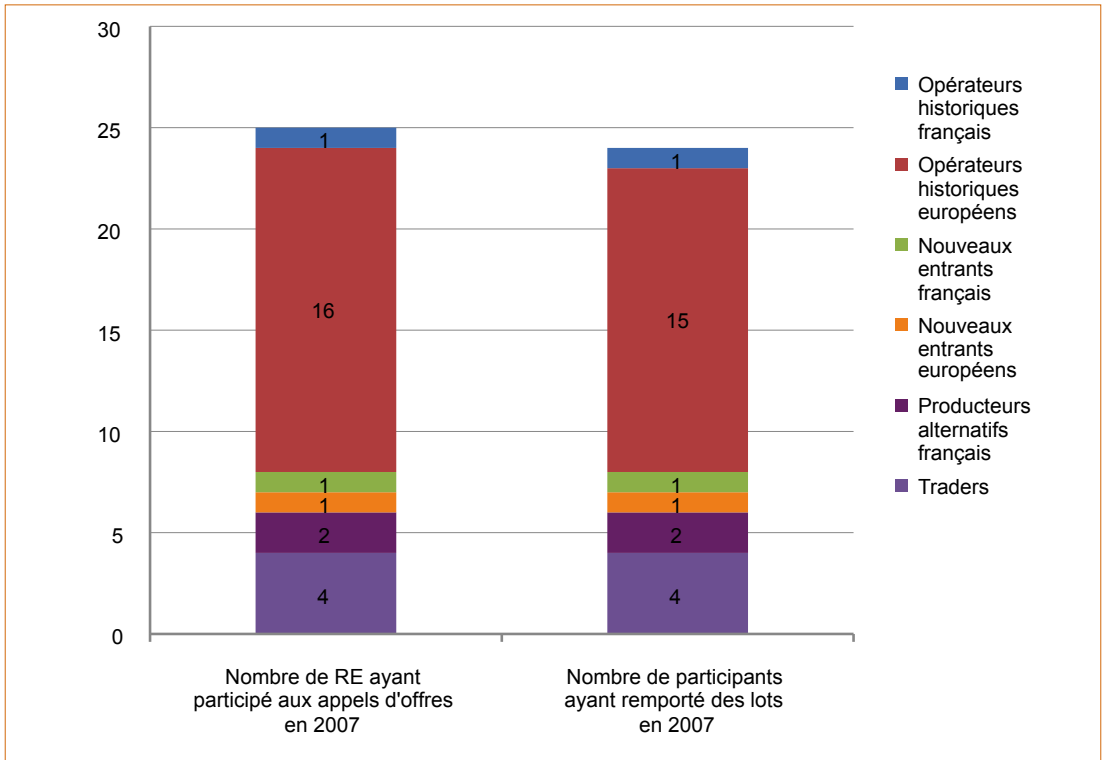
Le gestionnaire du réseau de transport (RTE) et le gestionnaire du réseau de distribution (ERDF) organisent plusieurs fois par mois des consultations pour acheter des produits permettant de couvrir les pertes sur leur réseau. En 2007, 121 appels d'offre ont été organisés par les deux gestionnaires de réseau. L'énergie engagée contractuellement en 2007 par les vendeurs s'est élevée à 39 TWh de produits fermes et l'équivalent de 18 TWh sous forme de produits optionnels. Les gestionnaires de réseau ont acheté des produits mensuels (M+1 à M+18), trimestriels (T+1 à T+4) et annuels (Y+1 à Y+4).

### 8.2 Les vendeurs de pertes aux gestionnaires de réseau en 2007

La grande majorité des participants aux consultations et des vendeurs retenus sont des opérateurs historiques français et européens. Les ventes de produits fermes ne sont pas concentrées.

Deux producteurs alternatifs français ont réalisé un quart des ventes de produits optionnels. Les ventes de produits optionnels sont très concentrées.

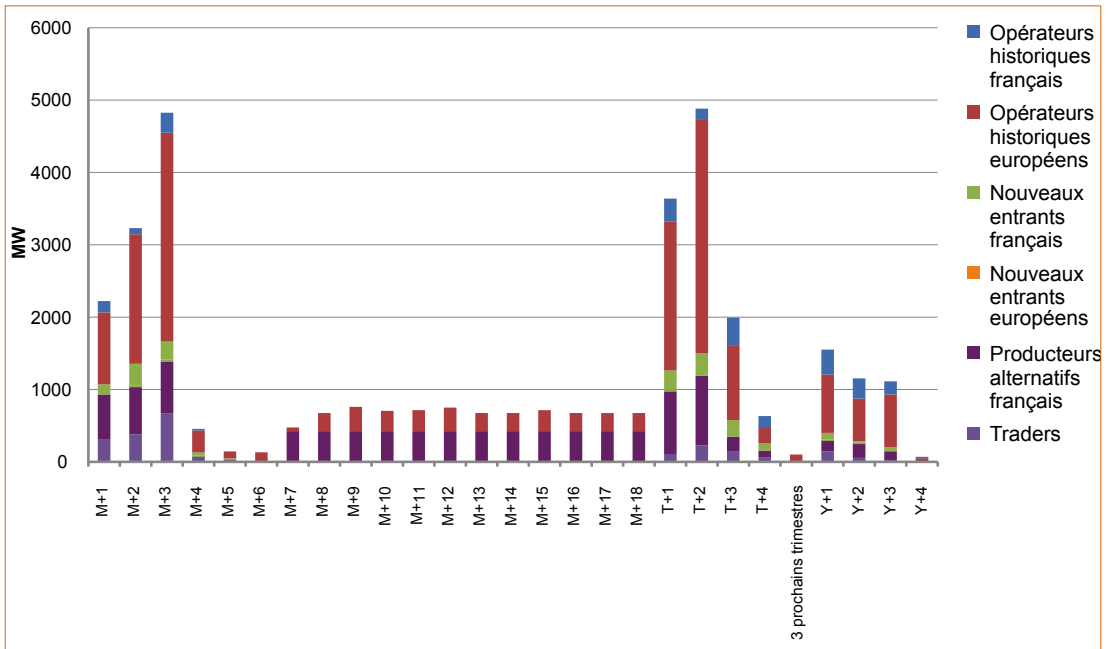
#### Nombre de participants aux consultations tenues en 2007



Données : RTE, ERDF – Analyse : CRE



### Répartition des capacités vendues aux gestionnaires de réseau en 2007 par produit



Données : RTE, ERDF – Analyse : CRE

# RAPPORT DÉTAILLÉ GAZ

## 1. LE DÉVELOPPEMENT DU NÉGOCE EN FRANCE

### 1.1 Développement du négoce et structure du marché

L'activité sur le marché de gros français est liée principalement :

- à l'optimisation, par les détenteurs de contrats d'importation et les producteurs, de la flexibilité de leurs approvisionnements et de leurs réservations de capacités de transport et de transit ;
- à la couverture, par les fournisseurs, de la consommation prévisionnelle de leurs clients finals ;
- aux opérations de « trading », qu'il s'agisse d'arbitrages avec les marchés frontaliers ou de prises de positions spéculatives.

L'existence d'un acteur dominant les approvisionnements de gaz et la fourniture, GDF Suez, ainsi que la forte intégration verticale entre les activités amont et de fourniture, réduisent structurellement le niveau d'activité lié aux interventions des détenteurs de contrats d'importation et des fournisseurs sur le marché de gros français.

### 1.2 L'activité, la liquidité et la concentration du négoce

En comparant les volumes échangés sur les plateformes de *brokers* aux volumes livrés aux PEG, la CRE constate que, en 2007, l'essentiel des transactions sur le marché de gros français du gaz a été conclu de manière bilatérale sans intermédiaire.

La CRE, qui a analysé l'activité sur les principales plateformes de *brokers* actives en France, sans collecter les transactions non intermédiées, n'a donc pu analyser qu'une partie minoritaire du marché de gros français (cette analyse fait l'objet du paragraphe 1.2.1).

Elle ne peut donc pas se prononcer sur l'évolution de la liquidité ni sur le niveau de concentration de ce marché. Toutefois, dans le paragraphe 1.2.2, elle a étudié les livraisons observées aux PEG, afin d'établir si ces dernières permettaient de généraliser à l'ensemble du marché les conclusions relatives au marché intermédié.

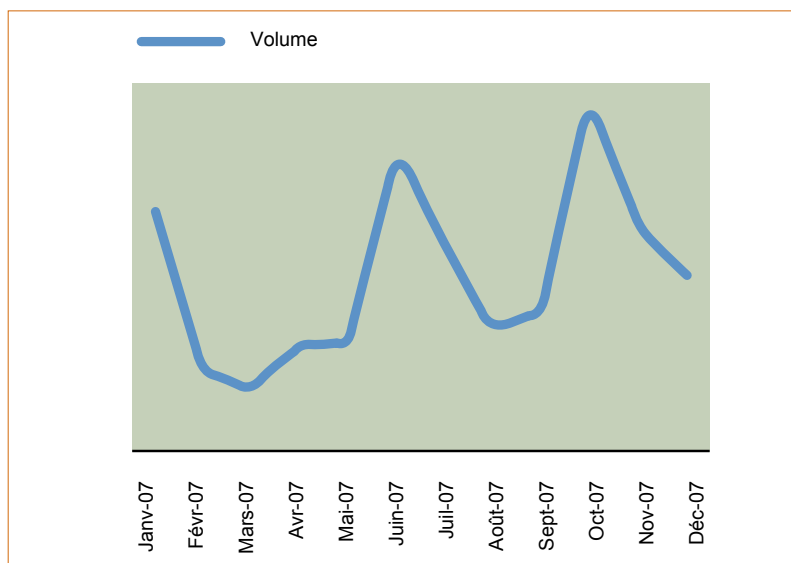
#### 1.2.1 Le marché intermédié

La CRE constate que les volumes échangés sur le marché intermédié français, bien que limités au regard de la taille du marché physique, ont connu une progression tout au long de l'année.

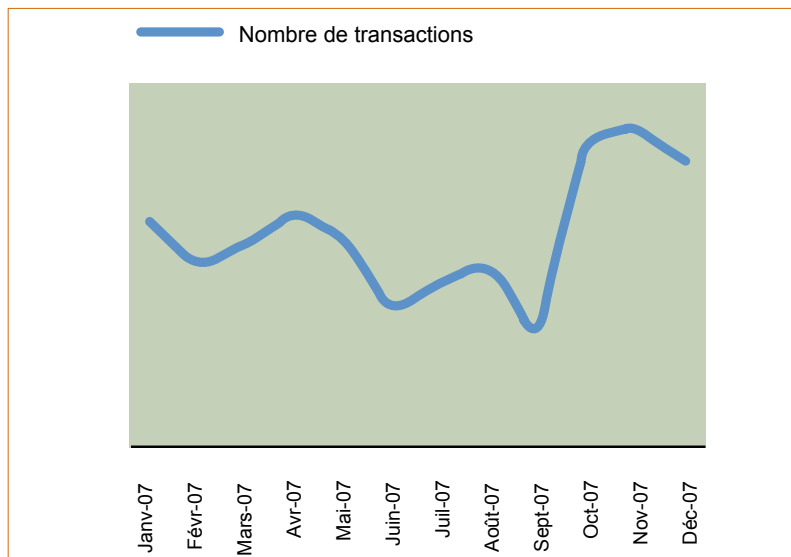
Les volumes échangés sur le marché intermédié sont restés bien inférieurs à 10 % de la consommation nationale en 2007. Le nombre mensuel de transactions a le plus souvent évolué entre 100 et 400 transactions.

Les graphiques suivants représentent les tendances mensuelles, en volumes et en nombre, des transactions négociées sur le marché de gros français intermédié en 2007. Afin de préserver la confidentialité des informations sur les parts de marché des *brokers* actifs sur le marché français, qui sont peu nombreux, les valeurs (axes des ordonnées) ne sont pas rendues publiques par la CRE.

### Tendances mensuelles des volumes négociés sur le marché intermédié en 2007



### Tendances mensuelles du nombre de transactions effectuées sur le marché intermédié en 2007



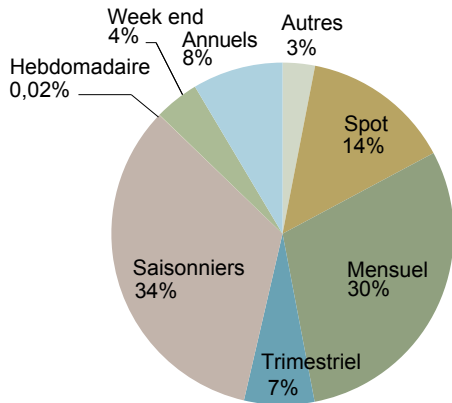
Données : Brokers – Analyse : CRE

La liquidité a crû tout au long de l'année 2007, tant sur le marché *day-ahead* que sur le marché à terme. Cette tendance s'est d'ailleurs confirmée plus nettement en 2008.

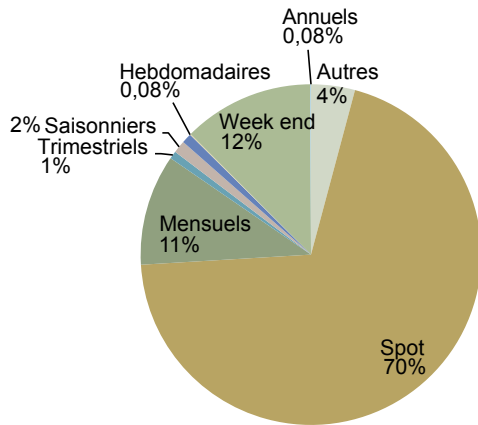
Environ 70 % des transactions ont porté sur des produits *Spot* (intra-journalier et *day-ahead*). Le solde a porté essentiellement sur des produits mensuels. Les transactions sur des produits de plus long terme ont été rares.

En volume, les produits saisonniers et les produits mensuels ont ensemble représenté plus de 60 % des volumes échangés. Viennent ensuite les produits *day-ahead* avec près de 15 % et les produits annuels avec moins de 10 % des volumes négociés.

**Répartition en volumes des maturités négociées sur le marché intermédié en 2007**



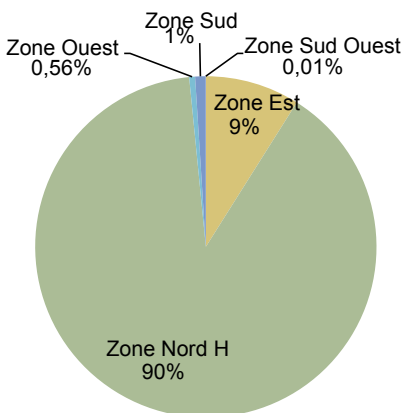
**Nombre de transactions par maturité négociée sur le marché intermédié en 2007**



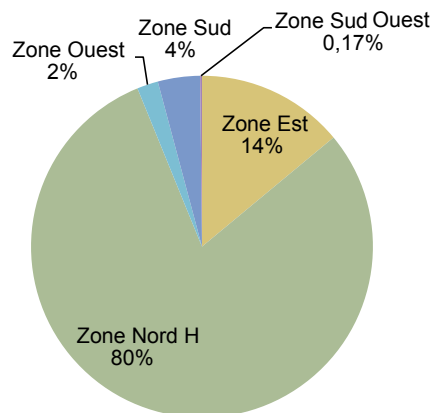
Données : Brokers – Analyse : CRE

La quasi-totalité de l'activité (80 % des transactions, 89 % des volumes) a porté sur la zone Nord-H de GRTgaz et, dans une bien moindre mesure, sur la zone Est (13 % des transactions, 9 % des volumes).

**Répartition des volumes par zone de livraison sur le marché intermédié en 2007**



**Nombre de transactions par zone de livraison sur le marché intermédié en 2007**



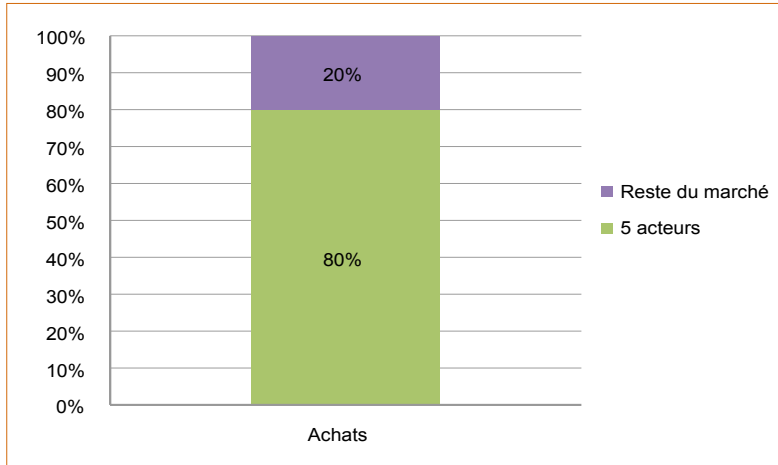
Données : Brokers – Analyse : CRE

Les échanges ont été assez peu concentrés. Sept acteurs ont été à l'origine de 83 % des volumes vendus, et cinq acteurs ont représenté 80 % des achats. Il convient de noter que GDF Suez n'a pas été un intervenant dominant en termes de volume de transactions sur le marché intermédié.

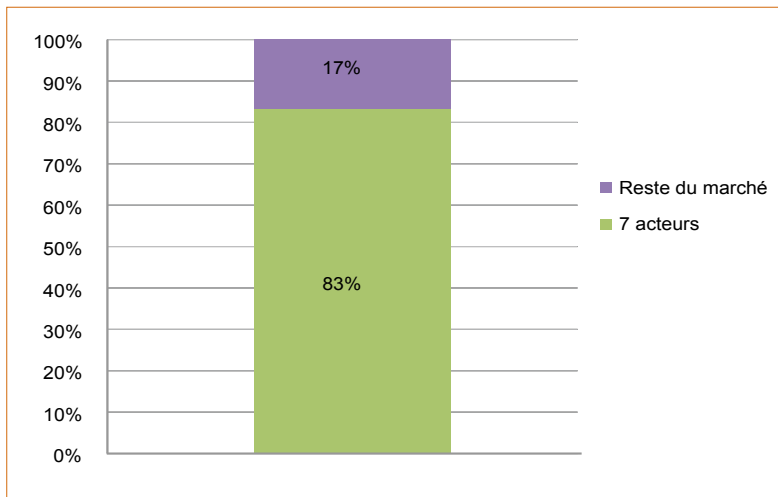




### Niveau de concentration en volumes d'achats sur le marché intermédié en 2007



### Niveau de concentration en volumes de ventes sur le marché intermédié en 2007



Données : *Brokers* – Analyse : CRE

### 1.2.2 L'analyse des livraisons aux Points d'Échange de Gaz (PEG)

Les nominations aux PEG ne permettent pas d'évaluer de manière précise le développement de la liquidité sur le marché de gros.

En effet, les nominations effectuées aux PEG à une date donnée reflètent le volume des livraisons nettes résultant des transactions antérieures, et non le volume des transactions conclues sur le marché à cette date.

De plus, les volumes livrés aux PEG sont la juxtaposition de volumes liés aux opérations de négoce de court terme, intermédié ou non, et de volumes résultants de contrats de moyen et long terme (*Gas release*, accords historiques Gaz de France-Total...).

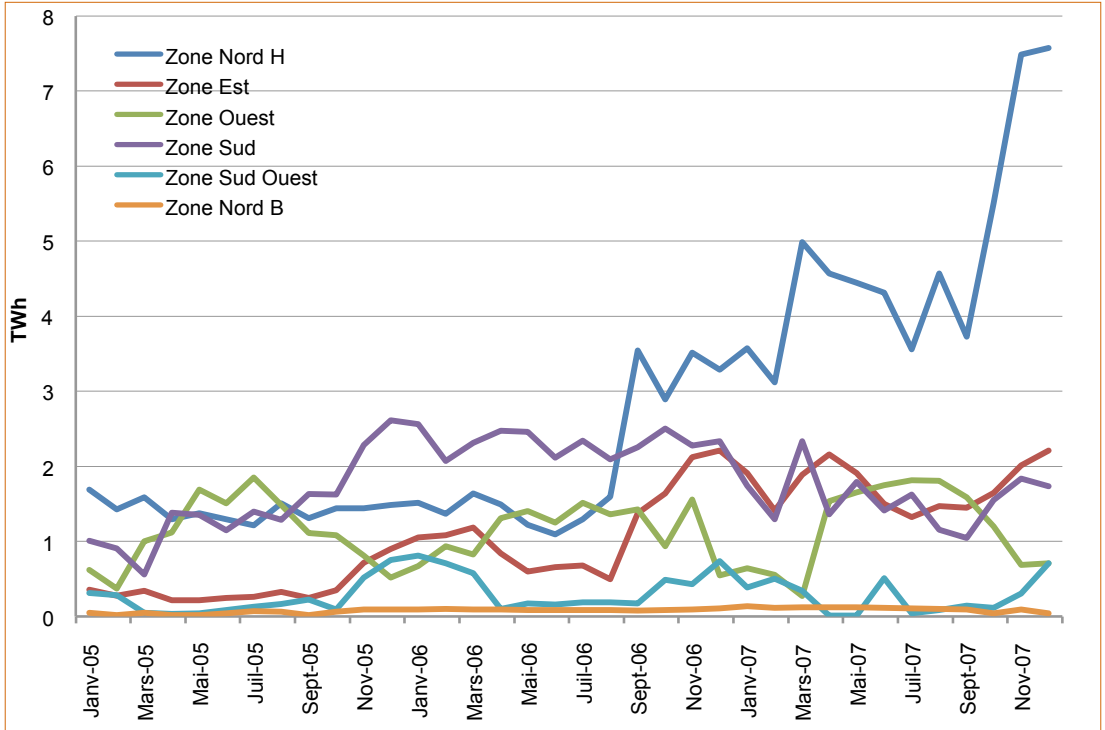
Néanmoins, la CRE constate qu'en 2007 les nominations aux PEG ont augmenté beaucoup plus vite que les seules livraisons liées à l'activité des plateformes de *brokers*. Il semble donc possible de généraliser à l'ensemble du marché bilatéral les constats faits sur le marché intermédié :

- un nombre croissant d'acteurs. 27 expéditeurs ont effectué au moins une livraison en décembre 2007, contre 23 en janvier. Les expéditeurs dont l'activité a démarré en 2007 sont, pour l'essentiel, des sociétés de trading et des fournisseurs nouveaux entrants ;
- un marché de taille limitée au regard de la consommation française, mais en croissance, notamment fin 2007 ;
- une activité concentrée dans la zone Nord H et, dans une moindre mesure, dans la zone Est ;
- une croissance significative de la part des acteurs alternatifs dans les livraisons totales.

Les volumes livrés entre opérateurs sur le marché français ont connu une forte croissance entre 2006 et 2007. Ainsi, alors que les volumes échangés au cours du quatrième trimestre 2006 étaient de 28 TWh, ils étaient, au 4<sup>e</sup> trimestre 2007, de 39 TWh. L'activité liée à l'équilibrage de GRTgaz représente moins de 1 % des volumes traités.

Comme l'illustre le graphique suivant, la progression a été particulièrement marquée dans la zone Nord H, où les volumes livrés ont plus que doublé au cours de l'année. Le PEG Nord H est ainsi devenu le premier point d'échange du marché français, avec 20,6 TWh livrés au cours du 4<sup>e</sup> trimestre 2007. Dans les autres zones, la croissance de l'activité a été, au cours de la même période, limitée ou nulle.

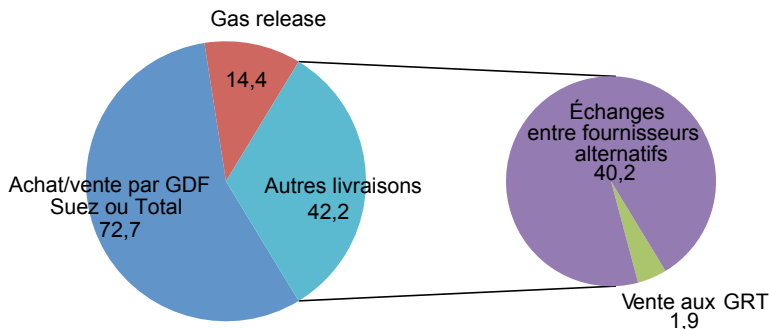
### Livraisons aux Points d'Échange de Gaz (PEG) Hors livraisons de Gas release



Données : GRTgaz, TIGF – Analyse : CRE

Les livraisons sur le marché français en 2007 sont restées très concentrées. 56,3 % des volumes livrés entre opérateurs en 2007 ont été vendus ou achetés par GDF Suez ou Total. Seuls 31,1 % des livraisons ont donc résulté de transactions entre fournisseurs alternatifs. Le graphique suivant détaille les livraisons nominées aux différents PEG en 2007.

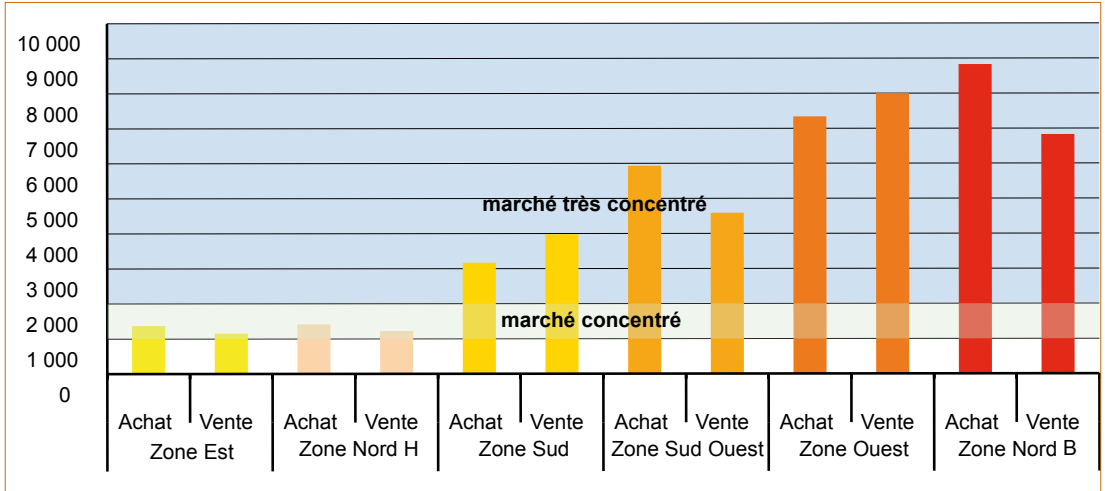
### Livraisons entre opérateurs sur le marché de gros français en 2007 (TWh)



Données : GRTgaz, TIGF – Analyse : CRE

Le graphique suivant illustre la concentration des achats (enlèvements) et des ventes (livraisons) sur les 6 PEG. Les PEG les plus liquides (Nord et Est) sont également ceux sur lesquels les achats sont les moins concentrés. En revanche, les ventes sont très concentrées dans toutes les zones, à l'exception de la zone Est. L'indice de concentration utilisé est l'indice de Herfindahl-Hirschman.

**Indice de concentration (HHI) des livraisons aux PEG en 2007  
Hors livraisons de gaz release**



Données : GRTgaz, TIGF – Analyse : CRE

Toutefois, la concentration élevée observée dans les zones Sud, Ouest, Sud-ouest de Nord-B est, à mettre en regard des faibles volumes échangés dans ces zones.



## 2. L'ÉVOLUTION DES PRIX DAY-AHEAD

### 2.1 Évolution des prix

L'année 2007 a été caractérisée par une période de baisse des prix *day-ahead* sur le PEG Nord, suivie d'une période de forte hausse.

Les prix ont diminué entre janvier et avril 2007, passant de 14 €/MWh à moins de 10 €/MWh. Au cours des huit mois suivants, ils ont, au contraire, connu une hausse marquée, atteignant près de 25 €/MWh en moyenne en décembre.

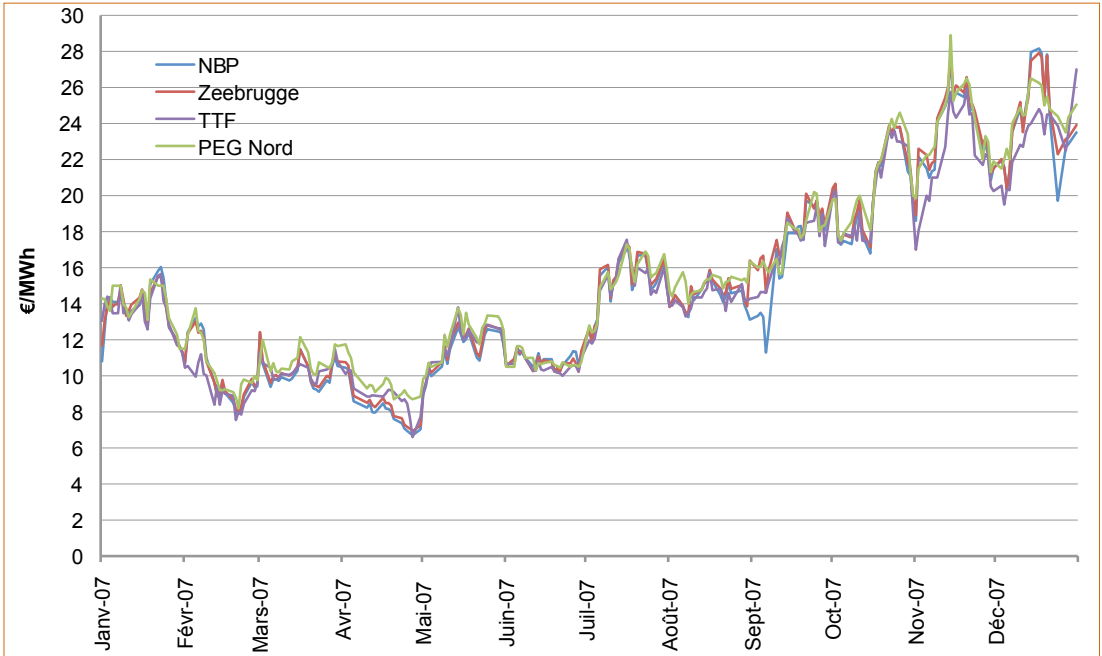
Moyenne mensuelle des prix *day-ahead* sur le PEG Nord en 2006 et 2007



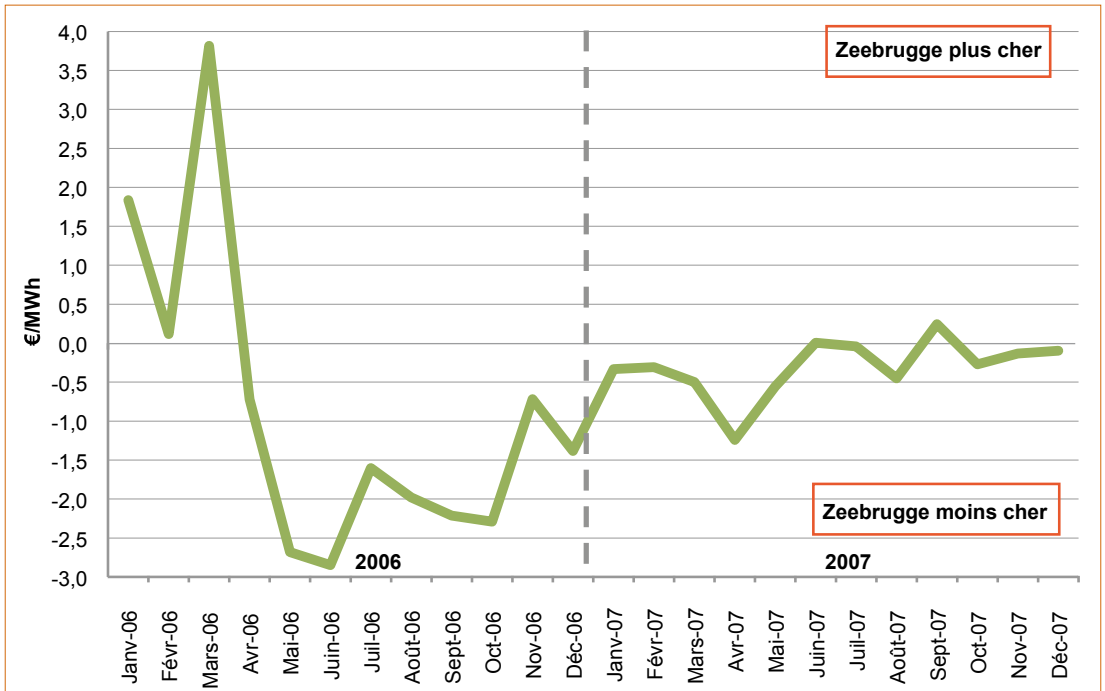
Données : Argus – Analyse : CRE

Les prix PEG Nord sont restés très proches et globalement supérieurs au prix Zeebrugge. Entre les mois de janvier et d'avril 2007, le différentiel de prix s'est accentué, passant de 0,3 €/MWh à 1,2 €/MWh en moyenne mensuelle. Il s'est ensuite progressivement résorbé pour atteindre 0,1 €/MWh en décembre 2007.

Prix day-ahead en 2007



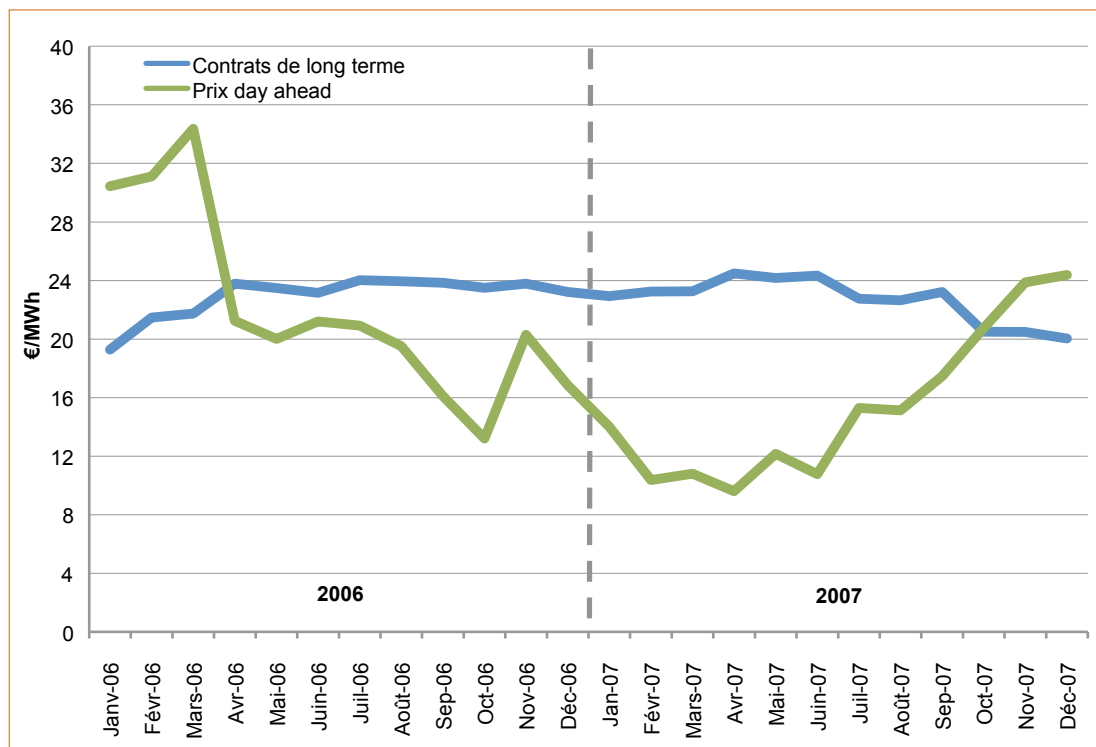
Évolution du différentiel Zeebrugge - PEG Nord entre janvier 2006 et décembre 2007



Données : Argus – Analyse : CRE

Sur l'ensemble de l'année 2007, les prix *day-ahead* sont restés en moyenne 7 € moins chers que les prix des contrats de long terme. Au cours des trois premiers trimestres, et dans la limite des volumes offerts sur le marché il était globalement plus intéressant, pour les opérateurs qui en avaient la possibilité et qui souhaitaient réaliser des arbitrages journaliers, d'acheter du gaz sur les marchés *day-ahead* français que de le faire dans le cadre de contrats d'importation de long terme. À partir d'octobre 2007, le différentiel entre les prix *day-ahead* et ceux des contrats longs terme s'est inversé.

### Comparaison des prix *day-ahead* sur le PEG Nord et des contrats de long terme entre janvier 2006 et décembre 2007



Données : Heren, Argus – Analyse : CRE

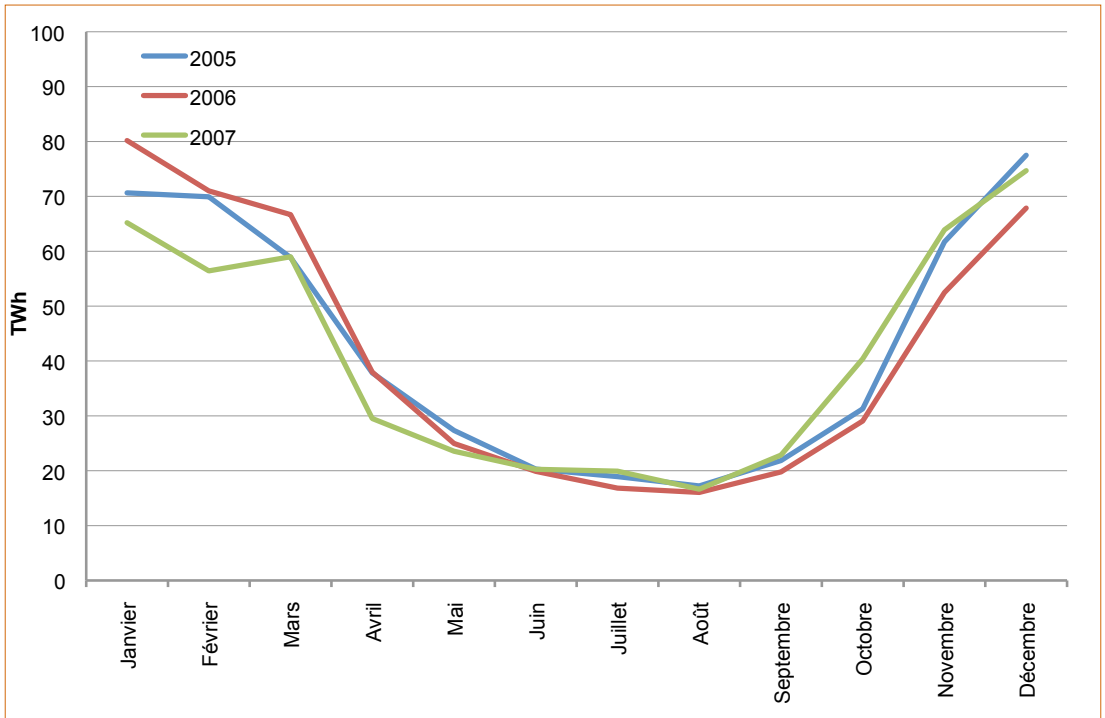
## 2.2 Cohérence avec l'évolution de l'équilibre offre-demande

La CRE a analysé l'évolution du différentiel de prix entre le PEG Nord et les marchés de Zeebrugge et du NBP, et le lien existant avec la situation de l'équilibre offre-demande physique du marché français.

En première analyse, la CRE observe que l'évolution des prix français au PEG Nord et du différentiel avec les prix à Zeebrugge et au NBP a été globalement cohérente avec celle de l'équilibre offre-demande du marché français (consommation, stockage).

- L'hiver 2006/2007 ayant été particulièrement doux, la consommation au cours du premier trimestre 2007 s'est inscrite en baisse significative par rapport aux niveaux constatés les années précédentes à la même période (-17,1 % par rapport à 2006 ; -9,4 % par rapport à 2005).

### Consommation des clients finals sur le marché français

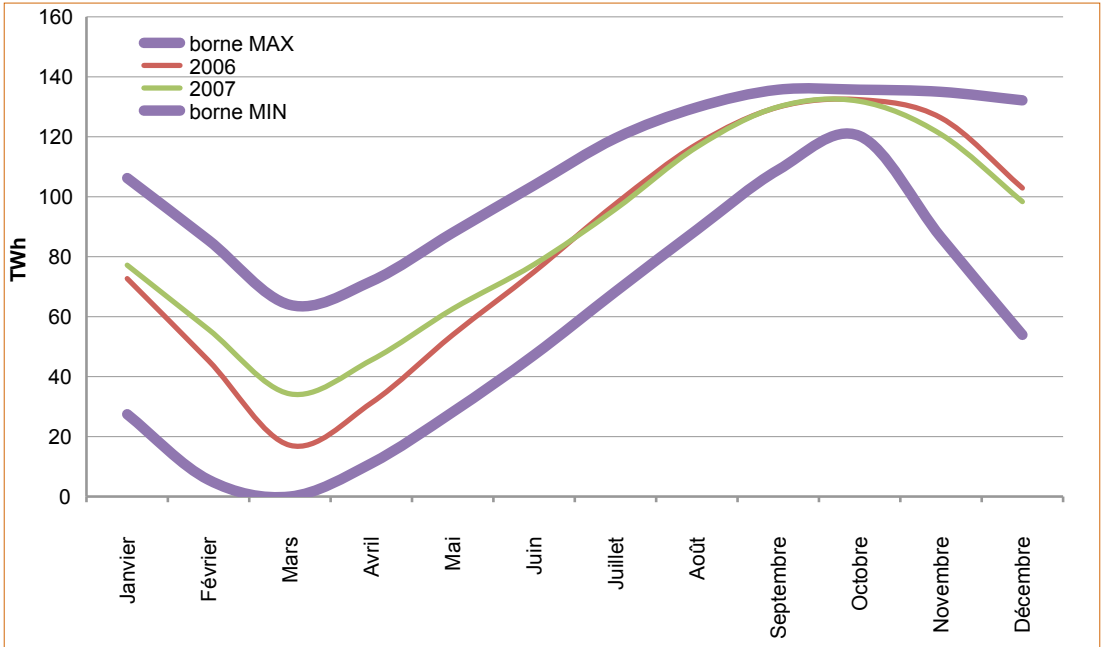


Données : GRTgaz, TIGF – Analyse : CRE

Les données de stockage confirment cette analyse. Au premier trimestre 2007, les niveaux de stockage ont atteint une valeur en hausse historiquement élevée (+23,7 % par rapport à 2006).



### Niveaux des stocks de gaz naturel



Données : GDF Suez, TIGF – Analyse : CRE

La consommation au cours des trois trimestres suivants a ensuite été globalement en ligne avec les niveaux de consommation constatés en 2005 et les niveaux de stockage ont retrouvé des niveaux proches des niveaux constatés en 2006.

### 3. L'APPROVISIONNEMENT ET LES DÉBOUCHÉS DES ACTEURS

La CRE a analysé la structure des approvisionnements et des débouchés de tous les acteurs du marché français du gaz.

Elle observe que, au cours de l'année 2007, l'activité de toutes les familles d'acteurs a fortement progressé.

Elle constate que des différences fondamentales ont persisté entre la situation des fournisseurs disposant d'une situation d'opérateur historique en Europe et les autres fournisseurs, désignés dans ce document comme « nouveaux entrants ». Ces derniers ne se sont appuyés que de manière marginale sur des importations pour s'approvisionner. Ils ont acquis l'essentiel de leur gaz sur le marché français, directement auprès des fournisseurs historiques.

Sur la base des informations collectées par la CRE au cours de l'été 2008 sur les transactions conclues en 2007 sur les produits calendaires et saisonniers 2008 et 2009, la CRE mène une analyse des opérations d'achat et de vente à terme des acteurs. En particulier, elle analyse les effets de la fin des programmes de *Gas release* sur l'approvisionnement et le développement de l'activité des fournisseurs alternatifs.

#### 3.1 Les fournisseurs historiques européens

L'activité des fournisseurs historiques étrangers en France a représenté des volumes de livraison limités (88 TWh d'enlèvements et de livraisons), mais en hausse de plus de 45 % en un an.

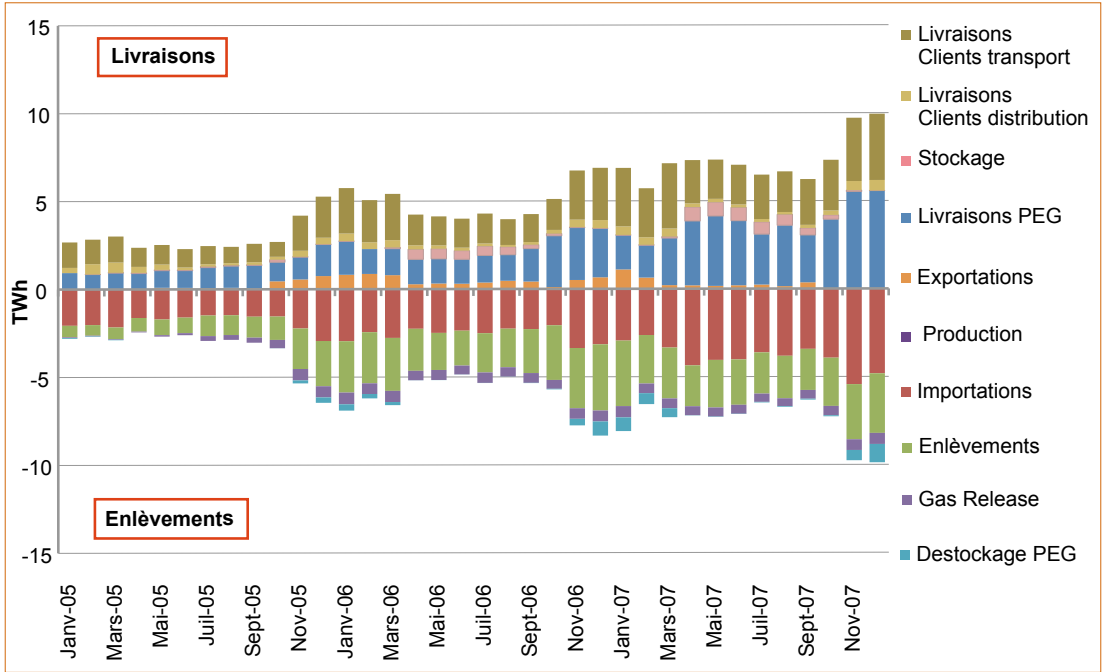
Les approvisionnements des fournisseurs historiques étrangers étaient constitués :

- pour plus de moitié, d'importations de gaz naturel aux différents points d'entrée français ;
- en complément, d'achats réalisés en France auprès d'un nombre limité de contreparties, généralement d'autres opérateurs historiques français et européens ;
- pour certains opérateurs historiques étrangers, et pour une part significative de leurs approvisionnements, des programmes de *Gas release* mis en place dans les zones Sud et Sud-Ouest en 2005.

Ces acteurs ont principalement utilisé ce gaz :

- pour alimenter des clients finals, généralement raccordés au réseau de transport ;
- dans des proportions croissantes, pour le revendre sur le marché de gros français

### Livraisons des opérateurs historiques étrangers



Données : GRTgaz, TIGF – Analyse : CRE

### 3.2 Les fournisseurs nouveaux entrants

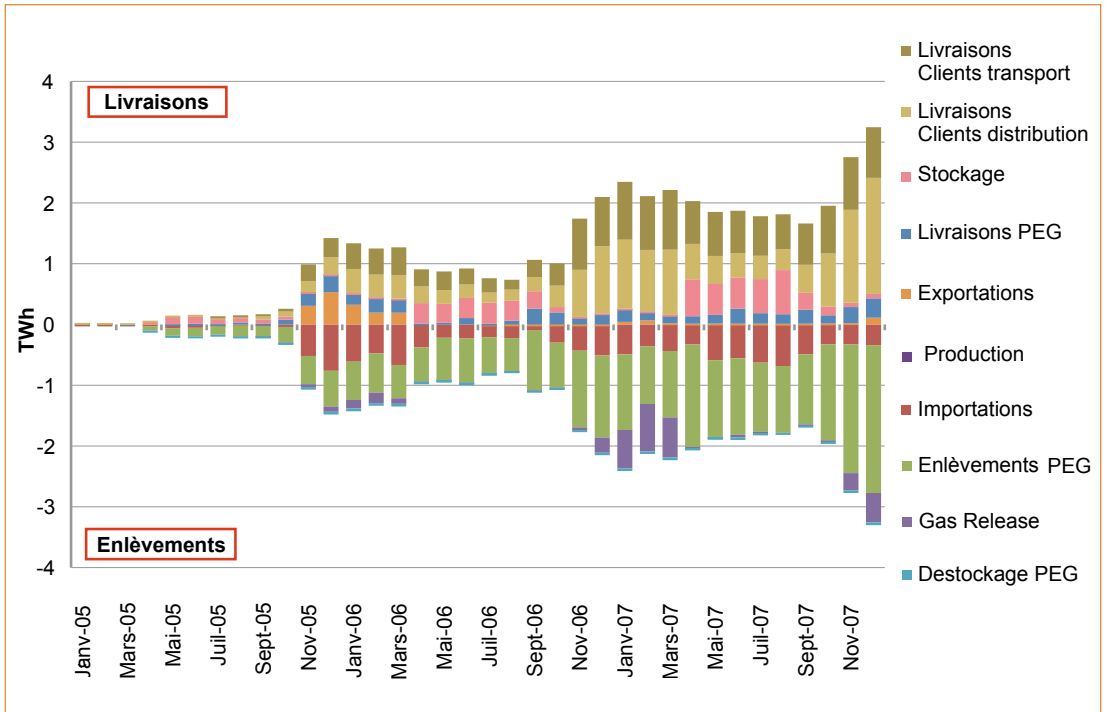
L'activité des fournisseurs nouveaux entrants en France a représenté des volumes de livraison limités (13 TWh d'enlèvements et de livraisons), mais en hausse de près de 60 % en un an.

Les approvisionnements des fournisseurs nouveaux entrants étaient constitués :

- pour l'essentiel, d'achats réalisés auprès d'un nombre limité d'opérateurs historiques français et européens ;
- pour certains acteurs, des programmes de *Gas release* mis en place en 2005 ;
- pour quelques rares acteurs, et de manière très limitée, d'importations.

Ces acteurs ont principalement utilisé ce gaz pour alimenter des clients finals, raccordés aux réseaux de transport ou de distribution.

### Livraisons des expéditeurs nouveaux entrants



Données : GRTgaz, TIGF – Analyse : CRE

### 3.3 Les sociétés de négoce (trading)

L'activité principale des sociétés de trading consiste en des opérations d'achat pour revente sur les marchés de gros français et européens. Certaines sociétés s'appuient, par ailleurs, sur l'utilisation de capacités de stockage obtenues dans le cadre des enchères conduites par les opérateurs de stockage.

L'activité des sociétés de trading en France a représenté des volumes de livraison limités (19 TWh d'enlèvements et de livraisons), mais ces volumes ont presque quadruplé en un an.

Les sociétés de trading ont réalisé leurs achats :

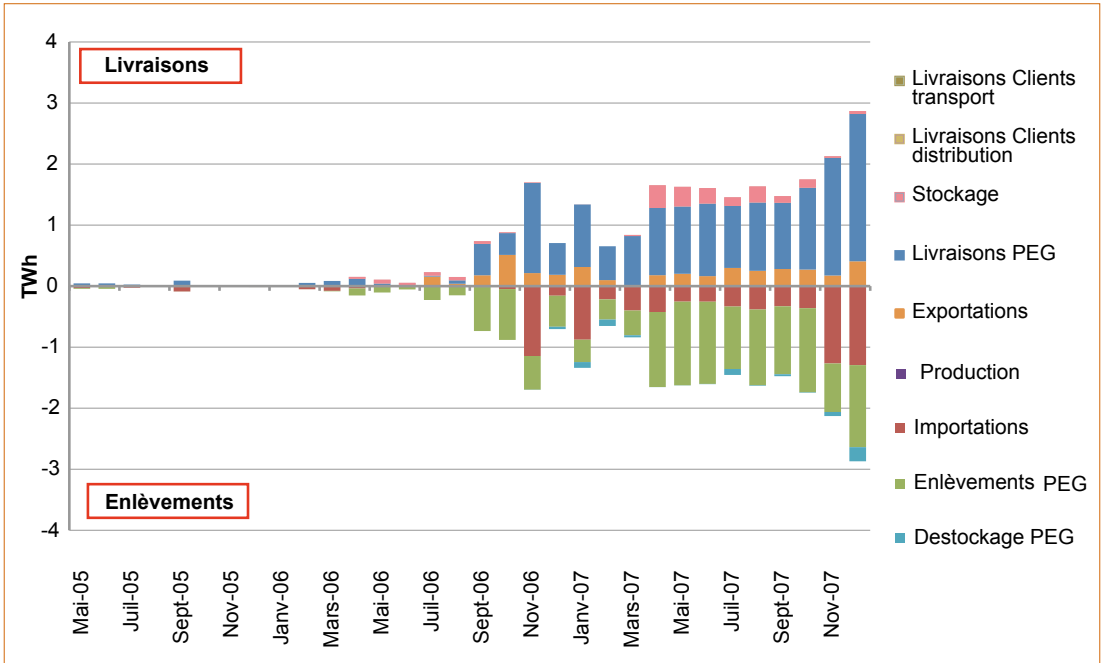
- principalement sur le marché de gros français (PEGs), auprès de contreparties assez variées ;
- dans une moindre mesure, mais de manière croissante, sur les autres marchés européens, notamment en amont de la frontière avec la Belgique.

Ces sociétés ont revendu ce gaz :

- pour l'essentiel, sur le marché de gros français (PEGs), auprès de contreparties assez variées ;
- dans une moindre mesure, sur les autres marchés européens, notamment en aval des frontières belges, allemande et suisse.



### Livraisons des sociétés de trading

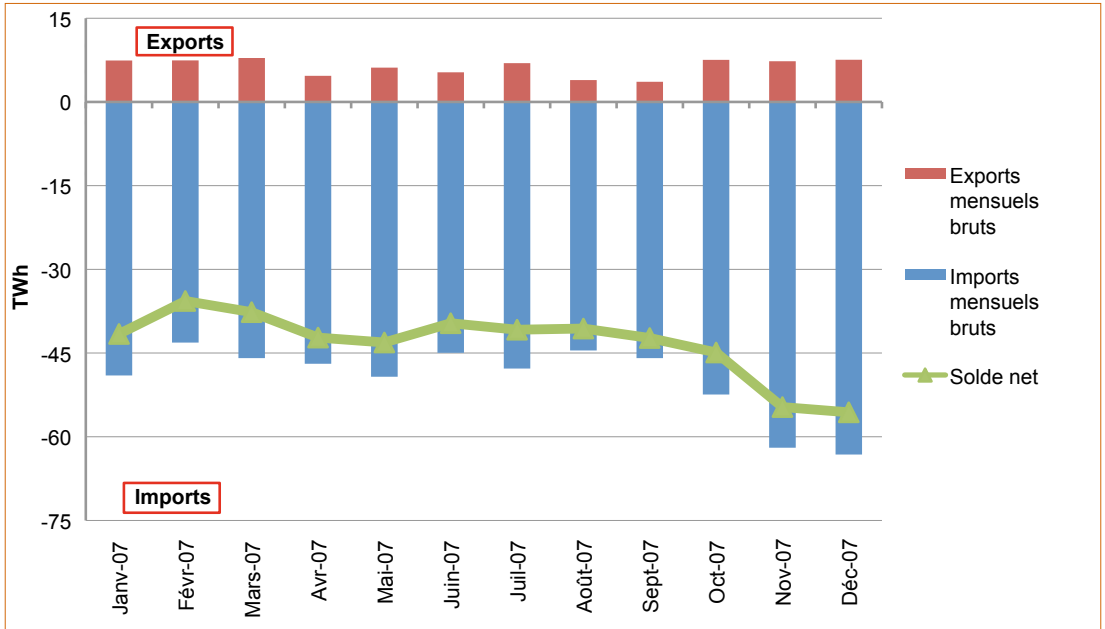


Données : GRTgaz, TIGF – Analyse : CRE

#### 4. LE NÉGOCE TRANSFRONTALIER

Pour couvrir ses besoins de consommation en gaz, la France est importatrice nette de gaz naturel. En 2007, les acteurs du marché français ont nominé 595 TWh d'importations de gaz et 112,6 TWh d'exportations.

##### Importations et exportations brutes aux interconnexions

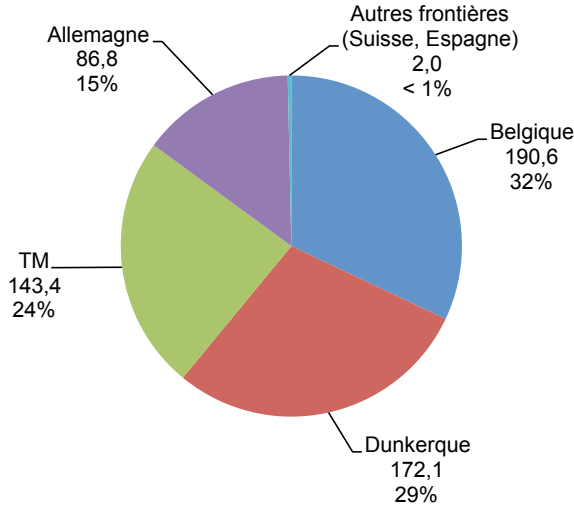


Données : GRTgaz, TIGF – Analyse : CRE

Les importations françaises sont le reflet d'une stratégie d'approvisionnement diversifiée. Les importations de gaz en provenance de la Belgique (Quevy, Taisnières, Blaregnies), de Dunkerque, des terminaux méthaniers (Montoir et Fos) et de l'Allemagne (Obergaillbach) ont ainsi représenté en 2007 respectivement 32,0 %, 28,9 %, 24,1 % et 14,6 % des importations totales.

Les paragraphes suivants analysent les importations et exportations brutes nominées par les acteurs de marché aux interconnexions. Ainsi, même aux points d'entrée qui ne peuvent accueillir que des flux physiques dans le sens des importations, des nominations brutes d'exportation, dites « à rebours », peuvent être réalisées par les acteurs.

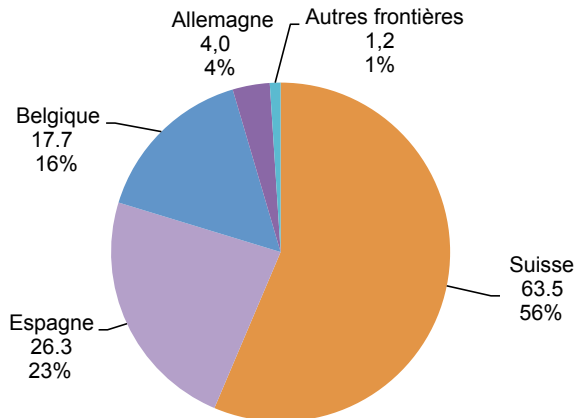
### Importations de gaz naturel aux frontières en 2007 Nominations brutes



Données : GRTgaz, TIGF – Analyse : CRE

Les exportations en provenance de France sont essentiellement liées à des contrats de transit. En 2007, 56,4 % du gaz exporté est passé par la Suisse (Oltin-gue) pour rejoindre l'Italie, tandis que 23,3 % des exportations de gaz se sont dirigées vers l'Espagne (Larrau). La frontière belge (Quevy, Taisnières, Blaregnies), qui a représenté 15,7 % des exportations françaises en 2007, est la seule frontière où ont lieu des échanges significatifs à l'import et à l'export.

### Exportations de gaz naturel aux frontières en 2007 Nominations brutes



Données : GRTgaz, TIGF – Analyse : CRE

En 2007, les opérateurs historiques français ont représenté 89,8 % des importations françaises. Cette même année, leur part de marché à l'export s'est élevée à 94,4 %.

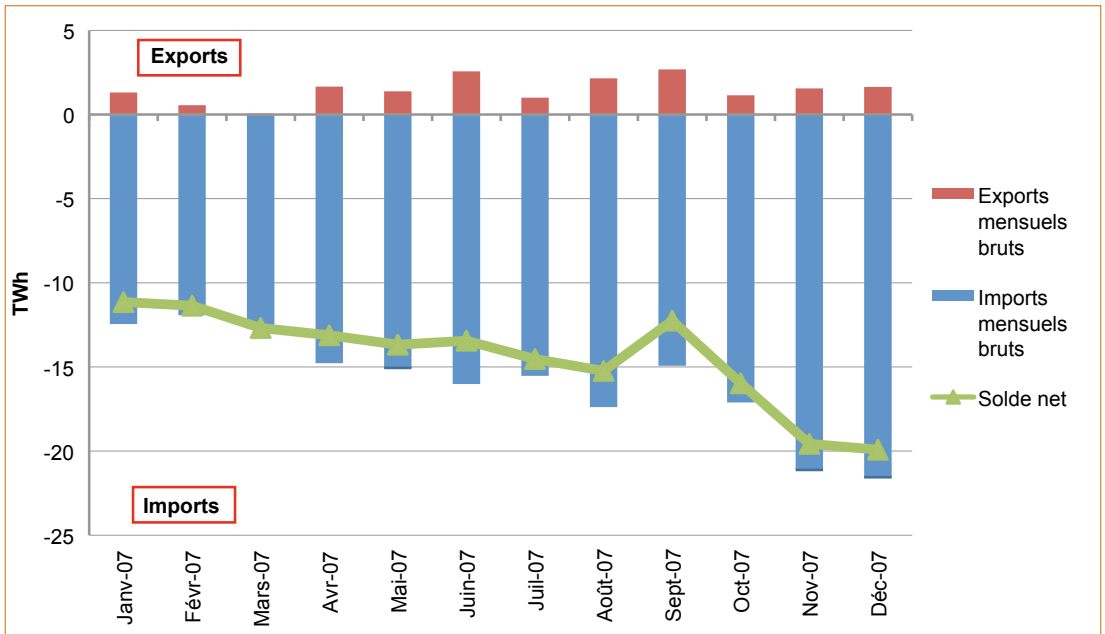
#### 4.1 France-Belgique (Quevy, Taisnières, Blaregnies)

Le marché français a été importateur net de Belgique d'environ 173 TWh en 2007. La frontière France-Belgique a été, en 2007, la seule frontière où des échanges significatifs à l'import et à l'export ont été constatés. Les acteurs actifs sur cette frontière ont nominé 190TWh d'importations, mais également 17 TWh d'exportations<sup>18</sup>.

Le nombre de sociétés actives sur cette frontière est passé de 9 à 13 au cours de l'année 2007. Le nombre de sociétés actives à l'import uniquement est notamment passé de 3 à 9, lorsque les autres catégories de sociétés diminuaient légèrement. Les nouveaux participants sont essentiellement des sociétés de trading. Les acteurs actifs à cette frontière restent essentiellement des opérateurs historiques français ou européens.

Les opérateurs alternatifs ont effectué en 2007 plus de 12 % des importations et près de 15 % des exportations.

#### Importations et exportations brutes à l'interconnexion France-Belgique

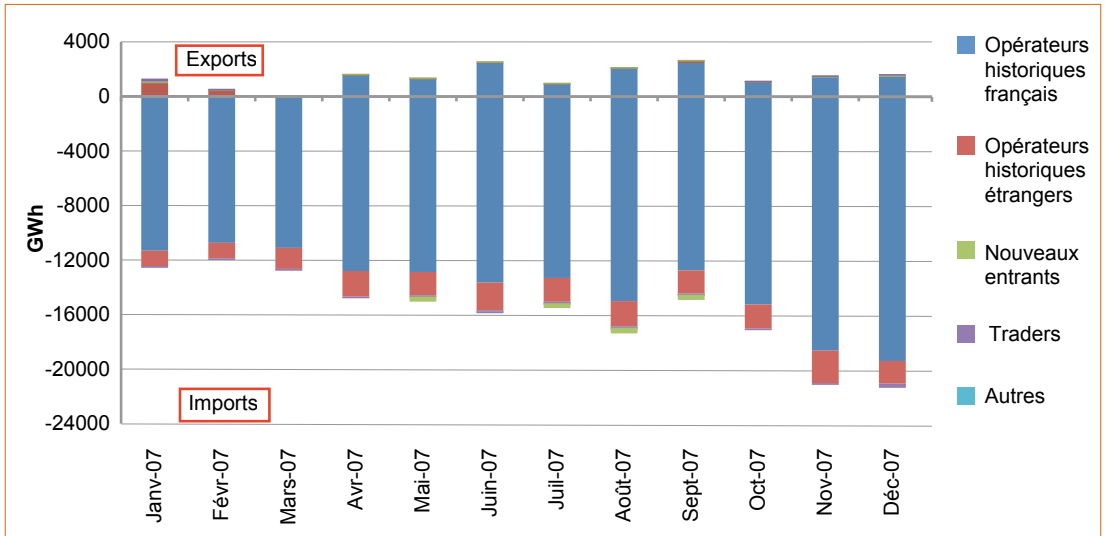


Données : GRTgaz – Analyse : CRE

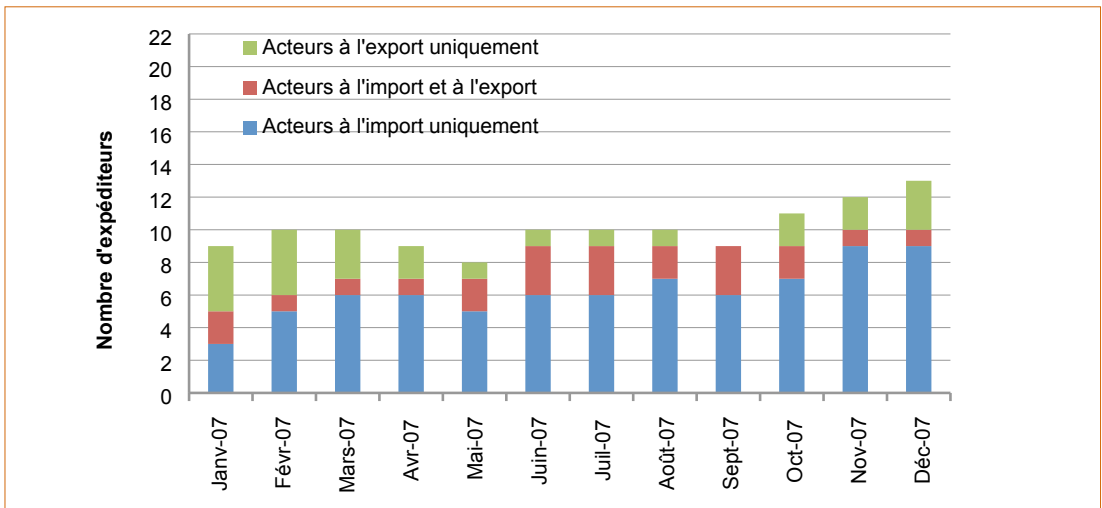




### Importations et exportations brutes à l'interconnexion France-Belgique par catégories d'acteurs

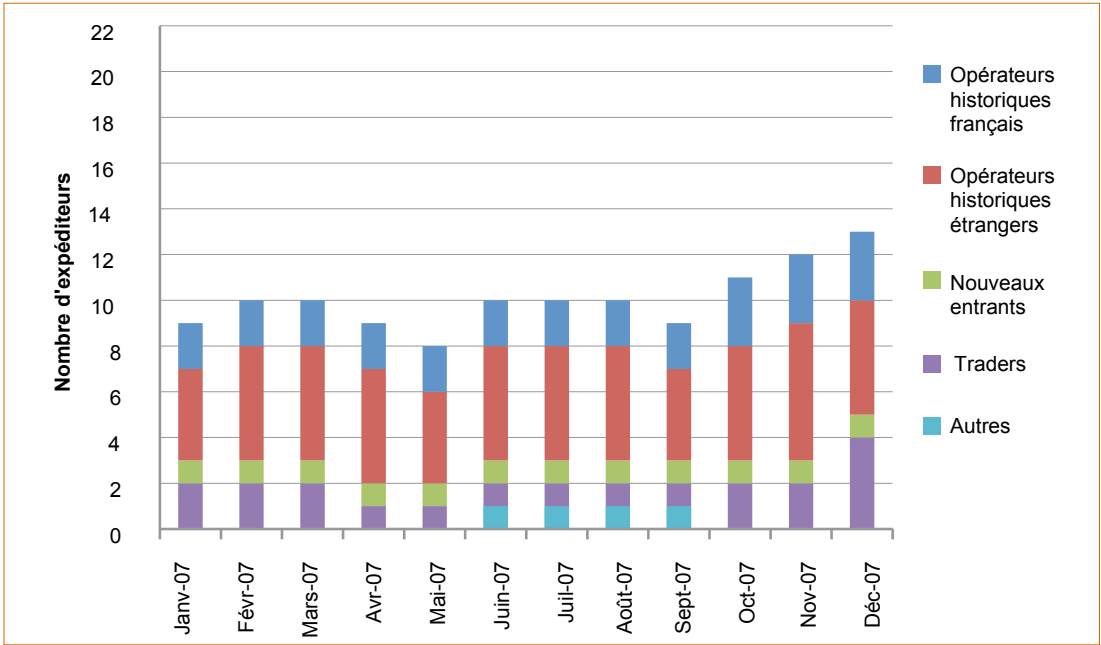


### Nombre de participants à l'interconnexion France-Belgique

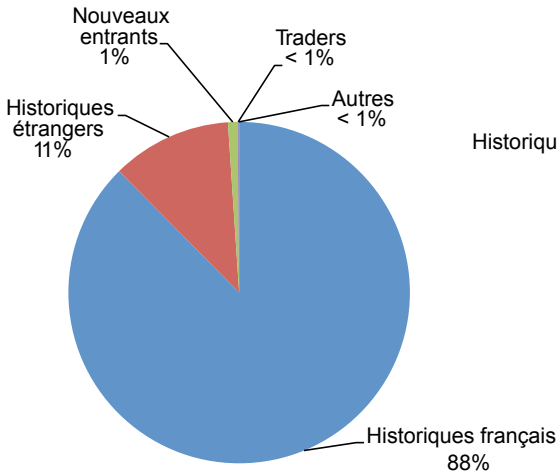


Données : GRTgaz – Analyse : CRE

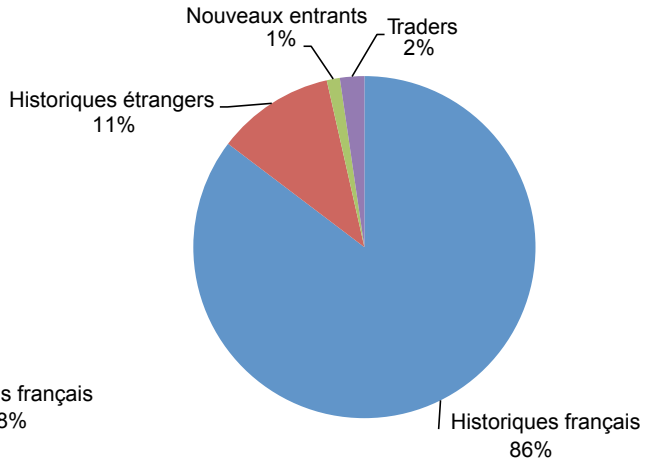
### Nombre de participants par catégories de participants à l'interconnexion France-Belgique



### Importations brutes de Belgique en 2007



### Exportations brutes vers la Belgique en 2007



Données : GRTgaz – Analyse : CRE

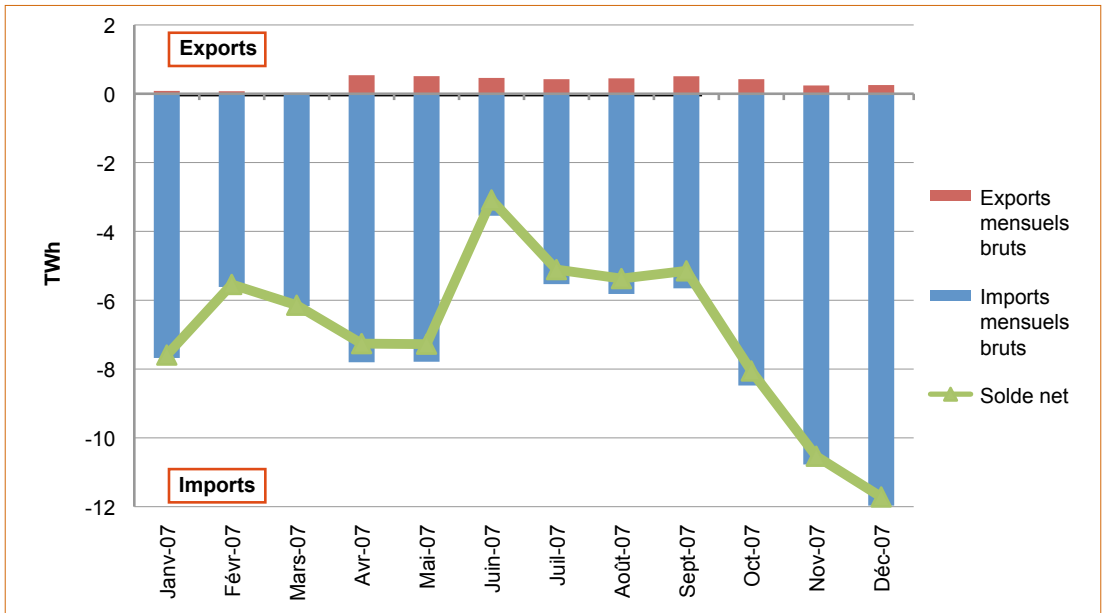
#### 4.2 France-Allemagne (Obergailbach)

Le marché français a été importateur net d’Allemagne d’environ 83 TWh en 2007. Les acteurs actifs sur cette frontière ont nominé 87 TWh d’importations, mais également 4 TWh d’exportations<sup>19</sup>.

En moyenne, chaque mois, 12 sociétés ont été actives sur cette frontière au cours de l’année 2007. Il s’agit, pour la plupart, d’opérateurs actifs à l’import uniquement. Les nouveaux participants sont essentiellement des sociétés de trading. Seule la moitié des acteurs actifs à cette frontière sont des opérateurs historiques français ou européens. En particulier, les sociétés de trading ont représenté le quart des acteurs actifs.

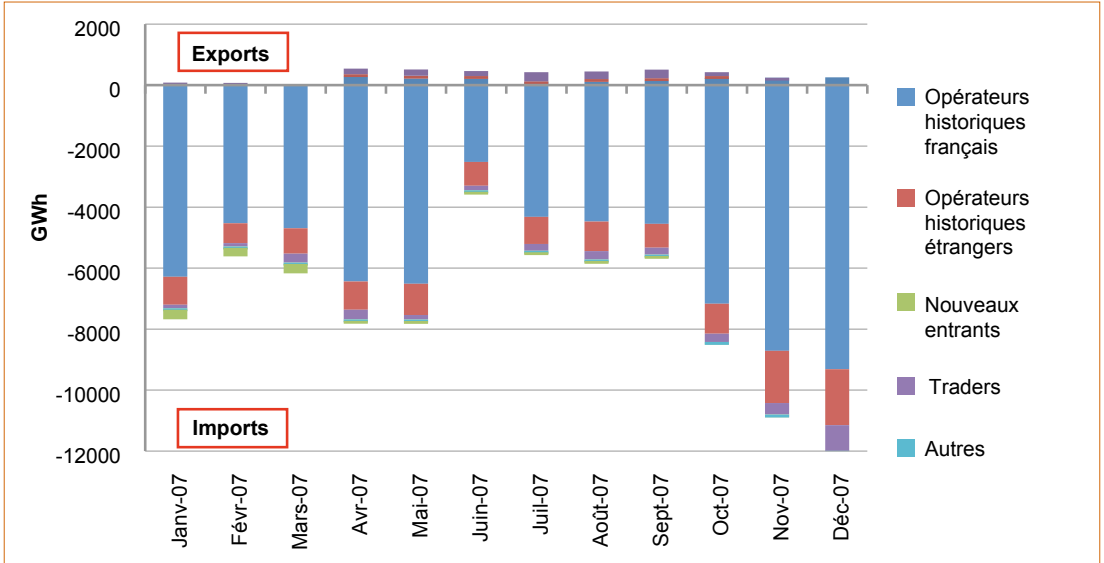
La frontière allemande est, avec la frontière belge, celle où les flux ont été les moins concentrés et qui a compté le plus grand nombre d’acteurs actifs. En 2007, les opérateurs alternatifs ont effectué 20 % des importations de gaz naturel.

#### Importations et exportations brutes à l’interconnexion France-Allemagne

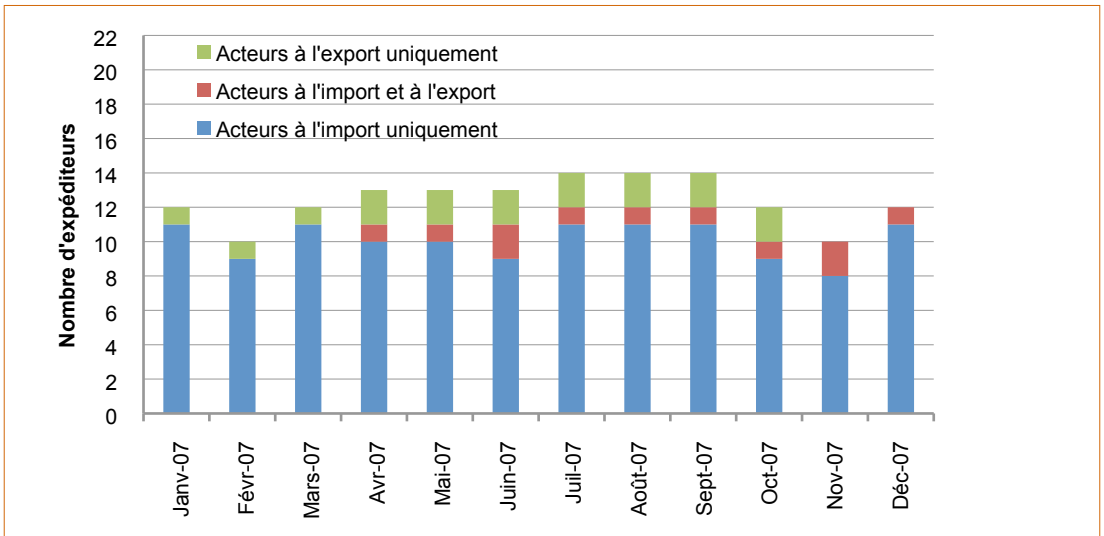


Données : GRTgaz – Analyse : CRE

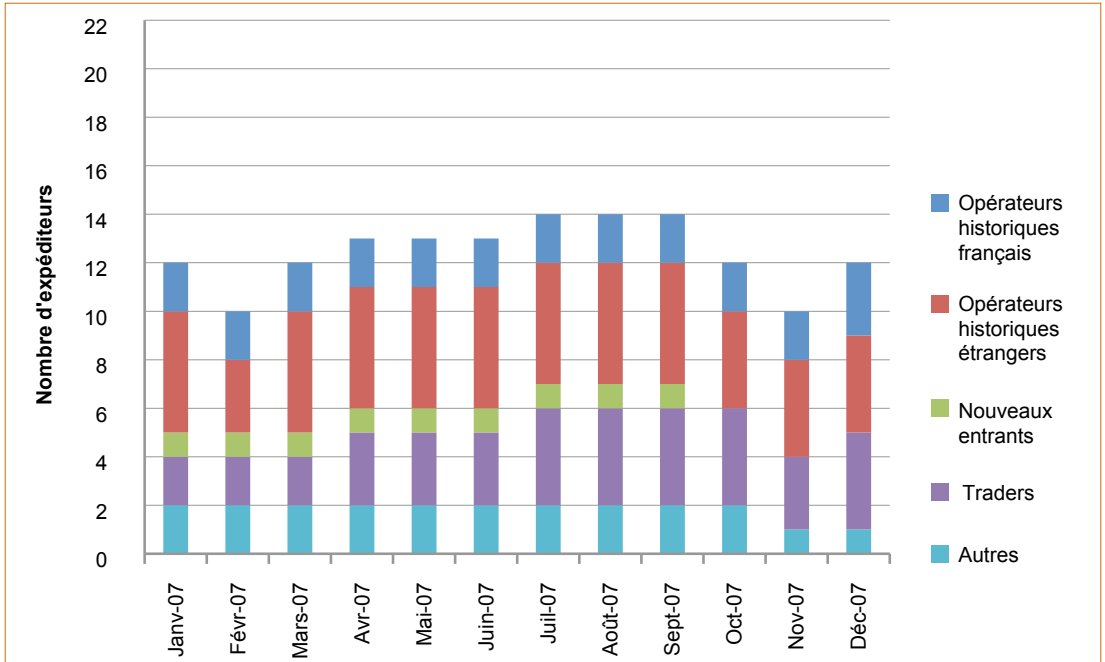
### Importations et exportations brutes à l'interconnexion France-Allemagne par catégories d'acteurs



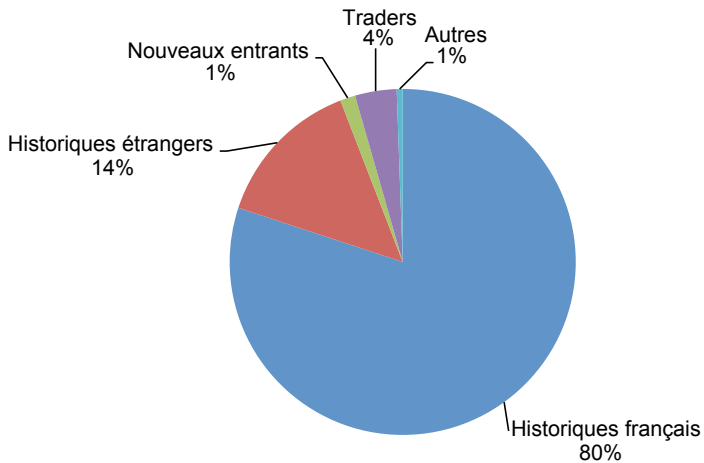
### Nombre de participants à l'interconnexion France-Allemagne



### Nombre de participants par catégories de participants à l'interconnexion France-Allemagne



### Importations brutes d'Allemagne en 2007



Données : GRTgaz – Analyse : CRE

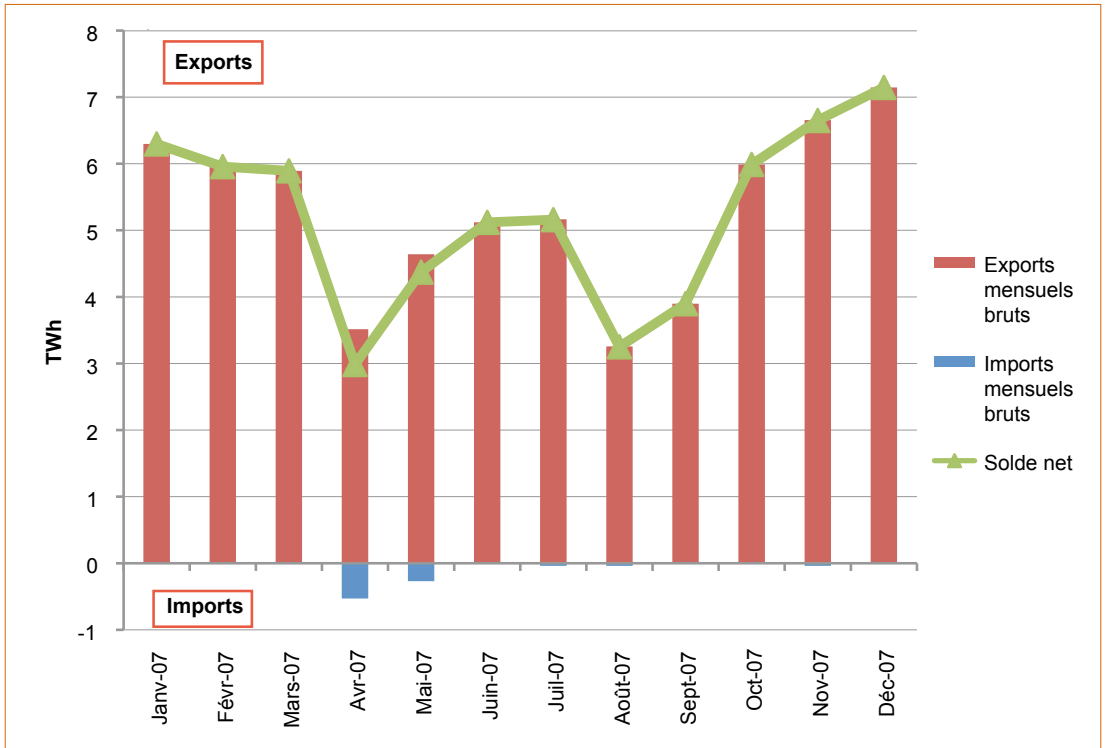
### 4.3 France-Suisse (Oltingue)

Le marché français a été exportateur net vers la Suisse d'environ 63 TWh en 2007. Les acteurs actifs sur cette frontière ont nominé environ 64 TWh d'exportations, mais également près de 1 TWh d'importations<sup>20</sup>.

Entre le début et la fin de l'année 2007, le nombre d'opérateurs actifs sur cette frontière a doublé. Alors que seules 3 à 4 sociétés livraient du gaz à cette frontière en début d'année, elles étaient jusqu'à 7 à le faire en fin d'année. Les nouveaux participants sont essentiellement des sociétés de trading et les opérateurs actifs sont constitués quasi exclusivement de sociétés actives à l'export uniquement.

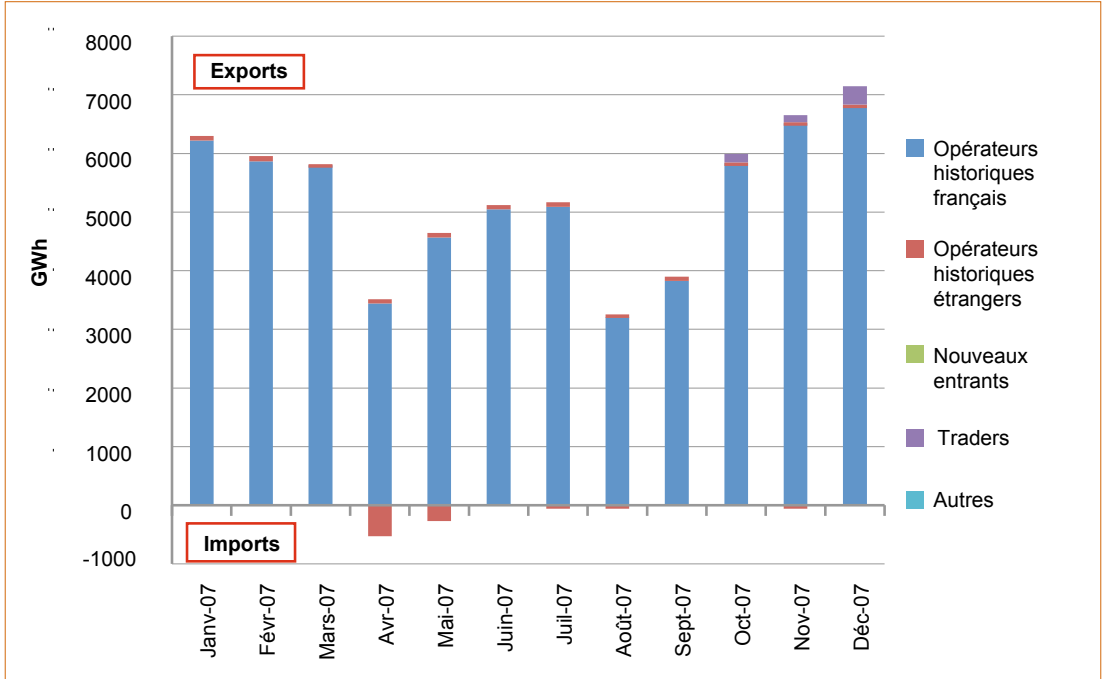
En volume, les contrats historiques de transit de gaz à destination de l'Italie n'ayant pas été remis en cause, GDF Suez est, toutefois, resté à l'origine de la quasi-totalité des exportations vers la Suisse.

#### Importations et exportations brutes à l'interconnexion France-Suisse

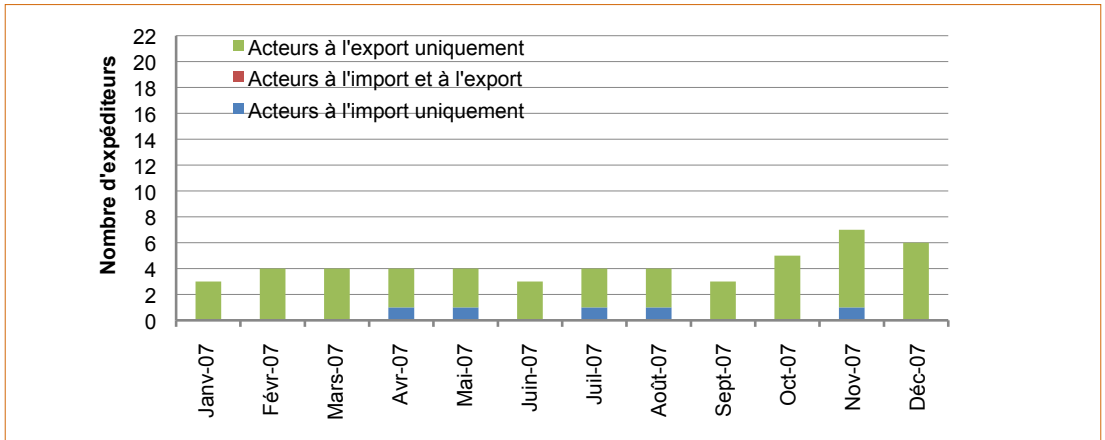




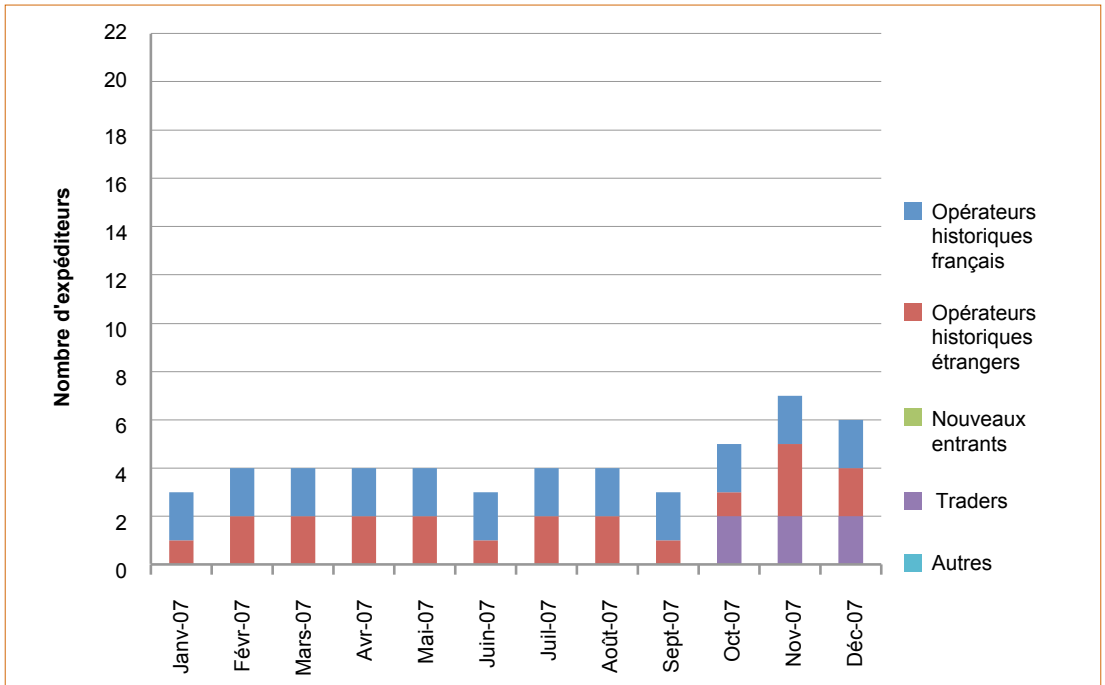
### Importations et exportations brutes à l'interconnexion France-Suisse par catégories d'acteurs



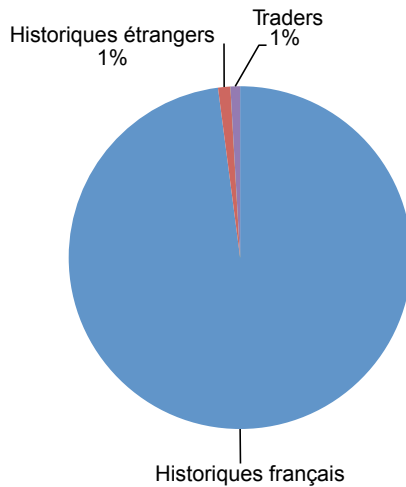
### Nombre de participants à l'interconnexion France-Suisse



### Nombre de participants par catégories de participants à l'interconnexion France-Suisse



### Exportations brutes vers la Suisse en 2007



Données : GRTgaz – Analyse : CRE





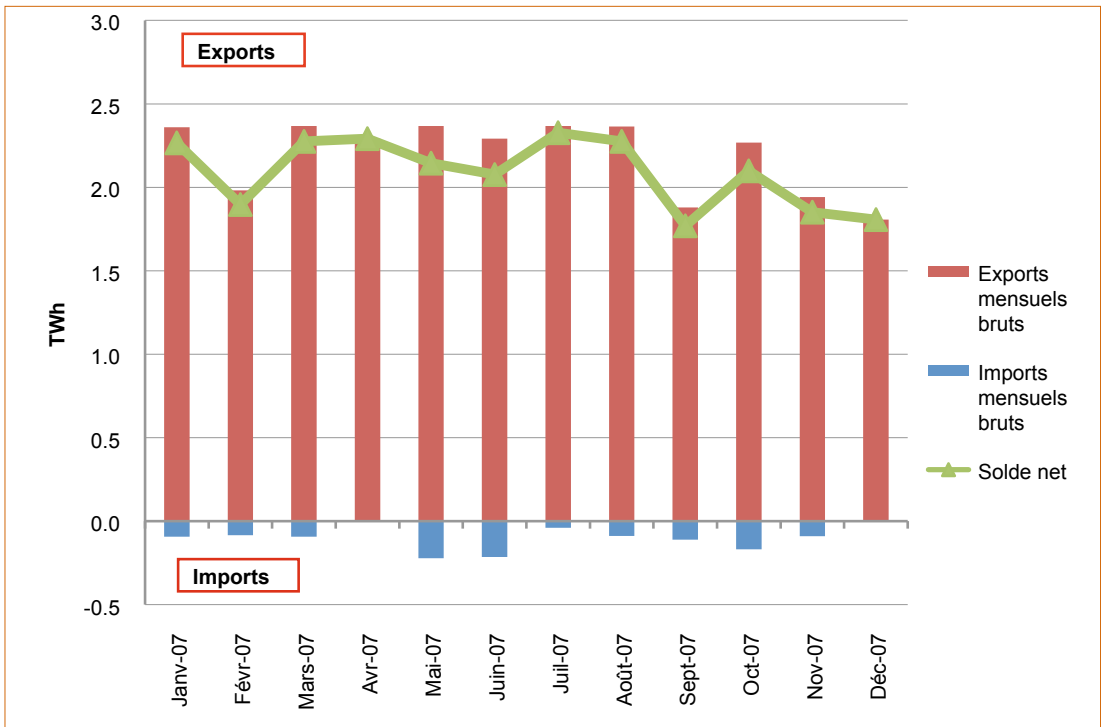
#### 4.4 France-Espagne (Biriadou-Larrau)

Le marché français a été exportateur net vers l'Espagne d'environ 25 TWh en 2007. Les acteurs actifs sur cette frontière ont nominé environ 26 TWh d'exportations, mais également plus de 1 TWh d'importations.

En moyenne, chaque mois, 2 à 3 sociétés ont été actives sur cette frontière au cours de l'année 2007. La plupart des acteurs actifs à cette frontière sont des opérateurs historiques français et européens.

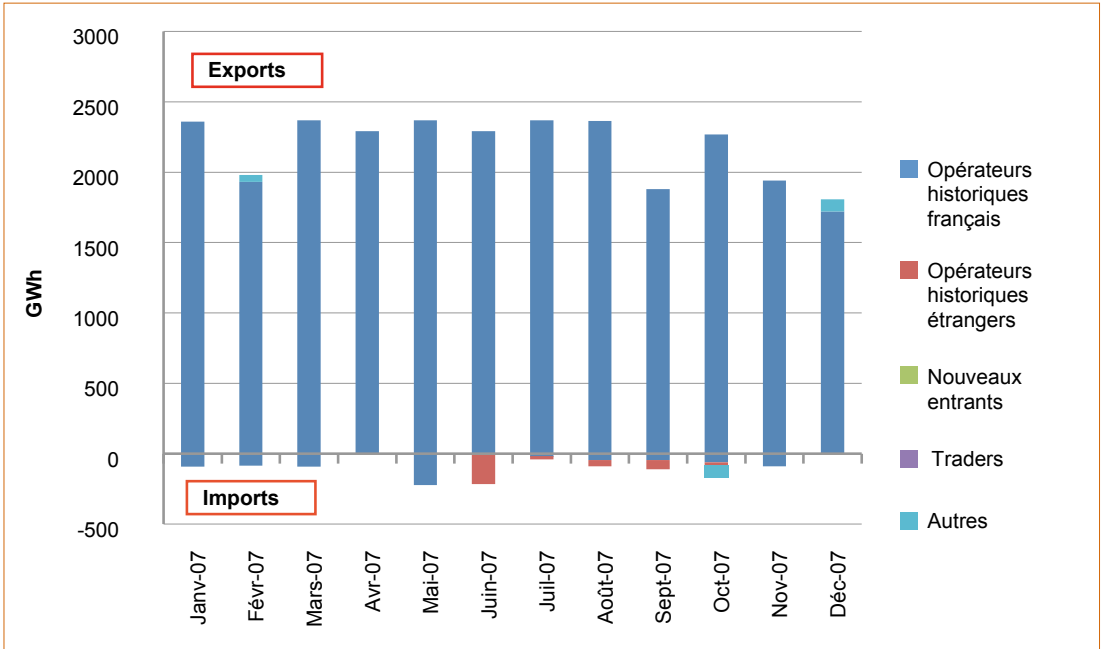
En volume, les contrats historiques de transit de gaz à destination de l'Espagne n'ayant pas été remis en cause, GDF Suez est resté à l'origine, avec Total, de la quasi-totalité des exportations vers l'Espagne.

#### Importations et exportations brutes à l'interconnexion France Espagne

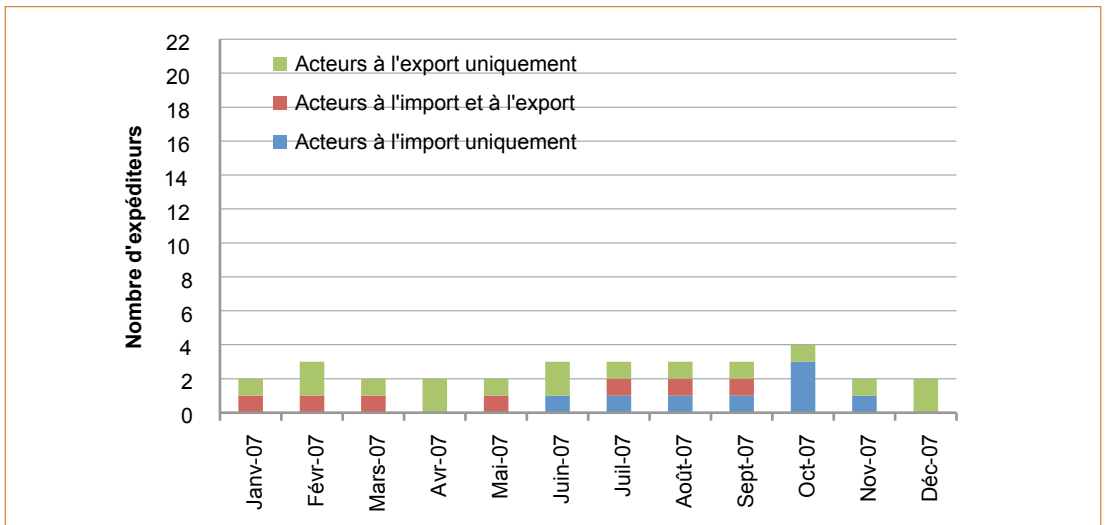


Données : TIGF – Analyse : CRE

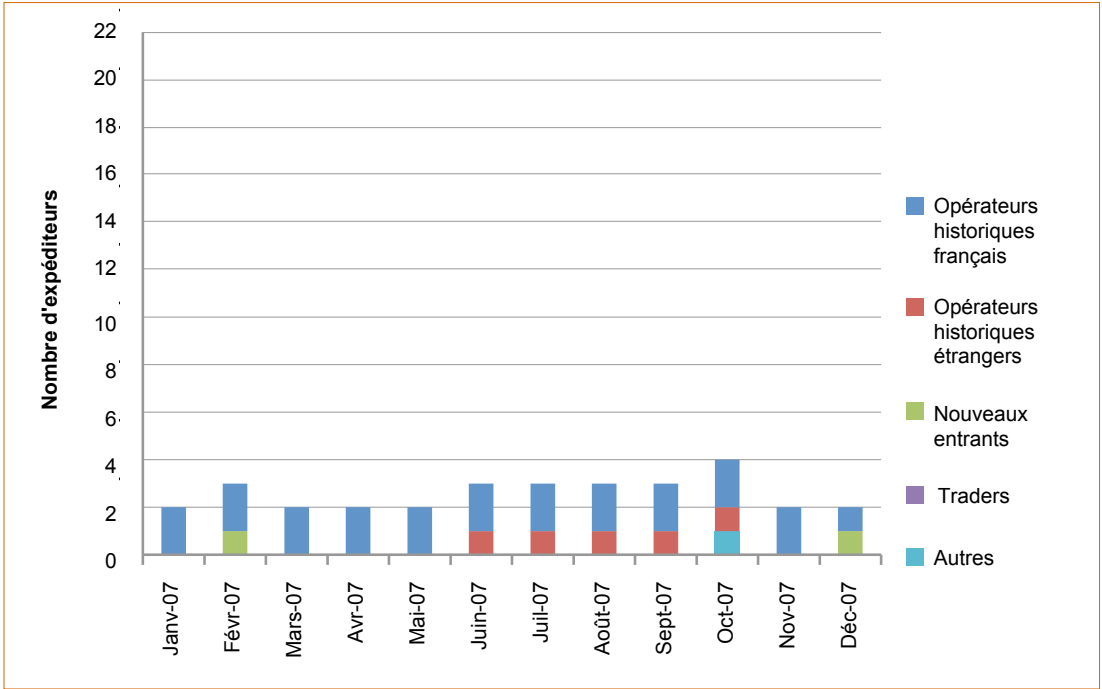
### Importations et exportations brutes à l'interconnexion France-Espagne par catégories d'acteurs



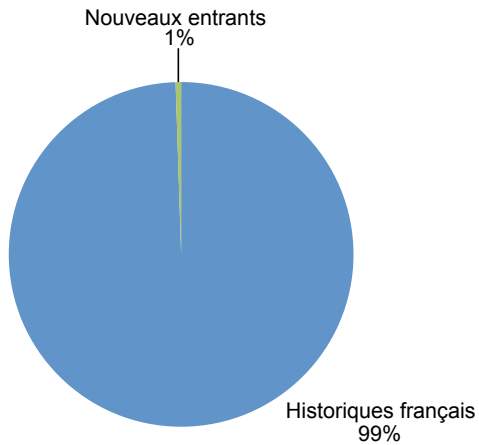
### Nombre de participants à l'interconnexion France-Espagne



### Nombre de participants par catégories de participants à l'interconnexion France-Espagne



### Exportations brutes vers l'Espagne en 2007



Données : TIGF – Analyse : CRE

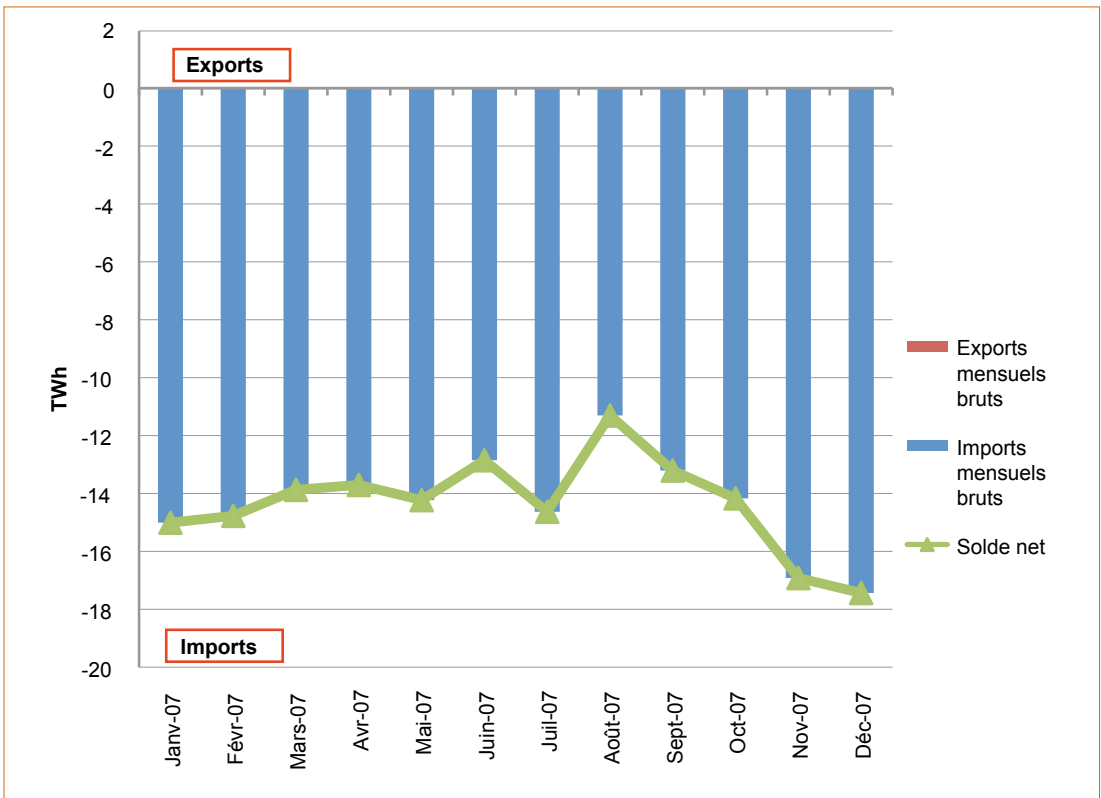
#### 4.5 France-Mer du Nord (Dunkerque)

Le marché français a été importateur net à Dunkerque d'environ 172 TWh en 2007.

En moyenne, chaque mois, 6 à 8 sociétés ont été actives sur cette frontière. Il s'agit pour l'essentiel d'opérateurs historiques français ou européens. Toutefois, quelques opérateurs nouveaux entrants et traders sont intervenus à ce point d'entrée en 2007.

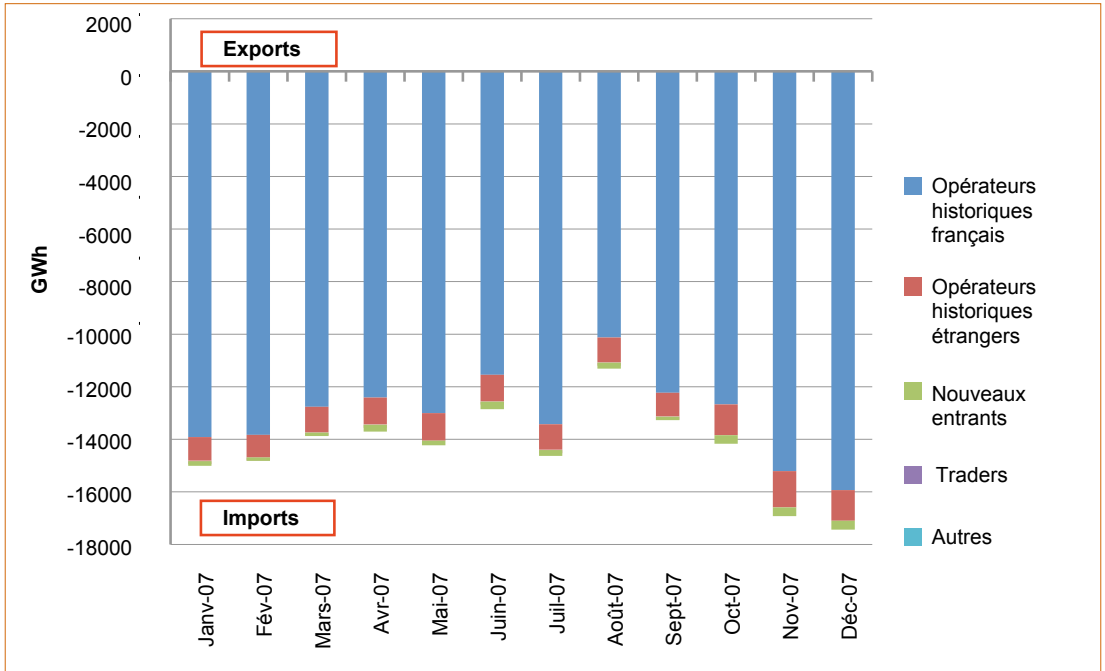
GDF Suez et Total ont représenté, en 2007, 91 % des importations de gaz naturel.

##### Importations et exportations brutes à l'interconnexion France-Mer du Nord

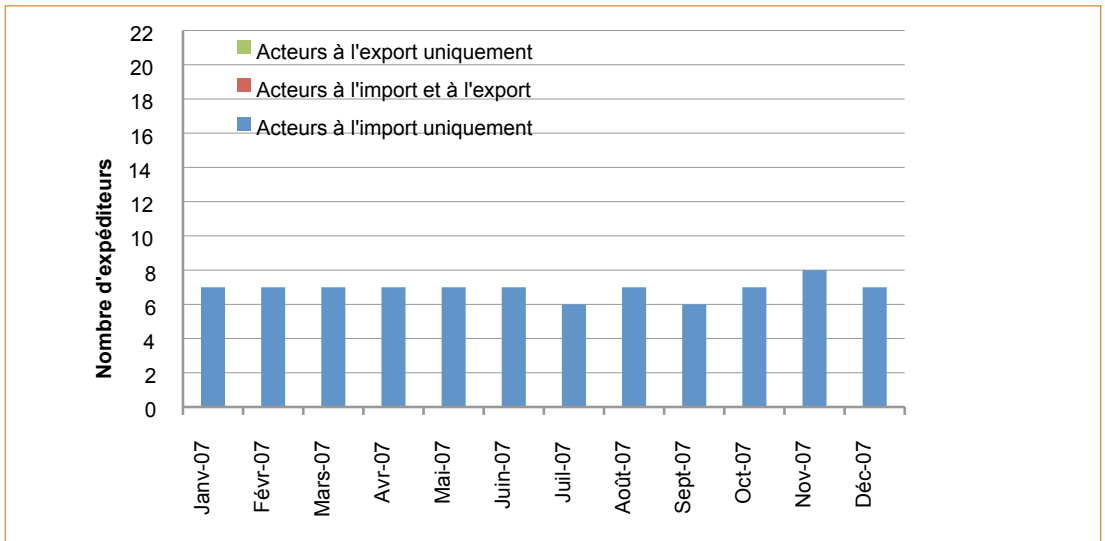




### Importations et exportations brutes à l'interconnexion France-Mer du Nord par catégories d'acteurs

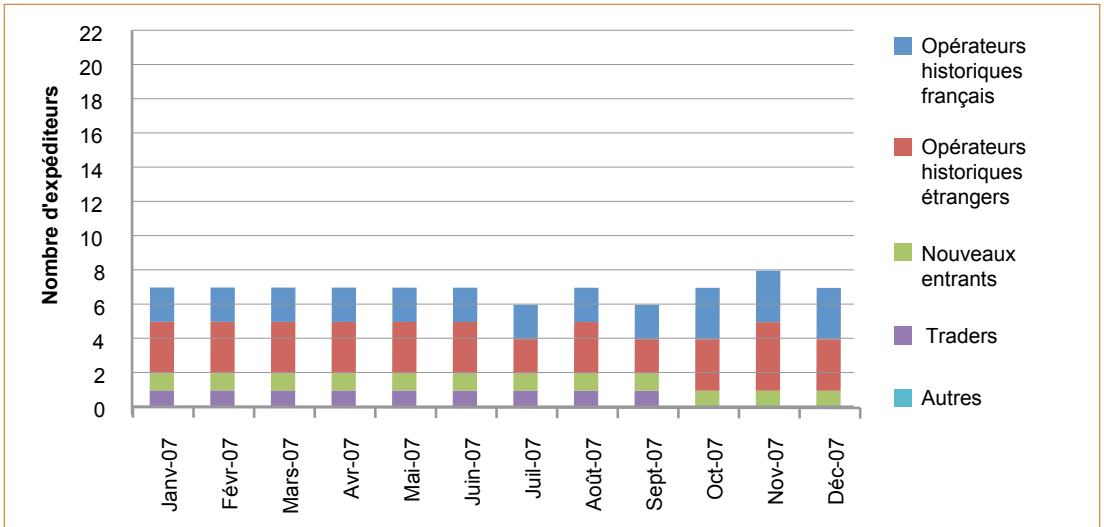


### Nombre de participants à l'interconnexion France-Mer du Nord



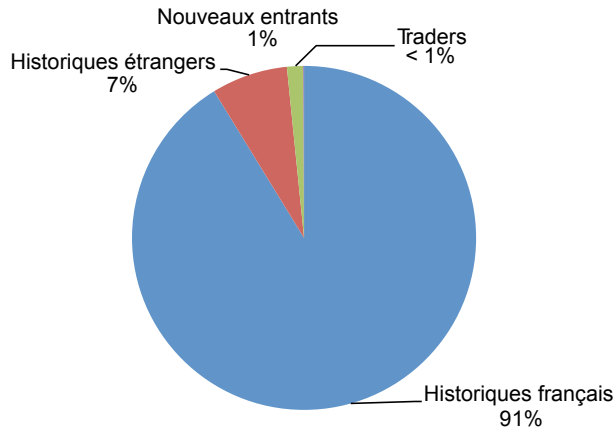


### Nombre de participants par catégories de participants à l'interconnexion France-Mer du Nord



Données : GRTgaz – Analyse : CRE

### Importations brutes de Mer du Nord en 2007



Données : GRTgaz – Analyse : CRE

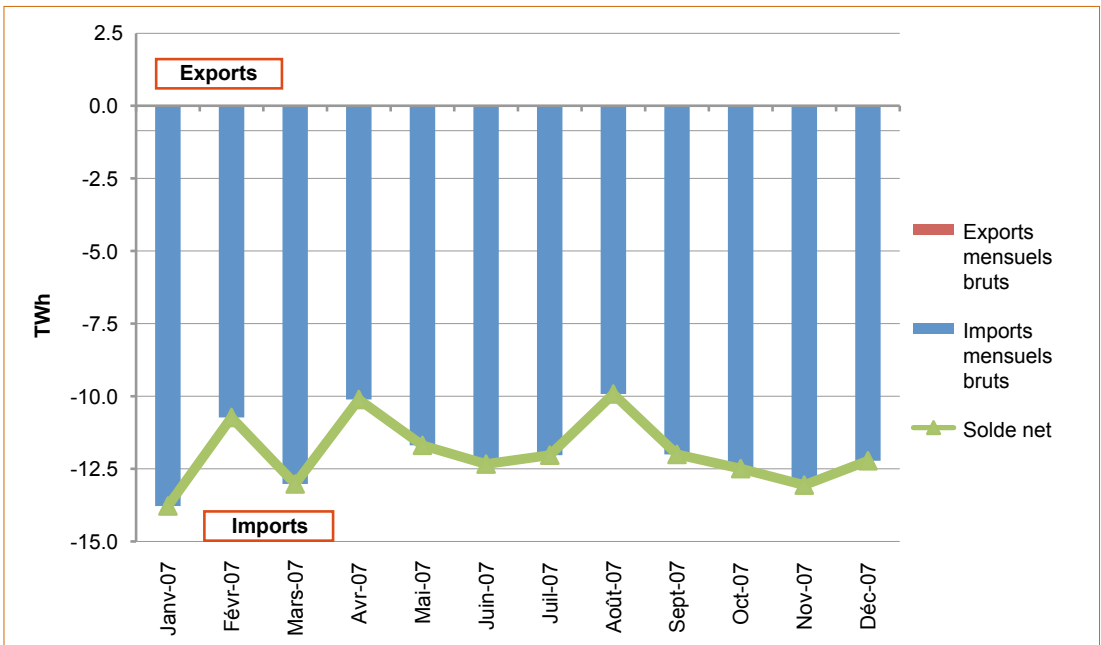


#### 4.6 GNL (Fos et Montoir)

Le marché français a été importateur net de GNL d'environ 143 TWh en 2007.

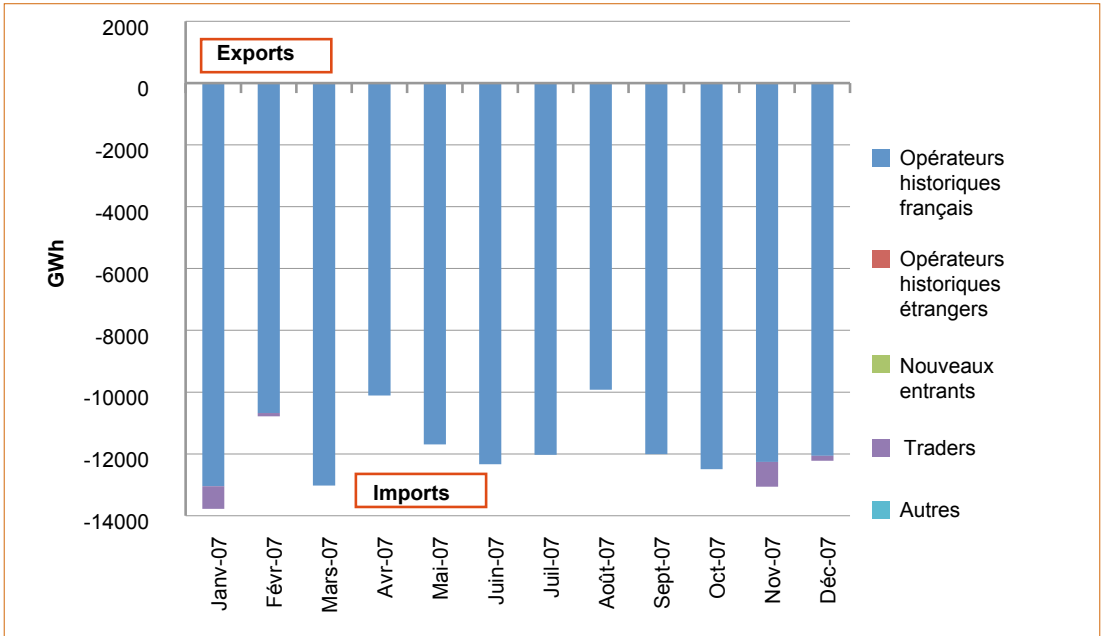
GDF Suez a été à l'origine de la quasi-totalité des importations de GNL en France.

##### Importations et exportations brutes de GNL aux Terminaux méthaniers

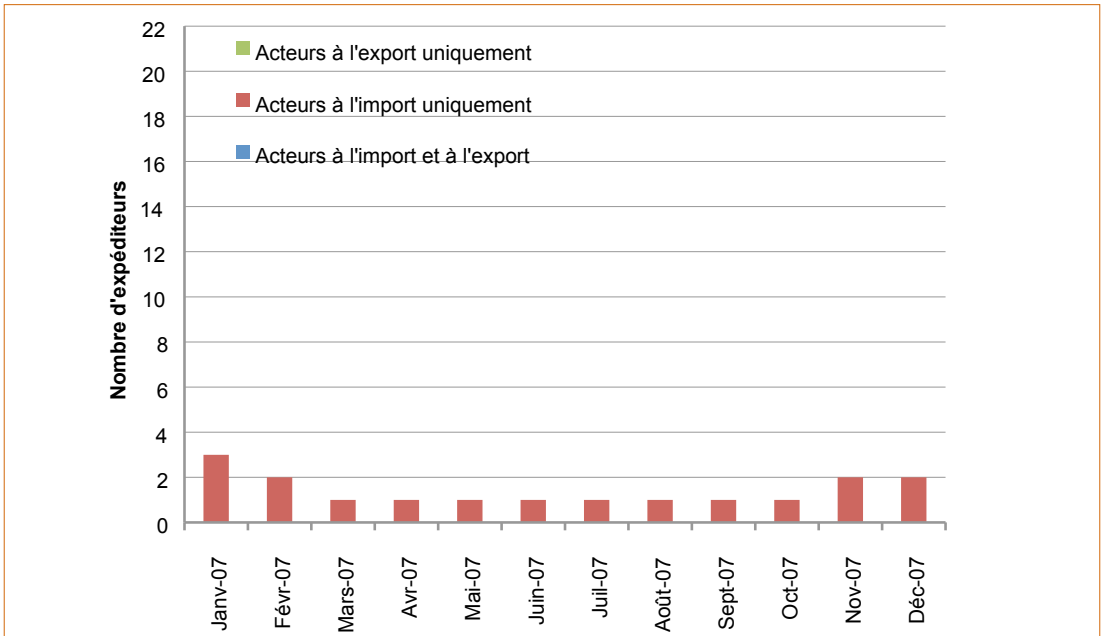


Données : GRTgaz – Analyse : CRE

### Importations et exportations brutes de GNL aux Terminaux méthaniers par catégories d'acteurs

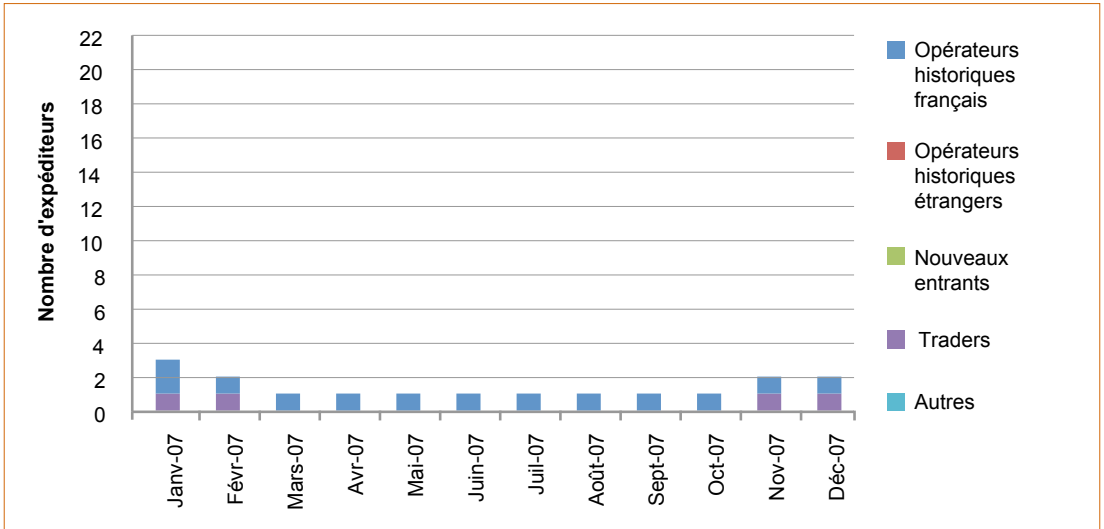


### Nombre de participants aux Terminaux méthaniers

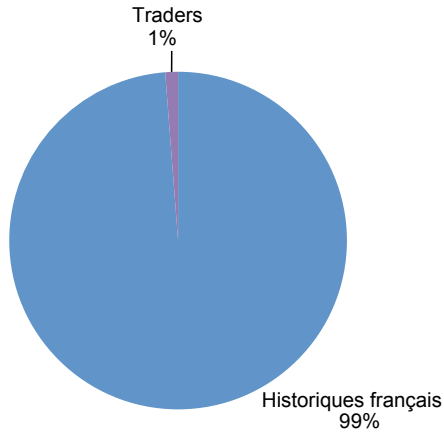




### Nombre de participants par catégories de participants aux Terminaux méthaniers



### Importations brutes de GNL aux Terminaux méthaniers en 2007



Données : GRTgaz – Analyse : CRE

À eux seuls, les opérateurs historiques français ont concentré sur ces deux frontières 98,4 % des exports.

# Notes

- 1** Calculs effectués sur la base des élasticités du prix à la demande et à l'offre sur Powernext pour chaque heure de l'année.
- 2** Calculs effectués sur la base des élasticités du prix à la demande et à l'offre sur Powernext pour chaque heure de l'année.
- 3** Les prévisions sont réparties en trois catégories :
  - court terme : prévisions pour les 7 jours à venir ( $J+1$  à  $J+7$ ) ;
  - moyen terme : prévisions pour les 13 semaines à venir ( $S+2$  à  $S+13$ ) ;
  - long terme : prévisions pour les 36 mois à venir ( $M+4$  à  $M+36$ ).
- 4** La période de livraison des produits vendus dans le cadre des programmes de Gas release s'établissait de janvier 2005 à décembre 2008
- 5** Voir définition page 14.
- 6** Le prix quotidien des commodités étudiées dépend très fortement du prix de la veille. Or, en statistique, on ne peut pas appliquer de modèle économétrique simple à des séries dont chaque point dépend du point précédent (séries dites non stationnaires). Néanmoins, dans certains cas, on peut mettre en évidence une relation de cointégration entre de telles séries, qui reflète l'existence d'un « équilibre de long terme » entre ces séries, et qui permet de modéliser leurs relations. Des séries cointégrées, ou encore reliées par un « équilibre de long terme », ne peuvent pas évoluer en sens contraire sur une période longue : elles sont ramenées vers leur valeur d'équilibre assez rapidement.
- 7** L'impact de cette variable est très significatif. En outre, son estimation varie peu lorsque la période considérée est élargie.
- 8** Un pic de prix est défini, dans cette analyse, comme un prix horaire supérieur à 100 €/MWh.
- 9** Par exemple une unité dont la valorisation est très inférieure au prix et qui aurait donc dû tourner à pleine puissance, mais dont la puissance délivrée se situe dans une zone intermédiaire entre le maximum et le minimum techniques, pour des raisons non identifiées dans le cadre de cette analyse.
- 10** Par exemple, le parc charbon est susceptible d'être marginal si la puissance programmée est inférieure à 75 % de sa puissance maximale disponible et supérieure à 50 % de sa puissance minimale.
- 11** Par exemple, si les centrales ayant un coût proche du prix sont peu nombreuses, si elles sont toutes à l'arrêt ou produisent au maximum de leur capacité.
- 12** Par ailleurs, l'appréhension concrète de la notion, trop théorique, de la marginalité, ne peut se passer de la définition de seuils. On choisit ici d'écarter une filière qui pourrait être considérée comme marginale mais dont la production est trop faible (le risque est élevé de rencontrer de nombreuses centrales à l'arrêt) où trop proche du maximum, dans la mesure où celle-ci ne permettrait pas de satisfaire une faible quantité de demande additionnelle.

- 13** Calculs effectués sur la base des élasticités du prix à la demande et à l'offre sur Powernext pour chaque heure de l'année.
- 14** Ce chiffre ne tient pas compte des centrales dont le profit est inférieur à 5 €/MWh. En prenant en compte toutes les centrales, sur l'ensemble du parc, la capacité « retirée » cumulée a dépassé 500 MW pendant 370 heures. Durant cette période, le prix était de 117 €/MWh en moyenne.
- 15** Calculs effectués sur la base des élasticités du prix à la demande et à l'offre sur Powernext pour chaque heure de l'année.
- 16** Lorsque celle-ci n'existe pas, celle du jour précédent est utilisée comme référence.
- 17** Possibilité pour les producteurs de décider chaque jour pour le lendemain d'adapter le programme de production de leur parc, à la hausse ou à la baisse, pour profiter d'opportunités d'arbitrages.
- 18** Il est rappelé que, pour des raisons techniques, les flux physiques doivent être orientés dans la direction « France vers Belgique », « France vers Allemagne » et « France vers Suisse ». En conséquence, à ces interconnexions, des importations ne peuvent être nominées qu'à rebours des exportations.
- 19** Voir renvoi précédent.
- 20** Voir renvoi précédent.

# Glossaire

**Day-ahead** : marché des contrats conclus le jour J pour livraison le lendemain ou le prochain jour ouvré. Voir aussi : *spot*.

**Gas release** : pour introduire de la concurrence dans le sud de la France, un programme de cession temporaire de gaz ou *Gas release* a été mis en place en 2005 pour une durée de trois ans.

Gaz de France remet sur le marché 15 TWh par an au point d'échange « Sud », soit au total, sur toute la durée du programme, 45 TWh à travers des appels d'offres et des négociations de gré à gré. Pour sa part, Total remet sur le marché, au point d'échange de gaz « Sud-Ouest », 1,1 TWh par an, pour une durée de trois ans ce qui représente sur toute la durée du programme 3,3 TWh.

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

**NBP - National Balancing Point** : le NBP est le hub national en Grande-Bretagne.

**PEG - Point d'échange de gaz** : point virtuel, rattaché à une zone d'équilibrage, où un expéditeur peut céder du gaz à un autre expéditeur.

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

**TaRTAM** : Tarif réglementé transitoire d'ajustement au marché.

**VPP - Virtual Power Plant** : les VPP sont des capacités d'électricité vendues aux enchères par EDF, suite à une décision de la Commission européenne.

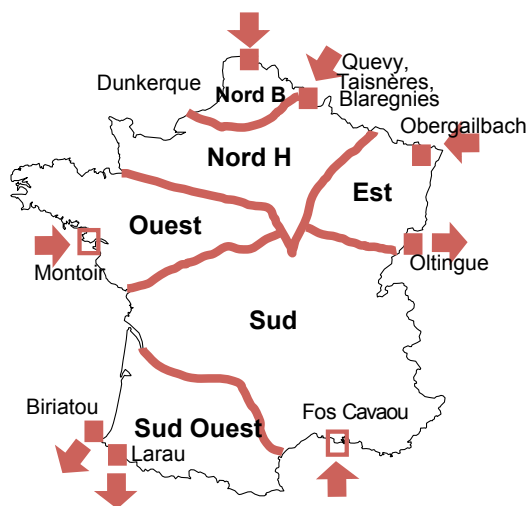
Les acquéreurs de capacités paient une prime fixe (en Euro/MW), déterminée par enchère, pour réserver une puissance disponible (une enchère par trimestre). Ils envoient chaque jour à EDF un planning d'utilisation de ces capacités. L'utilisation de ces capacités a un coût : les détenteurs payent un prix d'exercice par MWh soutiré, dont le niveau dépend du type de produit acheté. Le prix des VPP correspond ainsi une structure de la forme « coût fixe + coût variable ».

**Zeebrugge** : le hub de Zeebrugge, situé en Belgique, est un des plus importants hubs gaziers sur le continent européen. Il s'agit d'un hub physique. L'Interconnector qui relie Bacton (UK) à Zeebrugge maintient un lien important entre les prix *day-ahead* NBP et ceux de Zeebrugge.

**Zone d'équilibrage** : zone géographique du réseau de transport de gaz sur laquelle l'équilibre doit être assuré entre les entrées et les sorties de gaz.



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





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](http://www.cre.fr)

ISBN 978-2-11-098562-0

Conception et réalisation : Scripto Sensu



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](http://www.cre.fr)

ISBN 978-2-11-098562-0

Conception et réalisation : Scripto Sensu