

**Investigation de la CRE
sur les pics de prix observés
sur Powernext Day-ahead Auction
en octobre et en novembre 2007**

Rapport d'analyse

Introduction	3
Synthèse	4
1. La tension de l'équilibre offre-demande et les incertitudes sur son évolution étaient favorables à l'apparition de prix élevés.....	4
2. Les pics de prix ont été causés par des mouvements collectifs de réduction de l'offre et/ou d'augmentation de la demande sur Powernext Day-ahead Auction	4
3. Le principe de valorisation de la capacité de production hydraulique d'EDF a contribué à l'apparition du pic de prix du 12 novembre 2007	5
4. Les modes opératoires de certains membres de Powernext Day-ahead Auction ne sont pas optimaux et peuvent altérer la formation des prix, en particulier le week-end.....	5
5. Les informations prévisionnelles de production nucléaire publiées par l'UFE ne permettaient pas d'anticiper de manière fiable la situation du marché	5
6. Les procédures lancées par Powernext pour susciter la formulation d'offres supplémentaires (Request For Quotes – RFQ) n'ont pas été mises en œuvre de manière optimale.....	6
7. Une plus grande efficacité dans les méthodes d'allocation des capacités d'interconnexion aurait pu éviter l'apparition de pics de prix	6
Conclusions détaillées	7
1. La tension de l'équilibre offre-demande et les incertitudes sur son évolution étaient favorables à l'apparition de prix élevés.....	7
2. Les pics de prix ont résulté des anticipations des acteurs du marché sur l'état de tension du système français	20
3. Le principe de valorisation de la capacité de production hydraulique d'EDF a contribué à l'apparition du pic de prix du 12 novembre 2007	29
4. Les modes opératoires de certains membres de Powernext Day-ahead Auction ne sont pas optimaux et peuvent altérer la formation des prix, en particulier le week-end.....	31
5. Les informations prévisionnelles de production nucléaire publiées par l'UFE ne permettaient pas d'anticiper de manière fiable la situation du marché	33
6. Les procédures lancées par Powernext pour susciter la formulation d'offres supplémentaires sur son marché (Request For Quotes – RFQ) n'ont pas été mises en œuvre de manière optimale .	37
7. Une plus grande efficacité dans les méthodes d'allocation des capacités d'interconnexion aurait pu éviter l'apparition de pics de prix	39

Introduction

Au cours des mois d'octobre et de novembre 2007, des prix historiquement élevés ont été constatés sur la plateforme de négociation Powernext Day-ahead Auction. Alors que, au cours des 9 premiers mois de l'année, les prix pour livraison entre 18h et 20h étaient en moyenne de 36 €/MWh et s'étaient élevés au maximum à 118 €/MWh, ils ont atteint :

- 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.

Les prix *day ahead* de l'électricité ont un effet important sur le coût d'approvisionnement des fournisseurs et, en conséquence, sur la formation des prix de vente aux clients finals.

L'article 28 de la loi n°2000-108 du 10 février 2000 dispose que la CRE « *surveille, pour l'électricité et pour le gaz naturel, les transactions effectuées entre fournisseurs, négociants et producteurs, les transactions effectuées sur les marchés organisés ainsi que les échanges aux frontières. Elle s'assure de la cohérence des offres des fournisseurs, négociants et producteurs avec leurs contraintes économiques et techniques.* »

L'article 33 de cette même loi précise que « *Pour l'accomplissement des missions qui lui sont confiées, la Commission de régulation de l'énergie peut recueillir toutes les informations nécessaires auprès des ministres chargés de l'économie et de l'énergie, auprès des gestionnaires des réseaux publics de transport et de distribution d'électricité, des opérateurs des ouvrages de transport ou de distribution de gaz naturel et des exploitants des installations de gaz naturel liquéfié, ainsi qu'auprès des autres entreprises intervenant sur le marché de l'électricité ou du gaz naturel. Elle peut également entendre toute personne dont l'audition lui paraît susceptible de contribuer à son information.* »

Dans ce contexte, en application de sa mission de surveillance des marchés de gros de l'électricité, la CRE a mené une investigation afin d'analyser le mécanisme de formation de ces prix élevés. Pour cela, la CRE a collecté des informations relatives aux décisions des entreprises sur le marché de gros français et interrogé 7 sociétés sur leur comportement au cours de la période.

Ce rapport présente les conclusions de la CRE à l'issue de cette investigation.

Synthèse

1. LA TENSION DE L'ÉQUILIBRE OFFRE-DEMANDE ET LES INCERTITUDES SUR SON ÉVOLUTION ÉTAIENT FAVORABLES À L'APPARITION DE PRIX ÉLEVÉS

Entre le 22 octobre et le 23 novembre 2007, l'équilibre offre-demande du marché français était tendu.

En raison de températures inférieures aux normales, la consommation intérieure était soutenue, à des niveaux bien supérieurs à ceux constatés l'année précédente. Entre début octobre et mi-novembre 2007, la demande était ainsi supérieure de 10% en moyenne à celle observée à la même période en 2006.

Par ailleurs, la situation du parc de production était tendue : la disponibilité de la filière nucléaire était faible et sujette à d'importantes incertitudes, et la situation hydraulique était particulièrement défavorable.

Enfin, pour le 15 novembre, un préavis de grève au sein d'EDF amplifiait l'inquiétude du marché sur la disponibilité du parc de production français.

Le prix élevé des offres à la hausse activées par RTE dans le cadre du mécanisme d'ajustement, ainsi que les messages émis par RTE, relatifs à un manque d'offres pour les trois journées considérées, confirment la tension qui régnait sur le marché français ces jours-là.

La situation était également tendue sur les marchés limitrophes de la France, notamment en Allemagne et au Royaume-Uni.

La situation globale du marché français était donc propice à l'occurrence de prix élevés.

Toutefois, alors que les pics de prix du 29 octobre et du 15 novembre se sont produits à l'heure de pointe journalière de consommation, le pic de prix du 12 novembre a été observé pour une heure hors-pointe pendant laquelle la situation physique du marché n'était pas particulièrement tendue.

2. LES PICS DE PRIX ONT ÉTÉ CAUSÉS PAR DES MOUVEMENTS COLLECTIFS DE RÉDUCTION DE L'OFFRE ET/OU D'AUGMENTATION DE LA DEMANDE SUR POWERNEXT DAY-AHEAD AUCTION

Le 29 octobre et le 15 novembre, des anticipations de forte tension de l'équilibre offre-demande physique du système français, partagées par l'ensemble des acteurs, ont conduit à la formation des pics de prix.

En revanche, le pic de prix du 12 novembre, qui a eu lieu pour une heure hors-pointe, semble avoir été occasionné par des anticipations erronées : les acteurs du marché semblent ne pas avoir prévu que l'équilibre physique du système français serait tendu. Cela les a notamment conduits à vendre sur le marché à terme des volumes importants sur les marchés frontaliers : les acteurs pensaient pouvoir se procurer l'énergie à livrer sur le marché day ahead français, à des prix peu élevés. Ces comportements ont conduit à accroître de façon importante la demande sans condition de prix sur Powernext Day-ahead Auction et à générer le pic de prix. En outre, il semble qu'en raison de la non anticipation de prix très élevés en heures hors-pointe, la pratique usuelle de certains producteurs ne les ait pas conduits à offrir sur le marché toute leur production, contribuant ainsi également à l'apparition d'une tension sur Powernext Day-ahead Auction, sans lien avec la situation réelle du système électrique français.

La CRE n'a toutefois pas identifié de comportement individuel répréhensible, dont l'objet aurait été d'occasionner ces pics de prix.

3. LE PRINCIPE DE VALORISATION DE LA CAPACITE DE PRODUCTION HYDRAULIQUE D'EDF A CONTRIBUE A L'APPARITION DU PIC DE PRIX DU 12 NOVEMBRE 2007

Le groupe EDF, à travers les interventions d'EDF Trading, n'a pas offert sur Powernext Day-ahead Auction l'ensemble de ses capacités de production disponibles, en particulier hydrauliques, le 12 novembre 2007 entre 20h et 21h.

L'analyse menée par la CRE montre que cette situation trouve son origine dans les processus de décision journaliers du groupe EDF. Lorsqu'EDF anticipe des prix particulièrement bas, le producteur n'offre pas, en dehors des heures de pointe de consommation, toutes les capacités de production qui pourraient être sollicitées en cas de prix plus élevés. Pour le 12 novembre à l'heure du pic de prix, les équipes d'EDF ne jugeaient pas utile de proposer au marché toute la production hydraulique disponible.

Des simulations prouvent que, si toute la capacité de production d'EDF mobilisée sur l'heure de pointe de la consommation journalière avait été offerte sur la plateforme Powernext Day-ahead Auction, le pic de prix aurait été évité.

4. LES MODES OPERATOIRES DE CERTAINS MEMBRES DE POWERNEXT DAY-AHEAD AUCTION NE SONT PAS OPTIMAUX ET PEUVENT ALTERER LA FORMATION DES PRIX, EN PARTICULIER LE WEEK-END

La faible mobilisation, le week-end, des équipes de trading des acteurs du marché peut influencer les prix de marché pour le lundi suivant en favorisant la prise de décisions erronées ou l'absence d'adaptation à l'évolution de la situation du marché.

Par ailleurs, la constitution, la clôture du carnet d'ordres et le fixage s'insèrent dans une séquence opérationnelle quotidienne contrainte par de nombreux impératifs horaires : nominations aux frontières, fixage des bourses européennes, clôture des déclarations de VPP, etc. Ces contraintes imposent aux membres de saisir des ordres complexes en quelques minutes. Toutefois, la CRE observe que les ordres transmis à Powernext par certains acteurs de marché pendant les jours de cotation concernés par l'analyse contenaient des erreurs manifestes. Ces erreurs ont été détectées par Powernext dans le cadre de sa procédure de contrôle puis corrigées. Si tel n'avait pas été le cas, elles auraient pu conduire à altérer la formation des prix.

5. LES INFORMATIONS PREVISIONNELLES DE PRODUCTION NUCLEAIRE PUBLIEES PAR L'UFE NE PERMETTAIENT PAS D'ANTICIPER DE MANIERE FIABLE LA SITUATION DU MARCHE

Les données prévisionnelles de production nucléaire issues d'EDF et publiées sur le site internet de RTE à partir de mi-août 2007 pour les trois journées de pics de prix étudiées étaient cohérentes avec les informations dont EDF avait connaissance lors de leur publication.

Toutefois, les données prévisionnelles ne permettent pas aux acteurs d'anticiper de manière correcte le risque associé aux indisponibilités fortuites. En effet, en application des règles adoptées par l'UFE, les disponibilités prévisionnelles publiées pour le parc thermique ne prennent en compte que les arrêts de centrales dont l'occurrence est certaine. Ce principe renforce l'objectivité des données publiées, mais conduit à surestimer systématiquement la disponibilité publiée par rapport à sa valeur réalisée.

En outre, l'occurrence d'une erreur de saisie manifeste par EDF sur une journée de la période étudiée, ainsi que l'absence occasionnelle de fourniture des données par certains producteurs, montrent que le processus de publication de l'UFE n'est pas suffisamment fiable.

Enfin, les données publiées, et notamment le remplissage des réservoirs hydrauliques, ne sont pas accompagnées d'historiques suffisants pour être exploitables pour l'anticipation de la tension du système électrique français.

6. LES PROCEDURES LANCEES PAR POWERNEXT POUR SUSCITER LA FORMULATION D'OFFRES SUPPLEMENTAIRES (REQUEST FOR QUOTES – RFQ) N'ONT PAS ETE MISES EN ŒUVRE DE MANIERE OPTIMALE

Lorsque les ordres transmis par les membres de Powernext Day ahead Auction risquent de conduire à un prix qui ne serait pas représentatif de la situation du marché, Powernext lance une procédure de « Request For Quotes » (RFQ). Powernext informe alors les membres de la situation sur les heures concernées et leur permet de modifier leurs carnets d'ordres après l'heure normale de clôture. Cette procédure est très sensible, car elle donne des informations privilégiées aux membres de marché.

L'analyse de la procédure opérée par Powernext le 11 novembre 2007 montre que sa mise en œuvre était inadaptée à la situation du marché : la procédure a été peu formalisée, et le nombre d'acteurs de marché consultés insuffisant.

Par ailleurs, le test préalable effectué par Powernext pour décider du lancement d'un RFQ est perfectible. Le fait que certains membres n'aient envoyé leurs carnets d'ordre qu'au dernier moment, ainsi que les effets potentiels des imports liés au market coupling, semblent avoir été trop peu pris en compte.

Enfin, la procédure de RFQ n'a pas été organisée de manière conjointe avec les autres bourses participant au market coupling, alors que des capacités d'importation de Belgique étaient disponibles. Seuls certains membres de la bourse française ont été consultés, ce qui réduisait de fait l'effet potentiel de la procédure.

7. UNE PLUS GRANDE EFFICACITE DANS LES METHODES D'ALLOCATION DES CAPACITES D'INTERCONNEXION AURAIT PU EVITER L'APPARITION DE PICS DE PRIX

Les mécanismes d'allocation des capacités d'interconnexion actuellement en vigueur ne permettent pas une gestion efficace de l'interconnexion. Comme le souligne le premier rapport de la CRE sur la gestion de l'utilisation des interconnexions électriques en 2006 publié en mai 2007, ces méthodes conduisent, à la fois, à une sous utilisation des capacités d'interconnexion, mais aussi parfois à une utilisation à contre-sens du différentiel de prix entre les marchés interconnectés.

Par exemple, lors des trois pics de prix sur le marché français, alors que les prix des marchés organisés voisins étaient tous, à l'exception de la Belgique, très inférieurs à ceux de Powernext, un volume important de capacité d'import est resté non utilisé aux frontières (pour un total de 8324 MW le 29 octobre, 6624 MW le 12 novembre et 2925 MW le 15 novembre).

La mise en place de méthodes d'allocation efficaces, et notamment d'un couplage de marchés sur l'ensemble des interconnexions françaises, aurait permis de bénéficier d'offres moins chères en provenance de l'étranger et contribué ainsi à la baisse des prix sur le marché français.

Conclusions détaillées

1. LA TENSION DE L'ÉQUILIBRE OFFRE-DEMANDE ET LES INCERTITUDES SUR SON ÉVOLUTION ÉTAIENT FAVORABLES À L'APPARITION DE PRIX ÉLEVÉS

Entre le 22 octobre et le 23 novembre 2007, l'équilibre offre-demande du marché français était tendu.

En raison de températures inférieures aux normales, la consommation intérieure était soutenue, à des niveaux bien supérieurs à ceux constatés l'année précédente. Entre début octobre et mi-novembre 2007, la demande était ainsi supérieure de 10% en moyenne à celle observée à la même période en 2006.

Par ailleurs, la situation du parc de production était tendue : la disponibilité de la filière nucléaire était faible et sujette à d'importantes incertitudes, et la situation hydraulique était particulièrement défavorable.

Enfin, pour le 15 novembre, un préavis de grève au sein d'EDF amplifiait l'inquiétude du marché sur la disponibilité du parc de production français.

Le prix élevé des offres à la hausse activées par RTE dans le cadre du mécanisme d'ajustement, ainsi que les messages émis par RTE, relatifs à un manque d'offres pour les trois journées considérées, confirment la tension qui régnait sur le marché français ces jours-là.

La situation était également tendue sur les marchés limitrophes de la France, notamment en Allemagne et au Royaume-Uni.

La situation globale du marché français était donc propice à l'occurrence de prix élevés.

Toutefois, alors que les pics de prix du 29 octobre et du 15 novembre se sont produits à l'heure de pointe journalière de consommation, le pic de prix du 12 novembre a été observé pour une heure hors-pointe pendant laquelle la situation physique du marché n'était pas particulièrement tendue.

A. La consommation intérieure était élevée en raison de températures froides

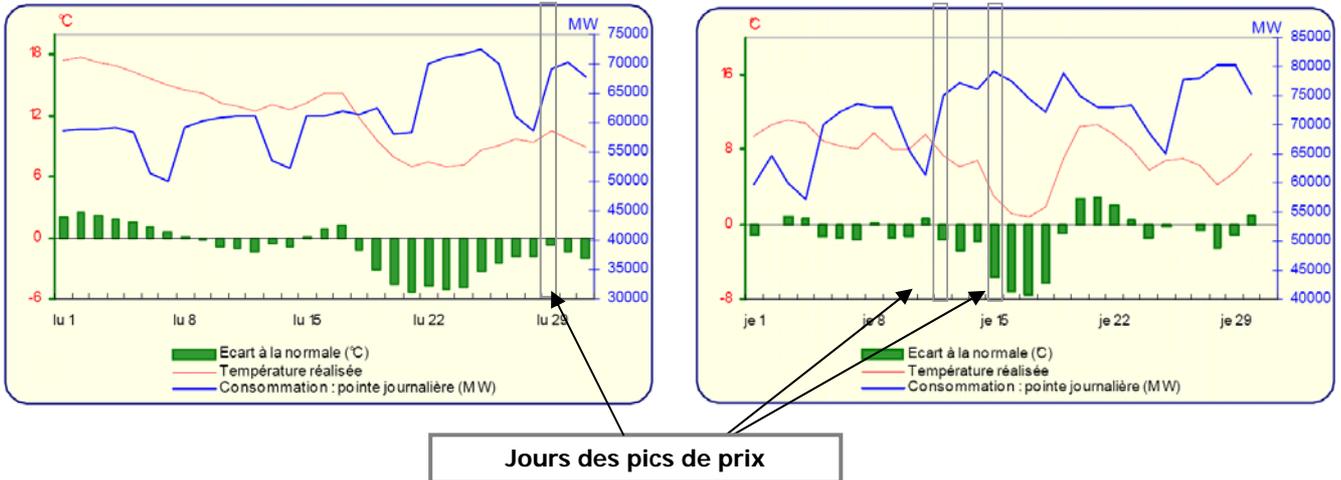
- Les températures étaient inférieures aux normales saisonnières

Les pics de prix ont eu lieu pendant les semaines qui ont suivi une vague de froid marquée sur la France, et alors que les températures étaient encore nettement inférieures aux normales saisonnières. En particulier, le 15 novembre, les températures moyennes étaient particulièrement froides.

Consommation et températures
- Réalisations et écarts à la normale -

Octobre 2007

Novembre 2007

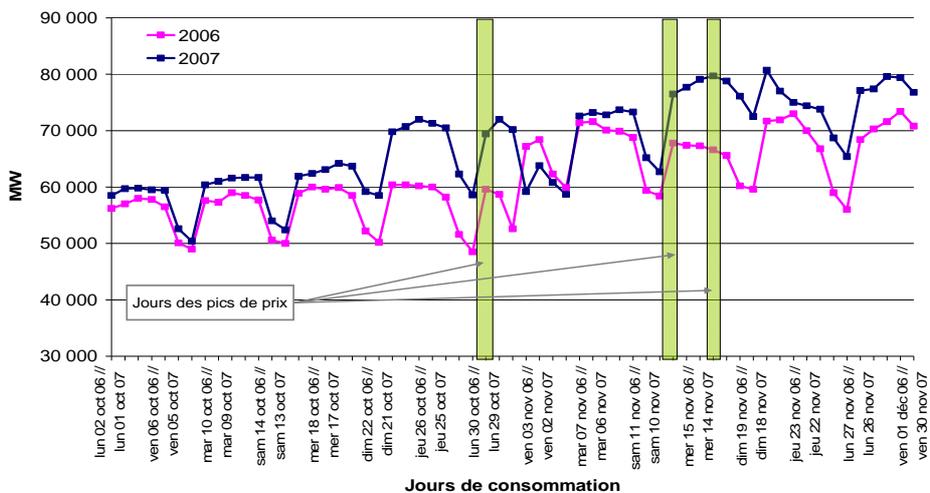


Source : RTE – « Aperçu sur l'énergie électrique »

- La consommation était nettement supérieure à celle observée aux mêmes dates l'année précédente

En moyenne, la consommation à la pointe (maximum journalier) entre début octobre et mi-novembre 2007 a été supérieure de 5,8 GW par rapport à la même période en 2006, soit 10% d'augmentation en moyenne. La demande était particulièrement élevée les 12 et 15 novembre.

Consommation d'électricité en France : octobre et novembre 2007 comparés à 2006
- Maxima journaliers -



Source : RTE

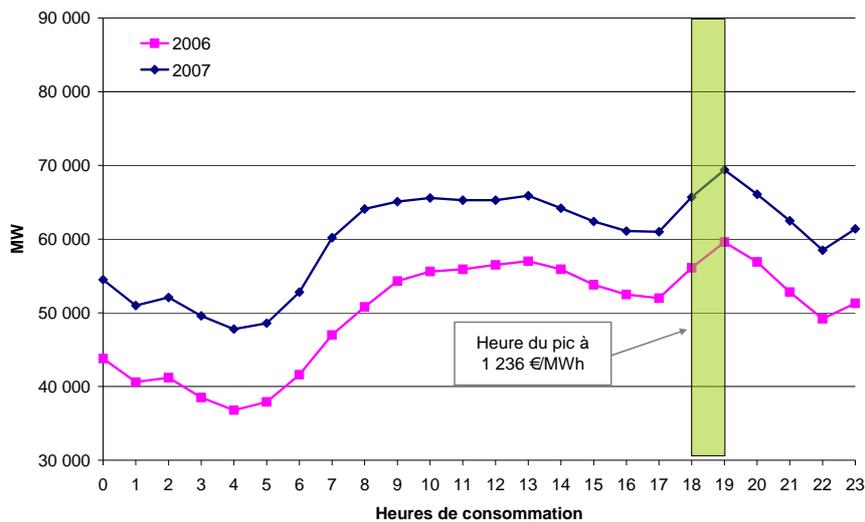
- Les pics de prix ont eu lieu aux heures de pics journaliers de consommation, sauf le 12 novembre

Le 29 octobre et le 15 novembre, les pics de prix ont eu lieu pour la cotation des heures de pointe de consommation (entre 18 et 19h).

Le passage à l'heure d'hiver est intervenu durant la nuit du 27 au 28 octobre. Le 29 octobre était donc le premier jour ouvré après ce changement d'heure. La relative incertitude sur la forme de la courbe de consommation, notamment aux heures de pointe, pourrait avoir été un facteur supplémentaire de tension sur le marché.

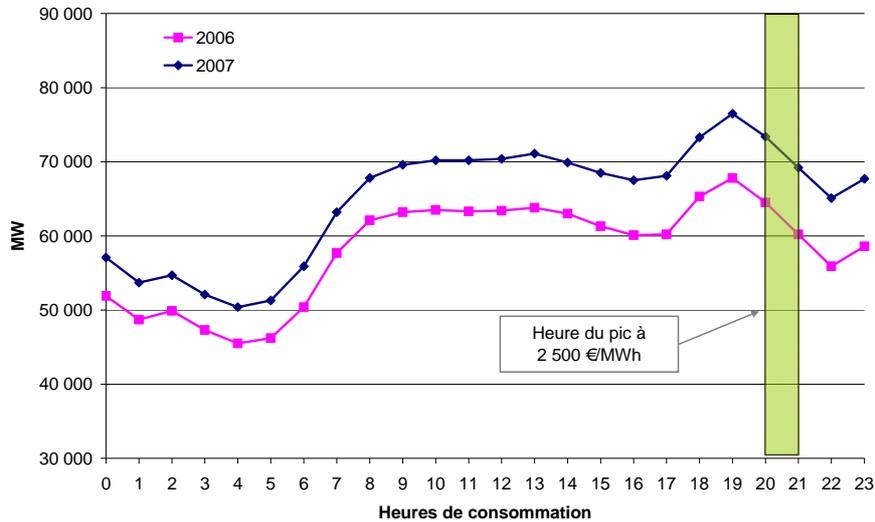
En revanche, le pic de prix du 12 novembre a concerné la livraison d'énergie entre 20h et 21h, heure pour laquelle la demande était inférieure d'environ 3 600 MW au maximum journalier observé 2h auparavant.

Consommation d'électricité en France le lundi 29 octobre 2007 comparé au lundi 30 octobre 2006



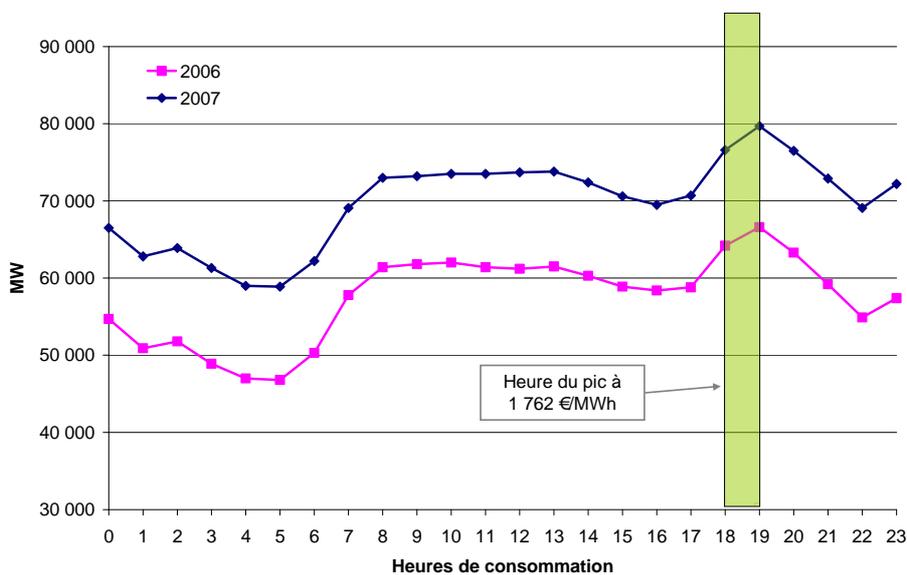
Source : RTE

Consommation d'électricité en France le lundi 12 novembre 2007 comparé au lundi 13 novembre 2006



Source : RTE

Consommation d'électricité en France le jeudi 15 novembre 2007 comparé au jeudi 16 novembre 2006



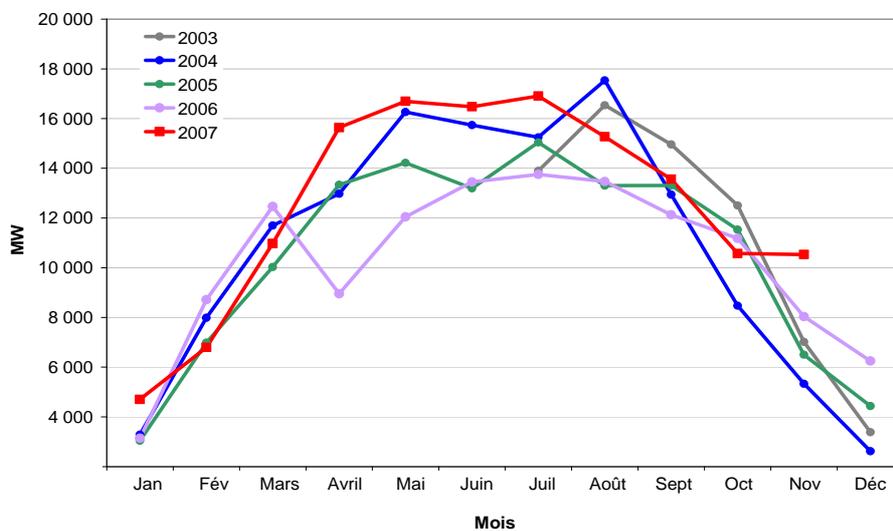
Source : RTE

B. La situation du parc de production était défavorable

- L'indisponibilité du parc nucléaire était extrêmement élevée au mois de novembre 2007

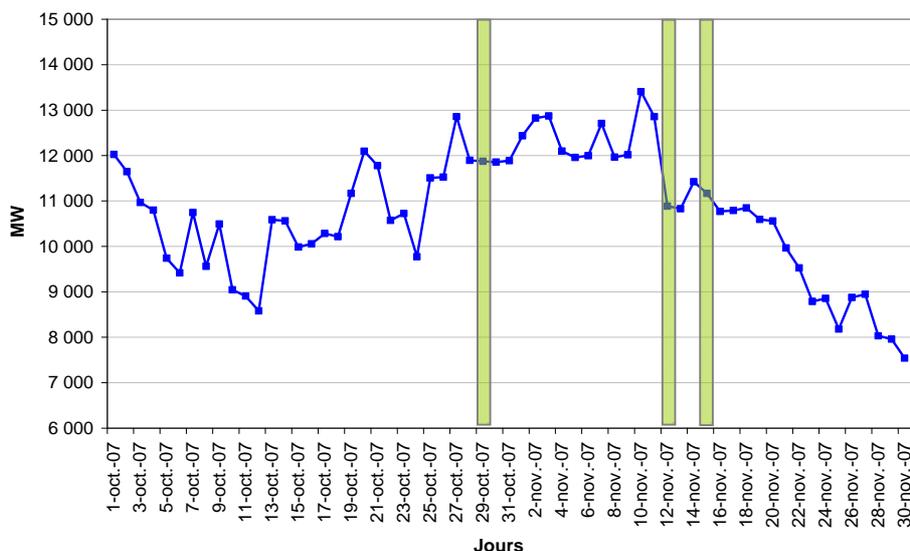
L'indisponibilité du parc a été élevée sur la période étudiée, en particulier du 27 octobre au 20 novembre 2007. Au mois de novembre, plus de 10 GW étaient indisponibles en moyenne, soit près de 17% de la puissance installée. Pour comparaison, l'indisponibilité du parc nucléaire était de 6,7 GW en moyenne à la même période au cours des 4 années précédentes.

Indisponibilité mensuelle du parc nucléaire
- Moyenne mensuelle -



Source : données RTE, calculs CRE

Indisponibilité journalière du parc nucléaire



Source : données RTE, calculs CRE

- Une grande incertitude pesait sur la disponibilité du parc nucléaire

Le niveau d'indisponibilité nucléaire était non seulement particulièrement élevé durant la période étudiée, mais également perçu par les acteurs du marché comme très incertain, comme en attestent les commentaires parus dans la presse spécialisée. Cette incertitude pourrait s'expliquer en partie par les écarts importants alors notés par le marché entre les prévisions de disponibilités publiées sur le site de RTE et les disponibilités réalisées (voir chapitre 4).

“European Daily Electricity Markets”, Heren Energy, lundi 29/10/07

Traders said that the main reason for the unprecedented bull-run was production in France. Estimates varied as to how much nuclear capacity had come offline over the weekend and late in Week 43, but several traders felt it was “around the 10,000 MW mark.” Hence the entire front-end was very well supported.

“European Power Daily”, Platts, vendredi 02/11/07

“But with such tight reserve margins, especially in France, people have included a 'spike risk' which is legitimate in view of the cold weather ahead.”

Traders noted that French grid operator RTE had pushed back the date of the expected return of currently offline capacity by two weeks to week 47.

“If prompt is this tight you will put a risk premium into the weeks behind that,” a trader said, adding, “Prices are fair as they take account of any further unplanned outages.”

“European Daily Electricity Markets”, Heren Energy, vendredi 9/11/07

Trading levels for next week soared on Friday in France and Germany as supply fears combined with the threat of strike action sent bullish waves through the market.

Although many traders left their desk early on Friday due to an industry event in Amsterdam, sentiment remained firmly bullish throughout the session on both the spot and curve with France yet again leading the way.

- L'annonce d'une grève pour les mercredi 14 et jeudi 15 novembre, en particulier dans le secteur énergétique, a fait craindre au marché une indisponibilité du parc accrue

Les acteurs de marché anticipaient une situation très tendue le 15 novembre du fait de l'annonce d'une grève des agents EDF en France.

“European Daily Electricity Markets”, Heren Energy, vendredi 9/11/07

French unions are threatening next week to create havoc for the country's main producer EDF and hope to go beyond the 10,000 MW cut made during the strike held last month. *Heren Energy* understands the majority of union workers are envisaging a rolling strike but it was uncertain at the time of going to press whether next Wednesday's strike would spill into Thursday.

The market was taking the strike threat extremely seriously with Wednesday Peaks trading at EUR 225.00/MWh in France. Not only were there concerns in the market over supply cuts in France, French peak demand was expected to rise an average 3,000 MW per day next week, relative to Week 45. The supply, however, was not expected to rise to the same extent with traders on Friday saying the French system would remain short.

“European Power Daily”, Platts, lundi 12/11/07

This surge was due to a looming strike in France next week so everyone was buying as much as possible for that week, be it in France or neighboring markets."

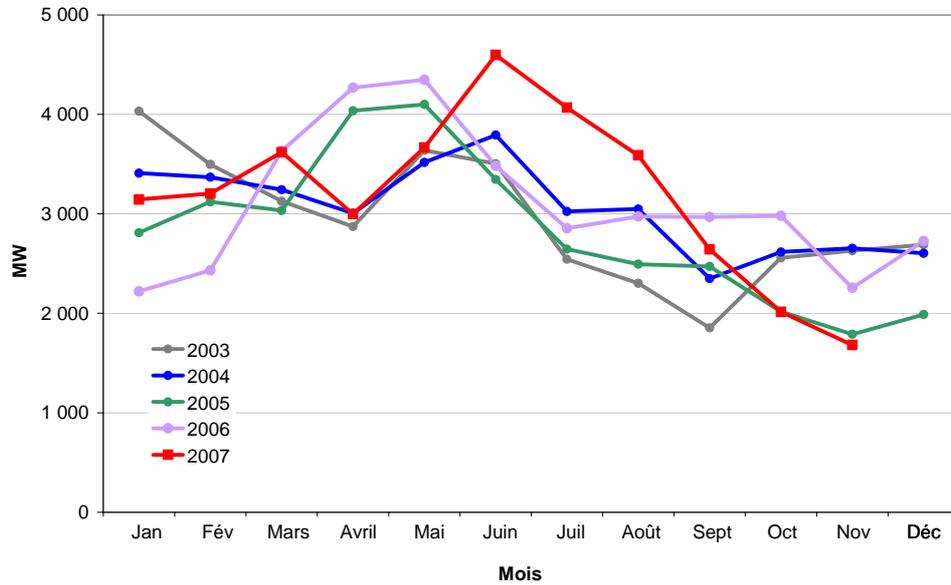
“European Daily Electricity Markets”, Heren Energy, mercredi 14/11/07

"There was a little bit of panicking on the market," one player noted. The bulls took command when the Powernext clearing prices came in unexpectedly high at EUR 314.27/MWh on Baseload and EUR 551.40/MWh on the Peaks. The country's supply situation was aggravated on Wednesday by an energy strike, which deprived the market of about 7,600 MW of power.

- La situation hydraulique était peu favorable

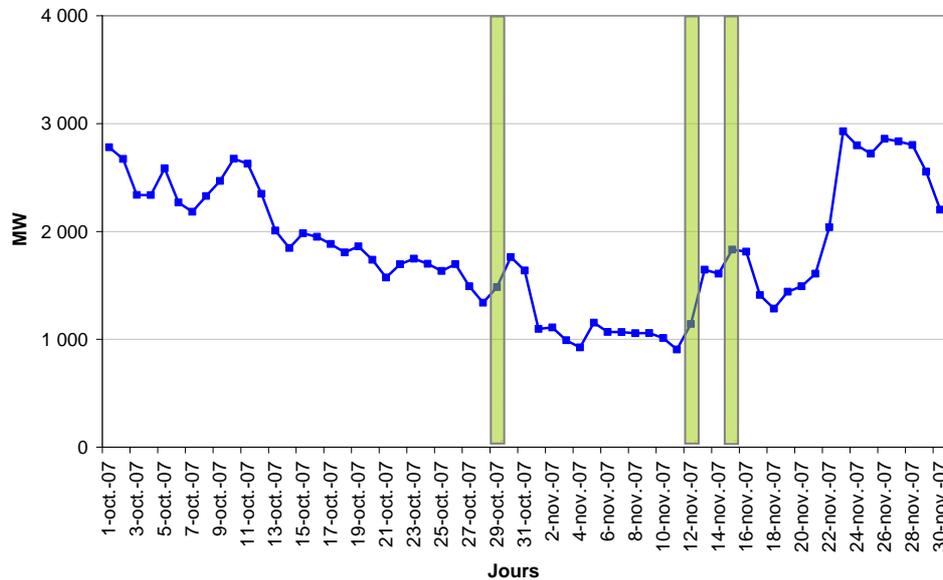
En raison de pluies peu abondantes, la production au fil de l'eau a été particulièrement faible en octobre et en novembre 2007. Au cours du mois de novembre, des minima historiques de production ont été observés pour cette filière.

Production mensuelle des barrages « fil de l'eau »
- Moyenne mensuelle -



Source : données RTE, calculs CRE

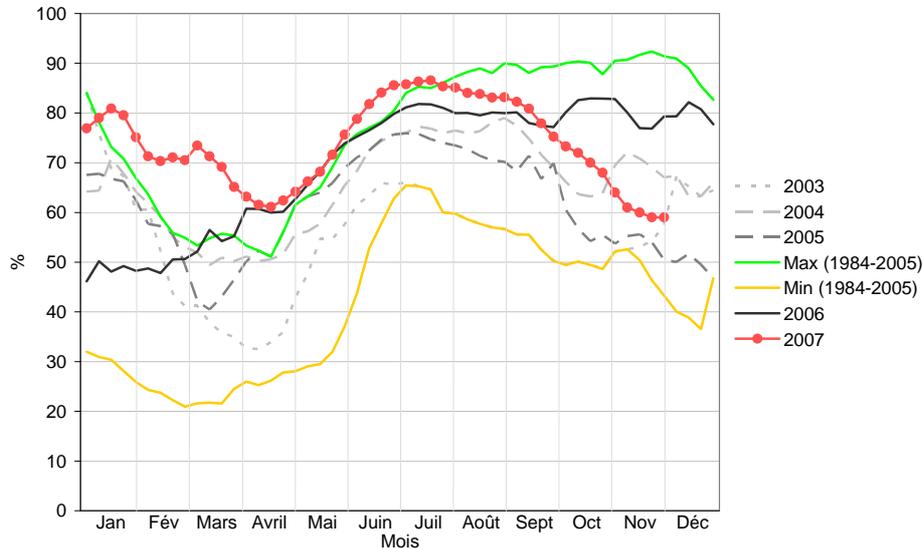
Production journalière des barrages « fil de l'eau »



Source : données RTE, calculs CRE

La faible pluviométrie a également conduit à une diminution particulièrement sensible du remplissage des réserves hydrauliques. Ainsi, au cours des 15 premiers jours du mois de novembre, le niveau des réservoirs était proche des plus bas niveaux observés à la même période depuis plus de 20 ans.

Coefficients hebdomadaires de remplissage des barrages



Source : EDF, UFE

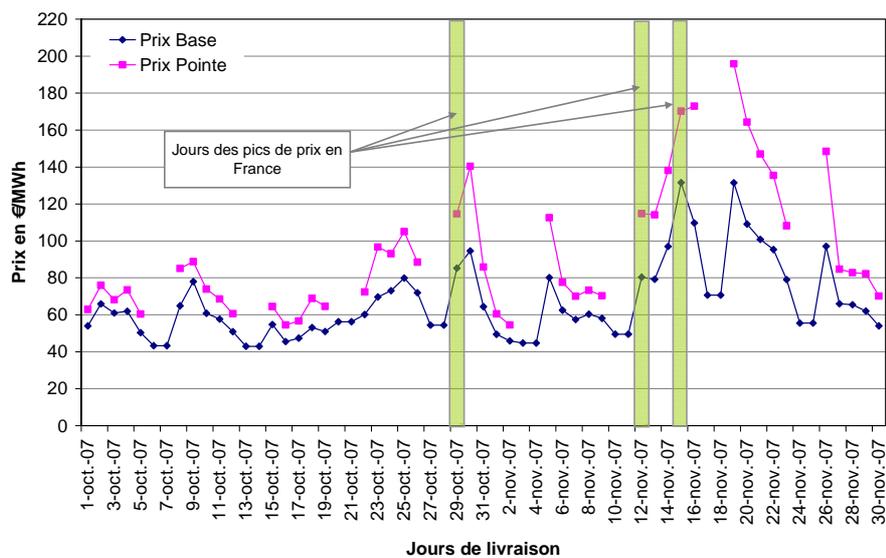
C. La situation des marchés anglais et allemand était tendue

- L'équilibre offre-demande était tendu au Royaume-Uni

Les prix constatés au Royaume-Uni pendant la période de pics de prix en France illustrent la tension qui régnait alors sur le marché anglais.

Prix Day-ahead journaliers pour le Royaume-Uni

- Du 1^{er} octobre au 30 novembre 2007 -



Source : Platts

Les commentaires parus dans la presse spécialisée confirment ce sentiment de forte tension :

“European Daily Electricity Markets”, Heren Energy, vendredi 26/10/07

UK power Day-ahead Baseload prices leapt up markedly against the rest of the prompt as continuing concerns over system tightness during peak demand periods supported prices for Monday delivery power. The curve reacted positively to another session of higher NBP gas prices and firmer Brent Crude oil futures contracts. French and German power curves also posted day-on-day gains, lending further support to UK prices.

Four more outages on Friday increased worries about supply, knocking the confidence brought by Thursday's restarts. Gas fired plant, Barking Power, and three coal plants; British Energy's Eggborough 2, Eon's Ratcliffe 3 and Scottish Power's Longannet 1 were all off line.

“European Power Daily”, Platts, lundi 29/10/07

UK prompt power prices surged higher Friday as the market reacted to revised system margins from National Grid, forecasting Monday to be tighter than expected, traders said. The UK generation output looked at full stretch for Monday and Tuesday with the margin down to as much as 1,000 MW at peak times, participants said. The significantly dented output of British Energy's nuclear plants was still keeping prices up, traders said. Monday baseload started at GBP56/MWh and traded to a high of GBP60/MWh before closing the morning session at GBP59.50/MWh. Peaks for that day were heard traded last in the morning at GBP80/MWh. Such a tight system meant that if plants do not return over the weekend, a period which typically requires less plants to run, prices could rocket next week, traders said. "If anything doesn't come back [prices are] going to be flying," said one. With such serious concerns on prompt margins, November prices moved up on market participants thinking that there may not be any improved situation as the market moves into winter and temperatures get colder. November started at GBP50.50/MWh and traded up to close at around GBP52/MWh, almost GBP3/MWh up on the day. The front-month baseload contract has closed higher day on day for four days in a row.

“European Daily Electricity Markets”, Heren Energy, mercredi 14/11/07

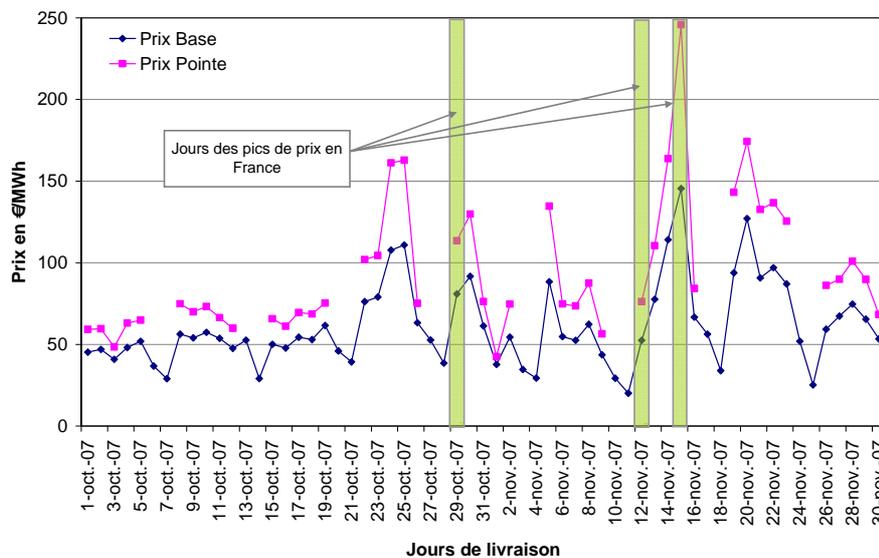
Tightness in the UK system was another factor in the strong prompt. Tight supply margins for Block 5 were anticipated by National Grid, who issued a NISM - at midday the anticipated shortfall was at 300 MW during the peak demand period - but the NISM was then cancelled at 16:30 GMT.

Fears that the French strike will carry on during Thursday, combined with continued supply tightness, led National Grid to issue a NISM for Thursday warning of a margin shortfall of 900 MW, from 16:00-20:00, at the time of going to press.

- L'équilibre offre-demande était également tendu en Allemagne

Les prix constatés en Allemagne pendant la période de pics de prix en France illustrent la tension qui régnait sur le marché allemand, notamment pour les journées du 29 octobre et du 15 novembre.

Prix Day-ahead journaliers pour l'Allemagne
- Moyenne journalière du 1^{er} octobre au 30 novembre 2007 -



Source : EEX

Les commentaires parus dans la presse spécialisée semblent indiquer que la tension existante sur le marché français s'est répercutée sur le marché allemand. Cependant, le marché allemand paraissait lui-même tendu, en raison, selon certains acteurs de marché, d'une révision à la baisse des prévisions de vent au cours du week-end, et d'indisponibilités fortuites sur le parc allemand.

“European Power Daily”, Platts , mercredi 07/11/07

"Given that they are buying 3,000 MW in Germany every day and that nobody knows what's going on with their nukes, France must be the driving factor for prices at the moment." Further out on the curve, Cal 08 prices initially fell along with emissions. "There are nukes coming back in Germany and France so traders are hedging themselves against nuclear,"

“European Power Daily”, Platts, lundi 12/11/07

German power prices were influenced by a bullish and a bearish factor Friday. Fears in France of a strike next week meant that French traders bought as much week-ahead peak power in Germany as they could, traders said.

D. Le pic de prix du 12 novembre ne semble, toutefois, pas lié uniquement à une tension sur l'équilibre offre-demande en France

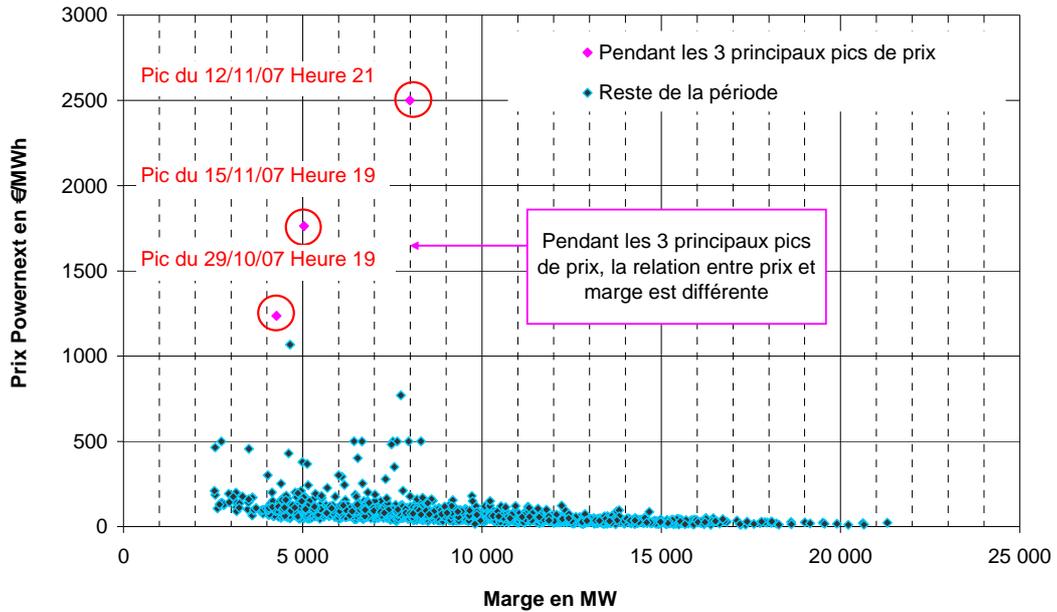
Les pics de prix observés pour le 29 octobre et le 15 novembre ont eu lieu à des heures de forte tension de l'équilibre offre-demande français.

En revanche, le 12 novembre entre 20h et 21h, la tension physique du marché français n'était pas significativement élevée ; la situation du système français était bien plus tendue pour les heures précédentes, ainsi que pour d'autres heures au cours des semaines précédentes et suivantes, sans que des prix particulièrement élevés ne soient alors observés.

La figure suivante illustre l'absence de lien, le 12 novembre, entre le niveau du prix côté entre 20h et 21h et la marge disponible du parc de production, vue de la veille. La marge de production restante était nettement plus élevée le 12 novembre entre 20h et 21h que pour les autres heures de pics de prix.

Prix sur Powernext en fonction de la marge (puissance de production disponible dans le programme d'appel transmis à RTE)

- Du 1er octobre au 30 novembre 2007 -



Source : données RTE et Powernext, calculs CRE

2. LES PICS DE PRIX ONT RESULTÉ DES ANTICIPATIONS DES ACTEURS DU MARCHÉ SUR L'ÉTAT DE TENSION DU SYSTÈME FRANÇAIS

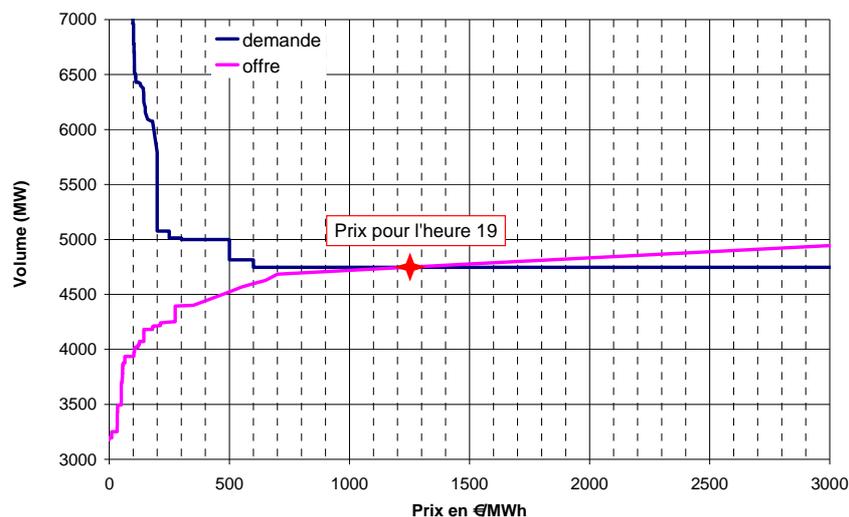
Le 29 octobre et le 15 novembre, des anticipations de forte tension de l'équilibre offre-demande physique du système français, partagées par l'ensemble des acteurs, ont conduit à la formation des pics de prix.

En revanche, le pic de prix du 12 novembre, qui a eu lieu pour une heure hors-pointe, semble avoir été occasionné par des anticipations erronées : les acteurs du marché semblent ne pas avoir prévu que l'équilibre physique du système français serait tendu. Cela les a notamment conduits à vendre sur le marché à terme des volumes importants sur les marchés frontaliers : les acteurs pensaient pouvoir se procurer l'énergie à livrer sur le marché *day ahead* français, à des prix peu élevés. Ces comportements ont conduit à accroître de façon importante la demande sans condition de prix sur Powernext Day-ahead Auction et à générer le pic de prix. En outre, il semble qu'en raison de la non anticipation de prix très élevés en heures hors-pointe, la pratique usuelle de certains producteurs ne les ait pas conduit à offrir sur le marché toute leur production, contribuant ainsi également à l'apparition d'une tension sur Powernext Day-ahead Auction, sans lien avec la situation réelle du système électrique français.

La CRE n'a toutefois pas identifié de comportement individuel répréhensible, dont l'objet aurait été d'occasionner ces pics de prix.

- A. Le 29 octobre, l'offre agrégée est particulièrement faible sur Powernext Day-ahead Auction, ce qui est cohérent avec les tensions observées sur le système électrique français

Courbes agrégées d'offre et de demande sur Powernext Day-ahead Auction pour le 29 octobre à l'heure 19



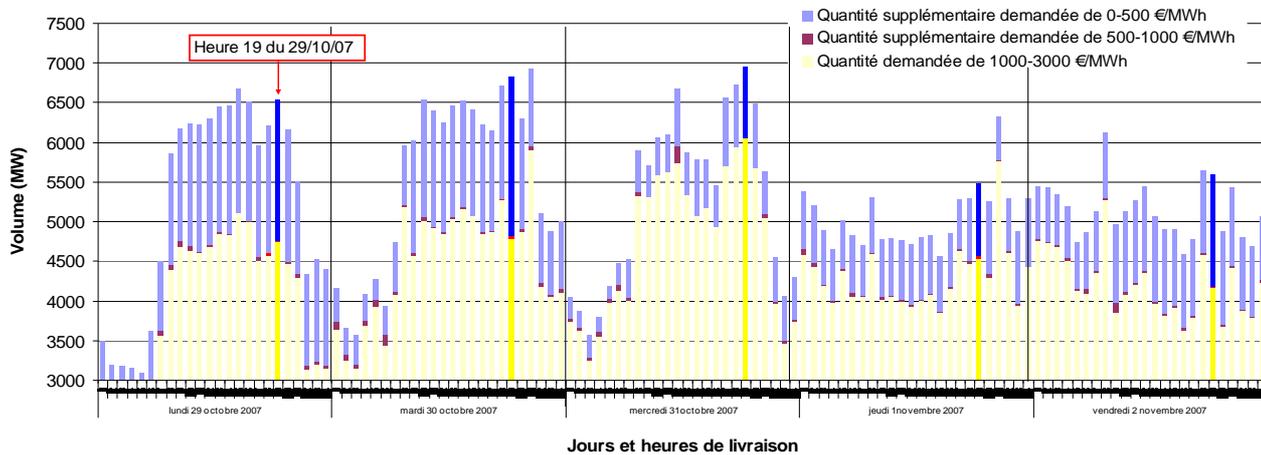
Source : Powernext

➤ Demande agrégée

Pour le 29 octobre à l'heure 19, la demande globale augmente de façon diffuse parmi les membres par rapport aux heures précédentes. La demande augmente notamment pour des prix compris entre 100 et 200 €/MWh. Il est habituel que la demande augmente sur Powernext à l'heure 19 car le créneau 18h-19h correspond à la pointe de consommation en France.

Niveau moyen de demande sur Powernext Day-ahead Auction en fonction du prix

- Semaine du 29 octobre au 2 novembre 2007 -



Source : données Powernext, calculs CRE

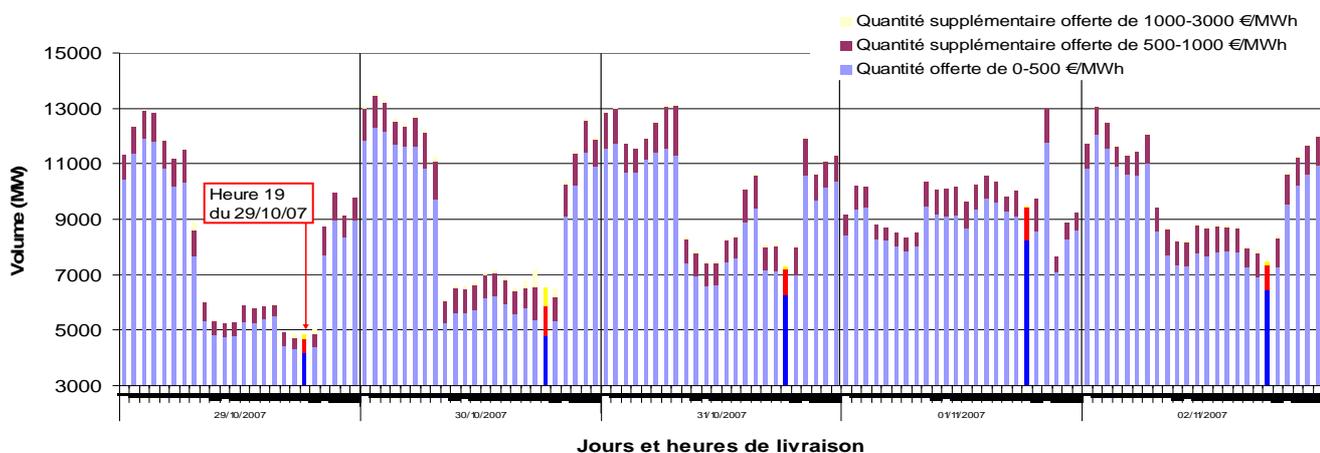
➤ Offre agrégée

Le niveau de l'offre globale pour l'heure 19 est inférieur aux niveaux observés les jours et heures adjacents. Les membres étaient particulièrement courts pour le 29 octobre, notamment pour l'heure 19, pointe de la consommation en France. En particulier, l'offre est nettement diminuée pour des prix inférieurs à 700 €/MWh.

On observe que l'offre de certains acteurs qui ne détiennent pas de capacités de production croît lorsque les prix augmentent au-delà de 700 €/MWh. Cette stratégie correspondrait à l'offre, par certaines sociétés, d'énergie non couverte par une position longue. Le risque lié à ces positions justifierait que cette énergie ne soit offerte que pour des prix très élevés.

Niveau moyen d'offre sur Powernext Day-ahead Auction en fonction du prix

- Semaine du 29 octobre au 2 novembre 2007 -



Source : données Powernext, calculs CRE

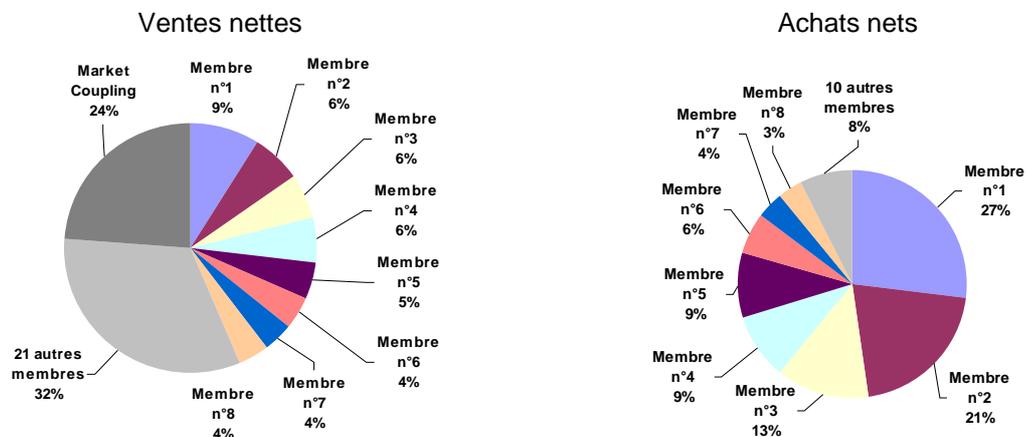
➤ Un pic de prix occasionné par un comportement collectif

La CRE n'a pas identifié de comportement individuel qui aurait occasionné le pic de prix du 29 octobre. Le niveau de l'offre et de la demande agrégée sont issus de comportements concomitants et d'anticipations partagées par le marché. Aucun acteur ne semble avoir eu de comportement significativement différent de celui observé à d'autres périodes.

Deux membres de Povernext ont représenté, à eux deux, près de la moitié des volumes achetés nets. En revanche, les ventes étaient peu concentrées pour l'heure du pic de prix du 29 octobre.

Parts de marché sur Povernext Day-ahead Auction pour le 29 octobre pour l'heure 19

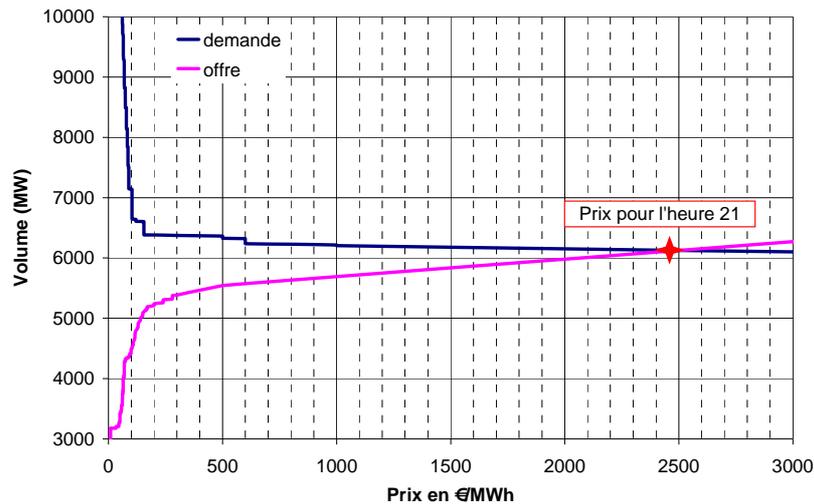
- Parts de marché des achats et ventes nets des 8 principaux membres -



Source : données Povernext, calculs CRE

B. Le 12 novembre, le pic de prix est lié à une mauvaise anticipation collective de la tension du marché français

Courbes agrégées d'offre et de demande sur Powernext Day-ahead Auction pour le 12 novembre à l'heure 21



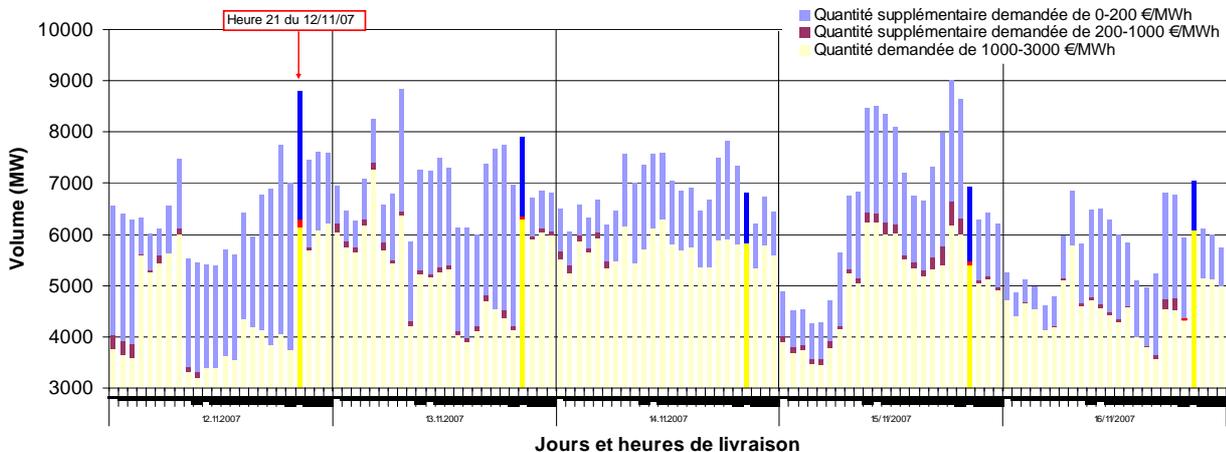
Source : Powernext

➤ Demande agrégée

Pour le 12 novembre à l'heure 21, la demande globale augmente très fortement. En particulier, la demande à tous prix est très élevée, notamment par rapport à l'heure précédente. Cette hausse de la demande ne correspond pas à une hausse de la consommation finale en France.

Niveau moyen de demande sur Powernext Day-ahead Auction en fonction du prix

- Semaine du 12 au 16 novembre -



Source : données Powernext, calculs CRE

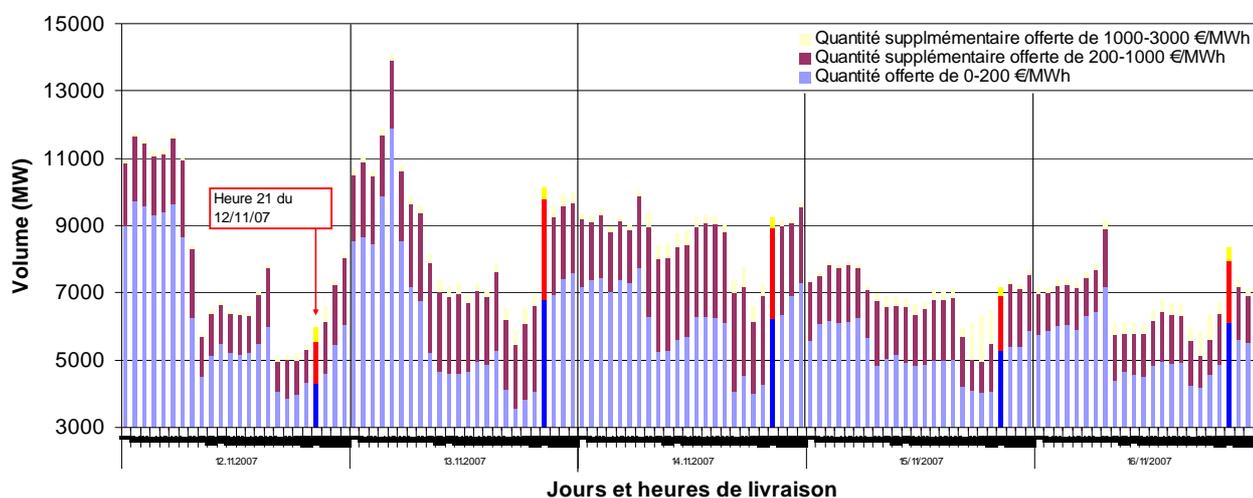
➤ Offre agrégée

Le niveau d'offre agrégée est inférieur aux niveaux d'offre aux mêmes heures pour les jours adjacents, mais comparable aux niveaux proposés pour les heures précédentes.

Toutefois, contrairement aux heures précédentes, l'offre croît au fur et à mesure que le prix augmente à des niveaux très élevés pour l'heure 21. Il apparaît que, pour l'heure 21, certains producteurs français ou installés dans des pays frontaliers ne commençaient à offrir des quantités importantes d'énergie qu'à partir de prix très élevés. Cette stratégie correspondrait à la vente d'énergie qu'ils n'étaient pas certains de pouvoir produire, et qu'ils n'offraient donc qu'à des prix élevés, dans le cadre d'un arbitrage entre niveau de risque et espérance de revenu.

Niveau moyen d'offre sur Powernext Day-ahead Auction en fonction du prix

- Semaine du 12 au 16 novembre -



Source : données Powernext, calculs CRE

➤ Le pic de prix du 12 novembre serait dû à une anticipation collective erronée de la situation du marché

L'ensemble des acteurs du marché semble avoir été surpris par la tension du marché le 12 novembre en heures hors-pointe. C'est cette mauvaise anticipation qui semble avoir été à l'origine du pic de prix.

L'anticipation d'une situation peu tendue a conduit les acteurs à vendre à l'avance des quantités importantes d'énergie, en particulier en heures hors-pointe, et notamment sur les marchés frontaliers, avec l'espoir de s'approvisionner à des prix moins élevés sur Powernext. L'importante demande à tout prix constatée dans les ordres passés pour l'heure 21 résulte de ces ventes sur le marché à terme. La forte hausse des exportations, à l'heure 21, vers les pays vers lesquels il n'est pas possible de modifier les nominations journalières après le fixing Powernext, semble conforter cette explication.

Cette anticipation de prix peu élevé semble également avoir découragé certains producteurs d'offrir l'intégralité de leur puissance disponible sur le marché : anticipant que l'énergie à coût élevée ne serait de toutes façons pas achetée, ils semblent ne pas avoir pris la peine de la mettre sur le marché. En particulier, comme cela est détaillé dans le chapitre suivant, EDF semble ne pas avoir offert l'intégralité de sa production hydraulique.

Or, la veille du 12 novembre :

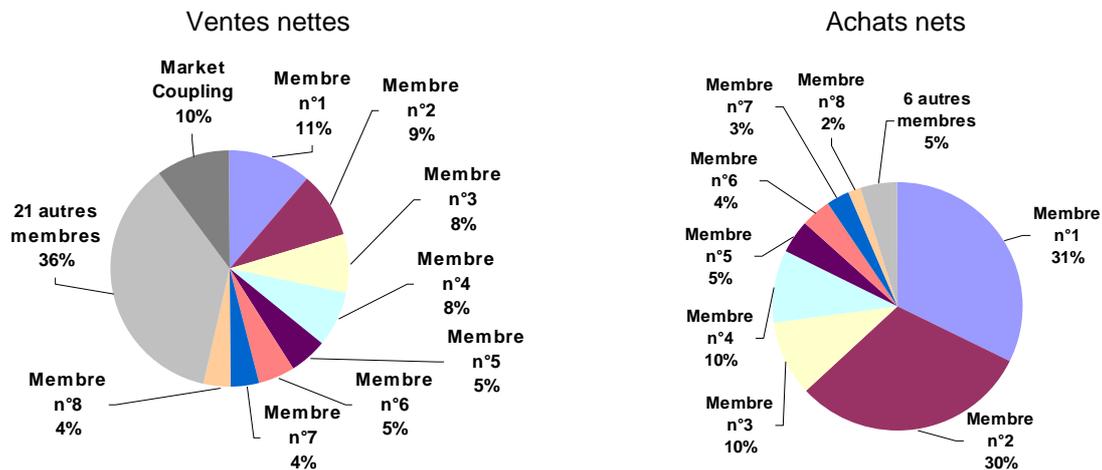
- la demande incompressible liée à des ventes préalables sur les marchés à terme, notamment étrangers, était importante ;
- l'offre des producteurs était inférieure à ce qu'elle aurait pu être sur l'heure 21 ;
- la demande globale s'est avérée plus importante que prévu.

Cet enchaînement d'évènements semble avoir causé ce pic de prix particulièrement élevé.

Deux membres de Powernext ont acheté, à eux deux, plus de la moitié des volumes nets vendus pour l'heure du pic de prix du 12 novembre. Les ventes étaient, elles, peu concentrées.

Parts de marché sur Powernext Day-ahead Auction pour le 12 novembre pour l'heure 21

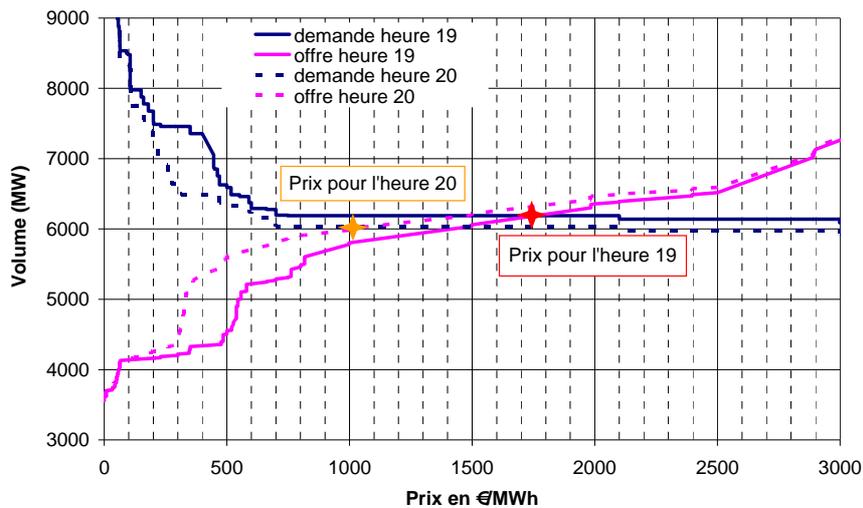
- Parts de marché des achats et ventes nets des 8 principaux membres -



Source : données Powernext, calculs CRE

C. Le 15 novembre, la demande sur Powernext était élevée, et l'offre faible, de manière cohérente avec la situation physique du marché.

Courbes agrégées d'offre et de demande sur Powernext Day-ahead Auction pour le 15 novembre aux heures 19 et 20



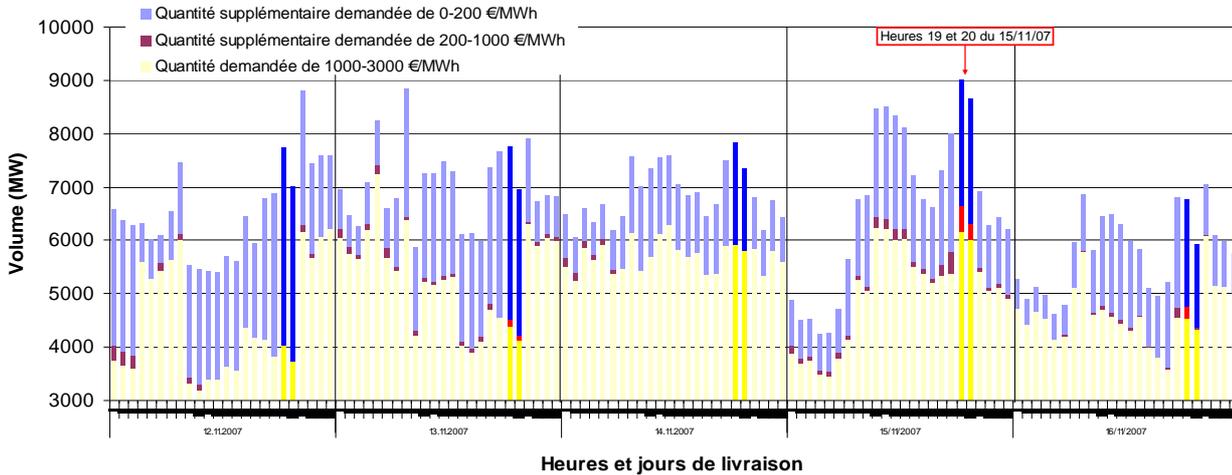
Source : Powernext

➤ Demande agrégée

Pour le 15 novembre à l'heure 19 - ainsi qu'à l'heure 20, la demande globale sur Powernext Day-ahead Auction a augmenté. Cette hausse de la demande sur Powernext correspond aux pics de consommation journalière du 15 novembre.

Niveau moyen de demande sur Powernext Day-ahead Auction en fonction du prix

- Semaine du 12 au 16 novembre -



Source : données Powernext, calculs CRE

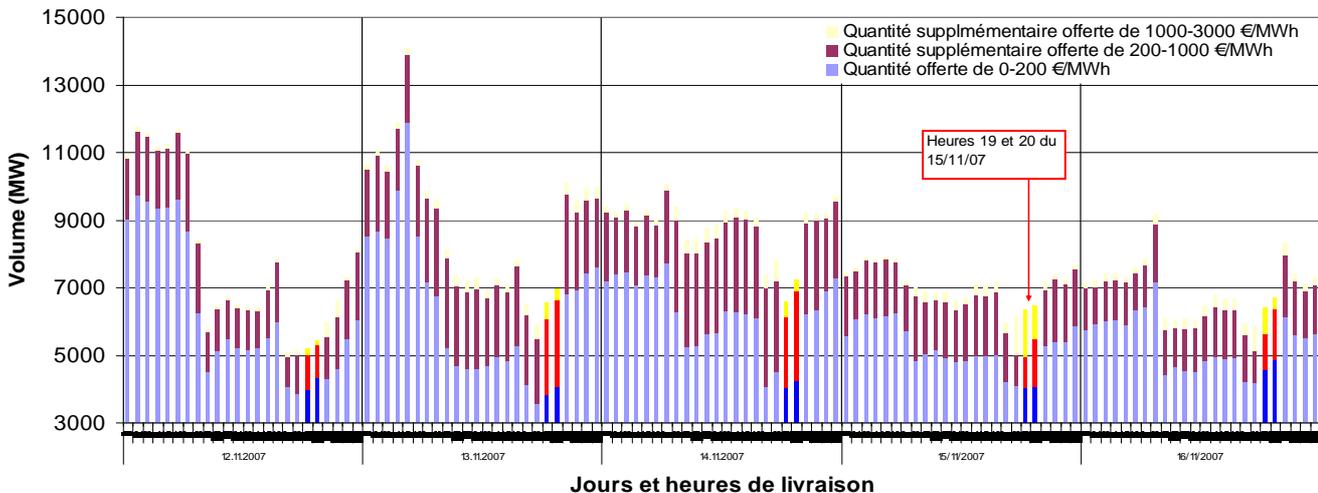
➤ Offre agrégée

Le niveau de l'offre était très faible, en particulier pour des prix inférieurs 1 000 €/MWh.

L'offre est ensuite croissante pour des prix supérieurs à 1 000 €/MWh.

Niveau moyen d'offre sur Powernext Day-ahead Auction en fonction du prix

- Semaine du 12 au 16 novembre -



Source : données Powernext, calculs CRE

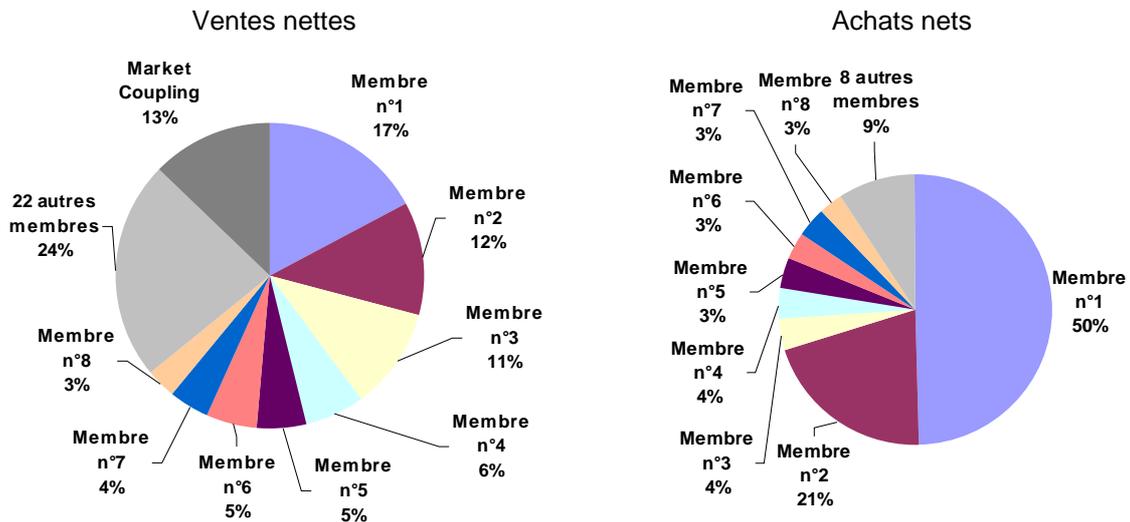
- Le pic de prix du 15 novembre reflète la tension qui existait sur l'équilibre physique du système français et était anticipé par le marché. Il est issu des anticipations des acteurs.

La CRE n'a pas identifié de comportement individuel qui aurait occasionné, à lui seul, le pic de prix du 15 novembre. En outre, les comportements d'offre et de demande sont cohérents avec les tensions et contraintes physiques qui existaient sur le marché le jour de cotation.

A l'issue du fixing, un membre de Pownertnext Day-ahead Auction s'est trouvé en situation particulièrement courte, achetant la moitié de l'énergie vendue pour l'heure du pic de prix. En revanche, les ventes étaient peu concentrées.

Parts de marché sur Pownertnext Day-ahead Auction pour le 15 novembre pour l'heure 19

- Parts de marché des achats et ventes nets des 8 principaux membres -



Source : données Pownertnext, calculs CRE

3. LE PRINCIPE DE VALORISATION DE LA CAPACITE DE PRODUCTION HYDRAULIQUE D'EDF A CONTRIBUE A L'APPARITION DU PIC DE PRIX DU 12 NOVEMBRE 2007

Le groupe EDF, à travers les interventions d'EDF Trading, n'a pas offert sur Powernext Day-ahead Auction l'ensemble de ses capacités de production disponibles, en particulier hydrauliques, le 12 novembre 2007 entre 20h et 21h.

L'analyse menée par la CRE montre que cette situation trouve son origine dans les processus de décision journaliers du groupe EDF. Lorsqu'EDF anticipe des prix particulièrement bas, le producteur n'offre pas, en dehors des heures de pointe de consommation, toutes les capacités de production qui pourraient être sollicitées en cas de prix plus élevés. Pour le 12 novembre à l'heure du pic de prix, les équipes d'EDF ne jugeaient pas utile de proposer au marché toute la production hydraulique disponible.

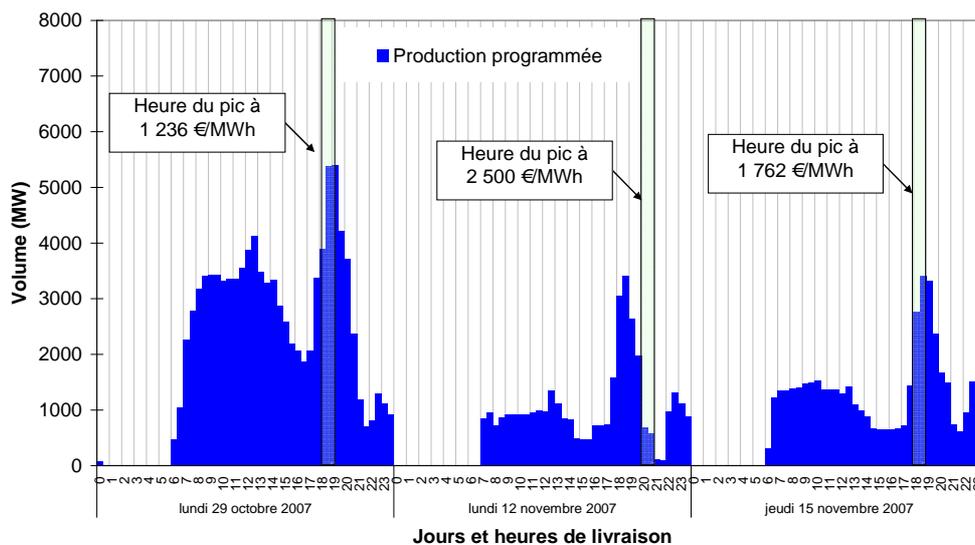
Des simulations prouvent que, si toute la capacité de production d'EDF mobilisée sur l'heure de pointe de la consommation journalière avait été offerte sur la plateforme Powernext Day-ahead Auction, le pic de prix aurait été évité.

A. Le 12 novembre, EDF n'a pas valorisé la totalité de ses capacités de production hydrauliques à l'heure 21

Les programmes de production élaborés par EDF avant 16h le 11 novembre 2007 faisaient apparaître, pour le 12 novembre de 20h à 21h, une production hydraulique beaucoup moins élevée que pendant les heures précédentes. Ainsi, deux heures plus tôt, 2 700 MW de production supplémentaire étaient programmés.

Utilisation de la production hydraulique de lac d'EDF les jours des pics de prix

- Programmes de production demi-heuraires transmis à RTE la veille à 16h -



Source : données RTE, calculs CRE

Les contraintes liées à l'exploitation des moyens de production hydrauliques et les engagements d'EDF en matière de fourniture de services-système et de réserves rapides à RTE font qu'il n'est pas possible au producteur, en pratique, de programmer une production égale à la puissance théorique de son parc. La puissance réellement disponible s'avère en conséquence très inférieure à la puissance théorique des usines. Toutefois, le niveau faible, en comparaison aux autres heures de la journée, de la production programmée pour une heure dont le prix a atteint un record historique démontre que l'ensemble de la capacité de production disponible d'EDF à cette heure n'était pas offerte sur le marché, même à des prix élevés.

B. Les principes de valorisation de la production hydraulique d'EDF présentent des imperfections

L'analyse de la procédure quotidienne mise en œuvre par EDF pour valoriser la flexibilité de sa capacité de production hydraulique sur le marché *day ahead* met en évidence des imperfections.

Le processus usuel mis en œuvre par EDF vise à valoriser au mieux la production d'EDF et à concentrer au maximum la programmation de la production hydraulique, en particulier celle des réserves contraintes ou de faible capacité, sur les heures de pointe de consommation. Sur les autres heures, l'élaboration des offres pouvant être associées à la production hydraulique n'est menée que pour des fourchettes estimées réalistes de volumes et de niveaux de prix susceptibles d'être économiquement absorbés sur le marché.

Le pic de prix n'ayant absolument pas été anticipé, ce processus usuel n'a pas conduit les équipes d'EDF à proposer au marché sur l'heure 21 toute la capacité hydraulique disponible (indépendamment de son coût de mobilisation).

Cette imperfection semble trouver son origine dans les procédures opérationnelles appliquées par les agents et la relative lourdeur des outils d'optimisation journaliers utilisés.

C. Une optimisation plus poussée de l'offre d'EDF sur les marchés aurait empêché l'apparition d'un pic de prix aussi marqué

L'absence d'offre d'une partie de la production sur le marché, en créant une rareté artificielle, a amplifié l'augmentation du prix.

EDF indique que la valeur donnée à l'énergie hydraulique stockée dans ses réservoirs s'élevait, pour certains ouvrages, entre 100 et 200 €/MWh. Sans préjuger du caractère justifié de ces valeurs, une simulation montre que, si EDF avait offert une puissance de production hydraulique au moins égale à celle sollicitée deux heures plus tôt sur l'heure de pointe de consommation journalière, pour un prix d'offre compris entre 100 à 200 €/MWh, le fixing de Powernext se serait établi à ce prix.

Même si une optimisation plus poussée sur les heures hors pointe de consommation n'aurait pas forcément conduit à déplacer la programmation de la production des réserves contraintes ou de faible capacité (en l'absence de signal complémentaire de la part de Powernext), une valorisation plus optimale, par EDF, de sa capacité hydraulique disponible sur le marché pour toutes les heures du 12 novembre aurait empêché l'apparition d'un pic de prix aussi marqué.

4. LES MODES OPERATOIRES DE CERTAINS MEMBRES DE POWERNEXT DAY-AHEAD AUCTION NE SONT PAS OPTIMAUX ET PEUVENT ALTERER LA FORMATION DES PRIX, EN PARTICULIER LE WEEK-END

La faible mobilisation, le week-end, des équipes de trading des acteurs du marché peut influencer les prix de marché pour le lundi suivant en favorisant la prise de décisions erronées ou l'absence d'adaptation à l'évolution de la situation du marché.

Par ailleurs, la constitution, la clôture du carnet d'ordres et le fixage s'insèrent dans une séquence opérationnelle quotidienne contrainte par de nombreux impératifs horaires : nominations aux frontières, fixage des bourses européennes, clôture des déclarations de VPP, etc. Ces contraintes imposent aux membres de saisir des ordres complexes en quelques minutes. Toutefois, la CRE observe que les ordres transmis à Powernext par certains acteurs de marché pendant les jours de cotation concernés par l'analyse contenaient des erreurs manifestes. Ces erreurs ont été détectées par Powernext dans le cadre de sa procédure de contrôle puis corrigées. Si tel n'avait pas été le cas, elles auraient pu conduire à altérer la formation des prix.

- A. Nombreux sont les opérateurs absents du marché ou insuffisamment réactifs les week-ends, quand intervient la cotation, sur Powernext, des prix *day ahead* pour le lundi

La cotation Powernext Day-ahead Auction pour les prix du lundi a lieu le dimanche à 11h. Néanmoins, nombreux sont les traders qui envoient leurs ordres le vendredi soir et dont les bureaux sont fermés le samedi et le dimanche. Ce phénomène est amplifié par le fait que, sur EEX, les cotations pour les journées du dimanche et du lundi sont effectuées le vendredi.

De ce fait, la plupart des membres, même importants, du marché de gros ne sont pas à même de modifier leurs anticipations faites le vendredi au cours du week-end et ne réagissent pas aux différents signaux de marché qui peuvent émerger après le vendredi après-midi.

- B. Les erreurs ou les retards dans l'envoi des carnets d'ordre par les membres sont de nature à créer des déséquilibres et donc des prix déconnectés de la réalité du marché

L'heure de clôture normale du carnet d'ordre de Powernext est 11h. Or, certains acteurs envoient leurs ordres quelques minutes seulement avant l'heure de clôture. Il arrive même que certains membres apportent des modifications à leurs carnets d'ordre après 11h, modifications qui, la plupart du temps ne peuvent plus être prises en compte par Powernext pour calculer les prix de fixing.

Les jours des pics de prix, la CRE a constaté que certains des membres les plus importants de la plateforme n'envoyaient leurs ordres qu'à la dernière minute. Par exemple, le 11 novembre, deux des membres les plus importants n'ont envoyé leurs ordres qu'entre 11h00 et 11h02, leurs ordres représentant environ 19% des ventes et 9% des achats (non nets) au prix du fixing pour l'heure 21.

Par ailleurs, la constitution et la clôture du carnet d'ordres et le fixage s'insèrent dans une séquence opérationnelle quotidienne contrainte par de nombreux impératifs horaires : nominations aux frontières, fixage des bourses européennes, clôture des déclarations de VPP, etc. Ces contraintes imposent aux membres de saisir des ordres complexes en quelques minutes.

Néanmoins, certains membres envoient des carnets d'ordre manifestement erronés, qu'ils n'ont pas le temps de corriger. Ainsi, le 14 novembre, un membre n'a pu corriger les erreurs commises dans le premier carnet envoyé que grâce au délai supplémentaire offert par la procédure de RFQ. Cette modification a permis une hausse de l'offre d'environ 10% à 3 000 €/MWh. Si Powernext n'avait pas

permis à ses membres de modifier leurs carnets d'ordre le 14 novembre, le prix Powernext aurait été plus élevé qu'il n'aurait dû l'être, du simple fait de cette erreur d'envoi.

Ce manque de rigueur dans les processus opérationnels des acteurs crée à la fois des risques individuels pour les acteurs dont les positions sur le marché peuvent ne pas refléter leur souhait, et des risques d'altération de la formation du prix, qui peuvent ne plus correspondre aux fondamentaux du système électrique français.

5. LES INFORMATIONS PRÉVISIONNELLES DE PRODUCTION NUCLÉAIRE PUBLIÉES PAR L'UFE NE PERMETTAIENT PAS D'ANTICIPER DE MANIÈRE FIABLE LA SITUATION DU MARCHÉ

Les données prévisionnelles de production nucléaire issues d'EDF et publiées sur le site internet de RTE à partir de mi-août 2007 pour les trois journées de pics de prix étudiées étaient cohérentes avec les informations dont EDF avait connaissance lors de leur publication.

Toutefois, les données prévisionnelles ne permettent pas aux acteurs d'anticiper de manière correcte le risque associé aux indisponibilités fortuites. En effet, en application des règles adoptées par l'UFE, les disponibilités prévisionnelles publiées pour le parc thermique ne prennent en compte que les arrêts de centrales dont l'occurrence est certaine. Ce principe renforce l'objectivité des données publiées, mais conduit à surestimer systématiquement la disponibilité publiée par rapport à sa valeur réalisée.

En outre, l'occurrence d'une erreur de saisie manifeste par EDF sur une journée de la période étudiée, ainsi que l'absence occasionnelle de fourniture des données par certains producteurs, montrent que le processus de publication de l'UFE n'est pas suffisamment fiable.

Enfin, les données publiées, et notamment le remplissage des réservoirs hydrauliques, ne sont pas accompagnées d'historiques suffisants pour être exploitables pour l'anticipation de la tension du système électrique français.

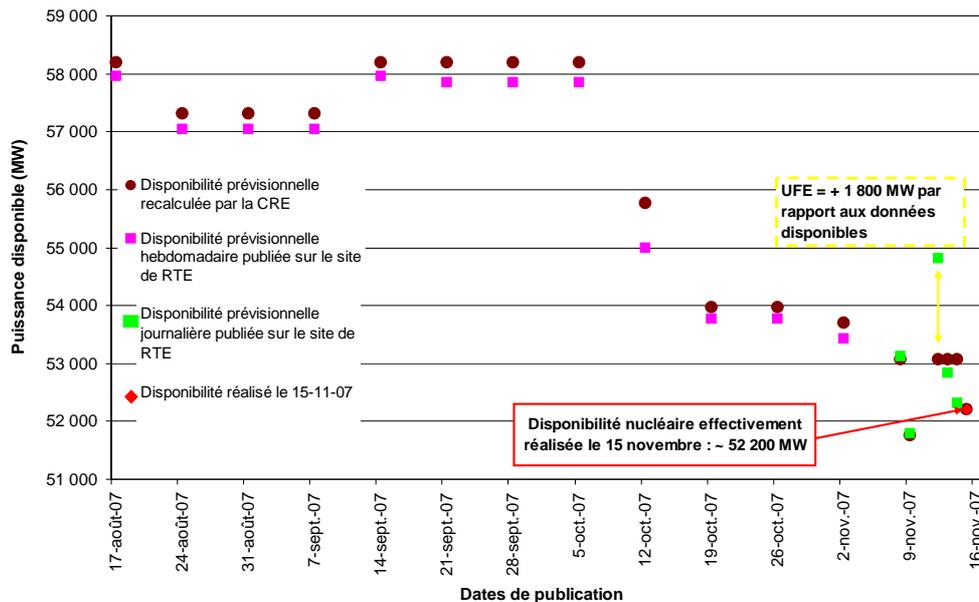
A. Les données prévisionnelles nucléaires étaient globalement conformes aux données dont disposait EDF aux dates de publication

La CRE constate que les données prévisionnelles de disponibilité nucléaire publiées par EDF sur le site de RTE étaient cohérentes avec les informations détenues par EDF aux dates de publication.

La CRE a toutefois constaté une anomalie dans la publication du 12 novembre concernant la disponibilité pour le 15 novembre. La disponibilité annoncée était supérieure de 2 000 MW à ce que pouvait prévoir le producteur. EDF indique qu'une erreur de saisie, corrigée dès le lendemain, est à l'origine de cette erreur.

Données prévisionnelles de disponibilité du parc nucléaire français pour le 15 novembre 2007

- Comparaison des données publiées sur le site de RTE et des données dont disposait EDF aux dates de publication -



Source : CRE, UFE

B. Du fait de leur méthode de calcul, les données publiées (en particulier hebdomadaires) surestiment nettement la disponibilité probable du parc nucléaire

En application des règles adoptées par l'UFE, les disponibilités prévisionnelles publiées ne prennent en compte que les arrêts de centrales dont l'occurrence est certaine. Les arrêts ou prolongations d'arrêt qui ne sont que probables ou possibles ne sont pas pris en compte, même partiellement, tant que leur réalisation n'est pas certaine.

En conséquence, les disponibilités prévisionnelles publiées sont systématiquement supérieures aux disponibilités réalisées.

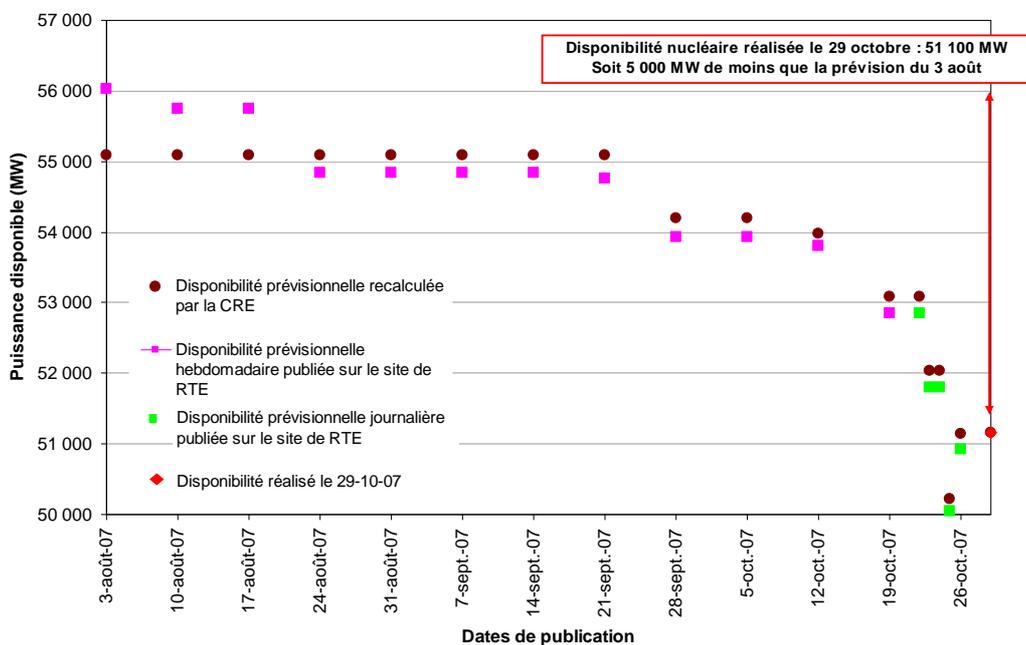
Ce principe renforce l'objectivité des données publiées, en ôtant toute subjectivité dans l'évaluation, par le producteur, de la disponibilité probable de ses moyens de production. Toutefois, l'absence de données permettant aux acteurs de quantifier le risque lié aux indisponibilités fortuites réduit fortement la pertinence des données publiées.

De ce fait, on observe sur la période une forte différence entre les prévisions de disponibilité, notamment hebdomadaires, et la disponibilité réalisée. Ainsi, pour les jours qui ont connu des pics de prix, la disponibilité prévue quelques semaines avant l'échéance étaient parfois supérieures de plus de 10 000 MW à la disponibilité réalisée, sans que les acteurs du marché ne puissent évaluer à l'avance l'ampleur de cet écart.

Le graphe suivant illustre la surestimation de la disponibilité prévisionnelle issue des prévisions hebdomadaires relatives au 29 octobre. La valeur des données prévisionnelles se rapproche de la valeur de la disponibilité observée lorsque les dates de prévisions se rapprochent de la date de réalisation, mais reste fortement différente, même quelques jours avant la date de réalisation.

Données prévisionnelles de disponibilité du parc nucléaire français pour le 29 octobre 2007

- Comparaison des données publiées sur le site de RTE et des données dont disposait EDF aux dates de publication -



Source : CRE, UFE

Il convient de noter que cette surestimation systématique de la disponibilité annoncée, qui est liée au mode de construction des données publiées par l'UFE, n'est pas spécifique aux trois pics de prix étudiés, ni même à la période d'octobre-novembre 2007.

C. Les données sur les stocks hydrauliques ne sont pas exploitables en raison de l'absence d'historiques

Les données relatives au remplissage des stocks hydrauliques ne contiennent pas d'historiques antérieurs à la mise en place des publications, soit le 15 novembre 2006.

Le taux de remplissage des réserves un jour donné ne peut être exploité seul. Il ne peut être interprété correctement qu'en comparaison avec les niveaux observés à la même période au cours d'un nombre significatif d'années passées. Les données publiées à ce jour par l'UFE ne sont donc pas exploitables par les acteurs.

Historique des stocks hydrauliques publiés sur le site de RTE

- Coefficients de remplissage hebdomadaires en % -



Source : site internet de RTE

6. LES PROCEDURES LANCEES PAR POWERNEXT POUR SUSCITER LA FORMULATION D'OFFRES SUPPLEMENTAIRES SUR SON MARCHÉ (REQUEST FOR QUOTES – RFQ) N'ONT PAS ETE MISES EN ŒUVRE DE MANIERE OPTIMALE

Lorsque les ordres transmis par les membres de Powernext Day-ahead Auction risquent de conduire à un prix qui ne serait pas représentatif de la situation du marché, Powernext lance une procédure de « Request For Quotes » (RFQ). Powernext informe alors les membres de la situation sur les heures concernées et leur permet de modifier leurs carnets d'ordres après l'heure normale de clôture. Cette procédure est très sensible, car elle donne des informations privilégiées aux membres de marché.

L'analyse de la procédure opérée par Powernext le 11 novembre 2007 montre que sa mise en œuvre était inadaptée à la situation du marché : la procédure a été peu formalisée, et le nombre d'acteurs de marché consultés insuffisant.

Par ailleurs, le test préalable effectué par Powernext pour décider du lancement d'un RFQ est perfectible. Le fait que certains membres n'aient envoyé leurs carnets d'ordre qu'au dernier moment, ainsi que les effets potentiels des imports liés au *market coupling*, semblent avoir été trop peu pris en compte.

Enfin, la procédure de RFQ n'a pas été organisée de manière conjointe avec les autres bourses participant au *market coupling*, alors que des capacités d'importation de Belgique étaient disponibles. Seuls certains membres de la bourse française ont été consultés, ce qui réduisait de fait l'effet potentiel de la procédure.

Powernext réalise des tests chaque jour avant la fermeture du carnet d'ordre, pour évaluer les prix horaires qui résulteront de l'enchère. Dans les cas où les prix ne peuvent pas être supérieurs à 0 €/MWh ou inférieurs à 3 000 €/MWh, ou ne semblent pas représentatifs de la situation du marché, Powernext peut lancer une procédure de « Request For Quotes » (RFQ) consistant à alerter les membres de marché de la situation sur les heures concernées. Powernext laisse alors aux acteurs la possibilité de modifier leurs carnets d'ordres après l'heure normale de clôture.

Cette procédure donne aux acteurs contactés des informations très sensibles sur l'état du marché, et peut donner lieu à des réactions inattendues. Ainsi, les informations fournies à l'occasion des procédures menées les 11 et 14 novembre ont parfois eu des effets contradictoires avec l'objectif recherché, le sentiment de « panique » créé sur le marché incitant certains acteurs à réduire leurs offres au lieu de les augmenter. Cette procédure ne doit donc être utilisée qu'en cas d'urgence seulement et de façon optimale.

Or, les tests préalables au RFQ, tout comme le déroulement des RFQ lancés les 12 et 15 novembre n'ont pas été menés dans les meilleures conditions.

A. L'absence de formalisme de la procédure conduite le 11 novembre 2007 n'est pas satisfaisante

Le 11 novembre, Powernext n'a pas prévenu l'ensemble des membres du marché du déséquilibre qui était révélé par les tests effectués.

En outre, cette procédure de « RFQ informelle » ayant été réalisée par téléphone dans des délais réduits, les trois membres contactés n'ont pas été clairement informés de la teneur de la requête, et notamment du délai supplémentaire de clôture du carnet d'ordre.

B. Les tests préalables à la fermeture des carnets d'ordre peuvent être améliorés

Le 14 novembre, plusieurs heures pour la cotation du 15 novembre étaient en déséquilibre (prix supérieurs à 3 000 €/MWh). Or, à l'heure où le test préalable au RFQ a été effectué (11h, heure normale de fermeture du carnet), plusieurs des principaux membres de Powernext n'avaient pas encore envoyé leurs ordres. Si le test avait pris en compte les ordres définitifs de ces membres, un RFQ n'aurait pas été déclenché.

De plus, les imports pouvant résulter du couplage de la bourse avec les bourses belge et néerlandaise n'ont pas été pris en compte dans le résultat du test. Or, les volumes provenant du market coupling, souvent importants, peuvent rétablir l'équilibre du carnet d'ordre français : leur prise en compte permettrait d'éviter certaines procédures de RFQ.

C. L'absence de coordination de la procédure de « Request For Quotes » avec les bourses belge et néerlandaise en réduit l'efficacité

Les 12 et 15 novembre, le RFQ de Powernext n'a pas été signalé aux bourses couplées à Powernext, Belpex et APX. Or, les capacités d'import disponibles pour le couplage en provenance de des Pays-Bas et de la Belgique n'étaient pas saturées aux heures des pics de prix. Si les membres des trois bourses avaient été avertis de la tension existant sur certaines heures, l'offre aurait pu augmenter sur les places belge et néerlandaise, ce qui aurait contribué à la baisse des prix.

7. UNE PLUS GRANDE EFFICACITE DANS LES METHODES D'ALLOCATION DES CAPACITES D'INTERCONNEXION AURAIT PU EVITER L'APPARITION DE PICS DE PRIX

Les mécanismes d'allocation des capacités d'interconnexion actuellement en vigueur ne permettent pas une gestion efficace de l'interconnexion. Comme le souligne le premier rapport de la CRE sur la gestion de l'utilisation des interconnexions électriques en 2006 publié en mai 2007¹, ces méthodes conduisent, à la fois, à une sous utilisation des capacités d'interconnexion, mais aussi parfois à une utilisation à contre-sens du différentiel de prix entre les marchés interconnectés.

Par exemple, lors des trois pics de prix sur le marché français, alors que les prix des marchés organisés voisins étaient tous, à l'exception de la Belgique, très inférieurs à ceux de Powernext, un volume important de capacité d'import est resté non utilisé aux frontières (pour un total de 8324 MW le 29 octobre, 6624 MW le 12 novembre et 2925 MW le 15 novembre).

La mise en place de méthodes d'allocation efficaces, et notamment d'un couplage de marchés sur l'ensemble des interconnexions françaises, aurait permis de bénéficier d'offres moins chères en provenance de l'étranger et contribué ainsi à la baisse des prix sur le marché français.

Malgré les progrès importants réalisés par RTE ces dernières années, les mécanismes d'allocation des capacités d'interconnexion actuellement en vigueur ne permettent pas encore une gestion efficace de l'interconnexion. Ces mécanismes conduisent en effet à :

- une utilisation de la capacité d'interconnexion à contre-sens du différentiel de prix des marchés organisés « day-ahead » ;
- une sous utilisation de la capacité d'interconnexion.

Les tableaux suivants² mettent en évidence, pour chaque pic de prix, les échanges réalisés et la capacité d'importation qui aurait pu être utilisée sur chacune des interconnexions françaises si des méthodes efficaces avaient été mises en œuvre.

Pic de prix du 29 octobre

		Nominations périodiques (MW)	Nominations journalières (MW)	Capacités d'import non utilisées (MW)	Prix sur le marché organisé voisin (€/MWh)	Différentiel de prix (€/MWh)
Allemagne	Export	0	301	1750	198	(1236-198=)
	Import	583	1957			1038

¹ Voir le lien :

http://www.cre.fr/fr/acces_aux_reseaux/reseaux_publics_d_electricite/acces_aux_interconnexions#a3

² Les tableaux ne font pas apparaître la Belgique car même si cette frontière se caractérise par l'absence de netting, sa mise en œuvre n'aurait pas conduit à réaliser des imports supplémentaires.

Espagne	Export	0	230	230	54	(1236-54) 1182
	Import	181	119			
Italie	Export	2077	95	2997	174	(1236-174=) 1062
	Import	0	75			
Angleterre	Export	1398	500	3347	110	(1236-110=) 1126
	Import	0	51			

Pic de prix du 12 novembre

		Nominations périodiques (MW)	Nominations journalières (MW)	Capacités d'import non utilisées (MW)	Prix sur les marché organisé voisin (€/MWh)	Différentiel de prix (€/MWh)
Allemagne	Export	0	0	0	71	(2500-71=) 2429
	Import	1207	1290			
Espagne	Export	0	300	300	68	(2500-68=) 2432
	Import	184	116			
Italie	Export	1124	665	2049	97	(2500-97=) 2403
	Import	0	70			
Angleterre	Export	11	0	1275	74	(2500-74=) 2426
	Import	636	100			

Pic de prix du 15 novembre

		Nominations périodiques (MW)	Nominations journalières (MW)	Capacités d'import non utilisées (MW)	Prix sur le marché organisé voisin (€/MWh)	Différentiel de prix (€/MWh)
--	--	------------------------------------	-------------------------------------	---	--	------------------------------------

Allemagne	Export	0	0	463	701	(1762-701=) 1061
	Import	660	3746			
Espagne	Export	0	300	300	52	(1762-52=) 1710
	Import	0	0			
Italie	Export	511	2201	512	193	(1762-193=) 1569
	Import	0	994			
Angleterre	Export	0	0	1650	520	(1762-520=) 1242
	Import	300	50			

On observe ainsi que, sur toutes les frontières, la capacité d'import non utilisée a été très importante, alors que le différentiel de prix était très favorable à des échanges vers le marché français. Le 29 octobre, alors que le prix s'est élevé à 1236 €/MWh, 8324 MW de capacité d'interconnexion à l'import n'étaient pas utilisés. Le 12 novembre et 15 novembre, la capacité d'import non utilisée a atteint respectivement 6624 MW et 2924 MW.

La mise en œuvre d'un couplage de marchés pour l'allocation des produits journaliers aurait donc permis de bénéficier d'offres moins chères provenant des pays voisins. Ceci aurait conduit à augmenter l'offre à prix bas sur Powernext ce qui aurait sans aucun doute empêché l'apparition de ces pics de prix.

Par exemple, pour la journée du 29 octobre, on observe qu'un « simple » couplage de marchés avec l'Espagne³ aurait conduit à diviser par deux le prix sur Powernext (de 1236 €/MWh à 600 €/MWh). Il est intéressant de noter, en outre, que la capacité d'import non utilisée sur la frontière espagnole était la plus faible de tous les pays considérés, ce qui laisse supposer qu'un couplage de marchés avec l'Allemagne, l'Italie ou l'Angleterre aurait eu encore plus d'impact sur le prix Powernext.

Dans le même temps, on observe qu'un volume important d'échange est réalisé dans le sens opposé au différentiel de prix de marché. Ces échanges à contre-sens du différentiel de prix reflètent une exploitation non optimale des moyens de production à l'échelle de la France et de ses pays frontaliers.

La mise en œuvre de mécanismes efficaces pour allouer les capacités d'interconnexion s'avère donc essentielle pour exploiter efficacement la complémentarité des parcs de production et éviter l'apparition de pics de prix. Les gestionnaires de réseau sont par conséquent invités à accélérer leur mise en œuvre.

³ Cette analyse n'a pu être réalisée qu'avec l'Espagne car pour les autres pays, les courbes d'offres des bourses n'étaient pas publiées pour les dates considérées.