

Paris le 20 novembre 2009

## Communication de la Commission de régulation de l'énergie (CRE) sur le pic de prix de l'électricité du 19 octobre 2009

**Le prix de l'électricité sur le marché spot français a atteint le lundi 19 octobre un niveau de 612,8 €/MWh sur le produit Base et 1146.6 €/MWh sur le produit « pointe ». Les prix horaires observés ont été de 3000€/MWh sur quatre heures, de 8h à 12h. Ces pics horaires dépassent les niveaux atteints lors des pics d'octobre et novembre 2007, dont le maximum était de 2500 €/MWh le 12 novembre 2007. Ces prix ont été fixés dans le cadre des opérations de bourse effectuées en J-1, soit le dimanche 18 octobre matin.**

Durant les quatre heures concernées, les volumes proposés à la vente ne permettaient pas de couvrir les ordres à l'achat, les quantités horaires manquantes étant de près de 1000 MW en moyenne après le processus de couplage trilatéral du TLC. Le prix fixé sur ces heures correspondait donc au plafond technique de 3000 €/MWh, en vigueur dans le cadre du fonctionnement d'EPEX Spot Auction. Un plafond identique est retenu pour les fixages des trois bourses *spot* du « couplage trilatéral » ou TLC (France, Belgique, Pays-Bas), ainsi que pour ceux des marchés allemand et suisse.

La CRE a engagé une investigation sur les facteurs explicatifs de ces niveaux de prix. Elle a notamment analysé la séquence opératoire au sein de la bourse EPEX Spot Auction qui a abouti à la fixation de ces prix, ainsi que les fondamentaux du système électrique français déterminants pour les interventions des acteurs de marché.

Les premières conclusions de la CRE dans le cadre de cette investigation se fondent sur les déclarations et informations reçues de la part de différents acteurs, et en particulier d'EPEX Spot, d'EDF et sa filiale EDF Trading, ainsi que de l'UFE.

### Séquence opératoire

Les marchés spot allemand et suisse sont désormais gérés par EPEX Spot dans le cadre des accords entre Powernext et EEX (bourse allemande de l'énergie). En temps normal, la fixation du prix sur la bourse spot française, ou fixage, a lieu à 11h. Elle succède au fixage pour le marché suisse, à 10h30 et précède celui du marché allemand, à 12h. Cette séquence opératoire est par ailleurs contrainte par les modalités opératoires du couplage trilatéral entre la France, la Belgique et les Pays-Bas, qui prévoient notamment un découplage des trois marchés si les résultats du TLC ne sont pas publiés avant 11h45, ainsi que par les horaires des guichets VPP et de l'enchère allemande à midi.

Le dimanche 18 octobre, un test mené par les opérateurs d'EPEX révèle l'occurrence d'un pic de prix sur le fixage suisse pour l'heure 8 (de 7h à 8h). Epex spot avertit ses membres dans le cadre d'une procédure prévue dans ce cas de figure (seconde enchère, ou RFQ<sup>1</sup>) à 10h45. Les résultats de cette procédure aboutissent à la publication des résultats pour la Suisse à 11h.

<sup>1</sup> « Request for quotes », dénommée aussi « Second Auction »

Un test effectué sur le marché français à 10h59 révèle une situation de déséquilibre entre les offres à l'achat, dépassant les offres à la vente, sur plusieurs heures de la journée (situation dite de « curtailment »). Toutefois, au moment où ce test est effectué, plusieurs intervenants n'ont pas encore transmis leurs ordres à Epex Spot. En effet, le retard pris sur le fixage suisse a amené différents intervenants à retarder la soumission de leurs ordres pour le marché français au-delà de 11h.

EPEX ferme le carnet d'ordre pour le fixage français et reçoit les possibilités d'échanges de capacité dans le cadre du TLC quelques minutes après 11h. Les opérateurs d'EPEX prennent alors connaissance, à 11h13, des résultats, qui montrent le maintien d'un déséquilibre entre les ordres à l'achat et à la vente de 8h à midi, même si ce déséquilibre est atténué par rapport au test effectué à 10h59, du fait notamment d'un flux d'import de Belgique et des Pays-Bas de l'ordre de 700 MW obtenu dans le cadre du TLC.

Les procédures internes appliquées par EPEX en vigueur le 18 octobre prévoient le lancement d'une seconde enchère sous certaines conditions dont i) un constat de déséquilibre achat / vente ou de pic de prix sur la base d'un carnet d'ordres représentatif et ii) au plus tard à 11h05, compte tenu des modalités opérationnelles liées au fonctionnement du TLC. Sur la base des résultats de 11h13, la décision est prise de retenir les résultats obtenus pour le fixage du marché français. Epex spot justifie l'absence de lancement d'une seconde enchère, lors du test de 10h59, ou à la suite des résultats de 11h13, par la combinaison de ces deux contraintes.

### **Les décisions opérationnelles prises par EPEX à la suite de ce pic de prix**

Epex Spot a annoncé le 22 octobre, pour application le 23 octobre, les mesures suivantes :

- l'accélération de la procédure de seconde enchère (RFQ) sur l'enchère suisse, qui devrait permettre la publication des résultats à 10h55 ;
- la mise en œuvre d'un test sur le marché français avant 11h03, qui donnera lieu si nécessaire à une seconde enchère (RFQ) avant 11h05, même si le carnet d'ordres n'est pas jugé représentatif et que des ordres significatifs sont manquants. Ce test doit se faire au plus tard à 11h05.

### **Les flux aux interconnexions**

Les mécanismes de gestion des interconnexions électriques, approuvés par la CRE, ont bien fonctionné : les flux d'importation pendant les heures de pic de prix ont été particulièrement élevés et ont permis d'atténuer la pénurie d'offres de vente sur le marché spot français et ainsi de renforcer la sécurité d'approvisionnement en France. Sur ces heures, près de 7200 MW en moyenne ont été importés, ce qui est proche des limites de la capacité d'import totale toutes interconnexions confondues (autour de 9000 MW). Le taux d'utilisation des interconnexions a été égal à 100% dans le cas des interconnexions allemande, belge et anglaise et de l'ordre de 82 à 91% selon les heures dans le cas de l'interconnexion avec la Suisse.

Sur l'interconnexion espagnole, la capacité dans le sens de l'importation n'a pas pu être utilisée compte tenu de maintenances.

Sur l'interconnexion italienne, on constate que la capacité d'import de 900 MW disponible en J-1 n'a quasiment pas été utilisée pendant les quatre heures de pics de prix. On observe également des nominations à contre-sens du différentiel de prix (entre 45 MW et 310 MW) à l'échéance J-1. Le manque de réactivité sur cette interconnexion s'explique principalement par les

caractéristiques de l'organisation de marché italienne et, notamment, la clôture du marché spot italien très en amont des autres marchés européens (9h en J-1).

### **La consommation et la disponibilité du parc de production**

Le pic de consommation du mois d'octobre a été observé le 19 octobre à un niveau de 69,2 GW dans un contexte de températures plus froides que la normale. A titre de comparaison, le pic de consommation observé le lundi précédent était de 59,8 GW.

La disponibilité constatée du parc de production pour le 19 octobre s'établit à 73,6 GW<sup>2</sup>.

L'écart entre consommation et disponibilité constatée du parc se situe à 4,4 GW, en très nette baisse par rapport à la moyenne du mois d'octobre, estimée à 11 GW<sup>3</sup>.

A 20h, RTE a estimé le niveau des marges disponibles à moins de 3,8 GW, alors qu'il requiert 3,7 GW de marges pour assurer la sécurité du réseau en deçà d'un seuil de risque acceptable. Ce niveau de marges est nécessaire pour le système afin de faire face aux aléas de production et aux variations de la consommation par rapport à la prévision. La mise en regard de ces données montre que la sûreté du système n'est pas mise en péril au-delà du niveau de risque retenu, mais elle témoigne également de la faiblesse des marges de manœuvre du système électrique pour faire face à un pic de consommation.

### **La disponibilité du parc nucléaire**

Le lundi 19 octobre, la disponibilité du parc nucléaire était de 44,6 GW. Cette donnée correspond à un niveau d'indisponibilité (fortuite et planifiée) de près de 18 GW sur cette journée. En moyenne, les indisponibilités (fortuites et planifiées) sur le mois d'octobre 2009 se situent à près de 18,4 GW, en hausse de 19.6% par rapport à 2008. L'indisponibilité constatée pour le 19 octobre peut être rapportée à une capacité installée du parc nucléaire de 63 GW, soit plus de 27%.

### **La consommation et la disponibilité prévisionnelles du parc de production**

La semaine qui a précédé le lundi 19 octobre a connu deux révisions significatives des prévisions de consommation et de disponibilité du parc de production.

S'agissant de la consommation, les données prévisionnelles publiées par RTE font état d'une prévision de consommation, estimée le vendredi 16 octobre, veille du week-end, à 65,9 GW pour le lundi 19 octobre à 9h30 (correspondant à la pointe de la matinée). Elle passe à 68,9 GW le 18 octobre, soit un écart de 3000 MW.

Concernant la disponibilité du parc de production, celle-ci est évaluée à 77,8 GW le 16/10 pour le 19/10. Cette donnée est publiée à l'identique le samedi 17/10, un problème informatique interne à EDF ayant empêché la transmission de prévisions réactualisées (procédure détaillée sur le site de l'UFE). Elle est actualisée et revue nettement à la baisse le dimanche 18/10 matin, à 73,7 GW (vue du dimanche pour le lundi). Entre vendredi et dimanche matin, la disponibilité du parc de production est ainsi revue à la baisse pour une puissance de 4100 MW.

<sup>2</sup> Donnée transmise par l'UFE à la CRE, les données publiées dans le cadre du dispositif transparence présentant une donnée manquante, pour la filière Charbon+gaz

<sup>3</sup> Cette estimation est effectuée sur la base des données disponibles sur le site RTE pour le mois d'octobre 2009, les jours au cours desquels tout ou partie de l'information est non disponible n'étant pas pris en compte

Au cours du week-end précédant le 19 octobre, plusieurs arrêts fortuits ont affecté diverses centrales du parc de production. Certaines de ces données ont pu être prises en compte dans les données de disponibilité publiées le dimanche matin et contribuent à expliquer l'écart de prévisions pour le lundi, vu du vendredi ou du dimanche.

- de 46,4 GW à 44,6 GW, soit -1800 MW de disponibilité prévisionnelle du parc de production nucléaire ;
- de 11,5 GW à 10,3 GW pour l'hydraulique de pointe, soit -1200 MW. Ce dernier point s'explique en grande partie par une avarie concernant la centrale hydraulique de Grand-Maison, qui survient tôt le dimanche matin et qui est réparée en fin de journée dimanche.

Au total, entre la veille du week-end et dimanche matin, les révisions combinées de la consommation (à la hausse) et de la disponibilité du parc de production (à la baisse) atteignent le niveau significatif de 7100 MW, qui a pu modifier de façon brutale les anticipations des acteurs et leurs interventions sur les marchés le dimanche matin.

### **Les décisions opérationnelles prises par EDF**

EDF optimise son parc de production et gère ses interventions sur les marchés en prenant en compte un critère de « risque 1% ». Ce critère permet d'évaluer, pour le portefeuille d'EDF, la marge nécessaire pour ramener à 1% le risque, pour l'entreprise, de devoir recourir à des moyens très coûteux ou exceptionnels afin d'honorer l'équilibre offre-demande sur son périmètre de responsabilité.

Dans le cadre de cette gestion du risque, EDF a procédé à des achats de sécurité sur les marchés de gros dès le vendredi, puis le dimanche matin, en particulier sur la bourse suisse. Ces décisions opérationnelles intègrent l'information qui était disponible de façon agrégée dans le cadre des données « transparence » communiquées le dimanche matin, mais également sur la base de la vision interne relative à la disponibilité et aux arrêts fortuits affectant le parc de production. Elles se sont traduites par un niveau extrêmement bas des capacités disponibles à la vente d'EDF, en particulier pour la pointe du lundi matin. Ces capacités à la vente ont été restaurées en fin de journée dimanche, avec la réparation de la centrale de Grand-Maison.

### **Les premières conclusions de la CRE**

La CRE considère que la brutale tension sur les fondamentaux de production et sur les prévisions d'équilibre entre offre et demande à la veille du 19 octobre constitue le fait générateur du pic de prix constaté le lendemain.

Dans le contexte d'une disponibilité réduite du parc de production du fait notamment des arrêts programmés ou fortuits du parc de production nucléaire, cette tension résulte de la conjonction de deux facteurs :

- une révision des estimations de consommation du vendredi au dimanche pour le lundi 19 octobre (+3000 MW) et un pic de consommation enregistré le 19 octobre ;
- une révision des estimations de disponibilité du parc de production du vendredi au dimanche pour le lundi 19 octobre (-4100 MW), essentiellement en raison d'arrêts fortuits concernant le parc nucléaire et la centrale hydraulique de pointe de Grand-Maison le dimanche matin. Cette dernière centrale a pu être remise en service en fin de journée le 18 octobre.

Ces écarts significatifs du vendredi au dimanche pour le lundi 19 octobre entre estimations de consommation et de disponibilité du parc ont eu un effet cumulé particulièrement élevé, de plus de 7000 MW. Dans le cas particulier d'EDF Trading, cela s'est traduit par des interventions à l'achat sur les marchés résultant de l'application de ses critères internes de gestion du risque et par une moindre disponibilité de capacités à la vente sur le marché français le dimanche 18 octobre matin.

En conséquence, la CRE demande à EDF de mettre en œuvre les moyens nécessaires pour renforcer la fiabilité aujourd'hui insuffisante des données prévisionnelles de son parc de production. Elle demande, en outre, à l'UFE d'améliorer la transparence des données prévisionnelles et rappelle à cet égard l'importance qui s'attache à la publication des arrêts fortuits par centrale.

Concernant EPEX, des acteurs de marché ont reproché à l'opérateur de la bourse d'échange de l'électricité de ne pas avoir lancé une seconde enchère susceptible d'apporter des offres à la vente supplémentaires lorsque l'insuffisance de ces offres a été constatée. EPEX a justifié cela auprès de ses membres par ses procédures internes dans le contexte opérationnel particulier du dimanche 18 octobre matin. La CRE considère qu'il est difficile a posteriori d'affirmer qu'une seconde enchère aurait pu permettre de résoudre le déséquilibre constaté entre les offres à l'achat et à la vente. La CRE observe que la nouvelle procédure mise en vigueur depuis le 23 octobre maintient la contrainte d'une heure limite à 11h05 pour lancer une deuxième enchère. La CRE recommande à EPEX d'examiner, en lien avec ses membres et avec ses partenaires du TLC, toute mesure permettant le cas échéant d'assouplir cette contrainte.