



Commission de Régulation de l'Electricité et du Gaz  
Rue de l'Industrie 26-38  
1040 Bruxelles  
Tél.: 02/289.76.11  
Fax: 02/289.76.09

## COMMISSION DE REGULATION DE L'ELECTRICITE ET DU GAZ

### **ETUDE**

**(F)110915-CDC-1099**

sur

*« le pic de prix sur le Belpex DAM du 28 mars  
2011 »*

15 septembre 2011

# INTRODUCTION

Dans la présente étude, la « COMMISSION DE REGULATION DE L'ELECTRICITE ET DU GAZ » (ci-après dénommée la « CREG ») étudie le pic de prix survenu sur le Belpex Day Ahead Market (ci-après dénommé le « Belpex DAM ») le 28 mars 2011.

Cette étude comporte trois volets. La première partie étudie les causes du pic de prix, ce qui implique que tout autre comportement d'acteurs du marché qui ne soit pas directement lié au pic de prix ne sera pas analysé dans cette étude. Le deuxième volet étudie les mesures qui pourraient être prises pour améliorer le fonctionnement du Belpex DAM et du marché de gros de l'électricité. Enfin, la dernière partie contient les conclusions de la CREG.

La présente étude a été approuvée lors de la réunion du Comité de direction du 15 septembre 2011.



## I. CAUSES DU PIC DE PRIX

1. La bourse d'électricité belge est couplée au niveau du prix avec les bourses néerlandaise, française et allemande depuis le 10 novembre 2010. Cet algorithme de couplage de prix intervient à midi la veille de la fourniture.
2. Pour le lundi 28 mars 2011, il s'agissait du dimanche 27 mars 2011. La nuit du samedi 26 au dimanche 27 a été marquée par la fin de l'heure d'hiver et le passage à l'heure d'été (nous sommes passés de 2 à 3 heures). Un *bug* dans le calcul de la date a entraîné un découplage des bourses d'électricité<sup>1</sup>.
3. En raison de ce découplage, un message a été envoyé aux acteurs du marché, la capacité d'interconnexion a été allouée explicitement (par le biais des enchères fictives ou *shadow auctions* CASC) et les livres de commande ont été rouverts. Il n'y a pas eu de « Request for Quotes » (ci-après « RfQ ») et partant, pas d'informations de prix. Le déroulement détaillé des événements est repris en annexe.
4. La réouverture du livre de commande Belpex a eu lieu de 14h06 à 14h20, laissant aux participants au marché moins de 15 minutes pour reconsidérer leurs offres en fonction des résultats de l'enchère fictive de capacité d'interconnexion et de l'information que les bourses d'électricité allaient être découplées (un message envoyé à 14h01, cinq minutes avant la réouverture des livres de commande). Il convient de noter que la procédure pour ce genre d'événements (y compris le bref délai d'ajustement du livre de commande) avait été convenue de commun accord par les parties prenantes et était respectée par les acteurs du marché.
5. Le résultat du clearing isolé sur le Belpex DAM était un prix moyen de 206,1 €/MWh pour une fourniture de base au cours de la journée du 28 mars 2011, avec un pic de prix de 2.999 €/MWh pour une fourniture au cours de la 8<sup>e</sup> heure (c'est-à-dire de 7 à 8 heures) de ce jour. Cela donne le graphique suivant :

---

<sup>1</sup> Ce *bug* a été résolu depuis lors. Pour plus de détails, consultez l'annexe.

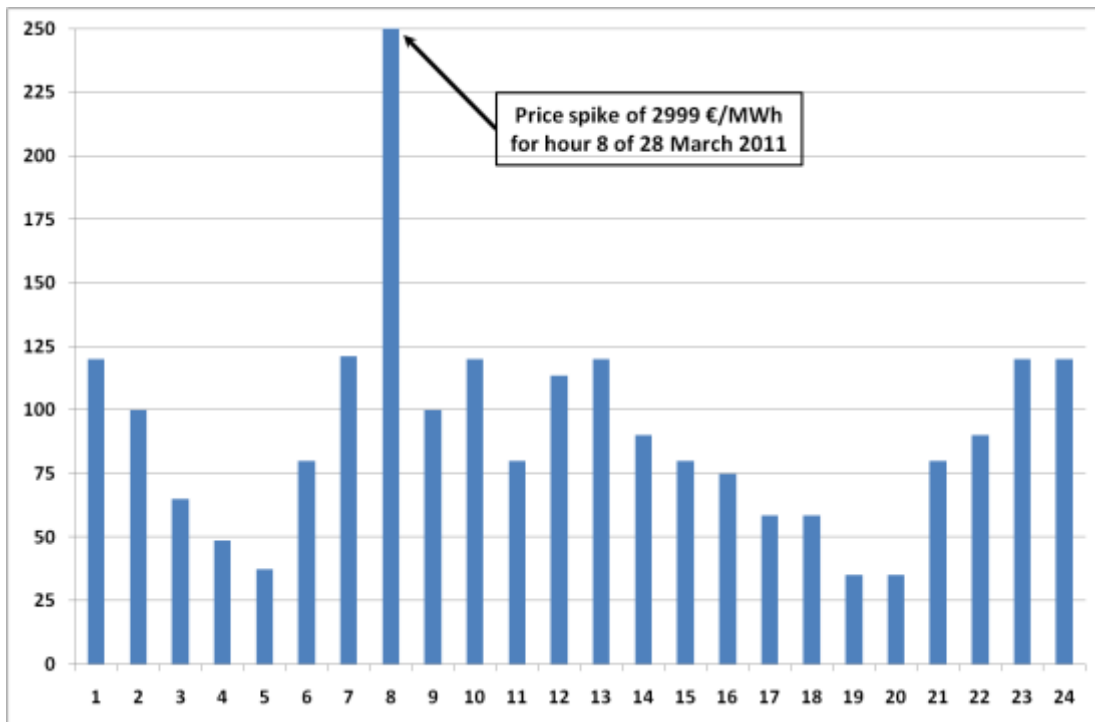


Figure 1 : prix horaires sur le Belpex DAM le 28 mars 2011 (en €/MWh)

6. Outre le pic de prix à la 8<sup>e</sup> heure et les prix plus élevés que la normale pendant certaines autres heures, le schéma tarifaire ne correspondait manifestement pas au schéma de prix moyen au cours de la période allant du 1<sup>er</sup> janvier 2011 au 27 mars 2011, comme le montre la figure ci-dessous. Le prix moyen pendant cette période s'élève à 53,1 €/MWh.

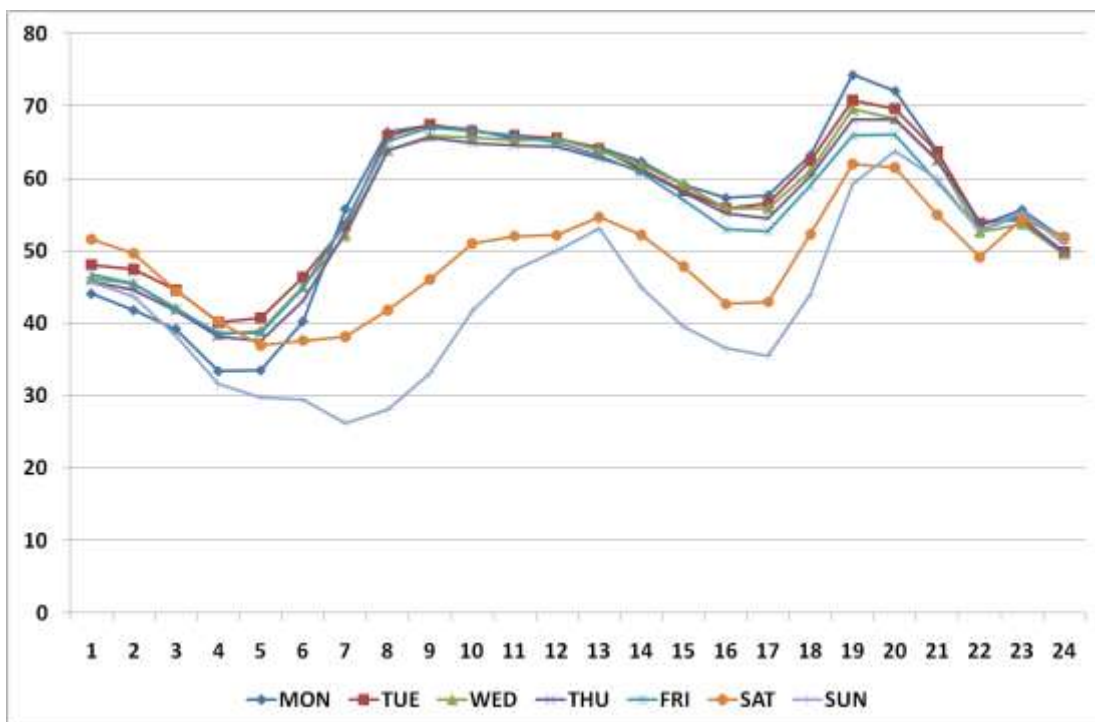


Figure 2 : prix horaires moyens sur le Belpex DAM pour chaque jour de la semaine

pendant la période du 1<sup>er</sup> janvier 2011 au 27 mars 2011 (en €/MWh)

7. Si le couplage de marché avait fonctionné normalement, les prix n'auraient probablement pas connu de pic du tout.
8. Il est clair que le problème informatique dans l'algorithme de couplage est la cause du découplage et partant, du pic de prix. Toutefois, sur la base des données agrégées publiées par Elia, le GRT belge, plus de 14.000 MW de capacité de production étaient disponibles au cours de la 8<sup>e</sup> heure du 28 mars. Si l'on tient compte d'une charge prévue de 10.000 MW et d'exportations nettes au *day ahead* de 286 MW, la capacité de production non utilisée s'élevait à 3.700 MW dans la zone de réglage belge. La figure ci-dessous illustre ces données.

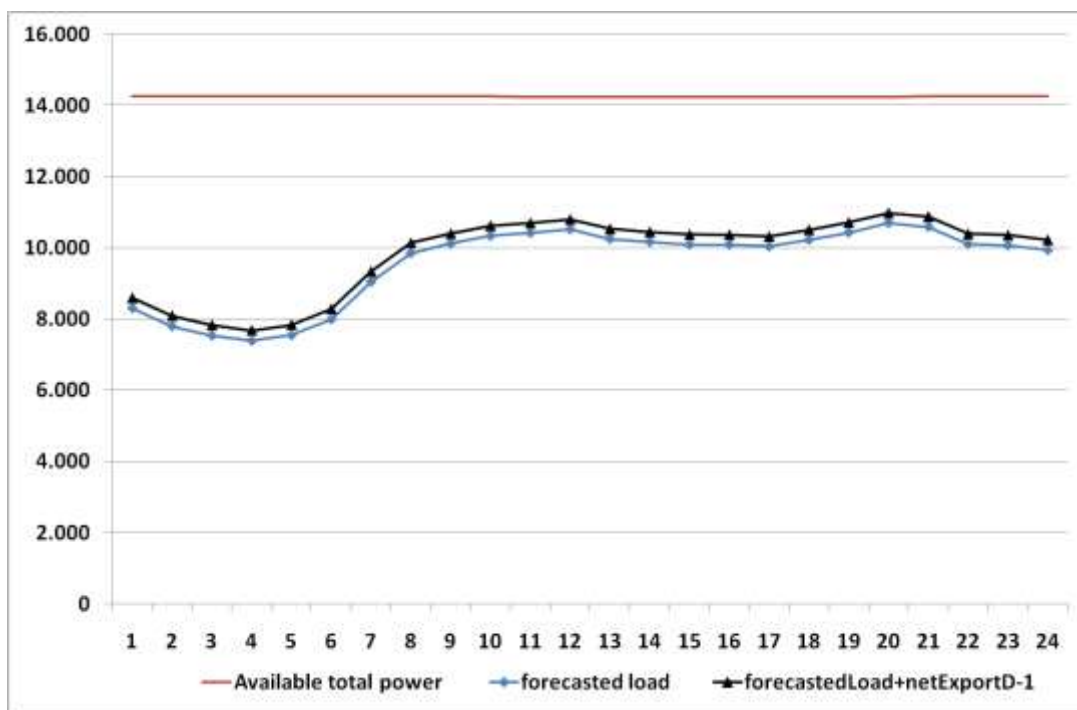


Figure 3 : capacité de production totale disponible, charge prévue totale et charge prévue totale + exportations nettes nominées au *day ahead* pour le 28 mars 2011 (en MW)

9. Elia publie également le type de capacité de production qui est disponible. Le graphique suivant présente la répartition de la capacité totale en ces différents types. Il est clair que l'éolien, l'hydroélectrique, les « combustibles liquides » et autres représentent plus de 2.000 MW.

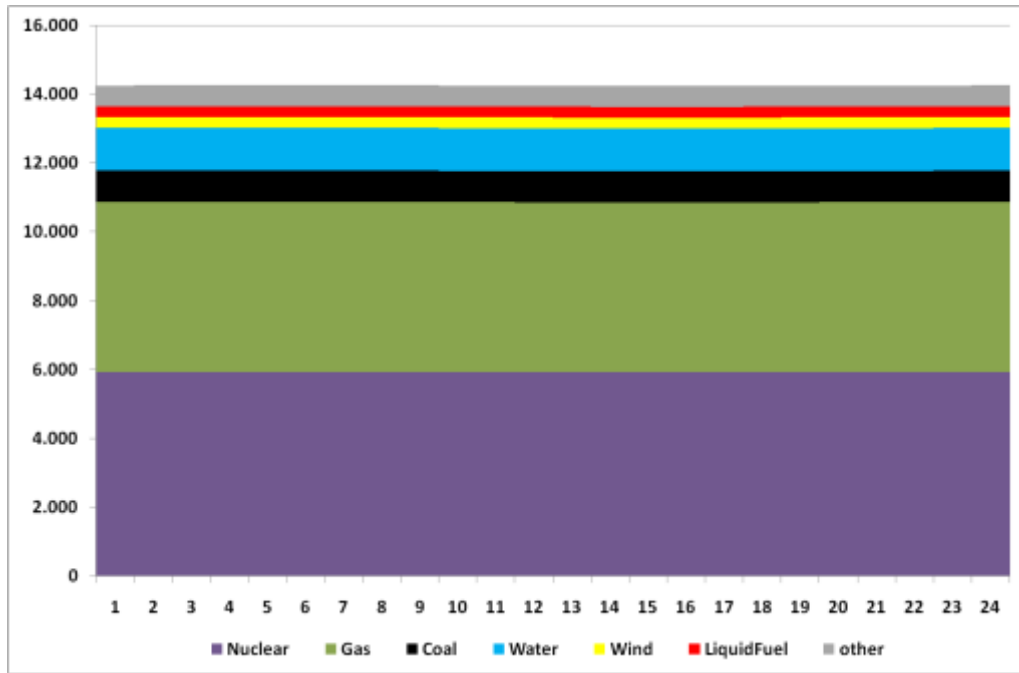


Figure 4 : capacité de production totale disponible par type de combustible prévue à 24 heures pour le 28 mars 2011 (en MW)

10. Elia publie également les nominations cumulées effectuées au *day ahead* sur chaque type d'unité. Ces données peuvent être comparées à la capacité disponible cumulée pour chaque type d'unité permettant de calculer la capacité de production non utilisée par type. Cela donne le graphique ci-dessous. Il ressort clairement de ces données que les 4.000 MW de capacité non utilisée proviennent principalement de la capacité hydroélectrique inutilisée (1.200 MW) et de la capacité gazière inutilisée (1.730 MW).

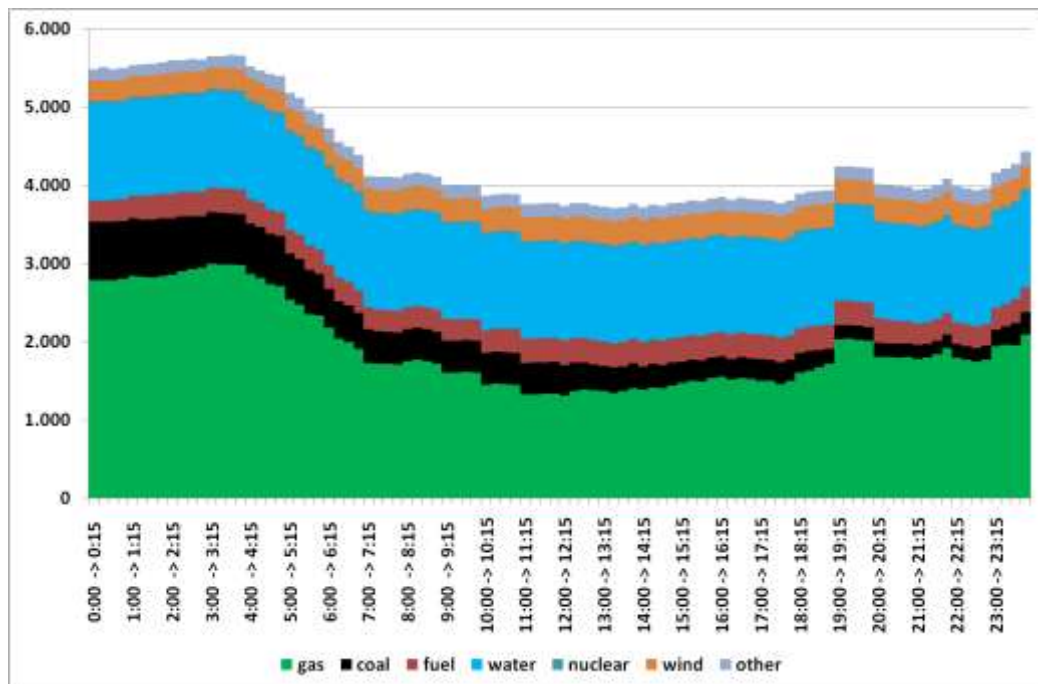


Figure 5 : capacité de production totale disponible inutilisée par type de combustible

**prévue à 24 heures pour le 28 mars 2011 (en MW)**

11. La CREG a examiné les unités de production individuelles et a établi 10 catégories de combustibles : « thermique », « nucléaire », « biomasse », « au fil de l'eau », « stockage pompé », « cogénération », « incinérateur », « T-power », « turbojets » et « éolien ». La CREG considère le « thermique », le « nucléaire » et le « stockage pompé » comme maîtrisables, alors que les autres ne le sont pas<sup>2</sup>. Pour l'« éolien » et le « fil de l'eau », nul besoin de longues explications. Toutefois, la « biomasse », la « cogénération » et l'« incinérateur » sont également considérés comme non maîtrisables en ce sens que d'autres contraintes que le seul prix de l'électricité dictent la décision de production. Les « turbojets » sont des unités ne pouvant être utilisées que comme réserves (210 MW). T-power (400 MW) était en phase de test (disponible, mais pas en production). Nous obtenons le tableau suivant de capacités non utilisées par type de combustible pour la 8<sup>e</sup> heure.

<b>type</b>	<b>Pmax</b>	<b>nomination</b>	<b>Pmax - Nomination</b>
nucléaire	5.922	5.907	16
thermique	4.779	3.376	1.403
stockage pompé	1.150	134	1.016
cogénération	989	816	173
T-power	400	0	400
éolien	334	49	285
turbojet	210	0	210
au fil de l'eau	92	24	68
biomasse	52	48	5
incinérateur	32	32	0
<b>Total général</b>	<b>13.960</b>	<b>10.385</b>	<b>3.575</b>

12. Ce qui nous laisse 1.403 MW de capacité thermique non utilisée pour lesquels il convient de trouver une explication et 1.016 MW de stockage pompé.
13. La capacité thermique non utilisée peut être divisée comme suit :
- Une partie s'explique par la nécessité de détenir des réserves (primaire, secondaire et tertiaire) : au total, les unités thermiques fournissaient 453 MW de réserves. Il reste donc 950 MW de capacité thermique non utilisée à expliquer.
  - Quatre unités présentent une capacité non utilisée de plus de 100 MW chacune ; ces quatre unités représentent une capacité non utilisée de 733 MW.

---

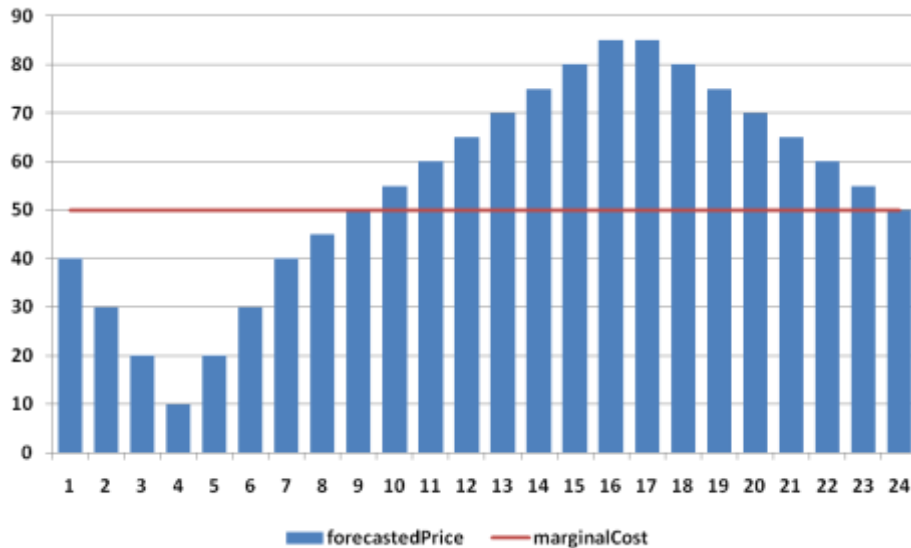
<sup>2</sup> Il s'agit d'un postulat posé par la CREG dans le cadre de cette étude et pour des raisons de simplicité.

- Sans ces quatre unités, il y a 217 MW de capacité non utilisée répartis sur quelque 15 unités.
14. Autrement dit, les 3.575 MW de capacité non utilisée se ventilent essentiellement en 4 unités thermiques d'une capacité non utilisée cumulée de 733 MW et la capacité de stockage pompée non utilisée de 1.016 MW.
  15. La CREG a procédé à une analyse du comportement d'Electrabel, de SPE et d'E.On en termes d'offres et de nomination sur les unités de production maîtrisables, en accordant une attention particulière aux quatre unités présentant une capacité non utilisée de plus de 100 MW et au stockage pompé. Pour des raisons de confidentialité, la CREG ne peut pas publier les conclusions de cette analyse. Toutefois, la CREG est en mesure de publier certains constats importants.
  16. En ce qui concerne les quatre unités présentant une capacité non utilisée de plus de 100 MW, la CREG conclut qu'une capacité suffisante sur ces unités a été proposée sur le marché pour éviter le pic de prix. Cette capacité a été proposée par des ordres de vente en bloc, mais qui commençaient après la 8<sup>e</sup> heure.
  17. L'ordre en bloc est le seul type d'offre à la disposition d'un acteur du marché s'il souhaite vendre une unité thermique sur la bourse d'électricité. Les ordres en bloc sont un type d'ordre statique. Si les prix sont prévus de façon déficiente (comme ce fût le cas le 28 mars à cause du découplage), l'utilisation d'ordre en bloc entraîne une allocation inefficace des ressources rares au *day ahead*.
  18. Pour la CREG, une importante leçon de l'événement du 28 mars est que les bourses d'électricité *day ahead* ont besoin de produits supplémentaires pour permettre l'allocation des rares ressources de la façon la plus efficace possible, même si les prévisions de prix par les participants du marché ont été déficientes (pour quelque raison que ce soit). Il faut savoir que l'allocation optimale au *day ahead* n'est possible que lorsque toutes les parties du marché peuvent prédire les prix de façon adéquate. Toutefois, comme l'illustre clairement l'événement du 28 mars, une prévision de prix parfaite n'est pas toujours possible. L'exemple suivant illustre pourquoi des produits supplémentaires sont requis pour faire face à de mauvaises prévisions de prix.
  19. Si un producteur souhaite vendre de l'électricité provenant d'une unité de production qui n'est pas une unité *must-run*, il utilise un ordre en bloc puisqu'il veut être certain de ne pas être obligé de démarrer et de couper l'unité à mesure que les prix varient puisque cela entraînerait des coûts supplémentaires. Dans un souci d'optimisation de

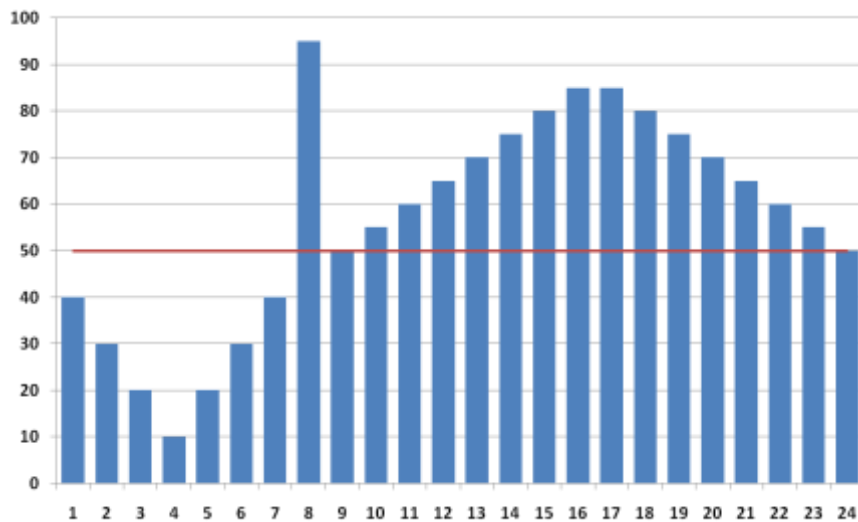


son profit, le producteur devra prévoir les prix. Un exemple pour l'illustrer.

- Un producteur possède une unité de 250 MW dont le coût marginal est de 50 €/MWh, qui ne produit pas en ce moment.
- Le producteur émet les prévisions de prix suivantes :



- Par conséquent, le producteur soumet un ordre de vente en bloc de la 9<sup>e</sup> à la 24<sup>e</sup> heure à 50 €/MWh pour 250 MW
- Toutefois, les prix de clearing diffèrent des prix prévus, comme suit.



- L'ordre de vente en bloc est sélectionné, mais l'on a l'impression (ex post) que le producteur retient de la capacité de production pendant la 8<sup>e</sup> heure. Toutefois, ex ante, il n'en est rien.
- Si le producteur se voyait offrir une seconde chance (par ex. en rouvrant le

livre de commande avec des informations de prix), il pourrait (et devrait) ajuster son offre de vente en bloc en la faisant débiter à la 8<sup>e</sup> heure au lieu de la 9<sup>e</sup> heure.

- De même, si le producteur était autorisé à offrir son unité par plusieurs offres en bloc mutuellement exclusives, chacune débutant à une heure différente<sup>3</sup>, la 8<sup>e</sup> heure aurait également été incluse.

20. Les paragraphes ci-dessus établissent clairement qu'un producteur doit recourir aux prévisions de prix s'il souhaite vendre ses unités de production avec des frais de démarrage sur le marché « day ahead ». Des prévisions de prix sont également requises pour la vente du stockage pompé. A posteriori, il est facile de voir que le stockage pompé aurait dû être nominé pour une production maximale au cours de la 8<sup>e</sup> heure. Toutefois, ex ante, cette information de prix n'était pas disponible. Si le producteur s'était vu offrir une seconde chance après le règlement tarifaire (par ex. en rouvrant le livre de commande avec des informations de prix), il aurait pu (et dû) ajuster ses ordres de vente limités en vendant plus d'énergie pendant la 8<sup>e</sup> heure et moins les autres heures.
21. Cependant, les producteurs qui offraient leur capacité disponible par ordres de vente en bloc commençant après la 8<sup>ième</sup> heure, par exemple à la 9<sup>ième</sup> heure, auraient dû offrir cette même capacité – si disponible – par des ordres de vente en bloc de commençant à l'heure 1 et se terminant à l'heure 8. De cette façon, les producteurs offrent toute leur capacité, comme requis.
22. On pourrait argumenter que de la vente de la capacité offerte de l'heure 1 à l'heure 8 serait très improbable, vu les prix historiques pendant ces heures, et que les producteurs ne devraient pas se donner la peine d'offrir cette capacité. Cependant, le coût pour offrir cette capacité est très faible, alors que l'impacte potentiel négatif est très grand : un pic de prix qui ne reflète pas l'équilibre offre-demande implique non seulement un prix incorrect et plus élevé pour les acheteurs, mais sert aussi de signal que la bourse *day ahead* est plus risquée que l'on pourrait croire en se basant sur la situation physique réelle. Ceci rend la bourse *day ahead* moins attractive et pourrait chasser les acteurs de marché des bourses vers le marché OTC ou même faire fuir ces acteurs du marché belge. C'est pour cette raison que la CREG insiste que les producteurs offrent toute leur capacité (qui n'est pas limitée en énergie) sur la bourse *day ahead* quand elle est disponible, même quand il est très improbable qu'elle sera

---

<sup>3</sup> De même, éventuellement à des prix différents pour faire face à des frais de démarrage qui doivent alors être remboursés pendant des nombres d'heures différents

vendue.

23. En ce qui concerne le prix de 2.999 €/MWh, il s'explique par le fait que lorsque le livre de commande a rouvert, un courtier a voulu soumettre un ordre d'achat de 3.000 €/MWh, offre qui a été rejetée par le système. Vu le délai très court, le courtier a décidé de soumettre une nouvelle offre à 2.999 €/MWh qui a été acceptée.
24. En outre, une part importante de capacité d'interconnexion n'était pas utilisée en raison du fait que les participants à l'enchère fictive étaient peu nombreux et qu'il était encore moins recouru à la capacité d'interconnexion acquise par le biais de ces enchères. Il est possible que cette faible participation puisse être imputée à la faible participation des acteurs du marché puisque l'on était dimanche. Par ailleurs, les enchères fictives ne sont efficaces que lorsqu'un nombre suffisant de participants y recourent. Ce n'était pas le cas aux frontières belges, ni aux autres frontières (même s'il semble en être fait meilleur usage aux autres frontières). Cette situation pourrait s'expliquer par le fait que la capacité d'interconnexion n'est considérée comme un actif de valeur que s'il y a des informations de prix. Sans informations de prix, l'on pourrait se demander pourquoi utiliser de la capacité d'interconnexion<sup>4</sup>. En l'occurrence, il n'y avait pas d'informations de prix puisqu'il n'y avait pas de RfQ. En conclusion, tant le faible usage de la capacité d'interconnexion importée que le faible recours au stockage pompé et à d'autres capacités de production semblent avoir la même explication : l'absence d'informations de prix.

## II. MESURES

25. Dans la section qui suit, la CREG propose des mesures correctrices pour améliorer le fonctionnement du Belpex DAM afin de le faire évoluer vers un outil d'allocation plus efficace au *day ahead* des ressources disponibles. Cette section traite les mesures correctrices suivantes :
  - Amélioration des règles applicables aux « Requests for Quotes » (RfQ)
  - Introduction de différents types d'offres plus sophistiquées (« offres intelligentes »)

---

<sup>4</sup> La principale raison au couplage de marchés est le fait que l'algorithme de couplage peut utiliser toutes les informations disponibles pour utiliser la capacité d'interconnexion disponible de la façon la plus efficace. Le raisonnement sous-tendant et les arguments en faveur de l'introduction d'offres intelligentes sont les mêmes que pour le couplage de prix.

- Transparence des unités de production > 100 MW

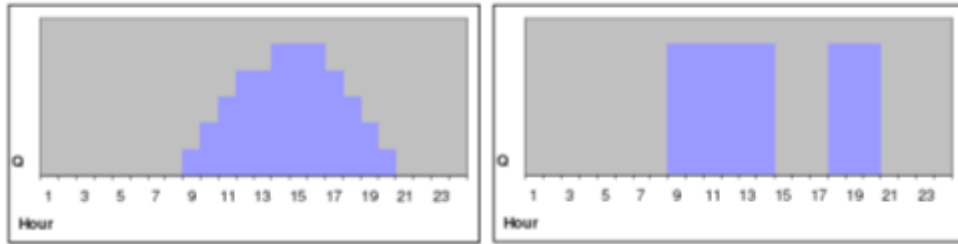
La CREG considère ces trois propositions comme indispensables. La première mesure est d'ores et déjà en cours d'implémentation par Belpex.

#### *Mesure 1 - Amélioration des règles applicables aux « Requests for Quotes » (RfQ)*

26. Comme expliqué dans la section précédente, la capacité proposée sur le marché était suffisante pour éviter le pic de prix. Cette capacité a été proposée par des ordres de vente en bloc, mais qui commençaient après la 8<sup>e</sup> heure. De même, la capacité sur le stockage pompé était plus que suffisante pour éliminer le pic de prix. Parce que les parties ne disposaient pas d'informations ex ante sur le pic de prix à la 8<sup>e</sup> heure, elles n'ont pas pu adapter leur comportement en matière d'offre.
27. Même si un producteur a offert la totalité de sa capacité de production disponible et même s'il y a des offres intelligentes, une RfQ peut se révéler nécessaire si des erreurs humaines manifestes ont été commises. Toutefois, une telle situation devrait être exceptionnelle.
28. S'il y avait eu un appel d'offres (RfQ) et si les acteurs du marché avaient su qu'il y avait un pic de prix au cours de la 8<sup>e</sup> heure, ils auraient pu adapter leurs ordres de vente en bloc pour vendre leurs unités thermiques à partir de la 8<sup>e</sup> heure (voire plus tôt) et pour vendre une part de l'énergie provenant du stockage pompé.
29. Les règles d'émission d'une « Request for Quotes » étaient conformes à celles d'autres marchés CWE. Seuls les niveaux de prix déclenchant une RfQ étaient différents. Belpex SA procède actuellement à l'harmonisation de ces niveaux de prix. Les nouveaux niveaux de prix sont les suivants : si pendant au moins une heure le prix indicatif de règlement du marché est inférieur à -150 €/MWh ou supérieur à 500 €/MWh, une RfQ est envoyée à tous les acteurs du marché et l'heure de règlement du marché est retardé.
30. De même, les règles relatives à une RfQ s'appliquent désormais en mode couplé et découplé.
31. Une RfQ est un outil qui doit idéalement ne pas du tout être utilisé. Toutefois, plusieurs facteurs pourraient justifier le déclenchement d'une RfQ, notamment une erreur significative d'un courtier ou l'allocation inefficace de capacités transfrontalières.

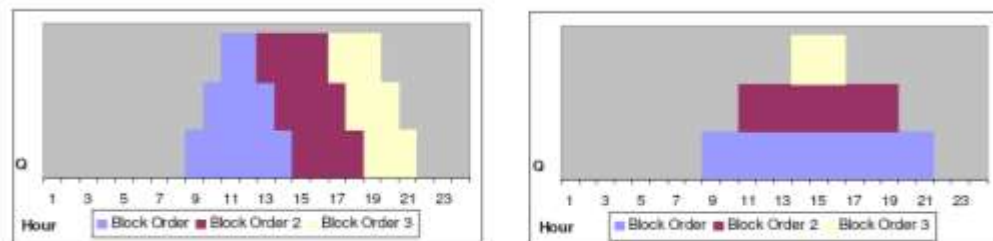
#### *Mesure 2 – Introduction de différents types d'offres intelligentes*

32. A l'heure actuelle, il n'existe qu'un seul type d'offre flexible, à savoir l'offre en bloc. Si un acteur du marché soumet une offre en bloc, par ex. pour vendre 200 MW de la 8<sup>e</sup> à la 24<sup>e</sup> heure au prix de 50 €/MWh, cet acteur du marché vendra 200 MW de la 8<sup>e</sup> à la 24<sup>e</sup> heure si le prix de clearing moyen pendant ces heures est supérieur à 50 €/MWh. Ce type d'offre permet à un propriétaire d'une unité avec des coûts de démarrage et de coupure de contrôler son risque s'il souhaite vendre l'unité sur le marché *day ahead*.
33. Toutefois, comme illustré ci-dessus, il faut des prévisions de prix pour soumettre un ordre en bloc. En cas d'incertitude concernant le schéma de prix, une possibilité consisterait à soumettre plusieurs ordres en bloc mutuellement exclusifs. Par exemple, si l'on ne sait pas si les prix vont commencer à augmenter à partir de la 8<sup>e</sup> heure ou de la 9<sup>e</sup> heure, l'on pourrait soumettre deux ordres en bloc mutuellement exclusifs avec le premier bloc qui commencerait à la 8<sup>e</sup> heure et le second bloc à la 9<sup>e</sup> heure. Si celui de la 8<sup>e</sup> heure présente un rendement supérieur, il est sélectionné et l'autre est abandonné. Ce type d'offres n'est toutefois pas encore possible, même s'il est faisable.
34. De même, pour le stockage pompé, il existe des types d'offres complexes personnalisés en fonction de ce type de production. L'on pourrait soumettre un ordre de vente (avec plusieurs contraintes telles que son Pmax) pour une certaine quantité d'énergie, disons 2.000 MWh, mais sans spécifier une période de la journée. L'algorithme trouverait les heures les plus appropriées pour vendre cette énergie. Ce type d'offres n'est toutefois pas encore possible, même s'il est faisable.
35. Il existe bien d'autres types d'offres intelligentes dont vous trouverez la liste non-exhaustive ci-dessous. L'introduction d'offres intelligentes doit être harmonisée avec les autres bourses d'électricité.
- Sont d'ores et déjà appliqués dans l'algorithme de couplage et découplage du marché et peuvent être utilisés :
    - « Ordre limité » : offre pour une heure, un prix et – par définition - un volume fixe ; acceptée ou rejetée entièrement
    - « Ordre en bloc » : offre pour une période d'heures consécutives, à un prix et un volume fixe ; acceptée ou rejetée entièrement
  - Pas encore disponible à l'utilisation :
    - « Ordre en bloc à profil » : offre pour une période d'heures consécutives, à un prix, mais avec la possibilité d'avoir différents volumes horaires (0 MW aussi) ; rejetée entièrement ou acceptée à x %



(source : Belpex)

- « Ordre en bloc lié » : l'exécution d'un bloc (de profil) peut être soumise à l'exécution d'un autre bloc avec la possibilité de concevoir des structures liées complexes (à savoir des familles) ; actuellement utilisé à Nordpool.



(source : Belpex)

- « Ordre en bloc exclusif » : parmi un groupe d'ordres, un seul peut être exécuté. Ce type d'ordre pourrait être utilisé pour offrir des ordres en bloc à différentes heures de début afin de vendre des unités de production sur le marché spot.
- « Ordre flexible » : ordres de vente pour une heure unique avec une limite de prix et un volume (+ « condition tout ou rien »). L'heure n'est pas spécifiée ; au contraire l'offre sera acceptée pendant l'heure qui maximise le bien-être total, étant donné que le prix est supérieur à la limite fixée dans l'offre. En pratique, cela signifie que l'ordre est accepté à l'heure où le prix est le plus élevé, si possible. Des ordres flexibles sont mis en œuvre comme des ordres horaires, mais il peut également s'agir de périodes multiples (construction spécifique d'ordres en bloc exclusifs). Ce type d'ordre est actuellement utilisé à Nordpool. Ce type d'ordre pourrait être utilisé pour vendre du stockage pompé sur le marché spot, bien que certains types d'ordre soient mieux adaptés au stockage pompé (voir infra).
- « Ordre énergie » : inclut une limite sur le total de l'énergie vendue pendant la période de négociation et une limite de puissance horaire facultative, mais sans restrictions concernant le fait que l'ordre doit être exécuté entièrement et/ou à une heure uniquement. Il est possible que

l'ordre soit scindé en plusieurs heures. Ces ordres pourraient être intéressants pour des unités de production présentant des limites d'énergie (par ex. des stations de pompage, etc.) ou des industriels qui souhaitent procéder à des arbitrages sur l'énergie achetée à leur propre usage. Ces ordres pourraient aussi se révéler très intéressants pour les consommateurs afin de concentrer des achats sur les heures les meilleur marché.

- « Ordre de stockage » : spécifique au stockage pompé, avec des restrictions particulières (par ex. efficacité du cycle). La distribution complète de la facilité de stockage est automatisé de la manière la plus efficace.

36. L'instauration d'offres intelligentes sur la bourse d'électricité *day ahead* permettra l'allocation la plus efficace au *day ahead* des ressources disponibles et renforcera le marché libéralisé en offrant des prix moins volatils et des prix qui reflètent le véritable équilibre offre-demande. De même, la sensibilité au prix spot sera modérée parce que des ordres de stockage par exemple chercheront le prix le plus élevé et vendront l'électricité pendant cette heure, rendant le marché plus résilient. La confiance dans le marché spot devrait s'en trouver accrue, ce qui permettra d'attirer de nouveaux acteurs et partant, d'augmenter la liquidité. Le tout devrait avoir un impact structurel sur le marché spot et mener à une diminution du risque sur ce marché. Cette diminution structurelle du risque sur le marché spot pourrait réduire la prime de risque (positive) sur le marché forward et entraîner une baisse des prix forward et au final, une baisse de prix pour les consommateurs finals.
37. L'introduction des offres intelligentes mentionnées n'évitera pas les pics de prix si l'offre est insuffisante par rapport à la demande. Toutefois, ce genre de pics de prix devraient être salués parce qu'ils constituent un important signal économique envers les investisseurs. Ce n'était certainement pas le cas pour le pic de prix de la 8<sup>e</sup> heure le 28 mars 2011 puisqu'il ne reflétait absolument pas une situation de stress : il y avait environ 950 MW de capacité thermique non utilisée et quelque 1.000 MW de capacité de stockage pompé non utilisée. Si les offres intelligentes avaient été disponibles et si elles avaient été utilisées<sup>5</sup>, il n'y aurait pas du tout eu de pic de prix. Ce serait le reflet correct de la situation sans stress du 28 mars.

---

<sup>5</sup> Remarquez que si les offres intelligentes sont disponibles, mais qu'elles ne sont pas utilisées par les acteurs de marché qui devraient les utiliser, cela pourrait être assimilé à une pratique de rétention de capacité de production.

38. Une allocation plus efficace au *day ahead* des ressources disponibles peut être atteinte par l'introduction d'offres intelligentes sur les bourses d'électricité *day ahead*. C'est pourquoi la CREG soutient cette introduction. Comme dit plus haut, pour la CREG, une importante leçon de l'événement du 28 mars est que les bourses d'électricité *day ahead* ont besoin d'offres intelligentes pour permettre l'allocation au *day ahead* des rares ressources de la façon la plus efficace possible, même si les prévisions de prix par les participants du marché ont été déficientes.

*Mesure 3 – Transparence des unités de production > 100 MW*

39. La CREG défend également une plus grande transparence sur le marché de la production. Les acteurs du marché disposaient uniquement d'informations agrégées et donc insuffisantes sur la capacité de production non utilisée que le GRT belge publie. Elia devrait publier les informations par unité de production sur l'indisponibilité ex ante d'unités de production d'une capacité supérieure à 100 MW. Une liste non exhaustive de ces unités figure à l'annexe 2 de la présente étude. Cette publication devrait se faire sur le site Internet d'Elia.
40. Elia possède toutes les informations nécessaires pour procéder à cette publication.



### **III. CONCLUSIONS**

#### *1. Conclusion principale*

41. En raison d'un problème de l'algorithme de couplage de prix au niveau du calcul de la date au cours de la journée du 27 mars 2011, le Belpex DAM a été exploité de façon isolée le 28 mars 2011, ce qui a donné lieu à un pic de prix de 2.999 €/MWh pendant la 8<sup>e</sup> heure du 28 mars 2011. Pendant d'autres heures du 28 mars, les prix ont également été plus élevés que la normale.

#### *2. Conclusions subsidiaires*

42. La CREG a examiné le comportement en matière de dispatching et d'offre des trois principaux producteurs dans la zone de réglage d'Elia : Electrabel, E.ON et SPE. Au cours de la 8<sup>e</sup> heure, 733 MW répartis sur 4 unités thermiques maîtrisables disponibles n'étaient pas utilisés. Néanmoins, la CREG conclut qu'une capacité suffisante sur ces unités a été proposée sur le marché « day ahead » pour éviter le pic de prix. Cette capacité a été proposée par le biais d'ordres de vente en bloc, mais qui commençaient après la 8<sup>e</sup> heure. De même, quelque 1.000 MW de capacité de stockage pompée n'étaient pas utilisés au cours de la 8<sup>e</sup> heure. Le fait que le stockage pompé et les quatre unités thermiques n'aient pas été proposés ou utilisés au cours de la 8<sup>e</sup> heure peut s'expliquer par le fait que le prix obtenu à la 8<sup>e</sup> heure n'était pas prévu par les participants du marché (voir les figures à la page 9). L'introduction de types d'offres plus sophistiqués (« offres intelligentes ») peut éviter que la capacité ne soit pas offerte parce que des participants du marché ont mal prévu le prix.
43. Le résultat de l'analyse démontre clairement que le système n'était pas soumis à un stress. Autrement dit, le prix du 28 mars ne reflétait pas l'équilibre réel entre capacité de production disponible et demande. L'absence de « Request for Quotes » et d'offres intelligentes a empêché une allocation efficace au *day ahead* des ressources disponibles. Moyennant une utilisation correcte des offres intelligentes et/ou d'une « Request for Quotes », le pic de prix n'aurait pas eu lieu.

#### *3. Mesures*

44. Belpex a depuis lors instauré de nouvelles règles applicables à l'utilisation de « Request for Quotes ». Ces règles sont actuellement en cours d'harmonisation avec les zones tarifaires couplées et sont également en vigueur sur le Belpex DAM lorsque

les marchés sont découplés.

45. Pour la CREG, une importante leçon de l'événement du 28 mars est que les bourses d'électricité « day ahead » ont besoin d'offres intelligentes pour permettre l'allocation au *day ahead* des rares ressources de la façon la plus efficace possible, même si les prévisions de prix par les participants du marché ont été déficientes (pour quelque raison que ce soit). Il faut savoir que l'allocation optimale au *day ahead* n'est possible que lorsque toutes les parties du marché peuvent prédire les prix de façon exacte. Toutefois, comme l'illustre clairement l'événement du 28 mars, une prévision de prix parfaite n'est pas toujours possible.
46. En outre, en conditions normales, les offres intelligentes donneraient lieu à une allocation plus efficace des ressources disponibles. A son tour, on obtiendrait un marché spot plus résilient et moins volatil. Cette situation favoriserait une diminution du risque sur le marché spot, entraînant éventuellement une diminution de la prime de risque sur le marché forward. Enfin, cela entraînerait une baisse des prix pour les consommateurs finals. Par conséquent, la CREG soutient fortement une mise en œuvre accélérée des différents types d'offres intelligentes, notamment les offres intelligentes spécifiques au stockage pompé et aux unités de production ayant des coûts de démarrage et d'arrêt.
47. L'introduction d'offres intelligentes prendra du temps. En attendant, la CREG insiste que les producteurs offrent toute leur capacité (qui n'est pas limitée en énergie) sur la bourse *day ahead* quand elle est disponible, même quand il est très improbable qu'elle sera vendue.
48. Outre la mise en œuvre d'offres intelligentes, la CREG défend une plus grande transparence sur le marché de la production. Les acteurs du marché disposaient uniquement d'informations cumulées et donc insuffisantes sur la capacité de production non utilisée que le GRT publie. Elia devrait publier les informations sur l'indisponibilité ex ante d'unités de production d'une capacité supérieure à 100 MW. Une liste non exhaustive de ces unités figure à l'annexe 2 de la présente étude. Cette publication devrait se faire sur le site Internet d'Elia.

49. La CREG enverra cette étude vers les régulateurs de la région CWE ainsi qu'au Conseil de la Concurrence Belge.

\*\*\*\*

Pour la Commission de Régulation de l'Electricité et du Gaz :



Dominique WOITRIN  
Directeur



François POSSEMIERS  
Président du Comité de direction

## Annexe 1

Incident CWE du 27 mars 2011

Message public adressé aux acteurs du marché par



## ANNEXE 2 – TRANSPARENCE : LISTE NON EXHAUSTIVE D'UNITÉS DE PRODUCTION

n°	ARP	Site de production	TypeType e	Puissance max. (MW)
1	Electrabel	Amercoeur 1 R TGV	CCGT	420
2	Electrabel	AWIRS 5	CL	294
3	Electrabel	Belwind Phase 1	WT	165
4	Electrabel	COO I T	HU	474
5	Electrabel	COO II T	HU	690
6	Electrabel	DOEL 1	NU	433
7	Electrabel	DOEL 2	NU	433
8	Electrabel	DOEL 3	NU	1.006
9	Electrabel	DOEL 4	NU	1.038
10	Electrabel	DROGENBOS TGV	CCGT	460
11	Electrabel	ESCH-SUR-ALZETTE STEG	CCGT	376
12	Electrabel	EXXONMOBIL	WKK	140
13	Electrabel	HERDERSBRUG STEG	CCGT	460
14	Electrabel	KALLO 1	CL	261
15	Electrabel	Knippegroen	CL	305
16	Electrabel	PLATE TAILLE T	HU	144
17	Electrabel	RODENHUIZE 4	CL	268
18	Electrabel	RUIEN 3	CL	130
19	Electrabel	RUIEN 4	CL	122
20	Electrabel	RUIEN 5 + REPOWERING	CL	333
21	Electrabel	RUIEN 6	CL	294
22	Electrabel	SAINT-GHISLAIN STEG	CCGT	350
23	Electrabel	TIHANGE 1N	NU	481
24	Electrabel	TIHANGE 1S	NU	481
25	Electrabel	TIHANGE 2	NU	1.008
26	Electrabel	TIHANGE 3	NU	1.046
27	Electrabel	Zandvliet Power	CCGT	395
28	Enel Trade	Marcinelle Energie (Carsid)	CCGT	410
29	EON Energy Trading SE	LANGERLO 1 + REPOWERING	CL	278
30	EON Energy Trading SE	LANGERLO 2 + REPOWERING	CL	278
31	EON Energy Trading SE	VILVOORDE TGV	CCGT	385
32	RWE Supply & Trading	INESCO WKK	CCGT	133
33	SPE	ANGLEUR TGV3	CCGT	110
34	SPE	RINGVAART STEG	CCGT	357
35	SPE	SERAING TGV	CCGT	460
36	T-Power	T-power Beringen	CCGT	422