



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 RÉGULATION DE L'ÉLECTRICITÉ ET DU GAZ

ETUDE

(F)110811-CDC-1092

relative à

*«l'évolution des prix sur le marché de gros
de l'électricité de court terme et de long
terme pour l'année 2010»*

réalisée en application de l' l'article 23, §2, deuxième
alinéa, 2°, de la loi du 29 avril 1999 relative à
l'organisation du marché de l'électricité

11 août 2011

TABLE DES MATIERES

INTRODUCTION	4
I. ORGANISATION DU MARCHE DE GROS DE L'ELECTRICITE EN BELGIQUE.....	5
I.1 Organisation du marché de l'électricité	5
I.2 Définition du marché de gros	5
I.2.1 Fonctionnement du marché OTC	6
I.2.2 Fonctionnement du marché boursier	7
I.2.2.1 Définition.....	7
I.2.2.2 Produits	7
I.2.2.3 Fixation théorique du prix sur un marché boursier	8
II. EVOLUTION DU MARCHE DE GROS DE L'ELECTRICITE	9
II.1 Evolution du prix spot du marché de l'électricité	9
II.1.1 Création du marché day-ahead belge et son fonctionnement.....	9
II.1.1.1 Création du marché boursier day-ahead belge	9
II.1.1.2 Définition du marché day-ahead	11
II.1.1.3 Fonctionnement du marché day-ahead.....	11
II.1.2 Facteurs influençant le prix spot du marché day-ahead.....	11
II.1.2.1 Parc de production.....	12
II.1.2.2 Couplage de marché.....	18
II.1.2.2.1 Fonctionnement du couplage de marché day-ahead de novembre 2006 à novembre 2010.....	18
II.1.2.2.2 Fonctionnement du couplage de marché day-ahead depuis novembre 2010.	20
II.1.2.3 Météorologie	27
II.1.2.4 Consommation.....	31
II.1.2.5 Maintenance et indisponibilité des unités de production.....	34
II.1.3 Détails par trimestre de la combinaison des facteurs influençant les prix sur le marché day-ahead base de l'Allemagne, de la France, de la Belgique et des Pays-Bas.....	34
II.1.3.1 Premier trimestre (janvier à mars 2010).....	35
II.1.3.2 Deuxième trimestre (avril à juin 2010).....	38
II.1.3.3 Troisième trimestre (juillet à septembre 2010)	40
II.1.3.4 Quatrième trimestre (octobre à décembre 2010).....	42
II.2 Evolution des volumes sur le marché spot d'électricité	45
II.2.1 Volume échangé sur le marché day-ahead belge.....	45
II.2.2 Echange transfrontalier	47
II.2.2.1 Capacité commerciale	47

II.2.2.2	Utilisation de la capacité d'interconnexion.....	47
II.2.3	Problème contraignant les échanges sur le marché day-ahead belge	52
II.3	Evolution du prix forward du marché de l'électricité	55
II.3.1	Prix forward comparé au prix spot	55
II.3.1.1	Prime de risque.....	56
II.3.1.2	Niveau de liquidité du marché.....	57
II.3.1.3	Autres facteurs.....	58
II.3.2	Analyse trimestrielle des facteurs influençant les prix forward	58
II.3.2.1	Premier trimestre 2010 (janvier –mars).....	59
II.3.2.2	Deuxième trimestre 2010 (avril-juin)	63
II.3.2.3	Troisième trimestre 2010 (juillet-septembre)	64
II.3.2.4	Quatrième trimestre 2010 (octobre-décembre)	66
II.4	Fondamentaux du prix de l'électricité.....	67
II.4.1	Prix sur le marché du gaz.....	68
II.4.1.1	Premier trimestre 2010 (janvier à mars).....	69
II.4.1.2	Deuxième trimestre 2010 (avril à juin).....	69
II.4.1.3	Troisième trimestre 2010 (juillet à septembre)	70
II.4.1.4	Quatrième trimestre 2010 (octobre à décembre).....	70
II.4.2	Prix sur le marché du charbon.....	70
II.4.3	Prix sur le marché du pétrole.....	71
III.	CONCLUSION	73

INTRODUCTION

La COMMISSION DE REGULATION DE L'ELECTRICITE ET DU GAZ (CREG) a réalisé cette étude relative au monitoring du marché de gros de l'électricité en Belgique pour l'année 2010 sur la base des missions que lui confère l'article 23, §2, deuxième alinéa, 2°, de la loi du 29 avril 1999 relative à l'organisation du marché de l'électricité et aux modifications apportées à celle-ci via l'art 85 de la loi portant sur des dispositions diverses en date du 8 juin 2008.

La CREG a, parmi les missions que lui confère la loi, de « surveiller la transparence et la concurrence sur le marché de l'électricité » et de « veiller à ce que la situation notamment technique et tarifaire du secteur de l'électricité ainsi que l'évolution de ce secteur visent l'intérêt général et cadrent avec la politique énergétique globale. » La loi demande à la CREG d' « assurer le monitoring permanent du marché de l'électricité, tant sur le plan du fonctionnement du marché que sur le plan des prix.»

Cette étude vise à établir un monitoring du marché de l'électricité pour répondre aux exigences de la loi.

Cette étude a pour objectif d'identifier les différents éléments qui ont influencé l'évolution du prix et des volumes sur le marché de gros de l'électricité durant le courant de l'année 2010.

La première partie de cette étude décrira le fonctionnement du marché de gros de l'électricité en Belgique. La seconde sera consacrée à l'évolution des prix de l'électricité sur le marché de gros de court terme et de long terme, à l'évolution des volumes du marché de gros et à l'évolution des fondamentaux du prix de l'électricité en 2010. La dernière sera destinée à la conclusion.



I. ORGANISATION DU MARCHÉ DE GROS DE L'ÉLECTRICITÉ EN BELGIQUE

1. Cette partie est consacrée à la description de l'organisation du marché de l'électricité en Belgique et, plus particulièrement, du marché de gros.

I.1 Organisation du marché de l'électricité

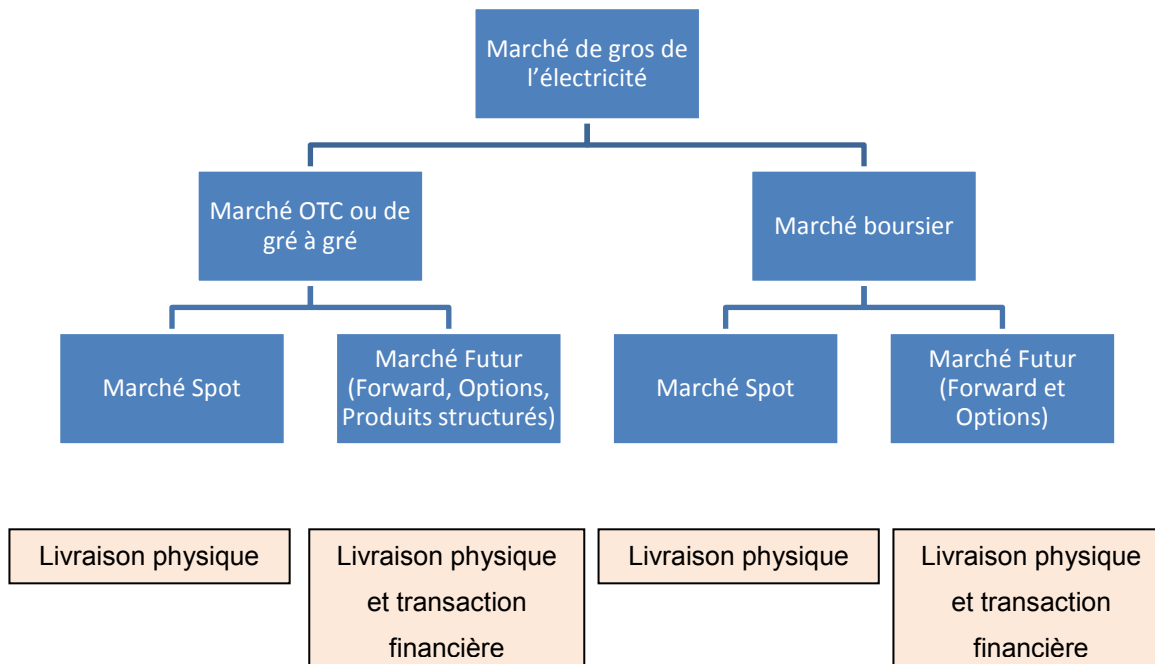
2. Le marché de l'électricité en Belgique comporte deux segments distincts : le marché de gros et le marché résidentiel. Cette segmentation est opérée du fait que ces marchés n'ont pas une relation directe entre eux. La caractéristique principale qui différencie les deux segments de marché est sa distance par rapport à la détermination du prix du consommateur final. Le marché de gros n'intervient que très peu dans la détermination du prix de la facture du consommateur final.

I.2 Définition du marché de gros

3. Différents acteurs du marché interviennent sur le marché de gros : les producteurs, les opérateurs de réseau (GRT et GRD), les fournisseurs d'énergie, les gros consommateurs, les traders en énergie et les banques.

4. Le marché de gros d'électricité en Belgique est constitué de 2 marchés : le marché OTC (ou de gré-à-gré) et le marché boursier.

Figure 1: Composition du marché de gros



Source : <http://www.egl.eu>¹

I.2.1 Fonctionnement du marché OTC

5. Le marché OTC est un marché organisé directement entre les opérateurs en dehors des bourses organisées et qui se déroule par des réseaux de télécommunications électroniques².

6. Le marché OTC comporte un marché de court terme et un marché de long terme. Le marché de court terme est un marché spot où tout contrat entre les parties est associé à une livraison physique d'énergie. Le marché de long terme est lui appelé aussi marché futur.

¹

http://www.egl.eu/content/dam/downloads/egich/en/about/publications/EWK_Stromhandel_EN_Web.pdf, Electricity Trading, p. 4.

² En ce qui concerne les transactions avec livraison physique:

- pour le marché day-ahead, 27% des volumes échangés sur le Hub day-ahead d'Elia ont été négociés via la bourse contre 73% sur le marché OTC.
- pour le marché intra-day, le volume échangé sur le hub intra-day via la bourse s'élève à 35% contre 65% via le marché OTC.

(Etude 110331-CDC-1050 relative au fonctionnement du marché de gros belge pour l'électricité- rapport de suivi 2010, p. 5.

Dans ce cas, les contrats portent sur une plus longue période et peuvent être contractés dans un but financier et être associés à une livraison physique.

7. L'analyse du marché OTC ne sera pas abordée dans la suite de ce document.

I.2.2 Fonctionnement du marché boursier

1.2.2.1 Définition

8. Le marché boursier est organisé autour d'une plate-forme informatique qui met en relation différents acteurs du marché. Certains acteurs se rendent sur cette plate-forme afin de passer des ordres de vente et d'autres des ordres d'achat.

1.2.2.2 Produits

9. Le marché boursier de l'électricité est composé de différents produits distincts selon l'horizon de temps et le type d'engagement.

Sur une bourse d'énergie, on retrouve des produits de long terme et des produits de court terme. Les produits de long terme sont des produits pour le mois suivant, le trimestre suivant, l'année suivante voir même pour les années suivantes (Cal+2, Cal+3,...) tandis que les produits de court terme désignent plutôt des produits pour le lendemain (day-ahead) ou pour le jour même (intra-day).

Il faut également distinguer les produits boursiers selon le type d'engagement. Certains contrats sont associés à une livraison effective d'énergie tandis que d'autres sont contractés dans un but financier.

10. Pour la Belgique, on observe deux bourses distinctes : une bourse dédiée au marché spot (Belpex) et une bourse pour le marché Forward (APX-ENDEX BE).

I.2.2.3 Fixation théorique du prix sur un marché boursier³

11. Le prix se détermine de manière à rendre compatibles les ordres d'achat et de vente. Le prix d'équilibre est connu par tous les acteurs car c'est le prix qui sera payé par chaque acheteur à chaque vendeur.

12. Sur un marché spot, le prix d'équilibre est normalement le reflet de la disposition à payer des demandeurs et de l'exigence à être payés des vendeurs. Si les uns et les autres sont suffisamment nombreux, la concurrence peut pleinement s'exprimer et le prix indique, en théorie, quels sont le coût marginal et l'utilité marginale du kWh. Pour l'acheteur, le prix est donc un signal fiable du coût social de ses décisions d'achat et, symétriquement pour le vendeur, le prix est un signal fiable de l'utilité sociale de ses décisions de production. Par conséquent, avec un marché spot, les mécanismes concurrentiels vont pousser les échanges jusqu'à l'optimum.

Cependant, Belpex a défini un prix plafond de 3000€/MWh en positif et de -3000€/MWh en négatif pour des raisons de sécurité⁴.

³ CRAMPES Claude, « Marché de gros et bourse de l'électricité », Conférence Jules Dupuis, 5 décembre 2002 <http://idei.fr/doc/by/crampes/marches.pdf>.

⁴ Belpex price limit (<http://www.belpex.be/index.php?id=46&file=130>):
-System minimum Order price limit: -3000 €/MWh;
-System maximum Order price limit: 3000 €/MWh.

II. EVOLUTION DU MARCHÉ DE GROS DE L'ÉLECTRICITÉ

II.1 Evolution du prix spot du marché de l'électricité

13. Cette section analyse les différents facteurs qui peuvent expliquer l'évolution des prix spot. Durant cette partie, seul le marché day-ahead sera abordé.

II.1.1 Création du marché day-ahead belge et son fonctionnement

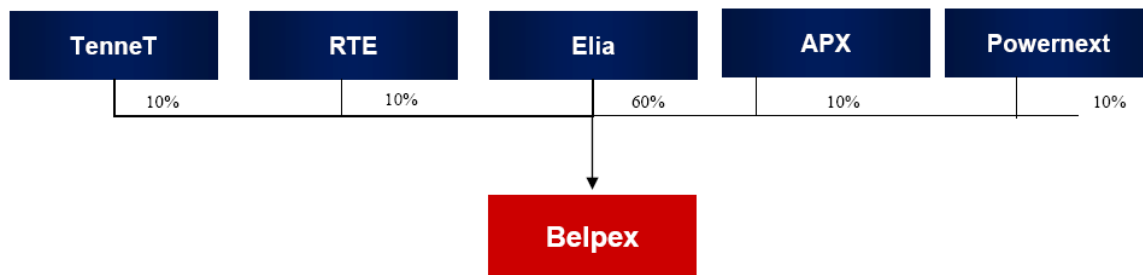
II.1.1.1 Création du marché boursier day-ahead belge

14. En 2003, Elia met sur pied une équipe de travail pour lancer une bourse d'électricité en Belgique. Elia travaille en collaboration avec les bourses d'énergie existantes présentes dans les pays voisins de la Belgique : la bourse néerlandaise « Amsterdam Power Exchange » (nommée APX par la suite) créée en 1999 et la bourse d'électricité française « Powernext » créée en 2001.

15. En 2004, la CREG est chargée, par le Ministre en charge des affaires économiques, d'une étude sur les mesures légales à mettre en place pour le bon fonctionnement de la bourse belge. La CREG fait des recommandations pour stimuler la liquidité et pour instaurer un couplage de marché.

16. Le 7 juillet 2005, la bourse d'électricité belge est constituée juridiquement d'une part par les gestionnaires de transport de la Belgique (Elia), de la France (RTE) et des Pays-Bas (TenneT) et d'autre part par les bourses des pays voisins : Powernext et APX .

Figure 2: Participation dans Belpex



Source : communiqué de presse d'Elia du 30 septembre 2004⁵

17. Le 8 décembre 2006, la CREG formule son avis (A) 051208-CDC-496 relatif au projet de règlement de marché introduit par l'entreprise Belpex. Le 11 janvier 2006, le Gouvernement fédéral accorde une licence d'exploitation de bourse d'électricité à Belpex. Celle-ci est attribuée sur base d'un dossier établissant la structure de l'actionnariat, l'organisation financière et administrative. Marc Verwilghen approuve le mode de fonctionnement de Belpex.

18. Le 21 novembre 2006, l'instance du marché boursier d'énergie Belpex est opérationnelle. La bourse est fondée exclusivement sur un marché day-ahead (nommé par la suite DAM) couplé, dès son origine, avec la bourse néerlandaise (APX) et la bourse française (Powernext). Cette bourse pour le négoce à court terme d'électricité offre aux producteurs, fournisseurs, grands consommateurs industriels et négociants la possibilité d'optimiser à court terme leur portefeuille à un prix transparent et compétitif au niveau international.

19. Le 13 mars 2008, Belpex a lancé le segment de marché intrajournalier continu (marché intra-day) qui offre aux acteurs de marché une plateforme transparente leur permettant de réagir à tous les changements inattendus qui interviennent sur le marché jusqu'à 5 minutes seulement avant le temps réel.⁶

20. Le 9 novembre 2010, le couplage de marché trilatérale par les prix crée en novembre 2006 s'étend à la région centre-ouest de l'Europe. A cette date également est lancé un couplage par les volumes (Interim Tight Volume Coupling) entre la région centre-ouest européenne et la région Nordpool.

⁵ http://www.belpex.be/uploads/media/belpex_press_en_09302004.pdf.

⁶ http://www.belpex.be/uploads/media/2008031Belpex_SPE-fr.pdf.

II.1.1.2 Définition du marché day-ahead

21. Le marché day-ahead ou marché du lendemain est un marché sur lequel les demandeurs et les offreurs peuvent introduire des ordres pour chaque heure de la journée suivante, date à laquelle la livraison est effective.

II.1.1.3 Fonctionnement du marché day-ahead

22. Le marché day-ahead tient uniquement compte de la position des acteurs du marché ex-ante en D-1. Il n'est donc pas lié à ce qui s'est réellement passé en D car aucun élément n'est connu en D-1.

23. Le marché day-ahead fonctionne en 2 temps :

- Avant 12h D-1, les acteurs doivent faire part à Belpex des ordres qu'ils veulent passer en précisant la quantité qu'ils désirent acheter ou vendre, le prix et l'heure concernée ;
- Avant 14h⁷ D-1, les producteurs de la zone de régulation belge doivent fournir à Elia pour chaque unité de production : son statut, la quantité produite par quart d'heure pour le jour D et la puissance maximale (Pmax)

II.1.2 Facteurs influençant le prix spot du marché day-ahead

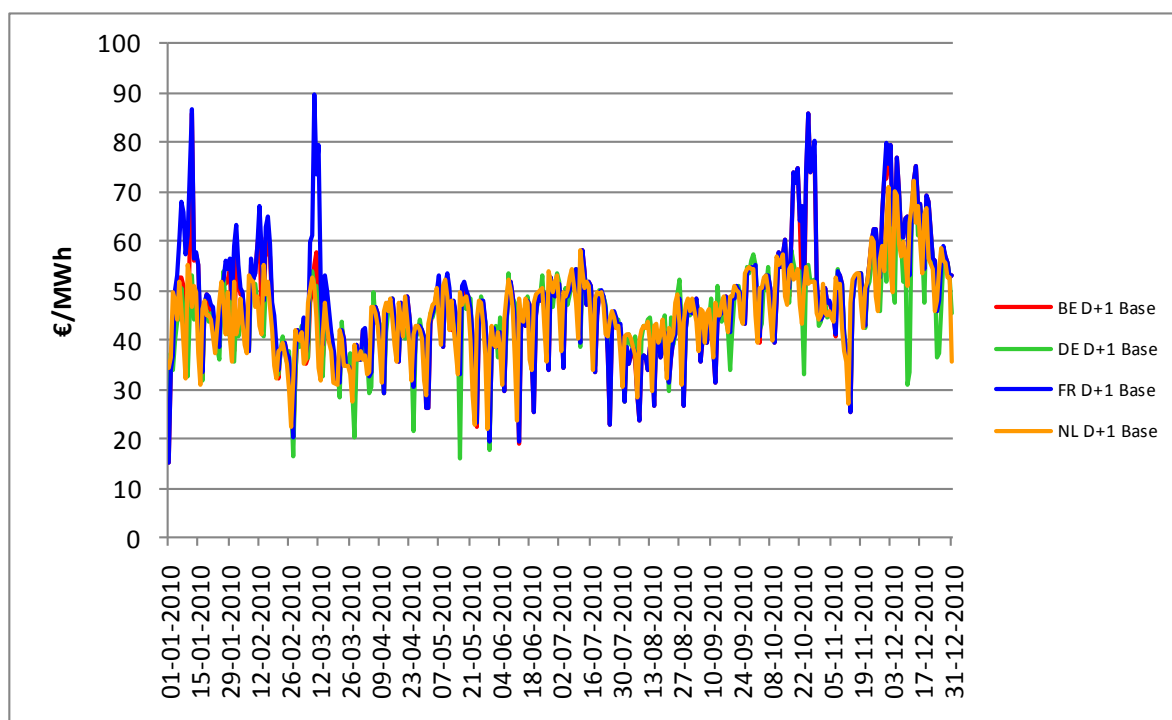
24. Cette partie sera consacrée à l'identification des différents facteurs qui influencent le prix spot sur le marché belge et l'impact de ces facteurs sur l'offre et la demande d'électricité.

⁷ Pour les nomination sur le Hub Elia.

II.1.2.1 Parc de production

25. Dans cette partie, on étudiera l'impact global que peut avoir la structure du parc de production d'un pays ainsi que la modularité de celui-ci sur les écarts de prix des différents pays composant la région centrale-ouest européenne.

Graphique 1: Evolution du prix de l'électricité day-ahead



Source : Belpex, EPEX SPOT PHELIX, EPEX SPOT FRANCE, Bloomberg

26. La structure du parc de production peut être analysée par le biais de la capacité de production du pays. N'ayant pas les données pour 2010, les derniers chiffres publiés par ENTSO-E dont la CREG dispose sont ceux de 2009.

27. On observe dans le tableau ci-dessous qu'en 2009 :

- le parc de production français est majoritairement constitué de capacité nucléaire (52,51 %) et de capacité hydraulique (21,08 %) ;
- le parc de production hollandais est majoritairement constitué de capacité thermique à concurrence de 86,57 % ;

- le parc de production allemand est majoritairement constitué de capacité thermique (51,11 %) et de capacité renouvelable (26,88 %) ;
- le parc de production belge est majoritairement constitué de capacité nucléaire (33,41 %) et de capacité thermique (48,63 %).

Tableau 1: Capacité de production nette au 31 décembre 2009 (en MW)^{8 9}

2009	Production nucléaire	Production thermique	Production hydroélectrique	Production renouvelable	Total
Belgique	5.902	8.590	1.413	1.758	17.663
Allemagne	20.300	71.300	10.400	37.500	139.500
France	63.130	26.158	25.341	5.606	120.235
Pays-Bas	485	22.902	37	3.031	26.455

Tableau 2: Capacité de production nette au 31 décembre 2009 (en %)

2009	Production nucléaire	Production thermique	Production hydroélectrique	Production renouvelable	Total
Belgique	33,41%	48,63%	8,00%	9,95%	100,00%
Allemagne	14,55%	51,11%	7,46%	26,88%	100,00%
France	52,51%	21,76%	21,08%	4,66%	100,00%
Pays-Bas	1,83%	86,57%	0,14%	11,46%	100,00%

28. On peut remarquer, dans les tableaux ainsi que dans le graphique ci-dessous, que la prédominance dans les différents pays des sources nucléaires et thermiques précédemment citées s'accroît.

⁸ ENTSO-E Statistical Yearbook 2009, p.161.

⁹ « La capacité de production nette d'une centrale électrique est la puissance électrique active nette maximale qui peut être produite en continu durant une longue période dans des conditions normales, où « nette » représente la différence entre la capacité de production brute des alternateurs et la charge des équipements auxiliaires et les pertes dans les transformateurs principaux de la centrale;

- dans le cas de centrales thermiques, les conditions normales sont les conditions extérieures moyennes (la météo, le climat,...) et la disponibilité complète de carburants;
- dans le cas de centrales hydroélectriques et éoliennes, les conditions normales sont la disponibilité maximale habituelle des énergies primaires (eau et vent).

La capacité de production nette d'un pays est la somme des capacités de production nettes individuelles de toutes les centrales électriques connectées soit sur le réseau de transport, soit sur le réseau de distribution. » Source :

https://www.entsoe.eu/fileadmin/user_upload/library/publications/entsoe/Statistical_Yearbook/101124_SYB_2009_4.pdf

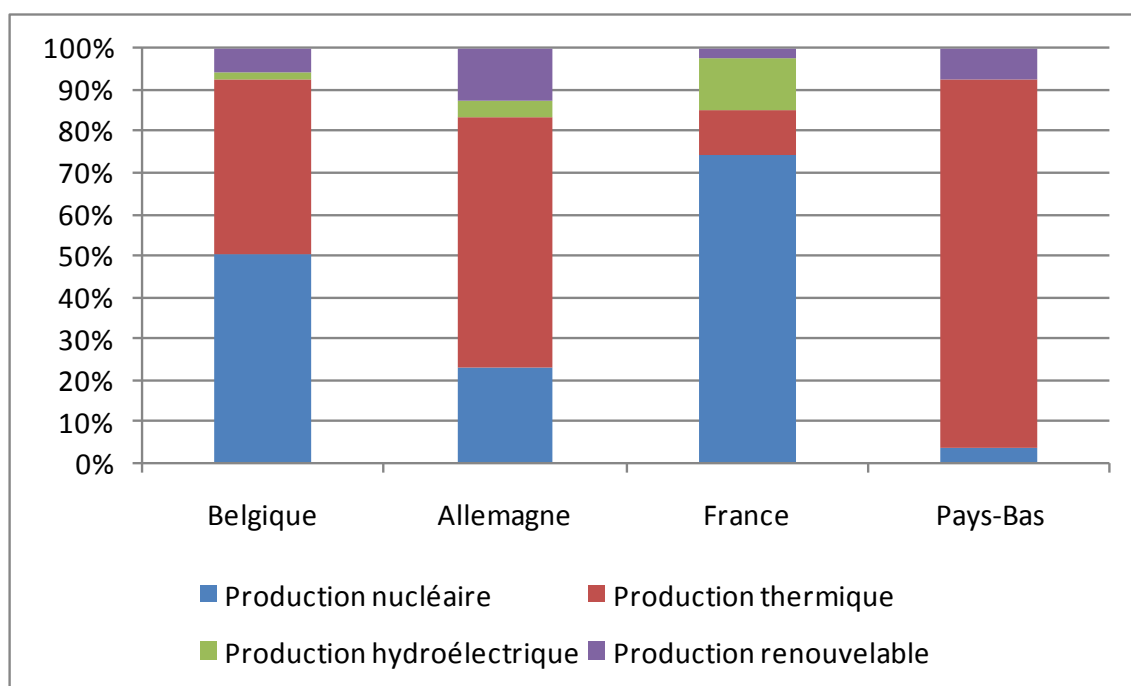
Tableau 3: Production nette d'électricité en TWh¹⁰

2010	Production nucléaire	Production thermique	Production Hydroélectrique	Production renouvelable	Total
Belgique	45,73	37,87	1,65	5,22	90,47
Allemagne	133,37	344,28	21,70	73,80	573,15
France	407,88	59,54	67,81	14,60	549,83
Pays-Bas	3,76	97,97	0,00	8,20	109,92

Tableau 4: Production nette d'électricité en %

2010	Production nucléaire	Production thermique	Production hydroélectrique	Production renouvelable	Total
Belgique	50,55%	41,86%	1,83%	5,77%	100,00%
Allemagne	23,27%	60,07%	3,79%	12,88%	100,00%
France	74,18%	10,83%	12,33%	2,66%	100,00%
Pays-Bas	3,42%	89,12%	0,00%	7,46%	100,00%

Graphique 2: Empilement des centrales par pays



Source : ENTSO-E

¹⁰ ENTSO-E Monthly report January – December 2010, p. 2.

Source: <https://www.entsoe.eu/resources/publications/entso-e/monthly-statistics/> (21/06/2011).

29. Cette différence de structure entre les parcs nationaux induit une différence de flexibilité dans l'utilisation des différentes unités de production. Cette flexibilité permettant au producteur d'atteindre un optimum économique, elle peut avoir un impact sur les prix.

En effet, chaque type d'équipement a des caractéristiques différentes qui le rendent plus ou moins modulable. C'est l'écart relatif entre le niveau du minimum technique et la puissance nominale de l'unité de production qui déterminera son degré de modulabilité ; plus ses coûts fixes seront élevés, moins l'unité sera modulable et inversement.

Afin d'atteindre l'optimum économique, il est, par conséquent, important de trouver un équilibre entre l'utilisation d'un équipement « plus lourd en charges d'investissement mais plus léger en frais de combustible » comme une centrale nucléaire et un équipement présentant les caractéristiques inverses comme une centrale TGV.¹¹

30. Les énergies renouvelables telles que l'énergie éolienne et l'énergie solaire sont à ranger dans la catégorie des centrales nucléaires. Ces productions ne sont pas du tout modulables : elles sont totalement dépendantes des conditions météorologiques (de la vitesse du vent et de la quantité de radiations solaires). Les éoliennes et les panneaux solaires ayant des coûts de production faibles, ils sont destinés à produire autant d'électricité que les conditions climatiques le leur permettent.

La production hydraulique constitue un cas particulier car elle peut être très modulable lorsqu'il s'agit d'une centrale hydraulique attenante à un réservoir d'eau, ou non modulable lorsqu'il s'agit d'une centrale hydraulique au fil de l'eau car elle sera alors dépendante du débit de l'eau.¹²

31. Ainsi, il est possible d'établir un classement des types de production en fonction de leur degré de modulabilité (du plus modulable au moins modulable) :

- 1) centrales hydrauliques attenantes à un réservoir ;
- 2) centrales thermiques ;
- 3) éoliennes et panneaux solaires ;

¹¹ J.-P.Hansen, J.Percebois, *Energie – Economie et politiques*, Editions De Boeck Universités, 2010, p.319-322.

¹² Statnett, *Less Flexibility*, 22/09/2008. Source : <http://www.statnett.no/en/Environment-and-CSR/Energy-CO2-and-the-climate/Less-flexible-power-generation/> (07/01/2011).

- 4) centrales hydrauliques au fil de l'eau ;
- 5) centrales nucléaires¹³.

L'ordre de l'empilement des centrales classiques comme décrit ci-dessus est amené à se modifier du fait de la directive 2009/28/CE¹⁴ qui vise à promouvoir les centrales utilisant des ressources renouvelables (dite règle de « must-run » de production). Les Etats membres de l'Union européenne sont ainsi contraints à utiliser, par exemple, des centrales biomasses même si elles coûtent plus cher que d'autres centrales fossiles.

32. Dès lors, les quatre pays considérés peuvent être classés en fonction des flexibilités respectives de leur parc de production :

- 1) les Pays-Bas (prédominance de production thermique) ;
- 2) l'Allemagne (prédominance de production thermique complétée par une production renouvelable) ;
- 3) la Belgique (prédominance du nucléaire et de production thermique) ;
- 4) la France (prédominance du nucléaire complétée par une production hydroélectrique).

33. La capacité de production de l'Allemagne étant composée de centrales thermiques à 51,11 %, elle peut facilement adapter sa production afin de laisser place en temps voulu à la production renouvelable dont la capacité représente 26,88 % du parc allemand. Le parc de

¹³ Certaines catégories de centrales nucléaires sont malgré tout plus modulables que d'autres.

¹⁴ Directive 2009/28/CE du 23 avril 2009, article 16 §2c :

« les États membres font en sorte que, lorsqu'ils appellent les installations de production d'électricité, les gestionnaires de réseau de transport donnent la priorité à celles qui utilisent des sources d'énergie renouvelables, dans la mesure où la gestion en toute sécurité du réseau national d'électricité le permet et sur la base de critères transparents et non discriminatoires. Les États membres veillent à ce que les mesures concrètes appropriées concernant le réseau et le marché soient prises pour minimiser l'effacement de l'électricité produite à partir de sources d'énergie renouvelables. Si des mesures significatives sont prises pour effacer les sources d'énergie renouvelables en vue de garantir la sécurité du réseau national d'électricité ainsi que la sécurité d'approvisionnement énergétique, les États membres veillent à ce que les gestionnaires du réseau responsables rendent compte devant l'autorité nationale de régulation compétente de ces mesures et indiquent quelles mesures correctives ils entendent prendre afin d'empêcher toute réduction inappropriée. »

production belge, quant à lui, avec 48,63 % de capacité thermique, a également une certaine flexibilité.

En effet, lorsque le vent souffle énormément en Allemagne et que les prix descendent ou que la production nucléaire française est excédentaire, les Pays-Bas, et la Belgique dans une moindre mesure, peuvent facilement décider d'éteindre certaines de leurs centrales thermiques afin d'importer à un moindre coût. Ceci peut aisément se vérifier en analysant les importations/exportations réalisées par les différents pays. On observe notamment dans le tableau ci-dessous que les Pays-Bas, pays le plus flexible parmi les quatre pays considérés, et la Belgique sont importateurs nets.

Tableau 5: Production totale, consommation totale¹⁵ et échanges physiques¹⁶

2010	Production totale (en TWh)	Consommation totale (en TWh)	Ratio P/C	Balance (Importations - Exportations)
Belgique	90,47	91,01	0,99	542
Allemagne	573,15	556,17	1,03	-16980
France	549,83	519,39	1,06	-30444
Pays-Bas	109,92	112,70	0,98	2775

34. En conclusion, l'analyse ci-dessus nous a permis d'observer que :

- l'Allemagne peut réguler sa production totale en adaptant sa production thermique en fonction de sa production renouvelable et atteindre des prix très avantageux voir même négatifs ;
- les Pays-Bas et la Belgique peuvent adapter leur production thermique lorsque les importations en provenance de l'Allemagne ou de la France leur sont plus favorables, ce qui permet à leur prix de suivre la tendance des prix allemands et/ou français ;
- la France est tantôt avantagée par sa production nucléaire à faible coût, tantôt désavantagée par le manque de flexibilité de son parc de production. Elle

¹⁵ Consommation + Pompage.

¹⁶ ENTSO-E Monthly report January – July 2010, p. 2.

connaît donc des prix tantôt très élevés, tantôt très bas par rapport aux pays limitrophes.

II.1.2.2 Couplage de marché

II.1.2.2.1 Fonctionnement du couplage de marché day-ahead de novembre 2006 à novembre 2010

35. Depuis le 26 novembre 2006, date de la constitution de la bourse belge, un couplage trilatéral par les prix pour le marché day-ahead est effectif entre la bourse belge (Belpex), la bourse française (Powernext) et la bourse hollandaise (APX). Ce couplage implique la vente conjointe de capacité d'interconnexion et d'énergie électrique, ce qui permet une meilleure utilisation des capacités disponibles et une meilleure gestion de la congestion aux frontières de la Belgique via les enchères implicites des capacités day-ahead sur les liaisons avec les Pays-Bas et la France.

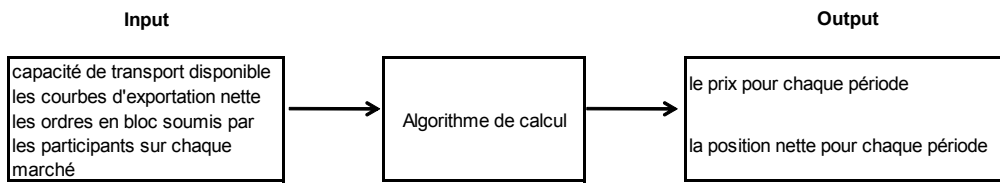
36. Dans un système de couplage par les prix, chaque marché participant au couplage de marché fournit différentes données à une application centralisée :

- la capacité de transport disponible à chaque frontière pour chaque direction et pour chaque période;
- la courbe d'exportation nette de son marché qui est définie par l'équilibre entre les offres et les demandes pour chaque période;
- les ordres en blocs soumis par les parties prenantes sur le marché.

37. Avec ces informations, APX¹⁷ ou EPEX se charge de faire fonctionner un algorithme de calcul afin de déterminer, pour chaque marché participant au couplage, le prix et la position nette pour chaque période.

¹⁷ APX se charge durant 2 semaines de faire fonctionner l'algorithme et les 3 semaines suivantes EPEX se charge de le faire. La bourse qui ne fait pas fonctionner l'algorithme sert de back up en cas de problèmes.

Figure 3: Fonctionnement du couplage de marché par les prix



38. Depuis la mise en œuvre du couplage de marché par les prix, les prix entre les 3 marchés ne diffèrent que si la capacité d’interconnexion disponible aux frontières franco-belge et belgo-néerlandaise est insuffisante. Dans un marché couplé par les prix, trois situations différentes peuvent se présenter :

Figure 4: Formation des prix dans un marché couplé

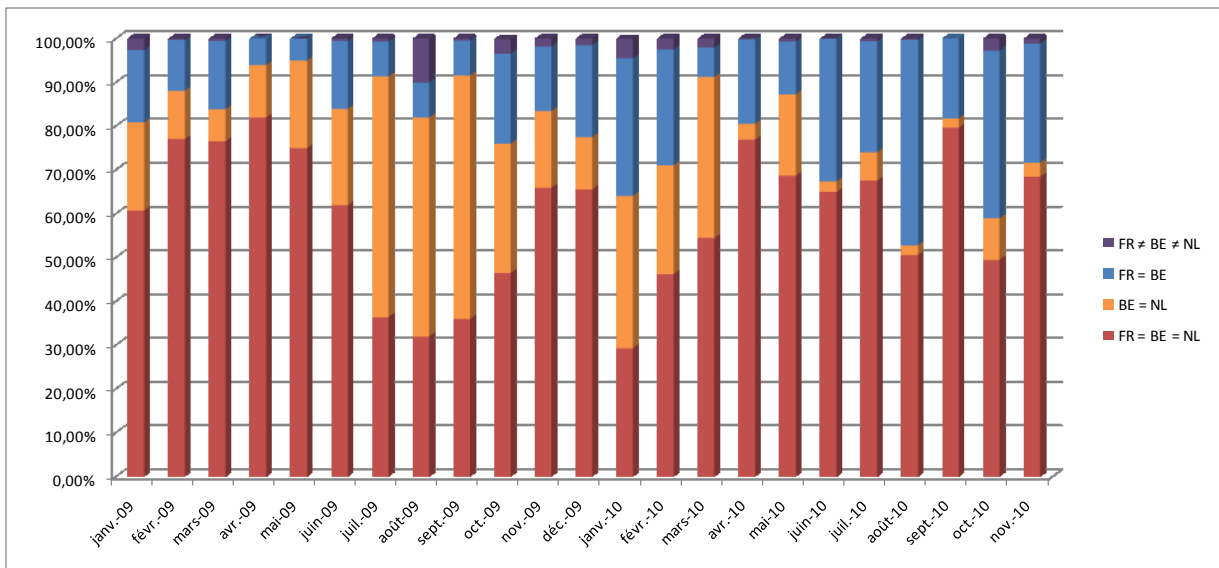
<p>En cas de non contrainte aux frontières, le prix est identique dans les 3 pays</p>	
<p>En cas d'une contrainte à une des frontières, le prix est identique pour les deux pays qui n'ont pas de contrainte à leur frontière et un prix différent pour celui qui a une contrainte à une de ses frontières. Le prix est plus élevé pour celui qui importe et plus faible pour celui qui exporte</p>	
<p>En cas de contrainte à toutes les frontières, le prix est différent pour chaque pays</p>	

Source : <http://www.belpex.be/index.php?id=94>

Si une contrainte est présente à une frontière, cela signifie que la capacité de production à la frontière est saturée, ce qui entraîne à charge du gestionnaire de transport une rente de congestion. Cette rente de congestion a été réduite en 2010 par rapport aux années précédentes, ce qui signifie une meilleure convergence des prix.

39. En effet, d’année en année, la convergence des prix est de plus en plus forte entre la Belgique, la France et les Pays-Bas. Cependant, certains mois, des problèmes de congestion sont observés, néanmoins, comme on peut le voir sur le graphique ci-dessous, ils se raréfient.

Graphique 3: Evolution de la convergence des prix day-ahead avant le couplage de marché CWE



Source : Belpex et Elia

40. En 2010, comme le montre le tableau ci-dessous, le nombre d’heures durant lesquelles les prix français et belges étaient égaux a augmenté par rapport à 2009 pour revenir au niveau de 2007 et 2008. Par contre, le nombre d’heures durant lesquelles les prix néerlandais et belges étaient égaux a diminué par rapport à 2008 et 2009 pour retrouver le niveau de 2007.

Tableau 6: Nombre d’heures exprimé en pourcentage durant lesquelles les prix sont égaux en 2010

	FR=BE	BE=NL
2007	88,40%	72,10%
2008	83,90%	83,80%
2009	70,00%	85,20%
2010	86,80%	72,70%

Source : Elia, Belpex, APX, Pownertex, Etude CREG 110331-CDC-1050¹⁸

II.1.2.2.2 Fonctionnement du couplage de marché day-ahead depuis novembre 2010

41. Depuis le 9 novembre 2010, le couplage par les prix s’étend à la région Centre-Ouest Européen (CWE). Celui-ci se compose du marché trilatéral auquel viennent s’associer l’Allemagne et le Luxembourg, ce qui implique que le marché belge journalier est désormais

¹⁸ Etude 110331-CDC-1050 relative au fonctionnement du marché de gros belge pour l’électricité-rapport de suivi 2010,p. 20.

couplé sur base d'enchères implicites avec la France, l'Allemagne, le Luxembourg et les Pays-Bas. La région Centre-Ouest Européen consomme, à elle seule, 1,1 million GWh d'électricité soit 42% du marché de l'Europe des 25.

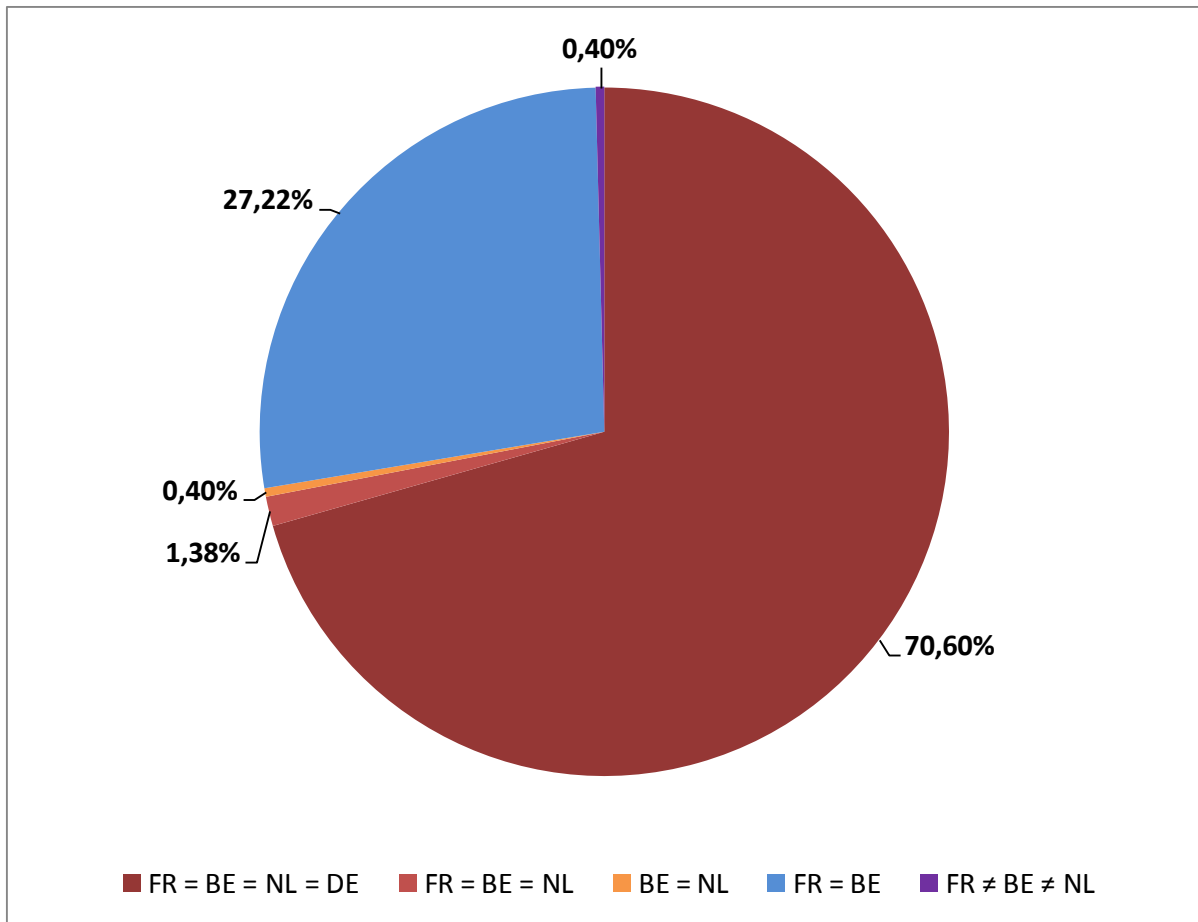
Figure 5: Région Centre-Ouest Européen¹⁹



42. Dès le début, une convergence de prix s'opère entre les différents pays. En effet, entre le 9 novembre et la fin novembre, les prix des 4 pays convergent 70,60% du temps comme on le voit sur le graphique suivant :

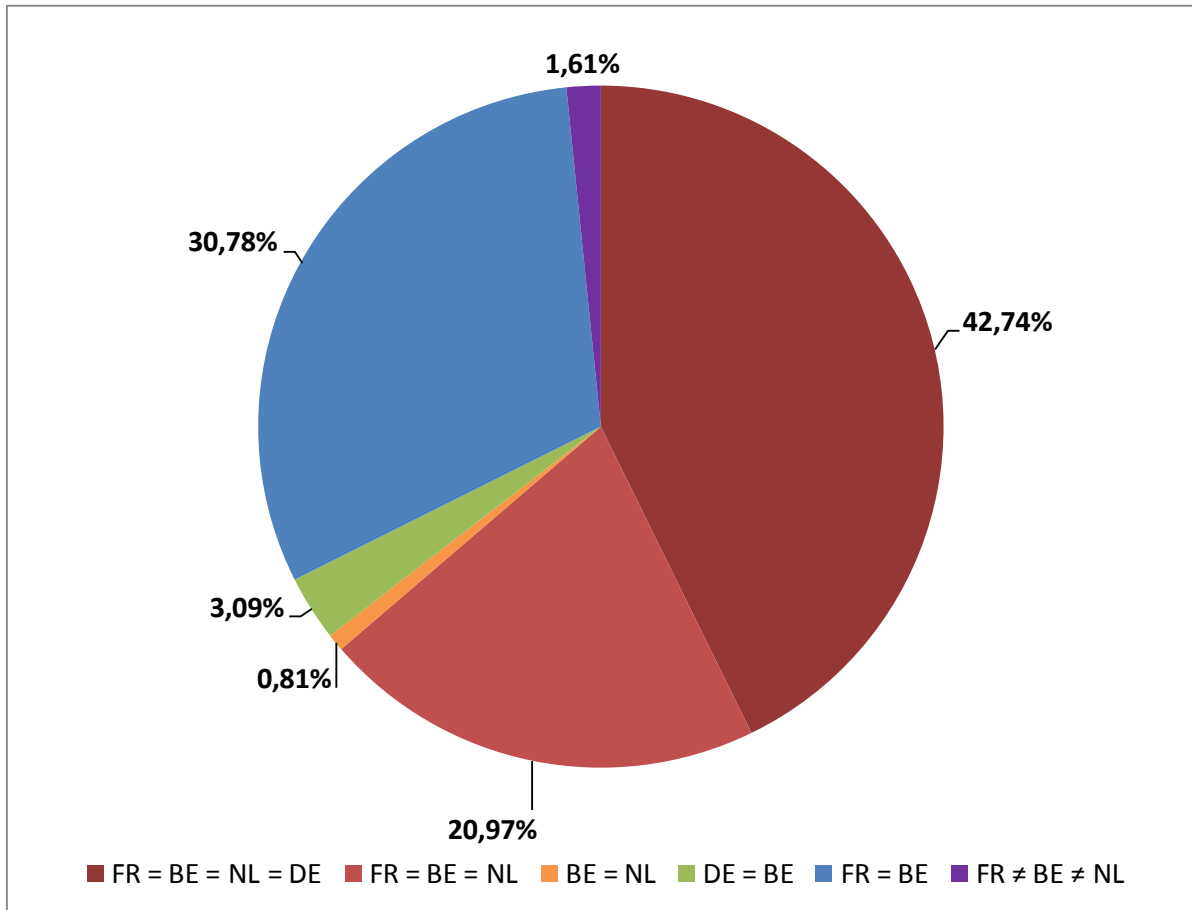
¹⁹ <http://www.energy-regulators.eu>.

Graphique 4: Convergence des prix day-ahead dans la région Centre-Ouest Européen entre le 9 novembre 2010 et le 30 novembre 2010



43. La convergence des prix continue à être non négligeable durant le mois de décembre comme le montre le schéma ci-dessous :

Graphique 5: Convergence des prix day-ahead dans la région Centre-Ouest Européen en décembre 2010



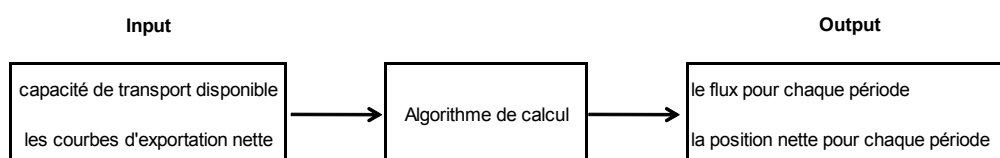
44. Mais le 9 novembre 2010, un couplage par les volumes est également réalisé avec le marché nordique.

Figure 6: Carte des pays inclus dans le couplage par les volumes²⁰



45. Le marché scandinave fonctionne sur base d'un couplage de marché par les volumes. Dans ce cas, les capacités de transport disponibles à chaque frontière pour chaque direction et chaque période ainsi que les courbes d'exportation nette de chaque pays pour chaque période permettent à un algorithme de calcul de la société EMCC de définir les flux entre les différents pays et, sur cette base, chaque bourse individuellement définit un prix.

Figure 7: Fonctionnement du couplage de marché par les volumes



Elargissement du couplage de marché au marché intra-day

46. Le couplage de marché est aussi envisagé au niveau du marché intra-day²¹.

47. Au second semestre 2010, les gestionnaires de réseau de transport de la région CWE, ceux de la région nordique et ceux de la Grande-Bretagne ont lancé une initiative intra-day

²⁰ <http://www.epexspot.com/en/market-coupling>.

²¹ Le marché intra-day a été créé en Belgique en 2008.

Nord-Ouest Européen. En 2011, un couplage de marché intra-day sera développé afin d'arriver à un couplage implicite des marchés intra-day dans la région CWE, les pays nordiques et le Royaume-Uni sous la surveillance des régulateurs nationaux.

48. En outre, début 2011, un mécanisme infra-journalier bilatéral temporaire entre la Belgique et les Pays-Bas sera en test. Ce mécanisme sera basé sur un système continu et implicite qui fait déjà fonction dans les pays nordiques appelé « Elbas ».

Influence du couplage de marché sur les prix

- la convergence des prix

49. Depuis le lancement du couplage de marché trilatéral (Belgique, France, Pays-Bas) en novembre 2006 jusqu'au mois de novembre 2010, les prix ont convergé sur les trois bourses d'électricité (Belpex, EPEX Spot France, APX) en moyenne 61,9% du temps.

50. En 2010, les prix ont convergé durant 60,8% du temps sur les trois bourses d'électricité (Belpex, EPEX Spot France, APX). Les prix belge et français étaient égaux pendant 86,8% du temps tandis que le prix belge convergeait avec le prix hollandais durant 72,7% du temps.

51. Le prix moyen sur le marché day-ahead de Belpex en 2010 s'est élevé à 46,30€/MWh. Ce prix est légèrement supérieur à la moyenne néerlandaise (45,38€/MWh) et inférieur à la moyenne française (47,50€/MWh). Le prix sur le marché belge est meilleur marché qu'en France et un peu plus cher qu'aux Pays-Bas. Le prix moyen mensuel le plus élevé sur Belpex a été observé au mois de décembre (62,2€/MWh) tandis que le prix le plus faible a été constaté au mois d'août (37€/MWh).²²

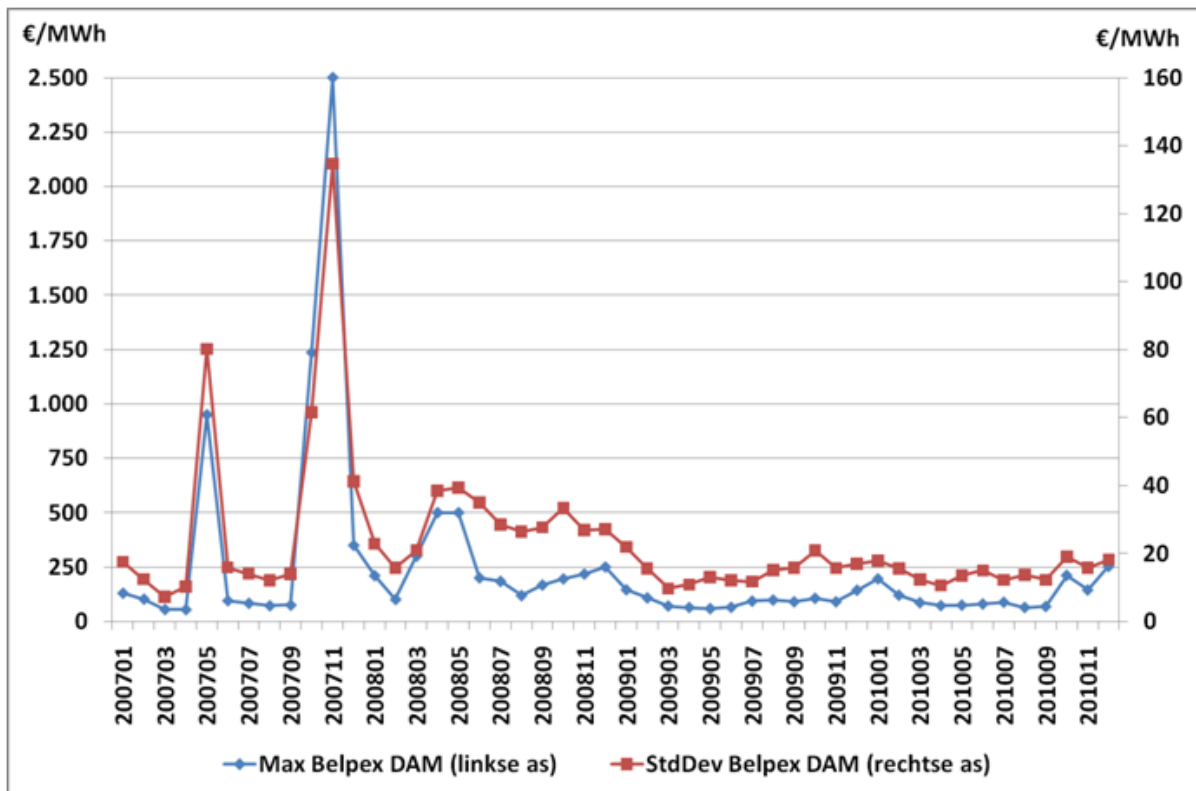
52. Depuis le 9 novembre 2010, date du lancement du marché CWE, jusqu'à la fin de l'année 2010, les prix des quatre bourses (Belpex, EPEX Spot France, APX, EPEX Spot Allemagne) ont convergé durant 55,1% du temps. Durant cette même période, les prix belge et français étaient égaux pendant 97,7% du temps tandis que le prix belge convergeait avec le prix hollandais durant 69,3% du temps. La convergence des prix sur les frontières belges reste élevée suite au couplage CWE.

²² Etude 110331-CDC-1050 relative au fonctionnement du marché de gros belge pour l'électricité-rapport de suivi 2010, p. 20.

- la volatilité des prix

53. La volatilité du prix peut être mesurée par l'écart type du prix. Comme on peut le constater sur le graphique ci-dessous, la volatilité du prix en 2010 est inférieure à celle des années précédentes.

Graphique 6: Prix maximum mensuel et l'écart type sur le prix Belpex day-ahead



Source : Etude CREG 110331-CDC-1050 p22, BELPEX

54. La baisse de la demande engendrée par la crise économique est une des raisons qui explique la diminution de la volatilité des prix sur le marché day-ahead depuis 2008.

55. Le couplage de marché CWE a permis, grâce à la liquidité, de limiter les prix négatifs aux moments de faible demande combinée à une production éolienne importante en Allemagne. Un marché day-ahead isolé aurait été confronté à des prix négatifs alors qu'un marché couplé permet la maintenance des prix à un niveau positif grâce à l'exportation²³.

²³ Platt's

- Utilisation des capacités

56. Le couplage de marché a généré, chaque jour, une utilisation optimale des capacités import/export sur les frontières entre la Belgique et les Pays-Bas et entre la France et la Belgique avec un volume journalier de 18.099 MWh à l'importation et de 162.400 MWh à l'exportation.

57. Les échanges transfrontaliers ont été facilités en 2010 grâce à des investissements réalisés par les entreprises de réseau dans les interconnexions entre les pays limitrophes.

58. Elia (gestionnaire de réseau de transport belge) et RTE (gestionnaire de réseau de transport français) ont investi dans un renforcement de l'interconnexion entre la Belgique et la France qui relie le poste haute tension d'Aubagne (Belgique) à celui de Moulaine (France). Cet investissement a permis la construction d'un deuxième circuit sur une ligne électrique existante et d'utiliser une nouvelle technologie de conducteur électrique permettant d'augmenter de plus de 20% la puissance transportée sur le circuit. Ceci permet d'accroître la capacité d'échange entre la France et les Pays-Bas de 10 à 15% sans devoir construire une nouvelle ligne haute tension.

59. En conclusion, l'analyse sur le couplage de marché ci-dessus nous a permis d'observer que :

- le couplage de marché ne s'est pas construit en un jour et sa construction est en progrès continu ;
- les prix de l'électricité sont convergents durant la majorité du temps ;
- la volatilité des prix est moindre grâce à l'apport de liquidité des différentes parties prenantes du couplage ;

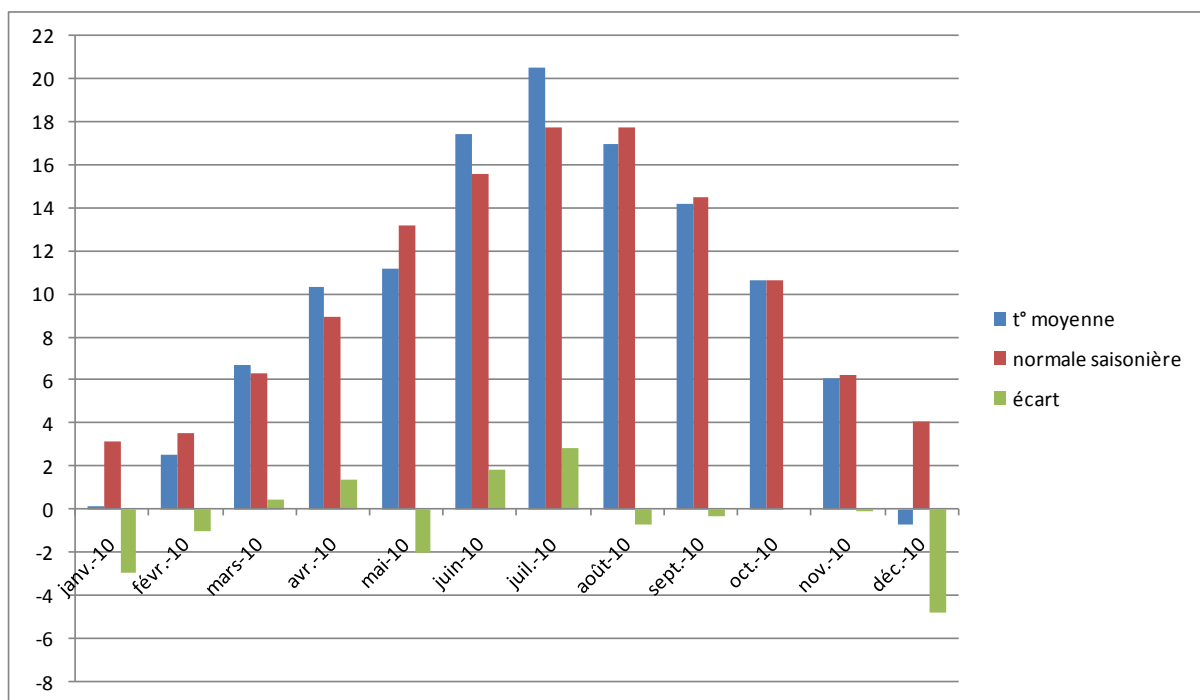
II.1.2.3 Météorologie

60. La météorologie a un impact à la fois sur la demande et sur l'offre. En effet, en période de vague de froid, la demande d'énergie peut être supérieure à la normale afin d'alimenter la demande en chauffage. De même, une période de forte chaleur peut entraîner une

consommation supérieure liée à une demande importante pour générer du froid via, par exemple, les ventilateurs, les conditionnements d'air.

61. Il nous semblait qu'un bon indicateur pour appréhender la météorologie était l'écart de températures par rapport aux normales saisonnières.

Graphique 7: Evolution des températures en 2010 et l'écart de températures par rapport aux normales saisonnières (1971-2000) du mois pour la Belgique



Source : <http://www.meteobelgique.be/article/79-annee-2010/>

62. Le graphique ci-dessus montre que l'année 2010 a été une année particulièrement froide. L'écart par rapport aux moyennes saisonnières montre que la moitié de l'année a connu des températures inférieures à la normale. Deux vagues de très grand froid ont été observées en 2010 : janvier 2010 et décembre 2010 (4ème mois de décembre le plus froid depuis 110 ans). Notons également que le mois de mai a aussi connu une période assez fraîche. Durant ces mois, la demande d'électricité a été particulièrement importante en France où le chauffage électrique est fort présent. Malgré tout, trois mois ont connu des températures supérieures aux moyennes saisonnières : avril, juin et juillet.

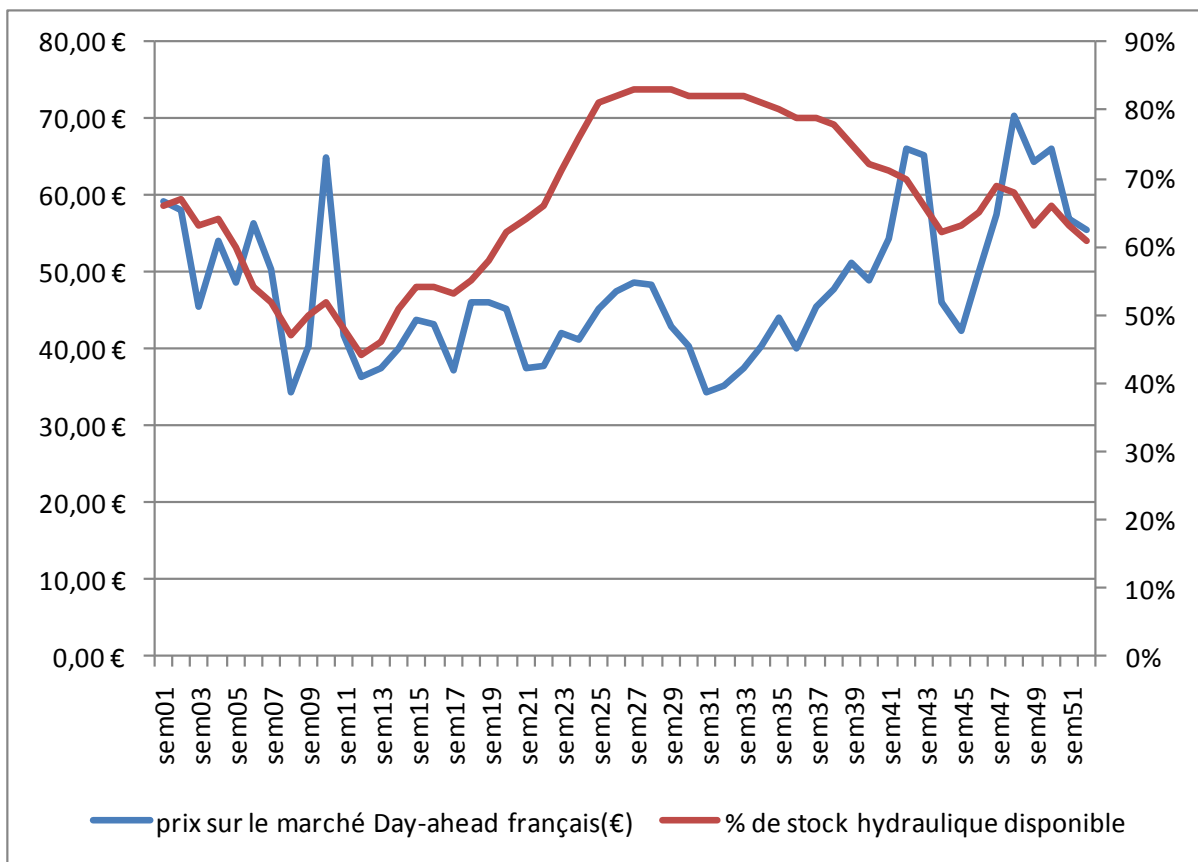
63. D'autres phénomènes météorologiques ont également eu lieu en 2010 influençant à certains moments la production et la demande d'électricité : l'intensité du vent, la canicule, le taux de précipitations, le taux d'enneigement.

64. En Allemagne, l'élément météorologique important est le vent et plus particulièrement l'intensité du vent qui est nécessaire pour alimenter les éoliennes. En effet, dans ce pays, l'énergie éolienne occupe une place non négligeable dans la production d'électricité (6%) et dans la part d'électricité consommée (9,4%). En période de forte intensité du vent, le rendement des éoliennes peut être important (pic observé le 11 décembre 2010 : 444.756 MWh). Au contraire, une faible intensité du vent va entraîner un rendement faible des éoliennes (le minimum observé le 14 février 2010: 5.450 MWh), ce qui poussera, à ce moment, l'Allemagne à enclencher d'autres modes de production d'électricité plus conventionnels (généralement des centrales TGV).

65. En France, l'élément météorologique à ne pas négliger est le taux de précipitations et d'enneigement des Alpes. Ces éléments influencent fortement la capacité hydraulique de la France et donc la capacité de la France à produire de l'électricité sur base hydraulique. En France, il faut savoir que la production d'électricité est, en premier lieu, produite à partir de centrales nucléaires et, en deuxième lieu, par l'énergie hydraulique. La part de la production hydraulique dans la production totale d'électricité est, en 2010, de 9,9% soit 68TWh²⁴.

²⁴ RTE, Bilan Electrique Français 2010, 20 janvier 2011.

Graphique 8 : Evolution du prix DAM par rapport à la disponibilité du stock hydraulique français²⁵ en 2010



Source : RTE

66. Le pourcentage de stocks disponibles dans le temps varie avec le climat et la saison. En effet, au début de l’année, les stocks disponibles sont plus faibles car ils ne sont, en majeure partie, alimentés que par les précipitations. Durant cette période, on observe des prix assez variables dont une pointe à plus de 65€/MWh. Par contre, au printemps et en été, la proportion de stocks disponibles est élevée et ce principalement suite à la fonte des neiges. Durant cette période, l’évolution des prix est plus stable.

67. En 2010, l’Europe a fait face à une période caniculaire avec des températures record en avril, juin et juillet. Quand la température est très élevée, cela a des effets tant sur la production d’énergie renouvelable que sur la production d’électricité conventionnelle. En période de grande chaleur, deux types d’énergies renouvelables, qui occupent une place importante dans la production d’électricité, peuvent être affectés : l’énergie hydraulique et l’énergie éolienne. En période de grande chaleur, le vent est généralement de faible intensité, ce qui entraîne une faible production d’électricité à partir d’éoliennes. Ceci a

²⁵ Une disponibilité hydraulique de 100% correspond à la situation où tous les réservoirs hydrauliques français sont remplis à 100% de leur capacité.

d'ailleurs pu être vérifié en Allemagne au début juillet. De même, la production d'électricité par le biais de la puissance hydraulique se raréfie. La baisse de production peut s'expliquer par la faible alimentation en eau des centrales hydrauliques du fait des périodes de sécheresse qui accompagnent les périodes de forte chaleur mais également par le fait que l'eau peut être réservée, en priorité, pour refroidir les centrales nucléaires. Les centrales nucléaires ont besoin d'être refroidies pour ne pas subir une température trop élevée qui entraînerait l'arrêt de la centrale pour des raisons de sécurité. La France a dû faire face à cette problématique durant l'été 2010.

68. En conclusion, l'analyse météorologique ci-dessus nous a permis d'observer que :

- la Belgique a connu des températures inférieures aux normales saisonnières durant près de la moitié de l'année 2010 ;
- le prix day-ahead de l'Allemagne peut être influencé à certains moments par la production éolienne ;
- le prix day-ahead de la France baisse en cas de disponibilité d'énergie hydraulique.

II.1.2.4 Consommation

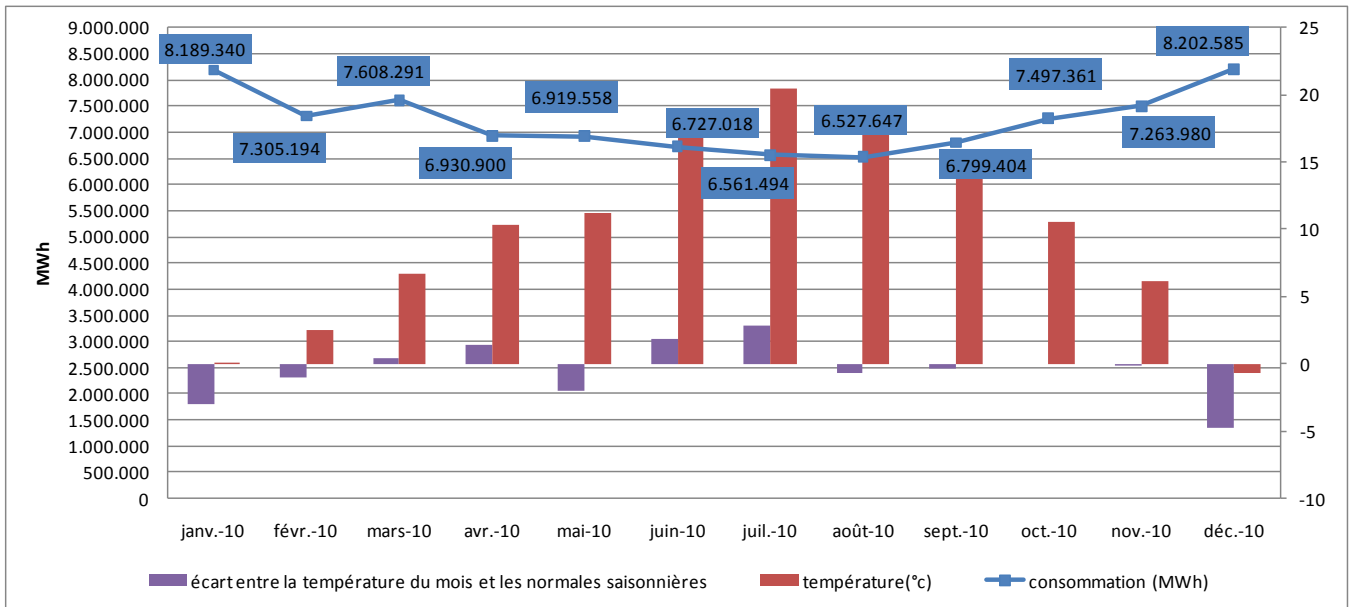
69. La consommation d'électricité dans la zone de réglage d'Elia est en hausse en 2010 par rapport à 2009 (+6%) et s'élève à 86,5 TWh réparties entre la clientèle raccordée au réseau d'Elia (32,52%) et au réseau des GRD (67,48%)²⁶. Le niveau maximum de puissance demandée sur le réseau Elia s'élève à 13.845 MW le 1^{er} décembre 2010 entre 17h45 et 18h00 tandis que la puissance minimale demandée s'élève 6.278MW le 25 juillet entre 6h15 et 6h30.²⁷

70. Durant l'année 2010, on observe que la consommation d'électricité dépend de deux facteurs principaux tant pour la Belgique que pour les pays voisins : la température et les périodes de congés.

²⁶ Synergrid, Newsletter janvier 2011.

²⁷ Etude 110331-CDC-1050 relative au fonctionnement du marché de gros belge pour l'électricité-rapport de suivi 2010, p. 15.

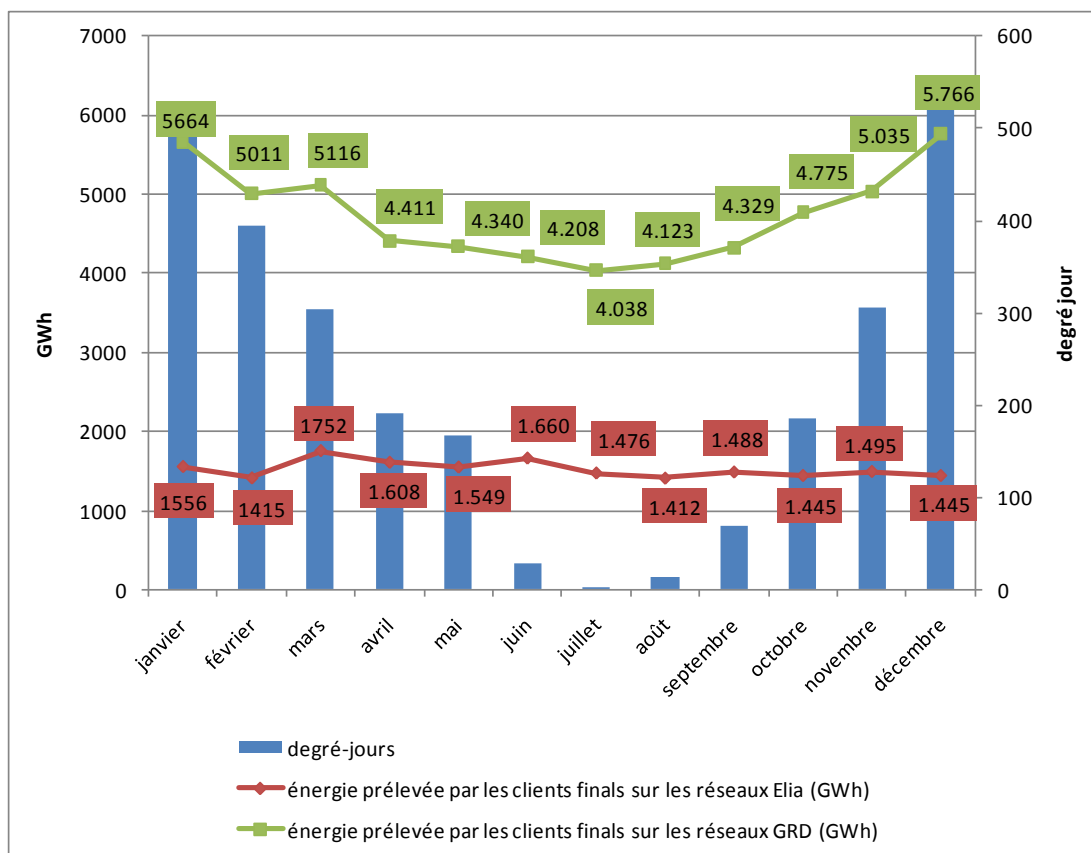
Graphique 9: Evolution de la consommation par rapport à l'écart des températures par rapport aux normales saisonnières en 2010 en Belgique



Source : Elia et <http://www.meteobelgique.be/article/79-annee-2010/>

71. A travers ce graphique, on constate que la consommation d'électricité est la plus élevée aux mois où l'écart avec les températures saisonnières est le plus grand. Cela signifie que la Belgique a une certaine sensibilité de la consommation aux températures froides surtout au niveau de la consommation résidentielle comme on le voit sur le graphique ci-dessous.

Graphique 10: Evolution de la consommation par rapport à l'écart des températures par rapport aux normales saisonnières en 2010 en Belgique



Source : Synergrid

72. Néanmoins, l'impact des températures sur la consommation est encore plus important en France. En France 30% des ménages se chauffent au moyen d'appareils électriques. Dès qu'il fait froid, la demande d'électricité est très élevée pour pouvoir alimenter les chauffages électriques. La France a même atteint successivement trois pics de consommation historiques en 2010 : le 11 décembre (93.080MW), le 14 décembre (94.600MW) et le 15 décembre (96.710MW). RTE révèle, dans son « bilan électrique français 2010 », que la sensibilité de la consommation d'électricité à la température est de 2.300MW²⁸ par degré centigrade à certaines heures de la journée, soit l'équivalent du double de la consommation d'une ville comme Marseille en plus par degré de température en moins.

Les périodes de congé sont aussi un facteur expliquant la baisse de la consommation des ménages. Les périodes de vacances telles que les vacances d'été et les vacances de Pâques sont des périodes où on observe une baisse de la consommation qui s'explique

²⁸ RTE, Bilan Electrique Français 2010, 20 janvier 2011, p. 13.

certainement par les départs en vacances. Le même phénomène est observé dans la consommation des entreprises.

II.1.2.5 Maintenance et indisponibilité des unités de production

73. Dans tous les pays, les centrales de production connaissent des moments d'indisponibilité soit volontaire pour établir des maintenances soit involontaire due à une défaillance technique ou à des grèves par exemple.

74. En Belgique, Doel et Thiange ont connu des périodes de maintenances ou de défaillances techniques. A la fin 2010, c'est l'unité de Doel 4 qui connaît une défaillance technique. Celle-ci se passe dans une période de consommation intense due aux températures bien en dessous des normales saisonnières qui oblige la Belgique à importer de l'énergie de ses pays voisins.

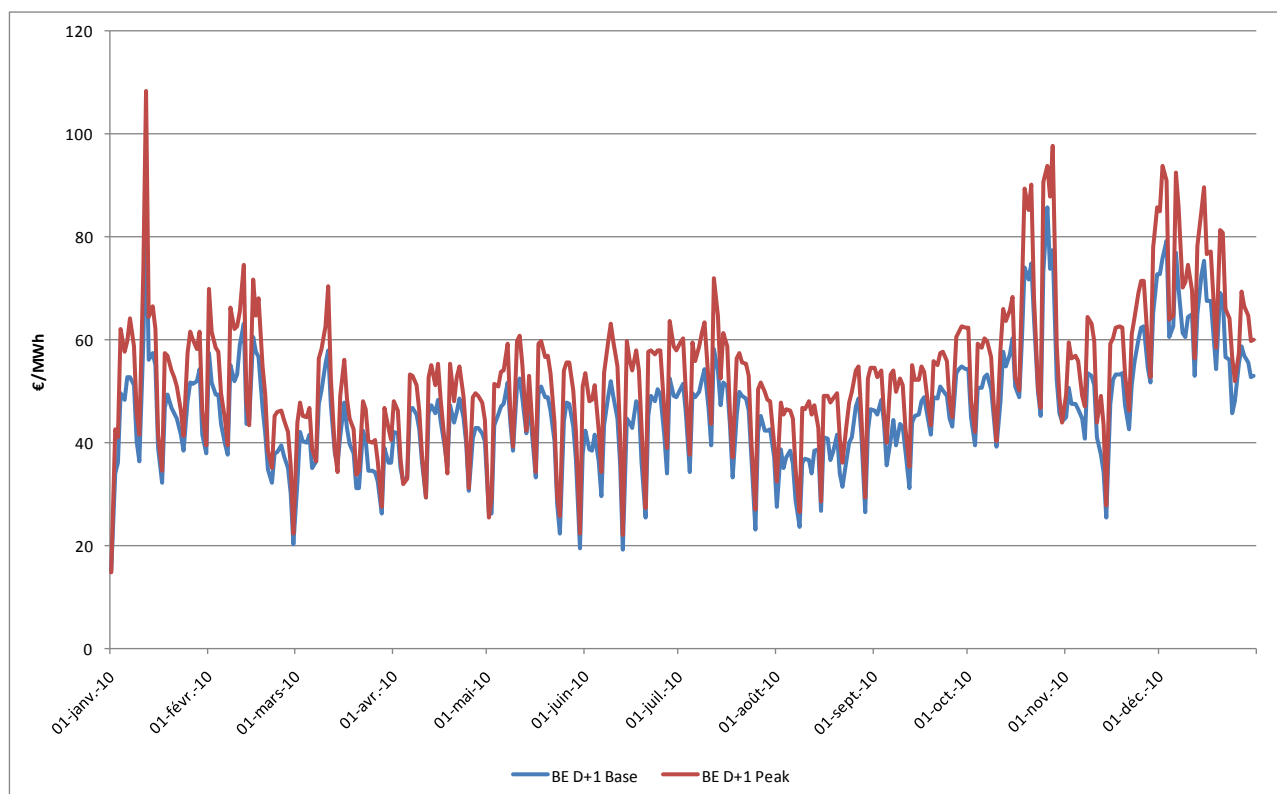
75. En France, on assiste également à l'indisponibilité de centrales nucléaires durant l'année 2010. Cette indisponibilité des centrales est en partie due à des grèves du secteur de l'énergie en France, ce qui a entraîné une importation d'énergie des pays limitrophes.

76. Aux Pays-Bas, les centrales sont volontairement mises à l'arrêt non pas pour connaître une maintenance mais parce qu'il est plus avantageux d'acheter à moindre prix sur la bourse que de produire l'énergie. Durant plusieurs mois de l'année 2010, les Pays-Bas préfèrent importer de l'énergie achetée par le biais des bourses d'électricité que de produire.

II.1.3 Détails par trimestre de la combinaison des facteurs influençant les prix sur le marché day-ahead base de l'Allemagne, de la France, de la Belgique et des Pays-Bas

77. Durant cette partie, on analysera la combinaison de facteurs qui ont influencé l'offre, la demande et donc le prix du marché day-ahead base de l'électricité pour la Belgique et les pays frontaliers. Cette partie se consacre exclusivement à l'évolution des prix day-ahead base, ce qui semble suffisant puisque l'évolution des prix peak est semblable à celle des prix base comme le montre le graphique ci-dessous.

Graphique 11: Evolution des prix DAM base et peak en Belgique sur l'année 2010



Source : Belpex

II.1.3.1 Premier trimestre (janvier à mars 2010)

78. Durant ce trimestre, le prix day-ahead moyen est fort différent d'un pays à l'autre comme le montre le tableau ci-dessous :

Tableau 7: Prix DAM moyen, minimum et maximum du premier trimestre 2010

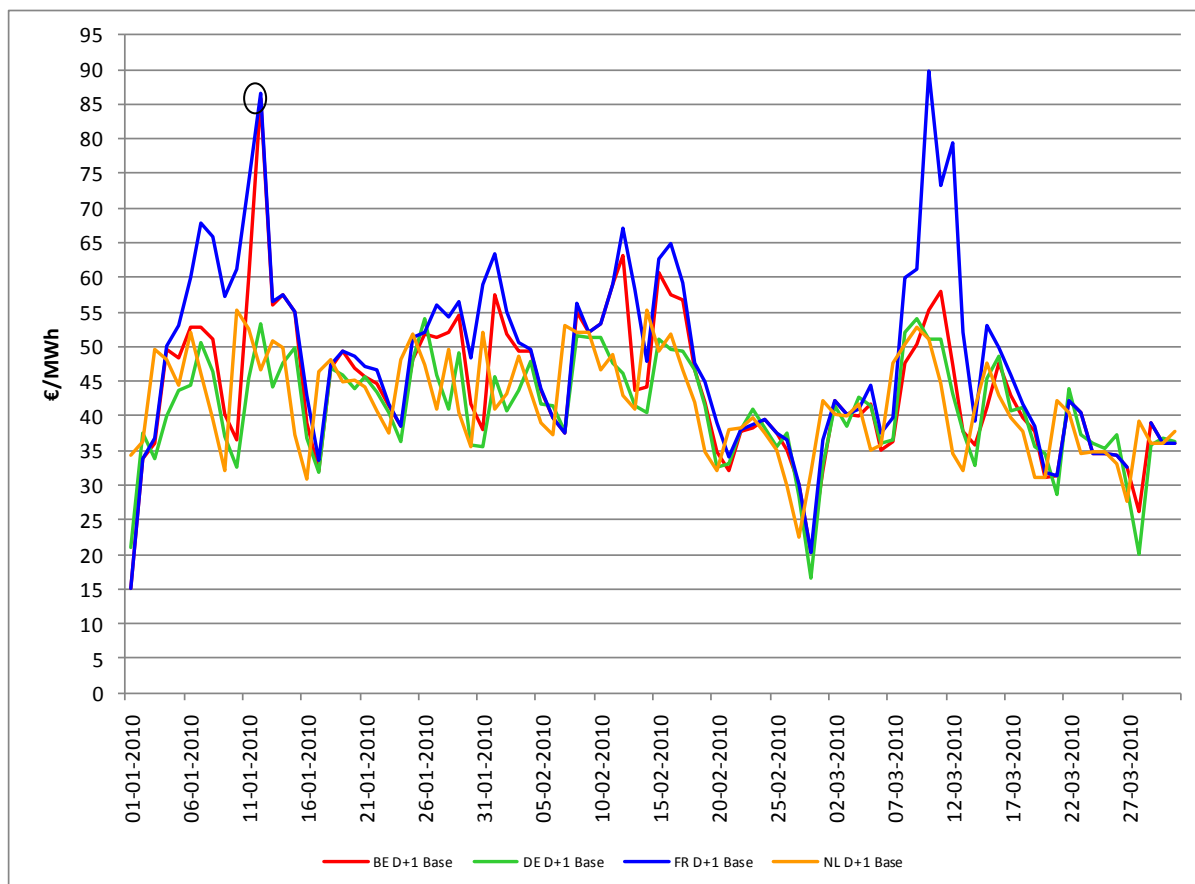
1er trimestre 2010	BE	DE	FR	NL
prix moyen du trimestre	43,88	41,02	48,21	37,35
prix minimum du trimestre	15,11	16,69	15,13	22,41
prix maximum du trimestre	85,88	54,07	89,83	41,89

Source : Belpex, EPEX SPOT PHELIX, EPEX SPOT FRANCE, Bloomberg

79. Il ressort du tableau ci-dessus que la France et, dans une moindre mesure, la Belgique ont connu des prix day-ahead plus élevés que l'Allemagne et les Pays-Bas. Ceci s'explique par le fait que ces pays doivent faire face à un problème de disponibilité de centrales de production durant une période où les températures sont assez froides et les obligent à importer de l'électricité.

80. Le graphique ci-dessous montre l'évolution des prix day-ahead pour le premier trimestre 2010 en Belgique, en Allemagne, en France et aux Pays-Bas. Ce graphique va permettre de visualiser les jours où les prix sont les plus élevés et les jours pour lesquels ils sont les plus bas.

Graphique 12: Evolution journalière des prix moyens day-ahead pour le premier trimestre 2010 en Belgique, en Allemagne, en France et aux Pays-Bas



Source : Belpex, EPEX SPOT PHELIX, EPEX SPOT FRANCE, Bloomberg

81. La Belgique connaît un pic de prix en janvier 2010. Durant ce mois, la Belgique est touchée par une vague de froid qui entraîne une augmentation de la consommation des ménages qui peut, jusqu'au 11 janvier, être assouvie en grande partie par les centrales de production belges. Mais le 11 janvier, la centrale nucléaire de Doel est amputée de l'unité numéro 4, ce qui entraîne une perte importante de la capacité de production et une incapacité de répondre à la totalité de la demande, ce qui aboutit à un pic de prix. Néanmoins, le jour d'après, la situation se régularise grâce à une importation nette venant de la région Nord Pool qui a permis de pallier le manque de production.

82. La France, durant quasiment tout le trimestre, affiche les prix les plus élevés. La France a connu des températures inférieures aux normales saisonnières en janvier, début février et durant le mois de mars. Durant ces périodes, la France a dû faire face à une explosion de la demande d'électricité pour alimenter les appareils électriques de chauffage. Cette hyper sensibilité de la demande aux températures entraîne une volatilité importante des prix de l'électricité et handicape la France par rapport à ses pays voisins.

Selon l'observatoire des marchés de l'électricité et du gaz du premier trimestre 2010 de la CRE, deux jours affichent des pics de prix très élevés :

- le 12 janvier 2010, un pic de prix de 195€/MWh s'est produit à 10h et a été suivi d'un autre pic à 160€/MWh à 11h. Ceci a amené EPEX Spot à déclencher une procédure de « request for quotes »
- le 12 mars 2010, un pic de prix horaire s'est élevé à 240,7€/MWh. Celui-ci a été précédé par un incident opérationnel qui a retardé la mise à disposition des prévisions de la consommation de RTE.

Néanmoins, fin-février, les prix français sont à la baisse grâce à l'utilisation des centrales hydrauliques qui ont pu être alimentées par les importantes précipitations qui ont accompagné la tempête Xynthia touchant le territoire français du 27 février au 1^{er} mars .

83. L'Allemagne a subi, comme les autres pays d'Europe, une vague de froid en janvier mais cela n'a eu que peu d'impact sur le prix de l'électricité. N'ayant pas pu profiter de l'énergie éolienne durant le mois de janvier, l'Allemagne a fait fonctionner en majeure partie ses centrales au gaz qui ne lui coûtaient pas trop cher à faire tourner du fait d'un prix du gaz affichant une tendance à la baisse. Durant le mois de février, l'Allemagne a profité de prix bas dus au fonctionnement des éoliennes. Néanmoins, les prix n'ont pas atteint un niveau négatif à cause du durcissement de la réglementation sur la pratique des prix négatifs. Durant le mois de mars, les prix se sont maintenus à un niveau assez bas grâce à l'importante production éolienne et à la mise en service des centrales à charbon en lieu et place des centrales à gaz pour ne pas subir la hausse du prix du gaz.

84. Les Pays-Bas n'affichent pas de forte hausse de prix et suivent essentiellement l'évolution du prix du gaz.

II.1.3.2 Deuxième trimestre (avril à juin 2010)

85. Durant ce trimestre, les prix day-ahead moyens sont assez similaires entre la Belgique, la France, les Pays-Bas et l'Allemagne comme le montre le tableau ci-dessous :

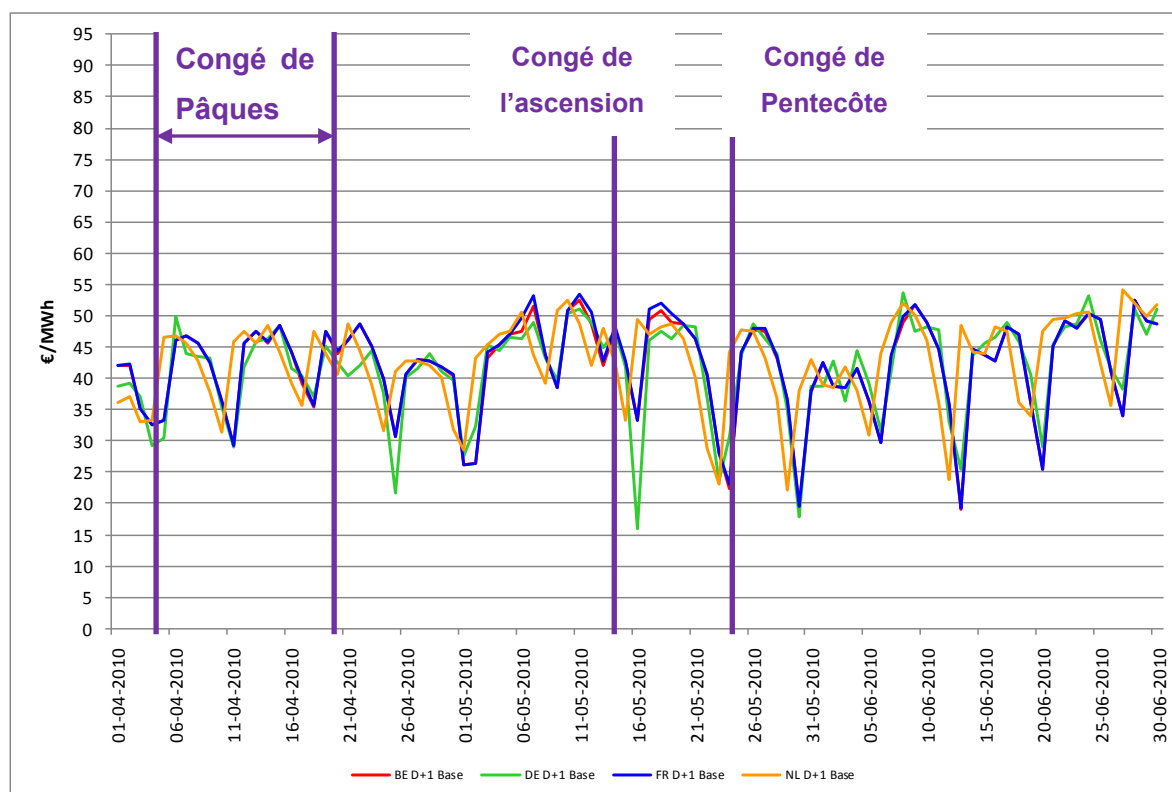
Tableau 8: Prix DAM moyen, minimum et maximum du deuxième trimestre 2010

2ème trimestre 2010	BE	DE	FR	NL
prix moyen du trimestre	42,01	41,52	42,22	42,58
prix minimum du trimestre	19,14	15,94	19,34	22,04
prix maximum du trimestre	52,55	53,70	53,56	54,06

Source : Belpex, EPEX SPOT PHELIX, EPEX SPOT FRANCE, Bloomberg

86. Les prix moyens de ce trimestre sont inférieurs au trimestre précédent pour la France et la Belgique au contraire des Pays-Bas et de l'Allemagne. L'Allemagne affiche également, durant ce trimestre, la plus grande volatilité des prix comme on peut le constater sur le graphique ci-dessous :

Graphique 13: Evolution journalière des prix moyens day-ahead pour le deuxième trimestre 2010 en Belgique, en Allemagne, en France et aux Pays-Bas



Source : Belpex, EPEX SPOT PHELIX, EPEX SPOT FRANCE, Bloomberg

87. Durant les deux premiers mois de ce trimestre, l'Allemagne doit faire face à de nombreux problèmes qui affectent sa production d'électricité :

- un vent faible entraîne une diminution de la production éolienne de plus de 2000MW ;
- une réduction de l'apport de trois centrales nucléaires (Grohnde, Philsburg1 et Brokdorf) pour cause de maintenance. Ceci n'entraîne toutefois pas de pics de prix très élevés du fait d'une demande limitée grâce aux périodes de congé ;
- une réduction du niveau des réservoirs hydrauliques durant le mois d'avril qui sont alimentés le mois suivant par de fortes précipitations.

Cette tension au niveau de la production pousse les prix à la hausse. Néanmoins, cette hausse est limitée par le fait que la demande en électricité est limitée tant par les températures assez clémentes du mois d'avril que par les nombreux congés qui jalonnent cette période.

88. Durant le dernier mois du trimestre, l'Allemagne doit faire face à une forte augmentation de la demande domestique en conditionnement d'air à cause des températures supérieures aux normales saisonnières. Mais, en période de forte chaleur, l'énergie éolienne est amoindrie et donc l'Allemagne doit faire appel à des centrales conventionnelles pour fournir l'électricité. Malheureusement, durant cette période, la production émanant de centrales nucléaires et de centrales à charbon est réduite et il ne reste que les centrales à gaz qui puissent produire de l'électricité. Ce dernier type de centrale ne peut pas assouvir la demande et donc, pour la première fois depuis 2010, l'Allemagne est importatrice d'énergie.

89. La France, durant ce trimestre, n'est plus le pays où le prix de l'électricité est le plus cher. Malgré l'indisponibilité de centrales nucléaires en maintenance, la France peut compter, durant le mois de mai et de juin, sur la production hydraulique alimentée principalement par les réservoirs hydrauliques approvisionnés par la fonte des neiges. Les températures clémentes du mois d'avril et de juin ont évité à la France de subir, comme le trimestre précédent, des prix élevés suite à la dépendance importante de la France au chauffage électrique.

90. La Belgique profite également d'une température clémente en avril et juin ainsi que de périodes de congé entraînant ainsi une baisse de la consommation d'électricité. Durant le mois d'avril, la Belgique connaît un problème de disponibilité de centrale nucléaire. Cette fois, c'est la centrale de Tihange qui est concernée. Toutefois, le pic de prix est, cette fois, beaucoup plus faible qu'au premier trimestre quand Doel était indisponible car seule la production pose problème. La demande n'est pas plus forte que prévue à cette époque vu que les températures sont clémentes et la demande peut donc être satisfaite quasi-totalement par la production.

91. Les Pays-Bas ont connu les prix les plus élevés durant ce trimestre. Cela s'explique par le mode de production utilisé aux Pays-Bas : les centrales aux gaz. Durant ce trimestre, le gaz affiche des prix élevés et donc entraîne les prix à la hausse pour toute la production d'électricité émanant de centrales au gaz.

II.1.3.3 Troisième trimestre (juillet à septembre 2010)

92. Durant ce trimestre, les prix day-ahead moyens sont assez similaires entre la Belgique, la France, les Pays-Bas et l'Allemagne comme le montre le tableau ci-dessous :

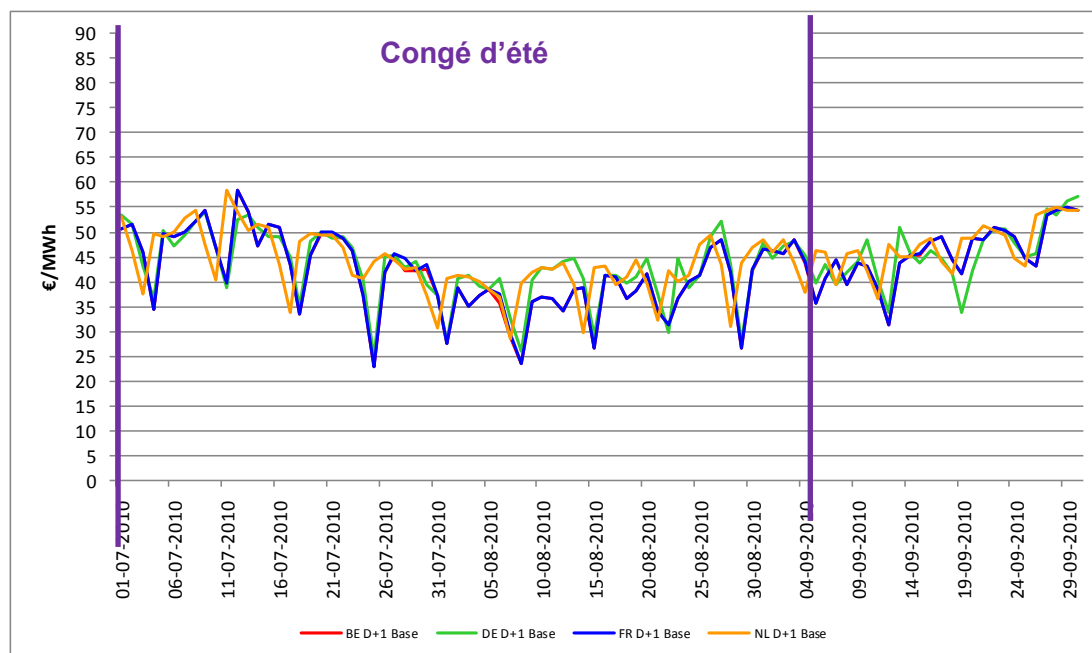
Tableau 9: Prix DAM moyen, minimum et maximum du troisième trimestre 2010

3ème trimestre 2010	BE	DE	FR	NL
prix moyen du trimestre	42,72	43,81	42,80	44,62
prix minimum du trimestre	23,01	24,79	23,01	28,58
prix maximum du trimestre	58,33	57,25	58,33	58,33

Source : Belpex, EPEX SPOT PHELIX, EPEX SPOT FRANCE, Bloomberg

93. Les prix moyens de ce trimestre sont supérieurs au trimestre précédent et ce pour tous les pays. A nouveau, les Pays-Bas affichent les prix les plus élevés. La France, quant à elle, affiche, pour la première fois, des prix inférieurs aux autres pays. Le graphique ci-dessous permet d'illustrer les évolutions journalières moyennes des différents pays.

Graphique 14: Evolution journalière des prix moyens day-ahead pour le troisième trimestre 2010 en Belgique, en Allemagne, en France et aux Pays-Bas



Source : Belpex, EPEX SPOT PHELIX, EPEX SPOT FRANCE, Bloomberg

94. L'Allemagne, durant le mois de juillet, endure une période de canicule qui a, d'une part, asséché le niveau des réservoirs hydrauliques alimentant les centrales hydrauliques et, d'autre part, est peu propice pour l'énergie éolienne. De plus, les températures élevées réchauffent l'eau des rivières à une température telle qu'elle ne peut plus servir à alimenter le circuit de refroidissement des centrales nucléaires, ce qui oblige l'Allemagne à arrêter partiellement certaines centrales pour des raisons de sécurité. Cette faible capacité de production soutient les prix de l'électricité. Néanmoins, la situation au mois d'août s'améliore avec des températures plus fraîches, une situation plus venteuse permettant un meilleur rendement de la production éolienne et des précipitations importantes permettant de renflouer les réservoirs hydrauliques. Dans le même temps, le taux de disponibilité des centrales nucléaires est supérieur au mois de juillet. Durant le mois d'août, la pression sur la production diminue et la consommation est moindre du fait du départ à l'étranger de nombreux allemands pour leur congé d'été. En septembre, l'activité économique reprend et les consommateurs résidentiels font face à des températures assez fraîches, ce qui entraîne une demande d'électricité supérieure. Les capacités de production de l'Allemagne sont amoindries d'une part par une faible production éolienne et, d'autre part, par la maintenance de 6 centrales nucléaires et l'indisponibilité non programmée du réacteur de Grafenrheinfeld (1.275MW). Cette faible capacité de production disponible et la demande d'énergie importante engendre une augmentation du prix de l'électricité par rapport au mois précédent.

95. La France est également touchée par la canicule au mois de juillet et doit également limiter sa production issue de centrales nucléaires pour des raisons de sécurité dues aux températures trop élevées de l'eau des rivières ne pouvant plus remplir leur rôle d'alimentation du circuit de refroidissement des centrales nucléaires. Néanmoins, la demande d'électricité est limitée vu la fermeture de certaines entreprises pour cause de congé annuel à partir de la troisième semaine. Cette disponibilité limitée des centrales n'affecte donc pas le consommateur et donc le prix est assez bas. Durant les trois premières semaines du mois d'août, la demande est plus faible suite à la baisse d'activité des entreprises pour cause de vacances d'été. Durant le mois d'août, la disponibilité des centrales nucléaires est importante ainsi que celle des centrales hydrauliques, ce qui permet d'assouvir sans problème la consommation et qui permet même, durant ce mois, d'exporter de l'énergie. Ceci permet à la France d'avoir les prix les plus bas. En septembre, les activités des entreprises reprennent et donc aussi leur consommation. Néanmoins, la grande disponibilité des centrales nucléaires permet de limiter l'augmentation du prix de l'électricité.

96. Les Pays-Bas ont subi d'importantes hausses du prix de l'électricité du fait de la hausse du prix du combustible (le gaz) qui alimente les centrales de production, majoritairement des centrales aux gaz. Néanmoins, durant le mois d'août, les prix des Pays-Bas restent dans la moyenne grâce à leur stratégie d'arrêt des centrales lorsque le pays peut importer de l'électricité à moindre prix.

97. La Belgique, durant ce trimestre, suit les prix de la France.

II.1.3.4 Quatrième trimestre (octobre à décembre 2010)

98. Durant ce trimestre, les prix day-ahead moyens sont assez différents entre la Belgique, la France, les Pays-Bas et l'Allemagne comme le montre le tableau ci-dessous :

Tableau 10: Prix DAM moyen, minimum et maximum du quatrième trimestre 2010

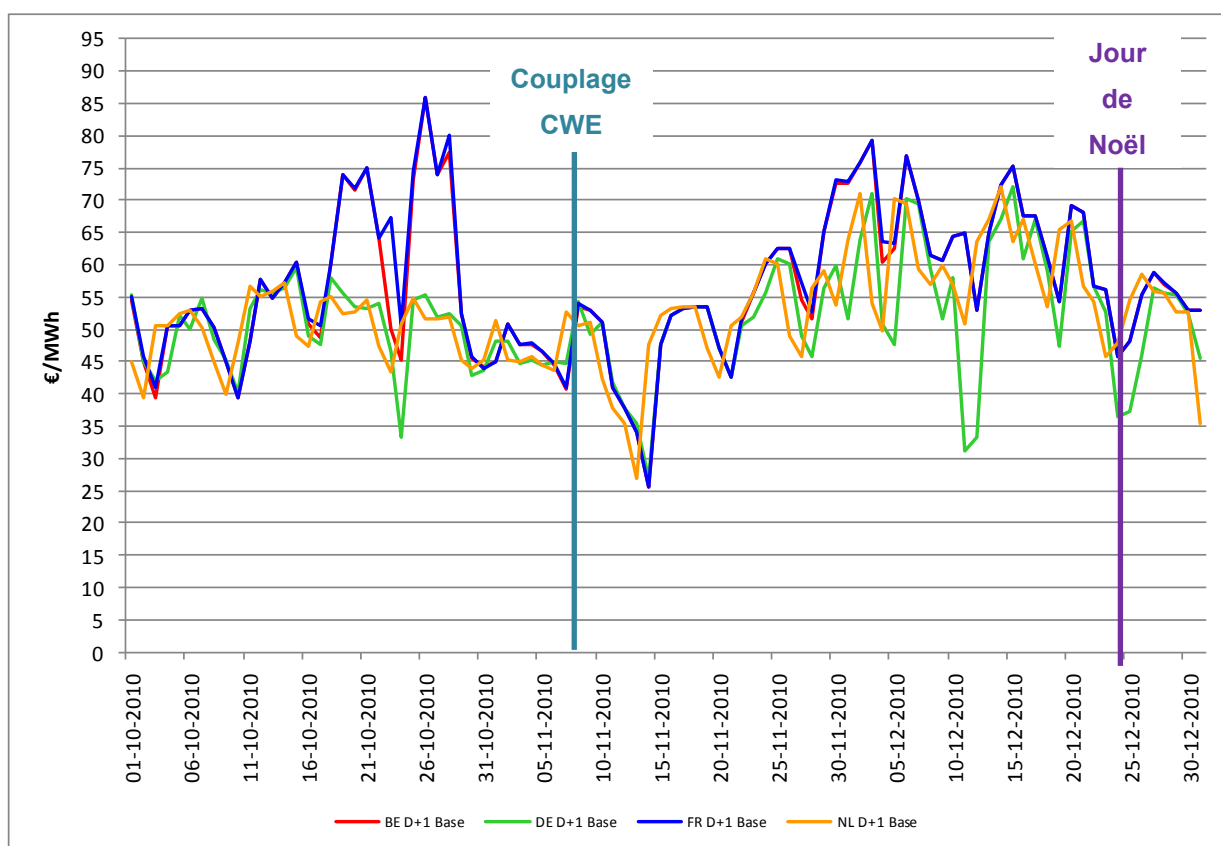
4ème trimestre 2010	BE	DE	FR	NL
prix moyen du trimestre	56,49	51,50	56,95	52,47
prix minimum du trimestre	25,47	26,88	25,47	26,97
prix maximum du trimestre	85,81	72,06	85,81	72,06

Source : Belpex, EPEX SPOT PHELIX, EPEX SPOT FRANCE, Bloomberg

99. Au cours de ce trimestre, les prix day-ahead moyens sont supérieurs aux prix des autres trimestres de 2010 et la France se classe à nouveau comme le pays appliquant les prix les plus élevés. On constate également que, durant ce trimestre, les prix maximaux sont élevés et que ceux de la Belgique et de la France sont proches de ceux qu'affichait le premier trimestre.

100. Le graphique ci-dessous montrant l'évolution des prix moyens journaliers permet d'analyser en détail les pics de prix et de situer les différents éléments qui ont une influence sur le prix.

Graphique 15: Evolution journalière des prix moyens day-ahead pour le quatrième trimestre 2010 en Belgique, en Allemagne, en France et aux Pays-Bas



Source : Belpex, EPEX SPOT PHELIX, EPEX SPOT FRANCE, Bloomberg

101. Avant d'expliquer les facteurs qui ont influencé le prix dans les différents pays, il est important de souligner l'événement majeur de ce trimestre : le couplage de marché avec l'Allemagne. Depuis le 9 novembre, l'Allemagne s'est associée au couplage de marché par les prix avec la Belgique, la France et les Pays-Bas. Le but de ce couplage étant de maximiser les flux aux frontières.

102. Durant tout le trimestre, les températures sont inférieures aux normales saisonnières, ce qui constitue un des facteurs qui expliquent les prix élevés du trimestre.

103. La France est à nouveau, comme dit plus haut, le pays où les prix sont les plus chers. Durant ce trimestre, différents événements ont eu un impact conséquent sur le prix de l'électricité. Durant le mois d'octobre, les pics de consommation constatés sur le graphe ci-dessus se sont produits suite à des grèves (12, 19 et le 28 octobre 2010) dans le secteur de l'énergie, ce qui a perturbé la production et qui a donc obligé la France à importer de l'énergie principalement produite en Belgique du fait d'une congestion au niveau des Pays-Bas ne pouvant pas délivrer une partie de l'énergie demandée par la France.

104. Du 9 novembre - le jour du couplage de marché - au 22 novembre 2010, les marchés belge, français et allemand appliquent exactement le même prix suite à la maximisation des flux transfrontaliers permis par le couplage de marché. Le 12 novembre 2010, la production éolienne allemande atteint le niveau record de 2010 soit 20GW. La production éolienne a permis une diminution du prix allemand mais aussi du prix en Belgique, en France et dans une moindre mesure aux Pays-Bas grâce au couplage de marché. A partir du 22 novembre, la France se détache de l'Allemagne et des Pays-Bas à cause de pic de consommation dû à la thermo-sensibilité de la demande française.

105. Durant le mois de décembre, tous les pays ont connu une forte hausse de prix et ce principalement à cause de températures extrêmement basses et de l'indisponibilité de certaines capacités de production. C'est en Belgique et en France que les prix d'électricité sont les plus élevés. La France doit faire face à une consommation importante d'électricité pour alimenter les chauffages électriques vu les températures très basses. La Belgique a été contrainte d'arrêter l'unité 4 de Doel suite à un incendie et, pour pouvoir assouvir la demande d'électricité, elle a dû importer jusqu'à 25% de l'énergie demandée par les consommateurs. L'importation est venue principalement des Pays-Bas. Les prix en Allemagne sont également élevés car l'intensité du vent est faible et n'alimente que peu la production éolienne, ce qui oblige l'Allemagne à utiliser ses centrales conventionnelles pour produire de l'électricité. Les prix aux Pays-Bas sont soutenus par les prix du gaz en forte augmentation en cette fin d'année.

II.2 Evolution des volumes sur le marché spot d'électricité

II.2.1 Volume échangé sur le marché day-ahead belge

106. Fin 2010, la bourse belge d'électricité Belpex comptait 36 acteurs de marché enregistrés et actifs c'est-à-dire deux de plus qu'en 2009. Parmi ces acteurs, on trouve des producteurs, des fournisseurs, des traders et des banques.

107. La croissance économique a repris en 2010 après deux ans de crise économique. Cette relance économique engendre une augmentation de la consommation et une augmentation des volumes échangés sur la bourse.

108. Le tableau ci-dessous indique le volume total de l'énergie négociée achetée et vendue annuellement sur Belpex day-ahead exprimé en TWh en 2010 ainsi que le pourcentage que représente le volume négocié par rapport à la consommation d'Elia :

Tableau 11: Volume total de l'énergie négocié annuellement sur Belpex day-ahead et le pourcentage que représente le volume négocié par rapport à la consommation d'Elia

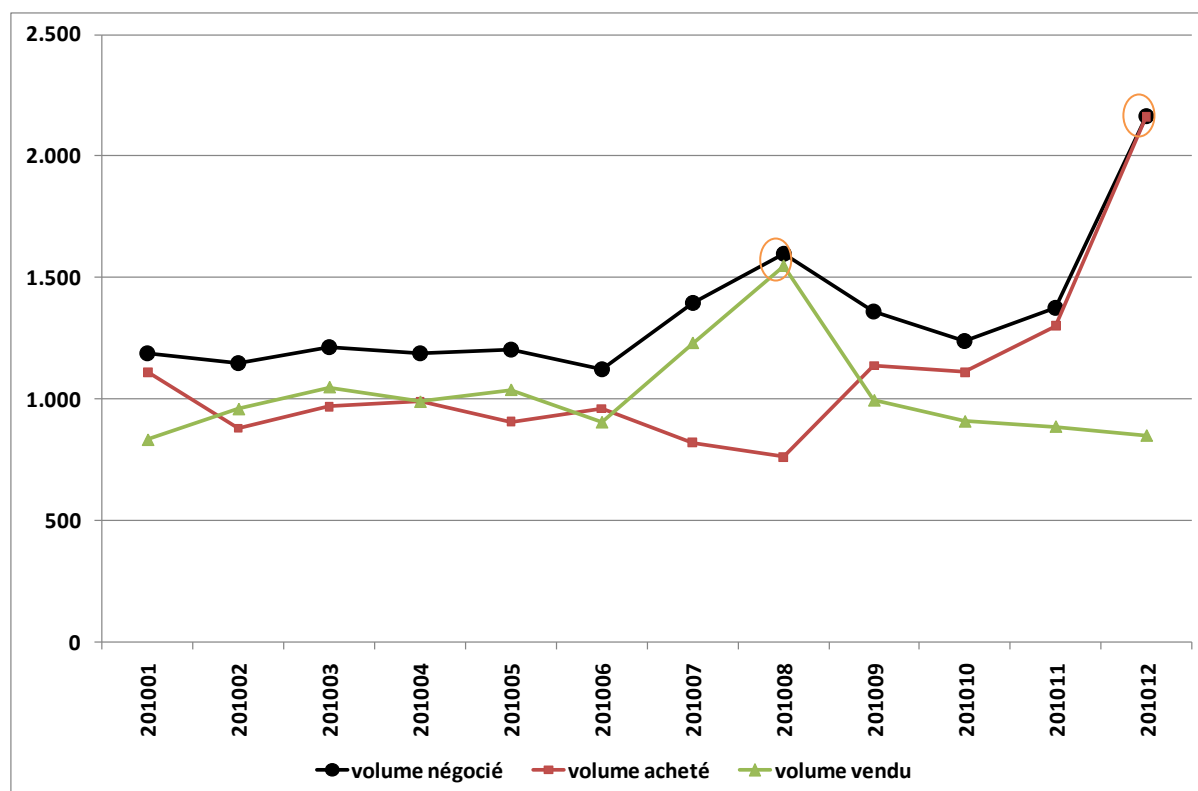
	volume négocié	volume acheté	volume vendu	% de la consommation d'Elia
2010	11,84 TWh	9,59 TWh	8,91 TWh	13,70%

Source : Belpex + Etude CREG 110331-CDC-1050 p23

109. Il ressort du tableau ci-dessus que 11,84 TWh ont été négociés en 2010, ce qui représente 13,70% de la consommation d'Elia. Les acteurs du marché ont acheté 9,59 TWh et ont vendu 8,91 TWh. La différence entre les volumes achetés et vendus (0,77TWh) provient d'importations dans la zone de réglage d'Elia.²⁹

²⁹ Etude CREG 110331-CDC-1050 relative au fonctionnement du marché de gros belge pour l'électricité- rapport de suivi 2010, p. 23.

Graphique 16: Evolution mensuelle des volumes moyens négociés, des volumes moyens achetés et des volumes moyens vendus sur Belpex en 2010



Source : Belpex+ Etude CREG 110331-CDC-1050 p24

110. Il ressort du graphique ci-dessus que le volume moyen mensuel négocié a atteint le niveau le plus haut de l'année 2010 au mois de décembre : 2.164 MWh/h³⁰. On constate, durant ce mois, un écart de 1.313 MWh/h entre le volume acheté et le volume vendu qui provient d'importations soit des Pays-Bas soit de la France. On constate également que le volume négocié est important au mois d'août 2010. Cette fois, les volumes vendus sont supérieurs aux volumes achetés. La différence provient d'exportations vers la France ou vers les Pays-Bas.³¹

³⁰ Selon le rapport annuel d'Elia, le volume record échangé sur la bourse a été atteint le 7 décembre 2010 avec 80.607MWh soit 27,1% de la consommation journalière de la zone d'Elia.

³¹ Etude CREG 110331-CDC-1050 relative au fonctionnement du marché de gros belge pour l'électricité- rapport de suivi 2010, p. 24.

II.2.2 Echange transfrontalier

II.2.2.1 Capacité commerciale

111. Le tableau ci-dessous illustre la capacité commerciale moyenne disponible pour l'année 2010 sur les 4 directions d'interconnexion ainsi que pour l'importation et l'exportation :

Tableau 12: Capacité commerciale moyenne disponible pour l'année 2010 sur les 4 directions d'interconnexion

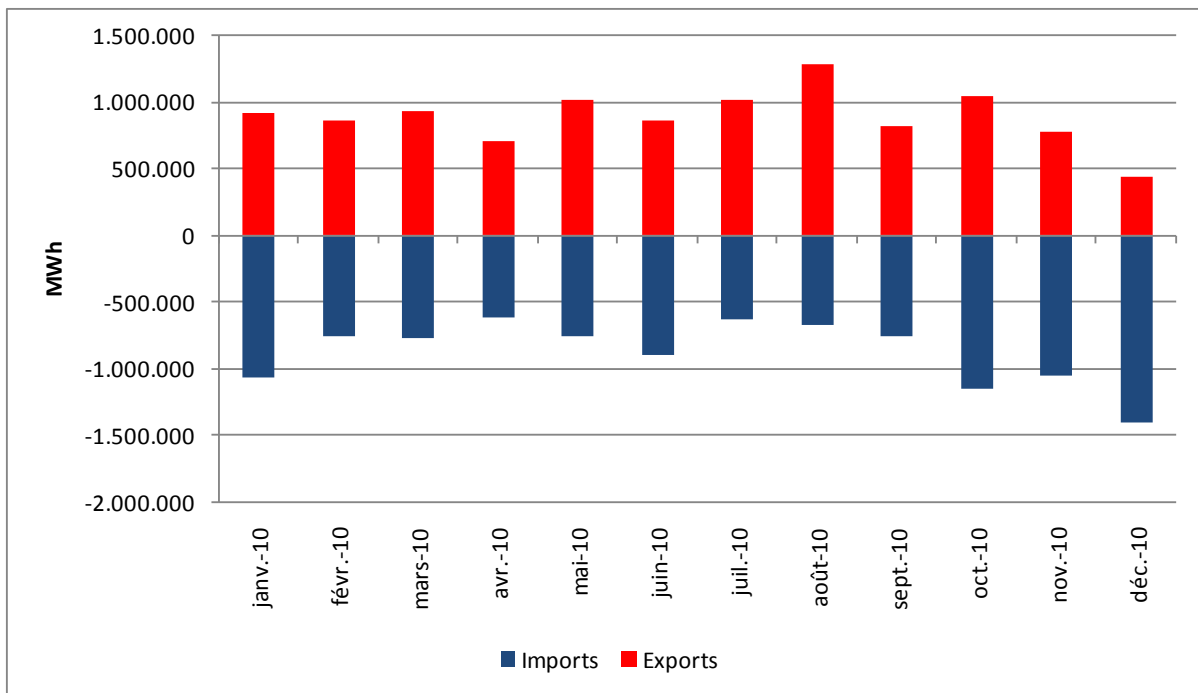
année	capacité commerciale moyenne disponible par heure (MW)					
	par direction d'interconnexion				importation-exportation	
	FR=>BE	BE=>FR	NL=>BE	BE=>NL	import	export
2010	2.700	1.188	1.346	1.351	3.923	2.394

Source : Elia+ Etude CREG 110331-CDC-1050 p42

II.2.2.2 Utilisation de la capacité d'interconnexion

112. La Belgique est importatrice nette d'énergie en 2010 avec un solde de 0,55TWh. C'est au mois de décembre que la Belgique a importé le plus d'énergie et ce à cause de la mise hors service d'une centrale nucléaire en pleine période de froid. Ne sachant plus répondre à la demande à cause de cette amputation de la production, la Belgique a fait appel à l'importation massive d'électricité (voir graphique ci-dessous).

Graphique 17: Importations et exportations mensuelles d'électricité de la Belgique en 2010

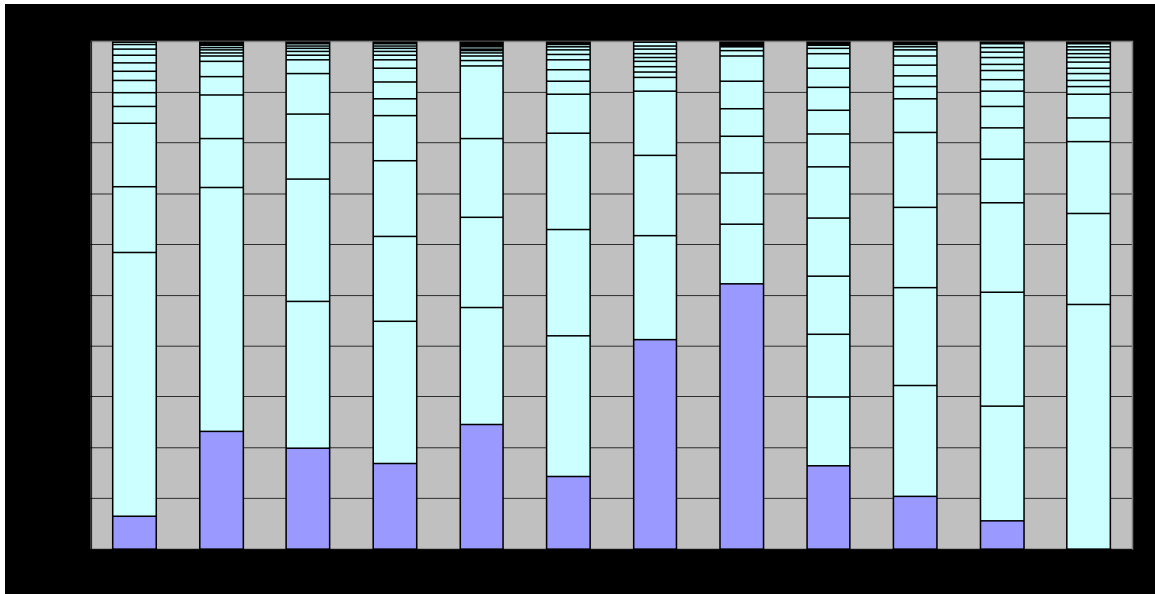


Source : Elia

113. Une partie des importations et des exportations découle d'échanges de marché résultant du couplage de marché entre les trois bourses : Belpex, Powernext et APX.

114. La part des importations découlant de l'échange sur les bourses due au couplage de marché est représentée en bleu dans le graphe ci-dessous (ci-après exportation TLC). On constate, qu'au mois d'août, plus de 50% des volumes négociés sur Belpex sont exportés vers les Pays-Bas ou vers la France. On constate le même phénomène en juillet mais dans une moindre mesure. Par contre, au mois de décembre, aucun volume négocié ne fait l'objet d'exportation et ce du fait que la Belgique est en manque de production (mise hors service d'une centrale nucléaire) pour faire face à la consommation. On constate également qu'au mois de janvier, mois d'hiver affichant des températures extrêmes, moins de 10% des volumes négociés sont exportés vers la France ou les Pays-Bas.

Graphique 18: Evolution des parts de marché sur Belpex DAM pour le marché de l'achat d'énergie en 2010

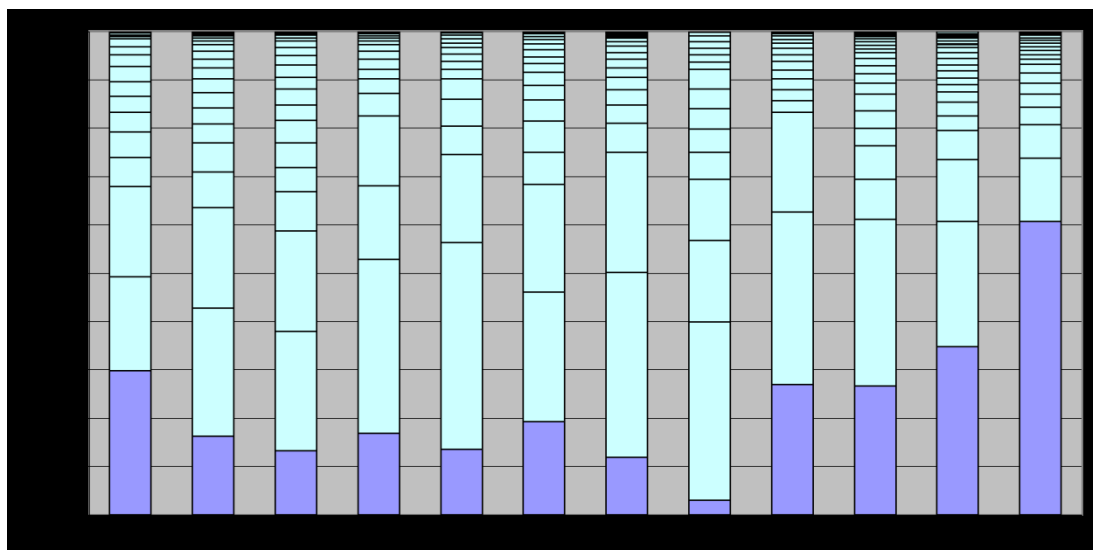


Source : Belpex + Etude CREG 110331-CDC-1050 relative au fonctionnement du marché de gros belge pour l'électricité- rapport de suivi 2010, p26

115. La part de l'importation découlant de l'échange sur les bourses due au couplage de marché est représentée en bleu foncé dans le graphe ci-dessus (ci-après exportation TLC).³²

³² Etude CREG 110331-CDC-1050 relative au fonctionnement du marché de gros belge pour l'électricité- rapport de suivi 2010, p. 25.

Graphique 19: Evolution des parts de marché sur Belpex DAM pour le marché de la vente d'énergie en 2010



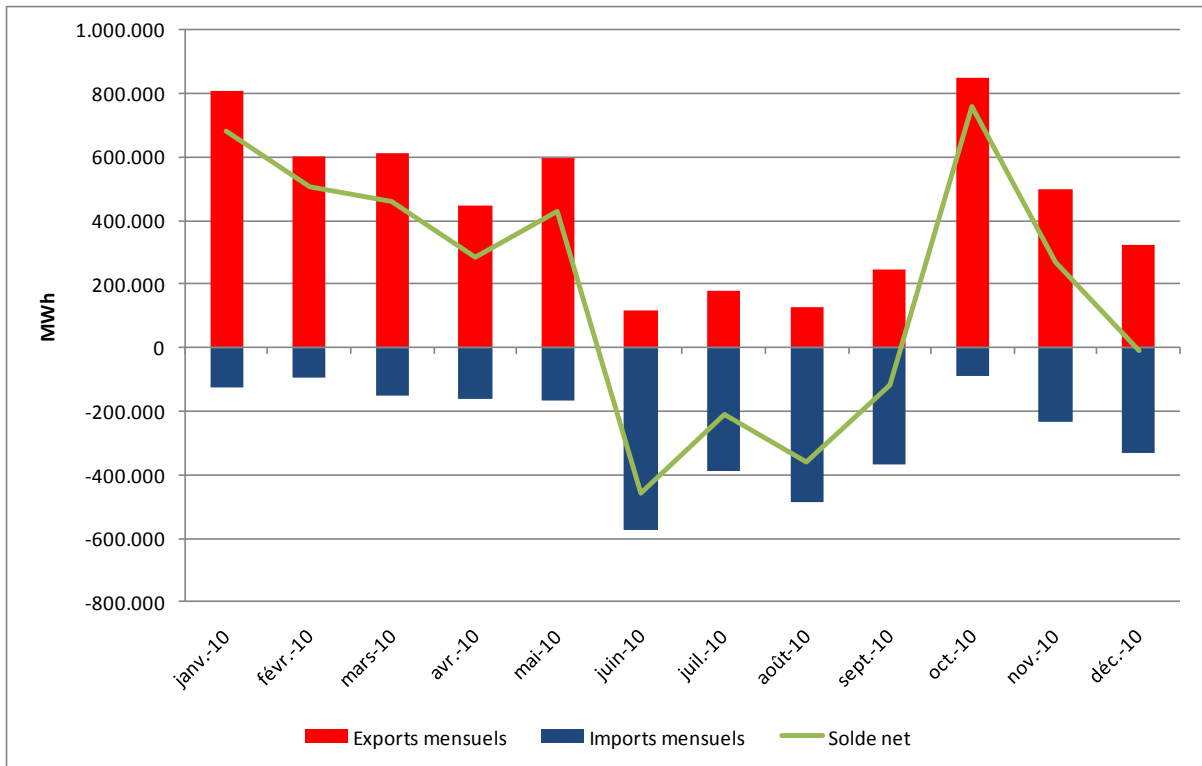
Source : Belpex+ Etude CREG 110331-CDC-1050 relative au fonctionnement du marché de gros belge pour l'électricité- rapport de suivi 2010, p26

116. Il ressort du graphique ci-dessus, qu'au mois de décembre, 60% des volumes négociés sont importés des Pays-Bas et de la France. Au mois d'août, par contre, moins de 10% des volumes négociés sont importés.³³

117. Il est à présent temps d'étudier la direction des flux aux frontières de la Belgique. La frontière sud de la Belgique sera étudiée en premier lieu et la frontière nord sera analysée en deuxième lieu.

³³ Etude CREG 110331-CDC-1050 relative au fonctionnement du marché de gros belge pour l'électricité- rapport de suivi 2010, p. 26.

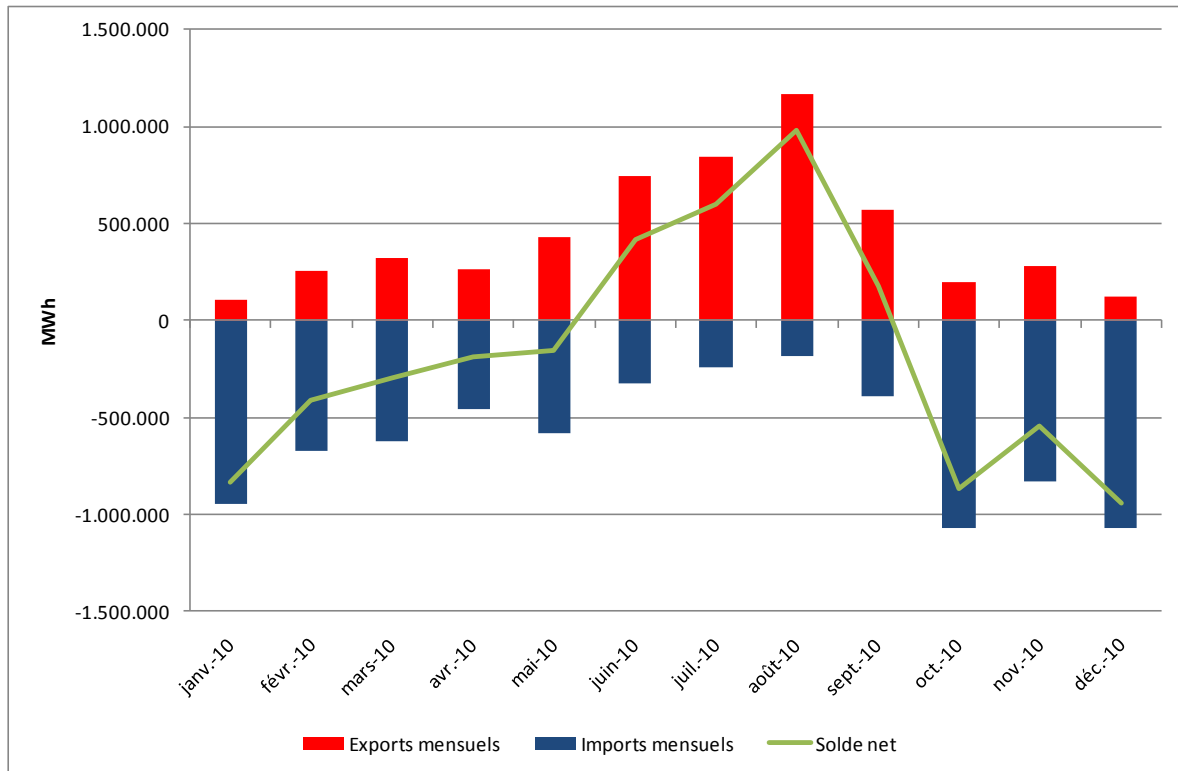
Graphique 20: Importations et exportations brutes mensuelles d'électricité à l'interconnexion France - Belgique



Source : Elia

118. Comme le montre le graphique ci-dessus, le marché belge a été exportateur net vers la France en 2010. Le marché belge a néanmoins été importateur net du mois de juin au mois de septembre.

Graphique 21: Importations et exportations brutes mensuelles d'électricité à l'interconnexion Pays-Bas - Belgique



Source : Elia

119. Comme le montre le graphique ci-dessus, le marché belge a été importateur net des Pays-Bas en 2010. Le marché belge a néanmoins été exportateur net du mois de juin au mois de septembre.

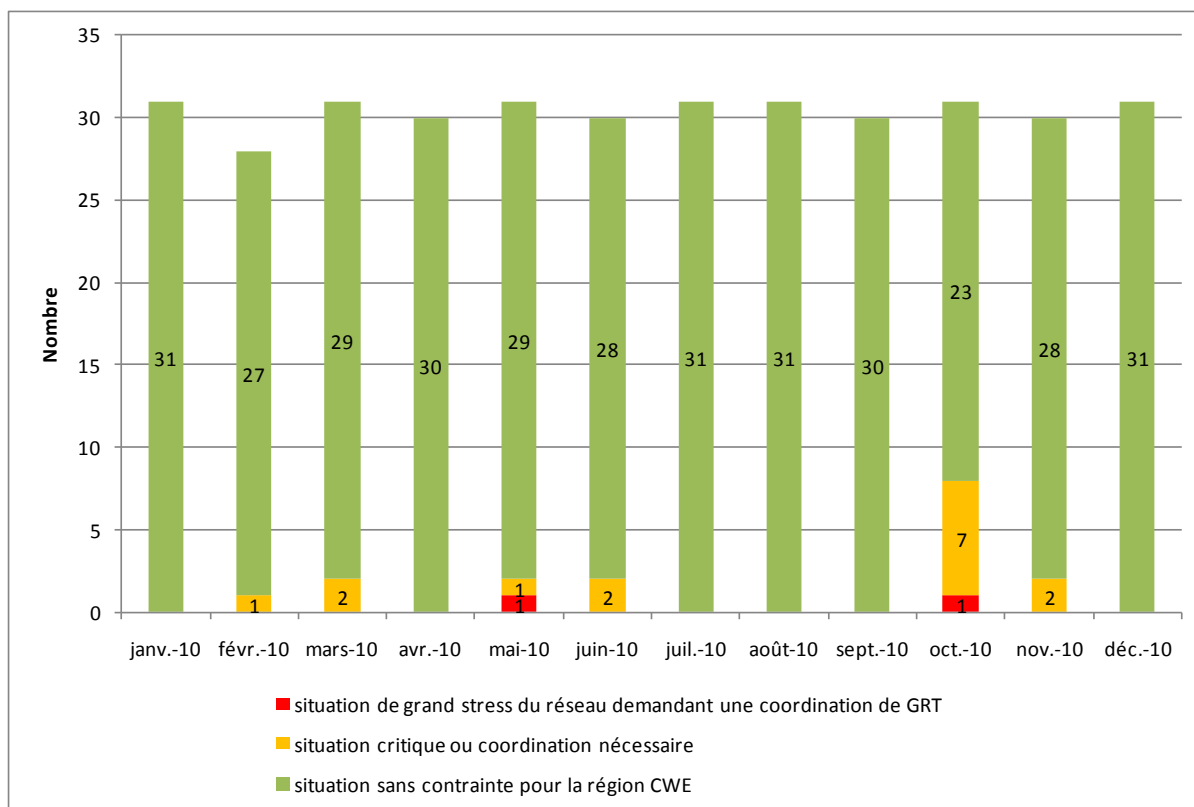
II.2.3 Problème contraignant les échanges sur le marché day-ahead belge

120. Coreso, un centre de coordination technique régional a été créé le 16 février 2009 à l'initiative d'Elia, de RTE et de National Grid. Ce centre de coordination a pour tâche d'évaluer les risques d'incidents sur le réseau Centre-Ouest Européen et de proposer des mesures préventives aux gestionnaires de transport incluant les transformateurs de décalage de phase afin qu'ils puissent garantir la sécurité dans leurs zones de contrôle respectives.

121. Dans son rapport opérationnel annuel, Coreso indique que le réseau CWE était moins sous pression en 2010 qu'en 2009. Coreso a fait face à deux jours de grand stress sur le réseau demandant une intervention coordonnée afin d'ajuster les échanges sur les

différents marchés de la zone CWE. Coreso attire aussi l'attention sur 15 jours où le réseau subissait un stress de moyenne amplitude.

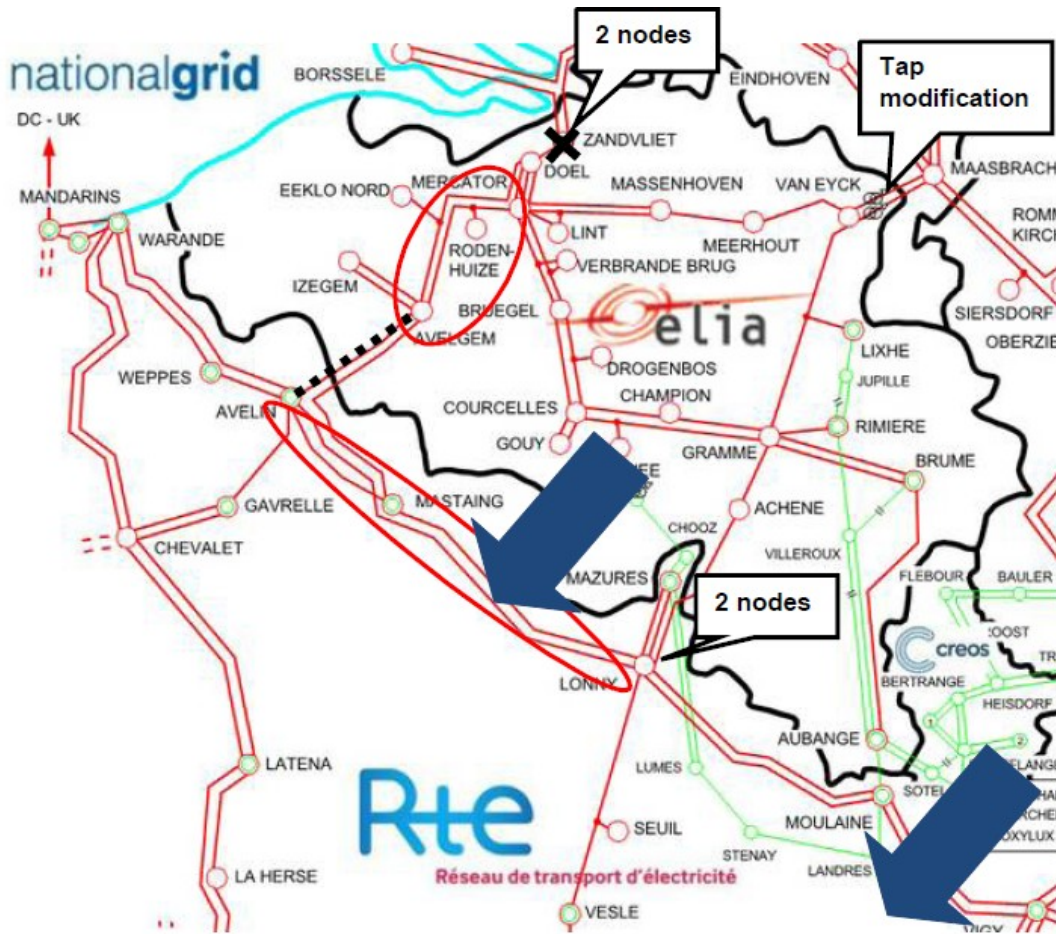
Graphique 22: Statistique de Coreso du niveau de stress du réseau de janvier à décembre 2010



Source : Coreso

122. Le premier jour de grand stress sur le réseau s'est produit le 5 mai 2010. Ce stress a été occasionné par une combinaison de trois phénomènes : une indisponibilité du transformateur/déphaseur de Zandvliet, de la maintenance de la ligne 380KV entre Avelgem et Aveline et une importation importante de la France. Vu ces contraintes, l'important flux à travers la Belgique imposait des contraintes inacceptables sur le réseau Avelgem et sur la ligne française d'Avelin. Pour éviter les problèmes, Coreso a proposé de déconnecter le réseau belge et hollandais à la sous-station de Zandvliet, de modifier préventivement en Belgique le PST et de modifier la sous-station de Lonny. Cette proposition a été soumise à Ampirion et Tennet qui l'ont mise en application.

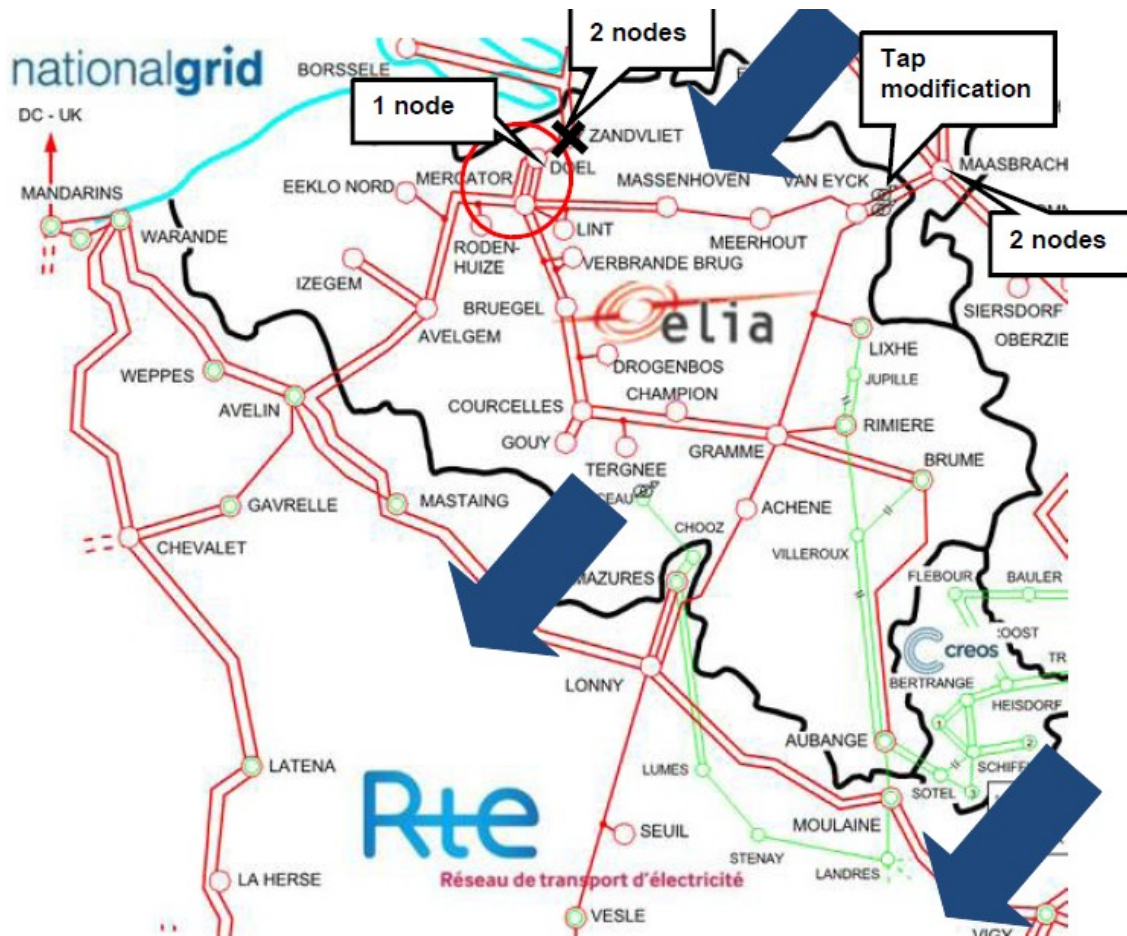
Figure 8: Schéma explicatif de l'incident sur le réseau mis en exergue par Coreso en date du 5 mai 2010³⁴



123. Le deuxième jour de grand stress sur le réseau s'est produit le 18 octobre 2010. Cette fois, c'est dû à la combinaison d'une forte exportation des Pays-Bas à cause d'une période de congé et une haute importation de la France à cause de grèves massives dans le secteur de l'énergie et une maintenance planifiée du transformateur/déphaseur de Zandvliet. Coreso se retrouve à nouveau avec une contrainte non acceptable sur le réseau à cause de flux trop importants passant du nord de la Belgique vers le sud de la Belgique afin d'alimenter la France en manque d'énergie. Coreso, pour pallier ce problème, a émis la proposition de déconnecter la sous-station de Zandvliet, de modifier le transformateur/déphaseur et d'effectuer une modification sur la sous-station de Doel. Finalement, la postposition de travaux au niveau de l'interconnexion entre les Pays-Bas et la Belgique a été décidée. Néanmoins, la proposition de Coreso au niveau de Zandvliet n'a pas été retenue, ce qui a entraîné quand même des difficultés au niveau du réseau belge.

³⁴ Coreso Operational review 2010, p. 5.

Figure 9: Schéma explicatif de l'incident sur le réseau mis en exergue par Coreso en date du 18 octobre 2010³⁵



II.3 Evolution du prix forward du marché de l'électricité

II.3.1 Prix forward comparé au prix spot

124. En 2010, les prix forward quarter-ahead (M+1) et year-ahead (Y+1) ont été supérieurs au prix day-ahead comme le montre le tableau ci-dessous.

³⁵ Coreso operational review 2010, p. 6.

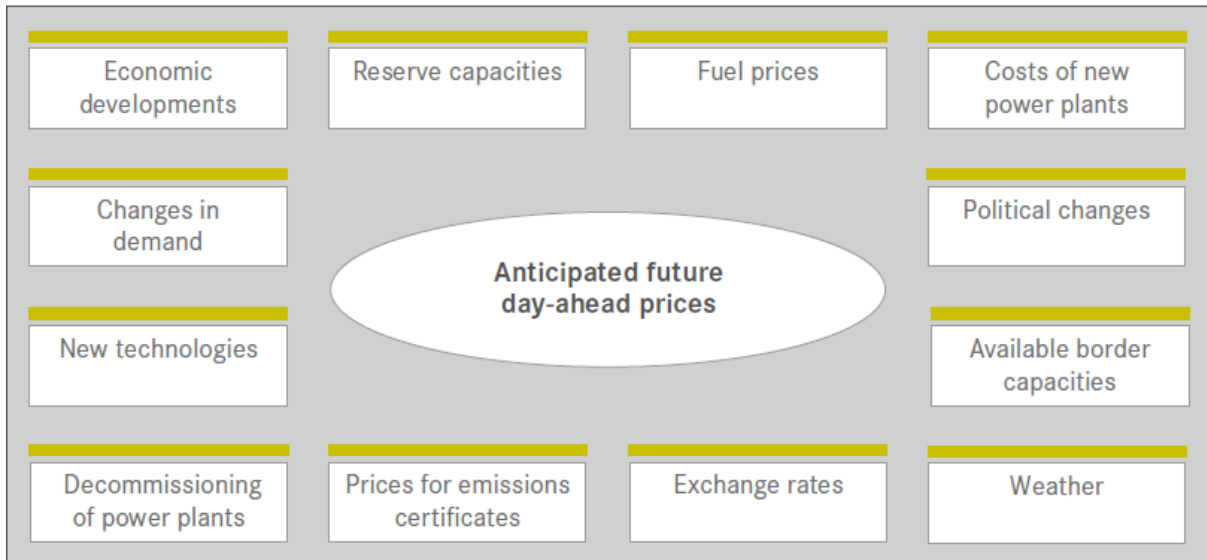
Tableau 13: Comparaison du prix spot day-ahead de Belpex avec le prix forward belge

€/MWh	différence absolue par rapport à D+1						
	D+1	M+1	Q+1	Y+1	M+1	Q+1	Y+1
2010	46,28	45,19	46,39	50,97	-1,08	0,11	4,70

Source : Belpex, APX-ENDEX-BE et Etude CREG 110331-CDC-1050 relative au fonctionnement du marché de gros belge pour l'électricité- rapport de suivi 2010, p34

125. Le prix forward peut être supérieur au prix spot du fait que ce prix tient compte d'une prime de risque que les acheteurs sont prêts à payer pour se prémunir de circonstances imprévues qui peuvent avoir une influence sur le prix de gros³⁶. Les circonstances imprévues peuvent être nombreuses comme le montre le schéma ci-dessous :

Figure 10: Liste non exhaustive de différentes circonstances imprévues qui peuvent avoir un impact sur le prix de l'électricité forward



Source : <http://www.egl.eu/content/dam/downloads/eglch/en/about/publications/Energy%20Know-how%20Electricity%20Derivatives.pdf>

II.3.1.1 Prime de risque³⁷

126. On constate d'ailleurs, au tableau 13, que le contrat conclu un an à l'avance est plus cher qu'un contrat conclu un trimestre à l'avance. Cela signifie que plus le contrat est conclu à l'avance, plus la prime de risque est élevée.

³⁶ Etude CREG 110331-CDC-1050 relative au fonctionnement du marché de gros belge pour l'électricité- rapport de suivi 2010, p. 34.

³⁷ Etude CREG 110331-CDC-1050 relative au fonctionnement du marché de gros belge pour l'électricité- rapport de suivi 2010, p. 34.

127. On peut comprendre que l'aversion aux risques face aux conditions inattendues du marché est plus importante chez le consommateur que chez le producteur. Ceci s'explique par le fait que le consommateur est généralement une entreprise industrielle qui évalue sa consommation d'électricité en fonction de ses carnets de commande sur un horizon de quelques mois à plusieurs années mais pas à plus long terme. Le prix fixe pour la demande d'électricité peut limiter leur risque même s'ils doivent payer une prime. L'aversion aux risques des producteurs est importante si on parle de contrat de très long terme car les investissements qu'ils réalisent sur leurs moyens de production s'amortissent généralement sur une période de 15 à 40 ans.

II.3.1.2 Niveau de liquidité du marché³⁸

128. Une autre raison pouvant expliquer le fait que le prix forward est généralement plus élevé que le prix spot est le niveau de liquidité du marché à long terme par rapport à celui à court terme.

129. L'une des mesures que l'on peut utiliser pour mesurer la liquidité est le spread de l'offre et de la demande (bid-ask spread). Le prix de l'offre (bid) est le prix maximum auquel le marché est prêt à acheter le produit et le prix de la demande (ask) est le prix minimum auquel le marché est prêt à vendre le produit. Le prix de l'offre est toujours inférieur au prix de la demande et la différence entre ces deux prix constitue le bid-ask spread. Plus le spread est petit plus le marché est considéré comme liquide.

130. Il ressort du tableau ci-dessous, si l'on considère le bid-ask spread comme une bonne mesure de la liquidité d'un marché que, pour tous les pays la liquidité des produits conclus un mois ou un trimestre à l'avance est plus importante que celle des produits conclus un an à l'avance.

Tableau 14: Comparaison du prix forward belge avec le prix forward hollandais

bid-ask spread	BE M+1	BE Q+1	BE Y+1	NL M+1	NL Q+1	NL Y+1
2010	0,391	0,382	0,297	0,366	0,494	0,230

Source : APX-ENDEX-BE+ Etude CREG 110331-CDC-1050 p35

131. Le tableau ci-dessus montre également qu'en 2010 le bid-ask spread de la Belgique était toujours supérieur à celui des Pays-Bas.

³⁸ Idem

II.3.1.3 Autres facteurs

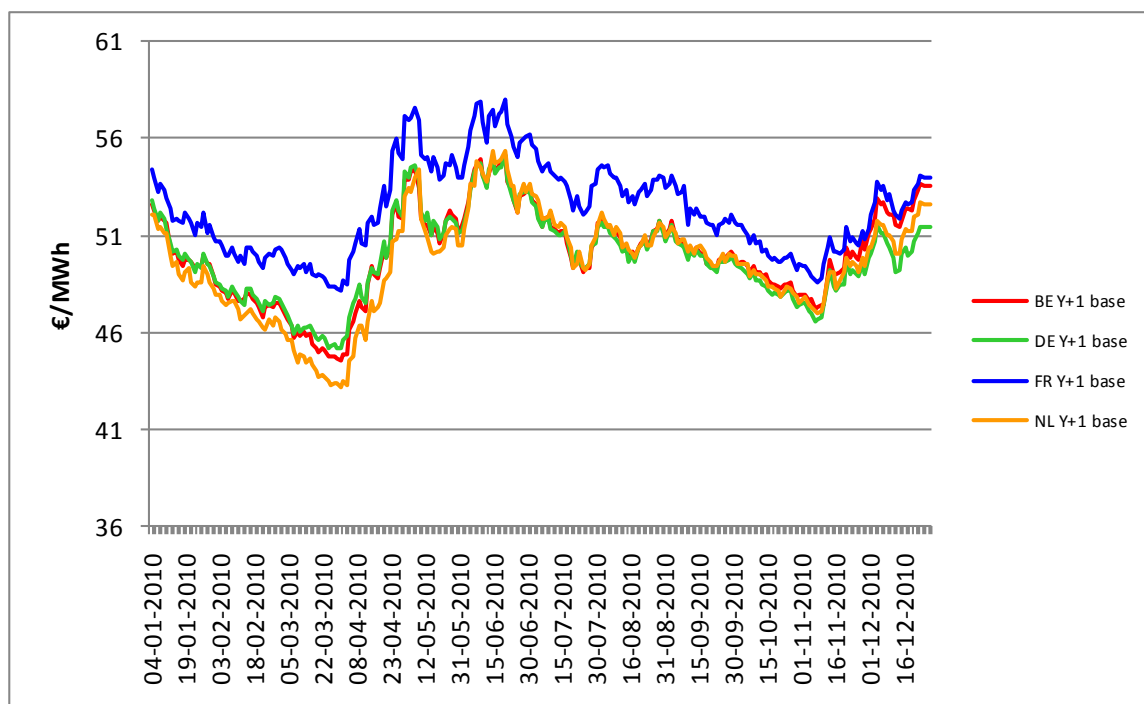
132. Il existe encore d'autres raisons qui peuvent expliquer le fait que le prix forward est généralement plus élevé que le prix spot comme, par exemple, la transparence du marché.

II.3.2 Analyse trimestrielle des facteurs influençant les prix forward

133. Dans cette partie, il sera question d'analyser l'évolution des prix forward Y+1 des différents pays composant la région Centre-Ouest-Europe (CWE) pour l'année 2010 par l'intermédiaire de la bourse. Pour ce faire, une explication des différents facteurs influençant les prix forward sera étudiée.

134. Par le biais du graphique ci-dessous, on remarque que les prix forward suivent la même tendance. Néanmoins, la France se trouve toujours avec des prix supérieurs aux autres. Le prix forward est plus élevé en France que dans les autres pays composant la région CWE car les acteurs du marché anticipent que sur le marché DAM, le prix français sera supérieur en moyenne aux autres pays. D'ailleurs en 2009 et 2010, les prix DAM français étaient en moyenne supérieurs aux pays voisins. Comme les acteurs du marché ne prévoient pas de changements fondamentaux ni dans la structure actuelle du marché ni dans la capacité d'interconnexion, ils estiment que les prix DAM de l'année prochaine auront le même comportement qu'en 2010, c'est-à-dire qu'ils seront à nouveau au-dessus des prix des pays voisins.

Graphique 23: Prix forward moyen journalier pour année 2010 pour les contrats conclus un an à l'avance en Belgique, en France, aux Pays-Bas et en Allemagne



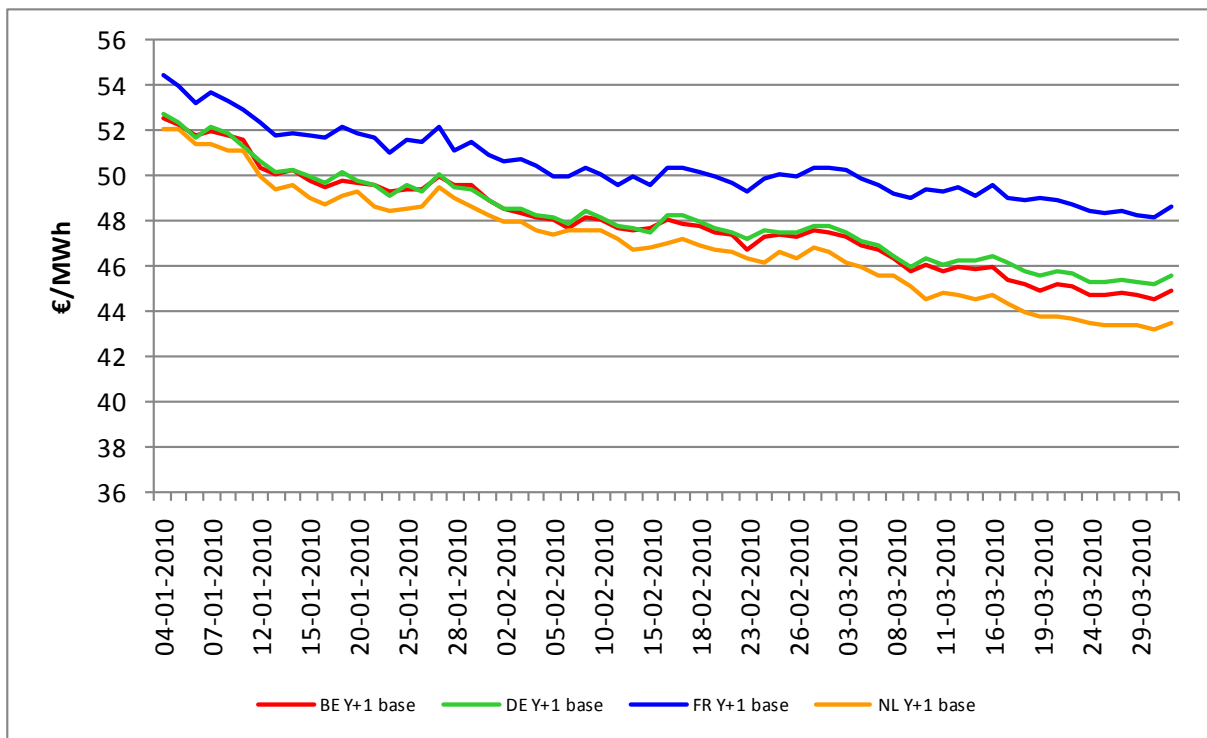
Source : ENDEX-BE, ENDEX-NL, EEX GERMAN POWER FUTURE DERIVATES, EEX FRENCH POWER FUTURE DERIVATES

135. On détaillera ci-après les évolutions des différents pays par trimestre car, comme on peut le remarquer à partir du graphique, cela semble la meilleure façon de découper l'année 2010.

II.3.2.1 Premier trimestre 2010 (janvier –mars)

136. Ce trimestre est caractérisé par une baisse des prix forward Y+1 dans tous les pays composant la région centrale-ouest européenne comme on peut le constater sur le graphique ci-dessous.

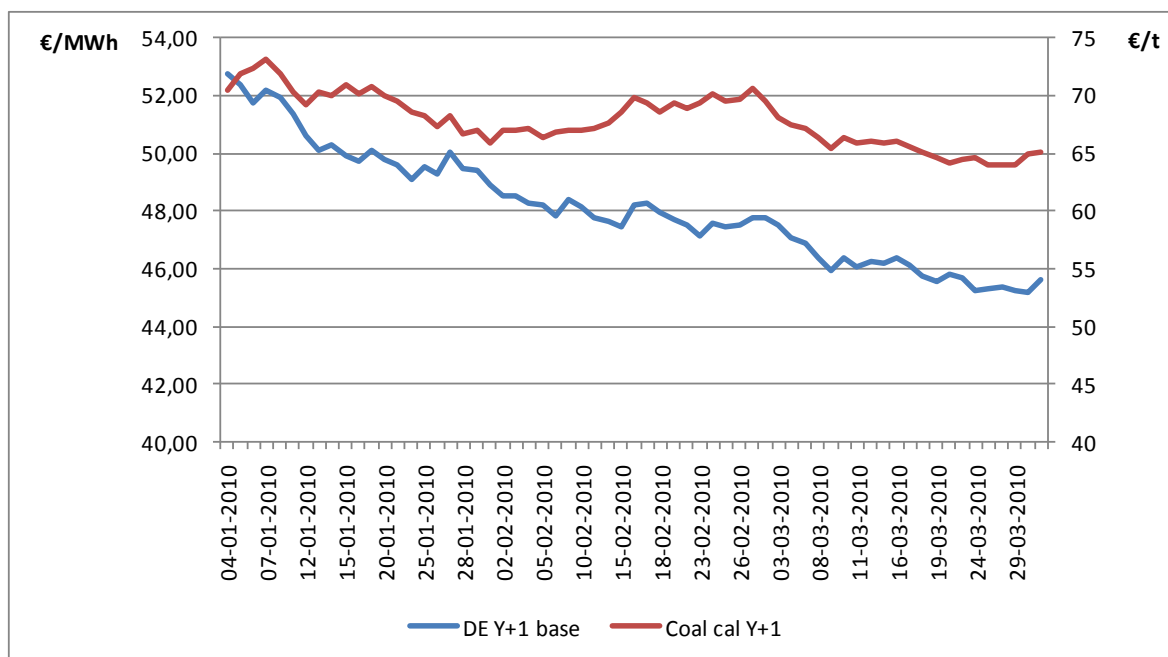
Graphique 24: Prix forward moyen journalier pour l'électricité pour le premier trimestre 2010 pour les contrats conclus un an à l'avance en Belgique, en France, aux Pays-Bas et en Allemagne



Source :ENDEX-BE, ENDEX-NL, EEX GERMAN POWER FUTURE DERIVATES, EEX FRENCH POWER FUTURE DERIVATES

137. Durant cette période, le prix forward Y+1 de l'Allemagne est fortement influencé par le prix du charbon comme on le voit sur le graphique ci-dessous.

Graphique 25: Comparaison entre le prix forward moyen journalier pour le premier trimestre 2010 pour les contrats conclus un an à l'avance en Allemagne et le prix forward moyen journalier pour l'électricité pour le premier trimestre 2010 pour les contrats conclus un an à l'avance pour le charbon

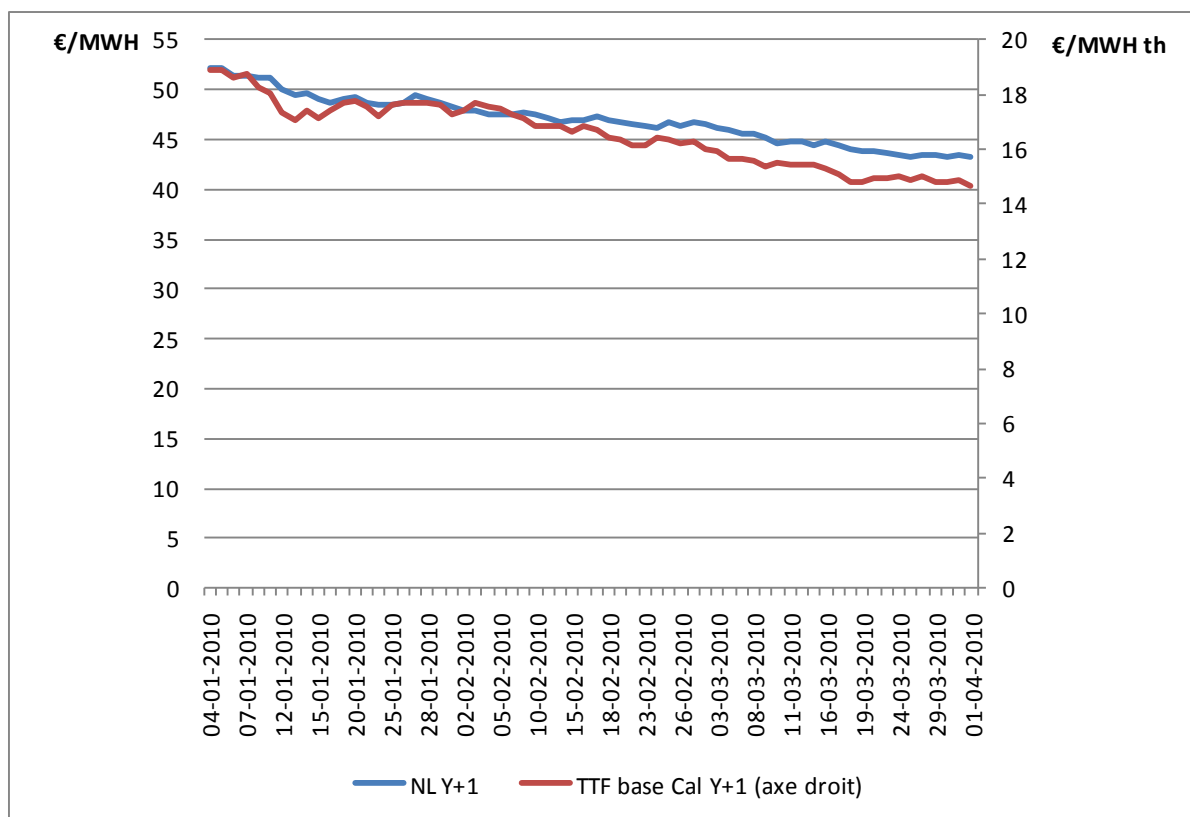


Source : EEX GERMAN POWER FUTURE DERIVATES+ Bloomberg API2

En regardant l'évolution du mois de janvier à février, les prix forward Y+1 ont connu une baisse de l'ordre de 4 à 5% engendrée, en majeure partie, par une diminution du prix du charbon de 6 à 8%. Cette chute du prix du charbon est causée principalement par une baisse importante de la demande de charbon en Chine, en Afrique et en Europe. Au mois de mars, le prix forward Y+1 continue à suivre la tendance du charbon.

138. L'évolution des prix forward Y+1 aux Pays-Bas suit la même tendance que l'évolution des prix allemands. Néanmoins, le facteur expliquant la chute des prix est différent. Pour les Pays-Bas, le facteur majeur influençant le prix forward Y+1 est celui du gaz. On constate que les contrats d'électricité conclus un an à l'avance sont fortement corrélés aux contrats de gaz conclus un an à l'avance également.

Graphique 26: Comparaison entre le prix forward moyen journalier pour le premier trimestre 2010 pour les contrats conclus un an à l'avance aux Pays-Bas et le prix forward moyen journalier pour l'électricité pour le premier trimestre 2010 pour les contrats conclus un an à l'avance pour le gaz



Source : ENDEX-NL+ ENDEX-TTF

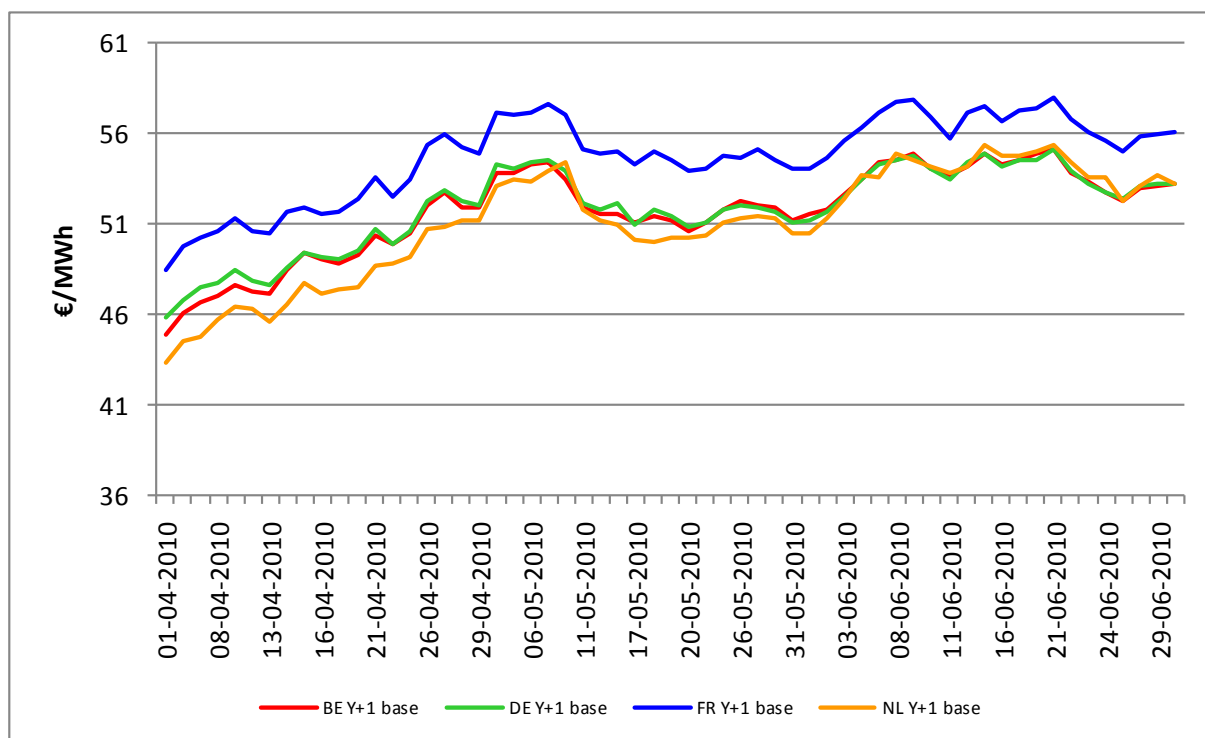
Les Pays-Bas ont renégocié leur contrat de gaz pour qu'il ne soit plus indexé en majeure partie sur le pétrole et qu'il tienne compte du gaz spot. Sachant que le gaz est le combustible majeur pour produire de l'électricité aux Pays-Bas, on peut comprendre l'intérêt qu'ils avaient de modifier leur contrat.

139. La France a, quant à elle, ses contrats de long terme indexés sur le pétrole. Le pétrole connaît également une diminution de prix, ce qui conduit également la France à connaître une baisse du prix forward. Néanmoins, la chute de prix est moins forte que dans les autres pays du fait que le niveau des réservoirs hydrauliques est faible.

II.3.2.2 Deuxième trimestre 2010 (avril-juin)

140. Ce trimestre est caractérisé par une période de hausse des prix forward Y+1 dans tous les pays composant la région CWE.

Graphique 27: Prix forward moyen journalier pour l'électricité pour le deuxième trimestre 2010 pour les contrats conclus un an à l'avance en Belgique, en France, aux Pays-Bas et en Allemagne



Source : ENDEX-BE, ENDEX-NL, EEX GERMAN POWER FUTURE DERIVATES, EEX FRENCH POWER FUTURE DERIVATES

141. En Allemagne, au printemps 2010, on assiste à une évolution des prix forward à l'opposé du 1er trimestre 2010. Les prix forward Y+1 connaissent une augmentation qui serait due à une amélioration de la situation économique. D'ailleurs, l'augmentation pour le mois d'avril est significative car elle est de l'ordre de 6,5€/MWh soit 15% par rapport au mois de mars. Au mois de mai, le prix forward atteint un record en 2010 (le 7 mai, le prix atteignait 54.59€/MWh) qui se réalise au même moment sur le marché du charbon. Après ce record, les prix se stabilisent autour des 50€/MWh. Ce pic de prix est dû à une correction d'estimation de la demande de charbon de la part de l'Inde et de la Chine qui avait fait précédemment l'objet d'une surestimation. Au mois de juin, les prix forward continuent à être soutenus suite à un prix de CO₂ et un prix du gaz élevés. Le charbon reste également à un

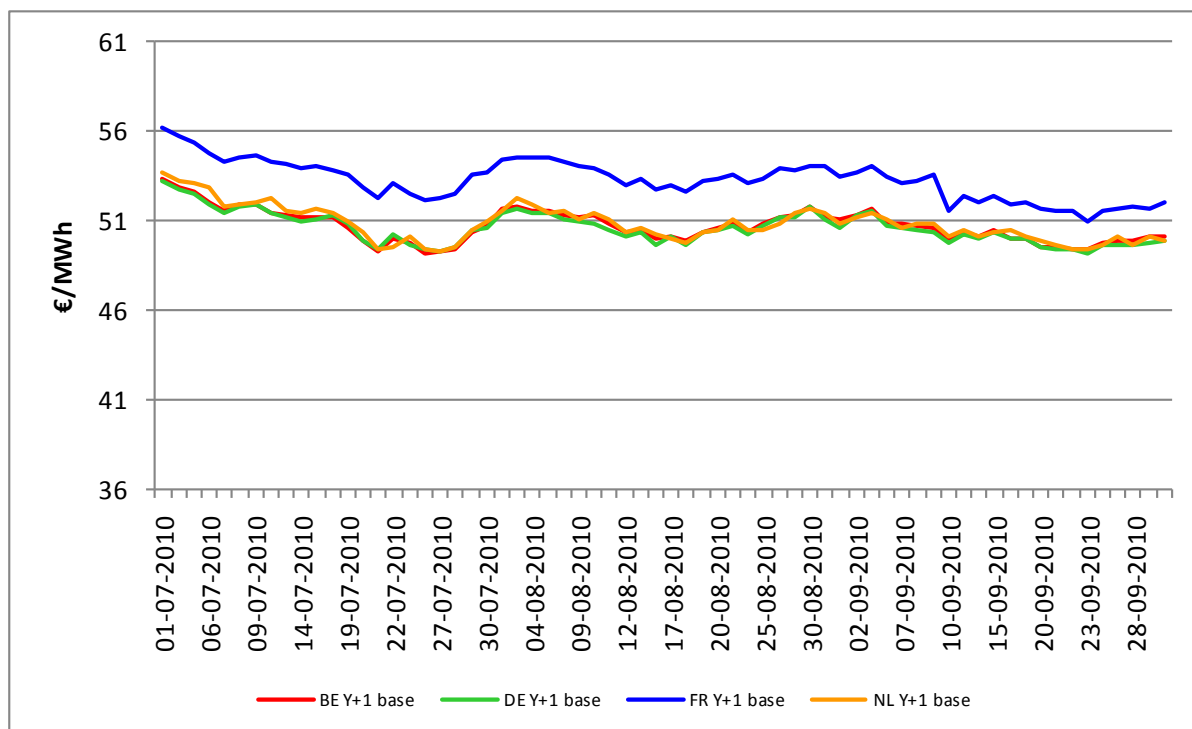
prix élevé qui résulte d'une rareté de l'offre causée par une grève dans les mines colombiennes et de deux mines arrêtant leur activité en Russie pour des raisons de sécurité.

142. En ce qui concerne la Belgique, les Pays-Bas et la France, l'augmentation du prix forward est de l'ordre des 3€/MWh au mois d'avril. La France conserve toujours les prix forward les plus élevés, ce qui s'explique par le peu de stockage hydraulique et une capacité nucléaire faible en ce trimestre. La France, en plus des problèmes de production, doit également faire face, comme la Belgique et les Pays-Bas, à une hausse du prix du gaz hollandais (TTF) de l'ordre de 7%. Cette hausse du prix du gaz est provoquée, d'une part, par une augmentation du prix du pétrole et, d'autre part, par une augmentation du prix du gaz américain. Celle-ci est engendrée par une croissance de la demande américaine étant donné les indicateurs économiques encourageant d'une part et la faible disponibilité du nucléaire aux Etats-Unis d'autre part. Au mois de mai, les prix continuent leur ascension par rapport au mois précédent : 8% pour les Pays-Bas, 7% pour la Belgique et 6% pour la France. Ceci résulte d'une capacité de stockage gazier relativement faible en Europe due aux températures fraîches ayant pour conséquence une augmentation de la prime de risque du prix du gaz à terme. L'impact de l'évolution du prix du gaz est plus important aux Pays-Bas et en Belgique du fait qu'une plus grande proportion de leur parc de production électrique fonctionne au gaz.

II.3.2.3 Troisième trimestre 2010 (juillet-septembre)

143. Ce trimestre est caractérisé par une période de décroissance des prix forward Y+1 dans tous les pays composant la région CWE.

Graphique 28: Prix forward moyen journalier pour l'électricité pour le troisième trimestre 2010 pour les contrats conclus un an à l'avance en Belgique, en France, aux Pays-Bas et en Allemagne



Source : ENDEX-BE, ENDEX-NL, EEX GERMAN POWER FUTURE DERIVATES, EEX FRENCH POWER FUTURE DERIVATES

144. Ce trimestre est caractérisé par une période de décroissance des prix forward Y+1 dans tous les pays composant la région CWE.

145. Durant le mois de juillet et d'août, les prix allemands sont fortement corrélés au prix du gaz et au prix du charbon. Le sentiment pessimiste sur le futur, le développement économique global et le faible intérêt d'achat en Inde à cause du début de la mousson ont entraîné une chute du prix du charbon. Néanmoins, les ruptures d'approvisionnement à cause de conditions météo très pluvieuses supportent les prix du charbon. Le prix du gaz, quant à lui, diminue durant le 3^{ème} trimestre tandis que le prix sur le marché CO₂ a un impact à la hausse sur le prix de l'électricité. L'annonce du prolongement de la durée de vie des centrales nucléaires en Allemagne n'a qu'un très faible effet sur le prix de l'électricité.

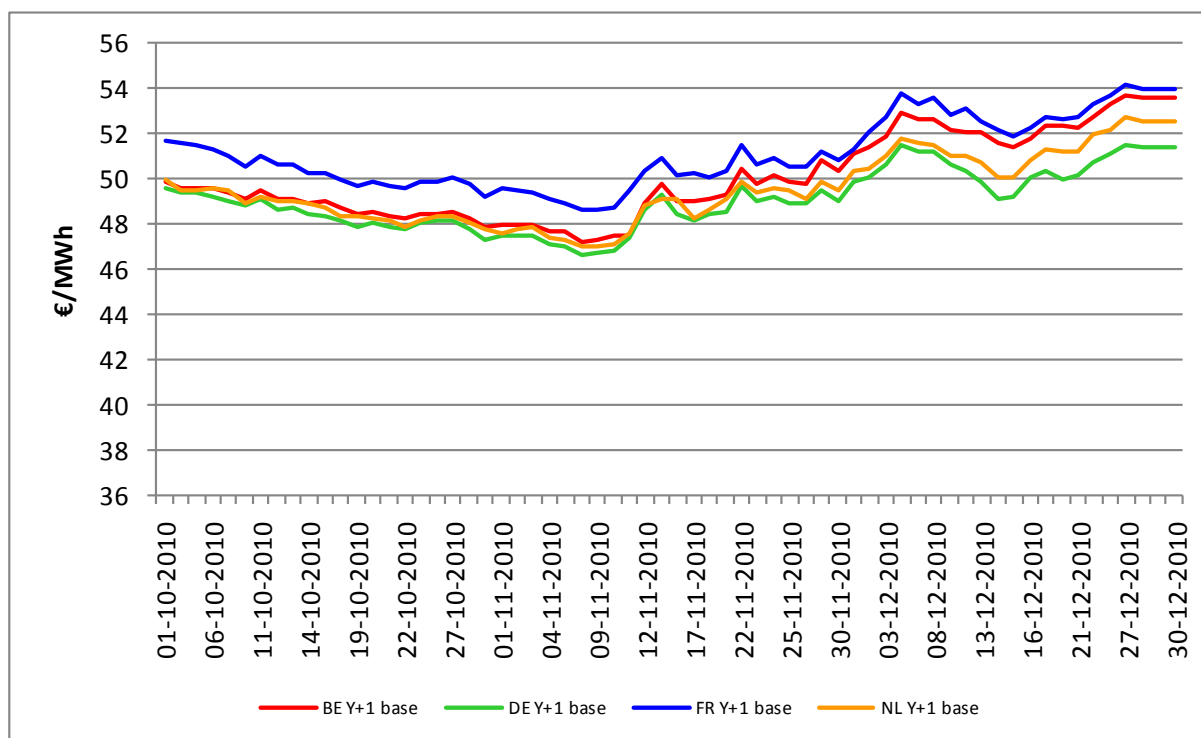
146. Les prix forward d'électricité pour la France, les Pays-Bas et la Belgique sont en baisse au mois de juillet et puis restent relativement stables suite à une chute des prix du gaz et du charbon.

147. Cette période est caractérisée par une période de plus faible activité consécutive à la période de congé. Durant le mois de juillet et le mois d'août, les différents « commodities » influençant le prix de l'électricité sont en baisse.

II.3.2.4 Quatrième trimestre 2010 (octobre-décembre)

148. Ce dernier trimestre de 2010 est caractérisé par une baisse des prix forward d'octobre à mi-novembre et par une hausse des prix forward de mi-novembre à décembre dans tous les pays composant la région CWE.

Graphique 29: Prix forward moyen journalier pour l'électricité pour le quatrième trimestre 2010 pour les contrats conclus un an à l'avance en Belgique, en France, aux Pays-Bas et en Allemagne



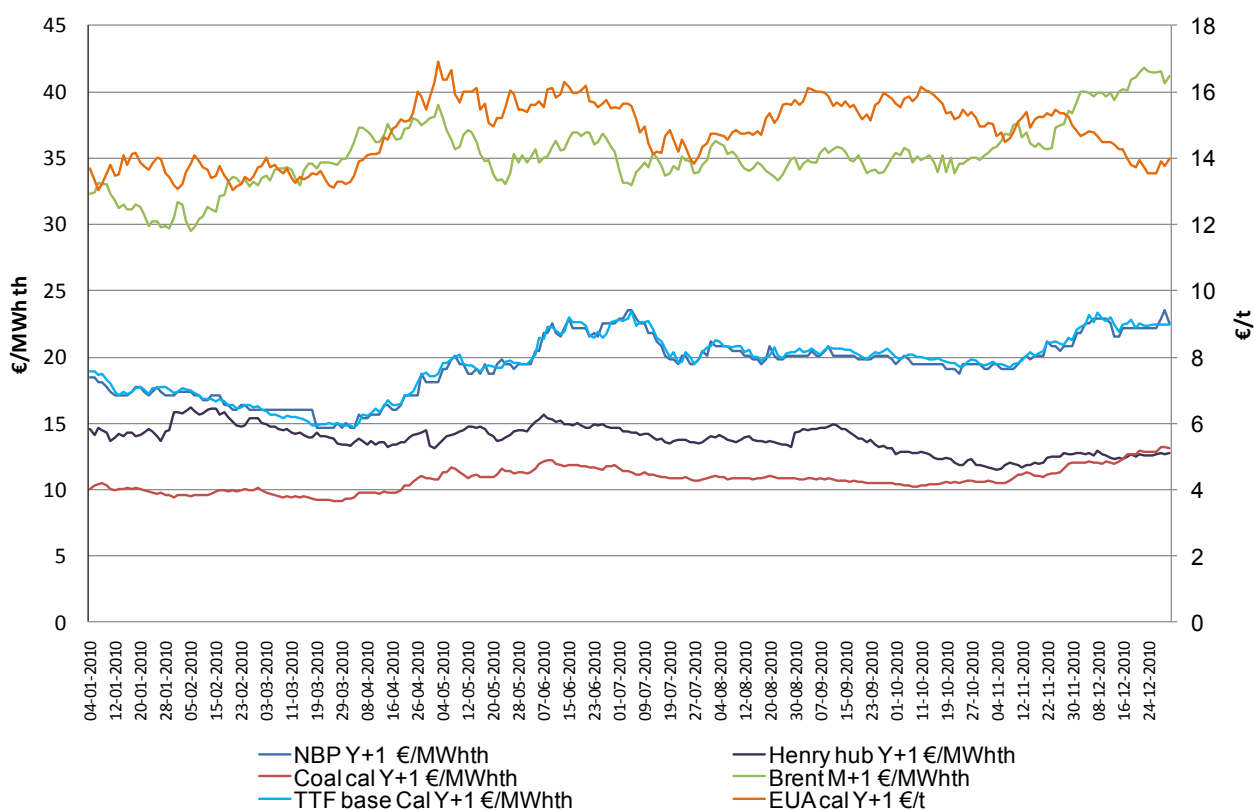
Source :ENDEX-BE, ENDEX-NL, EEX GERMAN POWER FUTURE DERIVATES, EEX FRENCH POWER FUTURE DERIVATES

149. La baisse des prix entre octobre et mi-novembre s'explique par une diminution du prix du pétrole et du charbon. A partir de la mi-novembre, la température diminue et est sous-jacente à l'augmentation du prix du pétrole, le prix forward de l'électricité se met à suivre la même évolution que le prix spot. La chute des prix de CO₂ durant ce quatrième trimestre liée à un prix du charbon élevé motive les acteurs à utiliser le gaz à la place du charbon.

II.4 Fondamentaux du prix de l'électricité

150. Le graphique suivant montrant l'évolution du prix des fondamentaux de l'électricité durant l'année 2010.

Graphique 30: Evolution du prix des fondamentaux de l'électricité durant l'année 2010³⁹.



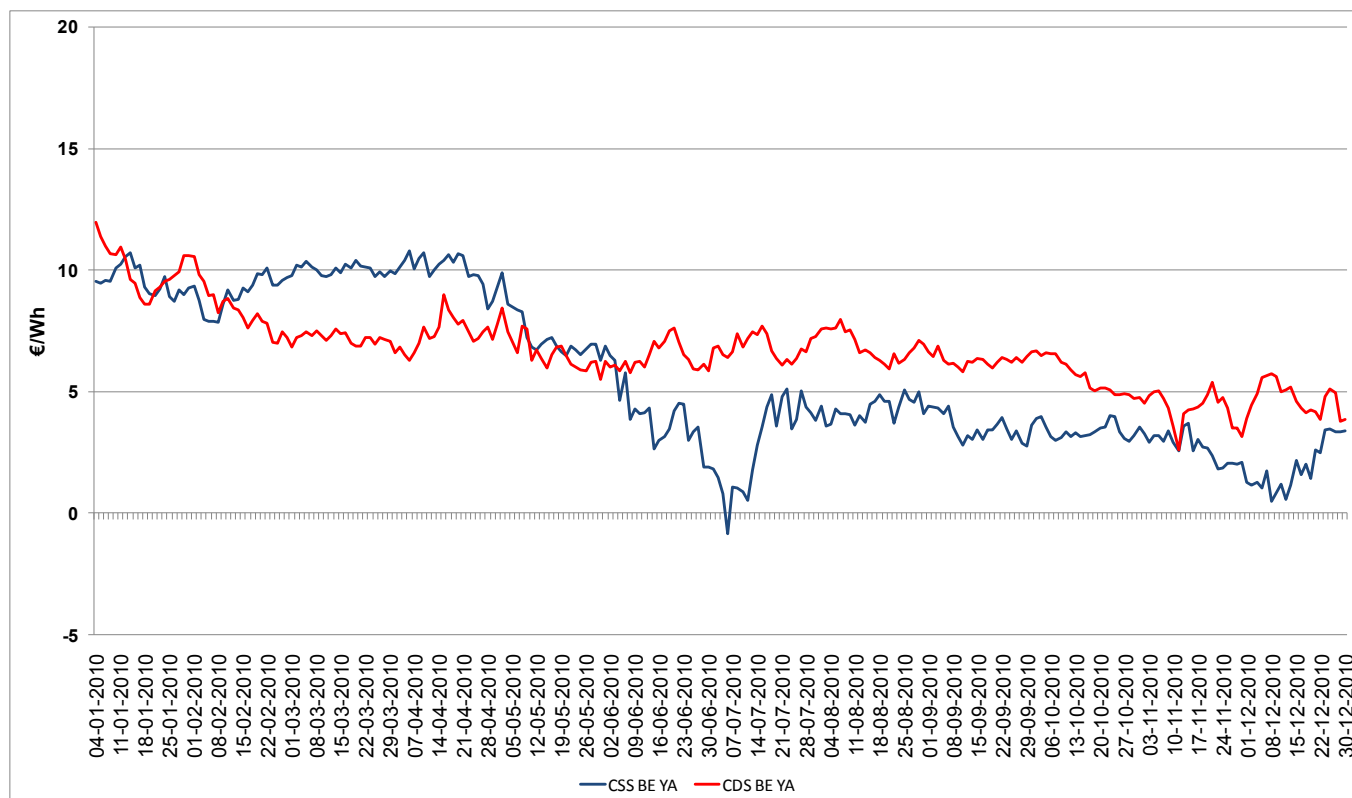
151. Il ressort de ce graphique que, durant le premier trimestre de 2010, les combustibles fossiles étaient en baisse à l'exception du pétrole. Durant le second de trimestre 2010, on constate que les combustibles fossiles ont connu un rebond au mois d'avril (+19%) avant de connaître une baisse au mois de mai (-2,5%) et une stabilité au mois de juin. Durant le troisième trimestre 2010, les combustibles fossiles sont en baisse avant de subir un certain rebond au quatrième trimestre. Durant ce dernier trimestre, la hausse du prix du gaz (+16%) et du charbon (+23%) est en partie due à l'augmentation du prix du baril de pétrole (+15%).

³⁹ Facteurs de conversion utilisés:

1	th	=	100.000	Btu
1	Btu	=	0,000293	kWh
1	th	=	29,3	kWh

152. Le graphique ci-dessous montre l'évolution du Clean Sparks Spread⁴⁰ (en bleu) par rapport à celle du Clean Dark Spread⁴¹ (en rouge) durant l'année 2010. On constate que, durant l'année 2010, les deux Spread ne sont pas corrélés. Du mois de février au mois de mai, le Clean Spark Spread est supérieur au Clean Dark Spread. A partir du mois de juin jusqu'au mois de décembre excepté une petite période au mois de novembre, on assiste à la tendance inverse.

Graphique 31: Evolution du Clean Sparks Spread par rapport au Clean Dark Spread



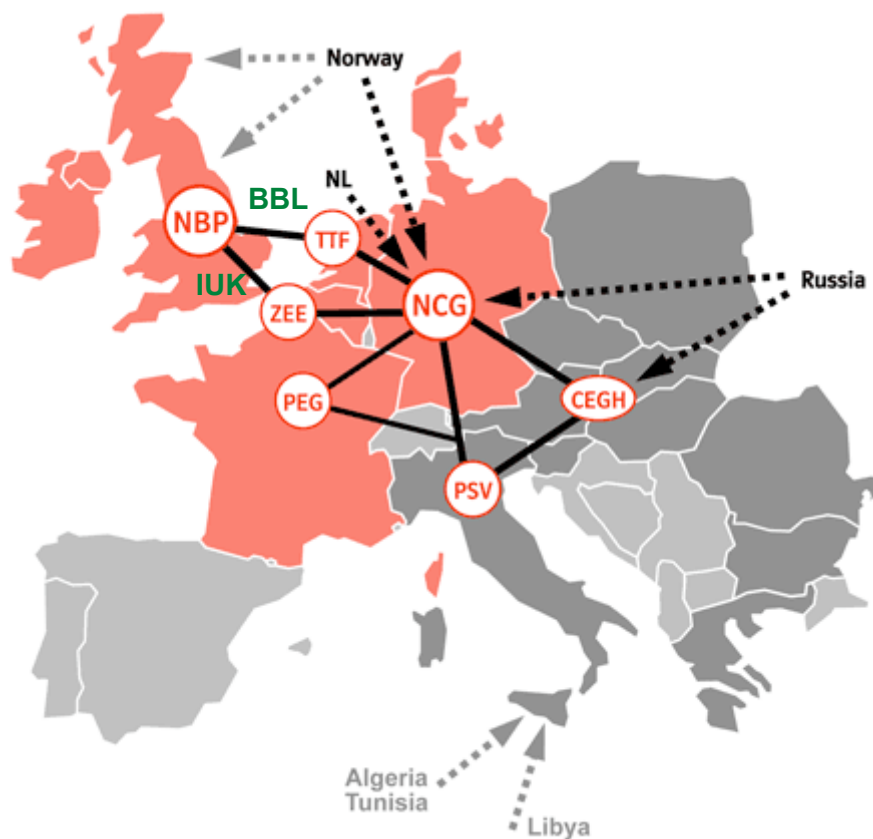
II.4.1 Prix sur le marché du gaz

153. Les marchés de gros du gaz se développent de plus en plus, ce qui accroît la crédibilité de l'indice de prix qu'ils génèrent. Le marché britannique, avec son « National Balancing Point » (NBP), est aujourd'hui le plus mature d'Europe du fait de sa liquidité et de son influence sur le hub du marché hollandais via l'interconnexion physique Balgzand Bacton Line (BBL) et sur le hub du marché belge via l'Interconnector (IUK).

⁴⁰ Clean spark spread (t) = EndexBE_{y+1}(t) - [1/0,50 * TTF_{y+1}(t) + 0,38 CO₂^{Spot}(t)]

⁴¹ Clean spark spread (t) = EndexBE_{y+1}(t) - [1/0,35 * API#2_{y+1}(t) + 0,86 CO₂^{Spot}(t)]

Figure 11: Hubs de gaz européens



II.4.1.1 Premier trimestre 2010 (janvier à mars)

154. La hausse du prix spot du gaz en janvier 2010 est due essentiellement à une demande importante occasionnée par la vague de froid mais aussi, dans une moindre mesure, à une offre restreinte à certains moments à cause d'interruptions de défaut de fourniture provenant de Norvège. En février, le prix spot connaît une baisse qui se poursuit durant tout le mois de mars 2010. L'offre importante de gaz due au déchargement de plusieurs bateaux GNL écarte les acteurs du marché des préoccupations liées à l'équilibre de l'offre et de la demande.

II.4.1.2 Deuxième trimestre 2010 (avril à juin)

155. Le prix spot du gaz connaît une augmentation durant le second trimestre due, d'une part, à une croissance de la demande et à une reconstitution des stocks sur le marché

britannique et due, d'autre part, à des problèmes au niveau de l'offre occasionnés par la maintenance de champs en Mer du Nord et par une réduction d'approvisionnements GNL à cause du détournement de bateaux GNL vers l'Asie et l'Amérique où la consommation est en croissance.

156. Les prix des contrats à un an sont aussi en augmentation.

II.4.1.3 Troisième trimestre 2010 (juillet à septembre)

157. Le prix spot NBP a fortement chuté en septembre 2010 en raison d'une maintenance sur l'Interconnector empêchant le gaz de transiter vers le continent, ce qui créa une offre excédentaire sur le marché britannique et une augmentation des prix en Europe suite à la perte du continent de l'alimentation en gaz venant d'Angleterre.

II.4.1.4 Quatrième trimestre 2010 (octobre à décembre)

158. Le prix du gaz est en augmentation en partie à cause d'une augmentation du prix du baril de pétrole.

II.4.2 Prix sur le marché du charbon

159. Au cours du premier trimestre, le prix du charbon diminue de 10% pour le prix exprimé en euro et de 14% pour le prix exprimé en dollar. La chute du prix du charbon s'explique par une offre suffisante.

160. Le prix du charbon augmente fortement durant le deuxième trimestre. Cette évolution à la hausse du prix du charbon est due principalement à une augmentation de la demande de l'Asie et à la reconstitution de stocks due à la reprise de l'activité économique des pays européens.

161. Au cours du troisième trimestre, le prix du charbon diminue dans son ensemble. L'approvisionnement de charbon ne connaît pas de soucis excepté au mois d'août mais, vu les stocks que les entreprises ont réalisés au mois de juillet, le retard de l'approvisionnement de charbon venant de Colombie n'a pas d'impact sur le prix du charbon. Au mois de

septembre, l'augmentation de la valeur de l'euro par rapport au dollar rend l'achat de charbon en dollars attractif car on peut acheter plus de charbon en dollars pour un montant équivalent d'euros. Ceci entraîne une certaine hausse de la demande qui est toutefois limitée car le prix du gaz évolue également à la baisse.

162. Durant le quatrième trimestre, le prix du charbon est en hausse. L'évolution à la hausse du prix du charbon est importante durant les deux derniers mois de l'année 2010. En octobre, l'Europe connaît des problèmes au niveau de son approvisionnement en charbon. L'approvisionnement en provenance de Russie et de Colombie est réduit à cause de la pénurie de charbon connue dans ces deux pays du fait qu'ils n'ont pas pu respecter leur objectif de production et l'approvisionnement en provenance d'Indonésie est moindre à cause d'une période pluvieuse empêchant, en partie, l'exploitation du charbon. Du côté de la demande de charbon, elle est assez élevée du fait d'une importante demande de la Chine qui connaît une vague de froid, d'une demande importante de l'Inde et d'une demande importante des entreprises énergétiques en Europe pour constituer des réserves suffisantes pour la période hivernale. En décembre, l'offre de charbon en Europe est faible à cause d'une pluviosité importante en Colombie, de problèmes logistiques en Afrique du Sud bloquant les exportations de certains pays à destination de l'Europe.

II.4.3 Prix sur le marché du pétrole

163. Au cours du premier trimestre 2010, le prix du pétrole est en augmentation et celle-ci est amplifiée pour les pays européens du fait de la dépréciation de l'euro par rapport au dollar. Par conséquent, le Brent mesuré en dollar n'enregistre qu'une hausse de 3,5% durant les trois premiers mois de l'année 2010 tandis que le Brent exprimé en euro enregistre une hausse de 9,5%.

164. Durant le deuxième trimestre, le prix du Brent est relativement stable durant cette période et fluctue autour d'une fourchette de prix de 55€/bbl à 65€/bbl. Cette stabilité est la conséquence de la simultanéité de deux événements : l'incertitude sur la santé économique globale d'une part et la dépréciation de l'euro par rapport au dollar d'autre part.

165. Au cours du troisième trimestre, le prix du Brent fluctue entre 59,81 et 60,1€/bbl. L'augmentation importante du prix du pétrole au mois de septembre est due à une diminution de l'offre due à une production de pétrole réduite en raison d'une maintenance en Mer du Nord et à un approvisionnement pétrolier plus faible en provenance de pays de

l'OPEP suite à une rupture du pipeline Kirkuk-Ceyhan en Irak entravant la livraison de pétrole et à certaines maintenances en Arabie Saoudite.

166. Durant le quatrième trimestre 2010, les prix du pétrole ont augmenté fortement. Au mois d'octobre, la demande en pétrole est importante mais l'offre est insuffisante pour y répondre du fait d'un faible stock de pétrole dans les pays membres de l'OCDE. Au cours du mois de novembre la production de l'OPEP est en baisse et la demande est importante suite à la reprise économique d'une part et aux températures hivernales d'autre part. Le mois de décembre est caractérisé par une demande importante en pétrole pour se chauffer face aux températures extrêmement froides.

III. CONCLUSION

167. Cette étude avait pour objectif d'analyser le fonctionnement du marché de gros en 2010. Avant d'entrer dans le vif du sujet, il semblait utile de rappeler les différentes étapes de la construction du marché de gros en Belgique. L'étude de l'évolution du marché de gros en Belgique s'est concentrée sur le marché boursier day-ahead et forward. Le marché day-ahead a été appréhendé autour de la question du prix et de la question des volumes tandis que le marché forward a été abordé autour de la question du prix sur le marché forward.

168. Le prix sur le marché day-ahead est influencé par de nombreux facteurs tels que le parc de production, le couplage de marché, la météorologie, la consommation, la production et les échanges entre les pays. A travers notre étude, les prix day-ahead ont été étudiés autour de ces différents thèmes tant pour la Belgique que pour les pays voisins constituant la région centrale-ouest européenne. On constate d'ailleurs que chaque pays a ses particularités. L'Allemagne est fortement influencée par l'éolien tandis que la France a une hyper sensibilité de la demande au froid et est très influencée par le stock hydraulique. Pour les Pays-Bas, le prix du gaz joue un rôle essentiel. Toutes ces spécificités influencent le prix day-ahead. Le prix day-ahead est également fortement influencé par le facteur météo qui a joué un rôle de poids cette année du fait que plus de la moitié de l'année détenait des températures inférieures aux normales saisonnières. Le couplage de marché a également permis aux prix day-ahead d'être assez proches entre les différents pays membres du couplage et de limiter la volatilité des prix.

169. Les volumes échangés sur le marché day-ahead ont été plus importants que l'année dernière du fait de l'amélioration de la situation économique. La Belgique est devenue importatrice nette d'électricité en 2010. Les transactions commerciales ont été fortement perturbées durant deux jours, nécessitant une intervention des GRT en collaboration avec Coreso afin de pallier le grave problème de congestion rencontré aux frontières de la Belgique.

170. Le marché forward a aussi été analysé afin de comprendre les différents facteurs qui ont influencé les prix forward durant l'année 2010. L'étude explique la spécificité de ce marché et les différents facteurs qui jouent un rôle sur le prix le différenciant du prix de court terme.

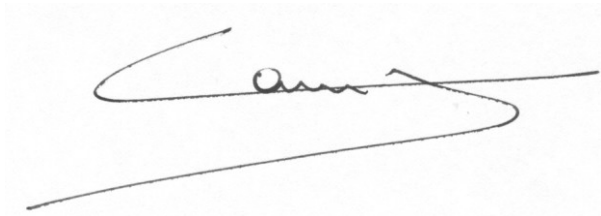
171. En 2010, les prix forward quarter-ahead et year-ahead ont été supérieurs au prix day-ahead. Cette différence entre le prix day-ahead et les prix forward s'explique par :

- la prime de risque que les acheteurs sont prêts à payer pour se prémunir de circonstances imprévues qui peuvent influencer le prix de gros ;
- le niveau de liquidité du marché de long terme par rapport au marché de court terme ;
- la transparence du marché.

172. Le prix forward Y+1 des pays composant la région CWE ont suivi au fil des mois de l'année 2010 la même tendance. Le premier trimestre est caractérisé par une baisse des prix forward due à une baisse généralisée des commodités : le charbon, le gaz et le pétrole. Durant ce trimestre, le prix forward allemand suit la même tendance que celle du charbon tandis que le prix forward hollandais suit la tendance du prix du gaz. Pour la France, c'est le prix du pétrole qui influence le prix forward. Le deuxième trimestre montre une augmentation des prix qui s'explique par l'amélioration de la situation économique, la hausse du prix du gaz à cause d'un stock disponible limité en Europe et par la hausse du prix du charbon occasionnée par un problème d'approvisionnement. Le troisième trimestre affiche des prix forward à la baisse en majeure partie à cause d'une baisse de l'activité économique consécutive à la période de congé. Le quatrième trimestre est caractérisé par une baisse des prix jusqu'à la mi-novembre et puis les prix repartent en hausse. La deuxième partie du trimestre affiche des prix en hausse d'une part par une augmentation de la demande influencée par les prix spot qui eux aussi sont en hausse à cause de températures extrêmement basses causant la hausse de tous les fondamentaux du prix de l'électricité.

173. Cette étude analyse finalement les fondamentaux qui ont pu avoir un impact sur le prix de l'électricité. Il ressort de cette analyse que, durant le premier trimestre de 2010, les combustibles fossiles étaient en baisse à l'exception du pétrole. Durant le second de trimestre 2010, on constate que les combustibles fossiles ont connu un rebond au mois d'avril (+19%) avant de connaître une baisse au mois de mai (-2,5%) et une stabilité au mois de juin. Durant le troisième trimestre 2010, les combustibles fossiles sont en baisse avant de subir un certain rebond au quatrième trimestre. Durant ce dernier trimestre, la hausse du prix du gaz (+16%) et du charbon (+23%) est en partie due à l'augmentation du prix du baril de pétrole (+15%).

Pour la Commission de Régulation de l'Électricité et du Gaz



Guido Camps
Directeur



François Possemiers
Président du Comité de direction

BIBLIOGRAPHIE

Organisation du marché de gros

Site Internet :

http://www.egl.eu/content/dam/downloads/eglch/en/about/publications/EWK_Stromhandel_EN_Web.pdf, Electricity Trading, p4

<http://www.belpex.be/index.php?id=46&file=130>, information sur les prix limites de Belpex DAM

Etude

CRAMPES Claude, « Marché de gros et bourse de l'électricité », Conférence Jules Dupuis, 5 décembre 2002 <http://idei.fr/doc/by/crampes/marches.pdf>

Publication

François Coppens et David Vivet, Working papers 59, « La libéralisation des industries de réseau: le secteur de l'électricité fait-il exception à la règle? », BNB, 2004.
(<http://www.nbb.be/doc/ts/publications/WP/WP59Fr.pdf>)

François Coppens et David Vivet, Working papers 84, « The single European electricity market: A long road to convergence », BNB, 2006.
(<http://www.nbb.be/doc/ts/publications/wp/wp84En.pdf>)

Evolution du prix du marché de gros de l'électricité

Création du marché DAM et son fonctionnement

Site Internet :

<http://www.belpex.be>, partie « press release » décrit les différentes étapes de la mise sur pied de la bourse Belpex.

http://www.belpex.be/uploads/media/belpex_press_en_09302004.pdf, communiqué de Presse d'Elia sur les participations dans Belpex

Facteurs influençant le prix spot DAM

Parc de Production

Site Internet :

https://www.entsoe.eu/fileadmin/user_upload/library/publications/entsoe/Statistical_Yearbook/101124_SYB_2009_4.pdf, définition de la capacité de production d'une centrale et la capacité de production d'un pays.

Rapport

ENTSO-E Statistical Yearbook 2009, p.161.

ENTSO-E, Monthly report January – December 2010, p.2.

Etude

Statnett, *Less Flexibility*, 22/09/2008. Source : <http://www.statnett.no/en/Environment-and-CSR/Energy-CO2-and-the-climate/Less-flexible-power-generation/> (07/01/2011)

Couplage de marché

Site internet :

http://www.elia.be/repository/ProductsSheets/C4_F_MARKET_COUPLING.pdf, article sur le « Market Coupling: un couplage qui garantit une meilleure liquidité du marché ».

<http://www.belpex.be/index.php?id=4>, explication du fonctionnement du couplage de marché

<http://www.belpex.be/index.php?id=94>, formation des prix dans un marché couplé

http://www.belpex.be/uploads/Market_Coupling/PLEF_Project_report.pdf, présentation sur le “project report CWE Market coupling »

<http://www.epexspot.com/en/market-coupling>, explication du fonctionnement du couplage de marché

<http://www.rte-france.com/article/prin?aid=645>, article sur le « démarrage du marché day-ahead de Belpex et du couplage de marché avec APX et Powernext le 21 novembre 2006 »

http://clients.rte-france.com/lang/fr/clients_producteurs/services/actualite, article sur « le lancement réussi du couplage de marchés par les prix Centre Ouest Europe et du couplage temporaire par les volumes de Centre Ouest Europe-nordique », 10 novembre 2010

<http://www.euro-energie.com/ne-news-details-euro-energie.php?idNews=2347>, article concernant “l'étape décisive vers un marché européen unique de l'électricité: lancement simultané réussi du couplage de marché par les prix de la région Centre Ouest Europe et du couplage temporaire par les volumes de la région Centre Ouest-Nordique”, 2010.

<http://energie.sia-conseil.com/20061201-le-demarrage-du-market-coupling/>

<http://www.enerzine.com/605/10800>, article « vers un marché de l'énergie européen unique de l'électricité »

http://www2.nordpoolspot.com/Global/Download%20Center/how-does-it-work_explicit-and-implicit-capacity-auction.pdf, article sur le fonctionnement des enchères implicites et explicites

http://www.energy-regulators.eu/portal/page/portal/EER_HOME/EER_INITIATIVES/ERI/Centre-West/Overview, image de la région CWE

Etude

H. DE JONG, R. HAKVOORT et M. SHARMA, "effect of flow-based Market Coupling for CWE region", delft University of technology

C.de Jonghe, L.meeus, R.belmans, "power exchange price volatility analysis after one year of trilateral market coupling", Université catholique de Louvain, 2008.

Etude 110331-CDC-1050 relative au fonctionnement du marché de gros belge pour l'électricité- rapport de suivi 2010.

Séminaire

ITVC Seminar, "CWE MC and CWE-Nordic", Hamburg, 29 September 2010.

Météorologie

Site internet :

<http://www.meteobelgique.be/article/79-annee-2010/>, source météorologique utilisée pour la Belgique.

<http://www.transparency.eex.com/en/>, production d'énergie éolienne en Allemagne.

Rapport :

RTE, Bilan Electrique Français 2010, 20 janvier 2011

Consommation

Site internet :

<http://www.synergrid.be/index.cfm?PageID=17601>, donne les degrés-jours pour l'année 2010

<http://www.synergrid.be/index.cfm?PageID=19552>, newsletter janvier 2011, consommation d'électricité en Belgique en 2010

Etude

Etude 110331-CDC-1050 relative au fonctionnement du marché de gros belge pour l'électricité- rapport de suivi 2010.

Maintenance

Publication :

Platts European Power Daily

Information confidentielle :

Email d'information sur la disponibilité des unités de production belge

Echanges transfrontaliers

Rapport :

Rapport exécutif Elia 2010, p40

Etude

Etude 110331-CDC-1050 relative au fonctionnement du marché de gros belge pour l'électricité- rapport de suivi 2010.

Détails par trimestre de l'évolution des prix spot DAM

Rapport

Commission de régulation de l'énergie, Observatoire des marchés de l'électricité et du gaz, premier trimestre 2010.

Commission de régulation de l'énergie, Observatoire des marchés de l'électricité et du gaz, deuxième trimestre 2010.

Commission de régulation de l'énergie, Observatoire des marchés de l'électricité et du gaz, troisième trimestre 2010.

Commission de régulation de l'énergie, Observatoire des marchés de l'électricité et du gaz, quatrième trimestre 2010.

ENTSO-E, Winter review and summer outlook report 2010, winter review 2009/2010, p5-6.

ENTSO-E, Winter review and summer outlook report 2010, summary of responses by regions in the ENTSO-E Winter Review report 2009/2010, p16-19.

ENTSO-E, Winter review and summer outlook report 2010, summer review 2010, p7-8.

ENTSO-E, Winter review and summer outlook report 2010, summary of responses by regions in the ENTSO-E Summer Review report 2010, p11-15.

ENTSO-E, Winter outlook 2011, p26-28.

Commission Européenne, Quarterly report on European electricity markets, market observatory for energy, volume 1

Commission Européenne, Quarterly report on European electricity markets, market observatory for energy, volume 2

Commission Européenne, Quarterly report on European electricity markets, market observatory for energy, volume 3, issue: april 2010- june 2010

Commission Européenne, Quarterly report on European electricity markets, market observatory for energy, volume 4

EGL, View on electricity markets, n°108, 15 January 2010

EGL, View on electricity markets, n°109, 5 February 2010

EGL, View on electricity markets, n°110, 12 March 2010

EGL, View on electricity markets, n°111, 9 April 2010

EGL, View on electricity markets, n°112, 7 May 2010

EGL, View on electricity markets, n°113, 4 June 2010

EGL, View on electricity markets, n°114, 9 July 2010

EGL, View on electricity markets, n°115, 8 October 2010

Publication

Platts European Power Daily

Evolution des volumes du marché de gros de l'électricité

Rapport :

Elia, Rapport annuel 2010

Coreso, Coreso Operational Review 2010

Etude

Etude 110331-CDC-1050 relative au fonctionnement du marché de gros belge pour l'électricité- rapport de suivi 2010.

Evolution des prix forward du marché de gros de l'électricité

Rapport

Commission de régulation de l'énergie, Observatoire des marchés de l'électricité et du gaz, premier-quatrième trimestre 2010.

Commission Européenne, Quarterly report on European electricity markets, market observatory for energy, volume 1-4

EGL, View on electricity markets, n°108 à 115, 15 January 2010- October 2010

Etude

Etude 110331-CDC-1050 relative au fonctionnement du marché de gros belge pour l'électricité- rapport de suivi 2010.

Les fondamentaux du prix de l'électricité

Site internet :

<http://www.miningweekly.com/page/coal>

<http://www.rbct.co.za/> (Port en Afrique du Sud)

Publication

ICIS HEREN SPOT GAS MARKETS

Global Utilities Daily: Citigroup: China power sector

Rapport

Commission Européenne, Quarterly report on European electricity markets, market observatory for energy, volume 1-4

SPE-Luminus Energy Market Report