



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

COMMISSION DE REGULATION DE L'ELECTRICITE ET DU GAZ

ETUDE

(F) 090223-CDC-827

relative

« au Day Ahead Market Segment de Belpex, au Continuous Intraday Market Segment et à l'utilisation de la capacité aux interconnexions avec la France et les Pays-Bas en 2008 »

réalisée en application de l'article 23, § 2, deuxième alinéa, 2° et 19°, de la loi du 29 avril 1999 relative à l'organisation du marché de l'électricité.

Le 23 février 2009

INTRODUCTION, SYNTHÈSE ET CONCLUSION

Introduction

La présente étude traite de l'utilisation de la capacité aux interconnexions avec la France et les Pays-Bas du 1^{er} janvier au 31 décembre 2008 inclus. Une partie de cette capacité est utilisée par le *Day Ahead Market Segment* de Belpex (ci-après : « Belpex DAM »)¹. Cette étude fait suite à deux études traitant du même sujet pour l'année 2007 et les six premiers mois de 2008². Néanmoins, alors que les études précédentes ne traitaient que du marché *day ahead*, une partie est à présent consacrée au marché *intra-day*, en raison du lancement du *Continuous Intraday Market* de Belpex (ci-après : « Belpex CIM ») à la moitié du mois de mars 2008³.

L'objectif de cette étude et des précédentes est d'informer de façon concise sur deux aspects importants du marché belge de l'électricité étroitement liés entre eux, à savoir les interconnexions avec l'étranger et l'échange d'électricité à la Bourse belge de l'électricité Belpex.

Par rapport aux études précédentes, nous ne relevons pas de modifications fondamentales dans la structure et les sujets traités de la partie relative au *day ahead*. Une nouvelle partie relative au marché *intra-day* a été ajoutée. L'étude se compose donc d'une partie A relative au *day-ahead*, et une partie B relative au marché *intra-day*.

Synthèse :

A. Day-ahead

Couplage de marché : les deux interconnexions ne sont que rarement saturées au même moment. Les trois bourses pratiquent le même prix pendant 68,6 % du temps. La France et la Belgique pratiquent le même prix pendant 84 % du temps, les Pays-Bas et

¹ Lorsque cette étude fait référence aux marchés de Powernext ou d'APX, il faut entendre le Powernext Day-Ahead Auction et l'APX Power NL Day_Ahead Market.

² Cf. études (F) 080117-CDC-742 et (F) 080717-CDC-782, disponibles sur <http://www.creg.be/>

³ Le Belpex Continuous Day Ahead Markt a été lancé au même moment, mais ce marché est (provisoirement) moins intéressant pour le marché belge de l'électricité et n'est donc pas traité dans la présente étude.

la Belgique pendant 83,8 % du temps. La Belgique pratique un prix différent des Pays-Bas et de la France pendant 0,8 % du temps.

Prix : le prix moyen sur le Belpex DAM était de 70,6 EUR/MWh en 2008 (il était de 41,7 EUR/MWh en 2007), comparé à 70,0 EUR/MWh sur APX DAM et 69,2 EUR/MWh sur le Powernext DAM. Septembre a été le mois le plus cher sur le Belpex DAM (89,5 EUR/MWh) ; et août le meilleur marché (59,1 EUR/MWh). Signalons qu'au cours des mois de février, mars, avril, mai et septembre, le prix moyen sur Belpex DAM était supérieur à celui pratiqué sur APX et Powernext.

Volumes : le volume négocié sur le Belpex DAM s'élève à 11,1 TWh, ce qui correspond à environ 12,6 % de la consommation belge d'électricité. Il était de 7,6 TWh en 2007, et 8,5 % de la consommation. Les acteurs du marché, actifs sur le Belpex DAM ont acheté au total 10,4 TWh ; cela signifie que 0,7 TWh des volumes négociés a été acheté par des acteurs du marché actifs sur APX ou Powernext. Les acteurs du marché actifs sur le Belpex DAM ont acheté au total 4,3 TWh ; cela signifie que 6,8 TWh des volumes négociés ont été achetés par des acteurs du marché actifs sur APX ou Powernext.

Parts de marché sur le Belpex DAM : d'après l'IHH, les parts de marché des volumes achetés (marché BUY) sont fortement concentrées, l'impact du TLC sur les parts de marché calculées est faible à très faible. Les parts de marché des volumes vendus (marché SELL) ont été modérées à non concentrées pendant le premier semestre ; la concentration sur ce marché a cependant fortement augmenté pendant le second semestre. L'impact du TLC sur cet indice de concentration peut toutefois être très significatif, ce qui fait pression sur la pertinence de ce critère pour le marché SELL.

En outre, l'IHH du Belpex DAM ne peut être considéré comme un critère absolu pour la concentration ou le bon fonctionnement de ce marché ; ce critère constitue cependant un bon instrument pour illustrer la répartition des parts de marché des acteurs actifs.

Il ressort de l'étude relative à la solidité de marché du Belpex DAM que, dans des circonstances identiques, une demande additionnelle de 250 MW aurait engendré une augmentation de prix d'environ 2,0 EUR/MWh en moyenne, alors qu'une offre additionnelle de 250 MW aurait donné lieu à une diminution de prix d'environ 1,6 EUR/MWh en moyenne.

A la fin 2008, on comptait 32 acteurs actifs sur le Belpex DAM. A la fin 2007, on en dénombrait 24.

Interconnexions :

- Capacité : il ressort des prix de la capacité mensuelle que, très souvent, le marché ne peut pas ou peut difficilement prévoir les conditions de marché changeantes.
La concentration des acteurs du marché qui acquièrent de la capacité dans les enchères annuelles et mensuelles est très élevée dans trois des quatre sens (IHH souvent supérieur à 4.000), hormis dans le sens de la France vers la Belgique, faisant l'objet d'une restriction de 325 MW par acteur du marché et par enchère. Dans ce sens, la concentration sur le marché est modérée pour la capacité annuelle et mensuelle.
- Nominations : nous pouvons diviser l'utilisation des interconnexions avec la France et les Pays-Bas en trois périodes en 2008. Pendant les cinq premiers mois de 2008, les sens d'importation de la France vers la Belgique et des Pays-Bas vers la Belgique sont principalement utilisés. Durant les mois de juin à septembre, le sens d'exportation (de la Belgique vers les Pays-Bas) est principalement utilisé à la frontière nord. A la frontière sud, le sens d'importation de la France vers la Belgique reste le sens le plus important pendant ces mois d'été. Ce modèle change aussi pendant les trois derniers mois de 2008 et le sens d'importation à la frontière nord est à nouveau principalement utilisé. L'utilisation de la capacité à la frontière sud dans le sens d'importation a fortement diminué pendant ces mois par rapport aux neuf mois précédents, à l'avantage du sens d'exportation à cette frontière.

Rentes de congestion : au total, 44,2 millions d'euros de rentes de congestion ont été générés sur base journalière en 2008. Il ressort de la comparaison du prix pour la capacité mensuelle avec ces rentes de congestion que le marché ne peut souvent pas ou peut très difficilement prévoir les conditions de marché changeantes. Pendant un certain nombre de jours, on note des rentes de congestion supérieures à 1 million d'euros. Le 3 mai 2008, le total des rentes de congestion sur les deux sens d'importation s'élevait à 4,8 millions d'euros. Par ailleurs, l'on peut constater d'une manière générale que le marché secondaire (*resale*) est significatif et qu'il a gagné en importance par rapport à 2007.

B. Intra-day

Belpex CIM (nouveau) : le Belpex CIM a été lancé à la mi-mars. De la mi-mars à la fin décembre, environ 89 GWh ont été négociés sur le Belpex CIM. Pendant près de 20 % des heures, on remarque un échange d'énergie via le Belpex CIM. Vu le caractère spécifique du commerce ID, la liquidité et le nombre d'acteurs actifs sur le Belpex CIM sont inférieurs que sur le Belpex DAM. Le prix du Belpex CIM est en moyenne légèrement inférieur au prix du DAM à la même heure.

Interconnexions : la capacité d'interconnexion intra-day entre la France et la Belgique a été utilisée pendant 46,9 % du temps en 2008, 20,3 % pour importer de l'énergie et 32,1 % pour exporter de l'énergie (5,5 % d'importation et d'exportation d'énergie simultanées). L'instrument est donc fréquemment utilisé par les acteurs du marché pour adapter leur position dans la journée. Au total, 218 GWh ont été importés et 362 GWh exportés. Si l'on ne considère que les heures pendant lesquelles des nominations ont eu lieu, le volume moyen de la nomination d'importation est de 122 MW ; et de 128 MW pour les nominations d'exportation.

Conclusion

La présente étude illustre bien le marché de gros du *day-ahead* et de l'*intra-day*. Elle ne traite pas du marché à long terme (excepté du marché de capacité d'interconnexion sur une base mensuelle et annuelle), ni du marché pour les utilisateurs finals. Nous pouvons néanmoins affirmer que le prix sur le Belpex DAM, en raison du couplage de ce marché avec deux autres bourses (Powernext et APX) et de la liquidité élevée sur cette bourse, pourrait faire fonction de prix de référence pour le marché belge dans son ensemble. L'analyse de la manière dont ce prix de référence détermine la structure de prix des contrats sur le marché à long terme et sur le prix du consommateur final dépasse toutefois le cadre de cette étude.



A. MARCHÉ DAY AHEAD

A.I COUPLAGE DE MARCHÉ

La figure 1⁴ présente l'évolution du couplage de marché trilatéral (« TLC ») de la Belgique (le Belpex DAM) avec les Pays-Bas (APX) et la France (Powernext) pour toutes les heures. Deux marchés affichent le même prix lorsque l'interconnexion entre les marchés n'est pas saturée. Quatre cas de figure peuvent se présenter (cf. aussi figure 1) :

- a. **-Be- (cyan)** : les deux interconnexions sont saturées => trois prix différents sur les trois marchés
- b. **-Be-NL (rouge)** : l'interconnexion avec la France est saturée => même prix pour la Belgique et les Pays-Bas, prix différent pour la France
- c. **Fr-Be- (bleu)** : l'interconnexion avec les Pays-Bas est saturée => même prix pour la Belgique et la France, prix différent pour les Pays-Bas
- d. **Fr-Be-NL (jaune)** : les interconnexions ne sont pas saturées (pas de congestion) => même prix sur les trois marchés

La figure permet de tirer les constats suivants pour 2008 :

- les deux interconnexions ne sont saturées au même moment que pendant 0,8 % du temps ;
- en janvier, les prix sont identiques sur les trois bourses pendant 87 % du temps, ce qui constitue un record depuis le lancement du couplage trilatéral en novembre 2006 ; ce pourcentage diminue cependant pendant les mois d'avril et octobre jusqu'à un peu moins de 50 % ;
- au cours des mois d'avril et de mai, l'interconnexion avec la France est saturée pendant environ 30 % du temps, alors que l'interconnexion avec les Pays-Bas n'est pas saturée (situation -Be-NL) ;
- au mois de mai, l'interconnexion avec la France est saturée pendant 35 % du temps, tandis que ce chiffre est de maximum 20 % pour les douze mois de 2007 ;
- au mois de mai, les deux interconnexions étaient simultanément saturées pendant 3,5 % du temps, ce qui constitue un record depuis le lancement du

⁴ Toutes les figures sont établies sur la base des données traitées par la CREG, sauf lorsque la source est mentionnée de manière explicite.

couplage de marché (à l'exception d'avril 2007, que l'on peut attribuer à des problèmes techniques). Ce pourcentage élevé est dû en grande partie au 3 mai, date à laquelle des conditions de marché exceptionnelles se sont présentées (voir infra).

Le tableau ci-dessous présente l'incidence moyenne exprimée en pourcentage des quatre situations pendant 2007 et 2008. Le tableau indique également dans les deux colonnes de droite, l'incidence exprimée en pourcentage selon laquelle le prix en France et aux Pays-Bas, est identique à celui de la Belgique (FR=BE et NL=BE) :

	-Be-	-Be-NL	Fr-Be-	Fr-Be-NL	FR=BE	NL=BE
2007	1,7 %	9,9 %	26,3 %	62,1 %	88,4 %	72,1 %
2008	0,8 %	15,2 %	15,4 %	68,6 %	83,9 %	83,8 %

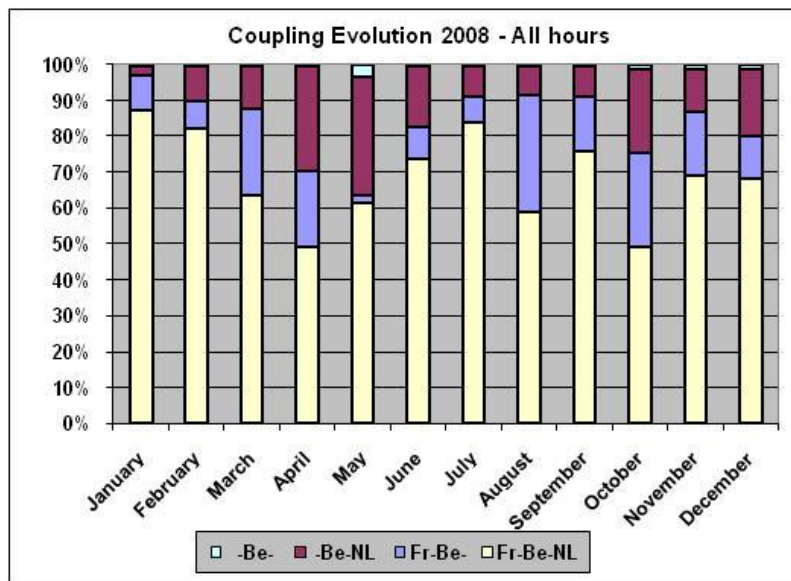


Figure 1 : couplage de marché de la Belgique (Belpex), des Pays-Bas (APX) et de la France (Powernext).

A.II PRIX

En raison de la valeur relativement faible du taux de saturation des interconnexions, les prix sont assez proches les uns des autres, à l'exception du mois de mai, au cours duquel les prix sur le Belpex DAM (et dans une moindre mesure sur APX) sont beaucoup plus élevés que sur Powernext. Environ 30 % de la différence de prix pendant

le mois de mai est dû au 3 mai, ce qui indique à nouveau que ce jour est caractérisé par des conditions de marché exceptionnelles (voir § A.VII). Le prix annuel moyen sur le Belpex DAM est de 70,6 EUR/MWh, soit 0,6 EUR/MWh de plus que sur l'APX DAM (70,0 EUR/MWh) et 1,4 EUR/MWh de plus que sur le Powernext DAM (69,2 EUR/MWh). La figure 2 illustre l'évolution du prix mensuel moyen sur ces trois bourses. Cette figure indique les prix moyens par mois pour les trois bourses. Le mois le plus cher sur le Belpex DAM était septembre (89,5 EUR/MWh) ; le moins cher était août (59,1 EUR/MWh).

Signalons que pendant les mois de février, mars, avril, mai et septembre, les prix mensuels moyens sur le Belpex DAM étaient supérieurs à ceux sur Powernext et APX, ce qui souligne une importation élevée depuis les Pays-Bas et la France vers la Belgique, entraînant une congestion (voir infra). En avril, le prix moyen Belpex DAM est supérieur de 5,7 EUR/MWh à celui sur Powernext ; cette différence est de 12 EUR/MWh en mai. Attirons également l'attention sur les trois derniers mois de 2008, durant lesquels le prix sur Powernext DAM est supérieur au prix sur Belpex et APX ; cette différence est la plus marquée en octobre, à savoir respectivement 3,0 et 6,4 EUR/MWh plus chers.

Pendant les huit premiers mois de 2008, le prix moyen mensuel du Belpex DAM fluctue entre 59 et 76 EUR/MWh, alors qu'en septembre et octobre, il augmente à presque 90 EUR/MWh. En novembre, le prix diminue de 20 EUR/MWh par rapport à octobre et atteint 68,5 EUR/MWh et en décembre, il continue à diminuer jusqu'à seulement 60 EUR/MWh.

L'importante diminution des prix DAM s'explique entre autres par la diminution de la consommation d'électricité, ainsi que par la chute accrue du coût des matières premières. La figure 3 présente le cours de la consommation moyenne par heure dans la zone Elia. Il en ressort que la diminution de la consommation en 2008 par rapport à 2007 est déjà engagée en octobre et s'accroît en novembre et en décembre.

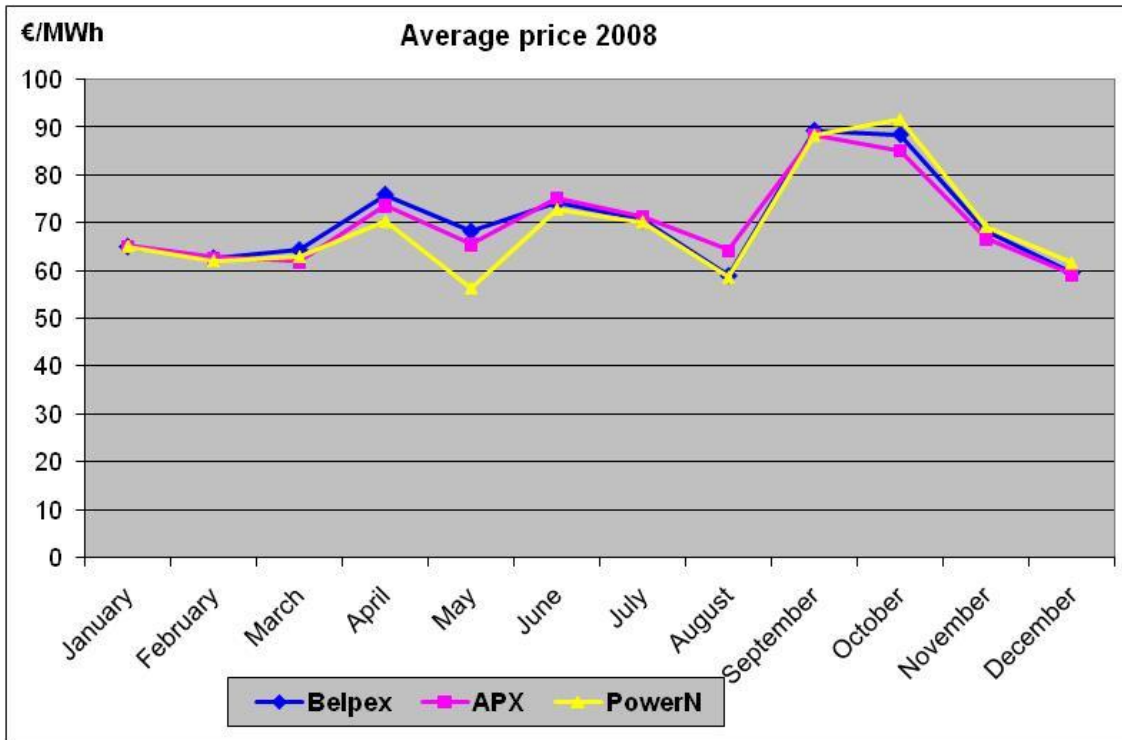


Figure 2 : prix moyens sur les trois bourses.

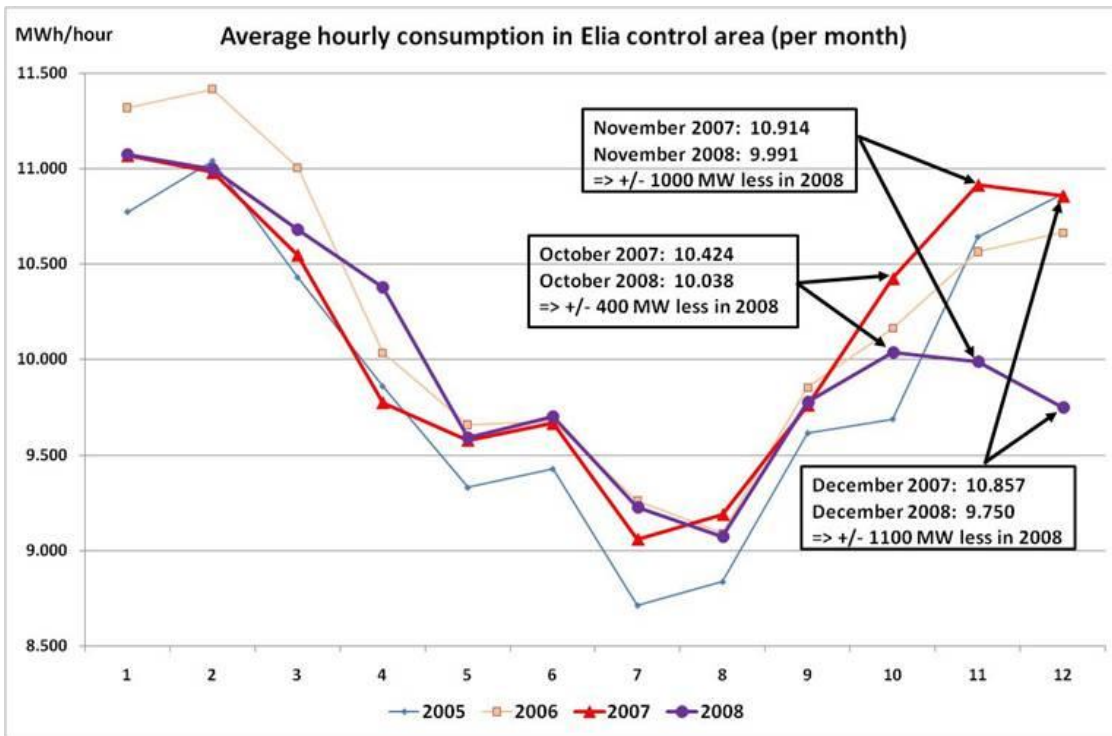


Figure 3 : consommation moyenne par heure dans la zone Elia.

A.III VOLUMES

La figure 4 présente les volumes mensuels moyens négociés par heure pour les trois bourses. Au cours de 2008, 11,1 TWh ont été négociés sur le Belpex DAM. Cela représente une augmentation de 46 % par rapport à 2007 (7,59 TWh). Le volume annuel négocié sur Powernext et APX était respectivement de 51,6 TWh et de 24,8 TWh. Cinq fois plus de volume est donc négocié sur Powernext que sur Belpex DAM, et plus de deux fois sur APX. Il ressort de la figure 4 que le volume négocié était surtout élevé durant les six premiers mois de 2008, atteignant un pic en mars avec un volume horaire moyen négocié de presque 2.000 MWh. Cela revient pendant le deuxième semestre de 2008 à une moyenne d'environ 1.000 MWh.

En 2008, la consommation belge d'électricité était de 88 TWh⁵. Le volume négocié sur le Belpex DAM représente par conséquent environ 12,6 % de la consommation belge d'électricité. Elle n'était que de 8,5 % en 2007.

Le volume total acheté sur le Belpex DAM pendant 2008 s'élève à 10,4 TWh, et le volume total vendu sur le Belpex DAM s'élève à 4,3 TWh. Le volume acheté n'est pas aussi peu élevé que le volume négocié. Cela signifie qu'il y a eu peu d'exportations via le Belpex DAM pendant 2008. En revanche, le volume vendu est deux fois et demi plus faible que le volume négocié, ce qui signifie qu'au cours de 2008, plus de 60 % des volumes négociés sur le Belpex DAM ont été importés de France et des Pays-Bas via le couplage de marché.

⁵ calcul basé sur les chiffres de consommation d'Elia

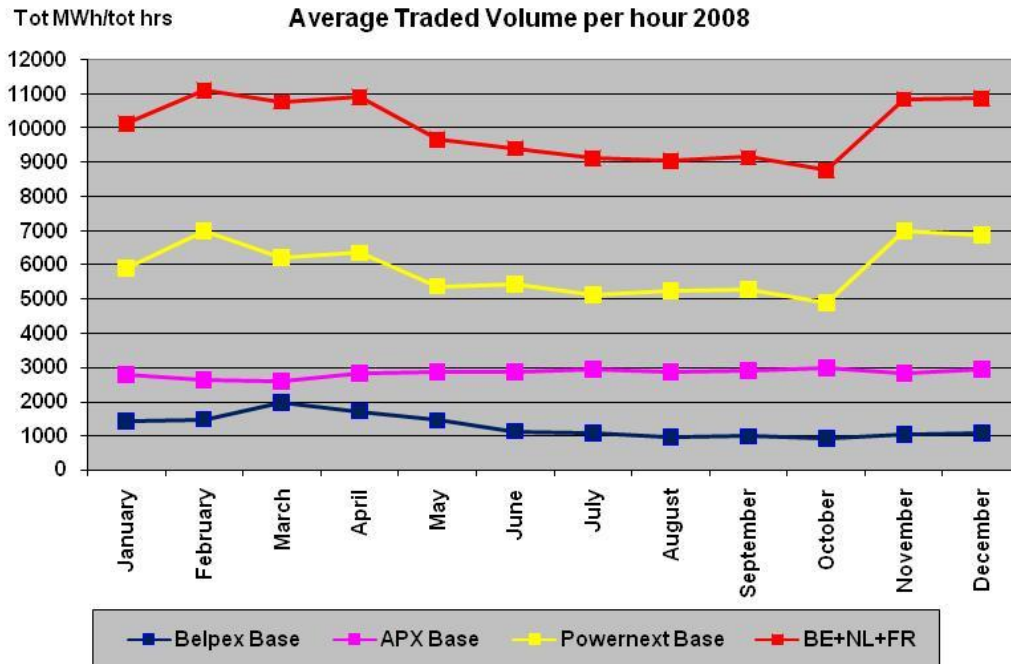


Figure 4 : volumes moyens échangés par heure pour les trois marchés, pour toutes les heures et pour les heures de pointe.

La figure 5 illustre le cours des volumes négociés, achetés et vendus mensuellement sur le Belpex DAM. Il ressort de la figure que pendant le premier semestre de 2008, les volumes achetés sur le Belpex DAM étaient plus ou moins identiques aux volumes négociés : quasiment aucune énergie n'a donc été exportée vers les Pays-Bas ou la France via le Belpex DAM pendant cette période. Les volumes vendus étaient en revanche significativement moins élevés que les volumes négociés sur le Belpex DAM, ce qui signifie que l'importation en Belgique via le Belpex DAM est considérable. Cela montre que le couplage de marché pour le Belpex DAM et le marché belge dans son ensemble est très important (voir également la figure 15).

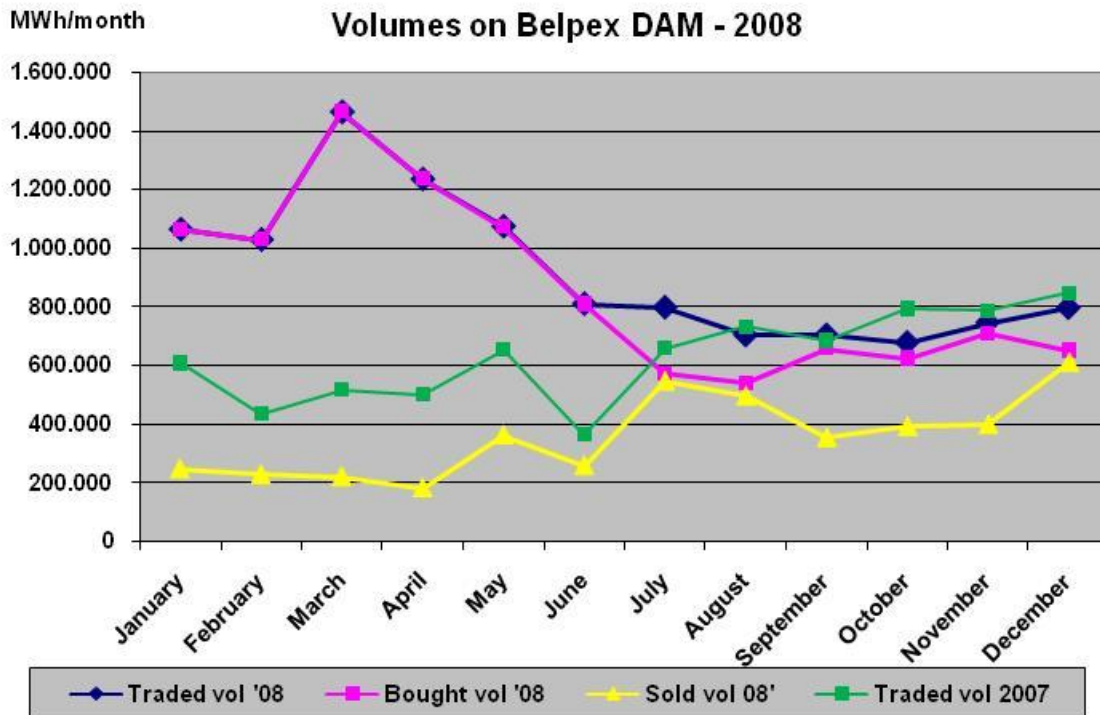


Figure 5 : volumes échangés, achetés et vendus sur le Belpex DAM.

A.IV PARTS DE MARCHÉ

Figure 6 illustre les parts de marché des acteurs sur le Belpex DAM à l'aide de l'indice de concentration mensuel IHH pour le marché BUY. L'IHH calculé montre uniquement les parts de marché des acteurs actifs sur le Belpex DAM et ne donne pas une image correcte de la concentration de marché, car l'effet du couplage de marché (TLC) n'est pas inclus. Afin de pouvoir quand même interpréter les données de l'IHH, la figure présente également la part achetée sur le Belpex DAM par les acteurs du marché actifs sur Powernext et/ou APX. Si cette « part TLC » est grande, le TLC pourrait influencer l'IHH de manière significative, tant positivement que négativement. Toutefois, si la « part TLC » est petite, comme c'est le cas pour le marché BUY en 2008, la prise en compte du TLC ne changera pas fortement la valeur IHH calculée. Dans ce cas, la valeur IHH illustre bien la concentration des volumes achetés.

Il faut en outre interpréter l'IHH du Belpex DAM avec prudence. Cet indicateur ne peut être considéré comme un critère absolu de la concentration ou du bon fonctionnement de ce marché ; ce critère est néanmoins un bon instrument donnant de manière non

confidentielle une image de la répartition des parts de marché des acteurs actifs et c'est pour cette raison que cet indicateur est repris dans l'étude.

La Figure 6 montre bien que l'IHH du marché BUY a connu des fluctuations en 2008, atteignant un maximum de 3.650 en avril et un minimum de 1.450 en octobre. Le marché BUY est donc modérément à fortement concentré d'après ce critère.

Figure 7 illustre les parts de marché des acteurs sur le Belpex DAM à l'aide de l'indice de concentration mensuel IHH pour le marché SELL. La concentration des volumes achetés est en général plus petite sur le marché SELL pendant les six premiers mois de 2008 que sur le marché BUY. L'IHH du marché SELL est inférieur à 1.500 pendant ces mois, à l'exception de juin où cet indice atteint presque 1.800. L'interprétation de ces données est cependant incertaine, vu que la « part TLC » est très grande, ce qui peut modifier fortement l'IHH du marché SELL, si nous incluons cette part.

Pendant le second semestre, la « part TLC » est cependant plus petite, allant jusqu'en dessous de 25 % en décembre. Simultanément, l'IHH augmente de manière continue de 2.700 en août à plus de 6.000 en décembre. Durant cette période, le marché SELL est par conséquent fortement concentré d'après ce critère.

Comme mentionné ci-dessus, le calcul de l'IHH ne tient pas compte du couplage de marché. La sensibilité du prix de l'électricité au volume supplémentaire (la profondeur ou la solidité du marché) constitue un indicateur important pour le bon fonctionnement du Belpex DAM qui tient bien compte du couplage de marché. La figure 7bis illustre le changement de prix du Belpex DAM en 2008, lorsque le volume supplémentaire aurait été vendu ou acheté pendant toutes les heures de 2008. D'après cette étude, dans les conditions sont identiques⁶, une demande additionnelle de 250 MW aurait engendré une augmentation de prix d'environ 2,0 EUR/MWh en moyenne, alors qu'une offre additionnelle de 250 MW entraînerait une diminution de prix d'environ 1,6 EUR/MWh en moyenne.

⁶ i.e. excepté la demande ou l'offre additionnelle, toutes les données restantes (orders de Belpex, APX et Powernext ainsi que les valeurs de capacité) ont été maintenues au même niveau. Un tel indice donne une indication de la solidité du marché.

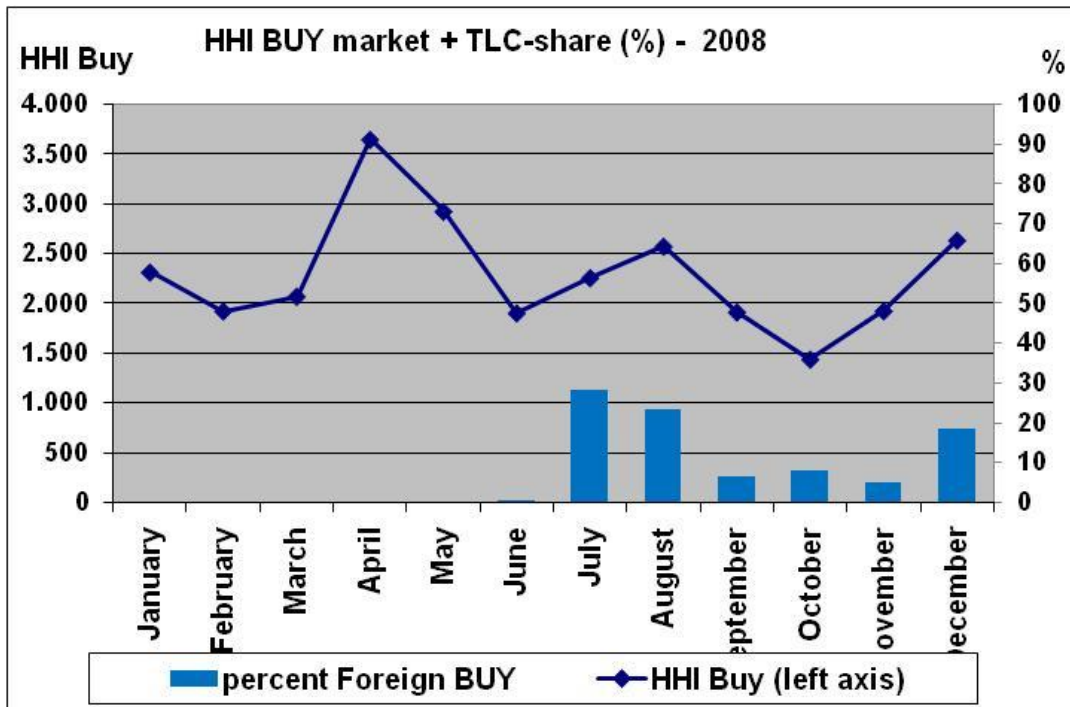


Figure 6 : IHH sur le Belpex DAM pour le marché BUY, ainsi que la part achetée par des participants à Powernext et/ou APX sur le Belpex DAM par le biais du TLC.

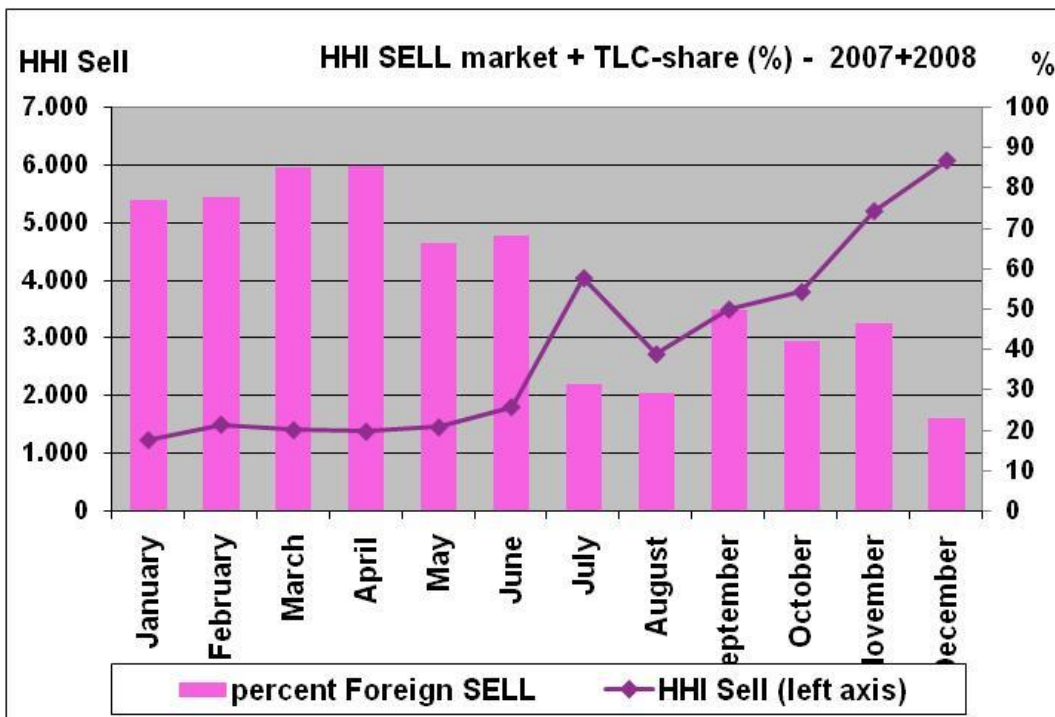


Figure 7 : IHH sur le Belpex DAM pour le marché SELL, ainsi que la part vendue à des participants à Powernext et/ou APX sur le Belpex DAM par le biais du TLC.

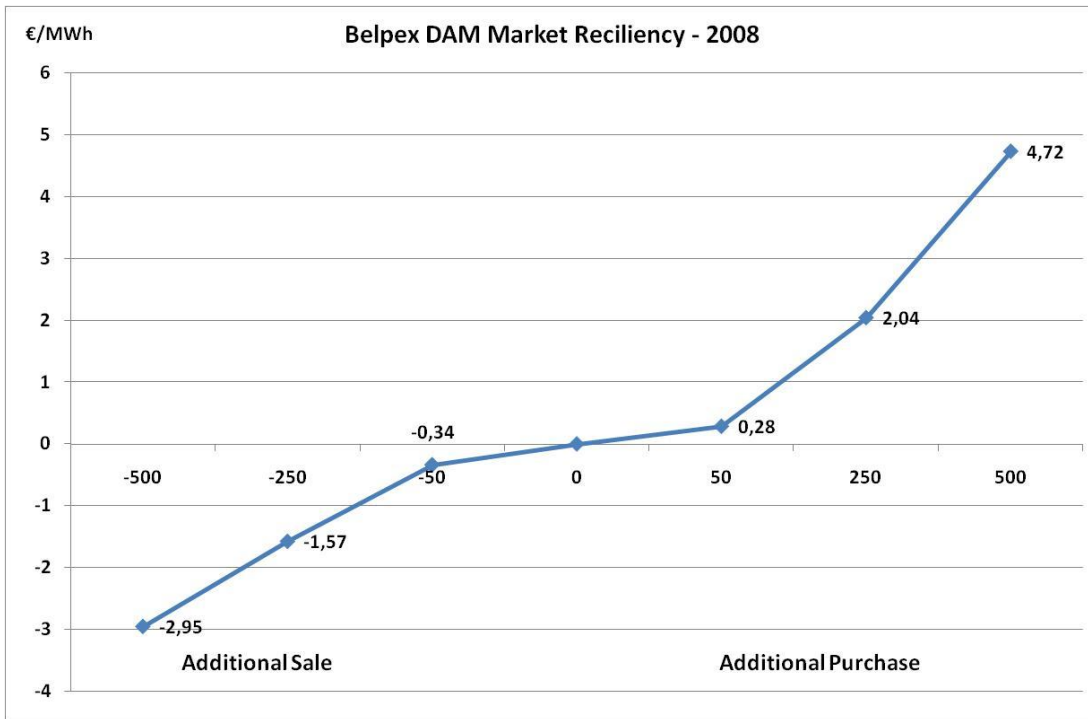


Figure 7bis : solidité de marché du Belpex DAM en 2008.

A.V INTERCONNEXIONS

A.V.1. Résultats des enchères annuelles et mensuelles

A.V.1.1 Frontière française

Figure 8 se compose de deux graphiques et présente les résultats des enchères de capacité d'interconnexion à la frontière française dans les deux sens. Les échelles de l'axe vertical de gauche ne sont pas identiques pour les deux graphiques.

Les bâtonnets représentent la quantité de capacité qui a été vendue, ventilée sur la capacité annuelle et mensuelle (axe gauche). La quantité de capacité annuelle peut varier mensuellement en raison du principe de la revente (*resale*) de capacité annuelle chaque mois par les titulaires de capacité annuelle. Ce principe n'a toutefois pas été actionné en 2008.

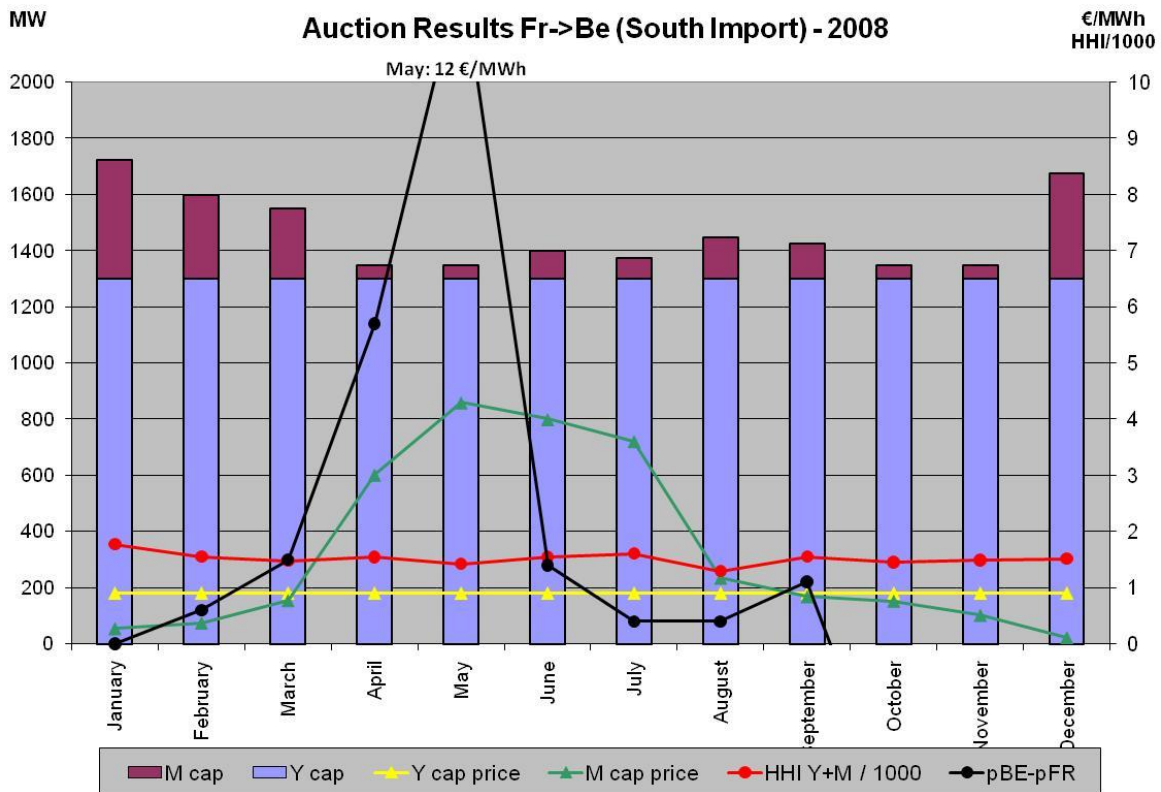
Les lignes jaune et verte représentent le prix de ces capacités annuelle et mensuelle (axe de droite), tel que constaté pendant les enchères explicites. Bien entendu, le prix de la capacité annuelle reste constant pendant un an. Le prix de la capacité annuelle de la France vers la Belgique est passé de 2,06 EUR/MWh en 2007 à 0,9 EUR/MWh en 2008. Le prix de la capacité annuelle dans l'autre sens est passé de 0,25 EUR/MWh en 2007 à 0,56 EUR/MWh en 2008.

Le prix de la capacité mensuelle varie considérablement, particulièrement pour la capacité dans le sens de la France vers la Belgique : le prix pour la capacité se maintient sous 1 EUR/MWh pendant les trois premiers mois de 2008. Il augmente au dessus de 3 EUR/MWh lors des quatre mois suivants (avril à juillet). Le prix de la capacité mensuelle dans ce sens redescend en dessous de 1 €/MWh au cours des quatre derniers mois de 2008, atteignant un minimum de 0,11 EUR/MWh en décembre. Concernant le marché de capacité mensuelle dans l'autre sens (Be => Fr), la barre des 1 EUR/MWh est franchie en novembre et en décembre seulement, après que les prix sur le Powernext DAM étaient en moyenne supérieurs à ceux sur le Belpex DAM.

La ligne noire indique la différence de prix entre le Belpex DAM et Powernext. Il semble que le marché ne parvienne pas à bien prévoir la tendance des différences de prix entre

la Belgique et la France en 2008 (certainement pas pour les mois de juin et juillet). L'ampleur de cette différence est encore moins bien prévue.

La ligne rouge illustre, à l'aide de l'IHH, la concentration sur le marché de la capacité d'interconnexion acquise (axe de droite : IHH/1000). Dans le sens de la France vers la Belgique, cet indice de concentration ne dépasse jamais 2.000. En effet, ce sens est soumis à une restriction de maximum 325 MW par acteur du marché et par enchère. L'IHH diminue légèrement au cours des premiers mois de 2008 en raison de la capacité mensuelle restreinte mise à disposition lors de l'enchère mensuelle. La concentration lors des enchères mensuelles est supérieure à celle lors des enchères annuelles, mais suite à la diminution du volume, les enchères mensuelles affectent moins le calcul de l'IHH. Dans le sens de la Belgique vers la France, la concentration est beaucoup plus élevée (l'IHH varie autour de 6.000), ce qui peut être expliqué par un manque d'intérêt vu le faible prix.



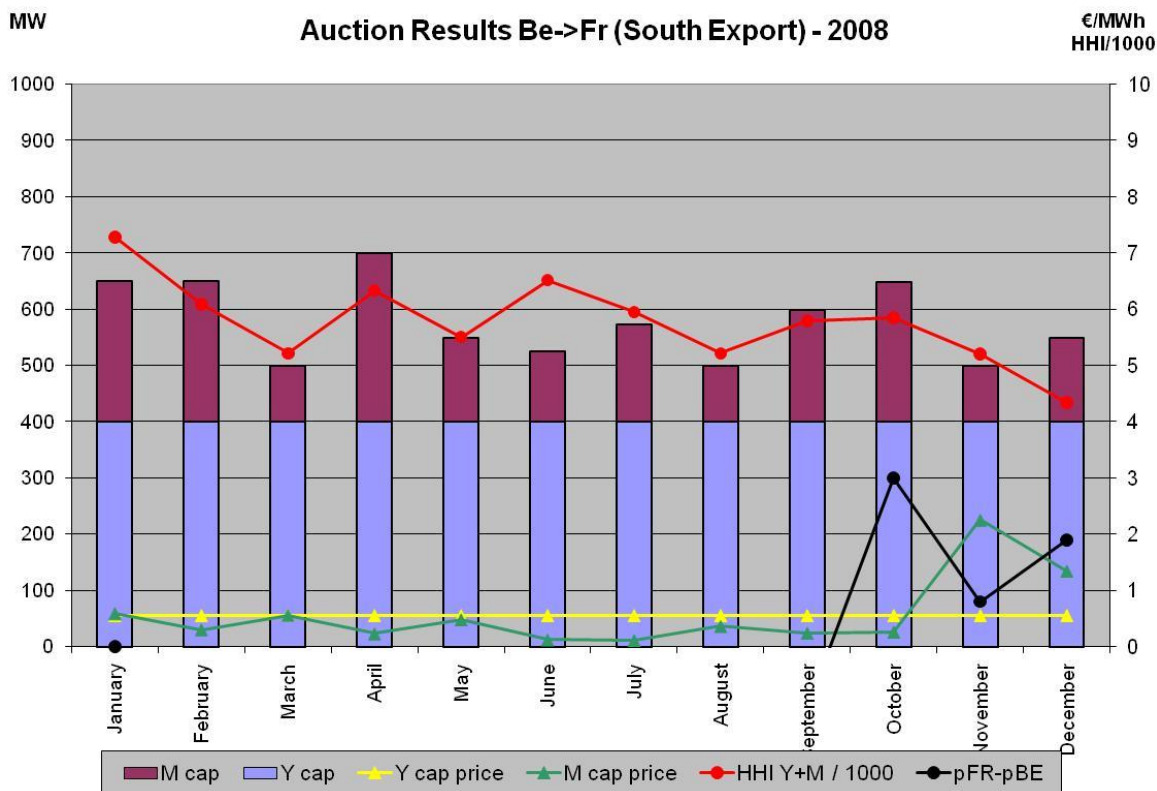


Figure 8 : résultats des enchères de capacité annuelle et mensuelle à la frontière française.

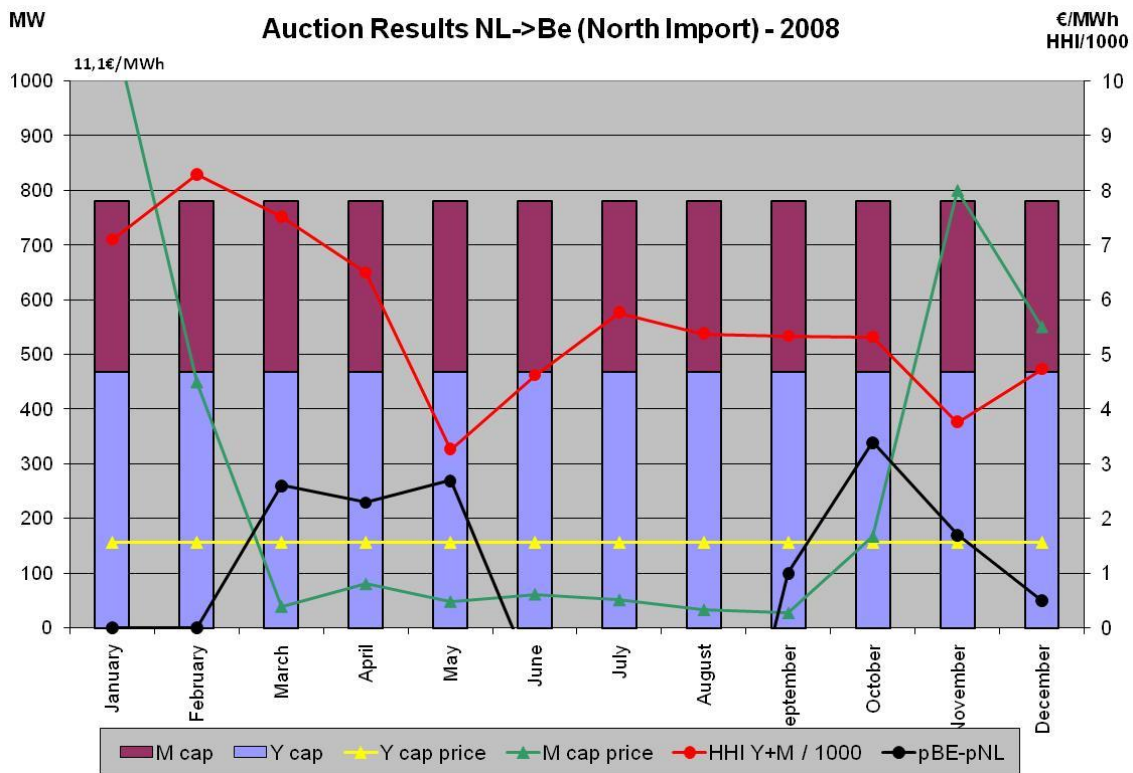
A.V.1.2 Frontière néerlandaise

Figure 9 se compose de deux graphiques et présente les résultats des enchères de capacité d'interconnexion à la frontière néerlandaise dans les deux sens. La légende est la même que celle utilisée pour la frontière française.

Dans le sens des Pays-Bas vers la Belgique (graphique supérieur), on paie en moyenne 1,57 EUR/MWh pour la capacité annuelle. Le prix de la capacité mensuelle (ligne verte) connaît dans ce sens un cours volatil avec des prix élevés pendant les mois d'hiver (jusqu'à 11 EUR/MWh en janvier) et des prix sous 1 EUR/MWh pendant la période de mars à septembre. La différence de prix avec APX (ligne noire) suit toutefois souvent l'évolution inverse, sauf pendant les mois de juin à septembre. Les acteurs du marché peuvent par conséquent difficilement évaluer la situation future sur ce marché. En mai et en novembre, l'évaluation des acteurs du marché est encore assez mauvaise, vu l'IHH relativement bas pendant ces mois. Pendant les mois de janvier et février, en revanche, l'IHH était très élevé, ce qui indique qu'un nombre restreint d'acteurs du marché propose

des prix élevés pour la capacité mensuelle qui d'après les conditions de marché ex-post ne valaient pas ces prix.

Dans l'autre sens, de la Belgique vers les Pays-Bas (graphique inférieur), l'illustration de 2008 est très différente de celle de 2007. Si ce marché était encore très volatil en 2007, cette volatilité a fortement diminué en 2008, les prix pour la capacité mensuelle étant toujours sous 1 EUR/MWh (voire sous 0,8 EUR/MWh), sauf pendant le mois d'août lorsque le prix moyen sur l'APX DAM était supérieur de 5 EUR/MWh à celui sur le Belpex DAM. Dans ce sens, on paie en moyenne 2,04 EUR/MWh pour la capacité annuelle.



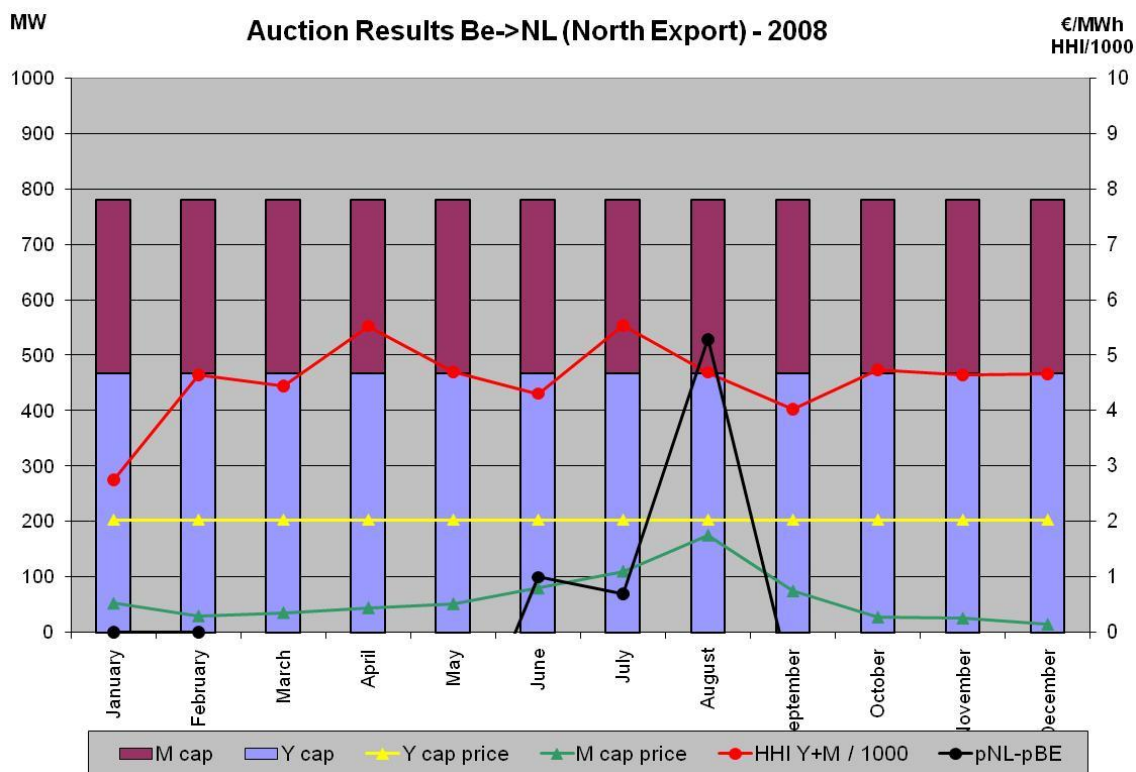


Figure 9 : résultats des enchères de capacité annuelle et mensuelle à la frontière néerlandaise.

A.V.2 Nominations sur les interconnexions

La figure 10 et la figure 11 comportent chacune deux graphiques et illustrent l'usage fait de la capacité d'interconnexion à la frontière avec la France et les Pays-Bas dans les deux sens. La légende des graphiques est la suivante :

- "nom Day", "nom Month" et "nom Year" indiquent, pour chaque mois, les nominations moyennes pour, respectivement, la capacité journalière, mensuelle et annuelle ;
- "mean Total" et "mean Day" indiquent, respectivement, la capacité totale moyenne disponible et la capacité journalière.

Toutes ces valeurs sont normalisées sur une base horaire.

Une certaine quantité de capacité journalière est mise à la disposition de Belpex DAM pour le couplage du marché. Cette « capacité Belpex » est majorée de la capacité sur une base mensuelle ou annuelle qui n'est pas nominée. Lorsqu'il n'y a pas de nominations sur une base mensuelle ou annuelle durant un mois entier, la capacité moyenne totale équivaut alors, durant ce mois, à la capacité journalière moyenne. Ceci

est illustré dans le graphique supérieur de la figure 10 pour le sens Be=>Fr durant les sept premiers mois de 2008.

Sur la base des deux graphiques en figure 10, l'utilisation des interconnexions avec la France et les Pays-Bas peut être scindée en trois périodes. Au cours des cinq premiers mois de 2008, ce sont surtout les sens d'importation de la France vers la Belgique (FR=>BE) et des Pays-Bas vers la Belgique (NL=>BE) qui sont utilisés. Sur une base nette, de l'énergie est importée durant toutes les heures du premier semestre (voir infra, figure 12).

Durant les mois de juin à septembre, il y a un changement et c'est surtout le sens des exportations (de la Belgique vers les Pays-Bas) qui est utilisé à la frontière nord. A la frontière sud, durant ces mois d'été, c'est toutefois principalement le sens des importations de la France vers la Belgique qui constitue le sens principal.

Ce modèle change également au cours des trois derniers mois de 2008 à la frontière nord, et c'est principalement le sens des importations (des Pays-Bas vers la Belgique) qui est utilisé. L'utilisation du sens des importations à la frontière sud (de la France vers la Belgique) a fortement chuté durant ces mois par rapport aux neuf mois précédents. Le sens des exportations à la frontière sud est ensuite à nouveau utilisé au cours de ces trois mois.

Il est singulier que la capacité moyenne disponible dans le sens de la France vers la Belgique (FR=>BE) durant le mois d'avril 2008 (2.122 MW) soit inférieure à celle d'avril 2007 (2.881 MW) (non représentée sur la figure). La diminution de la capacité disponible, qui est un phénomène typique durant les mois d'été dans ce sens, a donc lieu en 2008 un mois plus tôt qu'en 2007, probablement à la suite des travaux prévus sur le réseau de transport français. Il est également singulier que la capacité moyenne disponible dans le sens de la Belgique vers la France retombe à 700 MW en août et en octobre. Dans ce sens, on note une congestion relativement importante, surtout en octobre (voir également infra).

Il est également singulier de constater des nominations de capacités annuelles et mensuelles (capacité à long terme). Dans le sens FR=>BE, celles-ci constituent toujours une part importante de la nomination totale dans ce sens, surtout la nomination de capacité annuelle (graphique supérieur de la figure 10). Ces nominations diminuent fortement au cours de trois derniers mois de 2008. Sur l'interconnexion avec les Pays-

Bas, en revanche, les nominations de capacité à long terme rencontrent un succès inégal. Les trois premiers mois de 2008 connaissent relativement peu de nominations; les mois restants, l'utilisation explicite de capacité à long terme augmente à nouveau, selon les conditions de marché escomptées.

Les données relatives aux importations (le graphique supérieur de la figure 11) sont obtenues en calculant la nomination d'importations nettes pour la capacité journalière, mensuelle et annuelle sur une base horaire⁷. La nomination d'importations peut être à la fois positive (importations) et négative (exportations). La moyenne mensuelle est ensuite calculée. Les exportations sont présentées en négatif sur le graphique. Les données relatives au transit (graphique inférieur de la figure 11 de la France vers les Pays-Bas sont présentées en positif sur le graphique et sont calculées en prenant le minimum de la capacité (ou de la nomination) dans le sens FR =>BE et BE =>NL. Le transit des Pays-Bas vers la France est calculé de manière analogue et est présenté en négatif sur le graphique.

Il ressort du graphique supérieur de la figure 11 que la moyenne mensuelle des importations nettes d'énergie électrique est de loin supérieure, durant le premier semestre, à celle du deuxième semestre, avec des importations nettes moyennes d'environ 2.300 MW en mars et en avril. Durant le deuxième semestre, des importations mensuelles de 500 à 1000MW en moyenne ont lieu ; en décembre, ce chiffre recule à environ 135 MW. Durant tous les mois de 2008, la Belgique effectue donc des importations nettes d'énergie.

Les importations élevées durant le premier semestre laissent une part moins grande au transit allant de la France vers les Pays-Bas (et en sens inverse). Le graphique du dessous indique que le transit est sensiblement moins élevé au cours du premier semestre de 2008 qu'au cours du deuxième semestre ; le transit est le moins élevé durant les mois de mars et avril 2008, les mois présentant le plus d'importations.

⁷ Cette méthode de calcul diffère du rapport précédent relatif à 2007 lorsque la nomination brute était envisagée sur une base horaire. Les données pour 2008 constituent toutefois des nominations nettes sur une base horaire.

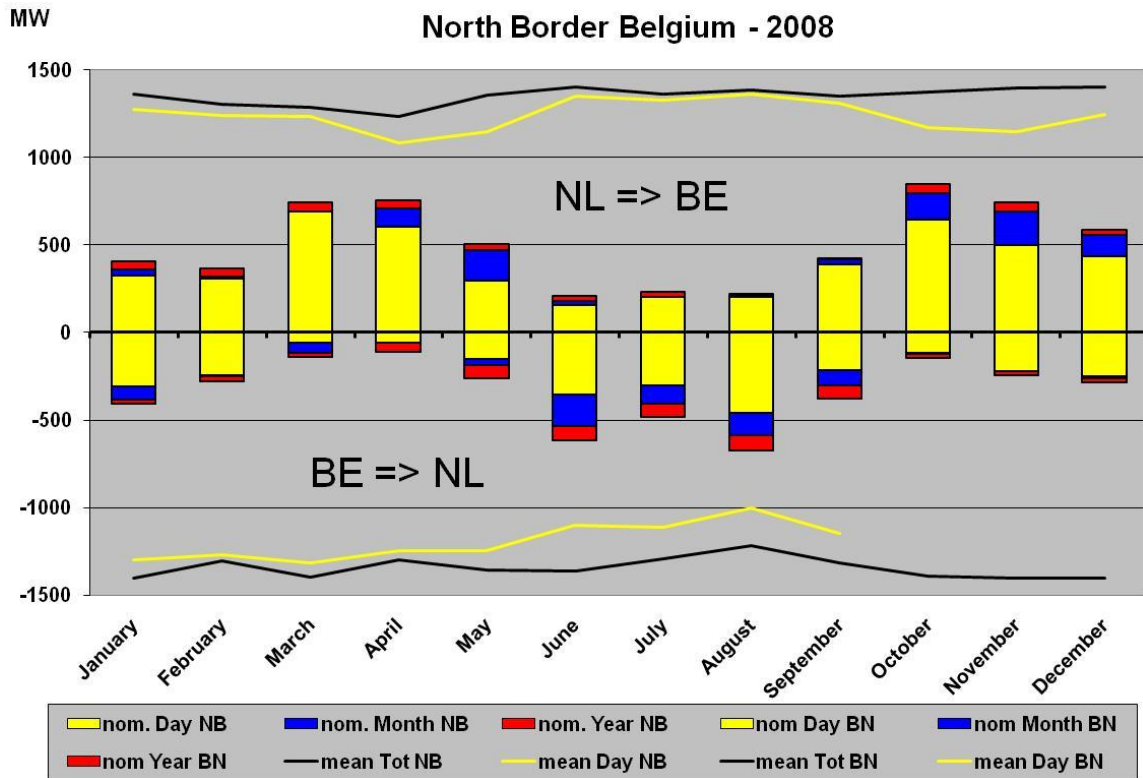
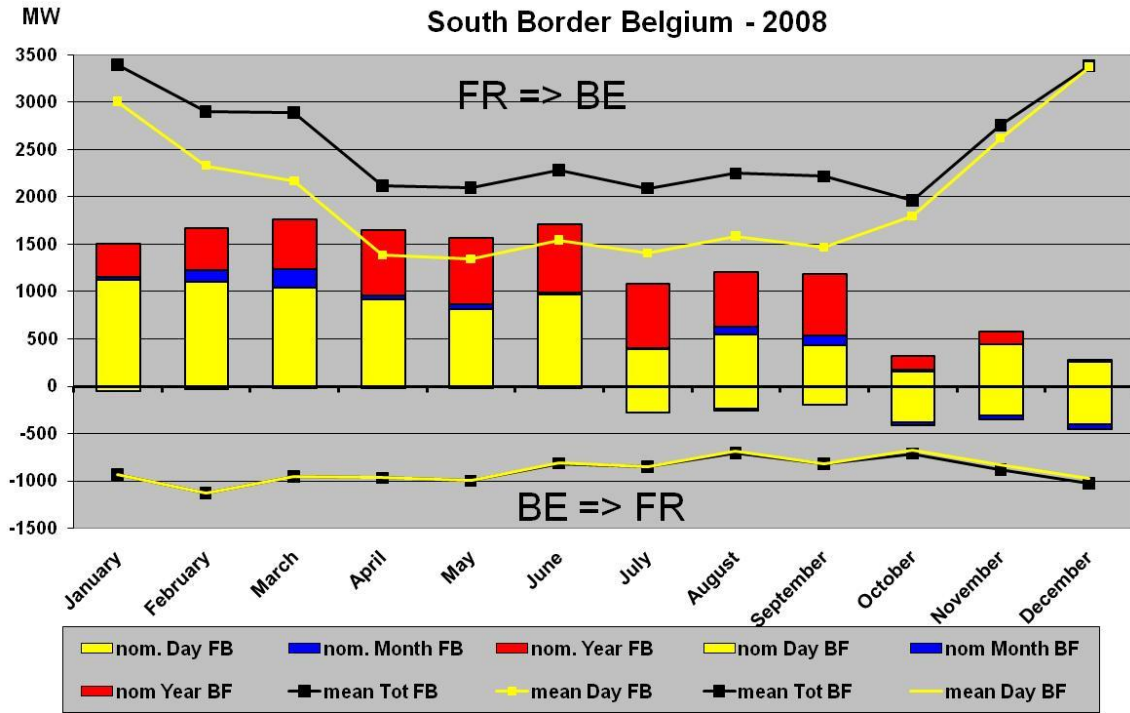


Figure 10 : utilisation de capacité d'interconnexion à la frontière entre la France et les Pays-Bas, toujours dans les deux sens.

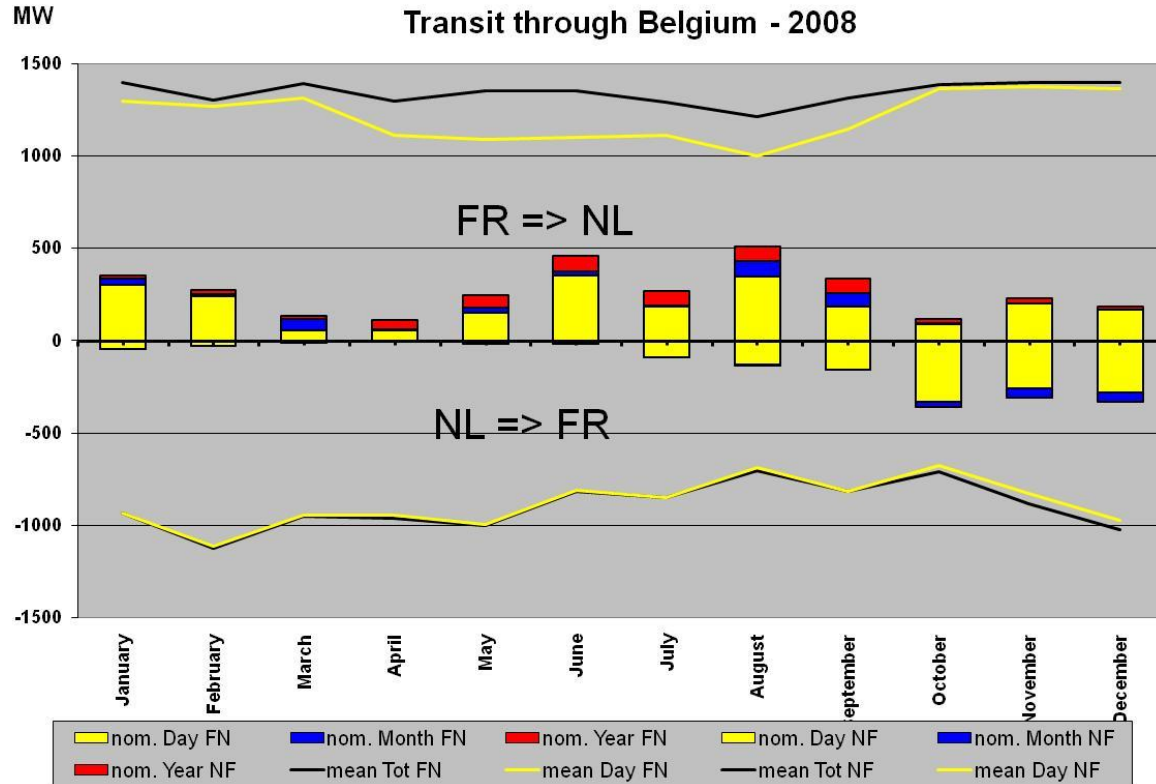
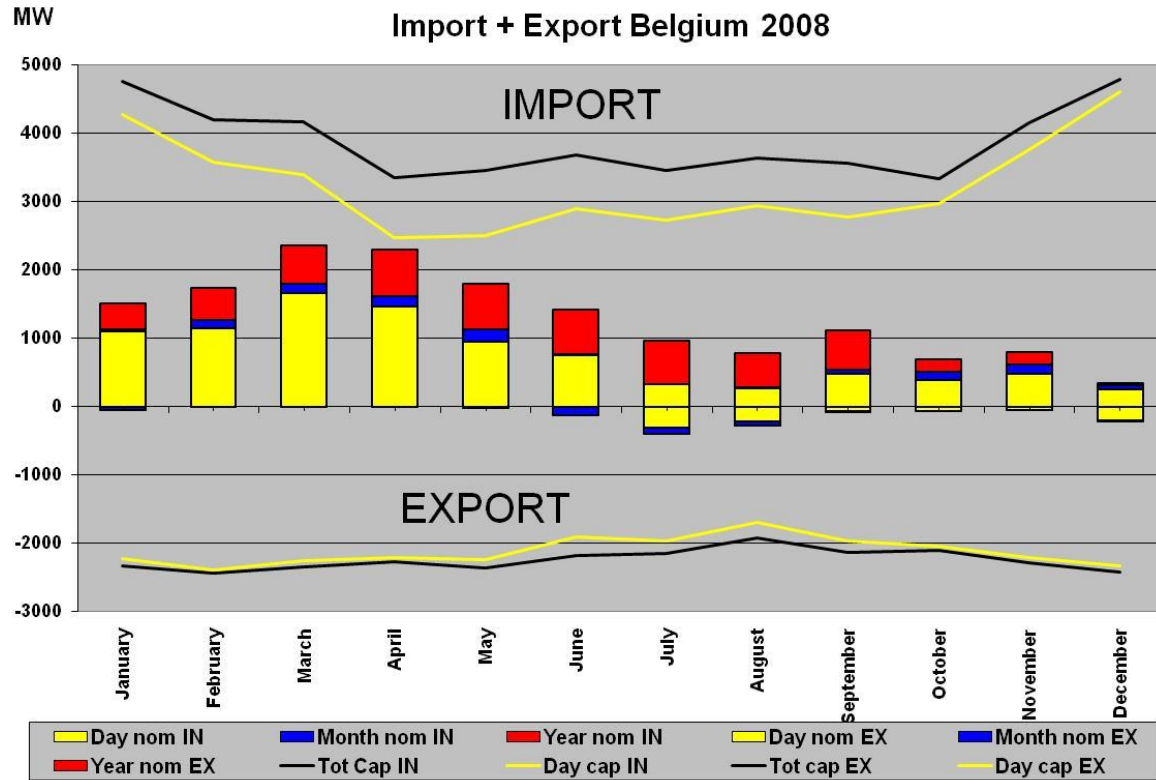


Figure 11 : utilisation de capacité d'interconnexion pour les importations/exportations et le transit.

Comme précisé ci-dessus, le premier semestre de 2008 a été remarquable pour le marché belge de l'électricité sur le plan des importations d'énergie électrique. Toutes les heures durant les six premiers mois, la Belgique a importé de l'énergie nette. Au total, 8 TWh ont été importés (soit 1830 MWh par heure en moyenne) durant cette période. Ceci apparaît sur la figure 12, qui indique les données nettes, heure par heure, pour les importations en ce qui concerne 2008. L'importation maximum était de 3788 MW le mercredi 3 avril 2008 (entre 11h et 12h). Au cours de cette heure, 87% de la capacité a été utilisée. Il ne s'agit toutefois pas là du pourcentage maximal. Durant 38 heures⁸ au cours des six premiers mois de 2008, l'usage de la capacité d'interconnexion à des fins d'importations dépassait les 95 %. Il s'agit d'une congestion totale, dans les faits, pour une grande partie de ces heures : les deux interconnexions sont, dans ce cas, saturées au même moment. Le fait que cela n'ait pas donné lieu à une utilisation à 100 % est dû au fait que la liquidation ('netting') de nominations inverses n'a pas été exécutée par le gestionnaire de réseau, ce qui a entraîné une utilisation inefficace de la capacité d'interconnexion. Cette utilisation inefficace entraîne une perte de prospérité. Le netting est utilisé sur l'interconnexion avec la France depuis le 1^{er} juillet 2008 et sur l'interconnexion avec les Pays-Bas depuis la mi-septembre 2008.

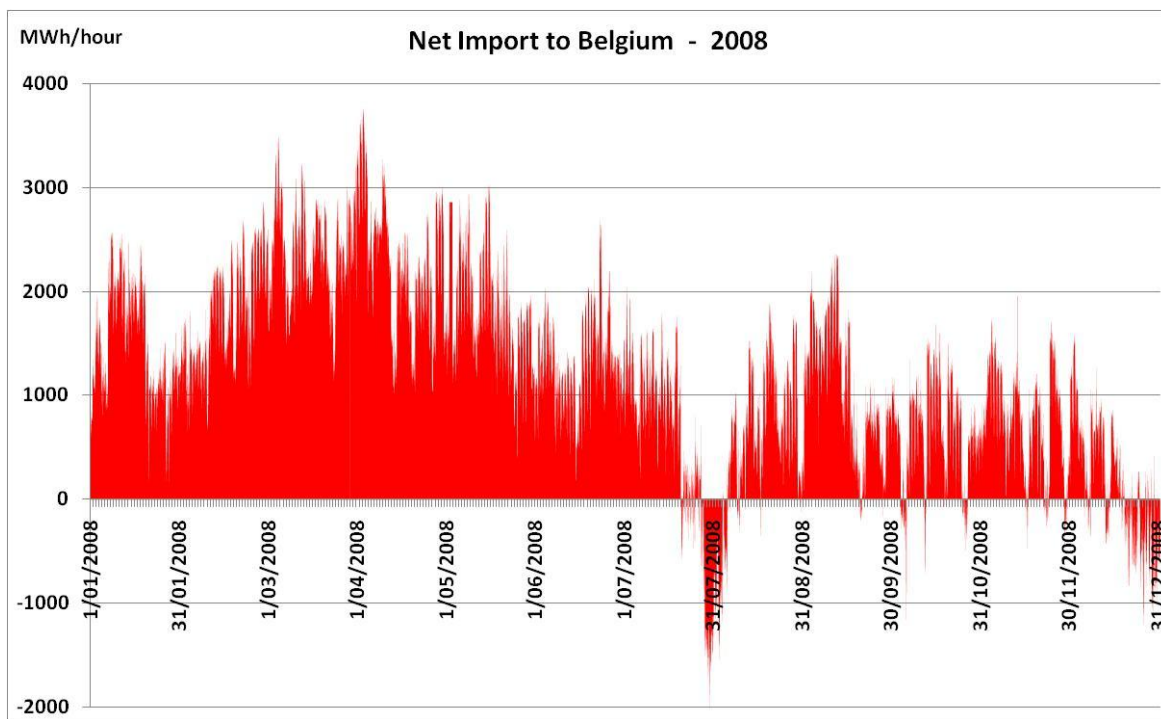


Figure 12 : importations nettes heure par heure en 2008.

⁸ 22 des 38 heures sur un jour, à savoir le 3 mai 2008. Voir partie VII pour une justification.

A.V.3 Cable NordNet

Le câble NordNet est en service depuis le 6 mai 2008. Ce câble DC sous-marin reliant la Norvège aux Pays-Bas présente une puissance de 700 MW, mise quotidiennement aux enchères via des enchères explicites. Figure 13 indique la nomination moyenne sur une base mensuelle pour les deux sens, le sens de la Norvège vers les Pays-Bas y étant indiqué en positif. Il est clair que c'est ce sens qui est le plus utilisé. L'énergie importée depuis la Norvège via le câble NordNet doit être proposée sur l'APX DAM. Figure 14 indique les nominations moyennes par heure sur le câble NordNet. Ceci démontre que c'est principalement la nuit que le transfert d'énergie entre les Pays-Bas et la Norvège a lieu. Aux heures de pointe, l'énergie est presque exclusivement transférée de la Norvège vers les Pays-Bas. L'utilisation intensive du câble NordNet implique que ce câble a incontestablement une influence positive sur le marché de l'énergie dans les deux pays, car le câble permet une allocation plus efficace des moyens de production dans ces pays.

Un communiqué de presse de TenneT du 9 juillet 2008 a signalé ce qui suit à ce sujet :
« Au cours des deux premiers mois de mise en service du câble, un bénéfice très élevé d'environ 50 millions d'euros a été réalisé. Ce résultat a dépassé toutes les attentes. Le business case établi pour le câble NordNet se basait sur un revenu annuel de 64 millions d'euros. Plus de 8 % des coûts totaux du câble ont été récupérés en deux mois de temps ».

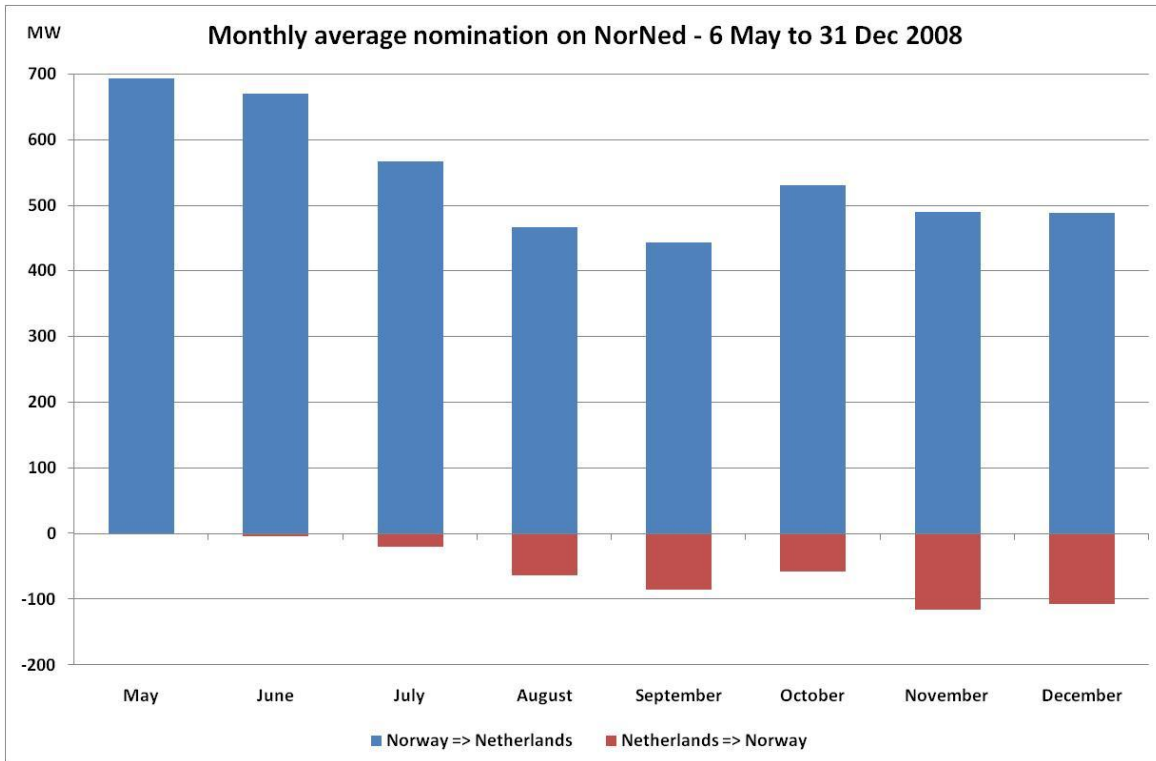


Figure 13 : nominations moyennes sur une base mensuelle sur le câble NordNet.

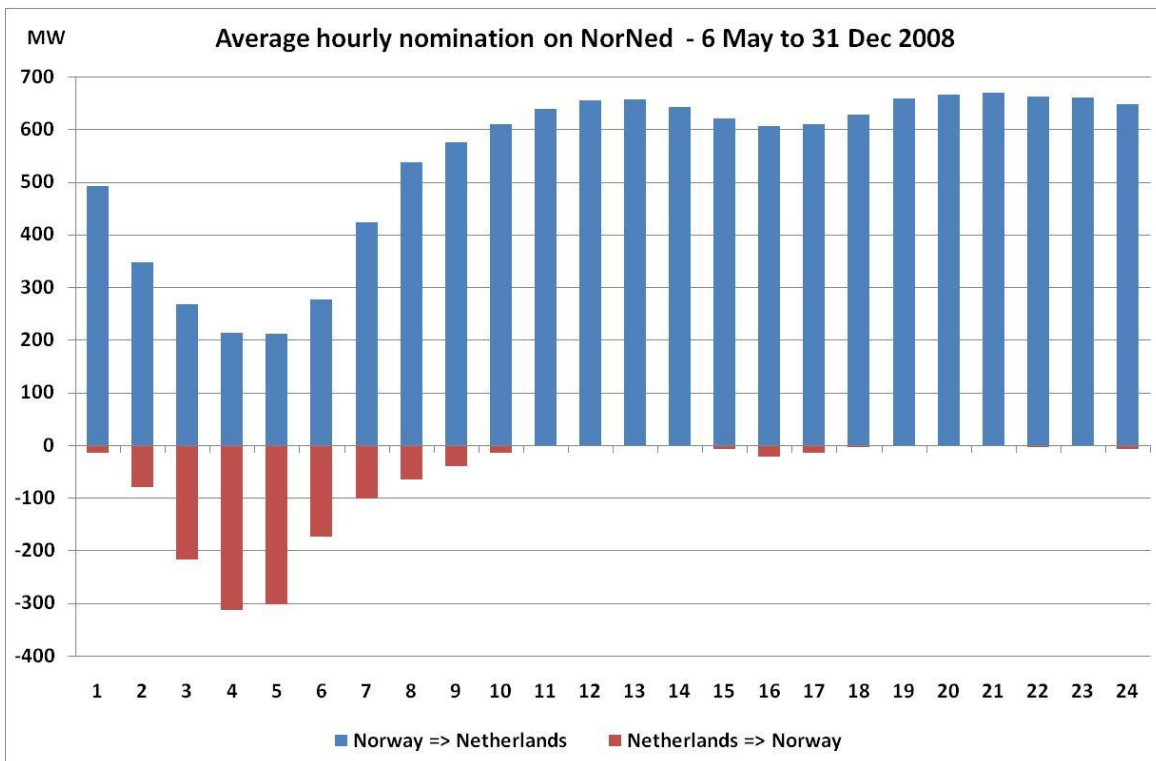


Figure 14 : nominations moyennes sur le câble NordNet, par heure.

A.VI FLUX TRANSFRONTALIERS NETS VIA BELPEX

Figure 15 se compose de deux graphiques. Le graphique supérieur de la figure indique les flux transfrontaliers mensuels nets moyens par heure pour toutes les heures via le Belpex DAM (les nominations annuelles et mensuelles ne sont donc pas indiquées). Il ressort de ce graphique que les exportations mensuelles moyennes de la Belgique vers la France via le Belpex DAM (ligne jaune) ont oscillé, durant les six premiers mois de 2008 autour de -1.000 MW (négatif => donc importations depuis la France d'environ 1.000 MW). Durant le second semestre, ces importations depuis la France diminuent fortement et ne dépassent plus les 311 MW. En octobre et en décembre, la Belgique exporte même en moyenne, via le Belpex DAM, de l'énergie vers la France.

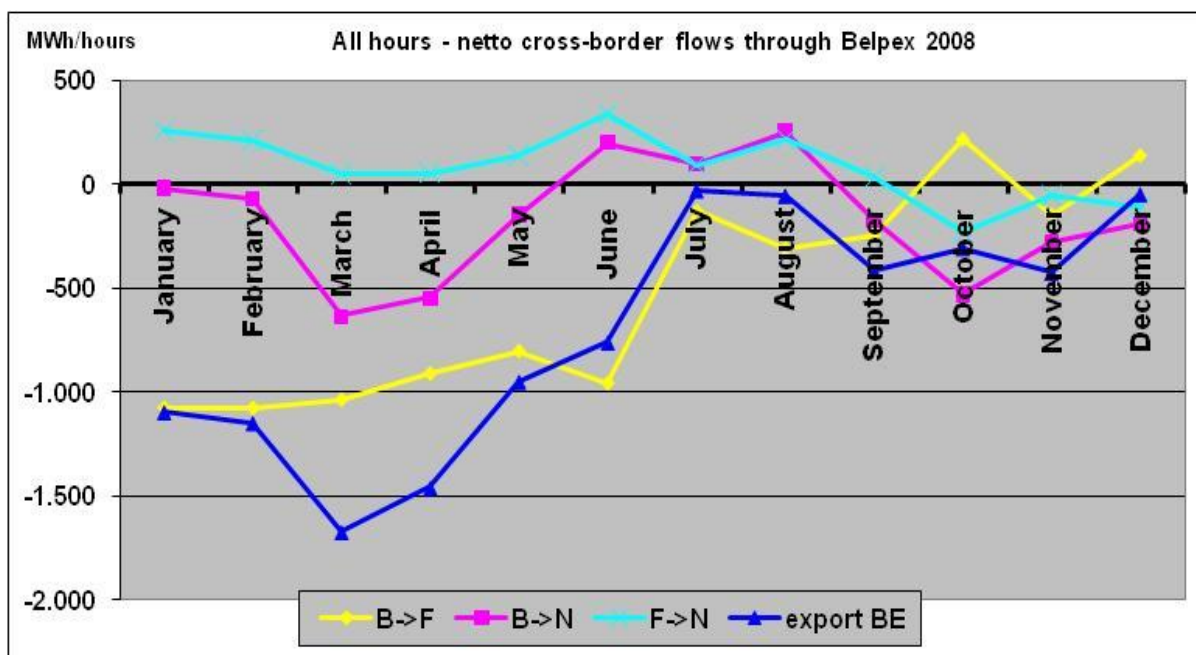
Les exportations mensuelles moyennes de la Belgique vers les Pays-Bas (ligne mauve) sont également toujours négatives, sauf durant les mois d'été juin-août. En dehors de ces mois, la Belgique effectue donc des importations depuis les Pays-Bas via le couplage de marché. Les importations dépassaient les 500 MW uniquement durant les mois de mars, avril et octobre.

La somme des importations depuis la France et les Pays-Bas indique les importations nettes de la Belgique via le couplage de marché. Les exportations belges mensuelles moyennes nettes (ligne bleue) sont toujours négatives en 2008. La Belgique est donc toujours un importateur net via le couplage de marché. Durant le premier semestre de 2008, la Belgique importe beaucoup d'énergie via le couplage de marché, avec un pic durant le mois de mars, lorsque les importations moyennes atteignent 1.673MW. Après ce pic, les importations via le Belpex DAM chutent graduellement presque à 0 MW en juillet et en août; les importations augmentent ensuite un peu.

Le couplage de marché fait également office, durant les neuf premiers mois de 2008, d'instrument de transit pour l'énergie entre la France et les Pays-Bas ; durant les trois derniers mois, de l'énergie est transférée des Pays- Bas vers la France.

Le graphique inférieur de la figure 15 indique la part ponctuelle de l'énergie importée ou exportée par rapport au volume total traité sur la bourse d'électricité respective. De cette manière, il y a moyen de déterminer l'importance relative du couplage de marché sur les

volumes traités des différentes bourses. La part d'énergie importée via le couplage de marché pour le Belpex DAM est très élevée durant les quatre premiers mois de 2008 : elle oscille autour des 80 %, après quoi elle diminue en mai et en juin pour atteindre environ 65 %. En juillet et en août, elle recule presque à zéro, puis oscille autour des 40 % durant les trois mois qui suivent. En décembre, aucune importation n'a lieu ou presque via le Belpex DAM. Les exportations françaises vers la Belgique effectuées via le couplage de marché équivalent à un peu moins de 20 % du volume sur le Powernext DAM ; par la suite, ce pourcentage chute sous les 6 % (tant pour les importations que pour les exportations) ; les échanges néerlandais d'énergie effectués via le couplage de marché ne dépassent jamais 25 % du volume d'APX DAM non plus. Ces graphiques montrent que le couplage de marché exerce une grande influence sur le fonctionnement du Belpex DAM.



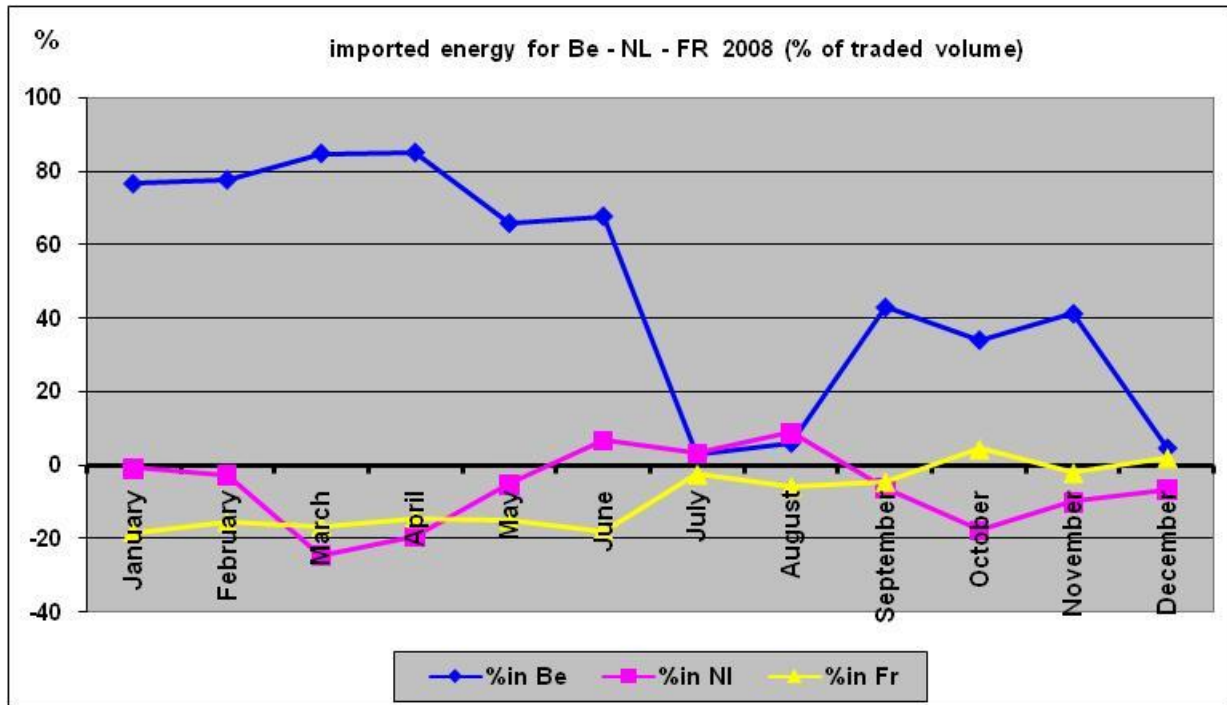


Figure 15 : flux transfrontaliers nets via Belpex : exportations vers la France, exportations vers les Pays-Bas, vers la Belgique et transit de la France vers les Pays-Bas. Le graphique supérieur indique les valeurs absolues, le graphique inférieur indique la part du volume total négocié (ce dernier n'étant pas destiné au transit).

A.VII RENTES DE CONGESTION SUR UNE BASE JOURNALIERE

Les rentes de congestion sont générées sur une interconnexion lorsque cette interconnexion est saturée. Cette saturation génère une différence de prix entre les deux bourses d'électricité. Dans la présente section, on entend par rentes de congestion, les rentes de congestion sur une base journalière qui découlent des échanges énergétiques sur le marché trilatéral et les ventes aux enchères explicites (année et mois) ne sont pas prises en considération.

Un exemple : supposons que la capacité d'importation de la France vers la Belgique soit de 1000 MW et soit saturée à heure 12 (la Belgique importe donc 1000 MWh durant cette heure). Le prix en France est de 30 EUR/MWh, le prix en Belgique est de 40 EUR/MWh. Par conséquent, la rente de congestion équivaut à (40 EUR/MWh - 30

EUR/MWh) * 1000 MWh = 10.000 EUR. Ce montant est en principe réparti entre les GRT concernés.

Un acteur du marché qui a acheté de la capacité annuelle ou mensuelle peut revendre cette capacité trois jours à l'avance ; celle-ci retourne, de ce fait, à la capacité journalière. Il s'agit du marché secondaire⁹ ou *resale*. Supposons par exemple qu'un acteur du marché ait restitué, via ce principe, 100 MW à la capacité journalière ; cet acteur recevra alors une rente de congestion pour cette capacité, soit, dans l'exemple ci-dessus. $100 * (40-30) = 1000 \text{ €}$. Les GRT concernés reçoivent ensuite ce qui reste, soit 9.000 €.

Lorsque le titulaire de capacité n'a pas vendu sa capacité avant D-3, et qu'il n'effectue pas de nominations en D-1, cette capacité retourne également à la capacité journalière qui est attribuée de manière implicite aux acteurs du marché via le principe du couplage de marché. Si une congestion surgit sur l'interconnexion, le titulaire initial de la capacité ne reçoit rien. Il s'agit du principe Use-it-Or-Lose-It (UIOLI).

Au total, en 2008, 44,2 millions d'euros ont été générés en rentes de congestion. Figure 16 indique les rentes de congestion par interconnexion et par mois. La pointe de 8,5 millions d'euros durant le mois de mai sur l'interconnexion FR->BE (ligne bleue) survient principalement au cours de la première moitié du mois, avec une rente de congestion de, respectivement 2, 6 et 1,4 millions d'euros. Le 3 mai était surtout étonnant : il s'agissait du samedi du week-end prolongé allant du 1^{er} mai au 4 mai. Durant ce jour, un volume record de 77.600 MWh avait été négocié sur le Belpex DAM au cours duquel les connexions d'importation avec la France et les Pays-Bas ont été saturées pendant presque toute la journée. Une rente de congestion de 4,5 millions d'euros est générée dans ce sens en avril 2008, dont 1,5 millions d'euros le 26 avril 2008. Ce jour-là, des pics de prix atteignant 500 EUR/MWh sont apparus sur le Belpex DAM et l'interconnexion avec la France était saturée.

Durant les mois de mars, avril et mai 2008, une rente de congestion est apparue sur l'interconnexion NL->BE (ligne jaune) de, respectivement, 2,3 1,8 et 2,4 millions d'euros. Le dernier montant était dû presque entièrement à la journée du 3 mai, durant laquelle une rente de congestion de 2,2 millions d'euros a été atteinte, pour la même raison que

⁹ La capacité annuelle peut également devenir mensuelle. Cela n'a pas été le cas durant 2008.

celle décrite ci-dessus. Au total, une rente de congestion de 4,8 millions d'euros est donc apparue le 3 mai dans les deux sens d'importations.

En août 2008, une rente de congestion de 3,6 millions d'euros est intervenue dans le sens de la Belgique vers les Pays-Bas, sans qu'un jour particulier ne se distingue (maximum le 15 août avec 591.000 EUR) : cette interconnexion a été saturée assez souvent durant tout le mois.

En octobre, une rente de congestion est intervenue dans les sens NL=>BE et BE=>FR de, respectivement 3,0 et 1,6 millions d'euros. Comme le révèle la figure 15 (voir page précédente), une quantité d'énergie assez importante a été transférée des Pays-Bas vers la France durant ce mois. C'est surtout la rente de congestion d'1,6 millions d'euros sur l'interconnexion de la Belgique vers la France qui est singulière. Jusqu'en octobre 2008, la congestion mensuelle maximale dans ce sens était de 744.000 EUR (novembre 2007). Les rentes de congestion sont, ici également, étalées sur le mois : la congestion journalière mensuelle maximale sur l'interconnexion NL=>BE durant le mois d'octobre est de 483.000 EUR (17 octobre) et sur l'interconnexion BE=>FR, elle est de 236.000 EUR (27 octobre).

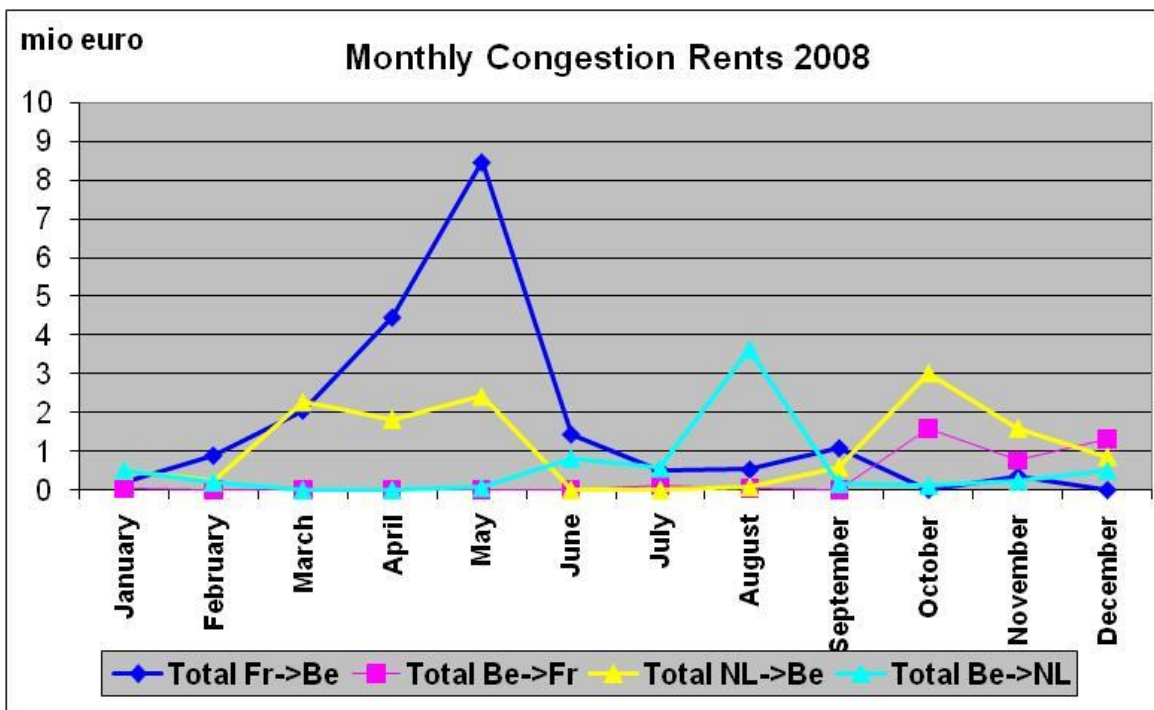


Figure 16 : rentes de congestion mensuelles sur une base journalière pour les quatre interconnexions.

Les quatre graphiques de la figure 17 exposent ce qui suit par interconnexion et par sens :

- "auctioned Y+M" : la capacité annuelle et mensuelle vendue dans ce sens au marché via une enchère explicite (axe de gauche)
- "cap to 2nd market" : la capacité annuelle et/ou mensuelle revendue par les acteurs du marché (*resale*) à la capacité journalière via le marché secondaire (axe de gauche)
- "stdev cap to 2nd" : la déviation standard du "cap to 2nd market" (axe de gauche)
- "Y cap price" : le coût de la capacité d'interconnexion exprimé en MWh, tel que fixé lors de la vente aux enchères annuelles (axe de droite)
- "M cap price" : le coût de la capacité d'interconnexion exprimé en MWh, tel que fixé lors de la vente aux enchères mensuelles (axe de droite)
- "cong. rent per MWh" : le revenu moyen par mois par MWh obtenu par un acteur du marché en remettant sa capacité mensuelle ou annuelle à Belpex et en touchant la rente de congestion en cas de congestion (axe de droite)

Sur l'interconnexion de la France vers la Belgique (FR->BE, le graphique en haut à gauche), la rente de congestion par MWh vendue en avril et surtout en mai est beaucoup plus élevée que le coût de la capacité annuelle et mensuelle ; en juin et juillet, c'est l'inverse qui prévaut. Il ressort de la déviation standard de la capacité vendue via le *resale* au couplage du marché que la variation de ce volume est relativement restreinte. Durant certains mois, la déviation standard est même de 0 MW, ce qui signifie que les acteurs du marché qui ont revendu leur capacité ont adopté une position déterminée et l'ont conservée durant le mois.

Sur l'interconnexion de la Belgique vers la France (BE->FR, graphique en haut à droite), la rente de congestion en octobre était supérieure à 3 EUR/MW/h, un montant auquel le marché ne s'était pas attendu au moment de l'enchère de capacité mensuelle fin septembre. Ici également, la déviation standard de capacité vendue via *resale* au couplage du marché est relativement faible et est même de 0 MW durant la plupart des mois.

La déviation standard est même moins élevée sur l'interconnexion des Pays-Bas vers la Belgique (NL -> BE, graphique en bas à gauche). Dans ce sens, le marché semble

éprouver des difficultés à évaluer les futures conditions du marché : la tendance et le niveau du prix mensuel payé lors de la vente aux enchères pour la capacité mensuelle sont souvent incorrects lorsqu'on les compare à la différence de prix entre les deux bourses concernées.

Il est singulier de constater que dans l'autre sens, à savoir de la Belgique vers les Pays-Bas, c'est bel et bien le cas. Il existe une corrélation relativement bonne entre le prix pour de la capacité mensuelle et les rentes de congestion sur une base journalière.

On peut affirmer, en règle générale, que le marché secondaire (resale) est important en termes de volume. Dans trois des quatre sens, le volume vendu via le *resale* au couplage du marché représente plus de 70 % de la capacité mensuelle et annuelle totale disponible pour le marché, comme l'indique le tableau ci-dessous (volumes en MW). Rien que dans le sens (South Import ou SI) de la France vers la Belgique, ce volume est de 47 %, ce qui correspond, en chiffres absolus, à un volume de 682 MW en moyenne.

2008	SI	SE	NI	NE
auctioned Y+M	1.467	579	780	780
cap to 2nd market	682	448	603	571
%	47 %	77 %	77 %	73 %

SI : south import: de la France vers la Belgique

SE : south export: de la Belgique vers la France

NI : north import: des Pays-Bas vers la Belgique

NE : north export: de la Belgique vers les Pays-Bas

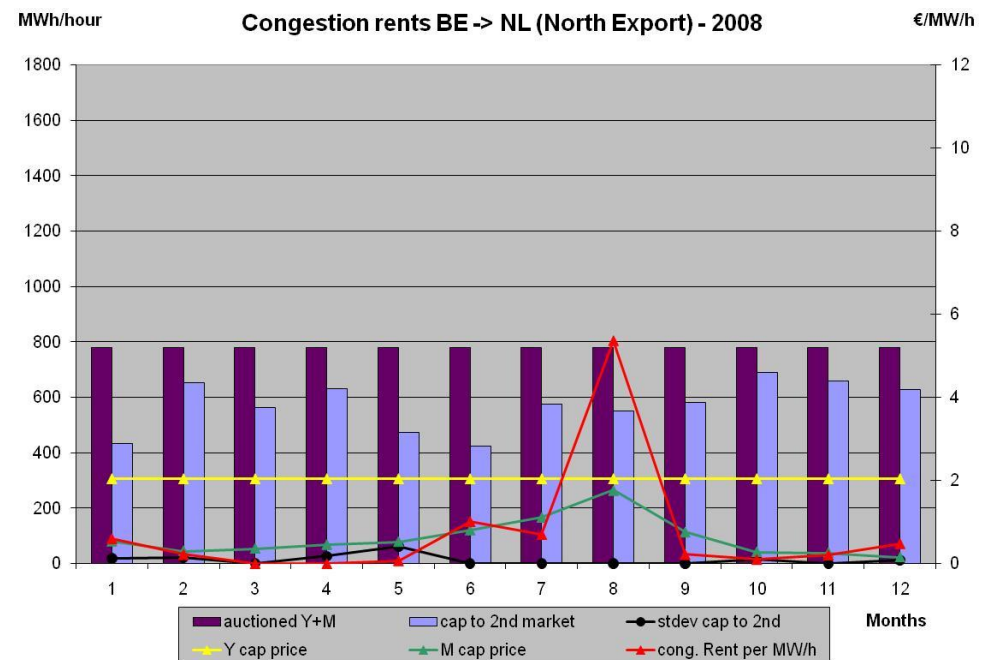
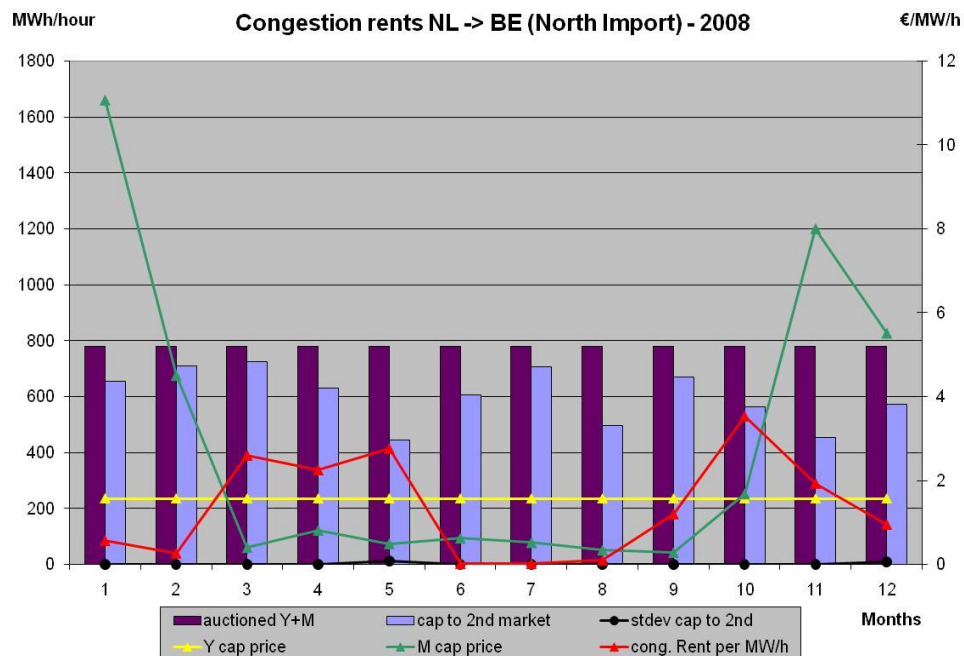
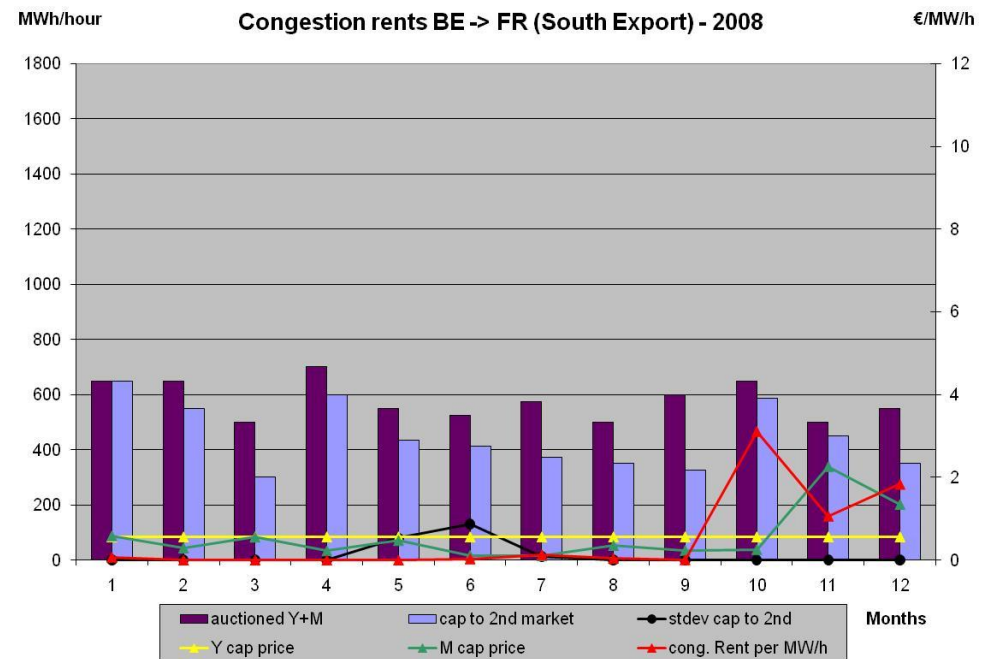
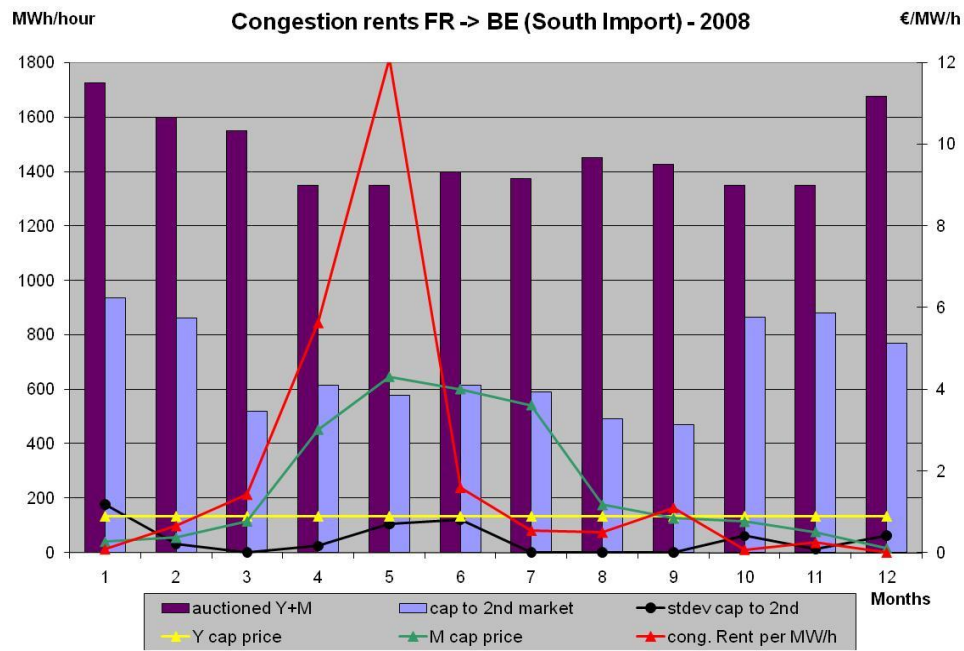


Figure 17 : prix fixé par les acteurs du marché et rentes de congestion obtenues par les acteurs du marché pour la capacité d'interconnexion à la frontière française et néerlandaise.

B. MARCHÉ INTRA-DAY¹⁰

B.I BELPEX CIM

Le 13 mars 2008, Belpex a lancé un nouveau segment de marché, à savoir le Belpex CIM ou commerce intra-day. Ce marché, contrairement au Belpex DAM, n'est pas couplé à Pownext ou APX. Depuis le 1^{er} avril 2008, SPE est un *liquidity provider* (fournisseur de liquidité) pour ce segment de marché, ce qui signifie que SPE s'engage à placer des commandes de 25 MW destinées à l'achat ou à la vente dans une fourchette de prix déterminée pendant 80 % du temps.

Le Belpex CIM propose trois produits différents : il y a moyen d'y acheter de l'énergie pour un bloc d'une heure, quatre heures ou six heures. Les blocs d'une heure sont valables pour l'ensemble des 24 heures, les blocs de 4 heures valent pour les six intervalles suivants (1-4h, 5-8h,...) ; les blocs de 6h, enfin, valent pour deux intervalles : de 9-14h et de 15-20h.

Figure 18 indique les volumes mensuels totaux négociés pour les différents produits. Au total, environ 89 GWh ont été négociés. Le volume moyen de tous les produits pris ensemble représente 12 MWh/heure.

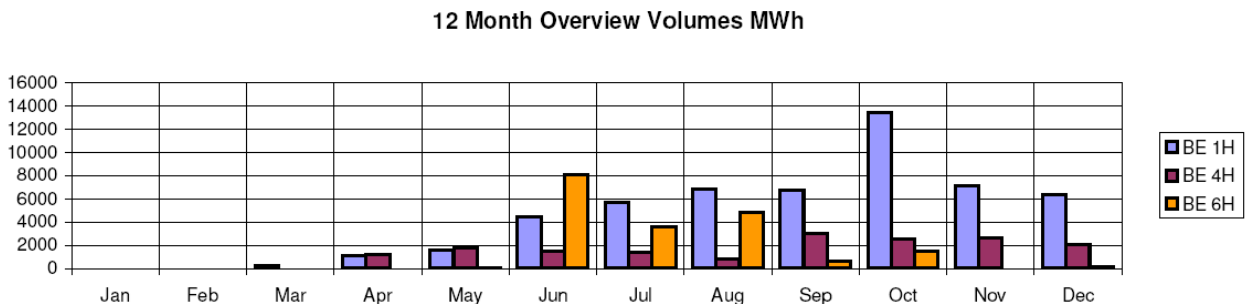


Figure 18 : volumes mensuels totaux négociés pour les différents produits (source : Belpex).

Pendant près de 20 % des heures, un échange d'énergie via Belpex CIM a lieu. Figure 19 dresse un aperçu du volume négocié par heure. Il ressort de la figure que c'est surtout en journée que l'énergie est négociée. Vu le caractère spécifique du commerce ID, la liquidité et le nombre d'acteurs actifs sur le Belpex CIM sont inférieurs au Belpex DAM.

¹⁰ Cette partie est nouvelle par rapport aux deux études précédentes. Voir également l'introduction.

Figure 20 indique le prix mensuel moyen des transactions intra-day comparé au prix des transactions DAM pour cette heure. Il en ressort que le prix CIM (ligne rouge) est en moyenne légèrement inférieur au prix DAM moyen pour cette heure (ligne bleue). Etant donné que le CIM est négocié surtout aux heures de pointe, les prix CIM moyens sont, bien entendu, supérieurs aux prix DAM, pour toutes les heures (ligne noire).

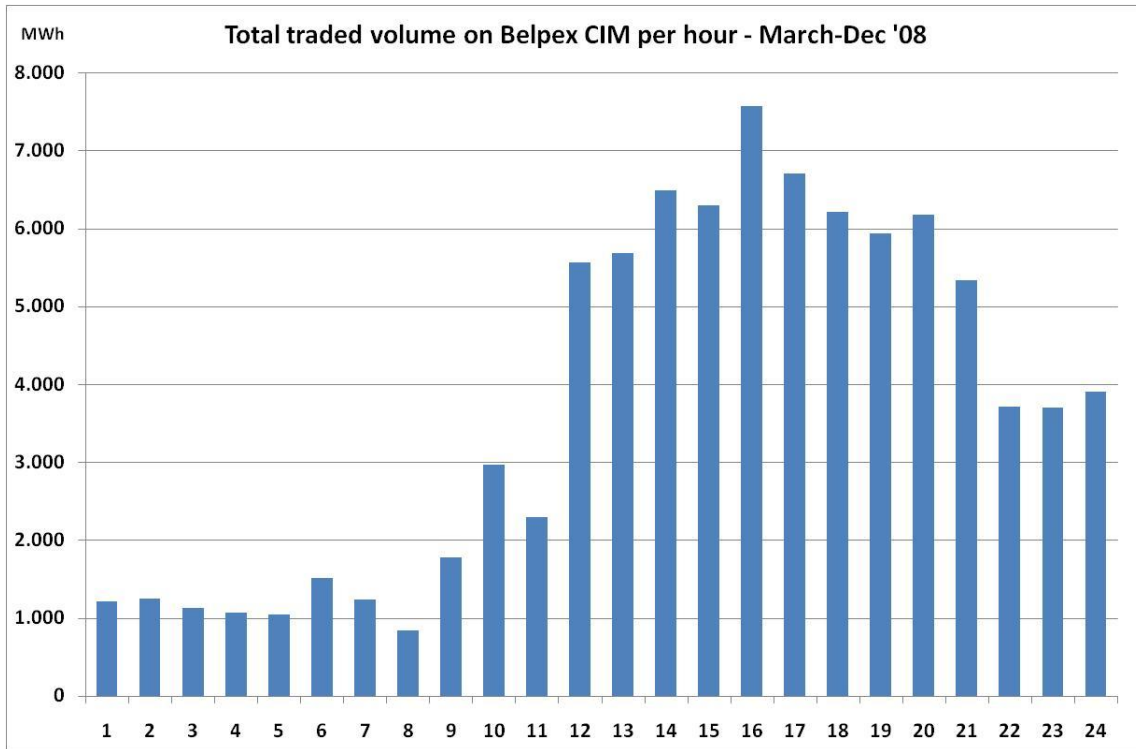


Figure 19 : volume total négocié par heure.

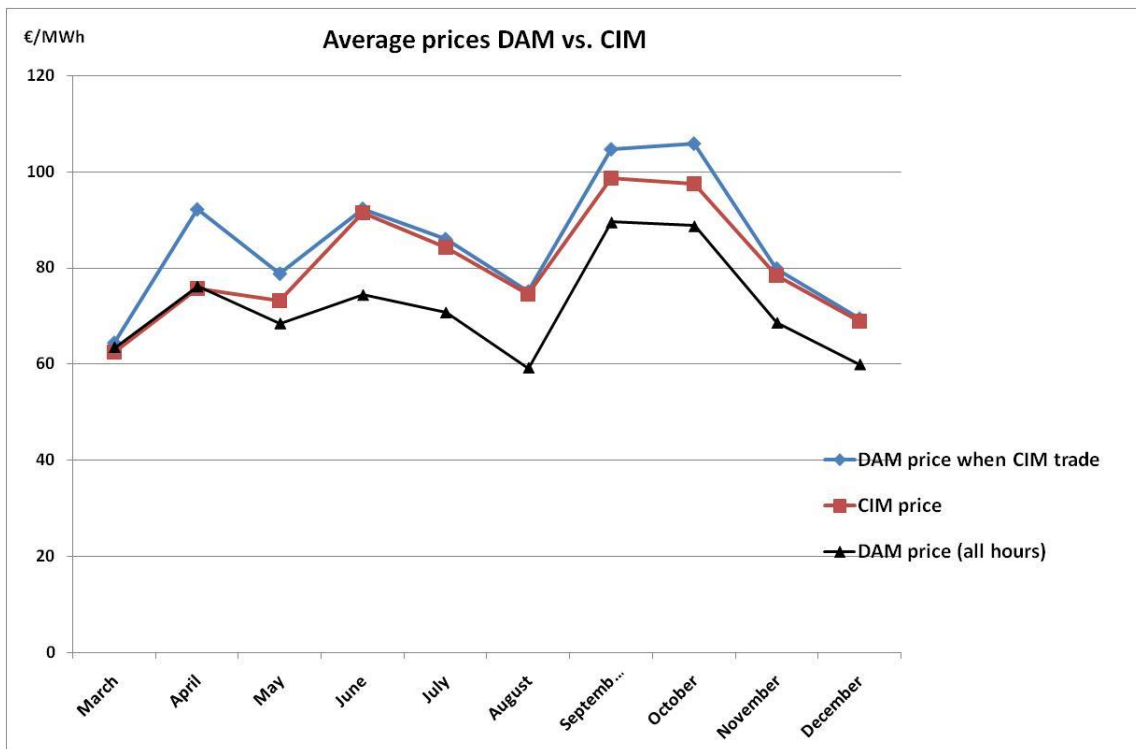


Figure 20 : prix moyens sur le Belpex DAM par rapport au Belpex CIM.

B.II INTERCONNEXION FRANCE-BELGIQUE

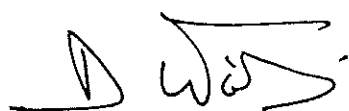
Depuis mai 2007, les acteurs du marché ne doivent plus se contenter de faire des nominations day-ahead sur l'interconnexion entre la Belgique et la France, ils peuvent également le faire en intra-day. A cet effet, il existe actuellement 12 *gates* (toutes les deux heures) au cours desquelles de la capacité peut être nominée jusqu'à 15 minutes avant le temps réel.

Cet instrument a été utilisé 46,9 % du temps en 2008 ; 20,3% à des fins d'importation d'énergie et 32,1 % à des fins d'exportation d'énergie (5,5 % d'importations et d'exportations d'énergie simultanées). Durant ces heures, 218 GWh ont été importés et 362 GWh ont été exportés. Dans le sens des importations, plus d'un acteur a nominé de l'énergie pendant environ 340 heures (4 % du temps), dans le sens des exportations, plus d'un acteur a nominé de l'énergie pendant environ 655 heures (7,5 % du temps). Cet instrument est donc fréquemment utilisé par les acteurs du marché afin d'adapter leur position dans le jour.

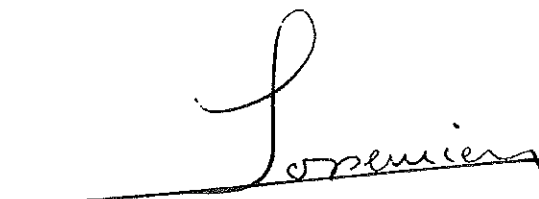
La nomination d'importation maximale en 2008 est de 1.000 MW, la nomination d'exportation maximale était de 685 MW. Si l'on n'envisage que les heures durant lesquelles des nominations ont eu lieu, le volume moyen des nominations d'importations est de 122 MW ; celui des nominations d'exportations est de 128 MW. Aux heures de pointe (heure 9 à heure 20), environ 55 % de l'énergie totale a été nominée dans le sens des importations ; dans le sens des exportations, il s'agissait de 64 %.

Sept acteurs du marché sont actifs sur le marché des interconnexions. Le top 3 du marché des importations et des exportations équivaut à une part de marché de, respectivement 90 % et 91 %.

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



Dominique Woitrin
Directeur



François POSSEMIERS
Président du Comité de direction