

Elia  
Aperçu du système et du marché 2012



# Table des matières

<b>A. Données de marché et gestion du système et du réseau</b>	
<b>I. Energie</b>	
I.1 Bilan énergétique du réseau Elia en 2012	01
I.2 Charge du réseau Elia	02
I.3 Prélèvement net	03
<b>II. Puissance</b>	
II.1. Pointe de charge du réseau Elia en 2012	04
II.2. Pointe de charge du réseau Elia et évolution de la température	04
II.3 Parc de production	06
<b>III. Marchés et flux internationaux</b>	
III.1 Marché day-ahead Belpex en 2012	07
III.2. Importations et exportations	09
<b>IV. Gestion du système</b>	
IV.1 Gestion de l'équilibre	15
IV.2 Fiabilité	16
<b>B. Obligations de service public</b>	
I.1 Energie renouvelable: certificats verts et certificats de cogénération	18
I.2 Economies d'énergie: utilisation rationnelle de l'énergie	19

# A. Données de marché et gestion du système et du réseau

## I. Energie

### I.1 Bilan énergétique du réseau Elia en 2012<sup>1</sup>

#### Bilan énergétique du réseau Elia en 2012<sup>1</sup>

(en GWh)

Importations		Exportations	
France:	7.453,0	France:	2.340,5
Luxembourg:	1.385,5	Luxembourg:	879,1
Pays-Bas:	8.010,1	Pays-Bas:	3.691,7
<b>Importations nettes: 9.937,3</b>			
Injections nettes		Prélèvements	
Centrales:	61.661,0	Clients directs:	28.595,9
Production locale sur le réseau Elia:	9.904,9	Distribution:	52.247,6
Injection à partir de GRD:	785,8	<b>Total:</b>	<b>80.843,5</b>
<b>Total:</b>	<b>72.351,8</b>	Pertes énergétiques: 1.445,5	

Le bilan offre un aperçu des importations et exportations, des injections dans le réseau Elia en Belgique, de la charge sur le réseau Elia et des pertes dues au transport. La rubrique injections nettes comprend les injections nettes dans le réseau Elia des centrales qui y sont raccordées, y compris les centrales de pompage, ainsi que les injections nettes à partir des réseaux de distribution et des productions locales qui injectent à une tension d'au moins 30 kV. Les injections d'unités de production raccordées à une tension inférieure à 30 kV sont uniquement prises en compte pour autant qu'une injection nette soit mesurée sur le réseau Elia.

#### Bilan énergétique du réseau Elia en 2011

(en GWh)

Importations		Exportations	
France:	7.221,0	France:	2.330,1
Luxembourg:	1.531,9	Luxembourg:	1.318,1
Pays-Bas:	4.514,5	Pays-Bas:	7.003,8
<b>Importations nettes: 551,7</b>			
Injections nettes		Prélèvements	
Centrales:	70.746,6	Clients directs:	28.938,6
Production locale sur le réseau Elia:	9.646,5	Distribution:	53.264,6
Injection à partir de GRD:	653,5	<b>Total:</b>	<b>82.203,2</b>
<b>Total:</b>	<b>81.046,6</b>	Pertes énergétiques: 1.458,7	

Un client disposant d'une production locale prélève de l'énergie électrique sur le réseau au même point que là où la production locale injecte sur le réseau.

Les conséquences de l'arrêt de Doel 3 et Tihange 2 à partir de l'été 2012 suite aux défauts qui avaient été constatés dans la cuve des réacteurs sont clairement visibles dans le bilan 2012. La diminution de production de ces centrales est largement compensée par une hausse des importations nettes d'énergie depuis la France et les Pays-Bas.



## I.2 Charge du réseau Elia<sup>2</sup>

### Charge du réseau Elia en 2011 et 2012, par mois

Dans le passé, la charge enregistrée sur le réseau Elia donnait une image assez correcte de la consommation d'électricité en Belgique. Ce n'est plus le cas suite à la croissance de la production décentralisée injectée et consommée au niveau des réseaux de distribution (principalement l'éolien onshore et le photovoltaïque).

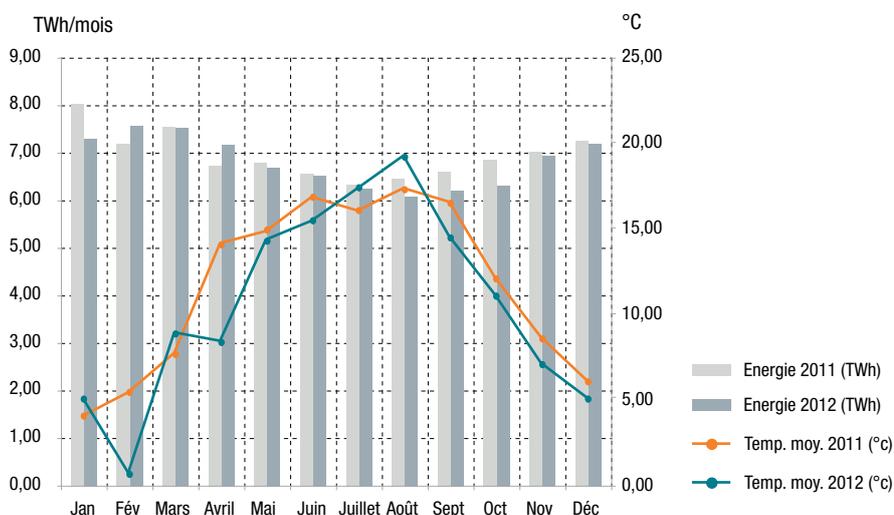
Les chiffres publiés par Elia sont relatifs à la charge sur son réseau. Celle-ci est subdivisée en deux catégories: d'une part, les prélèvements et la production locale des clients directs raccordés au réseau Elia (clients industriels) et, d'autre part, les prélèvements des gestionnaires de réseaux de distribution qui acheminent à leur tour l'électricité vers les clients raccordés à leurs réseaux (industries, professionnels, collectivités et clients résidentiels).

La quantité d'énergie est exprimée en gigawattheures (GWh) ou en terawattheures (TWh = 1000 GWh). A titre d'illustration, un gigawattheure est la quantité d'énergie nécessaire pour alimenter 50 millions de lampes économiques de 20 watts pendant 1 heure.

Le graphique ci-après présente, pour chaque mois de la période 2011-2012, la charge du réseau Elia par mois et les températures moyennes en °C. La charge du réseau est en grande partie influencée par la température et la saison.

La charge du réseau Elia a diminué de 2,0 %, passant de 83,4 TWh en 2011 à 81,7 TWh en 2012. Sur base annuelle cette charge a connu son maximum en 2005, avec 89,5 TWh. Globalement en 2012, la consommation des clients industriels raccordés directement au réseau Elia a diminué de 1,81 % et celle des gestionnaires de réseau de distribution de 1,9% par rapport à 2011.

En 2012, tout comme en 2011, les valeurs enregistrées étaient inférieures aux valeurs des mois correspondants de l'année précédente et ce, pour tous les mois de l'année, excepté février et avril. La baisse observée en 2011 s'est donc poursuivie en 2012. Ces valeurs sont néanmoins toujours supérieures à celles de 2009, au plus fort de la crise économique et financière qui avait démarré fin 2008.



<sup>2</sup> La charge du réseau Elia est basée sur les injections d'énergie électrique dans le réseau Elia. Elle comprend la production nette des unités injectant dans le réseau Elia (à une tension d'au moins 30 kV), le bilan des importations et des exportations aux frontières de la zone de réglage Elia ainsi que les injections nettes depuis les réseaux de distribution. L'énergie nécessaire au pompage de l'eau dans les réservoirs de stockage des centrales de pompage raccordées au réseau Elia est soustraite.

Le réseau Elia comprend les réseaux de tension d'au moins 30 kV en Belgique ainsi que le réseau Sotel/Twinerg dans le sud du Grand-duché de Luxembourg. A noter que la charge du réseau Elia diverge de plus en plus de la consommation en Belgique du fait de l'augmentation de la production décentralisée raccordée aux réseaux de distribution (à une tension inférieure à 30 kV).

	Jan	Fév	Mars	Avril	Mai	Juin	Juillet	Août	Sept	Oct	Nov	Déc
<b>Energie 2012 (TWh)</b>	7,30	7,58	7,52	7,17	6,69	6,53	6,25	6,09	6,21	6,32	6,94	7,20
<b>Energie 2011 (TWh)</b>	8,03	7,20	7,55	6,74	6,79	6,56	6,34	6,46	6,60	6,85	7,04	7,24
<b>Temp. moy. 2012 (°c)</b>	5,10	0,70	8,90	8,40	14,30	15,40	17,30	19,20	14,50	11,10	7,10	5,10
<b>Temp. moy. 2011 (°c)</b>	4,00	5,40	7,70	14,10	14,80	16,80	16,00	17,30	16,50	12,10	8,60	6,10

## I.3 Prélèvement net

Le prélèvement net d'énergie électrique est la somme d'énergie nette prélevée à tous les points d'accès, y compris le prélèvement net du gestionnaire de réseau luxembourgeois Sotel mesuré à la frontière avec la Belgique.

Il n'inclut pas la production locale des clients industriels raccordés au réseau Elia.

On notera que les prélèvements nets par région dépendent de la localisation des points de prélèvement et ne donnent, par conséquent, qu'une approximation des prélèvements nets réels dans chaque région.

### Prélèvements nets dans la zone de réglage Elia par région

GWh	2009	2010	2011	2012
<b>Flandre</b>	43.884	45.472	42.806	41.452
<b>Bruxelles</b>	5.863	5.907	5.711	5.688
<b>Wallonie (y compris Sotel)</b>	24.044	25.010	24.527	24.103
<b>Total Belgique</b>	<b>73.791</b>	<b>76.390</b>	<b>73.044</b>	<b>71.243</b>

### Prélèvements nets dans la zone de réglage Elia par type de clients

GWh	2009	2010	2011	2012
<b>Clients directs</b>	18.559	20.143	19.779	18.996
<b>GRD</b>	55.232	56.247	53.265	52.248
<b>Total</b>	<b>73.791</b>	<b>76.390</b>	<b>73.044</b>	<b>71.243</b>



## II. Puissance

### II.1 Pointe de charge du réseau Elia en 2012

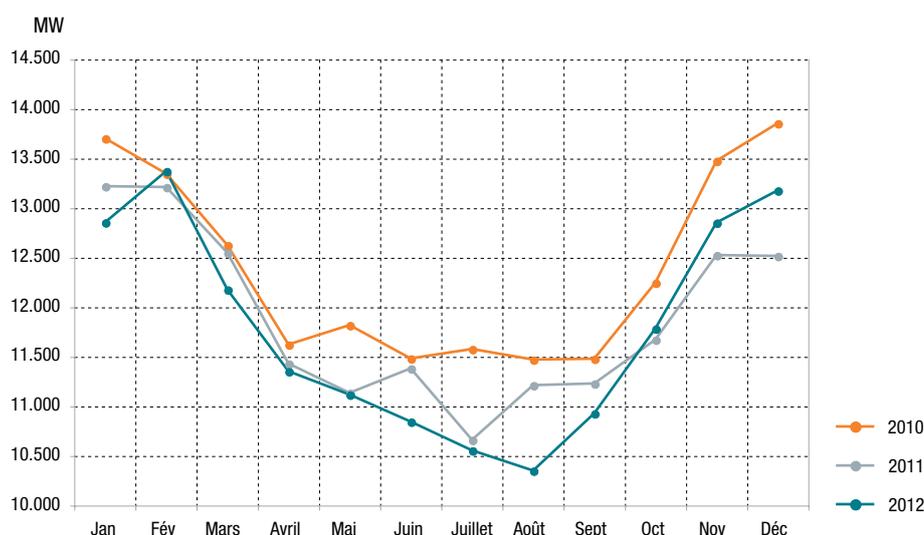
La charge maximale sur le réseau Elia a été enregistrée le 8 février 2012 entre 18h45 et 19h00. Elle s'élevait à 13.362 MW, une valeur inférieure de 4,8% au record absolu observé le 17 décembre 2007 (14.033 MW) mais supérieure de 1,2% à la valeur maximale observée en 2011 (13.208 MW le 11 janvier 2011).

Le niveau de charge le plus faible (5.845 MW) a été observé le 22 juillet 2012, entre 14h30 et 14h45. Il est inférieur de 6,2% à la valeur minimale observée en 2011 (6.232 MW le 24 juillet). Notons que c'est la première fois que ce minimum de charge est enregistré au cours de la journée et non durant la nuit.

### II.2 Pointe de charge du réseau Elia et évolution de la température

Le tableau et le graphique ci-après présentent, pour chaque mois durant la période 2010-2012, la charge maximale du réseau Elia (en MW).

Charge maximale du réseau Elia en 2010, 2011 et 2012 (pointe synchrone)

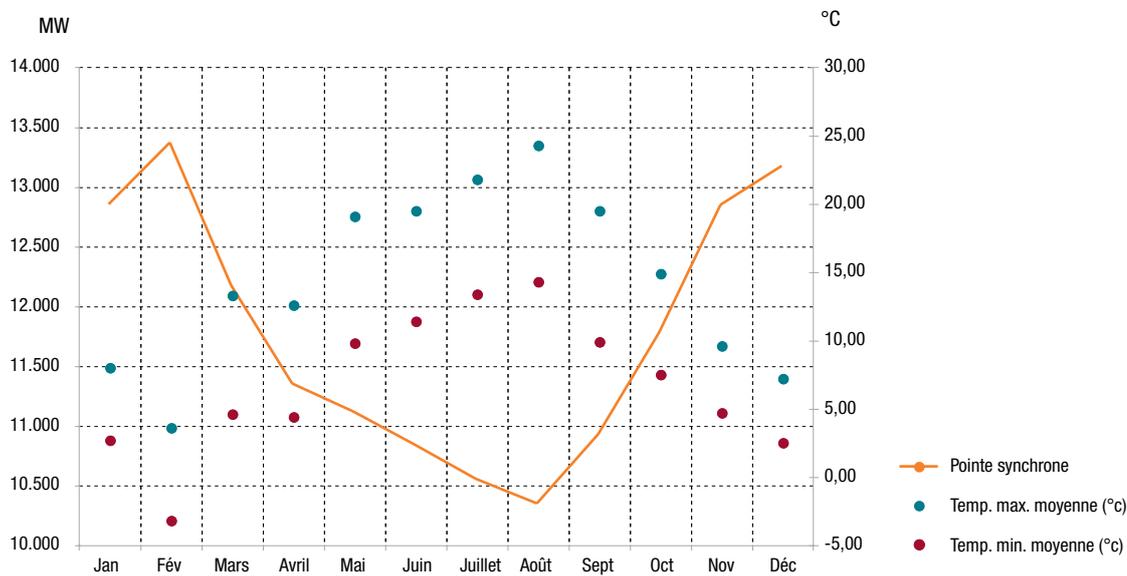


MW	Jan	Fév	Mars	Avril	Mai	Juin	Juillet	Août	Sept	Oct	Nov	Déc
<b>2012</b>	12.844	13.362	12.167	11.342	11.107	10.832	10.545	10.340	10.917	11.773	12.841	13.167
<b>2011</b>	13.208	13.201	12.536	11.420	11.123	11.370	10.650	11.202	11.217	11.660	12.514	12.507
<b>2010</b>	13.692	13.335	12.616	11.613	11.808	11.472	11.567	11.459	11.468	12.236	13.467	13.845



### Charge maximale du réseau Elia et températures moyennes<sup>3</sup> par mois en 2012

Les différences au niveau de la charge maximale s'expliquent principalement par les différences de température et d'intensité de l'activité économique en Belgique. Le graphique et le tableau ci-dessous présentent la charge maximale par mois ainsi que les températures maximales et minimales moyennes de chaque mois (en °C).



2012	Jan	Fév	Mars	Avril	Mai	Juin	Juillet	Août	Sept	Oct	Nov	Déc
Pointe synchrone en MW	12.844	13.362	12.167	11.342	11.107	10.832	10.545	10.340	10.917	11.773	12.841	13.167
Temp. max. moy. (°C)	8,00	3,60	13,30	12,60	19,10	19,50	21,80	24,30	19,50	14,90	9,60	7,20
Temp. min. moy. (°C)	2,70	-3,20	4,60	4,40	9,80	11,40	13,40	14,30	9,90	7,50	4,70	2,50

### Température moyenne par mois<sup>3</sup>

2012	Jan	Fév	Mars	Avril	Mai	Juin	Juillet	Août	Sept	Oct	Nov	Déc
Temp. moy. 2012 (°C)	5,10	0,70	8,90	8,40	14,30	15,40	17,30	19,20	14,50	11,10	7,10	5,10
Temp. moy. 2011 (°C)	4,00	5,40	7,70	14,10	14,80	16,80	16,00	17,30	16,50	12,10	8,60	6,10

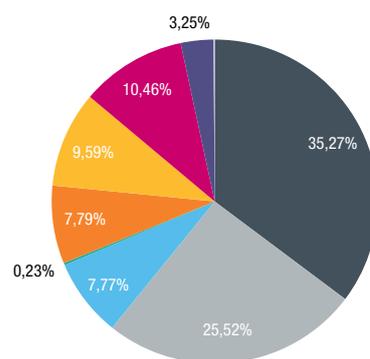
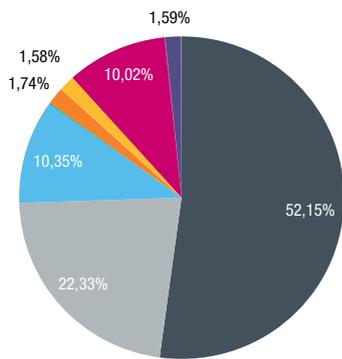
## II.3 Parc de production

Répartition de la production suivant le type d'installation en 2012

Type	MWh
Centrales nucléaires	38.393.301
TGV et centrales au gaz	16.440.439
Centrales Classiques	7.616.962
Multicombustibles	175.100
Monocombustibles	7.441.861
Energie hydraulique	118.321
Centrales de pompage	1.278.660
Autres	1.163.470
Moteurs diesel	3.901
Turbojets	16.720
Incinérateurs	1.098.194
Autres	44.654
Cogénération	7.375.294
Energie éolienne	1.167.571
Energie photovoltaïque	19.985
<b>Total avec les centrales de pompage</b>	<b>73.574.002</b>
<b>Total sans les centrales de pompage</b>	<b>72.275.357</b>

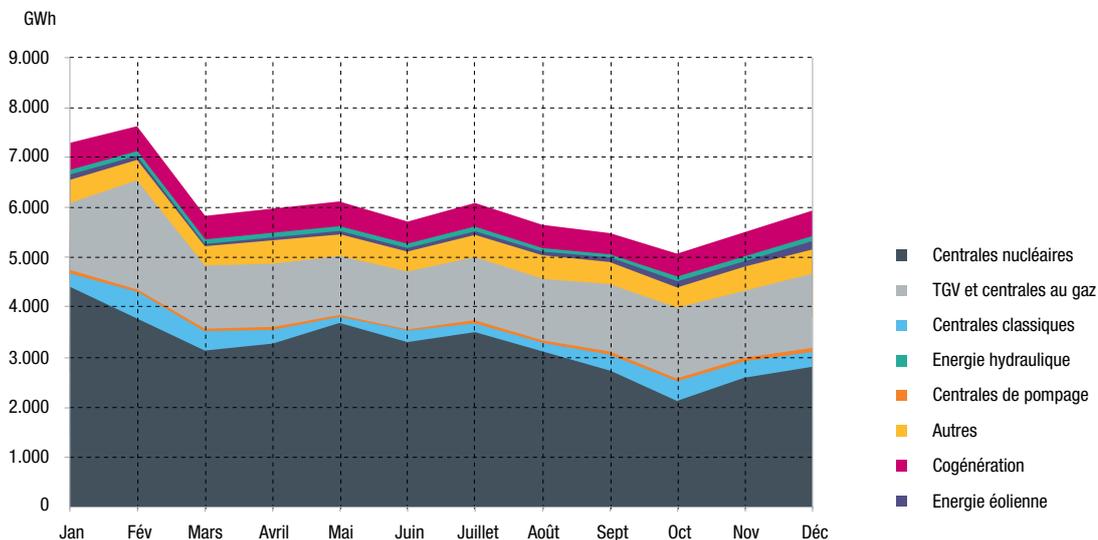
Répartition de la puissance de production installée en 2012

Type	MW
Centrales nucléaires	5.926
TGV et centrales au gaz	4.288
Centrales Classiques	1.305
Multicombustibles	305
Monocombustibles	1000
Energie hydraulique	39
Centrales de pompage	1.308
Autres	1.612
Moteurs diesel	70
Turbojets	210
Incinérateurs	1.152
Autres	180
Cogénération	1.758
Energie éolienne	547
Energie photovoltaïque	19
<b>Total avec les centrales de pompage</b>	<b>16.8012</b>
<b>Total sans les centrales de pompage</b>	<b>15.475</b>



- Centrales nucléaires
- TGV et centrales au gaz
- Centrales classiques
- Energie hydraulique
- Centrales de pompage
- Autres
- Cogénération
- Energie éolienne
- Energie photovoltaïque

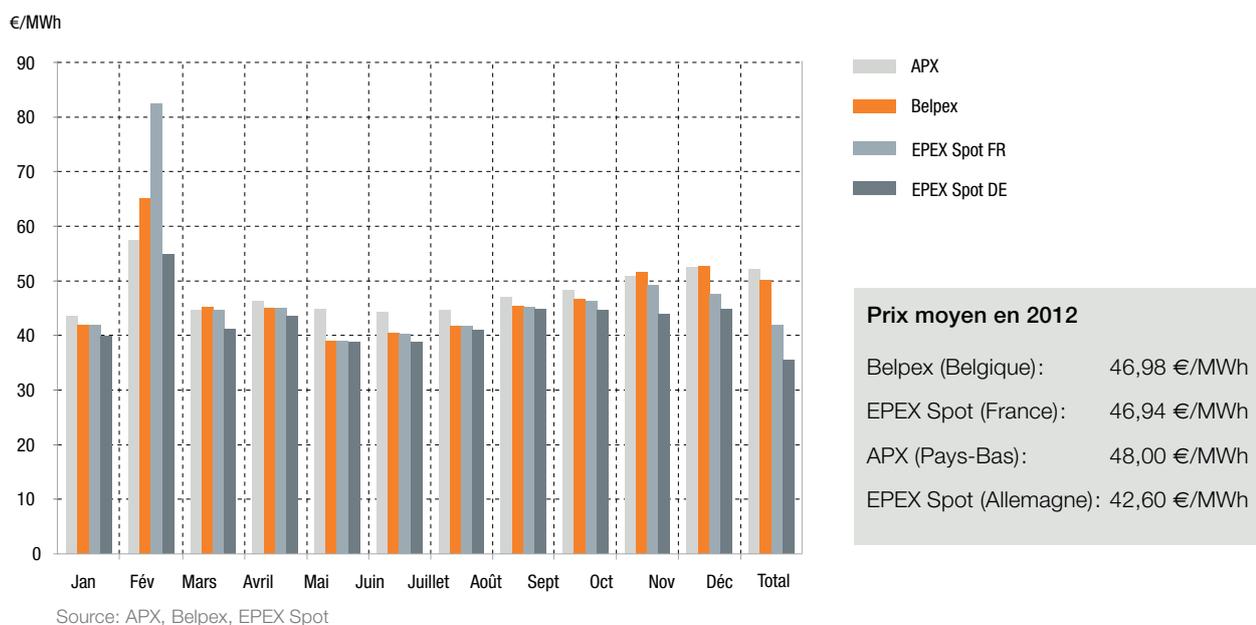
Production mensuelle d'électricité par type d'unité de production en 2012



### III. Marchés et flux internationaux

## III.1 Marché day-ahead Belpex en 2012

#### Evolution en 2012 des prix sur le marché day-ahead Belpex



Source: APX, Belpex, EPEX Spot

#### Convergence des prix avec les bourses d'énergie dans les pays voisins – Deux ans de couplage de marché entre CWE et ITVC

Le "couplage des prix" permet de calculer simultanément les volumes des échanges d'électricité et les prix de marché sur base des informations communiquées par les gestionnaires de réseau de transport d'électricité (capacités de transport disponibles aux frontières) et les bourses d'énergie (offres d'achat et de vente). Ce mécanisme a été mis en service pour la première fois entre la Belgique, la France et les Pays-Bas en novembre 2006 et a immédiatement permis d'augmenter le facteur d'utilisation des capacités d'import et d'export mis à disposition par Elia.

Il utilise un algorithme développé en Belgique par Belpex, Elia et N-Side.

Ce couplage des marchés a été étendu fin 2010 à toute la zone centre-ouest européenne, incluant l'Allemagne et le Grand-duché de Luxembourg, ainsi que, selon des modalités techniques légèrement différentes, à la Scandinavie. Ce mécanisme permet une utilisation optimale des capacités d'interconnexion entre les réseaux de ces pays et une plus grande harmonisation des niveaux de prix au sein d'une zone couvrant plus de 70% de la consommation électrique européenne.

En 2012, les prix des quatre marchés journaliers couplés au sein de CWE ont convergé quelque 45,08% du temps (avec

un maximum de 70,16% en août et un minimum de 18,25% en février); en outre, les prix étaient les mêmes en Belgique et en France durant 84,18% du temps et en Belgique et aux Pays-Bas durant 72,18% du temps.

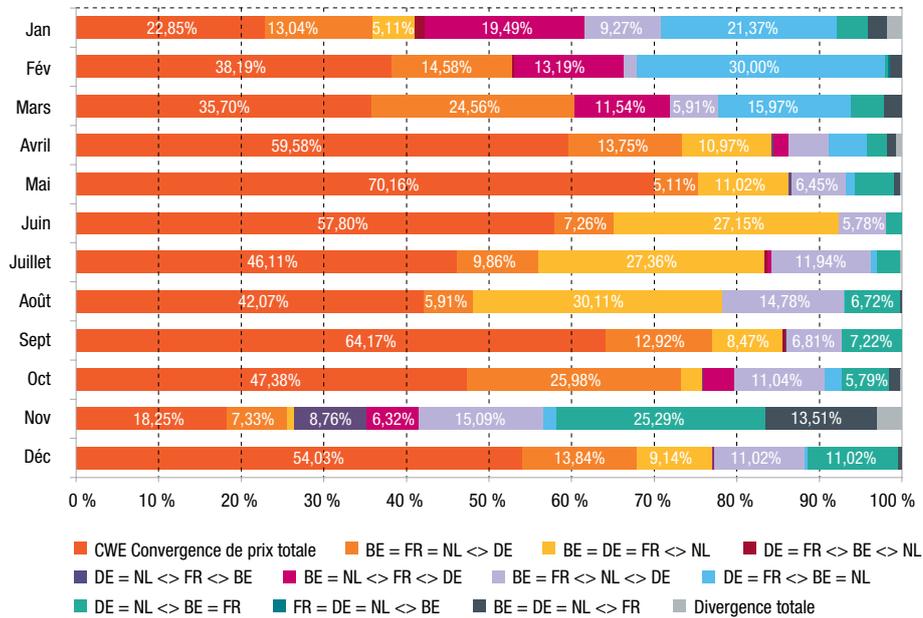
La convergence totale des prix au sein de CWE en 2012 est plus basse qu'en 2011 suite à:

- une divergence de prix avec les Pays-Bas, en début d'année, les unités au gaz n'y tournant pas pour des motifs économiques;
- une divergence de prix avec la France pendant la vague de froid en février suite à la pointe de consommation enregistrée;
- l'indisponibilité de deux réacteurs nucléaires en Belgique depuis les mois d'été.

Le couplage des marchés du centre-ouest de l'Europe a donné lieu à des prix de gros sensiblement inférieurs à ceux qui auraient été observés sans le couplage des marchés. Cet effet positif pour les consommateurs résulte d'une réduction de la volatilité des prix en combinant la liquidité des marchés day-ahead de la région tout en permettant d'éviter des prix négatifs à des moments de faible consommation combinée à une production renouvelable importante.

Le couplage de marché a également conduit à une meilleure utilisation des capacités d'import/export aux frontières de la Belgique sur base quotidienne, avec des volumes de 15,5 TWh pour les importations et de 6 TWh pour les exportations.

### Convergence des prix entre les marchés day-ahead de la Belgique, des Pays-Bas, de la France et de l'Allemagne du 1<sup>er</sup> janvier au 31 décembre 2012



### Volumes négociés sur Belpex

La croissance des volumes sur le marché day-ahead s'est poursuivie en 2012, représentant 20,4% de la charge du réseau Elia contre 14,8% en 2011. Le volume échangé est également en augmentation, passant d'une moyenne quotidienne de 33.839 MWh en 2011 à 44.988 MWh en 2012, soit une augmentation de 33%.

Le volume record date du 30 octobre 2012 avec 88.180 MWh, soit 37,32% de la charge du réseau.





## III.2. Importations et exportations

### Flux physiques d'énergie avec les pays limitrophes

#### Volumes importés et exportés 2011 – 2012

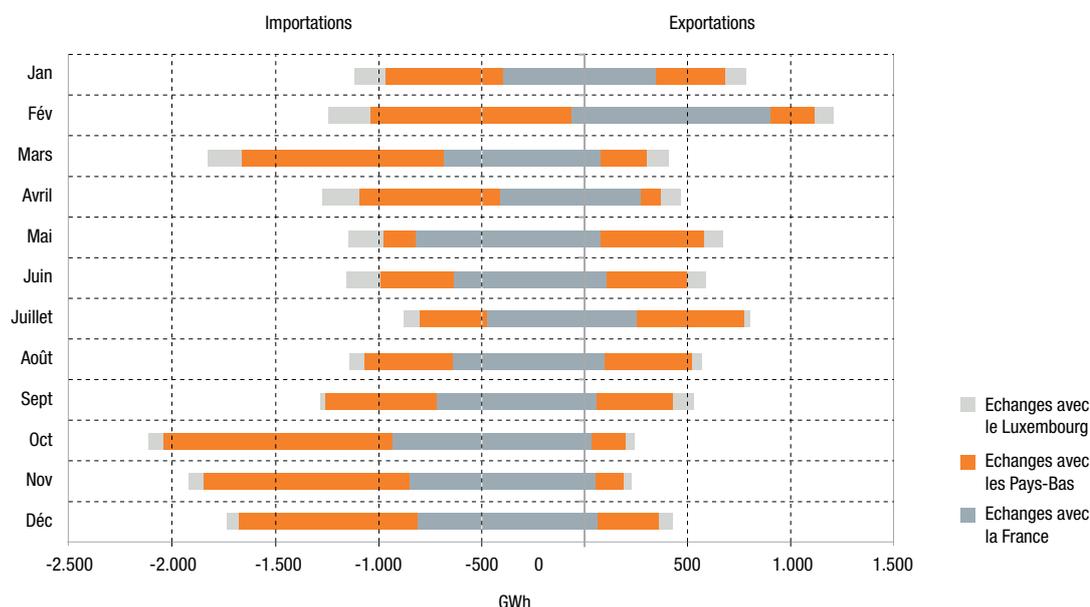
Le tableau offre un aperçu des flux physiques d'énergie électrique mesurés annuellement aux frontières. Les flux physiques ne correspondent pas nécessairement aux flux contractuels. En effet, la façon dont l'énergie électrique se disperse dans le réseau dépend de la résistance. Elle suit la voie de la résistance la plus faible et non celle des accords commerciaux. Le gestionnaire du réseau doit toutefois tenir compte des flux physiques réels aux frontières pour assurer la sécurité de fonctionnement du système électrique.

2012	Lux Exports	Lux Imports	Fr Exports	Fr Imports	NI Exports	NI Imports
Jan	99,0 GWh	-148,7 GWh	343,0 GWh	-396,5 GWh	341,9 GWh	-574,3 GWh
Fév	89,3 GWh	-202,7 GWh	902,9 GWh	-66,2 GWh	210,9 GWh	-974,2 GWh
Mars	102,4 GWh	-164,0 GWh	75,2 GWh	-685,3 GWh	227,2 GWh	-978,6 GWh
Avril	94,3 GWh	-177,4 GWh	272,0 GWh	-415,0 GWh	97,9 GWh	-683,5 GWh
Mai	88,3 GWh	-165,5 GWh	78,1 GWh	-822,0 GWh	503,8 GWh	-158,7 GWh
Juin	92,8 GWh	-161,5 GWh	107,8 GWh	-636,3 GWh	388,8 GWh	-357,4 GWh
Juillet	26,5 GWh	-73,8 GWh	254,6 GWh	-476,0 GWh	522,1 GWh	-330,5 GWh
Août	44,0 GWh	-69,5 GWh	97,2 GWh	-639,6 GWh	427,2 GWh	-431,7 GWh
Sept	99,8 GWh	-25,2 GWh	58,8 GWh	-720,7 GWh	371,3 GWh	-536,9 GWh
Oct	42,5 GWh	-70,1 GWh	33,7 GWh	-934,2 GWh	164,3 GWh	-1.113,7 GWh
Nov	33,9 GWh	-69,0 GWh	52,0 GWh	-850,1 GWh	141,7 GWh	-1.000,9 GWh
Déc	66,2 GWh	-58,1 GWh	65,2 GWh	-811,2 GWh	294,6 GWh	-869,8 GWh

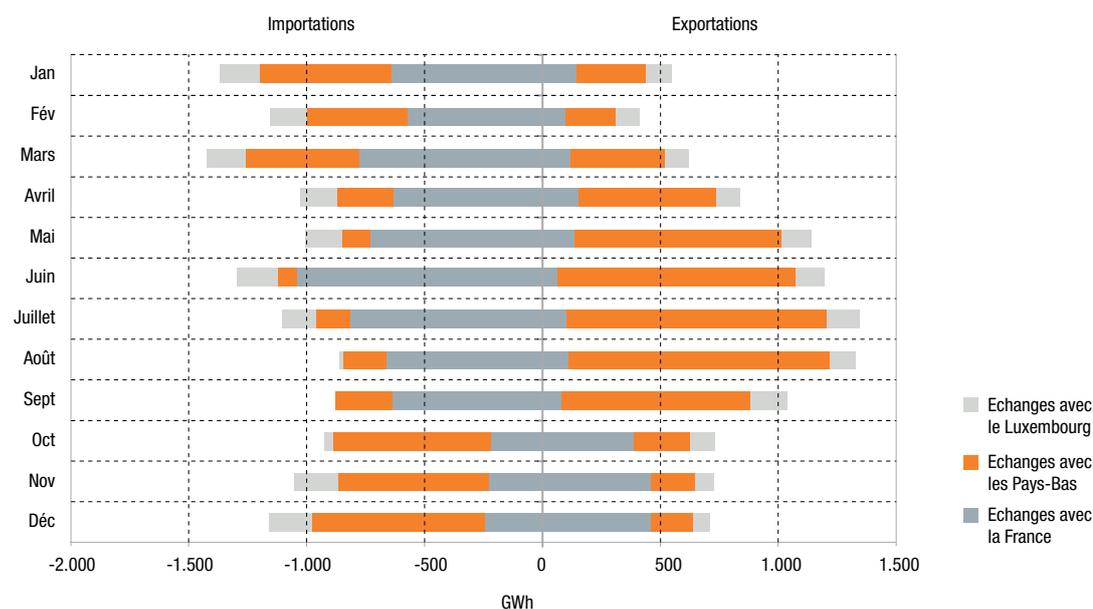
2011	Lux Exports	Lux Imports	Fr Exports	Fr Imports	NI Exports	NI Imports
Jan	111,6 GWh	-169,0 GWh	145,4 GWh	-641,2 GWh	291,9 GWh	-558,2 GWh
Fév	101,3 GWh	-156,5 GWh	98,8 GWh	-574,3 GWh	212,0 GWh	-424,9 GWh
Mars	99,6 GWh	-165,6 GWh	120,0 GWh	-778,4 GWh	401,0 GWh	-483,1 GWh
Avril	98,6 GWh	-155,3 GWh	155,6 GWh	-636,7 GWh	585,1 GWh	-234,4 GWh
Mai	123,9 GWh	-154,4 GWh	138,6 GWh	-733,1 GWh	877,1 GWh	-117,3 GWh
Juin	123,0 GWh	-170,6 GWh	65,1 GWh	-1.041,7 GWh	1.010,6 GWh	-85,0 GWh
Juillet	137,5 GWh	-143,5 GWh	101,8 GWh	-819,3 GWh	1.107,8 GWh	-144,0 GWh
Août	110,7 GWh	-14,1 GWh	110,5 GWh	-665,0 GWh	1.109,2 GWh	-180,6 GWh
Sept	157,0 GWh	0,0 GWh	81,4 GWh	-638,6 GWh	803,2 GWh	-242,3 GWh
Oct	107,1 GWh	-36,2 GWh	389,3 GWh	-218,3 GWh	239,2 GWh	-672,4 GWh
Nov	78,5 GWh	-186,0 GWh	461,6 GWh	-229,8 GWh	186,4 GWh	-637,9 GWh
Déc	69,3 GWh	-180,6 GWh	461,9 GWh	-244,6 GWh	180,2 GWh	-734,3 GWh

Les graphiques ci-après présentent les échanges physiques résultants exprimés en GWh, avec les pays limitrophes, respectivement en 2012 et 2011. Des volumes négatifs indiquent une importation, tandis que des volumes positifs indiquent une exportation.

### Volumes d'importations et d'exportations en 2012



### Volumes d'importations et d'exportations en 2011



### Solde net d'importations d'électricité en 2012

En 2012, le bilan des importations et des exportations du réseau d'Elia dans la zone de réglage belge donne un solde net d'importation de 9,94 TWh, très largement supérieur à 2011 et 2010 qui avaient enregistré un solde net d'importation respectif de 2,61 TWh et 0,55 TWh. Cette différence résulte principalement de l'arrêt des centrales nucléaires de Doel 3 et Tihange 2 à partir de l'été 2012 suite aux préoccupations quant à la sécurité des cuves des réacteurs. Une part importante de l'électricité qui n'a pas pu être produite par ces centrales a été achetée auprès de pays voisins via la capacité transfrontalière, d'où une tendance importatrice fortement accentuée pour la Belgique sur base annuelle.

Malgré ce solde net d'importations en hausse, les échanges physiques d'électricité avec les pays voisins via le réseau Elia ont baissé très légèrement, passant à 23,76 TWh, soit une diminution de moins de 1 % par rapport aux 23,92 TWh d'échanges en 2011.

En d'autres termes, la Belgique a moins fait office de pays de transit pour le passage de flux avec les pays voisins, mais a consommé elle-même une grande partie de ces volumes d'importations.

## Echanges commerciaux d'énergie avec les pays limitrophes

### Utilisation des capacités aux frontières

Les capacités commerciales de transport aux frontières sont réparties en trois catégories et allouées aux acteurs du marché sur une base annuelle, mensuelle et journalière. Les acteurs du marché peuvent utiliser leur capacité annuelle et mensuelle en la no- minant aujourd'hui pour le lendemain (day-ahead). La capacité annuelle et mensuelle allouée qui n'est pas nommée est à nouveau mise à la disposition du marché sous forme de capacité journalière supplémentaire.

Pour définir la quantité de capacité journalière disponible, le principe de "netting" est appliqué depuis 2008. Ce principe consiste à tenir compte du solde net des nominations d'importations et d'exportations de capacités annuelles et mensuelles, ce qui permet de libérer de la capacité journalière supplémentaire.

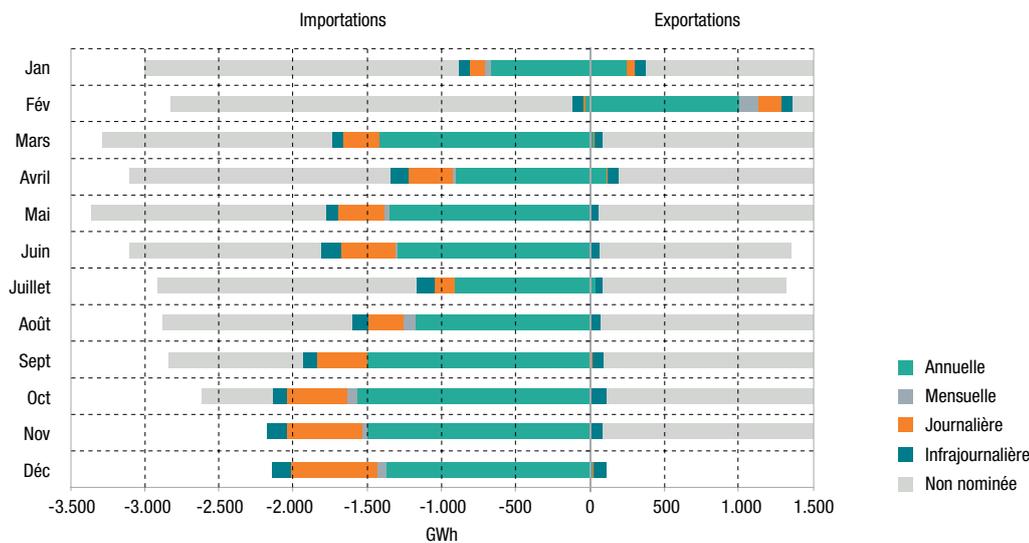
Depuis 2007, il est également possible d'obtenir et d'utiliser

de la capacité transfrontalière entre la France et la Belgique le jour même de la livraison ("intraday"). En ce qui concerne la frontière belgo-néerlandaise, cette possibilité existe depuis mai 2009. La quantité de capacité intraday disponible est essentiellement déterminée par la capacité journalière non utilisée.

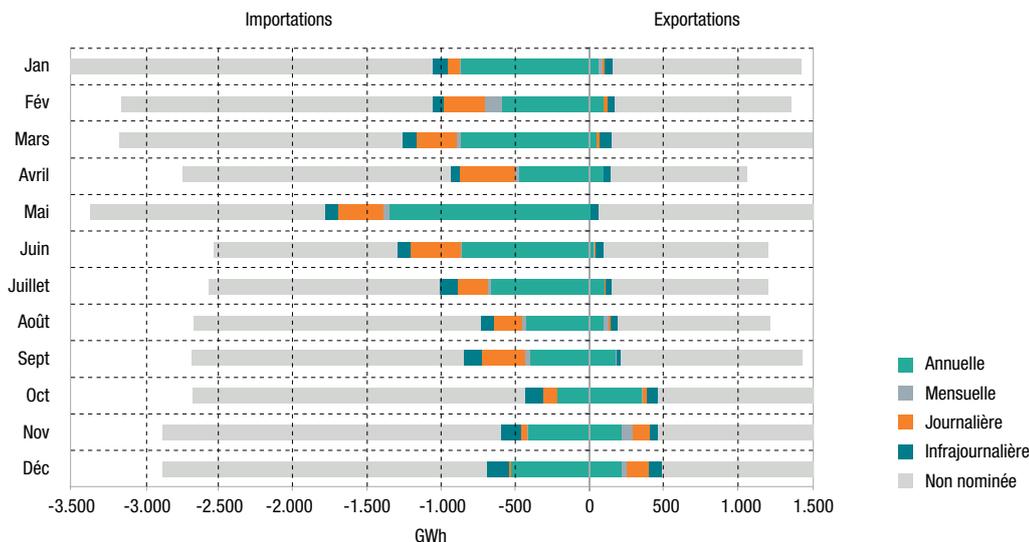
Depuis le 17 février 2011, la capacité infrajournalière est allouée à la frontière nord via un mécanisme implicite basé sur le trading en continu sur les marchés infrajournaliers d'APX et de Belpex par le biais de la plateforme de trading Elbas.

Les graphiques ci-après présentent, par frontière et par mois, les nominations moyennes de capacité annuelle, mensuelle, journalière et infrajournalière. Les nominations sont comparées à la capacité qui peut être mise à la disposition du marché (NTC). D'autre part, la courbe monotone de l'utilisation de la capacité commerciale transfrontalière représente l'utilisation sur un an, chacune des heures de l'année étant classée par ordre décroissant, de l'heure la plus chargée à l'heure la plus faible.

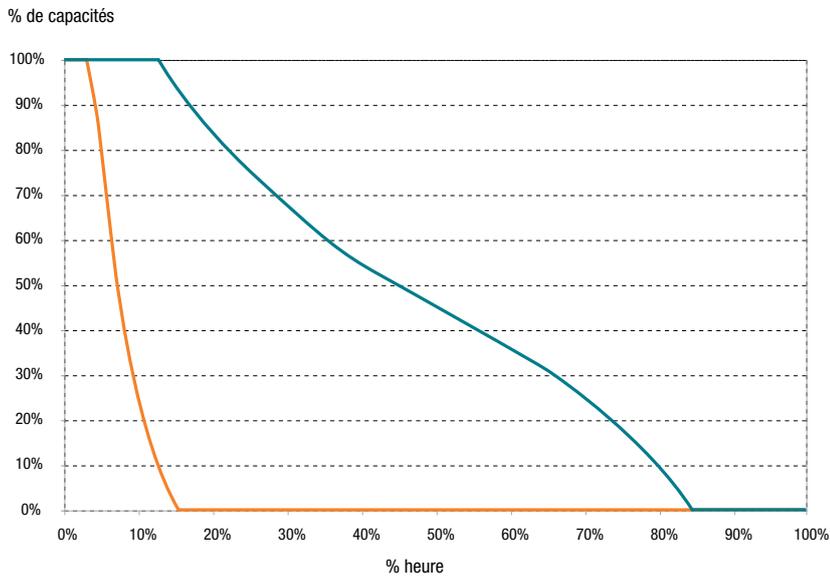
### Utilisation de la capacité commerciale de transport à la frontière sud en 2012



### Utilisation de la capacité commerciale de transport à la frontière sud en 2011



**Courbe monotone de l'utilisation de la capacité commerciale de transport à la frontière sud en 2012**



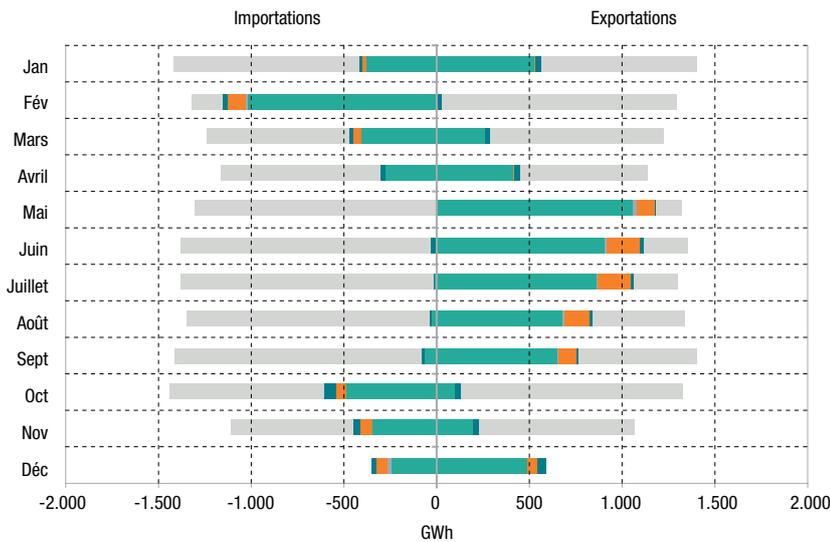
La courbe monotone d'utilisation de capacité trans-frontalière commerciale représente l'utilisation de la capacité disponible sur un an, chacune des heures de l'année étant classée par ordre décroissant, de l'heure la plus chargée à l'heure la plus faible.

- En abscisse sont représentées les 8.784 heures que comporte une année,
- En ordonnée est représenté le pourcentage de la capacité utilisée pour l'importation et l'exportation.

La courbe monotone permet de déterminer la durée pendant laquelle un certain flux trans-frontalier a été réalisé.

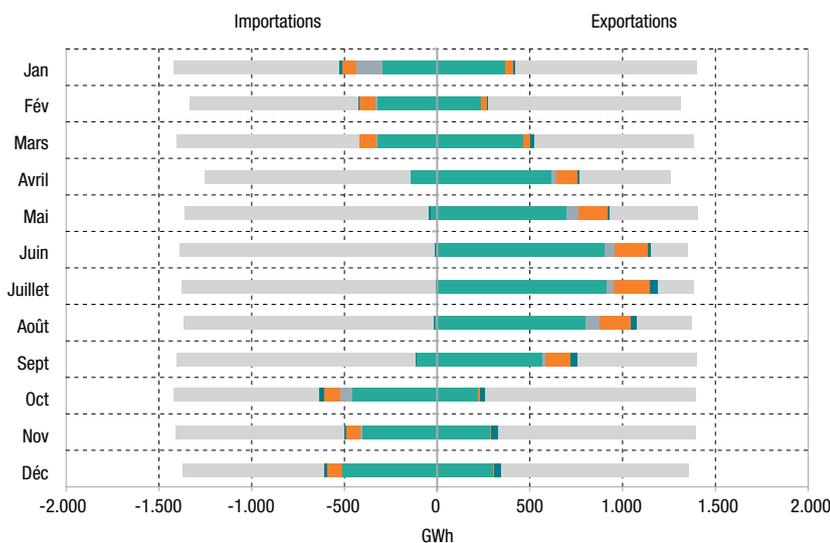
— Import  
— Export

**Utilisation de la capacité commerciale de transport à la frontière nord en 2012**



■ Annuelle  
■ Mensuelle  
■ Journalière  
■ Infrajournalière  
■ Non nominée

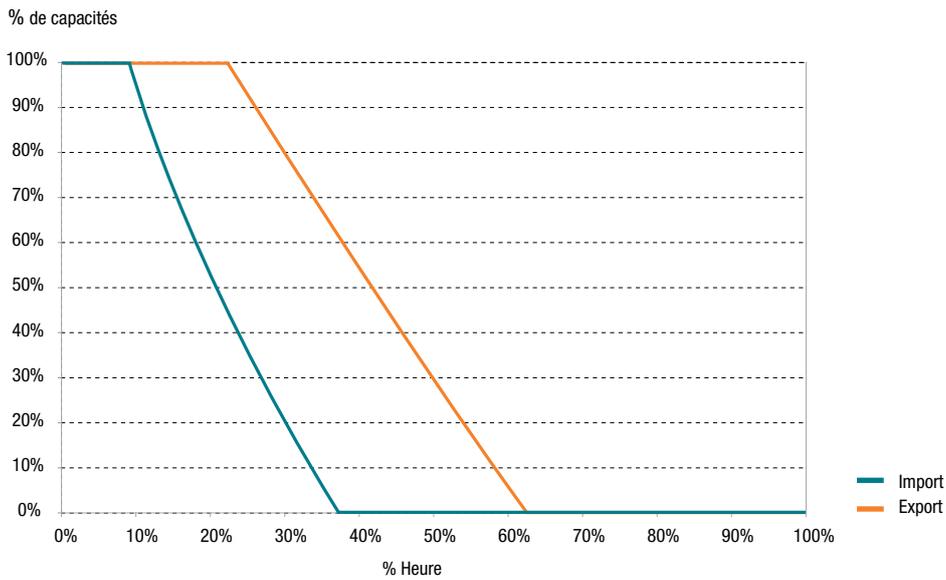
**Utilisation de la capacité commerciale de transport à la frontière nord en 2011**



■ Annuelle  
■ Mensuelle  
■ Journalière  
■ Infrajournalière  
■ Non nominée



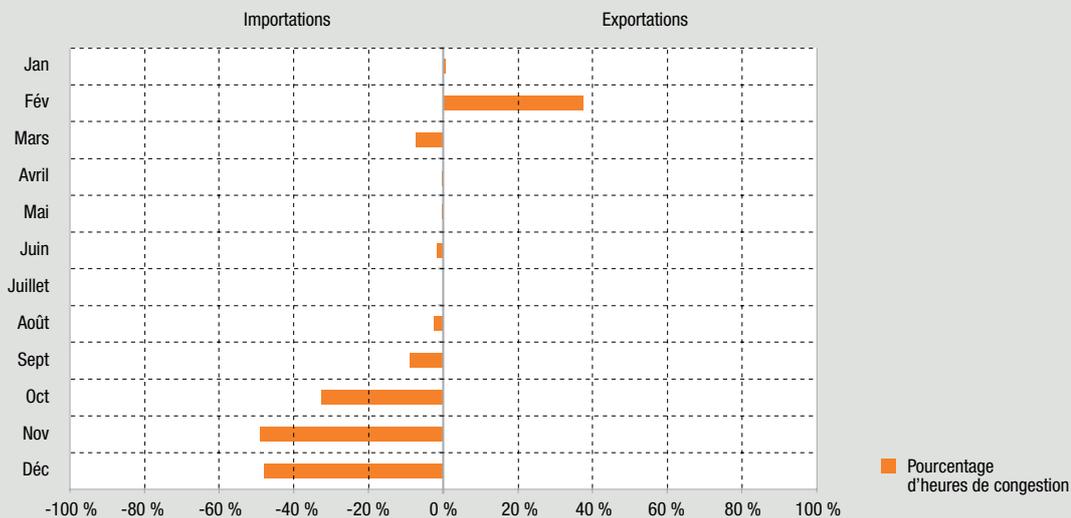
**Courbe monotone de l'utilisation de la capacité commerciale de transport à la frontière nord en 2012**



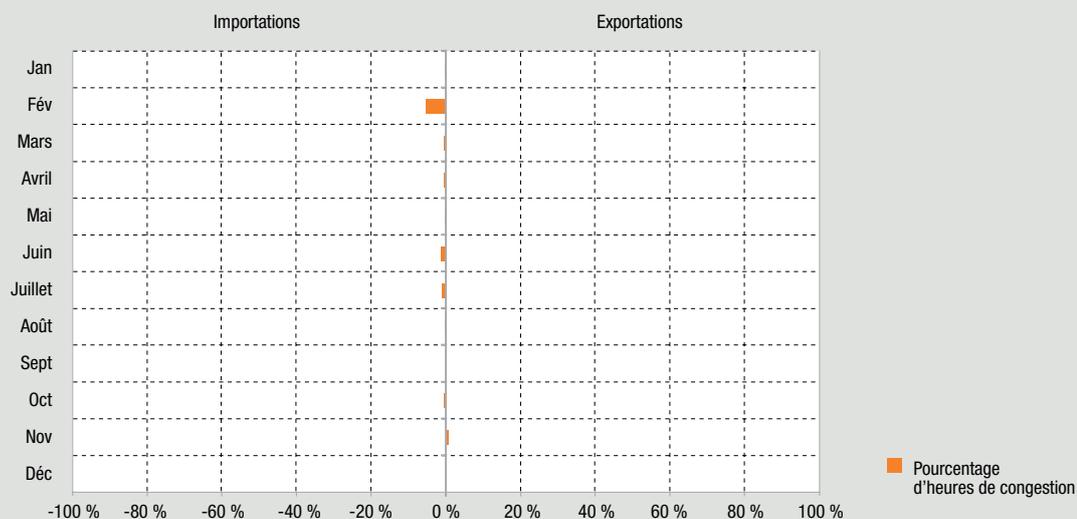
**Congestions**

Les graphiques indiquent le nombre moyen (en pourcentage) d'heures par mois de congestion à une frontière par rapport au nombre total d'heures du mois et ce, dans les deux directions. A gauche, l'importation en Belgique et à droite, l'exportation de la Belgique.

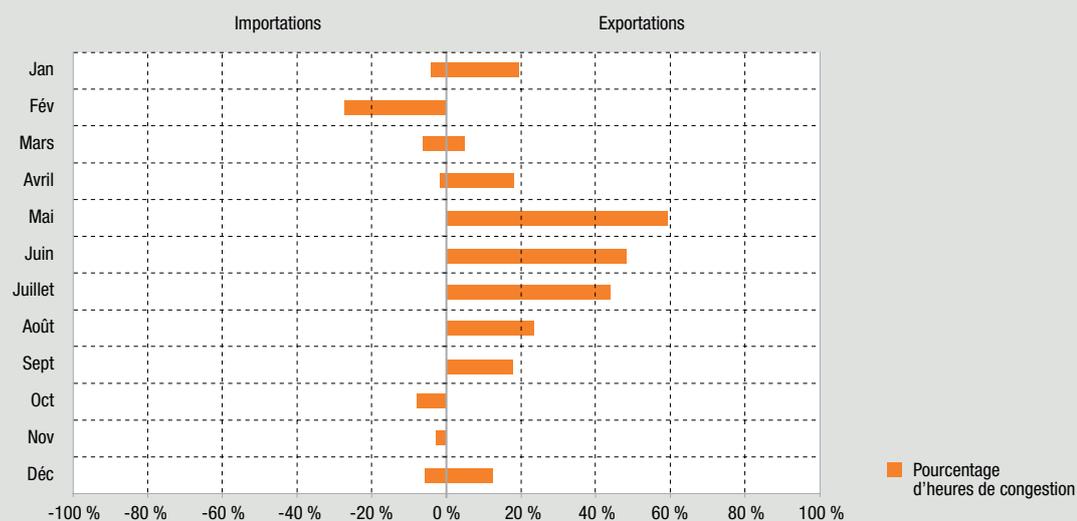
**Congestions à la frontière sud en 2012**



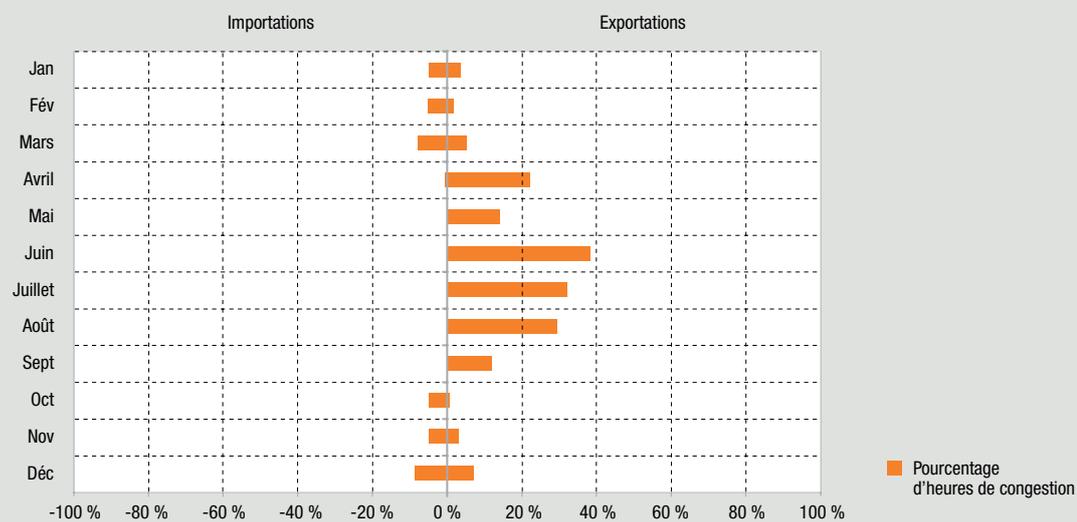
### Congestions à la frontière sud en 2011



### Congestions à la frontière nord en 2012



### Congestions à la frontière nord en 2011



## IV. Gestion du système

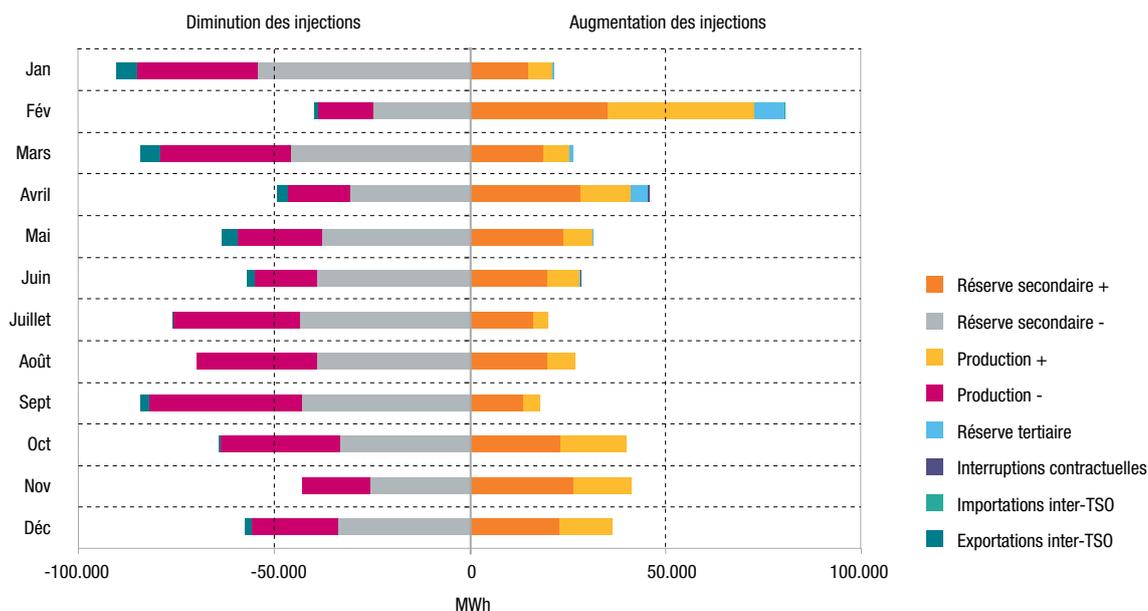
### IV.1 Gestion de l'équilibre

Chaque responsable d'équilibre est responsable de l'équilibre quart-horaire de son portefeuille d'injections et de prélèvements. Elia, en tant que gestionnaire du réseau de transport d'électricité, veille à l'équilibre global, au sein de sa zone de réglage, entre les injections et les prélèvements d'électricité. A cette fin, Elia contracte de la puissance de réserve. Elle peut, le cas échéant, diminuer ou augmenter les injections d'énergie ou réduire le prélèvement des clients dits "interruptibles". La subdivision entre réserve primaire, secondaire et tertiaire est principalement liée au temps de réaction et à la

durée de mise à disposition de cette réserve. Outre la réserve tertiaire activée par les unités de production, Elia peut également faire appel à la réserve acquise sur base des contrats conclus avec les clients "interruptibles". Ceux-ci sont prêts à réduire temporairement leur prélèvement à la demande d'Elia dans les conditions définies par contrat.

Le tableau et le graphique ci-après présentent un aperçu mensuel des quantités d'énergie électrique utilisées par Elia pour la gestion de l'équilibre.

#### Volumes activés pour le maintien de l'équilibre (balancing) en 2012



Mois 2012	Réserve secondaire +	Réserve secondaire -	Production + (offres libres) <sup>4</sup>	Production - (offres libres) <sup>5</sup>	Réserve tertiaire	Interruptions contractuelles	Importations Inter-TSO	Exportations Inter-TSO
Jan	14.951 MWh	-54.284 MWh	6.009 MWh	-30.825 MWh	482 MWh	0 MWh	0 MWh	-5.185 MWh
Fév	35.209 MWh	-24.816 MWh	37.550 MWh	-14.129 MWh	7.699 MWh	0 MWh	200 MWh	-975 MWh
Mars	18.761 MWh	-45.702 MWh	6.602 MWh	-33.521 MWh	881 MWh	0 MWh	0 MWh	-5.000 MWh
Avril	28.265 MWh	-30.613 MWh	12.767 MWh	-16.079 MWh	4.346 MWh	415 MWh	0 MWh	-2.675 MWh
Mai	23.974 MWh	-37.731 MWh	7.486 MWh	-21.685 MWh	145 MWh	0 MWh	0 MWh	-4.025 MWh
Juin	19.750 MWh	-39.151 MWh	8.317 MWh	-15.985 MWh	232 MWh	156 MWh	0 MWh	-1.900 MWh
Juillet	16.309 MWh	-43.494 MWh	3.693 MWh	-32.299 MWh	0 MWh	0 MWh	0 MWh	-250 MWh
Août	19.824 MWh	-39.088 MWh	7.119 MWh	-30.622 MWh	0 MWh	0 MWh	0 MWh	0 MWh
Sept	13.677 MWh	-43.035 MWh	4.197 MWh	-39.119 MWh	0 MWh	0 MWh	0 MWh	-2.175 MWh
Oct	23.140 MWh	-33.212 MWh	16.902 MWh	-30.564 MWh	0 MWh	0 MWh	0 MWh	-450 MWh
Nov	26.472 MWh	-25.456 MWh	14.795 MWh	-17.271 MWh	0 MWh	0 MWh	0 MWh	0 MWh
Déc	22.880 MWh	-33.568 MWh	13.506 MWh	-22.340 MWh	0 MWh	0 MWh	0 MWh	-1.650 MWh

Les délestages dans le cadre du plan de délestage et les volumes activés pour la gestion des congestions ne sont pas compris dans les volumes activés pour la gestion de l'équilibre (balancing).

4- 5 Offres libres dans le cadre du contrat CIPU.

## Evolution des prix de déséquilibre en 2012

2012	Prix de déséquilibre négatif			Prix de déséquilibre positif		
	Min (€/MWh)	Max (€/MWh)	Moy. (€/MWh)	Min (€/MWh)	Max (€/MWh)	Moy. (€/MWh)
Jan	-30,04	166,74	40,96	-41,47	159,2	37,54
Fév	0	381,49	91,44	-24,82	309,45	88,37
Mars	-8,8	1410,12	43,91	-29,31	1408,9	41,21
Avril	-14,52	323,38	62,75	-38,17	311,93	60,79
Mai	-13,95	212,06	49,68	-52,79	208,8	47,73
Juin	-100	164,54	49,59	-107,25	152,8	48,09
Juillet	-100	162,49	38,99	-128,87	159,9	37,27
Août	-100	166,75	47,61	-113,06	163,7	46,19
Sept	-100	169,18	42,29	-129,62	164,9	40,04
Oct	-100	189,16	57,84	-116,04	174,8	55,17
Nov	-222	331,06	66,57	-238,35	315	64,9
Déc	-222	321,9	59,66	-224,3	315	57,42

## Puissance de réserve contractée en 2012

Synthèse des réserves en 2012	
Réservation	MW
Réserve primaire R1	95
Réserve secondaire R2	140
Réserve tertiaire R3	400
Clients interruptibles	261
Réserve Inter-TSO	2 x 250 (Non garantie)

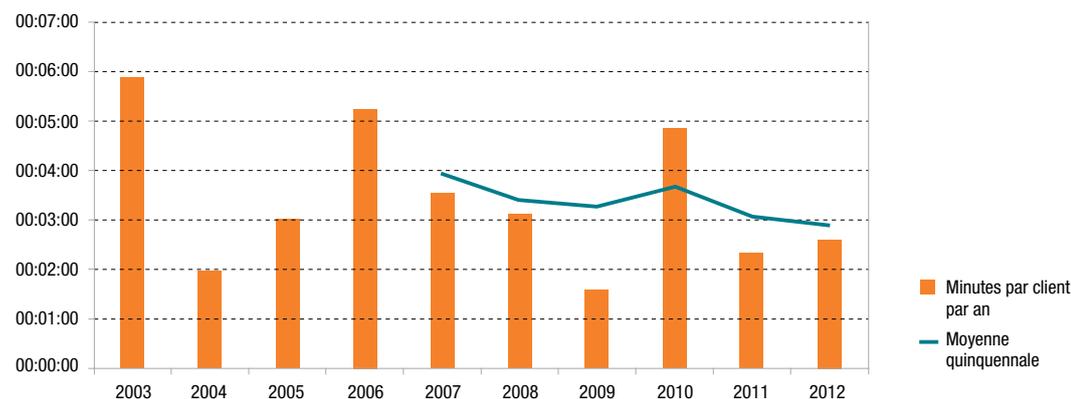
## IV.2 Fiabilité

### Indicateurs de fiabilité

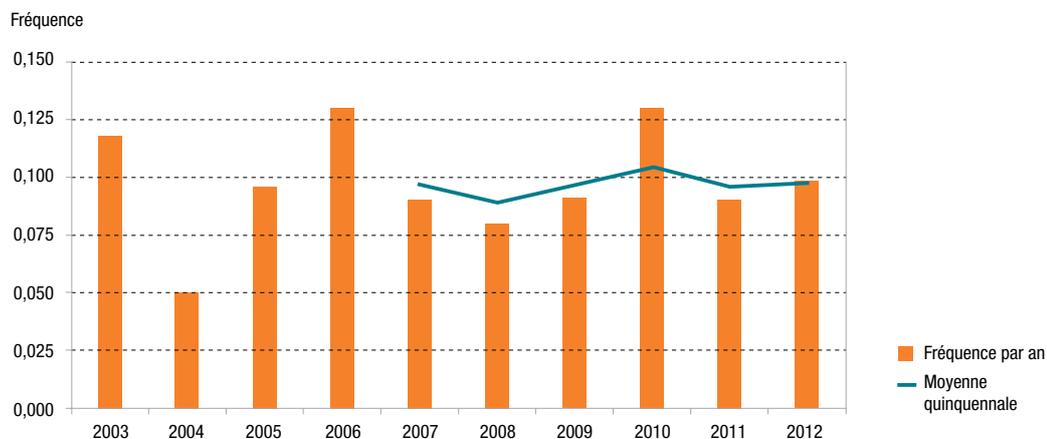
Le réseau Elia présente une fiabilité très élevée. La fiabilité est mesurée au moyen de trois paramètres statistiques: la durée d'interruption annuelle moyenne par client sur le réseau Elia exprimée en minutes par client et par an, la fréquence annuelle moyenne d'interruption de l'approvisionnement électrique d'un client sur le réseau Elia et la durée moyenne exprimée en minutes par interruption d'électricité et par an sur le réseau Elia. Globalement, le réseau Elia obtient une fiabilité moyenne supérieure à 99,999 %.

### Durée moyenne annuelle d'interruption (AIT)<sup>6</sup>

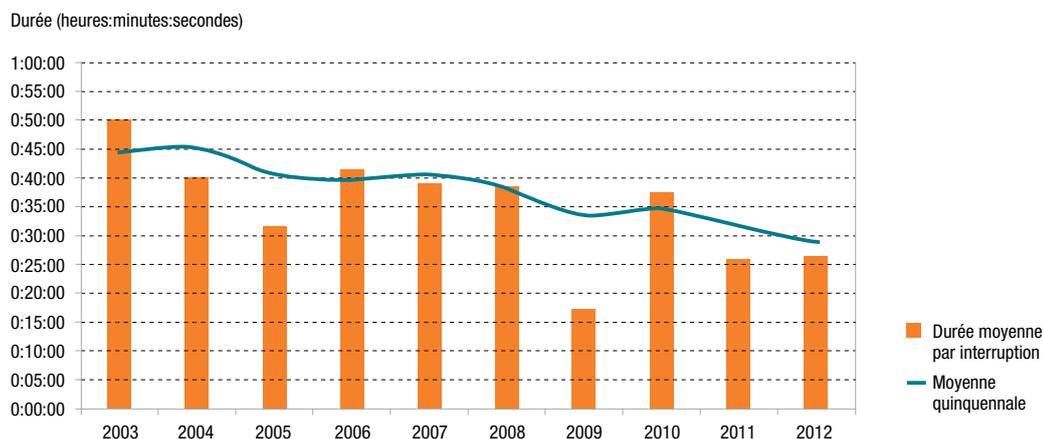
Durée (heures:minutes:secondes)



### Fréquence moyenne annuelle d'interruption par client (AIF)<sup>7</sup>



### Durée moyenne d'interruption par client impacté (AID)<sup>8</sup>



	Average Interruption Time <sup>6</sup>	Average Interruption Frequency <sup>7</sup>	Average Interruption Duration <sup>8</sup>	Fiabilité réseau Elia	Nombre de jours par an
1999	00:04:12	0,1160	0:36:00	99,99920%	365
2000	00:06:42	0,1240	0:54:00	99,99873%	366
2001	00:04:00	0,0850	0:47:00	99,99924%	365
2002	00:02:26	0,0690	0:35:00	99,99954%	365
2003	00:05:53	0,1180	0:50:00	99,99888%	365
2004	00:01:58	0,0500	0:40:00	99,99963%	366
2005	00:03:01	0,0960	0:31:27	99,99943%	365
2006	00:05:14	0,1300	0:41:23	99,99900%	365
2007	00:03:32	0,0904	0:39:07	99,99933%	365
2008	00:03:07	0,0800	0:38:29	99,99941%	366
2009	00:01:34	0,0910	0:17:12	99,99970%	365
2010	00:04:51	0,1300	0:37:24	99,99908%	365
2011	00:02:19	0,0903	0:25:44	99,99956%	365
2012	00:02:35	0,0980	0:26:22	99,99951%	366

6 L'Average Interruption Time exprime la durée d'interruption moyenne (en minutes) mesurée pour tous les clients.

7 L'Average Interruption Frequency exprime la fréquence annuelle des coupures d'électricité par client. Une valeur de 0,09 équivaut à une interruption par client tous les 11 ans.

8 L'Average Interruption Duration exprime la durée moyenne d'une interruption d'électricité chez un client impacté.



## B. Obligations de service public

### I.1 Energie renouvelable: certificats verts et certificats de cogénération

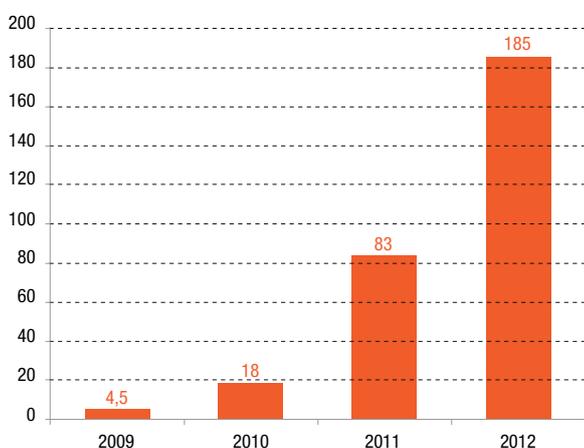
#### Certificats verts

Les autorités fédérales et régionales ont élaboré des mécanismes de soutien pour encourager les investissements dans la production sur base de sources d'énergie renouvelable. L'un de ces mécanismes consiste en l'octroi par les régulateurs de "certificats verts" et de "certificats de cogénération" (ces derniers en Flandre uniquement) aux producteurs, démontrant l'origine verte de l'électricité produite. Ces certificats peuvent par la suite être mis en vente sur le marché des fournisseurs d'électricité ou être rachetés par Elia ou par les gestionnaires de réseaux de distribution. Les fournisseurs ont en effet pour obligation de présenter au régulateur un nombre de certificats verts proportionnel à leurs ventes.

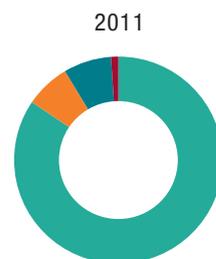
Elia, en tant que gestionnaire de réseau de transport d'électricité, est dans l'obligation légale de racheter des certificats verts qui lui sont proposés à un prix minimum défini par la législation. En ce qui concerne les certificats verts et les certificats de cogénération en Flandre, Elia propose à son tour les certificats verts ainsi acquis au marché. Les certificats verts fédéraux (production éolienne offshore) et ceux de la Région Wallonne et de la Région Bruxelles-Capitale ne sont pas admis à revente par Elia et doivent être définitivement retirés du marché. Le coût des certificats fédéraux, wallons et bruxellois ainsi que le solde correspondant à la différence entre le prix d'achat par Elia et le prix de vente sur le marché pour les certificats en Flandre sont pris en compte dans les tarifs de transport au titre d'obligations de service public, taxes et surcharges.

#### Certificats verts et certificats de cogénération achetés par Elia

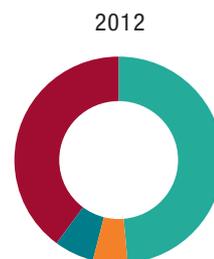
Total Million €



- Certificats de cogénération - Région flamande
- Certificats verts - Région flamande
- Certificats verts - Région wallonne
- Certificats verts Fédéral (offshore)



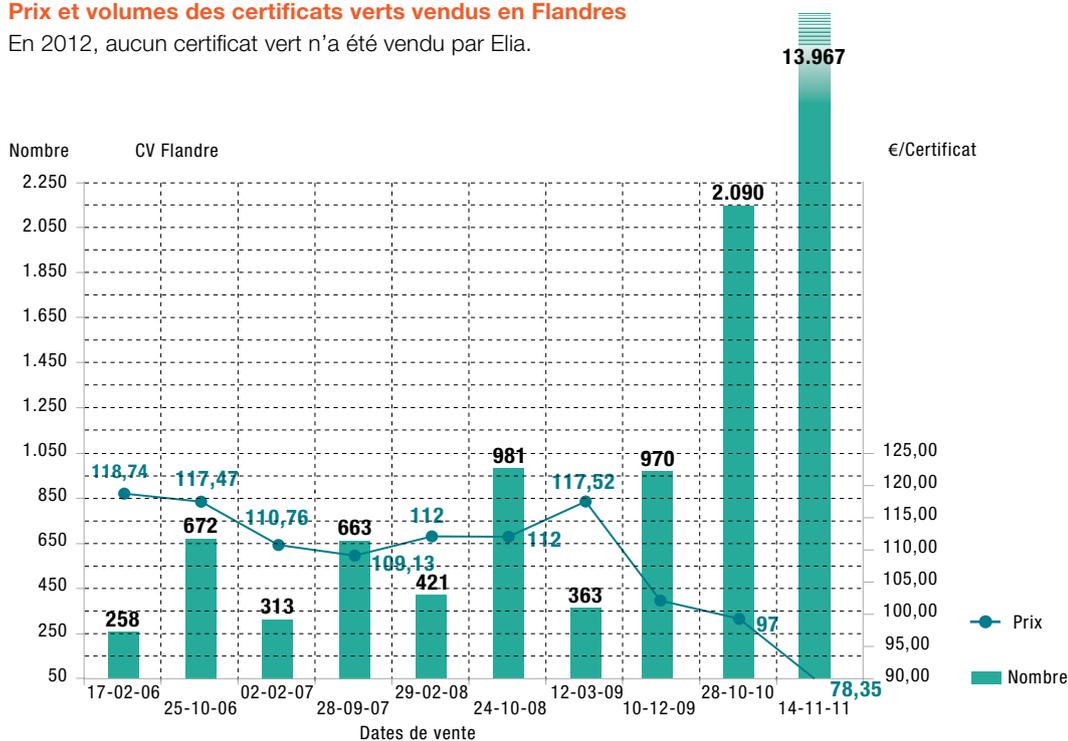
Total: 83.062.684 €



Total: 185.068.775 €

### Prix et volumes des certificats verts vendus en Flandres

En 2012, aucun certificat vert n'a été vendu par Elia.



### Prix et volumes des certificats de cogénération en Flandres

En 2012, aucun certificat de cogénération n'a été vendu par Elia. En 2011, Elia avait vendu pour la première fois 12.100 certificats de cogénération à un prix moyen unitaire de 18,83 €.

## I.2 Economies d'énergie: utilisation rationnelle de l'énergie

### Promotion de l'utilisation rationnelle de l'énergie chez nos clients

Dans le cadre de ses obligations de service public en Flandre, Elia soutient chaque année un plan d'action visant à stimuler l'utilisation rationnelle de l'énergie (URE) auprès de ses clients industriels raccordés à un niveau de tension de 30 à 70 kV.

Une économie d'électricité de 18,9 GWh a été réalisée. 33 projets ont été introduits et nos clients se sont engagés à investir dans quelque 10 projets d'économie d'énergie.

Entre 2003 et fin décembre 2012, les actions d'Elia auprès de ses clients industriels ont permis de réaliser des économies d'énergie cumulées de 515 GWh. Cela correspond à quelque 168.000 tonnes de CO<sub>2</sub>.



[www.elia.be](http://www.elia.be)



Au cœur d'un monde qui avance

**Elia**

Boulevard de l'Empereur 20  
B-1000 Bruxelles  
Tél: +32 2 546 70 11  
Fax: +32 2 546 70 10

Editeur responsable  
Catherine Vandendorpe