

## **RENCONTRE DE PRESSE LE 16 FEVRIER 2012**

**Il est primordial de garantir la sécurité d’approvisionnement dans notre pays par une amélioration du climat d’investissement....**

Plusieurs études récentes ont souligné le problème de la sécurité d’approvisionnement d’électricité dans notre pays (notamment études de la CREG<sup>1</sup>) ainsi que la nécessité pour les gouvernements fédéral et régionaux de prendre des mesures à court terme afin d’améliorer le cadre légal et économique pour la construction et l’exploitation de centrales électriques tant conventionnelles que renouvelables. Ceci est illustré au sein de l’annexe 1.

La FEBEG réclame de telles mesures depuis de nombreuses années : outre un cadre légal et réglementaire favorable, stable, juridiquement sûr et cohérent, il faut veiller à un mix énergétique équilibré, à une répartition des voies d’approvisionnement ainsi qu’à un *level playing field* avec les pays limitrophes.

***... mais de récentes mesures minent plus encore le climat économique et d’investissement :***

Malgré les très nombreuses demandes de la FEBEG, et malgré les promesses et déclarations politiques – émises par exemple dans le cadre des Etats-Généraux de l’Energie du 24.06.2011 – les mesures nécessaires se font attendre. Pire encore : au niveau fédéral, d’importantes mesures furent récemment prises qui détériorent sérieusement le climat d’investissement au lieu de l’améliorer.

---

<sup>1</sup> Voir notamment l’Étude 1074 ‘Besoins en capacité de production d’électricité en Belgique pour la période 2011-2020’ de la CREG du 16.06.2011.

### **Pour les entités de production belges :**

- Les nouveaux tarifs de transport pour la période 2012-2015 approuvés par la CREG le 22.12.2011 entraînent d'importants surcoûts pour les producteurs d'électricité belges : l'instauration de tarifs d'injection pour la production belge<sup>2</sup>, les coûts des réserves à supporter par la production belge<sup>3</sup> et le *balancing volume fee*<sup>4</sup> ;
- Le prélèvement d'une cotisation fédérale et une surcharge « clients protégés » - cette dernière fut fortement augmentée le 1.01.2012- sur le gaz utilisé par les centrales électriques<sup>5</sup> représentent également un important surcoût. Les producteurs paient donc une surcharge pour l'utilisation du gaz naturel et les consommateurs paient également une surcharge sur l'électricité produite ! ;
- L'indemnité pour la fourniture par les producteurs des services auxiliaires à Elia est définie dans l'Arrêté ministériel du 23.12.2011. Celui-ci impose à certains producteurs de réserver de la capacité de production pour Elia (pour le soutien du réseau) à un prix défini unilatéralement qui ne couvre même pas les frais encourus par les producteurs concernés.

Dans les pays limitrophes de tels coûts ne sont pas portés en compte aux exploitants de centrales électriques<sup>6</sup>. De plus, l'organisation des services auxiliaires se déroule d'une façon plus dynamique et plus conforme au marché.

Le graphique en annexe 2 illustre l'impact de ces nouveaux coûts (à charge des producteurs belges) pour les centrales électriques au gaz, avec un rendement respectif de 56% (centrales construites avant 2002) et de 59% (construites après 2002) en Belgique en comparaison avec la moyenne du marché couplé centre-ouest européen (Allemagne, France, Pays-Bas, Luxembourg et Belgique).

- pour les centrales TGV belges construites avant 2002 (avec un rendement de 56%), le surcoût découlant des mesures mentionnées s'élève à 3,27 €/MWh ;
- pour les centrales TGV plus récentes (avec un rendement de 59%), ce surcoût s'élève à 2,66 €/MWh.

Ces augmentations de prix ont un double effet sur la rentabilité des centrales d'électricité belges.

<sup>2</sup> Le tarif d'injection pour la production s'élève à 3,13 €/kW par an. Une exonération est prévue pour les installations reliées au réseau Elia (>70 kV) après 2002 tout comme pour les unités de production d'énergie renouvelable et les unités de cogénération de qualité reliées au réseau de distribution en Flandre. L'impact de ce tarif sur une centrale TGV présentant un nombre d'heures de mise en service moyen peut être estimé à environ 0,5 €/MWh.

<sup>3</sup> Les coûts en matière de réserve s'élèvent à 1,1791 €/MWh. Une exonération est prévue pour les unités de production renouvelable ainsi que les installations de cogénération reliées au réseau de distribution en Flandre.

<sup>4</sup> Le balancing volume fee pour l'injection s'élève à 0,1137 €/MWh.

<sup>5</sup> La cotisation fédérale et la surcharge "clients protégés" s'élèvent ensemble à 0,7399 €/MWh. L'impact sur une centrale TGV avec un rendement de 59 % peut être évalué à 1,37 €/MWh.

<sup>6</sup> En France une indemnité limitée (0,19 €/MWh) est comptabilisée pour l'injection sur le réseau de transmission: cette imposition fut introduite en 2002 afin de couvrir la contribution du gestionnaire de réseau de transmission français au mécanisme ITC (Inter TSO Compensation). La France était à ce moment-là exportateur net et cette réglementation avait pour vocation de reporter sur les producteurs/exploitants concernés une partie du coût d'utilisation des réseaux étrangers.

- Elles sont moins concurrentielles – marge brute plus faible par des coûts variables plus élevés – par rapport aux centrales des autres pays du marché couplé centre-ouest européen ;
- Elles sont moins utilisées – diminution des heures de fonctionnement – rendant encore plus difficile la couverture des coûts fixes.

Ces mesures ont également un impact négatif important sur l'économie belge et l'écologie dans notre pays :

- Risque au niveau de la sécurité d'approvisionnement : d'un point de vue économique les centrales thermiques ne pourront plus opérer et seront par conséquent mises hors service plus tôt que prévu et cela dans un contexte dans lequel la Belgique ne dispose déjà plus actuellement de marge de réserves face à des pics de demande. La sécurité d'approvisionnement en Belgique dépendra de la disponibilité de capacités à l'étranger – ce qui, suite à la décision allemande en matière de sortie du nucléaire s'avérera difficile – et du réseau afin d'importer cette électricité ;
- Plus grande dépendance à l'importation et impact négatif sur la balance de paiements : une plus grande quantité d'électricité sera importée, (entre autres) étant donné que l'électricité importée n'est pas soumise à un tarif d'injection ;
- Des émissions plus importantes : les centrales belges présentant une bonne efficacité énergétique fonctionneront moins ou seront mises à l'arrêt à l'avantage des centrales étrangères présentant un rendement énergétique plus faible.

Dans le même temps, nous constatons qu'en France, un mécanisme d'indemnisation selon la capacité est mis en place pour les producteurs, ce qui rendra les installations de production en Belgique encore moins attractives.

**Le cadre économique négatif et incertain pour les producteurs d'électricité en Belgique explique en grande partie pourquoi aucune décision d'investissement n'est prise au sujet de plusieurs projets d'investissement "viabiles".** Quelques exemples: la centrale TGV de Nuon Power Generation Walloon à Seneffe/Manage (450 MW), la centrale TGV de EDF Luminus à Navagne (2 x 460 MW), la centrale TGV de NEST Energie à Evergem (2 x 460 MW), la centrale TGV d'Electrabel à Amercoeur (420 MW), ... D'autres projets ne sont pas réalisés car les autorisations nécessaires n'ont pas été octroyées, comme par exemple la centrale au charbon d'E.ON à Anvers (1.100 MW). **Ces investissements s'avèrent cependant nécessaires pour la sécurité d'approvisionnement afin de compenser l'intermittence et l'imprévisibilité éolienne et solaire.**

### **Concernant la fourniture d'énergie:**

#### **- Le marché belge de la fourniture est un marché dynamique...**

Concernant le fonctionnement du marché, la FEBEG souhaite à nouveau souligner que la mobilité sur le marché de la fourniture a augmenté ces dernières années.

Cela apparaît notamment dans le nombre croissant de clients qui ont changé de fournisseur notamment suite aux actions d'information et aux simulateurs de prix mis en place par les régulateurs, aux diverses initiatives commerciales des fournisseurs qui offrent un large choix de formules différentes, à l'organisation d'achats groupés...

	Indicateurs de switch en Flandre <sup>7</sup>	
	Elec.	Gaz
2009	5,64%	6,25%
2010	6,68%	7,06%
2011	8,15%	9,22%

Ce tableau indique qu'en Flandre un nombre croissant de consommateurs ont changé de fournisseur d'énergie au cours des dernières années, avec un nombre record lors de l'année 2011 (près de 10% des consommateurs de gaz naturel et un peu plus de 8% des consommateurs d'électricité). Grâce à ces taux élevés en matière de switch, la Belgique rejoint les marchés plus dynamiques au niveau européen.

#### **- ... mais ce dynamisme est mis à mal par plusieurs mesures et propositions récentes**

Début janvier 2012, est entrée en vigueur la nouvelle loi électricité et gaz comprenant un important volet concernant la régulation et le contrôle des prix avec comme objectif de diminuer la volatilité des prix (notamment via une indexation trimestrielle en lieu et place d'une indexation mensuelle, un contrôle ex post de cette indexation par la CREG ainsi qu'un contrôle ex ante de l'adaptation des formules tarifaires qui peuvent engendrer une augmentation des prix).

Les modalités d'introduction et d'application de la régulation des prix n'ont même pas encore été établies à ce jour, qu'une série de nouvelles mesures drastiques sont proposées. Pour la FEBEG, ces mesures entraveront l'évolution vers des marchés de l'électricité et du gaz plus concurrentiels et opérationnels et sont par conséquent en totale contradiction avec les objectifs du Troisième Paquet Énergie ainsi qu'avec la recommandation formulée par

---

<sup>7</sup>Chiffres repris du communiqué de presse de la VREG du 3.02.2012, 'De Vlaamse energieconsument wisselde in 2011 massaal van leverancier.'

l'Association des Régulateurs européens de l'Energie ERGEG/CEER<sup>8</sup> (dont la CREG fait partie).

- **... mesures qui augmentent les coûts**

Egalement, les nouvelles propositions du Ministre J. Vande Lanotte et du Secrétaire d'Etat M. Wathelet sur les prix de l'électricité et du gaz en Belgique contiennent des mesures qui engendrent une augmentation des coûts pour les fournisseurs et qui par conséquent mettent à mal le dynamisme de marché. Plus spécifiquement :

- Proposition de modification du système de remboursement du tarif social dans le chef du fournisseur (prévoyant encore uniquement une compensation financière équivalente à la différence positive entre le pourcentage de clients sociaux fournis par le fournisseur par rapport à sa part de marché) ;
- Proposition de baser la comptabilisation des pertes de réseaux au niveau des réseaux de distribution sur le mécanisme d'application sur le réseau de transmission;
- Proposition de suppression pour une période de 2 ans de l'indemnité de rupture en cas de résiliation avant terme du contrat;
- Proposition de bloquer l'indexation des produits variables pendant 9 mois ;
- L'interdiction d'une indexation des prix du gaz basée sur les prix pétroliers ;
- ...

Ces mesures exigent des dépenses supplémentaires liés à l'adaptation des systèmes IT, à la surcharge administrative supplémentaire,....qui seront particulièrement lourdes pour les plus petits acteurs. En ce qui concerne l'adaptation des prix du gaz sur l'évolution des prix pétroliers, cette interdiction ignore le fait que la majorité des contrats d'approvisionnement à long terme contiennent des mécanismes d'indexation des prix basée sur l'évolution des prix pétroliers.

Au lieu d'améliorer le fonctionnement de marché et de le rendre plus attrayant pour des nouveaux acteurs, ces mesures ne feront que renforcer encore un peu plus le manque d'attractivité des marchés de l'énergie en Belgique. De telles mesures diminueront la concurrence (au lieu de l'augmenter) avec comme conséquence un effet négatif pour les intérêts du consommateur (e.a. la limitation du libre choix).

- **Tenir compte des spécificités belges dans les comparaisons internationales de prix**

Lors de comparaisons internationales de prix de la composante énergie entre la Belgique et d'autres pays, une série d'éléments spécifiques à notre pays doivent être pris en compte, tels que notamment :

- Le soutien de l'énergie renouvelable qui doit être retiré du prix;

---

<sup>8</sup> Rapport ERGEG E10-CEM-34-03 du 8.09.2010: "It is ERGEG's view that fully open markets with well-functioning competition cannot in the long-term coexist with regulated end-user energy prices. End-user price regulation in electricity and gas markets distorts the functioning of the market and jeopardises both security of supply and the efforts to fight climate change. Therefore, end-user price regulation should be abolished, or where appropriate, brought into line with market conditions;"

- Les obligations sociales de service public très poussées, le filet de protection des consommateurs très développé présentant des difficultés de paiement, comme par exemple la très longue procédure de défaut de paiement qui s'étalent de 3 mois à plus d'un an (notamment à Bruxelles) qui peut favoriser l'endettement ;
- Le risque financier engendré par les factures irrécouvrables qui contiennent pour une grande partie les coûts de transport et de distribution, mais également certains taxes et prélèvements (cotisation sur l'énergie,...) qui restent à charge des fournisseurs ;
- Le financement des frais de fonctionnement du Service de Médiation via la contribution pour la médiation facturée par les fournisseurs;
- .....

Dans notre pays, ces coûts (contrairement à la plupart des autres pays) sont financés par les factures d'électricité et de gaz et non via les moyens généraux de l'Etat.

En outre, les prix doivent être comparés sur une période suffisamment longue (et non se limiter à un mois particulier) et le choix de la période considérée est souvent déterminante pour les résultats de la comparaison de prix. La FEBEG insiste également pour que, lors des comparaisons internationales de prix, soit également prise en compte la grande part de compteurs tarifaires bi-horaires en Belgique. Comme l'illustre le graphique en annexe 3, le prix de la composante énergétique pour une famille moyenne belge est inférieur de 5 à 6% si est prise en compte la part des compteurs bi-horaires.

Finalement, la complexité du secteur de l'énergie dans notre pays doit également être prise en compte (notamment la répartition des compétences en matière énergétique), qui s'accompagne de coûts administratifs et charges supplémentaires supporté par le fournisseur d'énergie qui doit se conformer aux différentes réglementations.

#### - **La composante énergie impacte de façon limitée la facture d'énergie**

Dans une étude de la CREG du 22.11.2011<sup>9</sup>, il apparait que sur la période de janvier 2007 à juillet 2011 le prix de la composante énergie a évolué dans une bien moindre mesure que les coûts de distribution. Selon cette étude, la facture d'électricité totale pour un client résidentiel en Flandre<sup>10</sup> a augmenté de 47%. Le prix de l'énergie a augmenté en moyenne de 9,17 €/MWh (ou 15%) alors que les coûts de distribution ont augmenté de près de 40 €/MWh (ou 96,06%). En Wallonie ces coûts ont augmenté de 13,70 €/MWh (ou 32,18%) et à Bruxelles de 17,89 €/MWh (ou 44,36%). Voir graphiques en annexe 4 et 5.

#### - **Ne pas nier ou pénaliser le rôle d'intermédiaire du fournisseur**

Comme indiqué à plusieurs reprises ci-dessus, le fournisseur intervient, dans le modèle de marché belge, comme intermédiaire dans **le recouvrement des coûts de réseaux ainsi que de toutes les taxes et prélèvements**. Par conséquent, les fournisseurs supportent

<sup>9</sup> Etude de CREG du 22.09.2011 sur les composantes des prix de l'électricité et du gaz ((F)110922-CDC-1096).

<sup>10</sup> Est visée une consommation de 3500 kWh de consommation électrique sur base annuelle, dont 1600 kWh en consommation « jour » et 1900 kWh consommation nuit.

également le risque financier en cas de non-paiement pour la part irrécouvrable des coûts de réseaux (qui dans certains cas sont plus élevés que les coûts de la composante énergie). Les fournisseurs demandent de pouvoir récupérer auprès du gestionnaire de réseau sur lequel le client est relié, la composante réseau des factures impayées. Dans certains autres Etats membres sont mis en place des règles spécifiques pour rémunérer d'une manière adéquate le risque financier des fournisseurs.

De plus les entreprises énergétiques sont souvent confrontées à une **publication très tardive des nouveaux tarifs de réseau**, alors que toute application rétroactive des nouvelles conditions est non seulement contraire à la loi<sup>11</sup>, mais mène également à d'importants coûts administratifs et opérationnels supplémentaires.

---

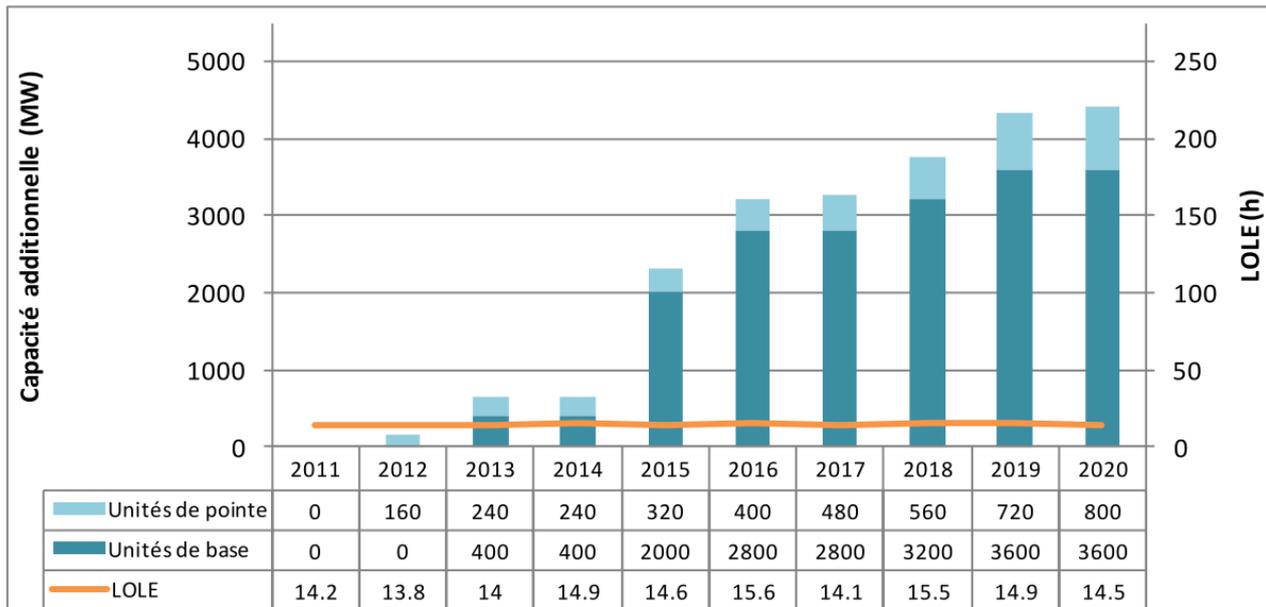
Pour plus d'information:

J. Herremans  
Directeur Général FEBEG  
+32 (2) 500.85.85

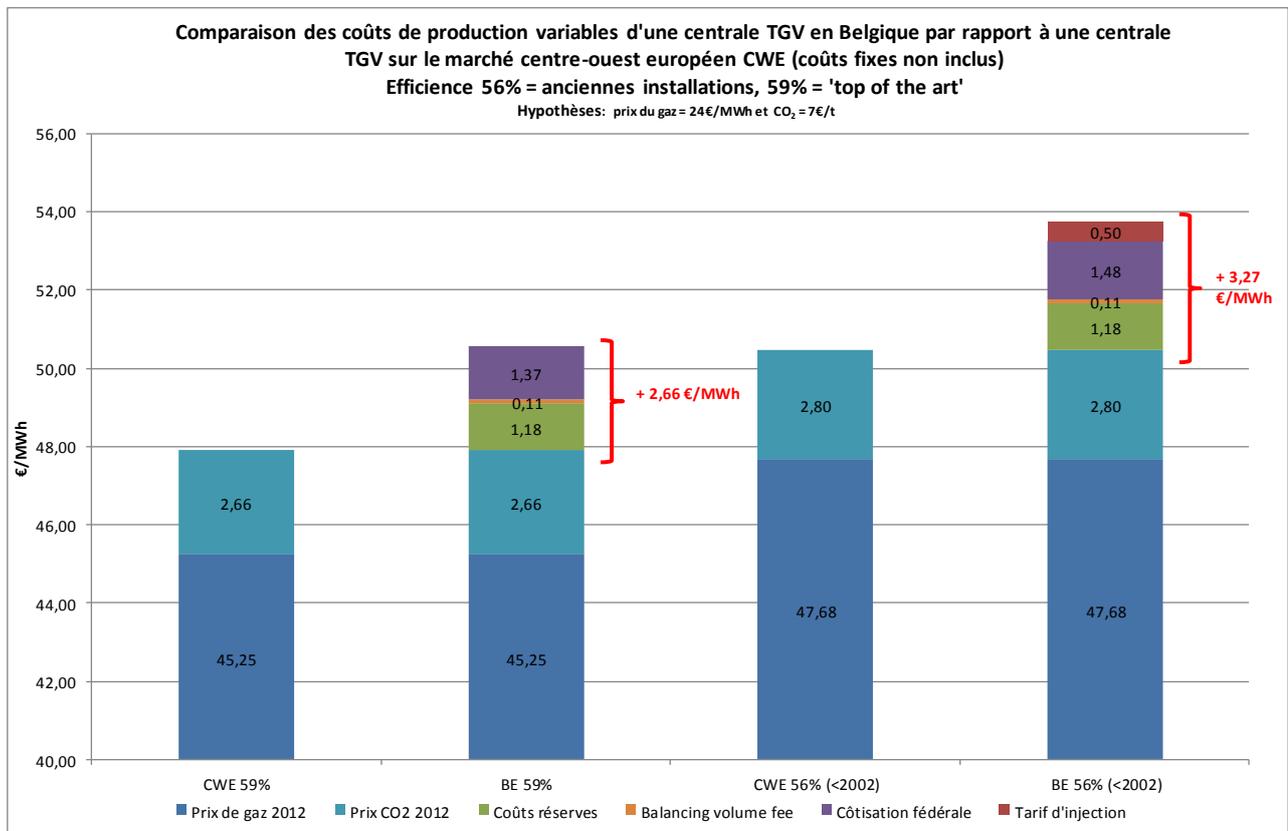
Roberte Kesteman  
Président FEBEG  
+32 (2) 290.94.50

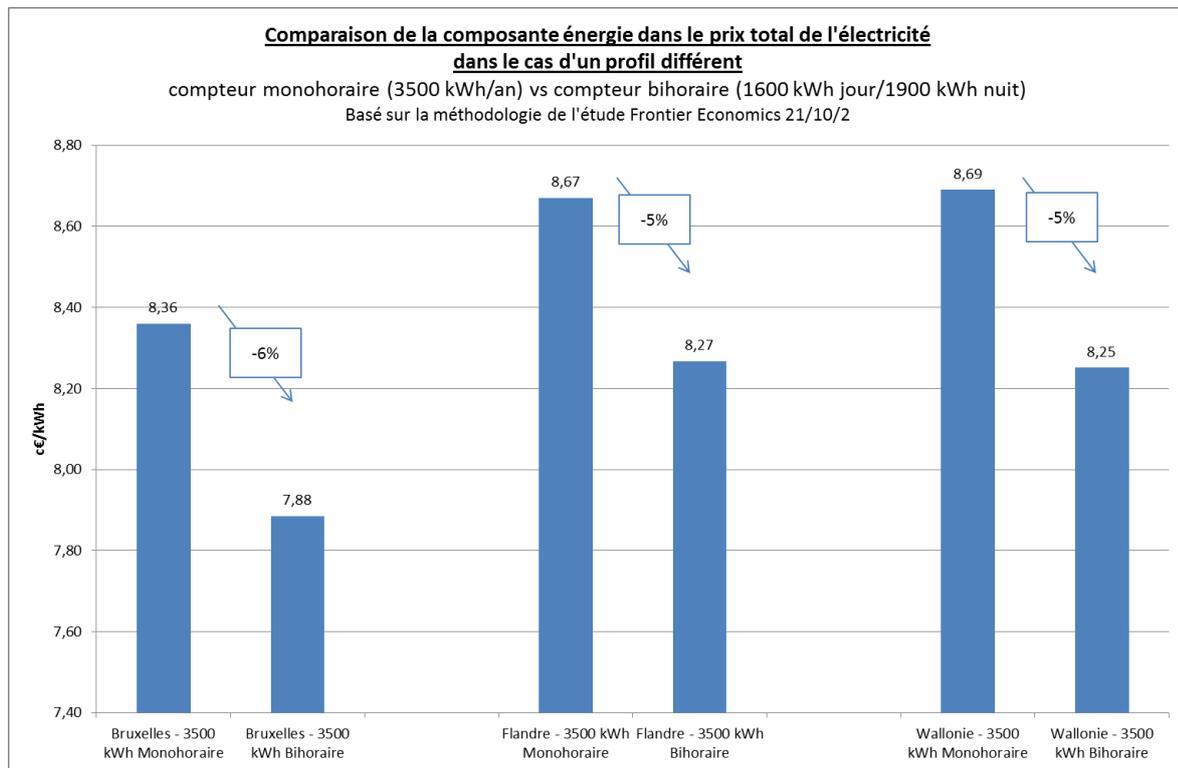
---

<sup>11</sup> Voir les articles 15§13 en 16§13 de la loi du 8.01 2012 transposant le Troisième Paquet Energie dans la législation belge. Ces articles prévoient que les tarifs appliqués ne peuvent avoir d'effet rétroactif.

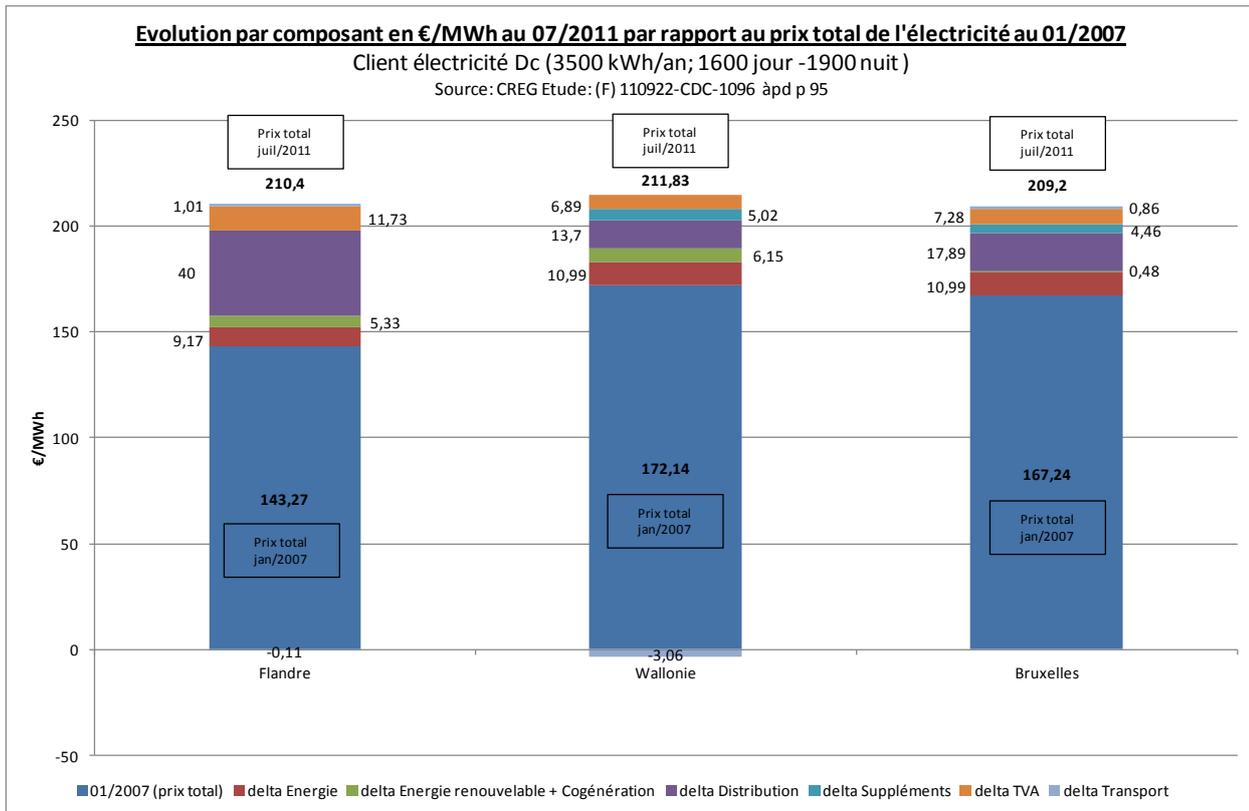
**Capacité complémentaire nécessaire**

Source: Étude 1074 de la CREG du 16.06.2011 : 'Besoins en capacité de production d'électricité en Belgique pour la période 2011-2020'

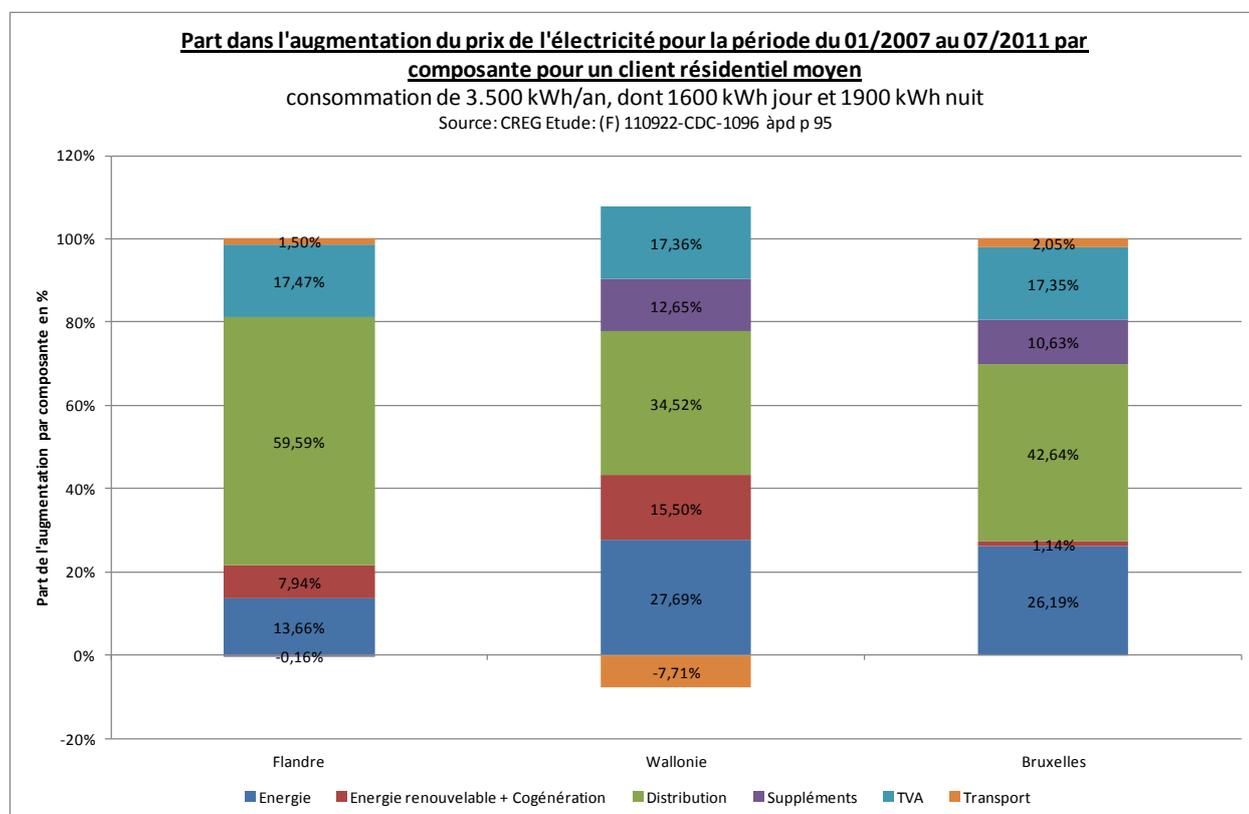




Lors de comparaisons internationales de prix, la grande part des compteurs tarifaires bi-horaires en Belgique doit être prise en compte. Comme l'illustre ce graphique, le prix de la composante énergie pour une famille moyenne belge disposant d'un compteur bi-horaire est inférieur de 5 à 6% au prix pour une famille monohoraire, et est donc comparable avec nos voisins.



Sur la période de janvier 2007 à juillet 2011 le prix de la composante énergie a augmenté dans une bien moindre mesure que les coûts de distribution.



Les coûts de distribution représentent la part la plus importante dans l'augmentation du prix total sur la période de janvier 2007 à juillet 2011.