



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

## COMMISSION DE RÉGULATION DE L'ÉLECTRICITÉ ET DU GAZ

### **ETUDE**

(F)070927-CDC-715

relative à

*« la sous-capacité de production  
d'électricité en Belgique »*

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

Le 27 septembre 2007

# INTRODUCTION

Depuis quelques mois, plusieurs études étudiant l'offre et la demande d'électricité dans les différents pays d'Europe ont été publiées<sup>1</sup>. Elles attirent l'attention sur la situation de la Belgique en matière d'adéquation entre l'offre et la demande d'électricité et en particulier sur sa position peu confortable dans le peloton des pays européens.

L'adéquation entre l'offre et la demande d'électricité est importante pour la sécurité d'approvisionnement en électricité. C'est également une condition essentielle pour assurer un bon fonctionnement du système électrique.

Sur base de cette constatation, la COMMISSION DE REGULATION DE L'ELECTRICITE ET DU GAZ (CREG) a réalisé de sa propre initiative une étude relative à la sous-capacité de production d'électricité en Belgique et aux conséquences et risques qui en découlent pour le système électrique belge. La CREG a réalisé la présente étude conformément à la mission de veiller au bon fonctionnement du marché que lui donne l'article 23, §2, de la loi du 29 avril 1999 relative à l'organisation du marché de l'électricité (ci-après « la loi électricité »), et en outre à l'article 23, §2, deuxième alinéa, 2°.

La présente étude a pour objectif de mettre en évidence les problèmes de déficit de capacité de production d'électricité en Belgique susceptibles de porter préjudice au bon fonctionnement du marché belge et de déterminer les ressources nécessaires pour assurer l'adéquation entre l'offre et la demande d'électricité en Belgique dans les années qui viennent.

La présente étude n'a pas la vocation d'être une mise à jour du programme indicatif des moyens de production d'électricité<sup>2</sup> ni de se substituer à l'étude prospective « électricité » que la Direction générale de l'Energie du SPF Economie, P.M.E., Classes moyennes et Energie est dorénavant chargée de réaliser, conformément à l'article 3 de la loi du 1 juin 2005 portant modification de la loi du 29 avril 1999 relative à l'organisation du marché de l'électricité.

---

<sup>1</sup> Voir notamment l'étude « Observatoire Européen des Marchés de l'Energie », Capgemini, 2006, et l'étude « UCTE System Adequacy Forecast 2007-2020 », UCTE, 2007.

<sup>2</sup> Proposition [\(C\)050120-CREG-388](#) de programme indicatif des moyens de production d'électricité 2005-2014.

Dans cette mesure, la détermination du meilleur équilibre entre les différentes ressources pouvant être mises en oeuvre pour assurer l'adéquation entre l'offre et la demande sort du cadre de la présente étude. Les ressources nécessaires y ont ainsi été matérialisées sous la forme de capacités de production du parc centralisé, même si, *in fine*, il convient évidemment d'envisager une solution faisant également intervenir un recours accru aux énergies renouvelables et aux mesures de maîtrise de la demande et d'amélioration de l'efficacité énergétique.

Cette étude est organisée en quatre parties. La première partie reprend la méthodologie utilisée dans l'étude. La deuxième partie décrit les résultats de simulation et fournit une analyse des résultats. La troisième partie comprend une discussion sur les résultats et leur analyse. Finalement, la quatrième partie présente la conclusion.

Le comité de direction de la CREG a approuvé la présente étude lors de sa réunion du 27 septembre 2007.

# I. Méthodologie

## I.1. Principes

1. Dans le contexte introduit ci-dessus, l'étude vise à déterminer les capacités de production d'électricité additionnelles à investir en Belgique pour couvrir la demande belge pendant la période 2008-2017 avec un niveau de risque déterminé.

Ces capacités additionnelles sont déterminées pour un scénario d'évolution du système électrique belge durant la période étudiée. Ce scénario, appelé « scénario principal », est décrit dans la section II.1 ci-dessous. Les éléments suivants y sont définis :

- l'évolution de la demande belge d'électricité pendant la période étudiée,
- l'évolution du prix des combustibles pendant la période étudiée,
- une évolution du prix des émissions de CO<sub>2</sub> pendant la période étudiée,
- le parc de production décentralisé et son évolution pendant la période étudiée,
- le parc de production centralisé.

Si la plupart de ces données sont exogènes, la description du parc centralisé se compose du parc existant, auquel sont ajoutés, avec leur calendrier de mise en service tel qu'il est connu de la CREG, les projets décidés dont la CREG a connaissance, ainsi que des investissements supplémentaires<sup>3</sup> éventuels nécessaires pour couvrir la demande belge de manière fiable.

Un programme de développement du parc de production centralisé au cours de la période 2008-2017 est donc recherché. Il s'agit plus particulièrement de déterminer le type de nouvelles unités à prévoir dans le parc de production centralisé, leur capacité, ainsi que leur calendrier de mise en service en vue de couvrir la demande future d'électricité du pays de manière fiable.

Cette recherche requiert de simuler de façon relativement détaillée l'exploitation du parc de production pendant chacune des années de la période étudiée.

---

<sup>3</sup> Les types d'investissements envisagés dans ce cadre sont décrits dans la section I.3 ci-dessous.

2. Un modèle de simulation est utilisé pour calculer la fiabilité du système de production de chaque année<sup>4</sup>. Pour réaliser ces évaluations, le modèle met en œuvre une méthode de calcul probabiliste qui permet de tenir compte de l'impact de la taille des unités de production et du caractère aléatoire de leur disponibilité (disponibilité des sources intermittentes d'énergie, risques de panne et arrêts programmés pour entretien) sur la fiabilité du système de production.

Dans le modèle, la demande annuelle d'électricité est définie sous la forme d'une courbe chronologique horaire décrivant l'évolution de l'énergie appelée au cours de l'année.

En plus du parc décentralisé, différents types d'unités de production centralisée sont considérés dans la simulation : les unités nucléaires, les unités brûlant des combustibles fossiles et les centrales de pompage-turbinage. Chaque unité de production est caractérisée par un ensemble de paramètres technico-économiques : sa puissance maximale, la proportion des différents combustibles qu'elle brûle, sa consommation spécifique de combustible, son coefficient de disponibilité et enfin ses coûts d'exploitation et d'entretien. De manière à permettre d'estimer les émissions de CO<sub>2</sub> de chaque unité, ses coefficients d'émission spécifique sont également spécifiés dans les données. De plus, le modèle permet d'internaliser les prix des permis d'émission de CO<sub>2</sub>, des certificats verts ainsi que des certificats de cogénération de qualité selon le type d'unité de production considéré.

Le fonctionnement de chaque centrale de pompage-turbinage est simulé en considérant la capacité du réservoir supérieur, ainsi que les puissances maximales et les rendements des unités en modes pompage et turbinage.

L'utilisation de ce modèle permet de sélectionner itérativement de manière exogène les investissements en nouvelles unités de production du parc centralisé qu'il convient d'installer au cours de la période 2008-2017 dans une optique de minimisation des coûts de production, tout en respectant un critère de fiabilité.

3. Le critère de fiabilité retenu est l'espérance mathématique du nombre d'heures de défaillance, c'est-à-dire l'espérance mathématique du nombre d'heures par an durant lesquelles les ressources disponibles ne seront pas suffisantes pour couvrir l'ensemble de la demande. Il est communément appelé dans la littérature scientifique LOLE (Loss of Load Expectation)<sup>5</sup>.

---

<sup>4</sup> Il s'agit du modèle PROCREAS déjà utilisé par la CREG dans le cadre des deux programmes indicatifs des moyens de production d'électricité 2002-2011 et 2005-2014.

<sup>5</sup> L'expression de cette grandeur sous forme d'une probabilité plutôt que d'un nombre d'heures par an est appelée le LOLP (Loss of Load Probability)

La valeur choisie pour le LOLE détermine le niveau de risque de défaillance accepté en ce qui concerne la couverture de la demande d'électricité et, par conséquent, le niveau de sécurité d'approvisionnement en électricité souhaité pour le pays. La valeur retenue pour ce critère est celle qui était utilisée dans les programmes indicatifs 2002-2011 et 2005-2014. L'objectif associé à ce critère y était égal à 16 heures par an. Il a été maintenu à cette valeur dans la présente étude. Une discussion de cette valeur par rapport à d'autres valeurs utilisées au niveau international est développée dans la section II.3 ci-dessous.

## **I.2. Modélisation des possibilités d'importation nette**

4. Le scénario principal ne considère pas de possibilité d'importation nette. Même si cette hypothèse peut sembler sévère, elle est couramment utilisée dans ce genre d'études destinées à dimensionner un parc de production.

Cela correspond, dans une optique de sécurité d'approvisionnement en électricité, au souci de se doter d'une capacité de production suffisante pour pouvoir subvenir à ses propres besoins avec un niveau de fiabilité défini. Dans ce cas en effet, le système est moins sensible aux pressions de prix qui pourraient résulter de la saturation des interconnexions avec l'étranger. Bien entendu, rien n'empêche les acteurs du marché, dans la réalité de l'exploitation, de conclure des contrats d'importation qui leur permettraient de bénéficier des opportunités qu'offre le marché de s'alimenter à moindre prix.

## **I.3. Investissements supplémentaires en production centralisée**

5. Etant donné que l'objectif visé n'est pas de réaliser une étude prospective mais d'analyser les besoins en capacité de production sur base d'un critère d'adéquation entre l'offre et la demande, deux types d'investissements ont été considérés :

- les investissements pour un fonctionnement en base,
- les investissements pour un fonctionnement en pointe.

Les investissements pour un fonctionnement en base ont été représentés par des turbines à gaz à cycle combiné gaz – vapeur (TGV) de 400 MW et les investissements pour un fonctionnement en pointe par des turbines à gaz à cycle ouvert (TàG) de 80 MW. Dans le cadre de l'objectif visé, il a été supposé que ces unités sont suffisamment représentatives

du type de fonctionnement considéré, notamment en terme de coût de production et d'impact sur la fiabilité du système belge de production.

Les investissements en unités charbon ne sont pas considérés explicitement, vu que dans le cadre des objectifs de l'étude, leur apport n'est pas significativement différent de celui des unités TGV en matière d'adéquation offre-demande.

## II. Résultats de simulation et analyse

### II.1. Description du scénario principal

#### II.1.1. La demande d'énergie électrique

6. Le graphique ci-dessous montre la demande annuelle d'énergie électrique sur la base du « *Baseline scenario* » de l'étude de la Commission Energie 2030. L'augmentation moyenne de la demande d'énergie électrique sur toute la période est de 0,96% par an.

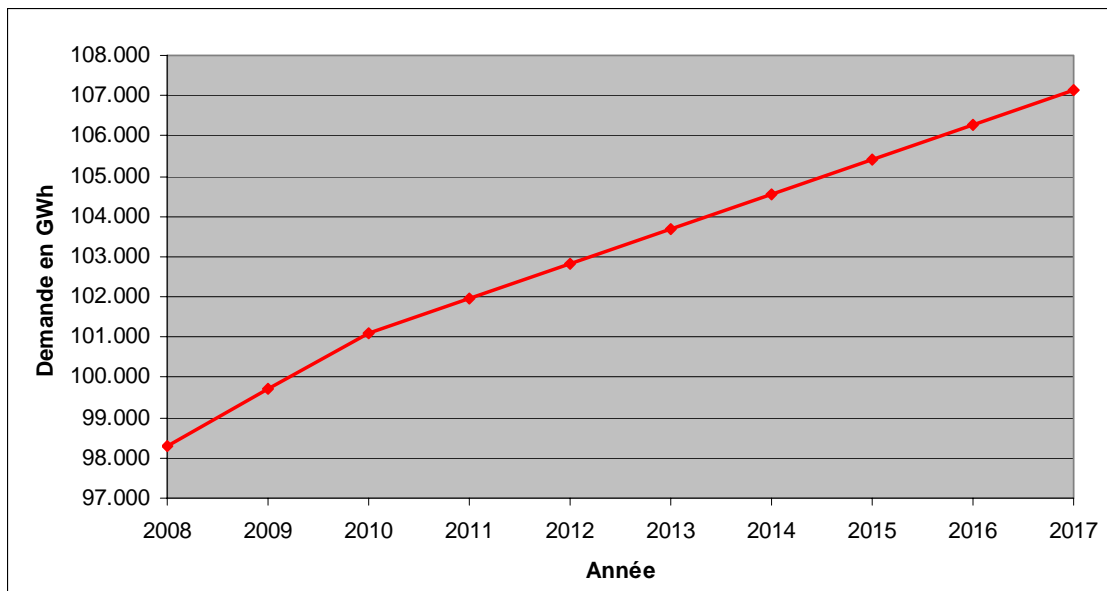


Figure 1 – Évolution de la demande annuelle d'énergie électrique

#### II.1.2. Le parc de production décentralisé

7. L'évolution des investissements réalisés dans des unités utilisant des sources d'énergie renouvelables et dans des unités de cogénération repose sur la variante

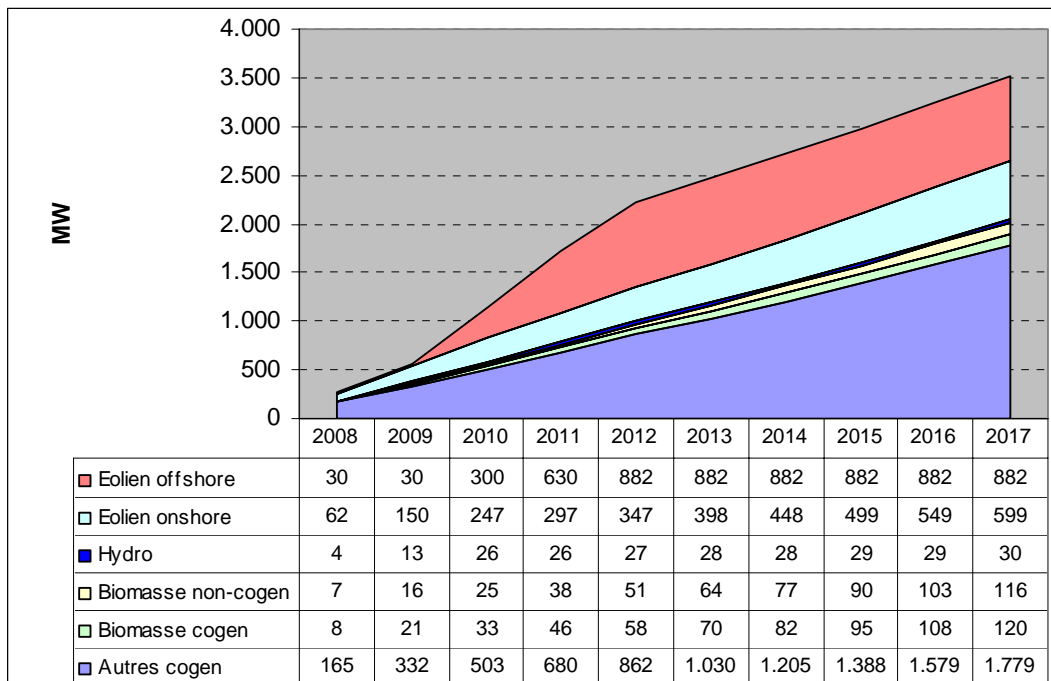
« objectifs régionaux » de l'étude réalisée par ICEDD-VITO pour la CREG dans le cadre du programme indicatif des moyens de production d'électricité 2005-2014. Les projections régionales plus récentes en matière de sources d'énergies renouvelables couvrent une période plus courte et n'ont dès lors pas été reprises dans la présente étude.

### II.1.2.1 Les sources d'énergies renouvelables

8. En ce qui concerne l'évolution de la capacité installée en énergie éolienne off-shore, il a été cependant tenu compte de la réalisation des trois projets pour lesquels une concession domaniale a déjà été attribuée (pour un total de 882 MW). De ce fait, la capacité en éoliennes off-shore projetée pour l'année 2019 dans le programme indicatif 2005-2014 est déjà atteinte en 2013 dans la présente étude. Par rapport à 2007, la capacité supplémentaire en unités utilisant des sources d'énergie renouvelables s'élève à 111 MW en 2008 et augmente jusqu'à 1.747 MW en 2017.

### II.1.2.2 Cogénération

9. Par rapport à 2007, la capacité supplémentaire en unités de cogénération ne consommant pas de biomasse s'élève à 165 MW en 2008 et augmente ensuite systématiquement pour atteindre une capacité installée supplémentaire de 1.780 MW en 2017.



**Figure 2 - Évolution de la capacité de production supplémentaire à partir de sources d'énergie renouvelables et de cogénération**



## II.1.3. Le parc de production centralisé

### II.1.3.1 Situation au 1<sup>er</sup> juillet 2007

10. Les simulations figurant dans la présente étude se basent sur les unités de production centralisées qui faisaient partie du parc belge de production centralisé au 1<sup>er</sup> juillet 2007.

La puissance totale du parc de production centralisé modélisé s'élève à 14.180 MW au 1<sup>er</sup> juillet 2007.

### II.1.3.2 Mises hors service

#### Unités nucléaires

11. La présente étude s'inscrit dans le cadre légal existant, selon lequel les unités nucléaires doivent être mises hors service au terme d'une durée de vie de 40 ans.

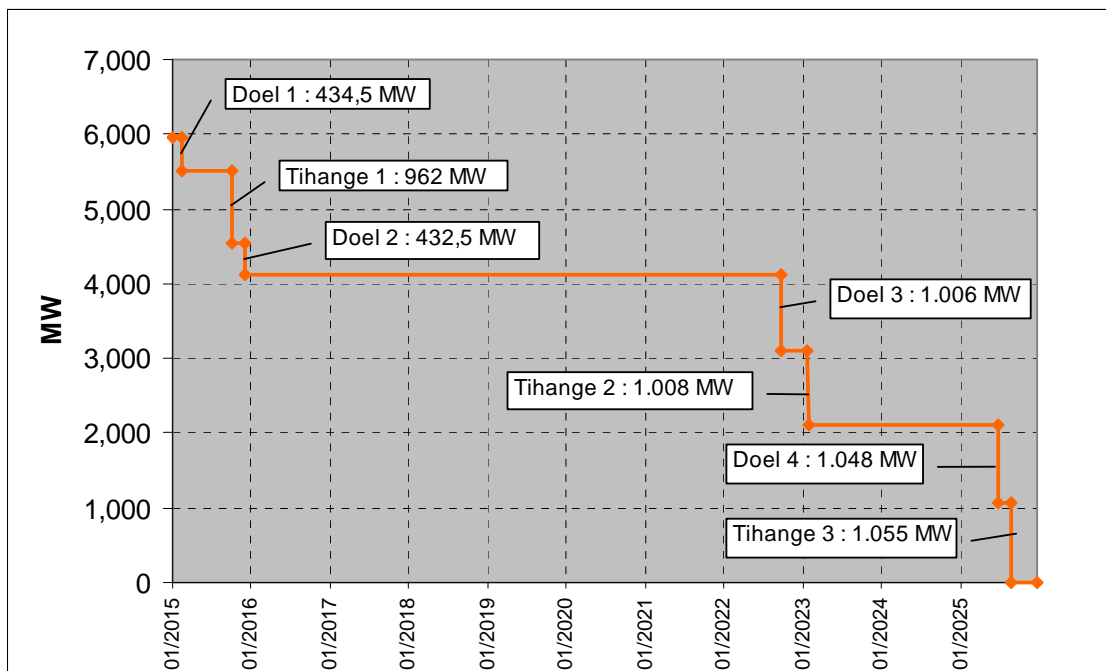


Figure 3 - Puissance nucléaire restante en Belgique

## Autres centrales

12. Afin de prendre en compte le vieillissement des unités existantes, il a été tenu compte d'une durée de vie de 25 ans pour les unités TGV et de 40 ans pour toutes les autres unités thermiques. La mise hors service des unités concernées a été envisagée au terme de cette durée de vie. Aucune mise hors service n'a été prévue à l'horizon de l'étude pour les centrales de pompage.

### II.1.3.3 Investissements déjà décidés

13. La présente étude prend en compte les projets de nouvelles unités de production ayant déjà reçu une autorisation de production individuelle pour lesquelles, sur la base des informations dont dispose la CREG, les travaux ont déjà débuté ou pour lesquelles des commandes ont déjà été passées. Par ailleurs, les augmentations de puissance résultant d'une amélioration de rendement suite au remplacement des générateurs de vapeur ou des turbines dans certaines centrales nucléaires ont également été reprises dans la modélisation.

Le tableau ci-dessous montre les investissements déjà décidés qui ont été pris en compte.

<b>Technologie</b>	<b>Capacité</b>
Turbines à gaz	230 MW
TGV	420 MW
Turbines à vapeur	310 MW
Centrales nucléaires	+122 MW

**Table 1 - Investissements déjà décidés pris en compte dans la modélisation**

Les projets restants, pour lesquels la décision d'investissement définitive n'a pas encore été prise, n'ont pas été pris en compte. Ils représentent une capacité totale d'environ 4.500 MW, dont 885 MW ont déjà fait l'objet d'un octroi d'autorisation individuelle.

### II.1.4. Évolution du prix des carburants

14. Les prix des carburants sont basés sur les projections les plus récentes utilisées dans le cadre des activités de la Commission Energie 2030.

### II.1.5. Évolution du coût des émissions de CO<sub>2</sub>

15. L'évolution du coût des émissions de CO<sub>2</sub> (soit le prix du marché pour les droits d'émission de CO<sub>2</sub>) est très difficile à prédire. Différents organismes fournissent des projections très divergentes. La valeur des futurs droits d'émission de CO<sub>2</sub> sera déterminée par le mécanisme de l'offre et de la demande, sur lequel les futurs plans d'allocation nationaux exerceront une influence considérable.

Pour la présente étude, le coût des émissions de CO<sub>2</sub> a été déterminé de manière à créer un équilibre entre le coût marginal à court terme (short run marginal cost) d'une centrale à charbon supercritique et celui d'une unité TGV.

Le prix d'équilibre figure dans le graphique ci-dessous.

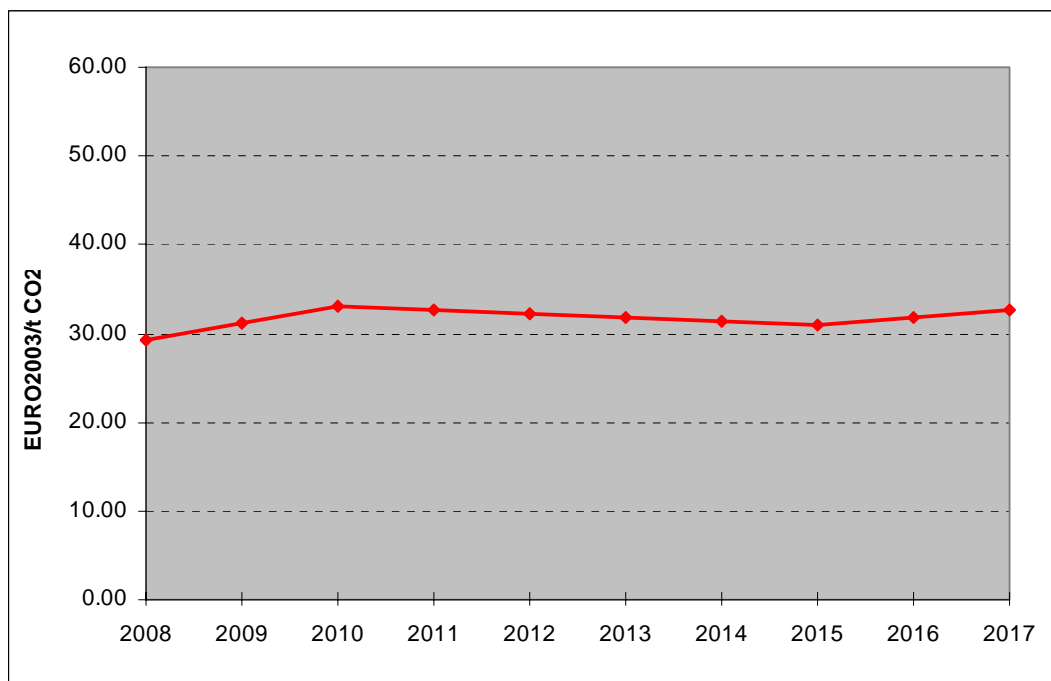


Figure 4 - Projection des droits d'émission de CO<sub>2</sub>

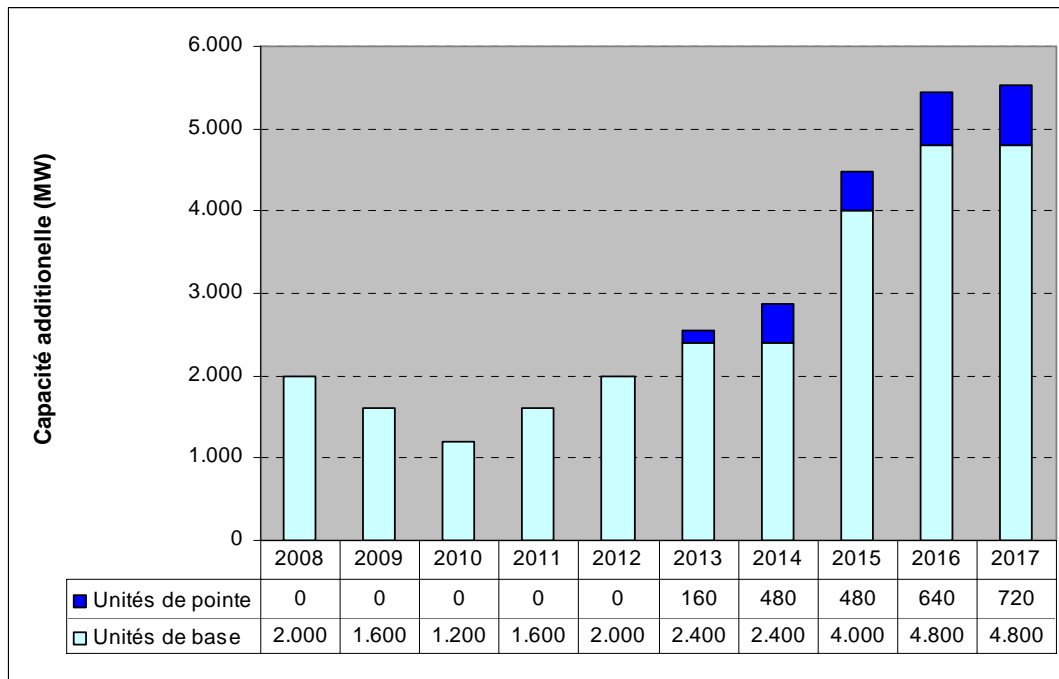
### II.1.6. Importations

16. Conformément à la méthodologie décrite dans la section I.1, le scénario principal ne prend pas en compte des importations.

## II.2. Analyse des résultats du scénario principal

17. Compte tenu de la représentation du système belge décrite ci-dessus, des simulations ont été réalisées afin d'évaluer quelles capacités installées supplémentaires sont nécessaires dans le parc centralisé pour couvrir la demande en électricité dans la période 2008-2017, en respectant le critère de *LOLE* de 16 heures par an en application de la méthodologie décrite dans la section I.

Dans cette optique, la figure 5 illustre, pour chaque année de la période d'étude, les capacités dont la Belgique a besoin en unités de base et en unités de pointe, en tenant compte de l'évolution du parc centralisé décrit à la section II.1.3 et de l'évolution du parc décentralisé décrite à la section II.1.2.



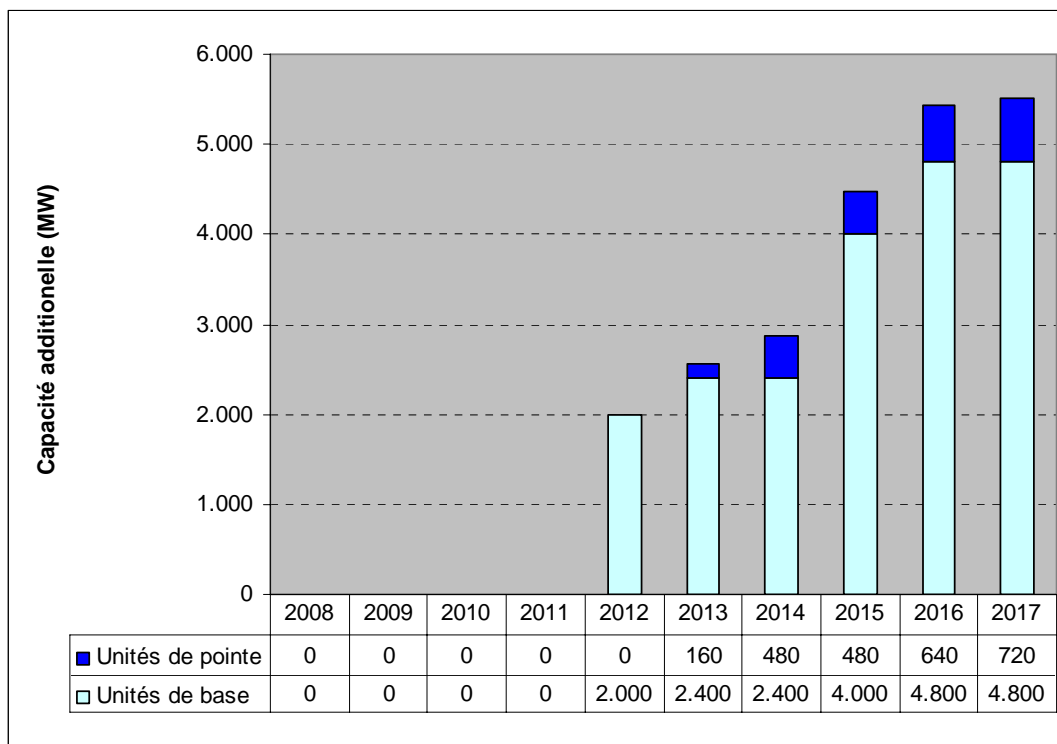
**Figure 5 - Capacités supplémentaires nécessaires pour respecter le critère de fiabilité dans le scénario principal**

La capacité nécessaire en unités de base se fait sentir de manière importante (2.000 MW) dès 2008, ce qui est attribuable à deux facteurs qui sont une situation déjà délicate en termes d'adéquation évoquée dans le cadre du programme indicatif 2005-2014, et le déclassement simultané dès 2008 des unités thermiques de plus de 40 ans.

La mise en service progressive d'investissements déjà décidés atténue quelque peu le besoin en nouvelles unités de base jusque 2011, mais celui-ci reste néanmoins bien présent, en passant en 2010 par un minimum de 1.200 MW.

A partir de 2010, les besoins en investissements complémentaires augmentent graduellement pour atteindre 2.400 MW de base et 480 MW de pointe en 2014. A partir de 2015, l'augmentation est plus prononcée, notamment pour compenser les premières mises hors service d'unités nucléaires. En 2017, dernière année de la période d'étude, les besoins mis en évidence sont de 4.800 MW d'unités de base et 720 MW d'unités de pointe.

18. Un autre problème se pose en début de période, si l'on considère le délai qui sépare la prise de décision en matière d'investissement de la mise en service industriel de l'unité concernée. Ce délai couvre aussi bien l'obtention des permis et autorisations que la phase de construction de l'unité. Si l'on prend comme hypothèse que ce délai se monte à 4 ans pour une unité de base de type « turbine à cycle combiné gaz vapeur » et à 3 ans pour une unité de pointe de type « turbine à gaz à cycle ouvert », les investissements en TGV non encore décidés ne pourront pas arriver avant fin 2011, début 2012. Cette constatation nous amène à considérer qu'il n'est dès à présent plus possible de prendre en compte des investissements complémentaires en unités de base non encore décidés, dont le besoin se fait sentir avant 2012. La figure 6 tient compte de ce fait.



**Figure 6 - Capacités supplémentaires "réalisables" nécessaires pour respecter le critère de fiabilité dans le scénario principal**

La table 2 reprend le calendrier d'investissements correspondant. A chaque année de la période d'étude sont associés les investissements de base et de pointe complémentaires qui devraient être mis en service au cours de cette année<sup>6</sup>, ainsi qu'entre parenthèses, l'année au plus tard au cours de laquelle la décision d'investir devrait être prise, en supposant un délai de quatre ans entre la décision d'investir et la mise en service pour les unités de base et un délai de trois ans pour les unités de pointe.

<sup>6</sup> Pour les besoins des simulations, les investissements sont supposés mis en service en début d'année.

Année de mise en service	Investissements complémentaires de base	Investissements complémentaires de pointe
2008	-	-
2009	-	-
2010	-	-
2011	-	-
2012	5 x 400 MW (2008)	-
2013	1 x 400 MW (2009)	2 x 80 MW (2010)
2014	-	4 x 80 MW (2011)
2015	4 x 400 MW (2011)	-
2016	2 x 400 MW (2012)	2 x 80 MW (2013)
2017	-	1 x 80 MW (2014)

**Table 2 - Calendrier des investissements "réalisables" nécessaires pour respecter le critère de fiabilité dans le scénario principal**

19. En complément de la figure 6, la figure 7 reprend une synthèse des capacités installées tenant compte des investissements déjà décidés et des investissements complémentaires<sup>7</sup> du parc centralisé, des mises hors service d'unités du parc centralisé existant et des hypothèses retenues pour le parc décentralisé. Elle donne donc l'évolution des investissements encore possibles en capacités de production, nécessaires pour couvrir la demande belge durant cette période.

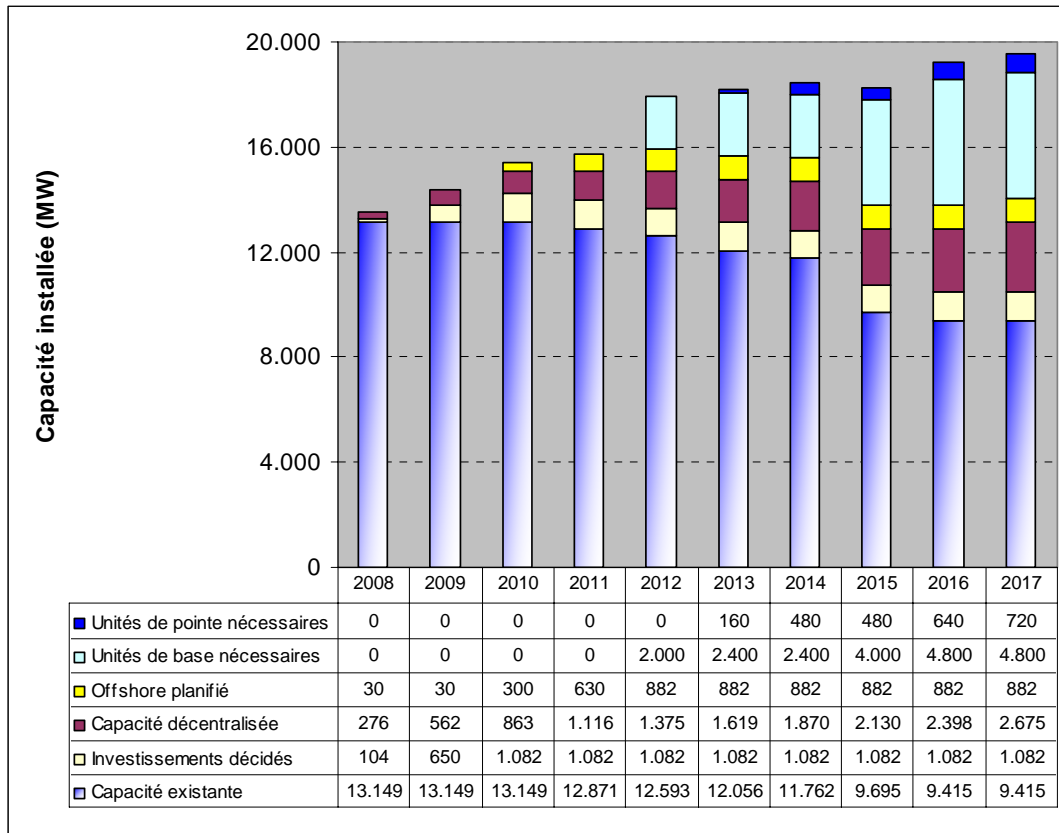
Le saut des capacités installées entre 2011 et 2012 correspond aux 2.000 MW de base à mettre en service en 2012, à la fin du délai nécessaire à l'obtention des permis et autorisations ainsi qu'à la construction de nouvelles unités thermiques de base du parc centralisé. Sans cette contrainte, la progression des capacités installées entre 2008 et 2012 serait plus progressive.

La lecture de cette figure ne peut laisser de côté la situation préoccupante de la Belgique durant la période 2008-2011, au cours de laquelle le *LOLE* dépasse de loin la valeur limite des 16 heures par an adoptée pour le critère, pour atteindre lors de certaines années des valeurs dépassant 250 heures par an. La conséquence de cette situation durant cette période est donc une augmentation importante du risque de ne pas pouvoir couvrir en permanence la demande d'électricité au moyen des ressources de production disponibles en Belgique.

Par ailleurs, la figure indique une diminution de capacité installée entre 2014 et 2015. Malgré cette diminution, le *LOLE* a sensiblement la même valeur en 2014 et en 2015. Cette

<sup>7</sup> Illustrés à la figure 6.

situation est due au fait que les unités nucléaires arrêtées en 2015 sont encore présentes pendant les premiers mois de l'année (certaines jusqu'au mois d'octobre), ce que la figure, qui reprend la situation en fin de chaque année, ne permet pas de refléter. Elles contribuent donc encore pendant ces quelques mois à la couverture de la demande et donc à la réduction du risque.



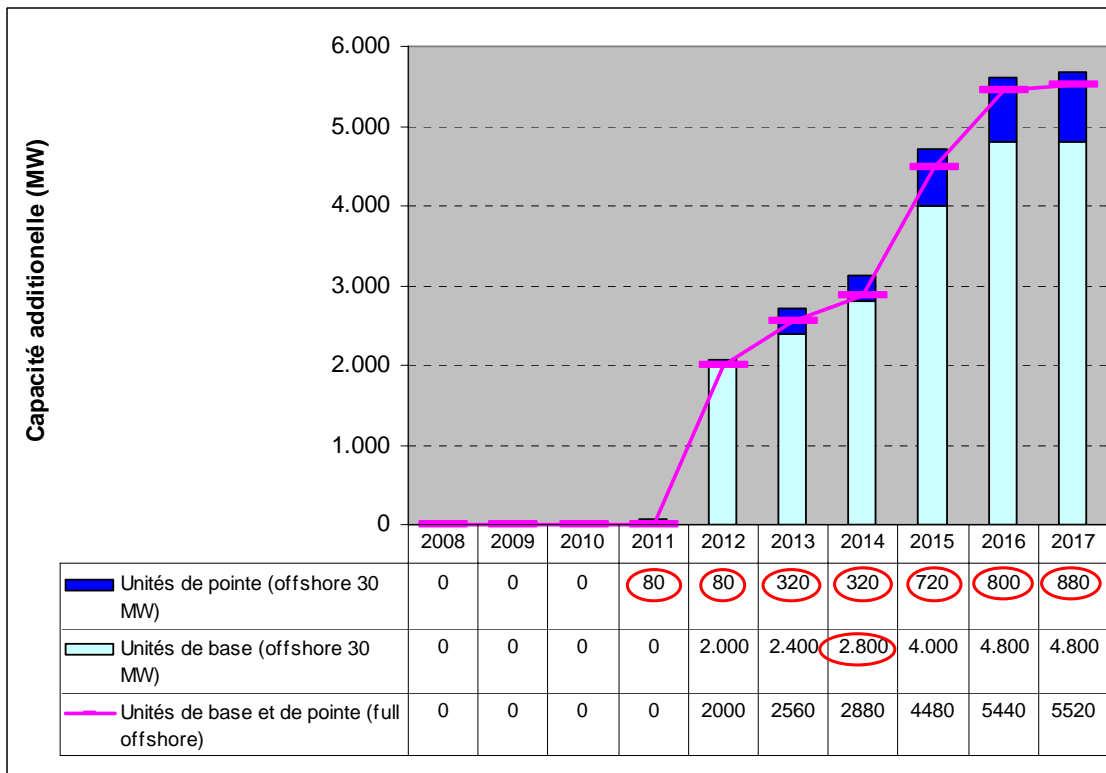
**Figure 7 - Evolution des capacités installées dans le scénario principal**

20. La situation serait encore plus préoccupante si la phase pilote du premier parc éolien offshore de C-Power prévue pour 2008 amenait à mettre en évidence des problèmes grevant la faisabilité environnementale, technique et/ou financière des projets éoliens offshore. Cela conduirait probablement à abandonner pour le moment ce genre de projets en Belgique, et cela limiterait donc la capacité du parc éolien offshore à 30 MW au lieu des 882 MW envisagés.

L'abandon des projets éoliens offshore au-delà de la phase pilote du premier projet ferait évoluer les besoins d'investissements complémentaires en unités thermiques du parc centralisé comme illustré dans la figure 8. Ces investissements complémentaires sont



identifiés dans la figure par le texte « offshore 30 MW ». A titre de comparaison, cette figure reprend également, identifié par le texte « full offshore », le total des investissements complémentaires en unités thermiques du parc centralisé lorsque la totalité des projets éoliens offshore est réalisée.



**Figure 8 - Capacités supplémentaires "réalisables" nécessaires pour respecter le critère de fiabilité dans le scénario principal – Distinction entre les cas avec investissements offshore réduits ou complets (les valeurs différentes de celles de la figure 6 sont entourées en rouge)**

Selon les années, les besoins supplémentaires en capacité résultant de l'abandon des projets offshore et permettant une couverture de la demande avec un niveau de risque comparable varient après 2012 entre 160 et 240 MW. En termes d'émissions de CO<sub>2</sub>, cela correspond environ à 1Mt de CO<sub>2</sub> par an.

### II.3. Prise en compte des possibilités d'importation structurelle

21. Le scénario principal analysé ci-dessus prend en compte une valeur limite du *LOLE* de 16 heures par an, pour un système « sans importation ».

En fait, ce terme « sans importation »<sup>8</sup> sous-tend des hypothèses de modélisation qui sont les suivantes.

Les critères sur base de la valeur du *LOLP* ou du *LOLE* sont utilisés à plusieurs endroits dans le monde industriel<sup>9</sup>. La plupart du temps, le seuil ou la cible est située dans la fourchette comprise entre 1 et 2 jours tous les dix ans. Ainsi, la France<sup>10</sup> utilise une cible variant entre 3 et 4 heures par an.

La différence entre des valeurs du seuil de 16 heures par an et de 4 heures par an peut être expliquée par l'utilisation par le système belge d'une ressource supplémentaire dotée d'une capacité d'environ 600 MW et disponible à 100%.<sup>11</sup> Une capacité de 720 MW disponible à 100% est nécessaire pour ramener un seuil de 16 heures à 3 heures par an. Dans ce contexte cependant, il n'est fait appel à cette capacité qu'au plus 16 heures par an. On peut donc affirmer que par rapport à une valeur du seuil qui aurait le même ordre de grandeur que ce qui est utilisé au niveau international, soit 4 (respectivement 3) heures par an, une valeur du seuil de 16 heures par an sous-entend de pouvoir faire appel à 600 (respectivement 720) MW d'importation « de secours » pendant au plus 16 heures par an, sans que cela soit modélisé explicitement.

22. L'utilisation de cette ressource ne tient néanmoins pas compte des possibilités d'importation structurelle (commerciale). Il est cependant intéressant de voir ce que deviennent les besoins en capacités supplémentaires de base et de pointe lorsque l'on admet de compter sur des ressources situées en dehors territoire national.

Un scénario a été défini dans cette optique. Sa différence par rapport au scénario principal consiste à définir des possibilités d'importation nette menant à une énergie annuelle importée égale à l'énergie nette importée en 2006, avec une distribution des importations nettes proche de celle de 2006. La capacité d'importation maximale a été prise égale à

---

<sup>8</sup> Ou le vocable « Belgique autonome » tel qu'il avait été utilisé dans le cadre du Programme indicatif 2005-2014.

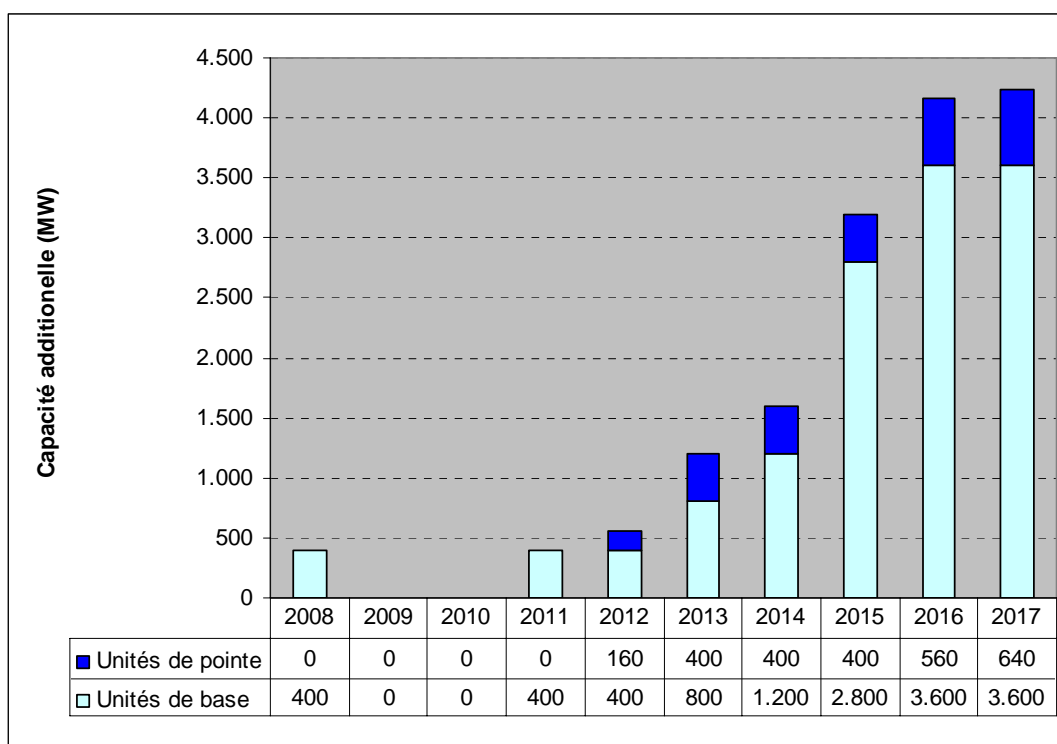
<sup>9</sup> «Comprehensive Reliability Review», Australian Energy Market Commission, May 2006, p. 25.

<sup>10</sup> « Programmation pluriannuelle des investissements de production électrique », Rapport au Parlement du Ministère français de l'économie, des finances et de l'industrie, 29 janvier 2002, p. 19.

<sup>11</sup> Cette capacité a été déterminée au moyen du logiciel PROCREAS utilisé pour la simulation des scénarios. Les 600 MW disponibles à 100% représentent la capacité de la bande qu'il est nécessaire d'ajouter aux capacités d'importation nette pour ramener le *LOLE* de 16 heures à 4 heures en 2009. Cette valeur dépend entre autres de la forme de la courbe de demande d'électricité.

3.000 MW<sup>12</sup>. Cependant, la distribution des importations nettes est telle que ces 3.000 MW ne peuvent que rarement être importés dans leur intégralité. Les déphaseurs qui seront mis en service au début de l'année 2008 pourraient cependant contribuer à mieux garantir cette capacité d'importation nette en limitant les transits physiques de la France vers les Pays-Bas.

23. La figure 9 reprend, pour chaque année de la période d'étude, les capacités dont la Belgique a besoin en unités de base et en unités de pointe, en tenant compte de l'évolution du parc centralisé décrit à la section II.1.3, de l'évolution du parc décentralisé décrite à la sections II.1.2 et des possibilités d'importation nette décrites ci-dessus.



**Figure 9 - Capacités supplémentaires nécessaires pour respecter le critère de fiabilité en cas de prise en compte des possibilités d'importation structurelle**

La lecture de cette figure doit être faite en parallèle avec celle de la figure 5 qui reprend les besoins résultant du scénario principal et avec celle de la figure 6 qui illustre les besoins de la figure 5 pouvant être rencontrés compte tenu des divers délais entre la décision d'investir et la mise en service industrielle d'une unité.

<sup>12</sup> Cette valeur de 3.000 MW est égale à la valeur maximale de l'importation physique nette horaire en 2006, après renforcement des interconnexions au frontière sud.

On peut tout d'abord remarquer qu'à terme, c'est-à-dire au-delà de l'année 2012, la diminution de capacités supplémentaires suite à la prise en compte des possibilités d'importation nette varie entre 1.280 et 1.360 MW selon les années, alors que la capacité maximale des importations nettes est de 3.000 MW. Ce phénomène est dû à la distribution des importations nettes, modélisées comme évoqué ci-dessus.

On peut de plus noter que, malgré les importations nettes prises en compte, une unité de base de 400 MW est toujours nécessaire en 2008 pour assurer la couverture de la demande belge avec le niveau de fiabilité choisi. Il convient cependant de se rappeler que les besoins importants en capacités thermiques en 2008 résultent notamment du programme de déclassement adopté pour les vieilles unités thermiques. Une manière de limiter le risque consiste donc à retarder la mise hors service des unités thermiques de plus de 40 ans et qui sont encore en service en 2007. Dans un marché libéralisé, cette décision reste du ressort des producteurs. Si cela s'avère nécessaire, le GRT garde cependant, en cas de notification de déclassement par le producteur, la possibilité de prolonger l'exploitation de ces unités.

Au-delà de cette constatation, on peut observer que dans ce scénario, il n'y a pas besoin d'unité thermique supplémentaire en 2009 et 2010 pour couvrir la demande belge avec le niveau de risque choisi. En 2011 par contre, il faudrait au moins une unité de base de 400 MW pour maintenir le risque à un niveau acceptable.

### III. Discussion

24. L'analyse des résultats de simulation du scénario principal montre que le manque de décisions concrètes d'investissement en unités de production en Belgique dans les quelques années qui viennent de s'écouler provoque un risque accru de ne pas pouvoir couvrir toute la demande belge en permanence jusqu'en 2012. Ce risque est d'autant plus grand si les vieilles unités thermiques, polluantes et de faible rendement par rapport aux standards actuels, sont définitivement mises hors service.

25. La prise en compte des possibilités d'importation commerciale nette permet de tempérer un peu cette conclusion, sans pour autant ramener le risque à un niveau acceptable, notamment pour les années 2008 et 2011.

De plus, compter systématiquement et de manière structurelle sur les importations pour assurer une partie de la couverture de la demande belge comporte un certain nombre d'inconvénients. Il faut en effet que les capacités de production dans les zones voisines et les capacités commerciales aux frontières soient disponibles pour importer vers la Belgique des volumes d'énergie parfois très importants. Si ce n'est pas le cas, la Belgique se

retrouvera dans une situation de défaillance telle que, même si ses règles d'exploitation lui permettent d'éviter le black-out, le risque est grand de devoir délester une partie de la clientèle.

Dès lors, les années lors desquelles le *LOLE* est supérieur au seuil adopté dans le scénario principal tout en étant inférieur à ce seuil lorsque l'on prend en compte les possibilités d'importation commerciale nette présentent un risque accru de défaillance. De plus, étant donné que les marges de production disponibles sont faibles durant ces années, la Belgique sera plus sensible à des pics de prix dus à la rareté des ressources dont l'origine peut se situer aussi bien à l'intérieur du territoire national que dans les zones électriquement proches. Ainsi, il est fort probable que pendant ces années, les pics de prix de l'électricité deviennent de plus en plus fréquents sur le marché belge de gros, ce qui pourrait entraîner une augmentation générale des prix de l'électricité dans notre pays.

Il convient encore d'ajouter à cela, en l'absence de mesures adéquates, les difficultés de réglage de la tension pouvant résulter d'importations massives et du manque de capacité de production réactive située à l'intérieur de nos frontières.

26. Parmi les autorisations de production accordées par le Ministre, deux projets n'ont pas été prises en compte dans les simulations, faute d'informations concrètes sur leur degré d'avancement : le projet de T-Power et le projet de Marcinelle Energie, qui représentent une capacité d'environ 900 MW sur les 2.000 MW prévus en 2012<sup>13</sup>. La réalisation de ces projets dans les délais prévus dans les dossiers de demande d'autorisation permettrait de limiter le risque entre 2010 et 2012, sans toutefois le ramener au niveau considéré comme acceptable.

27. Par ailleurs, des données publiées par Platts<sup>14</sup> répertorient, rien que pour sept pays d'Europe de l'ouest (Belgique, France, Pays-Bas, Royaume Uni, Espagne, Allemagne et Italie), des projets d'investissements en unités de production pour une capacité de 114.000 MW dans la période 2006-2011. Parmi ceux-ci, rien que pour la Belgique et ses voisins directs (France, Allemagne et Pays-Bas), 41.000 MW d'investissements sont recensés pour cette même période. De plus, cette liste n'inclut pas des projets dont la CREG a entendu parler pour la Belgique et qui correspondent à une capacité installée supplémentaire de 3.500 MW.

Ainsi, rien que pour la zone des sept pays d'Europe de l'ouest mentionnée ci-dessus, la liste « Platts » inclut 190 TGV de 400 MW, 18 unités charbon de 900 MW et 1.500 éoliennes

---

<sup>13</sup> Voir figure 6 ci-dessus.

<sup>14</sup> « Power in Europe », Platts, Issue 508, September 2007, p10.

offshore de 5 MW. Il faut notamment ajouter à cela les investissements de pays fortement industrialisés comme les Etats-Unis et ceux de pays à forte croissance industrielle comme certains pays d'Asie.

Il est clair que l'industrie de ces biens d'équipement n'est techniquement pas capable de répondre à une telle demande. La hausse des prix de 40% lors des deux dernières années est une première conséquence de la saturation des capacités de production pour de telles unités de production d'électricité et de la hausse des matières premières utilisées dans leur fabrication. Toutes les demandes des investisseurs ne pourront donc être satisfaites. Les « slots » de fabrication seront donc alloués en priorité aux investisseurs qui se seront décidés les premiers, c'est-à-dire ceux qui envisagent d'investir dans des pays où le climat économique et réglementaire est propice aux investissements dans ce genre d'activités particulièrement gourmandes en capitaux.

28. L'analyse des années après 2012 montre les besoins en capacités de production pour ces mêmes années. Il est important de noter que, pour que la Belgique ne se retrouve pas à cette époque dans la même situation de sous capacité que celle qu'elle risque de vivre jusque 2012, c'est maintenant que les décisions d'investissement pour cette période doivent être prises. Pour ce faire, les investisseurs potentiels doivent trouver en Belgique un environnement favorable à l'investissement en capacités de production d'électricité. Certaines conditions relèvent de la sphère économique générale. D'autres sont spécifiques à la structure du marché belge dans son contexte ouest-européen.

29. Par ailleurs, même si les simulations sont réalisées sur la base d'unités TGV pour le fonctionnement en base, cela ne doit pas conduire à conclure que cette seule technologie est recommandée. En effet, il est sain de rechercher à diversifier les ressources, aussi bien pour améliorer la sécurité d'approvisionnement en combustibles que pour diminuer la sensibilité du prix de l'électricité aux fluctuations du prix du gaz naturel. Il est donc souhaitable de garder une oreille favorable aux investissements dans des unités brûlant du charbon, à condition que ces unités soient prêtes à produire de manière « propre » lorsque les technologies pour ce faire arriveront à maturité commerciale. Etant donné que le délai nécessaire pour construire une unité charbon est sensiblement plus important que pour une TGV, il ne faut probablement pas compter sur des unités de ce type avant les années 2014-2015.

30. On peut enfin noter qu'une certaine sur-capacité est également nécessaire pour permettre au marché d'évoluer dans un environnement concurrentiel au niveau de l'offre. Comment sinon faire jouer la concurrence au niveau de l'offre de ressources destinées à

couvrir la demande, dans un marché où le volume de l'offre serait inférieur à celui de la demande ?

En outre, à côté du marché de l'énergie (« *commodity* »), plus les producteurs utiliseront les capacités de production situées sur le territoire belge pour couvrir la demande belge, moins il leur en restera pour d'autres usages, parmi lesquels on peut compter l'offre de réserves au GRT. Ainsi, plus la capacité résiduelle non utilisée pour couvrir la demande belge diminue, plus les producteurs hésiteront à s'engager à mettre une partie de leurs capacités à disposition du GRT sous la forme de réserves s'ils n'y sont pas obligés.

Si la capacité résiduelle devient trop faible, cela aura donc également un impact sur le prix que les producteurs pourront demander pour une telle mise à disposition, indépendamment du prix des combustibles.

Ces réflexions amènent en tout cas à considérer qu'une adéquation correcte entre l'offre et la demande d'électricité est nécessaire, non seulement pour son impact favorable sur les prix de marché de l'énergie mais également pour permettre une mise à disposition des réserves nécessaires à un prix raisonnable.

## IV. Conclusions et recommandations

31. La présente étude a mis en évidence les problèmes auxquelles le système électrique belge risque d'être confronté dans les prochaines années en matière d'adéquation entre l'offre et la demande.

Les conséquences d'un déficit de capacités de production ont été évoquées, principalement en ce qui concerne la sécurité d'approvisionnement de la Belgique en électricité et la possibilité de faire jouer la concurrence au niveau de l'offre, avec leur impact sur les prix de marché et sur la mise à disposition des réserves nécessaires à un prix raisonnable.

Par manque d'investissements en production durant ces dernières années, des problèmes risquent d'apparaître à court terme dans les prochaines années.

Il est trop tard pour que de nouvelles décisions d'investissement permettent de résoudre ces problèmes à court terme. Seules quelques mesures pourraient encore atténuer ces problèmes en temps utile. Parmi celles-ci, on peut certainement compter le maintien en service des vieilles unités thermiques tant que de nouvelles capacités de production ne sont pas disponibles pour prendre le relais. D'autres mesures sont certainement à considérer au

niveau de l'exploitation du réseau afin de garantir des capacités nettes d'importation disponibles les plus grandes possible. A ce propos, la manière dont ELIA gèrera les déphaseurs qui doivent être installés au début de l'année 2008 pourrait être déterminante.

A plus long terme, le calendrier d'investissements dans le parc centralisé proposé dans l'étude permet de maintenir le risque à un niveau acceptable à partir de 2012. Le type d'investissements pris en compte ne doit cependant pas être considéré comme la seule solution possible, mais plutôt comme une orientation donnant des ordres de grandeurs de capacités à investir. Il sort en effet du cadre de la présente étude de déterminer comment mettre en oeuvre la diversification nécessaire des ressources en énergie primaire (nucléaire, gaz, charbon, renouvelable, maîtrise de la demande et efficacité énergétique) de manière à obtenir le meilleur compromis entre les objectifs économiques, la garantie d'approvisionnement en énergie primaire géopolitiquement acceptable, les objectifs en matière sociale et le respect des engagements internationaux de la Belgique en matière d'environnement.

32. La concrétisation des projets d'investissement en capacités de production actuellement dans les cartons et l'émergence de nouveaux projets demande cependant un climat stable en matière de politique énergétique et de politique environnementale.

Ainsi, le marché attend certainement une décision « définitive » pour ce qui concerne le maintien ou non de la décision de phase out des unités nucléaires, au moins pour les unités dont la date charnière est située en 2015.

La mise hors service légale de ces unités nucléaires nécessite des investissements complémentaires en capacités de production destinés à compenser leur absence. D'autre part, leur maintien en service éventuel (article 9) requiert à très court terme de la part de l'exploitant de ces centrales de réserver le combustible qui permettra de continuer à les exploiter (délai entre l'achat de matières fissiles brutes et leur mise en réacteur).

Par ailleurs, il est nécessaire de mettre en place une politique favorisant les investissements en capacités de production supplémentaires, si possible par des acteurs autres que le producteur dominant. Dans ce domaine, il vaut certainement mieux éviter de toucher de manière artificielle aux prix de marché. Il est par contre souhaitable de privilégier les mesures qui augmentent l'attrait du marché belge de la production pour de nouveaux entrants potentiels. Dans ce domaine, l'adoption d'une politique transparente, non discriminatoire et attractive en matière de tarification du raccordement des nouvelles unités



de production, ainsi qu'une mise en œuvre efficace de l'article 4, §4, de la loi électricité<sup>15</sup> seraient certainement des pistes à envisager.

Enfin, il est également souhaitable de considérer à la lumière des besoins de la Belgique en capacités de production, les interactions qui existent entre les mesures de protection de l'environnement, parmi lesquelles les plans d'allocation des permis d'émission de CO<sub>2</sub>, et l'attrait de la Belgique pour les investisseurs potentiels en nouvelles capacités de production d'électricité, notamment pour ceux qui envisagent d'investir dans des unités brûlant du charbon.

\*\*\*

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

Dominique WOITRIN  
Directeur

François POSSEMIERS  
Président du Comité de direction

---

<sup>15</sup> Introduit par l'article 61 de la loi du 20 juillet 2005 portant des dispositions diverses.