



Commission de Régulation de l'Electricité et du Gaz
Rue de l'Industrie 26-38
1040 Bruxelles
Tél. : 02.289.76.11
Fax : 02.289.76.99

COMMISSION DE REGULATION DE L'ELECTRICITE ET DU GAZ

ETUDE

(F)110616-CDC-1074

relative aux

*« besoins en capacité de production
d'électricité en Belgique pendant la période
2011-2020 »*

faite 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

16 juin 2011

TABLE DES MATIERES

TABLE DES MATIERES	2
INTRODUCTION	4
1 CONTEXTE	6
1.1 Contexte général	6
1.2 Contexte européen	7
2 METHODOLOGIE	9
2.1 Principes	9
2.2 MODELE PROCREAS	10
2.3 LOLE	11
3 BILAN PROVISoire 2010.....	13
4 HYPOTHESES	16
4.1 Demande d'électricité.....	16
4.2 Importation d'électricité	18
4.3 Parc de production central	19
4.3.1 Mises en service.....	19
4.3.2 Mises hors service.....	20
4.4 Cogénération.....	22
4.4.1 Cogénération en Flandre.....	22
4.4.2 Cogénération en Wallonie	23
4.4.3 Cogénération en Région de Bruxelles-Capitale.....	23
4.4.4 Aperçu de l'évolution de la cogénération en Belgique	24
4.5 Sources d'énergie renouvelables	24
4.5.1 Production d'électricité renouvelable dans les Régions.....	25
4.5.2 Energie éolienne offshore	26
4.5.3 Aperçu de l'évolution de la production d'électricité renouvelable.....	27
4.5.4 Le plan d'action national pour l'énergie renouvelable	27
4.6 Prix des combustibles	28
4.7 Coût des émissions de CO ₂	29
5 RESULTATS DES SIMULATIONS	30
5.1 Scénario principal	30
5.1.1 Investissements complémentaires nécessaires.....	30

5.1.2	Projets de construction d'unités de base et de pointe.....	31
5.1.3	Investissements réalisables	32
5.2	Analyses complémentaires	35
5.2.1	Fermeture anticipée des centrales nucléaires.....	35
5.2.2	Mise en service de la centrale à charbon E.On.....	36
5.2.3	Influence de la variation du nombre d'heures équivalentes à pleine puissance de l'éolien onshore	36
5.3	Diversification des sources d'énergie primaire	37
6	PRODUCTION INTERMITTENTE ET EXPLOITABILITE.....	39
7	CONCLUSION.....	44
8	RECOMMANDATIONS.....	47
	LISTE DES GRAPHIQUES	51
	LISTE DES TABLEAUX.....	51

INTRODUCTION

La COMMISSION DE REGULATION DE L'ELECTRICITE ET DU GAZ (CREG) a réalisé de sa propre initiative une étude relative aux besoins en capacité de production d'électricité en Belgique pendant la période 2011-2020. 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° et 19°.

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 durant la période 2011-2020, d'évaluer les conséquences et risques qui en découlent pour le système électrique belge et de proposer certains remèdes à court et moyen terme pour assurer l'adéquation entre l'offre et la demande d'électricité en Belgique durant ces années .

En septembre 2007, la CREG avait publié une étude semblable, l'étude (F)070927-CDC-715 (ci-après « étude 715 ») portant sur les années 2008-2017 sur le thème de « la sous-capacité de production d'électricité en Belgique ». Ses conclusions sont hélas encore plus d'actualité avec la fermeture de plusieurs centrales classiques et le peu d'investissements réalisés ou décidés depuis lors.

Entretemps, d'autres études ont été publiées. La dernière, l'étude GEMIX commandée par le Ministre de l'Energie à quatre experts belges et quatre experts académiques européens en janvier 2009, est parue en octobre de la même année et avait pour objet de définir un mix énergétique « idéal » pour la Belgique en vue de réaliser les objectifs européens de « 3 x 20% ». Cette étude ne prenait pas encore en compte la crise économique qui a débuté fin 2008 et a fortement réduit la demande en Belgique et en Europe, tant en électricité qu'en gaz.

Une étude récente de Cap Gemini¹ souligne également la mauvaise position de la Belgique pour ce qui concerne sa production d'électricité.

La présente étude comporte huit parties.

¹ "European Energy Markets Observatory – 2009 and Winter 2009/2010 Dataset", Cap Gemini, Twelfth Edition, November 2010.

La première partie décrit les contextes belge et européen dans lesquels l'étude a été réalisée. La deuxième partie décrit le critère d'adéquation retenu et la méthodologie utilisée pour déterminer les capacités nécessaires pour le respecter. La troisième partie fournit une vue provisoire de l'équilibre offre-demande en 2010, sur base des données actuellement disponibles. Les hypothèses relatives aux données utilisées dans les simulations sont exposées dans la quatrième partie, tandis que la cinquième partie analyse les résultats des simulations et donne le calendrier des investissements en unités thermiques du parc centralisé nécessaires pour satisfaire le critère d'adéquation retenu. La sixième partie apporte un éclairage complémentaire sur les difficultés auxquelles le système et les investisseurs pourraient être confrontés, au départ de considérations sur la production intermittente et l'exploitabilité du réseau. Les conclusions sont tirées dans la septième partie et des recommandations destinées à rencontrer les difficultés mises en évidence sont faites dans la huitième et dernière partie.

La présente étude a été approuvée par le Comité de direction du 16 juin 2011.

1 CONTEXTE

1.1 Contexte général

1. Depuis plusieurs mois, et particulièrement depuis l'accident nucléaire au Japon et les décisions de mise à l'arrêt de plusieurs centrales nucléaires allemandes, immédiates pour certaines, dans les dix prochaines années pour d'autres, plusieurs études comparant l'offre et la demande d'électricité dans les différents pays d'Europe ont été publiées. Certaines d'entre 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 par rapport à ses voisins 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.

2. Récemment les quatre Ministres de l'Energie fédéral et régionaux belges ont convoqués les "Staten Generaal Energie - Etats Généraux de l'Energie" en réponse aux décisions allemandes du 15 mars de fermer immédiatement 7 centrales nucléaires « d'avant 1980 ». Depuis plusieurs années (à l'exception de 2009), la Belgique est importatrice nette et bénéficie des capacités de production moins coûteuses de ses voisins (France et Allemagne). Cela la met donc en position de dépendance vis-à-vis de ces pays dans un secteur d'utilité publique où le repli à l'intérieur des frontières nationales est une réponse facile mais quasi automatique aux imprévus rencontrés.

3. Le souci de nos Ministres est donc fondé.

4. Toutefois, depuis novembre 2010, la Belgique est également au cœur du premier marché coordonné implicite d'électricité au monde, celui de notre région « centre-ouest européen » (Benelux, France et Allemagne) couplé également avec les pays scandinaves par quelques liaisons limitées en capacité mais intéressantes pour leur complémentarité, avec un marché nordique « hydraulique » qui contrebalance partiellement la production basée sur le gaz naturel aux Pays Bas et sur le puissant éolien du nord de l'Allemagne.

Une des grandes différences entre septembre 2007 et mai 2011 est l'arrivée massive de capacités de production décentralisée renouvelable mais intermittente, ainsi que les premières mises en service de parcs éoliens offshore. Ces nouvelles productions

renouvelables intermittentes (environ 1350 MW additionnels d'éolien et PV, soit 7 % de la capacité installée du parc de production total belge) ne représentent encore qu'au total une faible proportion (environ 2,2% d'énergie additionnelle en 2010 pour un total de 6.9% sur la production totale) d'énergie (faible taux d'utilisation « naturel ») en regard de l'objectif belge d'environ 20% d'électricité renouvelable en 2020.

1.2 Contexte européen

5. La politique énergétique européenne se base sur trois objectifs stratégiques :
- la garantie de la continuité de l'approvisionnement en énergie ;
 - la poursuite du développement du marché intérieur de l'énergie ;
 - la recherche d'un approvisionnement en énergie durable et la lutte contre le changement climatique.

Au cours de l'année 2009, deux paquets législatifs importants ont été adoptés : le "paquet énergie et climat 2020" et le "Third Package" en matière d'énergie.

6. Dans la présente étude, il convient de tenir compte notamment des objectifs européens imposés aux Etats membres dans le cadre du paquet énergie et climat 2020. Ce paquet a pour but de réaliser les objectifs suivants au niveau européen d'ici à 2020 :
- une diminution des émissions de gaz à effet de serre des Etats membres de 20 % par rapport aux niveaux de 1990 ;
 - une part de 20 % de sources d'énergie renouvelables dans la consommation finale totale d'énergie et de 10 % dans le transport pour chaque Etat membre ;
 - une diminution de 20 % de la consommation d'énergie primaire.

Importante dans ce cadre, la directive 2009/28/CE fixe des objectifs nationaux contraignants pour la part d'énergie renouvelable par Etat membre d'ici à 2020. L'objectif de la Belgique en matière d'énergie renouvelable s'élève à 13 %, ce qui signifie que 13 % de la consommation finale brute d'énergie de la Belgique doit être issue de sources d'énergie renouvelables.²

² Directive 2009/28/CE du Parlement européen et du Conseil du 23 avril 2009 relative à la promotion de l'utilisation de l'énergie produite à partir de sources renouvelables et modifiant puis abrogeant les directives 2001/77/CE et 2003/30/CE, PBEU L140 du 5/6/2009.

7. Le Bureau fédéral du Plan a notamment conclu dans son Working Paper 21-08 que la part de sources d'énergie renouvelables dans la production d'électricité doit s'élever à environ 19,2 % d'ici à 2020.³

8. Afin de garantir que les objectifs nationaux soient atteints, la Directive 2009/28/CE impose également aux Etats membres de soumettre des Plans d'action nationaux à la Commission européenne. La Belgique a soumis son plan d'action national, établi par le Groupe de concertation Energie ENOVER/CONCERE, à la Commission européenne en novembre 2010.⁴

³ Working Paper 21-08, "Impact of the EU Energy and Climate Package on the Belgian energy system and economy", Federaal Planbureau, novembre 2008.

⁴ Le plan d'action national belge pour l'énergie renouvelable, voir http://ec.europa.eu/energy/renewables/transparency_platform/transparency_platform_en.htm

2 METHODOLOGIE

2.1 Principes

9. 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 2011-2020 avec un niveau de risque déterminé.

Ces capacités additionnelles sont déterminées pour un scénario d'évolution du système électrique belge durant la période étudiée. Les hypothèses relatives à ce scénario sont décrites dans la section 4 ci-dessous. Les éléments suivants y sont définis :

- l'évolution de la demande belge d'électricité,
- les hypothèses relatives aux échanges avec l'étranger,
- le parc de production centralisé,
- l'évolution de la cogénération et de la production renouvelable,
- l'évolution du prix des combustibles,
- l'évolution du prix des émissions de CO₂.

L'évolution adoptée pour la capacité installée en cogénération et en production renouvelable ne repose ni sur une démarche d'optimisation économique ni sur des considérations d'adéquation offre-demande, mais sur des projections pour les régions. La réalisation de ces projections reste donc tributaire du choix et des décisions des investisseurs privés, ainsi que du soutien apporté par la mise en œuvre ou le maintien de politiques volontaristes permettant d'atteindre le seuil de rentabilité nécessaire pour prendre la décision d'investir. Par ailleurs, certains octrois de concessions domaniales, comme par exemple celles des parcs éoliens off-shores n° 4 et 7, pourraient encore faire l'objet de recours devant les tribunaux.

Par ailleurs, si la plupart de ces données sont exogènes, la description du parc centralisé se compose du parc existant, duquel sont retranchées, avec leur calendrier actuellement connu de la CREG, les unités dont la mise hors service est décidée, et auquel sont ajoutés, avec leur calendrier de mise en service tel qu'il est actuellement connu de la CREG, les projets

décidés ou en construction dont la CREG a connaissance, ainsi que des investissements supplémentaires⁵ éventuels nécessaires pour couvrir la demande belge de manière fiable.

Un programme de développement des unités thermiques du parc de production centralisé au cours de la période 2011-2020 est donc recherché. Il s'agit plus particulièrement de déterminer le type de nouvelles unités thermiques 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.

2.2 MODELE PROCREAS

10. Le modèle de simulation *Procreas*⁶ est utilisé pour simuler le fonctionnement du parc de production et calculer sa fiabilité pour chaque année de la période étudiée. 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, les centrales de pompage-turbinage et les parcs éoliens off-shore. 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. Les émissions de CO₂, ainsi que les certificats verts et les certificats de cogénération de qualité des unités concernées sont estimés sur base de l'énergie produite de manière à internaliser les coûts et les produits.

⁵ Les types d'investissements envisagés dans ce cadre sont décrits au point 4.3.1 ci-dessous.

⁶ Le modèle PROCREAS est un modèle développé au départ par Tractebel S.A. Il a déjà été utilisé par la CREG dans le cadre des deux programmes indicatifs des moyens de production d'électricité 2002-2011 et 2005-2014, ainsi que dans le cadre de l'étude 715.

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 2011-2020 dans une optique de minimisation des coûts de production, tout en respectant un critère de fiabilité.

2.3 LOLE

11. Le critère de fiabilité retenu est un critère d'adéquation du parc de production. Il utilise 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)⁷. Le critère retenu est de ne pas admettre que le LOLE dépasse une valeur limite.

L'indicateur de fiabilité du système de production est obtenu par convolution de la courbe de demande et des distributions de densité de probabilité des indisponibilités des unités de production. En comparant la courbe résultante à la puissance installée du parc de production, on en déduit le LOLE.

La valeur maximum 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, ainsi que dans l'étude 715. 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 ci-dessous.

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

⁷ 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).

En fait, ce terme « sans importation »⁸ 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 industriel⁹. 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 France¹⁰ utilise une cible de 3 heures par an.

La différence entre des valeurs du seuil de 16 heures par an et de 3 heures par an peut être expliquée par l'utilisation par le système belge d'une ressource supplémentaire dotée d'une capacité d'environ 720 MW et disponible à 100%¹¹. 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 3 heures par an, une valeur du seuil de 16 heures par an sous-entend de pouvoir faire appel à 720 MW d'importation « de secours » pendant au plus 16 heures par an, sans que cela soit modélisé explicitement.

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

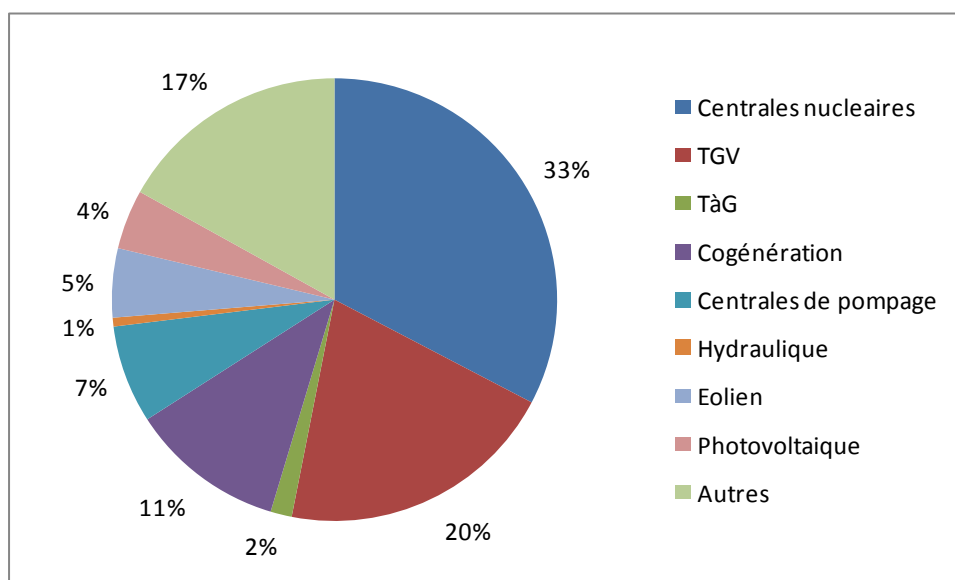
⁹ «Comprehensive Reliability Review», Australian Energy Market Commission, May 2006, p. 25.

¹⁰ « Programmation pluriannuelle des investissements de production électrique – Période 2009-2020 », Rapport au Parlement du Ministère français de l'économie, des finances et de l'industrie, 11 juillet 2008, p. 80.

¹¹ Cette capacité a été déterminée au moyen du logiciel PROCREAS utilisé pour la simulation des scénarios. Les 720 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 2011. Cette valeur dépend entre autres de la forme de la courbe de demande d'électricité.

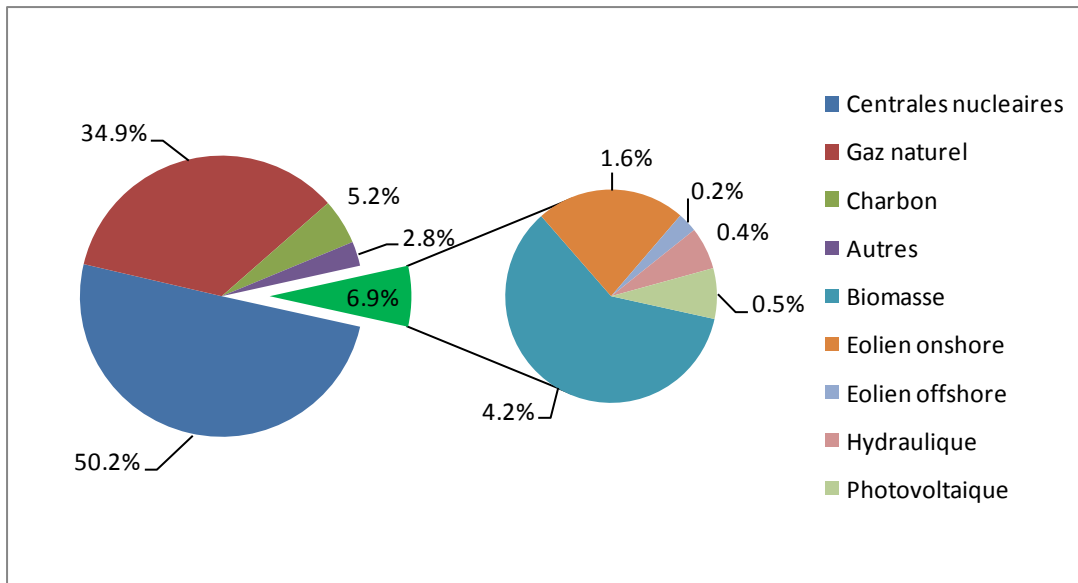
3 BILAN PROVISOIRE 2010

12. A la fin 2010, la capacité de production dans la zone de réglage belge s'élevait à 18.250 MW. La répartition parmi les différentes technologies est illustrée dans le tableau ci-dessous.



Graphique 1 : Capacité de production par technologie fin 2010

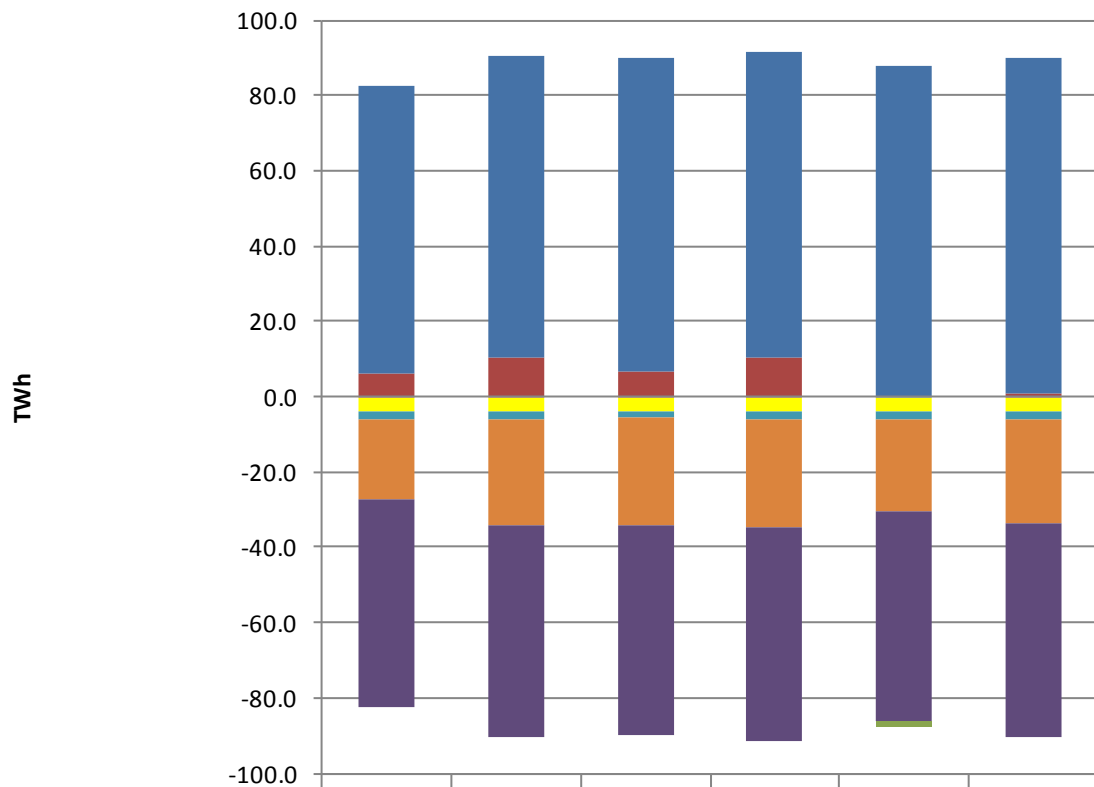
13. Le graphique 2 donne une estimation, sur la base de chiffres partiellement provisoires, de la répartition des combustibles primaires utilisés pour la production d'électricité dans la zone de réglage belge. On peut ainsi constater qu'environ 7 % de l'électricité en Belgique est produite au moyen de sources d'énergie renouvelables. Environ 50 % de l'électricité produite au total provient de l'énergie nucléaire ; si seule l'injection sur le réseau Elia est prise en considération, la part de la production d'électricité nucléaire est supérieure, à savoir 52,5 % (en 2007 : +/- 55 %).



Graphique 2 : Utilisation des combustibles primaires pour la production d'électricité fin 2010

14. Graphique 3 donne un aperçu des flux d'électricité annuels pour la période de 2005 à 2010 incluse sur la base de données de Synergrid. Du côté de l'offre d'électricité, nous distinguons l'importation nette et la production nette (la production nette est la production brute moins l'électricité nécessaire à la consommation propre des centrales électriques). Du côté de la demande d'électricité, nous distinguons la demande des clients finals (raccordés au réseau de transport ou de distribution), les pertes de réseau, l'énergie consommée par les centrales de pompage et l'exportation nette.

Aperçu des flux d'électricité annuels



	2005	2006	2007	2008	2009	2010
■ Production nette	76.4	80.3	83.3	80.8	87.8	89.6
■ Importation nette	6.3	10.2	6.8	10.6		0.6
■ Exportation nette					-1.8	
■ Clients finals distribution	-55.1	-56.4	-56.0	-56.9	-55.5	-56.8
■ Clients finals Elia	-21.6	-28.1	-28.3	-28.6	-24.5	-27.4
■ Pompage	-1.8	-1.7	-1.7	-1.8	-1.9	-1.8
■ Pertes	-4.2	-4.2	-4.1	-4.1	-4.1	-4.2

Graphique 3: Aperçu des flux d'électricité annuels 2005-2010

4 HYPOTHESES

15. Les hypothèses utilisées se basent sur les informations qui étaient disponibles au 1^{er} mai 2011, sauf si cela est mentionné autrement de manière explicite. Les données collectées dans le cadre de la création d'une banque de données pour la production d'électricité n'étaient pas encore disponibles lors de la réalisation des simulations. Comme cela a déjà été discuté dans le volet consacré aux principes de la méthodologie utilisée (voir 2.1.), la majorité des hypothèses est considérée comme exogène. La CREG souligne l'importance de continuer à suivre l'évolution des hypothèses exogènes dans les années à venir, de concert avec toutes les autorités compétentes.

4.1 Demande d'électricité

16. L'évolution de la demande d'électricité se base sur le projet du plan de développement fédéral 2010-2020 (ci-après : le projet du plan de développement fédéral) établi par Elia en collaboration avec la Direction générale de l'Energie du Service Public Fédéral "Economie, PME, Classes moyennes et Energie" et le Bureau fédéral du Plan. Ce projet fait actuellement l'objet d'une consultation publique¹². Le précédent plan de développement fédéral avait trait à la période 2005-2012 et n'est par conséquent plus d'actualité.

Dans le projet du plan de développement fédéral, deux variantes sont prises en considération pour l'évolution de l'énergie électrique demandée dans la zone de réglage Elia entre 2005 et 2020 : une variante basse et une variante haute¹³. Ces deux variantes sont illustrées dans le graphique 4, ensemble avec les valeurs observées par Elia pour l'électricité consommée pour les années 2006-2010. La présente étude tient compte de la variante haute.

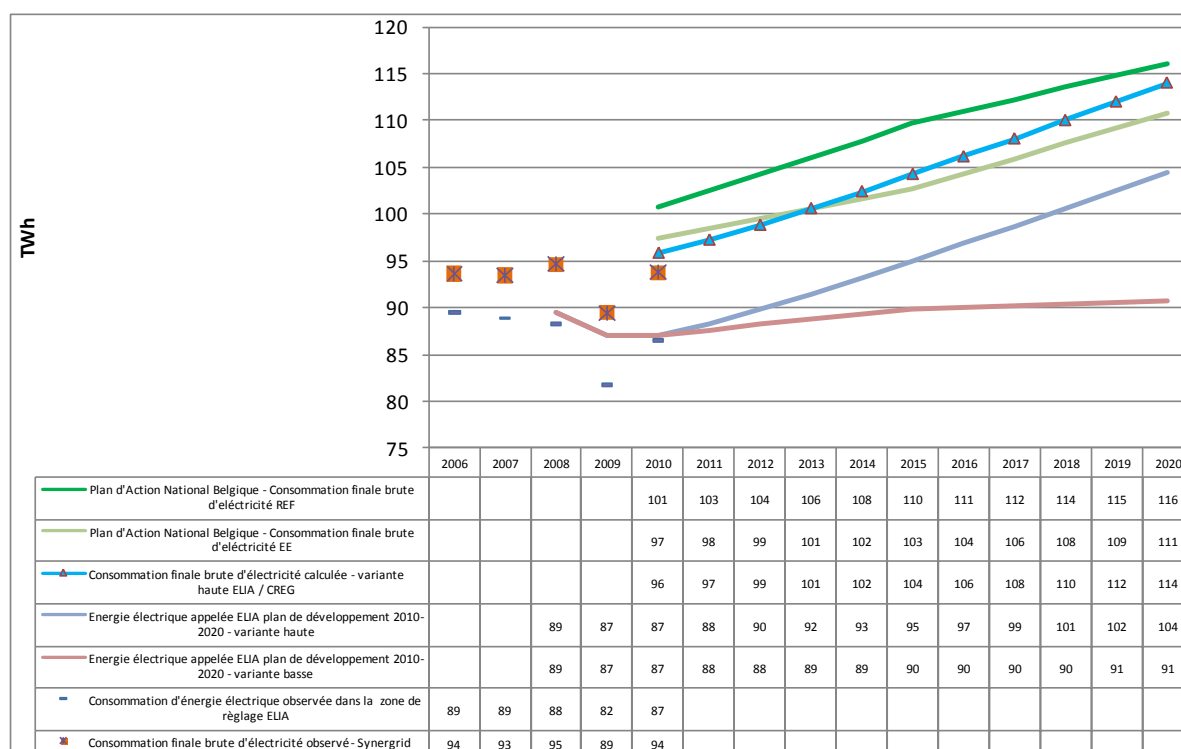
Comme mentionné ci-avant, l'objectif imposé à la Belgique, dans le cadre du paquet énergie et climat européen, consiste à couvrir 13 % de la consommation énergétique totale brute par des sources d'énergie renouvelables, ce qui correspond, selon le WP21-08, à 19 % de la consommation d'électricité brute. C'est pourquoi la CREG a aussi réalisé une estimation de la consommation d'électricité brute belge qui correspond à l'électricité

¹² Voir www.elia.be, sous "Operational data & tools", "Plans d'investissement". La consultation publique a lieu du 16 mai au 14 juillet 2011.

¹³ Voir graphique 4.7, p84 du projet du plan de développement fédéral, www.elia.be.

demandée dans la variante haute du plan de développement Elia. Cette consommation d'électricité brute a été ajoutée au même graphique que celui des valeurs historiques selon Synergrid. Enfin, le graphique illustre également l'évolution de la consommation finale brute du plan d'action national belge (REF et EE), qui a été transmis à la Commission européenne en novembre 2010. La variante EE prend en compte les effets de l'efficacité énergétique et des mesures d'économie d'énergie et constitue en outre la variante qui a été prise en compte pour démontrer que la Belgique atteindra son objectif de 13 %.

Il convient en outre de souligner expressément le fait que deux concepts différents de ce graphique (électricité demandée en zone de réglage Elia et consommation finale brute pour la Belgique) sont placés l'un à côté de l'autre, lesquels sont liés mutuellement mais ne sont bien entendu pas identiques.



Graphique 4 : Evolution de la consommation de l'énergie électrique entre 2006 et 2020

17. L'évolution croissante de la consommation électrique ne signifie pas que la Belgique ne doit pas fournir d'efforts sur le plan de l'utilisation rationnelle de l'énergie. La CREG estime que les efforts en matière d'utilisation rationnelle de l'énergie et l'encouragement d'applications efficaces en énergie doivent être poursuivis et si possible être renforcés. La maîtrise et la diminution de la demande énergétique sont dès lors très importantes et contribuent non seulement directement à la réalisation des objectifs sur le plan de la réduction de la consommation d'énergie primaire, mais aussi à ce que l'objectif lié à l'énergie renouvelable soit atteint plus rapidement et plus facilement. Bien que

certaines mesures URE (telles que les lampes économiques) engendrent une diminution de la consommation électrique, la CREG estime que des effets de substitution apparaîtront, notamment en raison de nouvelles applications (voitures électriques, pompes à chaleur), mais aussi en raison des évolutions technologiques, lesquels peuvent avoir pour conséquence un déplacement d'autres vecteurs d'énergie vers l'électricité. De ce fait, une nouvelle augmentation de la consommation électrique n'est pas contraire à l'objectif de réduction de la consommation d'énergie primaire.

4.2 Importation d'électricité

18. Dans la présente étude, les simulations ne tiennent pas compte d'une importation nette. Bien que cette hypothèse semble sévère, la CREG estime qu'elle peut être justifiée du point de vue d'une étude qui analyse la sécurité d'approvisionnement de l'électricité pour les clients belges. Cette étude a ainsi pour objectif de dimensionner le parc de production, la demande d'électricité étant uniquement couverte par les moyens de production disponibles en Belgique. En tenant compte des incertitudes relatives à l'évolution des parcs de production des pays voisins (décision de fermeture immédiate de 7 centrales nucléaires en Allemagne, résultats des stress tests pour les unités de production nucléaire en Europe inconnus, en particulier pour les unités nucléaires françaises), il serait plutôt imprudent de tenir compte d'une importation nette structurelle dans une étude relative à la sécurité d'approvisionnement.

19. Le principe selon lequel la Belgique doit s'assurer de disposer d'une capacité de production suffisante pour couvrir ses propres besoins en électricité avec un niveau de fiabilité donné répond par conséquent non seulement au principe de précaution dans le contexte actuel, mais constitue aussi un point de départ réaliste selon la CREG.

Le choix de modéliser le système belge sans importations-exportations d'électricité ne signifie aucunement que la CREG envisage un marché fonctionnant sans échanges internationaux. Au-delà des impératifs méthodologiques destinés à dimensionner le parc de production, le fonctionnement du système sera bien sûr guidé par les lois du marché. L'équilibre entre surcapacité et sous-capacité devrait être réglé par le marché lui-même, selon les possibilités et l'intérêt pour les producteurs de développer un portefeuille équilibré et diversifié. En dehors d'éventuelles contraintes techniques ou réglementaires, les unités les moins chères devraient produire en priorité, ce qui impliquera des échanges d'énergie entre pays ou zones de réglage. Un futur développement du balancing international dans la

zone centre-ouest dans laquelle est située la Belgique ne fera que favoriser ces échanges internationaux.

20. La CREG souhaite donc continuer d'insister sur l'importance d'une capacité d'interconnexion suffisante, afin d'arriver à un marché européen unique par un couplage de marché efficace et donc des prix de l'électricité plus stables.

4.3 Parc de production central

21. Le parc de production central qui a été raccordé au réseau Elia le 1^{er} juin 2011 a été pris en compte, y compris donc l'unité TGV "Twinerg" à Esch-sur-Alzette (Luxembourg), étant donné qu'elle se trouve dans la zone de réglage Elia.

4.3.1 Mises en service

22. La présente étude tient compte de toutes les unités qui ont obtenu une autorisation de production individuelle et pour lesquelles une décision d'investissement a déjà été prise, sur la base des informations dont la CREG dispose. Il s'agit des unités suivantes (qui sont d'ailleurs toutes en construction ou déjà réalisées) :

Unité	Date de MES	Puissance (MW)
T-Power – TGV - Tessenderlo	Juin 2011	420
Marcinelle Energie - TGV - Marchienne	Octobre 2011	420
SPE -TG - Angleur	Octobre 2011	2 x 63
MAX GREEN – Biomasse – ex-Rodenhuize4	Juillet 2011	180

Tableau 1: Mises en service programmées

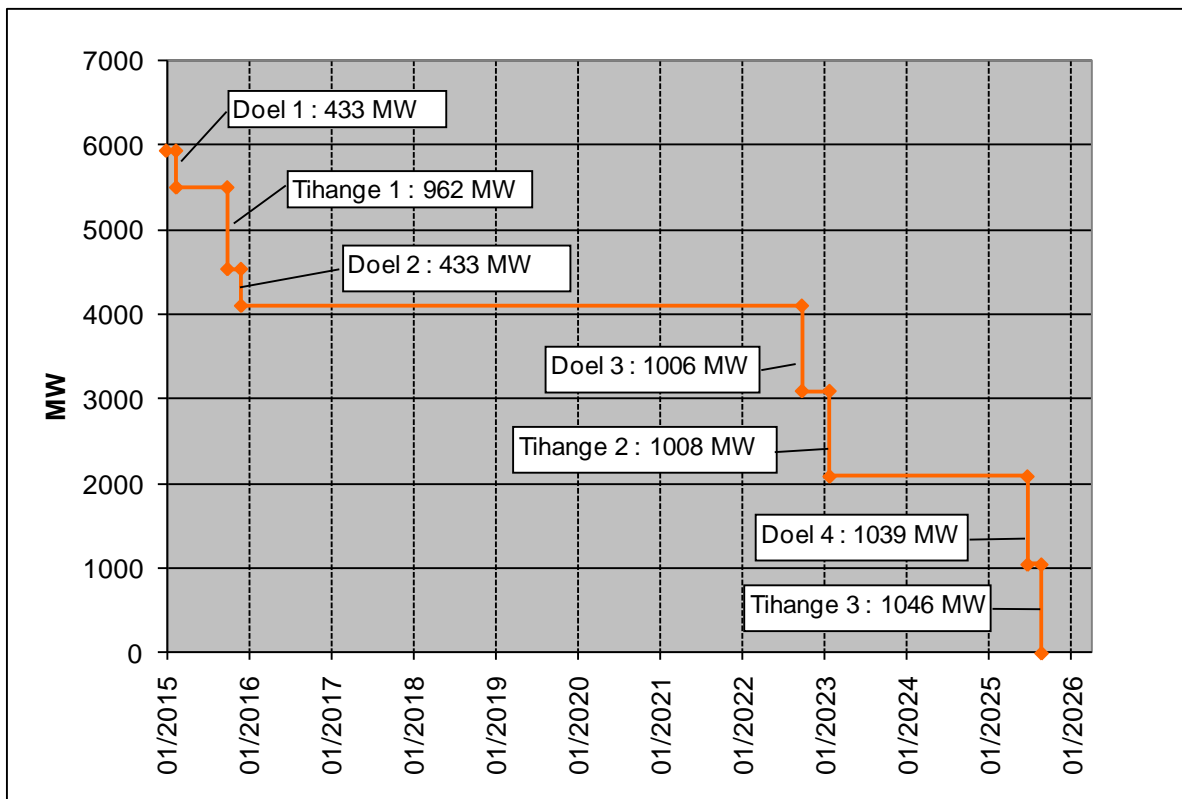
23. Par ailleurs, de nombreux projets de construction d'unités de production sont dans le *pipeline*, mais la décision définitive concernant leur investissement n'a pas encore été prise. Il en sera davantage question lors de la discussion des résultats (voir § 49).

24. Enfin, deux types d'unités de production devant être investies dans le parc de production central ont été pris en considération pour garantir la concordance entre l'offre et la demande d'électricité, en tenant compte du critère de fiabilité :

- investissements pour la couverture de la charge de base : turbines à gaz à cycle combiné gaz-vapeur (TGV) de 400 MW ;
- investissements pour la couverture de la charge de pointe : turbines à gaz à cycle ouvert (TG) de 80 MW.

4.3.2 Mises hors service

25. En ce qui concerne la durée de vie des centrales nucléaires, il a été tenu compte du cadre légal existant¹⁴ (ci-après : « Loi sur l'abandon du nucléaire »), donc de la fermeture des unités nucléaires après 40 ans. L'évolution de la capacité de production nucléaire en Belgique est par conséquent illustrée au graphique 5.

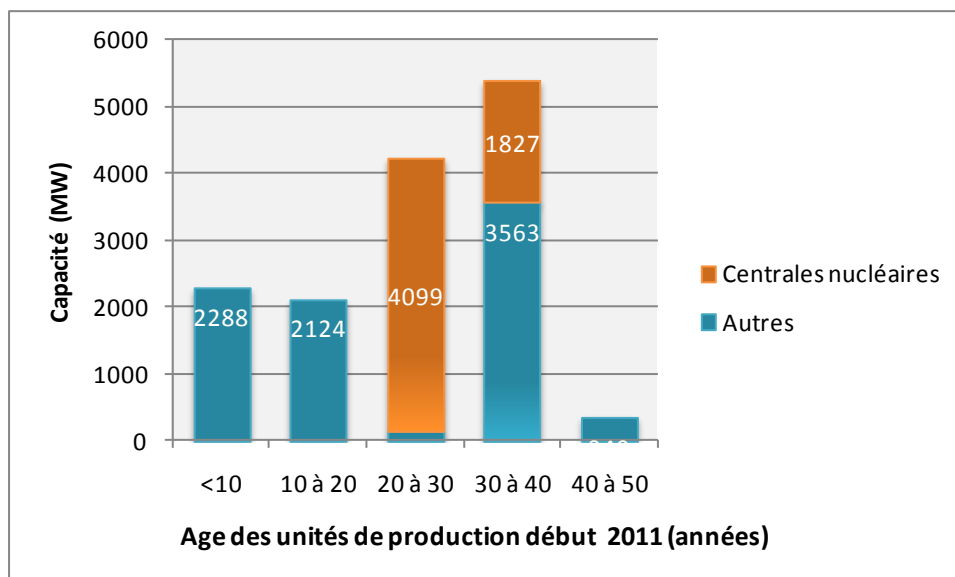


Graphique 5 : Evolution de la capacité de production nucléaire en Belgique au 1^{er} mai 2011

Une analyse complémentaire étudie quelle serait la conséquence de la décision de procéder à une fermeture anticipée des trois plus anciennes centrales nucléaires, à savoir une fermeture à la fin de l'année 2011. Cette analyse doit être vue dans le cadre de l'hypothèse selon laquelle les stress tests pour ces trois centrales nucléaires produiraient un résultat négatif et que les décisions de fermeture seraient prises.

¹⁴ Loi du 31 janvier 2003 sur la sortie progressive de l'énergie nucléaire à des fins de production industrielle d'électricité, M.B. 28 février 2003.

26. Le graphique 6 ci-dessous donne un aperçu de l'âge de la plupart des unités de production raccordées au réseau Elia¹⁵. On remarque dans ce graphique que, pendant la période 1981-1990 (unités dont l'âge actuel se situe entre 20 et 30 ans), des unités nucléaires, presque exclusivement, ont été mise en service. En outre, on peut constater que le parc de production existant a en grande partie plus de 20 ans.



Graphique 6 : Age des unités de production au 1^{er} janvier 2011

27. Afin de tenir compte du vieillissement du parc de production existant, cette étude prend en compte une durée de vie maximale déterminée par type d'unité de production. A la différence de la précédente étude de la CREG relative à la capacité insuffisante, on admet une durée de vie de 50 ans pour les turbojets (unités de pointe aux coûts variables élevés, qui ne tournent qu'un certain nombre d'heures par an), au lieu de 40 ans. La plupart de ces unités ont entre-temps atteint l'âge de 40 ans et restent pour l'instant opérationnelles. Le tableau 2 ci-dessous illustre la durée de vie maximale admise par type d'unité dans la présente étude.

¹⁵ Pour quelques unités plus petites (cogénération industrielle), la date de mise en service n'est pas connue. Ces unités ne sont pas illustrées dans le graphique.

Type d'unité	Durée de vie maximale
TGV	25a
Unités nucléaires	40a
Centrales de pompage/turbinage	Pas de limitation
Turbojets	50a
Autres unités	40a

Tableau 2 : Durée de vie maximale supposée des unités existantes

L'étude tient aussi compte de quelques mises hors service prévues d'unités dont la CREG a connaissance, qu'elles aient ou non atteint la durée de vie maximale admise ci-dessus.

4.4 Cogénération

28. L'évolution de la cogénération en Belgique se base sur les études disponibles. Les installations de cogénération ont été considérées comme des unités "must-run", étant donné que leur exploitation est principalement conduite par le besoin de chaleur.

4.4.1 Cogénération en Flandre

29. En octobre 2009, VITO a réalisé une étude, pour le compte de la Vlaams Energie Agentschap (VEA), dans laquelle des pronostics cohérents ont été établis pour l'énergie renouvelable et la cogénération en Flandre à l'horizon 2020¹⁶. L'étude fournit une analyse détaillée de l'évolution possible de la cogénération en Flandre selon la politique existante (scénario BAU) et selon la politique proactive (scénario PRO).

30. Pour la présente étude, la CREG a repris l'évolution de la cogénération du scénario PRO. Par égard pour les compétences régionales en matière d'utilisation rationnelle de l'énergie et d'énergie renouvelable, la CREG souhaite insister sur le fait que son choix d'un scénario bien précis a été dicté par des considérations pratiques, et que ce choix ne constitue pas une appréciation des scénarios.

¹⁶ "Prognoses voor hernieuwbare energie en warmtekrachtkoppeling tot 2020" (« Pronostics pour l'énergie renouvelable et la cogénération jusqu'en 2020 »), octobre 2009, réalisée par VITO pour le compte de la VEA, www.energiesparen.be

4.4.2 Cogénération en Wallonie

31. En ce qui concerne l'évolution de la cogénération en Wallonie, 2 documents servent de base : le projet d'actualisation du "Plan pour la maîtrise Durable de l'Energie 2003", établi par ECONOTEC, IBAM et ICEDD pour le compte du Service public wallon DG04¹⁷ et le scénario URE de la proposition relative au "nouveau quota pour l'électricité verte à compter du 1^{er} janvier 2010" du régulateur wallon CWaPE.¹⁸

4.4.3 Cogénération en Région de Bruxelles-Capitale

32. En ce qui concerne l'évolution de la cogénération en Région de Bruxelles-Capitale, on part du principe que le potentiel économique d'une production d'électricité de 492 GWh¹⁹ peut être réalisé d'ici à 2020.

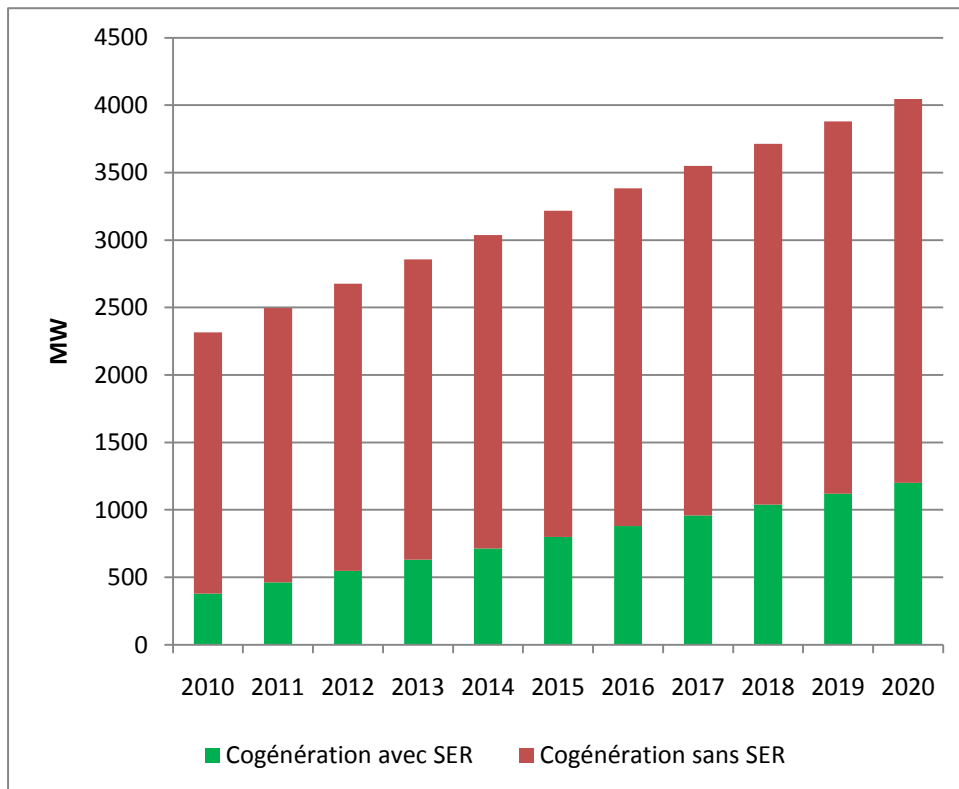
¹⁷ "Projet d'actualisation du Plan pour la Maîtrise Durable de l'Energie (PMDE) en Wallonie à l'horizon 2020", par l'ICEDD, ECONOTEC et IBAM, mars 2009, <http://energie.wallonie.be>

¹⁸ Proposition CD-9j06-CwaPE-260 sur 'les nouveaux quotas d'électricité verte applicables à partir du 1^{er} janvier 2010', www.cwape.be

¹⁹ Ce potentiel de 492 GWh est repris de la note "Quel potentiel pour la cogénération ? Etude sur le potentiel de la cogénération à Bruxelles", Institut bruxellois pour la gestion de l'environnement, juillet 2006

4.4.4 Aperçu de l'évolution de la cogénération en Belgique

33. Le graphique 7 reflète ainsi l'évolution estimée de la cogénération pour les 3 régions. La cogénération verte vise celle qui utilise des sources d'énergie renouvelables. L'augmentation de la cogénération non verte est cependant de la cogénération de qualité.



Graphique 7 : Evolution de la capacité de cogénération installée en Belgique

4.5 Sources d'énergie renouvelables

34. Pour l'évolution de la production d'électricité sur la base de sources d'énergie renouvelables, la présente étude tient compte des études existantes qui ont aussi été utilisées pour l'estimation de l'évolution de la cogénération. Les données disponibles dans le PAN étaient insuffisamment commentées pour pouvoir être utilisées dans la présente étude. Pour être complet, les hypothèses utilisées sont confrontées à l'évolution de l'énergie renouvelable dans le plan d'action national.

4.5.1 Production d'électricité renouvelable dans les Régions

35. Pour l'évolution de la production d'électricité renouvelable dans les régions, les mêmes scénarios et études que ceux pour la détermination de l'évolution de la cogénération dans les régions ont été utilisés. Les études mentionnées reflètent également une part "régionale" dans la production d'électricité par l'éolien offshore. Il n'est pas tenu compte de cette part d'électricité offshore, étant donné que la CREG dispose de sa propre estimation de l'offshore, sur la base de son expérience de l'octroi de certificats verts pour la production d'électricité offshore (voir 4.5.2. Energie éolienne offshore).

36. Faute de pronostics pour la Région de Bruxelles-Capitale, l'on se base sur la supposition selon laquelle 50 % de la capacité de cogénération installée utilisera des sources d'énergie renouvelables en 2020.

37. En ce qui concerne la production d'électricité issue de l'onshore, la CREG constate que les études mentionnées prévoient un nombre d'heures équivalentes à pleine puissance, qui est supérieur à ce que la CREG peut observer. De plus, il convient d'abord de signaler que la CREG ne dispose pas des mêmes données détaillées que les régulateurs régionaux. Pour la Flandre, le nombre d'heures équivalentes à pleine puissance est estimé à 1800 heures, alors que le nombre d'heures équivalentes à pleine puissance observé par la CREG en Flandre s'élève à 1600 maximum (en moyenne, même "seulement" 1400) pour les dernières années. Le nombre d'heures équivalentes à pleine puissance pour les éoliennes à la côte est en revanche sensiblement supérieur. Une remarque similaire peut être faite pour la Wallonie. La note de la CWaPE prévoit 2250 heures équivalentes à pleine puissance, alors que la CREG ne constate que 2000 heures maximum, sur la base de son observation limitée. En dépit de cette constatation, le nombre d'heures équivalentes à pleine puissance comme prévu dans les études mentionnées a été utilisé dans cette étude. Au point 5.2.3, une analyse complémentaire relative à l'influence d'une variation du nombre d'heures équivalentes à pleine puissance pour l'éolien onshore pour l'année 2020 est réalisée. La simulation de l'énergie éolienne onshore tient compte de la variabilité du vent.

38. En ce qui concerne la production d'électricité à partir de l'énergie solaire, on constate une croissance explosive de la puissance installée depuis 2009 (déjà 790 MW à la fin 2010). Cette forte croissance du PV se maintiendra peut-être jusqu'à ce que les révisions annoncées des mécanismes de soutien soient effectives. La somme des

projections régionales pour le PV s'élève en 2020 à "seulement" 1248 MW, ce qui est plutôt bas si la tendance actuelle se poursuit. Dans le PAN, une capacité de PV de 1340 MW a été prévue pour 2020. La présente étude reprend donc le chiffre du PAN pour le PV.

Compte tenu du profil spécifique de la production d'électricité par le PV, cette technologie n'a pas été simulée par Procreas comme unité de production individuelle, contrairement à toutes les autres technologies. Sur la base des statistiques de l'IRM, un profil horaire de la production d'énergie par le PV a été créé pour chaque mois de la période d'étude (donc au total 120 profils horaires). La production d'énergie issue du PV a été déduite de la courbe de la demande d'électricité à chaque heure de la période d'étude.

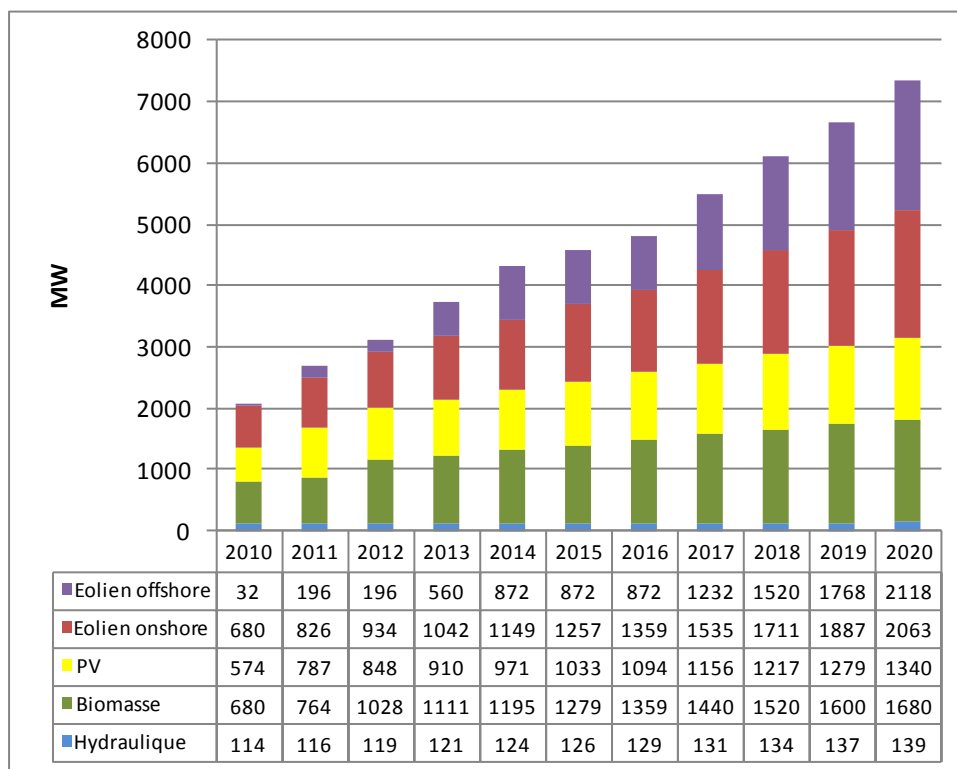
4.5.2 Energie éolienne offshore

39. Pour l'évolution de l'énergie éolienne offshore, il est supposé que les projets qui ont obtenu une concession domaniale seront réalisés d'ici à 2020. On suppose la même chose pour les zones restantes, pour lesquelles des demandes de concession domaniale sont actuellement en cours de traitement. La CREG fait remarquer dans ce cadre qu'une seule zone ne s'est pour l'instant pas vu octroyer de concession domaniale et qu'une autre zone fait actuellement l'objet d'une procédure juridique.

40. Exprimé en termes de capacité, cela signifie que la puissance établie augmentera de 195 MW en 2011 à 2118 MW en 2020. En ce qui concerne la production d'énergie, il est tenu compte de 3500 heures équivalentes à pleine puissance par an (donc 40 %). La simulation de l'énergie éolienne offshore tient compte de la variabilité du vent.

4.5.3 Aperçu de l'évolution de la production d'électricité renouvelable

41. Le graphique 8 ci-dessous illustre l'évolution supposée de la capacité de production d'électricité renouvelable.

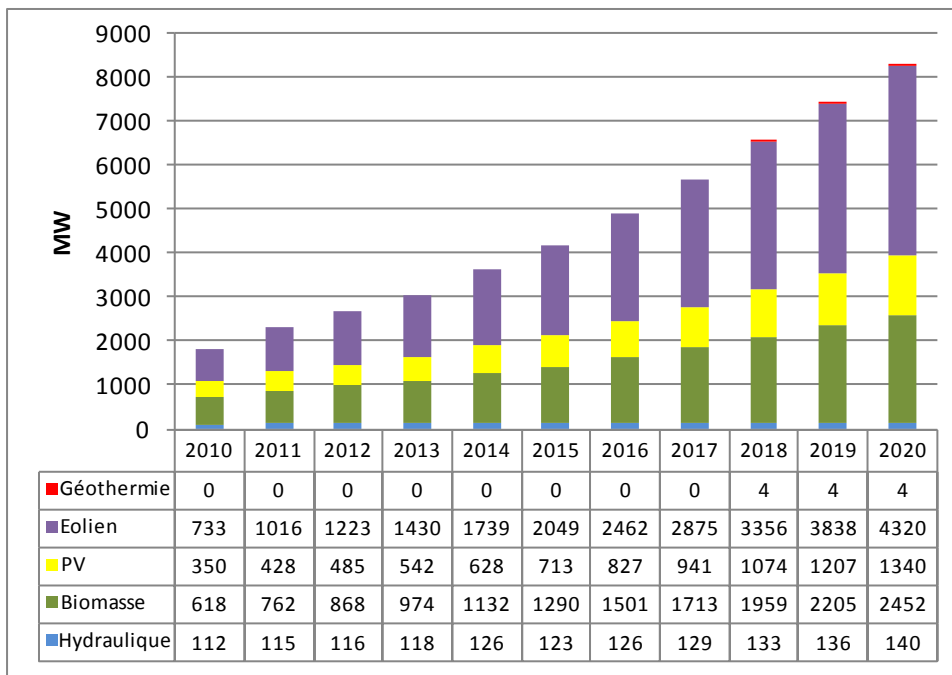


Graphique 8 : Evolution de la capacité de production d'électricité renouvelable

4.5.4 Le plan d'action national pour l'énergie renouvelable

42. En ce qui concerne le plan d'action national (graphique ci-dessous), on remarque surtout que la capacité installée d'unités de production sur la base de la biomasse est bien supérieure à la somme des projections régionales sur lesquelles la CREG se base. La CREG se pose la question de savoir si un tel scénario, dans lequel de grandes quantités de biomasse doivent nécessairement être importées, est réaliste. Il y a lieu de se référer à la note du Professeur J. De Ruyck figurant à l'annexe 3 du rapport GEMIX.²⁰

²⁰ Voir http://economie.fgov.be/nl/binaries/rapport_gemix_2009_nl_tcm325-76356.pdf



Graphique 9 : Evolution de la capacité renouvelable dans le PAN

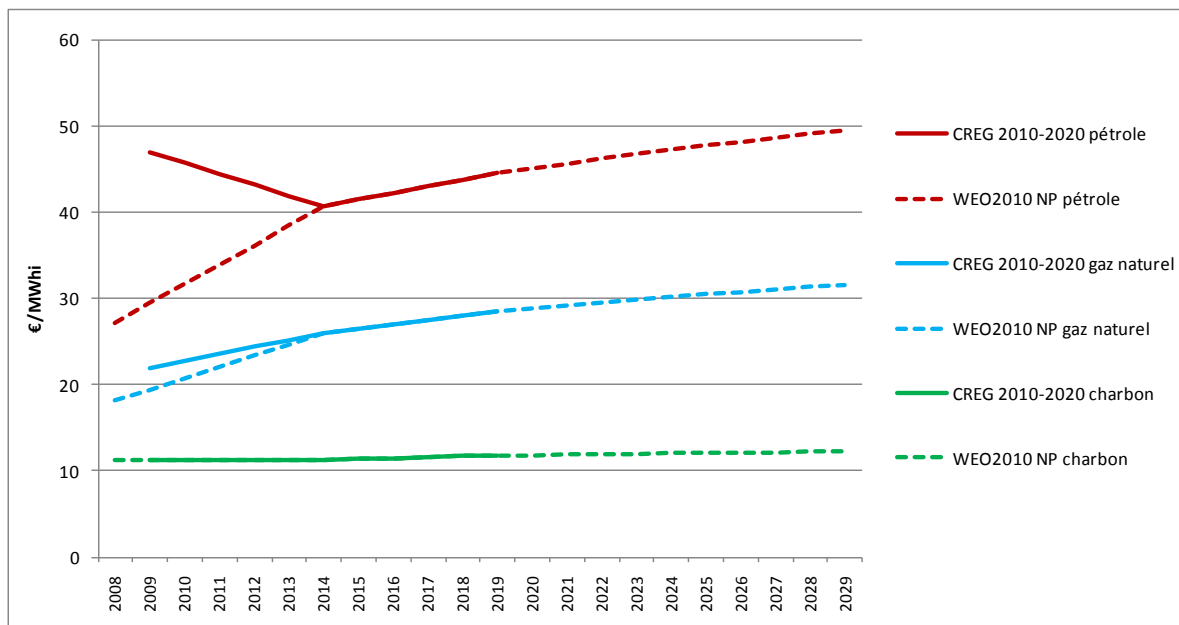
4.6 Prix des combustibles

43. Pour l'évolution des prix des combustibles pendant la période 2015-2020, l'on se base sur les projections à long terme du scénario "new policies" du *World Energy Outlook 2010* (ci-après : WEO2010) de l'Agence internationale de l'énergie²¹. Le WEO2010 a été publié en novembre 2010. Par conséquent, l'étude du WEO2010 a été réalisée suite à la récente crise économique et financière. Ceci explique pourquoi les prix de l'énergie du WEO2010 pour l'année 2010 sont bien inférieurs au niveau actuel. La présente étude prend en compte les prix actuels des combustibles pour l'année 2011. Pour les années 2012 à 2014 incluse, une simple interpolation a été réalisée entre les prix actuels de l'énergie et les valeurs de projection pour 2015 du WEO2010.

44. Le graphique 10 ci-dessous illustre l'évolution des prix des combustibles pour le pétrole, le gaz naturel et le charbon dans le scénario "New Policies" du WEO2010, ainsi

²¹ World Energy Outlook 2010, November 2010, www.worldenergyoutlook.org et www.iea.org

que les projections appliquées par la CREG pour les prix des combustibles. Une valeur de 1.4 est utilisée comme cours du change pour l'USD/EUR.



Graphique 10 : Evolution des prix des combustibles

4.7 Coût des émissions de CO₂

45. L'évolution du coût des émissions de CO₂, tout comme les coûts des combustibles, sont basés sur la projection pour l'Union européenne du scénario "New Policies" du WEO2010. Selon la projection du WEO 2010, le coût d'émission du CO₂ s'élèverait à 27 €/tonne en 2020. Dans la présente étude, le coût d'émissions varie donc de 16 €/tonne de CO₂ (actuellement) en 2011 à 27 €/tonne de CO₂ en 2020.

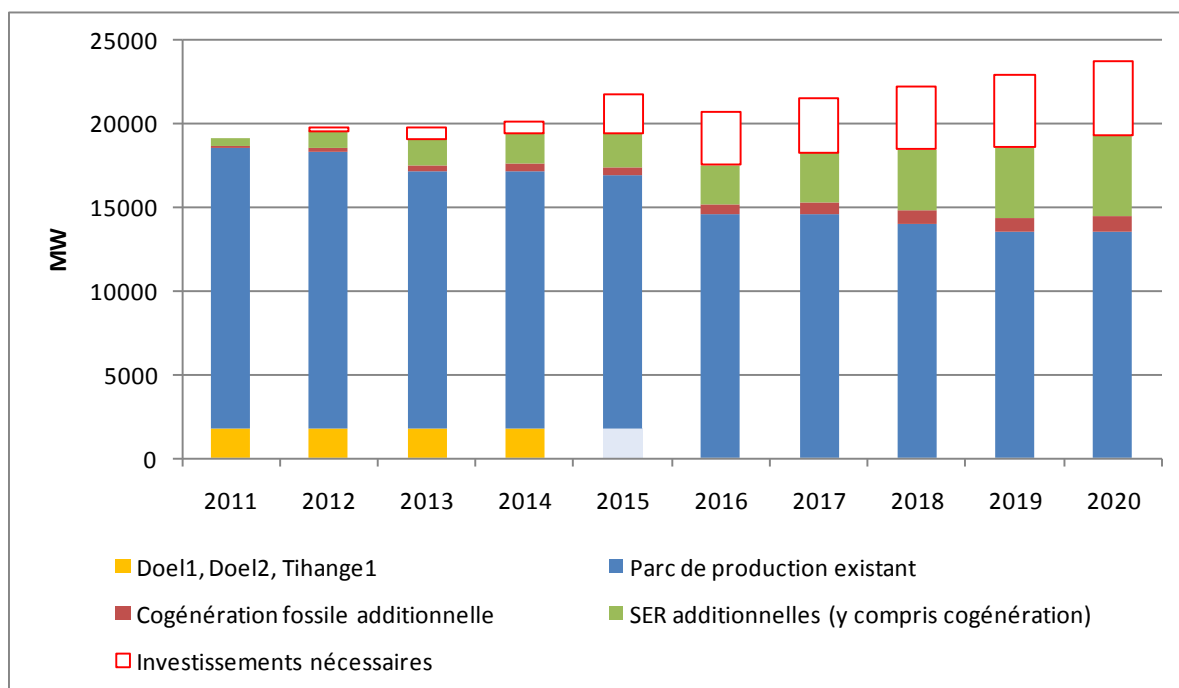
5 RESULTATS DES SIMULATIONS

46. Sur la base des hypothèses décrites ci-dessus, des simulations ont été réalisées pour vérifier quelle capacité complémentaire du parc de production central est nécessaire pour couvrir la demande en électricité pendant la période 2011-2020, en prenant en compte le critère de fiabilité LOLE de 16 heures par an.

5.1 Scénario principal

5.1.1 Investissements complémentaires nécessaires

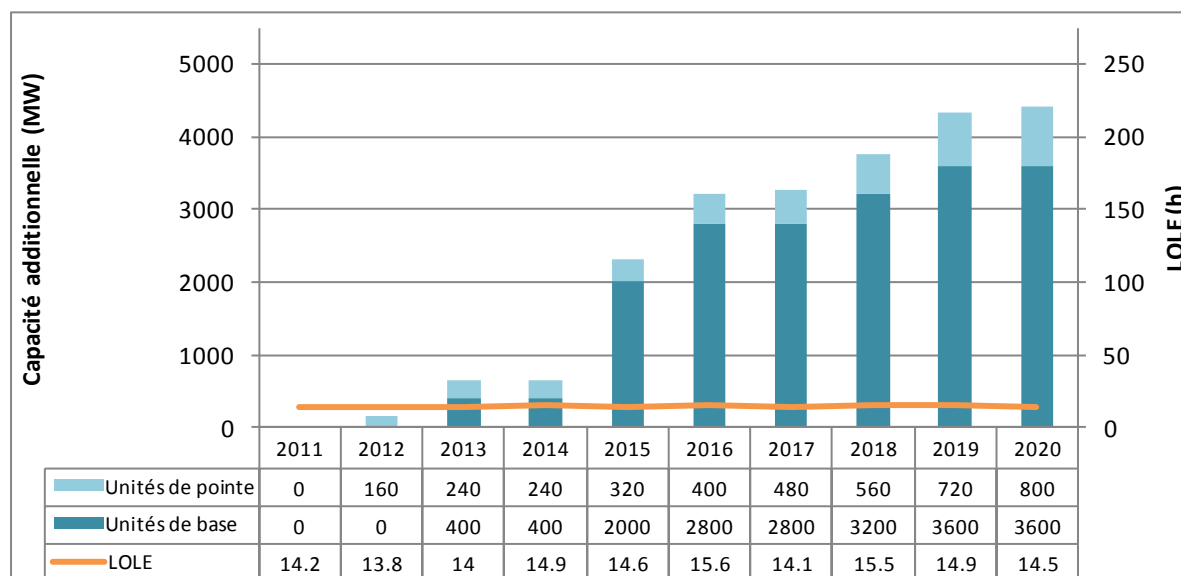
47. Le graphique 11 ci-dessous illustre l'évolution annuelle de la capacité du parc de production. La diminution de la capacité existante est la conséquence des mises hors service d'anciennes unités. La plus forte diminution de la capacité existante aura lieu en 2015, avec la fermeture des trois plus anciennes centrales nucléaires. Pour chaque année de la période étudiée, la capacité complémentaire nécessaire d'unités de base et de pointe a été déterminée ("investissements nécessaires") pour pouvoir remplir les critères de fiabilité. Il va de soi que la plus grande augmentation du besoin en investissements complémentaires coïncide avec la fermeture prévue des unités nucléaires.



Graphique 11 : Evolution de la capacité dans le scénario principal

L'année 2015 semble connaître une augmentation disproportionnée de la capacité installée globale. Il s'agit toutefois d'une conséquence du fait que les investissements nécessaires sont supposés être en service au 1^{er} janvier de l'année, alors que les centrales nucléaires Doel 1, Doel 2 et Tihange 1 font également partie à ce moment-là encore du parc de production existant.

48. Le Graphique 12 reflète les investissements nécessaires dans les unités de base et les unités de pointe.



Graphique 12 : Capacité complémentaire nécessaire

5.1.2 Projets de construction d'unités de base et de pointe

49. Le tableau 3 ci-dessous reflète l'état d'avancement des projets de construction d'unité de base et de pointe qui sont dans le *pipeline* et pour lesquels aucune décision d'investissement définitive n'a pour l'instant été prise. Le projet de construction d'une unité TGV à Manage semble encore réalisable d'ici à 2015, étant donné que toutes les autorisations nécessaires ont été obtenues et que ces autorisations ne font pas l'objet de procédures de suspension ou d'annulation. Sur la base des informations dont la CREG dispose, il n'est pas prévu d'aboutir à court terme à une décision d'investissement.

Appellation	Type	Capacité (MW)	Autorisation de production individuelle ?	Mise en service (au plus tôt)
Manage – Nuon/Vattenfall/?	TGV	450	Oui	2015?? ²²
Antwerpen – E.ON	Charbon	1 100	Oui	2018 ?
Navagne – SPE/EDF	2 x TGV	2 x 460	Oui	2016 ?
DILS-Energy – EDF/?	2 x TGV	2 x 460	Oui	?
NEST-Energy - EDF	2 x TGV	2 x 460	Proposition CREG	?
BerINGEN - ENECO	2 x TGV	2 x 465	Proposition CREG	?
BerINGEN - ENECO	TG	100	Proposition CREG	?
Amercoeur2 – EBL/GDF-Suez	TGV	420	Proposition CREG	2016 ?
GENK – Essent/RWE	TGV	465	Non	?
TOTAL		6 225		

Tableau 3 : Projets en suspens pour la capacité complémentaire dans le parc de production central

5.1.3 Investissements réalisables

50. Au début de la période étudiée, un problème important se pose concernant la faisabilité des investissements nécessaires. Entre la prise de la décision d'investissement et la mise en service industrielle d'une unité, il y a en effet un laps de temps de minimum 3 à 4 ans, suivant qu'il s'agisse d'une turbine à gaz à cycle ouvert ou d'une turbine à cycle combiné gaz-vapeur. Etant donné que tous les investissements décidés, sur la base des informations dont la CREG dispose (voir 4.3.1. Mises en service ci-dessous), ont déjà été repris dans les simulations, il convient de tenir compte de ce délai.

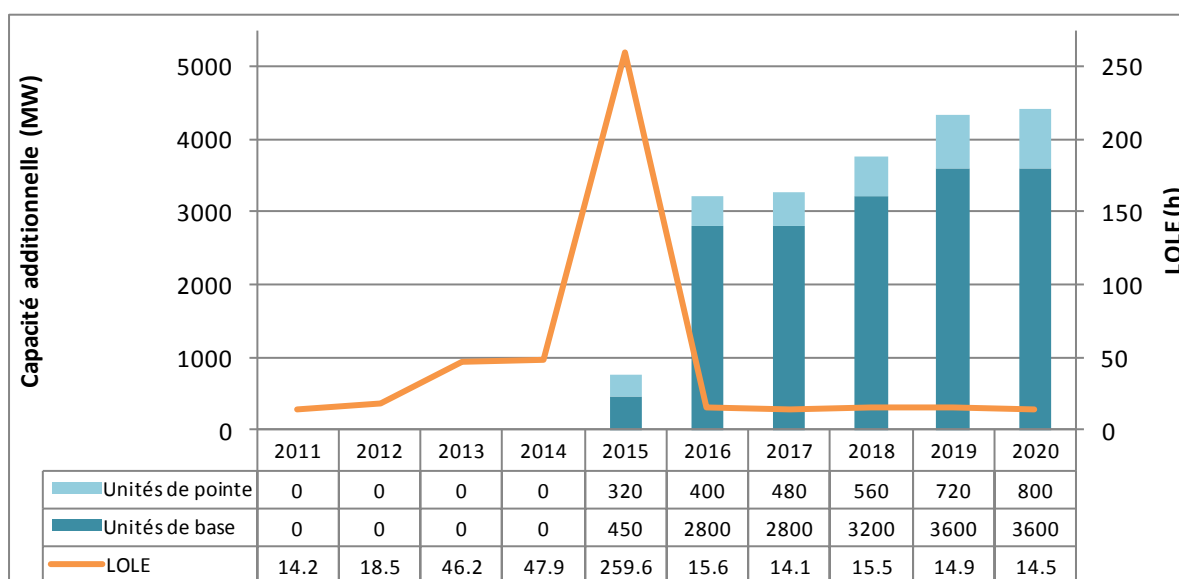
51. Nous remarquons que, de 2012 à 2014, le besoin en capacité de production complémentaire ne pourra être satisfait, étant donné que les décisions d'investissement

²² Le projet de Manage a obtenu toutes les autorisations et peut éventuellement être encore réalisé d'ici à la fin 2014, mais il est actuellement encore incertain, faute de décision d'investissement.

pour cela devaient déjà être prises maintenant. La conséquence directe en est un risque accru que la Belgique ne soit pas à même de couvrir ses propres besoins et que sa dépendance aux pays voisins (par l'importation d'électricité) augmente. L'augmentation de la dépendance à l'importation augmente le risque de congestion sur les interconnexions et le couplage de marché, ce qui peut conduire à une augmentation des prix de l'électricité en Belgique.

52. En ce qui concerne l'année 2015, les turbines à gaz à cycle ouvert nécessaires peuvent être construites si les développeurs de projets entament leurs premières démarches nécessaires cette année (2011) encore. Comme exposé au paragraphe 49, seul le projet de construction d'une unité TGV de 450 MW à Manage semble encore réalisable d'ici à 2015, pour autant que la décision d'investissement soit encore prise en 2011.

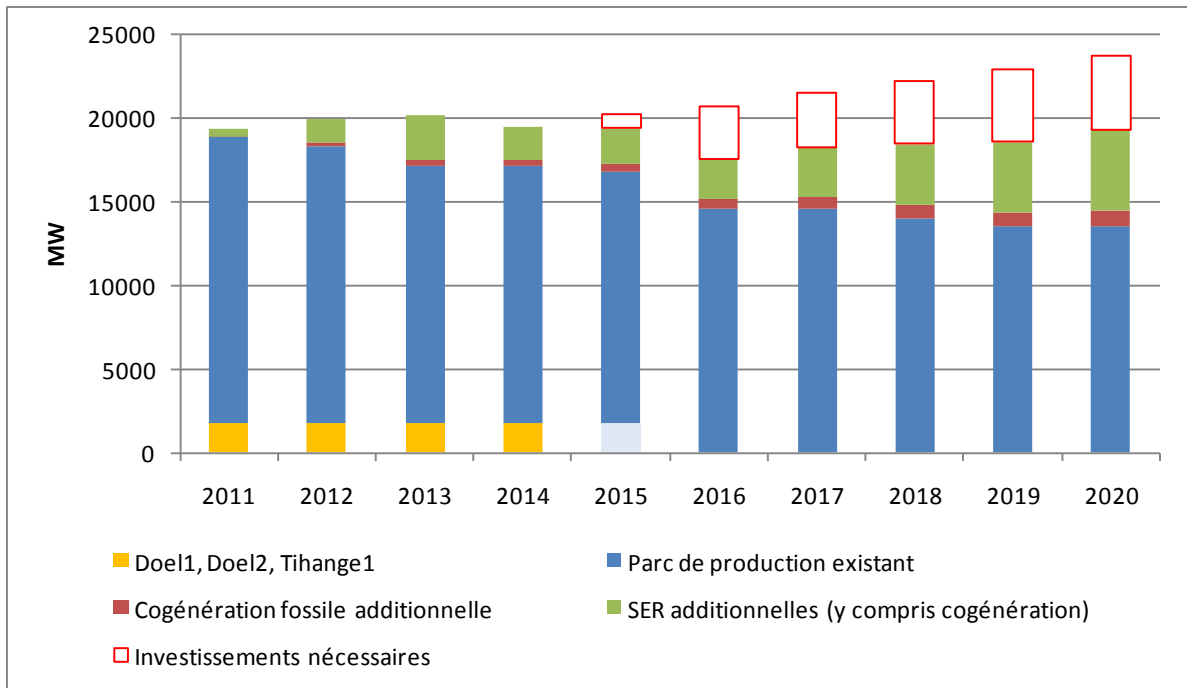
53. Le graphique 13 ci-dessous illustre la capacité complémentaire nécessaire réalisable. Nous constatons que le LOLE atteint un pic de quasiment 260 h en 2015.



Graphique 13 : Capacité complémentaire nécessaire "réalisable"

54. On constate que, sur la base du tableau 3, suffisamment de capacité en nouveaux investissements sont dans le "pipeline" pour couvrir la demande en électricité. La plupart des projets ne sont toutefois plus réalisables dans les temps pour compenser la fermeture des trois plus anciennes centrales nucléaires en 2015.

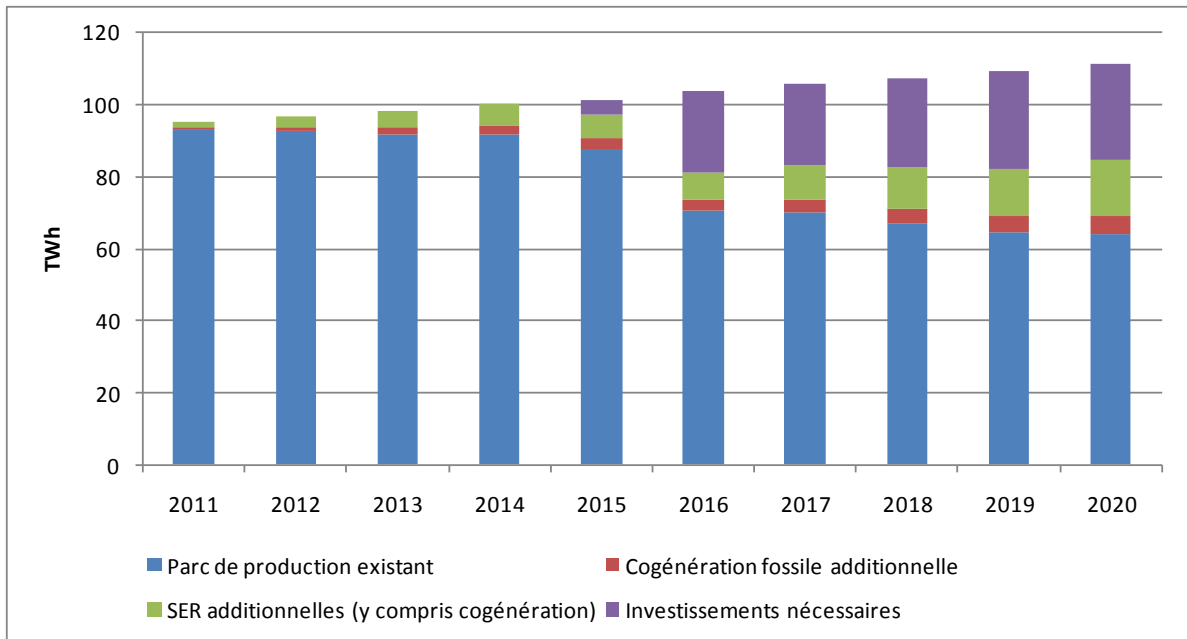
55. Le graphique 14 ci-dessous illustre l'évolution de la capacité de production avec les investissements nécessaires réalisables.



Graphique 14 : Evolution de la capacité avec les investissements nécessaires réalisables

56. Lors de l'analyse du nombre d'heures équivalentes à pleine puissance durant lesquelles les unités TGV tournent, on constate une tendance à la baisse, laquelle est interrompue par un pic en 2015.

57. Le graphique ci-dessous montre l'énergie produite pendant la période étudiée. L'évolution de l'électricité produite correspond à la capacité réalisable à partir de 2015, comme mentionné au graphique 13. Le graphique montre clairement, en parallèle avec le graphique 11, que la part d'électricité produite au moyen de sources d'énergie renouvelables est relativement inférieure à celle produite par les investissements complémentaires dans les TGV et les TG. Le manque de capacité de production en 2015 n'est pas exprimé dans ce graphique, étant donné que $\frac{3}{4}$ de la capacité nucléaire concernée (Doel 2 et Tihange 1 correspondent à 1395 MW) sera mise hors service à l'automne 2015.

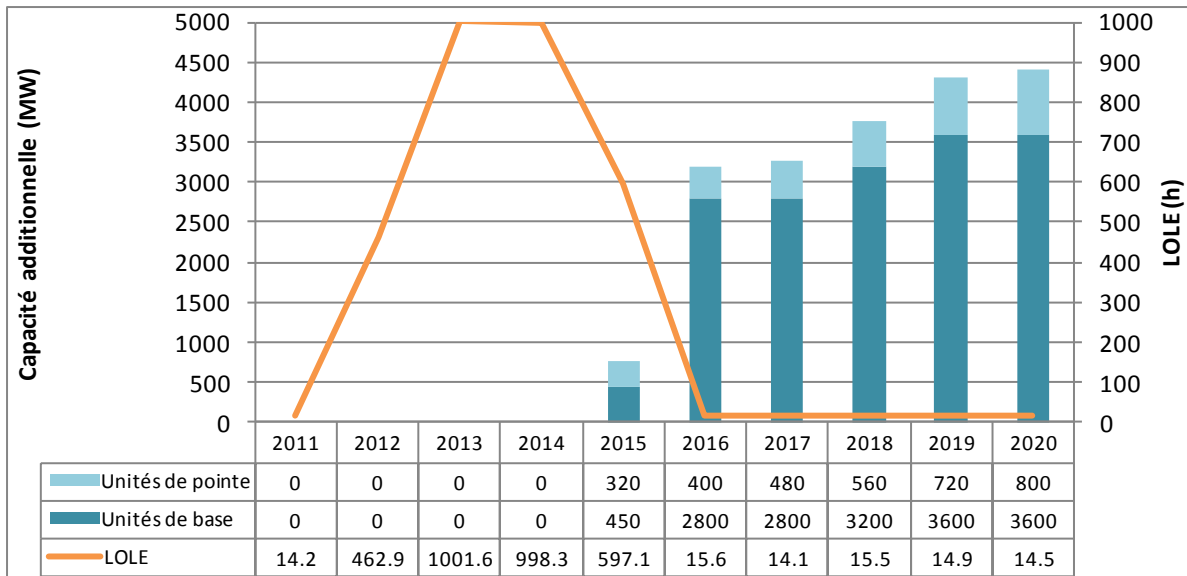


Graphique 15 : Energie produite pendant la période d'étude

5.2 Analyses complémentaires

5.2.1 Fermeture anticipée des centrales nucléaires

58. Si la Belgique, à l'instar de l'Allemagne, procédait à une fermeture anticipée d'une série de centrales nucléaires, les risques décrits ci-dessus seraient amplifiés. Une fermeture à partir de 2012 des trois plus anciennes unités nucléaires (Doel1, Doel 2 et Tihange 1) qui, dans l'actuel cadre légal, seront mises hors service dans le courant de 2015, a pour conséquence une augmentation du LOLE jusqu'à 463 heures en 2012 et à environ 1000 heures en 2013-2014. A partir de 2015, le LOLE diminue à nouveau si les investissements complémentaires nécessaires réalisables se réalisent effectivement. Le tableau ci-dessous reflète l'évolution du LOLE pour cette analyse.



Graphique 16 : Evolution LOLE fermeture D1, D2, Ti1 fin 2011

5.2.2 Mise en service de la centrale à charbon E.On

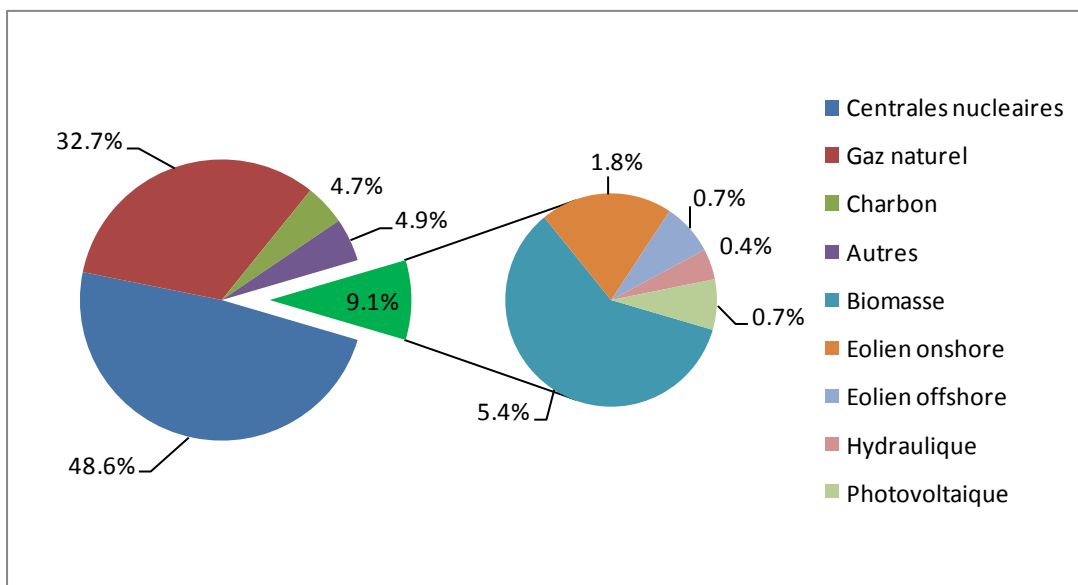
59. Si la centrale à charbon prévue dans le port d'Anvers obtenait toutes les autorisations nécessaires et pouvait être réalisée, on peut admettre que le besoin en unités de base complémentaires diminuerait d'environ 1 100 MW.

5.2.3 Influence de la variation du nombre d'heures équivalentes à pleine puissance de l'éolien onshore

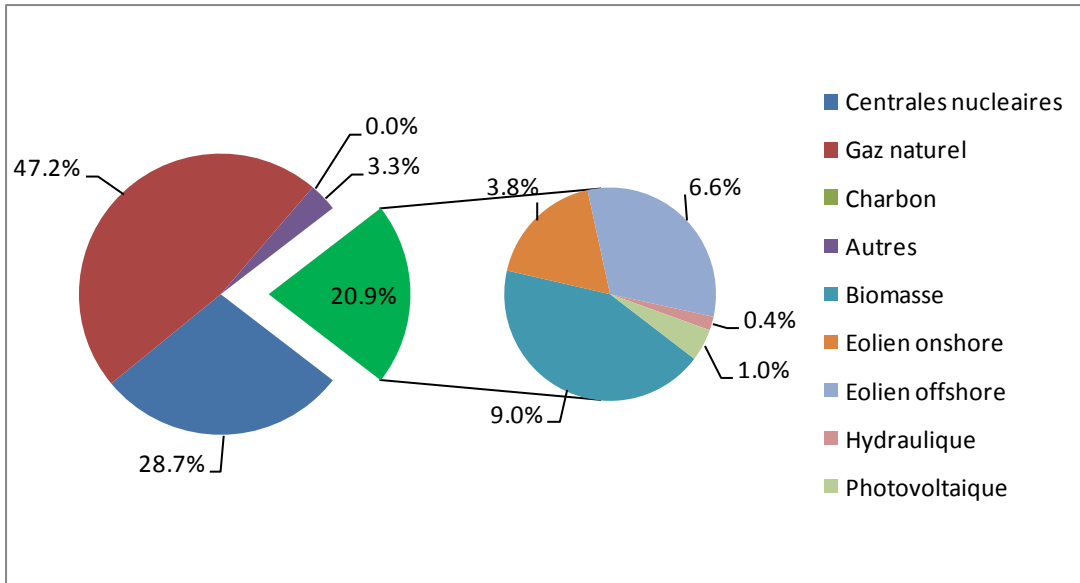
60. La différence du nombre d'heures équivalentes à pleine puissance pour la production d'électricité par éolien onshore (voir § 37) entre les projections et les valeurs observées par la CREG est de seulement 0,7 TWh environ, ce qui correspond à moins de 1 % de la consommation totale d'électricité.

5.3 Diversification des sources d'énergie primaire

61. Les diagrammes circulaires ci-dessous reflètent le mix énergétique pour 2011 et 2020 dans le scénario principal. Comme on pouvait s'y attendre, la part d'énergie nucléaire diminue de 49 % en 2011 à 28 % en 2020. Cette baisse est compensée quasi pour moitié par des unités complémentaires en gaz naturel (pour lesquelles la décision d'investissement n'a pas encore été prise), et pour moitié par la multiplication par plus de deux de la production d'électricité issue de sources d'énergie renouvelables. La part du gaz naturel augmente de 33 % à 47 %, ce qui fait augmenter sensiblement notre dépendance au gaz naturel. La part de sources renouvelables dans la production d'électricité augmente à 21% en 2020. La part de sources d'énergie renouvelables dans la consommation finale brute d'électricité s'élève à 20,4% (23,2 TWh / 114 TWh).



Graphique 17 : Mix de combustibles en 2011



Graphique 18 : Mix de combustibles en 2020

6 PRODUCTION INTERMITTENTE ET EXPLOITABILITE

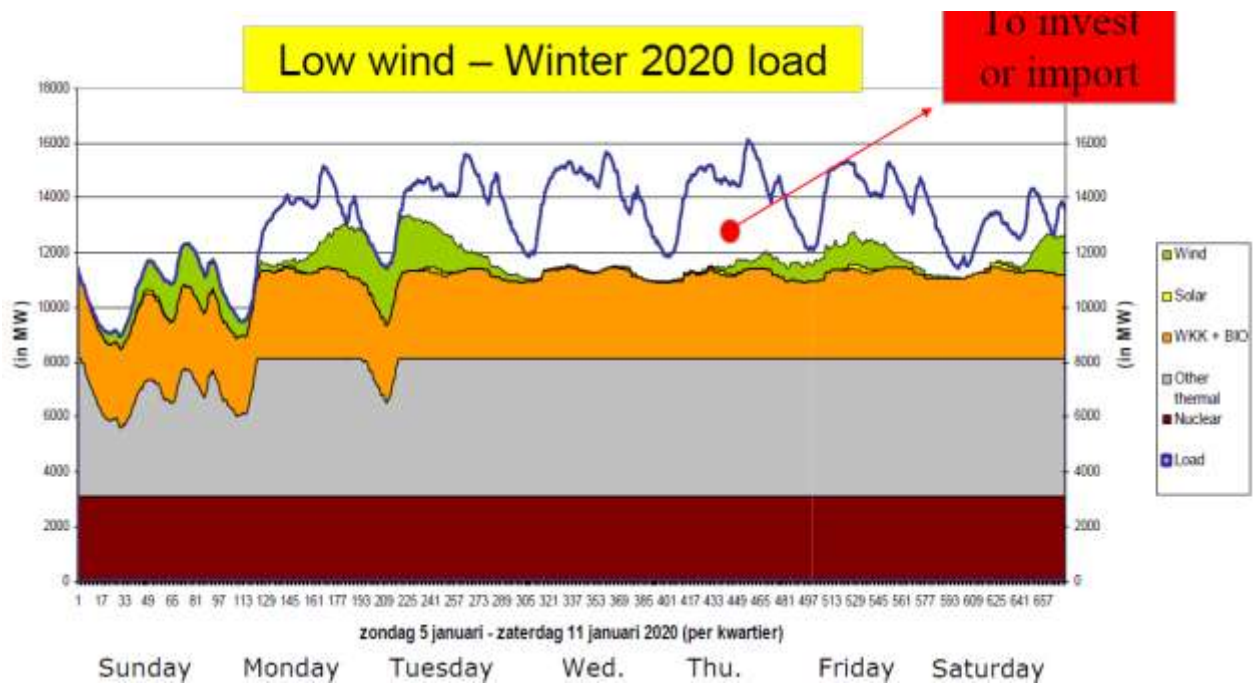
62. À l'horizon 2020 et au-delà, un des défis majeurs qui va se poser au système est l'intégration de grandes capacités de production de nature intermittente comme l'éolien et le photovoltaïque. Selon les hypothèses adoptées pour la simulation, les capacités installées prévues en Belgique en 2020 s'élèvent à 4,2 GW pour les éoliennes et à 1,3 GW pour le solaire photovoltaïque.

Les deux graphiques ci-dessous montrent certains problèmes auxquels le système risque d'être confronté dans deux situations.

Le premier graphique illustre une situation de quasi-absence de vent en hiver. Outre une production éolienne beaucoup plus faible (par rapport au second graphique), on y observe une production thermique non nucléaire à son maximum²³ pendant une grande partie de la semaine et un fort déficit de production pouvant dépasser localement 4000 MW, à compenser soit par des importations nettes, soit par de la production de nouveaux investissements.

La capacité installée en « autres thermiques » (plage en gris dans le graphique ci-dessous) à laquelle va s'ajouter une partie de la capacité notée « To invest or import » dans le graphique posent la question de la rentabilité de l'investissement en unités thermiques, lorsque l'on observe l'absence de ces unités dans le second graphique.

²³ La production nucléaire maximum affichée représente la capacité installée en 2020 obtenue en application de la loi lorsqu'une des quatre unités nucléaires est indisponible.



Source: ELIA

Graphique 19 : Charge et production en Belgique pendant une semaine à l'hiver 2019-2020

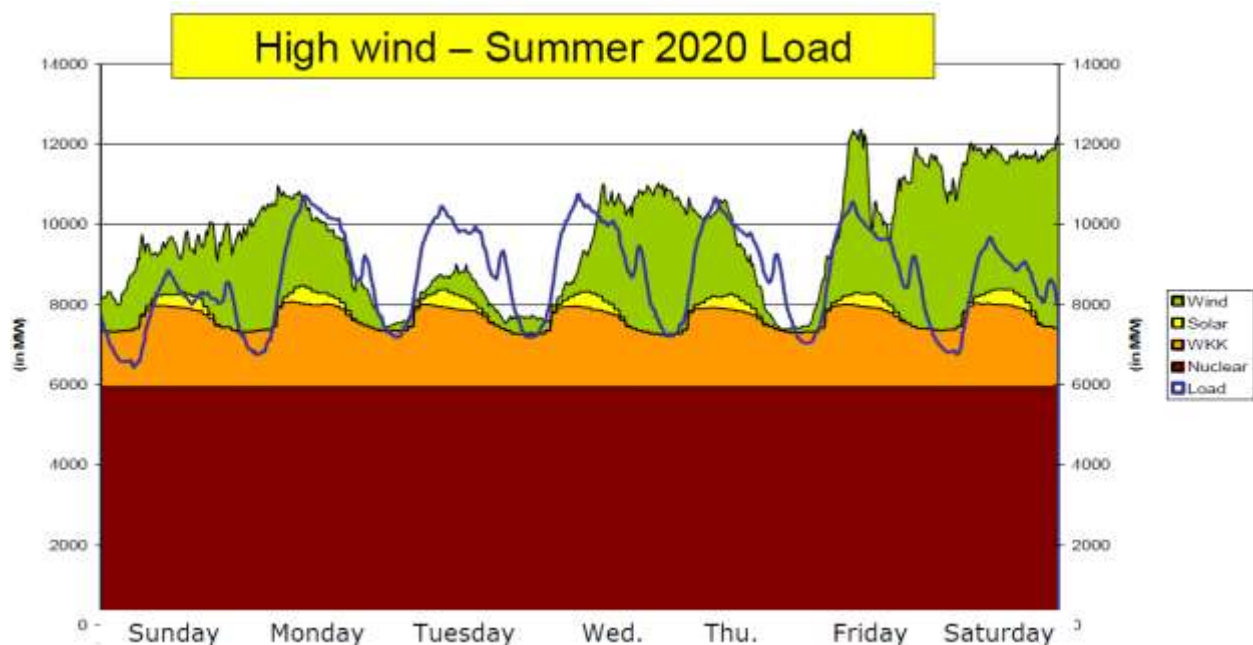
Le second graphique illustre une situation de vents importants en été. On peut y voir la production éolienne varier fortement de jour en jour. Aucune unité thermique non nucléaire (TGV, TaG,...) ne tourne. Cette situation est fortement modifiée en cas d'arrêt des premières centrales nucléaires belges²⁴. Cependant, même en enlevant une bande de 1828 MW qui correspond à la capacité installée de ces centrales, certains problèmes subsistent. Dans l'état actuel de la technologie du parc de production belge et de la législation, la production reprise dans le graphique est considérée comme incompressible, en l'absence de problèmes de sécurité dans l'exploitation du réseau.

On peut ainsi observer une différence de l'ordre de 5000 MW entre la production incompressible du creux de la nuit du jeudi au vendredi et celle, tout aussi incompressible, de la pointe du vendredi. Cet accroissement très raide de la production, dû en grande partie à la production éolienne, accompagne l'accroissement de la consommation du vendredi matin et dépasse la pointe de consommation d'environ 2000 MW, mais il pourrait aussi bien avoir lieu lors de la décroissance de la demande en fin de journée, avec les difficultés d'adaptation que l'on devine pour le reste du parc belge en situation incompressible. On

²⁴ La production nucléaire maximum affichée dans le graphique ne tient pas compte de la phase out des premières unités nucléaires en 2015.

peut également remarquer la chute brutale de plus de 2000 MW de la production éolienne au milieu de l'après-midi du vendredi.

De même, l'excédent de production incompressible dans la nuit du vendredi au samedi dépasse 4000 MW et l'excédent de production incompressible dépasse 2500 MW une bonne partie du temps entre le début de soirée du vendredi et le samedi minuit. Dans la situation actuelle du parc belge, même en réduisant l'incompressible dans le graphique pour tenir compte de l'arrêt des premières centrales nucléaires, il est impossible de stocker l'énergie produite en excès de la demande le vendredi et le samedi. L'exportation reste dès lors la seule possibilité de ne pas devoir réduire la production « incompressible », à condition de trouver preneur pour cette énergie au-delà des frontières, autrement dit à condition de ne pas se trouver devant une situation d'excédent massif de production incompressible en Europe.



Source: ELIA

Graphique 20 : Charge et production en Belgique pendant une semaine à l'été 2020

De toute façon, le parc de production se trouvera inévitablement dans des situations importantes d'incompressibilité, d'où la nécessité d'unités de production thermique flexibles, même en dehors de la production nucléaire. Cette flexibilité se matérialise par de bons gradients, un minimum technique faible et la possibilité de démarrer rapidement.

Les turbines à gaz à cycle ouvert sont une partie de la réponse à cette question. On peut de plus noter qu'il existe déjà dès à présent des offres des constructeurs pour des TGV à minimum technique beaucoup plus bas que celui des TGV actuellement en service en Belgique. Quoiqu'il en soit, une exploitation des unités de production thermique au gaz adaptée aux variations fréquentes et rapides de la demande exigera également en amont un réseau de transport de gaz capable de répondre à une telle variation de la consommation.

Un autre élément de réponse en matière de flexibilité consiste à investir dans certaines unités nucléaires encore en service au-delà de 2015 pour leur permettre de moduler leur production. De tels investissements ont été consentis en France sur une partie du parc nucléaire (mode gris : « économiquement réglable »), avec une amélioration notable de leur flexibilité. Il serait utile de disposer d'une étude chiffrant le coût et le délai de réalisation des investissements nécessaires, par exemple sur Doel 4 et Tihange 3, et de procéder à une évaluation comparative avec d'autres solutions, en termes d'efficacité technique et économique pour résoudre les problèmes liés à l'incompressibilité.

Avec l'augmentation importante des sources d'énergie primaire intermittentes, le paradigme « la production suit la demande » est de moins en moins vrai. Une désynchronisation temporelle entre l'offre « fatale » et la demande s'installe. La réponse à ce constat est multiple.

Ce phénomène étant notamment local, l'intensification du commerce international de l'électricité au niveau européen permettra de résoudre une partie du problème. Il faut noter cependant que cette intensification passe également par le développement du réseau électrique européen à 380 kV, aussi bien les réseaux internes des pays que les interconnexions et le supergrid en mer du Nord, et par la mise en place de règles d'exploitation qui permettent de mieux utiliser les capacités existantes.

Un autre élément de réponse permettant de contourner la désynchronisation offre-demande réside dans l'augmentation des moyens de stockage aussi bien à l'échelle européenne que plus localement en Belgique. Actuellement, les moyens de stockage sont constitués en Belgique des centrales hydrauliques de pompage de Coe et de la Plate Taille. En termes d'exploitation, ces centrales sont aux mains d'un seul acteur, Electrabel. Dans le passé, cette situation trouvait sa justification dans le lien fort qu'il y avait entre l'exploitation de ces centrales et celle des unités nucléaires. Avec la diminution prévue de la capacité nucléaire installée en Belgique, cette justification s'estompe peu à peu, et il n'y aura bientôt plus aucune raison pour que la souplesse qu'offrent de telles installations ne bénéficie qu'à un seul acteur. De plus, il serait utile d'étudier la rentabilité d'au moins une autre centrale

hydraulique de pompage en Belgique, avec une capacité de stockage suffisante. Le site potentiel existe et des pré-études de faisabilité technique ont déjà été réalisées dans le passé. Le problème de la gestion non discriminatoire des moyens hydrauliques de stockage subsistera cependant, et pour y porter remède, il faudra passer par une adaptation de la loi et de la réglementation. La désignation d'un gestionnaire indépendant des moyens de stockage pourrait être une solution, parmi d'autres.

Le stockage ne doit pas uniquement être considéré comme une technologie permettant l'arbitrage ou permettant de gérer la désynchronisation offre-demande à l'horizon de quelques heures à quelques jours. Même si actuellement, plus de 99% des moyens de stockage d'électricité sont présents dans le monde sous la forme de centrales hydrauliques de pompage, de nouvelles technologies commencent à émerger²⁵. Certaines de ces technologies sont particulièrement bien adaptées à la participation aux services auxiliaires, notamment ceux de réserve primaire et de réserve secondaire dans un intervalle de temps ne dépassant pas l'heure. Il serait intéressant d'étudier ces moyens dans la mesure où ils permettraient de décharger les unités thermiques comme les TGV de l'obligation de participer à certains services auxiliaires comme ceux cités ci-dessus, ce qui libérerait le système de leur obligation de produire pendant les périodes d'incompressibilité et rendrait à ces unités leur pleine flexibilité de fonctionnement.

De plus, il conviendra d'analyser dans quelle mesure, en cas de situation à forte composante incompressible, s'il est souhaitable que les unités intermittentes doivent participer aux réserves primaire et secondaire de puissance active, ainsi qu'au service de réglage de la tension.

Enfin, on peut remarquer que la forte augmentation des capacités de production intermittente implique une diminution progressive du nombre annuel d'heures de fonctionnement des unités thermiques non nucléaires, notamment des TGV. Dès lors, certaines d'entre elles risquent de ne plus tourner pour des raisons techniques dans les périodes d'incompressibilité. De plus, en dehors de ces périodes, l'impact de forts volumes de production intermittente sur les prix de marché est tel que certaines unités thermiques pourraient ne plus être « in the money », et donc qu'il ne serait plus rentable de les faire produire. Cette diminution des heures où la production des unités de base ou de moyenne utilisation est rentable risque de grever la rentabilité des nouveaux projets d'investissement dans les TGV. Plusieurs projets de construction de nouvelles unités thermiques existent

²⁵ Voir à ce sujet le rapport « Electricity Energy Storage Technology Options – A White Paper Primer on Applications, Costs, and Benefits », EPRI, December 2010.

actuellement en Belgique, dont certains ont déjà reçu du Ministre une autorisation de production. Il n'est cependant pas garanti qu'ils soient poursuivis jusqu'à leur terme, vu l'incertitude liée à leur fonctionnement futur. Des mesures de soutien sont prévues dans la loi électricité (article 4, §4). Depuis leur introduction dans la loi, c'est-à-dire en 2005, leurs arrêtés royaux d'exécution n'ont toujours pas été adoptés, faute de proposition de la part des autorités compétentes. La CREG estime qu'il est urgent de mettre en œuvre des mesures de soutien permettant aux investisseurs, et plus particulièrement aux nouveaux entrants et aux petits producteurs, de finaliser leurs projets d'investissement dans des conditions « normales » de risque.

Par ailleurs, et comme c'est le cas dans d'autres pays Européens, il semble utile d'étudier dès à présent un mécanisme de paiement de capacité pour faire face au nouveau mix énergétique du système électrique. Ceci devrait être financé au sein du segment de marché non régulé.

Un dernier point important est la participation active de la demande et des acteurs décentralisés au réglage de l'équilibre offre-demande de la zone. Le rôle joué par ces acteurs permettrait de compléter l'action du parc de production et des moyens de stockage d'énergie. La participation active des grands clients industriels électro-intensifs dont les processus de production incluent des « buffers » permettrait de synchroniser une partie de cette consommation sur les périodes de disponibilité des sources intermittentes. De même, le rôle des « agrégateurs » et autres VPP dans la remontée vers le système centralisé des possibilités de modulation des acteurs connectés aux plans de tension inférieurs demandera une adaptation de la réglementation pour pouvoir se faire dans un contexte « sécurisé » techniquement et contractuellement, aussi bien pour le GRT que pour les acteurs concernés.

7 CONCLUSION

63. L'étude 715 avait montré les conséquences possibles d'un déficit de capacités de production, 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. Elle concluait qu'étant donné le manque d'investissements en production durant les dernières années qui avaient précédé l'étude 715, des problèmes risquaient d'apparaître à court terme dans les années suivantes.

Les problèmes pressentis étaient sérieux, mais la crise et ses conséquences en termes de baisse de consommation d'électricité avaient permis de les éviter. Elles avaient aussi amené les investisseurs à reporter certaines décisions d'investir dans de nouvelles capacités de production qui auraient été nécessaires pour assurer l'adéquation offre-demande dans le futur proche. Ce report des décisions d'investir a également reporté, sans les résoudre, les problèmes mis en exergue à l'époque.

Les conclusions que la CREG avaient formulées en septembre 2007 sont toujours d'actualité et les recommandations proposées n'ont pour la plupart pas été suivies :

- la gestion des déphaseurs par ELIA (Coreso) correspond encore à une « protection » des capacités d'importation plus qu'à une démarche de facilitation du marché ;
- seuls deux investissements en TGV ont été réalisés depuis lors par de nouveaux entrants en Belgique ;
- il n'y a toujours pas de décision définitive sur le phase-out nucléaire, mais la loi de 2003 est maintenue ; il n'y a pas de décision sur d'éventuels investissements de « jeunesse » ;
- les mesures prévues dans la loi pour favoriser de nouveaux entrants ne sont toujours pas concrétisées ;
- la mise hors service d'anciennes centrales classiques s'est accentuée au-delà des prévisions de 2006.

64. La présente étude met en évidence les problèmes résultants auxquels le système électrique belge risque d'être confronté dans les prochaines années. Elle est réalisée dans l'hypothèse d'une politique inchangée en matière d'économies d'énergie et de gestion de la demande.

Il va sans dire que des mesures supplémentaires permettant de limiter la demande en énergie, et en électricité en particulier, ne peuvent qu'être bénéfiques à l'adéquation entre l'offre et la demande. La CREG est donc favorable à toute politique volontariste allant dans ce sens. Il faut cependant constater qu'un certain nombre d'entre elles tend à favoriser un passage vers l'électricité d'applications consommant au départ d'autres formes d'énergie, contribuant de ce fait à une augmentation de la consommation d'électricité, même si elles améliorent le bilan énergétique global.

65. Telle qu'elle est connue actuellement de la CREG, la liste des investissements envisagés en nouvelles capacités de production thermique en Belgique (autorisations déjà octroyées et dossiers de demande en cours de traitement), combinée aux projections régionaux et fédéraux en matière de renouvelable et de cogénération, est suffisante pour

couvrir les besoins en électricité de la Belgique en 2020, à condition que ces projets soient menés à leur terme en temps voulu.

Comme mentionné, le manque d'investissements en production, déjà mis en évidence dans l'étude 715 de la CREG, n'a pas été compensé depuis lors, ce qui augmente le risque de voir apparaître des problèmes entre 2012 et 2015. Il est trop tard pour que de nouvelles décisions d'investissement permettent de résoudre ces problèmes avant 2016. Seules quelques mesures pourraient encore atténuer ces problèmes.

66. En effet, dès que l'on considère l'évolution temporelle des besoins en nouvelles capacités de production, il apparaît que la liste d'investissements mentionnée ci-dessus ne permet pas de satisfaire les besoins mis en évidence entre 2012 et 2015, parce qu'aucun projet de la liste n'est suffisamment avancé pour permettre une mise en service industrielle en temps utile. Dans ce contexte, l'arrivée encore possible d'une première TGV supplémentaire en 2015 ne permet pas de rencontrer tous les besoins en nouvelles capacités de production pour cette année. Cette situation, combinée à l'arrêt des trois plus anciennes centrales nucléaires en Belgique, fait grimper le LOLE à plus de 250 heures en 2015, ce qui est de loin supérieur au critère de sécurité d'approvisionnement adopté dans la présente étude²⁶. Une fermeture anticipée de ces réacteurs en 2012 ne fait qu'étendre cette constatation aux années situées entre 2012 et 2015 en l'amplifiant, avec des pointes de LOLE d'environ 1000 heures par an en 2013 et 2014.

67. Il est dès lors urgent d'adopter des mesures, éventuellement transitoires, permettant de passer le cap de 2015 avec un risque limité.

Si de telles mesures sont prises, il faut également s'assurer que les nouvelles capacités arrivent en volume suffisant dès 2016 (le besoin total en nouvelles capacités de production s'élève à 3200 MW entre 2012 et 2016²⁷), sans quoi les problèmes ne seraient pas résolus mais uniquement reportés.

68. Avec l'arrivée massive de la production intermittente en Belgique et en Europe, il convient de porter une attention particulière à la flexibilité du parc de production et plus précisément à celle des nouveaux investissements. Cela plaide notamment pour investir en suffisance dans des turbines à gaz à cycle ouvert qui, si elles ont un moins bon rendement

²⁶ LOLE de 16 heures par an maximum dans l'hypothèse « Belgique autonome ».

²⁷ Sans distinguer les TGV des turbines à gaz à cycle ouvert.

que les TGV, présentent néanmoins l'avantage d'un coût d'investissement plus faible et d'une plus grande souplesse en matière de cycles d'arrêt-redémarrage.

À politique inchangée, notamment en termes de priorité absolue.²⁸ à la production d'origine renouvelable, les variations temporelles importantes à court terme de la production intermittente « fatale » ont comme corollaire une modification de la dynamique des prix de marché, avec les conséquences prévisibles sur le nombre d'heures de fonctionnement des unités de base et de moyenne utilisation non amorties et donc sur la rentabilité des investissements potentiels dans ce type d'unités de production, par exemple les TGV

69. Un effet supplémentaire induit par l'arrivée massive de la production intermittente sera l'augmentation importante des besoins en services auxiliaires, et plus particulièrement en réserves de puissance active dans des unités « coordonnables ».

70. Enfin, étant donné la possible désynchronisation temporelle entre la production intermittente fatale et la consommation, il est possible qu'à certains moments, la production intermittente excède amplement cette dernière et doive même être réduite, si de la demande ne peut être trouvée pour consommer le surplus, que ce soit sous la forme de consommation à l'étranger ou sous la forme de stockage.

8 RECOMMANDATIONS

71. Afin de passer le cap de 2015 avec un risque le plus proche possible des standards adoptés en Belgique depuis de nombreuses années, il est important d'assurer la disponibilité d'une capacité installée suffisante du parc de production. Dans la situation actuelle de la législation et des projets de nouveaux investissements, la capacité installée ne sera pas suffisante pour couvrir la demande avec le niveau de risque retenu. C'est pourquoi la CREG propose de maintenir les capacités de production actuelles et pour ce faire d'adopter les trois mesures suivantes.

La première mesure destinée à favoriser la finalisation des investissements nécessaires dans le parc de production réside dans une mise en œuvre efficace de l'article 4, §4, de la loi électricité. Cet article a été introduit dans la loi en 2005, mais ses arrêtés d'exécution, de compétence royale, n'ont jamais été adoptés depuis lors. Ces mesures pourraient apporter aux nouveaux investissements un soutien financier qui améliore leur rentabilité. Cette

²⁸ Hors impératifs de sécurité du réseau.

mesure ne peut être mise à charge du segment régulé de manière à ne pas alourdir une nouvelle fois les tarifs de ce segment.

La deuxième mesure à envisager est de retarder, dans le cadre de l'article 9 de la loi sur la sortie du nucléaire, d'un ou deux ans (de 2015 à 2016-2017) l'arrêt des plus anciennes centrales nucléaires qui atteindront l'âge de 40 ans en 2015, sous réserve des résultats des stress tests et de l'accord des autorités de sûreté nucléaire.

La troisième mesure consiste à prolonger jusque fin 2016 certaines unités thermiques classiques en fin de vie dont l'arrêt est envisagé ou déjà décidé, en les maintenant en réserve pour les moments où leur production serait strictement nécessaire pour assurer la sécurité d'approvisionnement de la Belgique en électricité. La prolongation des unités concernées devrait être étudiée au cas par cas. Certaines d'entre elles pourraient nécessiter une dérogation aux directives européennes sur l'environnement, notamment à la directive LCP sur les grandes installations de combustion²⁹. Dans ce cas, il serait certainement nécessaire de définir avec précision les circonstances limitées dans lesquelles ces unités seraient autorisées à produire. Une telle mesure pourrait également être utile à d'autres pays européens confrontés à des problèmes similaires suite à des décisions politiques inattendues ou à des retards dans les nouveaux investissements.

72. Ces deux dernières mesures sont conservatoires et revêtent un caractère exceptionnel. Elles ne peuvent dès lors être que transitoires. De même, elles doivent obligatoirement être accompagnées de mesures destinées à encourager les producteurs à dorénavant investir à temps dans de nouvelles unités de production en Belgique. La première mesure va dans ce sens. Il serait utile d'étudier si elle est suffisante ou si elle doit être complétée par d'autres mesures plus ciblées.

73. Il est important que de telles mesures soient prises sans tarder, de manière à éviter que de nouvelles incertitudes et de nouveaux délais n'aggravent la situation, comme cela a été le cas depuis la publication de l'étude 715. Cette étude avait mis en avant le besoin d'un climat stable en matière de politique énergétique et de politique environnementale, notamment pour ce qui concerne une décision « définitive » quant au maintien ou non de la décision de *phase out* des unités nucléaires, au moins pour celles dont la date charnière est située en 2015. Quatre ans plus tard, une décision stable et univoque n'a toujours pas été

²⁹ Directive 2001/80/CE du Parlement Européen et du Conseil du 23 octobre 2001 relative à la limitation des émissions de certains polluants dans l'atmosphère en provenance des grandes installations de combustion, JOCE L309 du 27 novembre 2001.

prise sur ce sujet, favorisant ainsi l'incertitude et donc augmentant le risque pour l'investisseur. Il en résulte que le déficit en capacités de production en Belgique dans la période 2012-2015 sera une réalité. Il est donc temps de prendre rapidement une décision « définitive » en la matière pour ôter cette incertitude de l'horizon des investisseurs qui doivent encore prendre une décision ferme concernant les investissements dans des unités à mettre en service durant la période 2016-2020. Sans cela, le report d'une à deux années du *phase out* des premières unités nucléaires ne sera pas suffisant.

- Si l'on se rapproche de la fin de la décennie, le réseau risque d'être confronté à des problèmes d'exploitabilité croissants. Ce sujet a été abordé à la section 6 où les solutions suivantes sont évoquées : étudier la rentabilité économique d'investir dans les unités nucléaires existantes pour leur permettre de moduler pendant les heures où l'incompressible est important,
- étudier la rentabilité d'une centrale hydraulique de pompage supplémentaire,
- étudier dans quelle mesure il est souhaitable d'obliger les unités intermittentes à participer aux réserves primaire et secondaire, ainsi qu'au réglage de la tension,
- étudier un mécanisme de paiement de capacité pour certains moyens de production pour faire face au nouveau mix énergétique du système électrique ; ceci devrait être financé au sein du segment de marché non régulé,
- étudier la rentabilité des nouvelles technologies alternatives pour les services auxiliaires de réglage primaire de la fréquence et réglage secondaire de l'équilibre de la zone, ce qui permettrait de dispenser certaines unités thermiques participant à ces services de tourner pendant les heures où l'incompressible est important,
- favoriser la participation active de la demande et des acteurs décentralisés connectés aux réseaux des GRD, ainsi que des grands clients industriels électro-intensifs connectés au réseau d'ELIA au réglage de l'équilibre offre-demande de la zone.

74. La CREG estime que, si l'on veut éviter de se retrouver dans une situation où les décisions prises en urgence seront la seule réponse possible, il convient que le gestionnaire du réseau, en collaboration avec la CREG, évalue dès à présent l'ampleur que pourraient prendre ces problèmes et détermine les meilleures solutions permettant de les rencontrer.

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



Dominique WOITRIN
Directeur



François POSSEMIERS
Président du Comité de direction

LISTE DES GRAPHIQUES

Graphique 1 : Capacité de production par technologie fin 2010.....	13
Graphique 2 : Utilisation des combustibles primaires pour la production d'électricité fin 2010	14
Graphique 3: Aperçu des flux d'électricité annuels 2005-2010	15
Graphique 4 : Evolution de la consommation de l'énergie électrique entre 2006 et 2020	17
Graphique 5 : Evolution de la capacité de production nucléaire en Belgique au 1 ^{er} mai 2011.....	20
Graphique 6 : Age des unités de production au 1 ^{er} janvier 2011	21
Graphique 7 : Evolution de la capacité de cogénération installée en Belgique	24
Graphique 8 : Evolution de la capacité de production d'électricité renouvelable.....	27
Graphique 9 : Evolution de la capacité renouvelable dans le PAN.....	28
Graphique 10 : Evolution des prix des combustibles	29
Graphique 11 : Evolution de la capacité dans le scénario principal.....	30
Graphique 12 : Capacité complémentaire nécessaire.....	31
Graphique 13 : Capacité complémentaire nécessaire "réalisable"	33
Graphique 14 : Evolution de la capacité avec les investissements nécessaires réalisables.....	34
Graphique 15 : Energie produite pendant la période d'étude	35
Graphique 16 : Evolution LOLE fermeture D1, D2, Ti1 fin 2011.....	36
Graphique 17 : Mix de combustibles en 2011.....	37
Graphique 18 : Mix de combustibles en 2020.....	38
Graphique 19 : Charge et production en Belgique pendant une semaine à l'hiver 2019-2020.....	40
Graphique 20 : Charge et production en Belgique pendant une semaine à l'été 2020.....	41

LISTE DES TABLEAUX

Tableau 1: Mises en service programmées.....	19
Tableau 2 : Durée de vie maximale supposée des unités existantes	22
Tableau 3 : Projets en suspens pour la capacité complémentaire dans le parc de production central	32