

# Analyse de l'adéquation de la production électrique en Belgique à l'horizon 2030

Analyse basée sur les scénarios du projet d'EPE2

Septembre 2013

Dominique Gusbin, [dg@plan.be](mailto:dg@plan.be)

# Le Bureau fédéral du Plan

Le Bureau fédéral du Plan (BFP) est un organisme d'intérêt public.

Le BFP réalise des études sur les questions de politique économique, socio-économique et environnementale. A cette fin, le BFP rassemble et analyse des données, explore les évolutions plausibles, identifie des alternatives, évalue les conséquences des politiques et formule des propositions.

Son expertise scientifique est mise à la disposition du gouvernement, du parlement, des interlocuteurs sociaux, ainsi que des institutions nationales et internationales. Le BFP assure à ses travaux une large diffusion. Les résultats de ses recherches sont portés à la connaissance de la collectivité et contribuent au débat démocratique.

Le Bureau fédéral du Plan est certifié EMAS et Entreprise Ecodynamique (trois étoiles) pour sa gestion environnementale.

url : <http://www.plan.be>

e-mail : [contact@plan.be](mailto:contact@plan.be)

## Publications

Publications récurrentes :

Les perspectives

Le " Short Term Update "

Planning Papers (le dernier numéro) :

*L'objet des "Planning Papers" est de diffuser des travaux d'analyse et de recherche du Bureau fédéral du Plan.*

113 Visions à long terme de développement durable. Concepts, applications et élaboration  
Task force développement durable - Mars 2013

Working Papers (le dernier numéro) :

3-13 Mesures prises en 2012 dans les branches chômage et pension : évaluation des effets selon le genre

Gijs Dekkers, Raphaël Desmet, Nicole Fasquelle, Marie-Jeanne Festjens, Christophe Joyeux, Bertrand Scholtus, Saskia Weemaes - Février 2013

Reproduction autorisée, sauf à des fins commerciales, moyennant mention de la source.

Editeur responsable : Henri Bogaert

Dépôt légal : D/2013/7433/9

**Bureau fédéral du Plan**

Avenue des Arts 47-49, 1000 Bruxelles

tel. : +32-2-5077311

fax : +32-2-5077373

e-mail : [contact@plan.be](mailto:contact@plan.be)<http://www.plan.be>

# Analyse de l'adéquation de la production électrique en Belgique à l'horizon 2030

Analyse basée sur les scénarios du projet d'EPE2

Septembre 2013

Dominique Gusbin, [dg@plan.be](mailto:dg@plan.be)

**Abstract** – La Direction générale de l'Énergie du SPF Economie, P.M.E., Classes moyennes et Énergie et le Bureau fédéral du Plan viennent de publier le projet d'étude sur les perspectives d'approvisionnement en électricité 2010-2030 ou « étude prospective électricité » (EPE2). Le contenu, la fréquence et le processus d'élaboration de l'étude prospective électricité sont régis par la loi électricité du 8 janvier 2012. L'objectif premier de cette étude est de déterminer la manière la plus avantageuse de réaliser l'équilibre entre l'offre et la demande d'électricité compte tenu d'un certain nombre de contraintes ou de critères. L'un de ces critères concerne la fiabilité de l'approvisionnement électrique. Il vise, dans un cadre déterministe, à assurer une marge de capacité suffisante pour répondre à la demande de pointe compte tenu de la nature et du fonctionnement des unités de production et du système électrique. La question étudiée dans cette analyse est de savoir si la capacité totale de production qui découle du critère adopté dans l'EPE2 est cohérente avec les résultats d'une analyse de l'adéquation de la production selon l'approche suivie par ENTSO-E, le réseau européen des gestionnaires de transport de l'électricité.

**Jel Classification** – C6, Q4**Keywords** – demande d'électricité, adéquation, perspectives énergétiques à long terme

# Table des matières

<b>Synthèse .....</b>	<b>1</b>
<b>1. Introduction.....</b>	<b>3</b>
<b>2. Description des méthodologies .....</b>	<b>4</b>
2.1. L'équilibre offre/demande dans le projet d'EPE2	4
2.1.1. Les scénarios	4
2.1.2. La méthodologie	5
2.2. L'adéquation du système électrique selon ENTSO-E	6
2.2.1. Définitions	6
2.2.2. La méthodologie	8
<b>3. Perspectives de l'offre et de la demande dans les scénarios de l'EPE2.....</b>	<b>9</b>
3.1. Evolution de la demande de pointe	9
3.2. Evolution de l'énergie appelée	10
3.3. Evolution de la capacité de production	11
3.3.1. La capacité de production nette	11
3.3.2. La capacité fiable disponible	15
<b>4. Analyse de l'adéquation de la production dans les scénarios de l'EPE2 .....</b>	<b>18</b>
4.1. La capacité résiduelle	18
4.2. La capacité de réserve	19
4.3. Ecart entre la capacité résiduelle et la capacité de réserve	20
4.4. Rôle des échanges transfrontaliers	22
<b>5. Conclusion.....</b>	<b>25</b>
<b>Bibliographie.....</b>	<b>27</b>
<b>Liste des abréviations.....</b>	<b>28</b>

## Liste des tableaux

Tableau 1	Taux de croissance annuel moyen de la demande de pointe .....	9
Tableau 2	Taux de croissance annuel moyen de l'énergie appelée .....	10
Tableau 3	Comparaison de la structure de la capacité de production nette dans les quatre scénarios...	15
Tableau 4	Evolution de la capacité indisponible (UC) selon le scénario .....	15
Tableau 5	Evolution de la capacité de réserve (SC) selon le scénario .....	19
Tableau 6	Déficit de capacité de production dans des situations exceptionnelles.....	22

## Liste des graphiques

Graphique 1	Schéma de l'analyse de l'adéquation de la production selon ENTSO-E.....	7
Graphique 2	Evolution de la demande de pointe selon le scénario .....	9
Graphique 3	Evolution de l'énergie appelée selon le scénario.....	10
Graphique 4	Evolution de la capacité de production nette dans le scénario Nuc-1800.....	12
Graphique 5	Evolution de la capacité de production nette dans le scénario Coal .....	13
Graphique 6	Evolution de la capacité de production nette dans le scénario 18%EE .....	13
Graphique 7	Evolution de la capacité de production nette dans le scénario EE/RES++ .....	14
Graphique 8	Evolution de la capacité fiable disponible et de la capacité indisponible dans les scénarios Nuc-1800 (à gauche) et Coal (à droite).....	16
Graphique 9	Evolution de la capacité fiable disponible et de la capacité indisponible dans les scénarios 18%EE (à gauche) et EE/RES++ (à droite).....	17
Graphique 10	Evolution de la capacité résiduelle selon le scénario, période 2020-2030.....	19
Graphique 11	Comparaison de la capacité résiduelle avec la capacité de réserve (à gauche) et comparaison offre-demande (à droite) dans le scénario Nuc-1800 .....	20
Graphique 12	Comparaison de la capacité résiduelle avec la capacité de réserve (à gauche) et comparaison offre-demande (à droite) dans le scénario Coal .....	20
Graphique 13	Comparaison de la capacité résiduelle avec la capacité de réserve (à gauche) et comparaison offre-demande (à droite) dans le scénario 18%EE .....	21
Graphique 14	Comparaison de la capacité résiduelle avec la capacité de réserve (à gauche) et comparaison offre-demande (à droite) dans le scénario EE/RES++.....	21
Graphique 15	Comparaison entre les surplus ou déficits de capacité dans des situations normales et exceptionnelles et les capacités d'interconnexion aux frontières, scénarios Nuc-1800 et EE/RES++.....	23
Graphique 16	Sensibilité des résultats à la marge de réserve, scénario EE/RES++ .....	24



# Synthèse

La partie quantitative du projet d'EPE2 étudie comment réaliser l'adéquation entre l'offre et la demande d'électricité à l'horizon 2030 selon différentes hypothèses quant au mix énergétique pour la production électrique. A chaque hypothèse correspond un scénario d'évolution du parc de production électrique (mix énergétique, capacité totale de production, besoins en nouvelles capacités de production, etc.). Les scénarios sont étudiés avec le modèle énergétique PRIMES qui garantit un équilibre offre-demande d'électricité non seulement en termes d'énergie (TWh) mais aussi en termes de capacité (GW). L'équilibre en termes de capacité tient compte d'une marge de sécurité (appelée 'system reserve margin') entre la charge de pointe et la capacité fiable disponible, c'est-à-dire la fraction de la capacité totale qui peut être garantie tout au long de l'année.

Cette approche déterministe de la fiabilité de l'approvisionnement électrique s'apparente à l'approche déterministe qu'ENTSO-E (le réseau européen des gestionnaires de transport d'électricité) utilise dans ses analyses de l'adéquation de la production à un horizon de 12 à 20 ans au niveau des pays pris individuellement, de blocs de pays et d'ENTSO-E dans son ensemble. Les deux approches diffèrent cependant quant au calcul de la capacité fiable disponible et aux marges de réserve utilisées.

L'objectif de ce Working Paper est d'examiner si l'évolution du parc de production électrique belge dans les scénarios du projet d'EPE2 permet de garantir l'adéquation de la production d'électricité selon la méthodologie d'ENTSO-E dans des situations normales mais aussi lors de situations exceptionnelles (comme des périodes de grand froid).

L'évaluation a été réalisée pour quatre scénarios du projet d'EPE2, les scénarios *Nuc-1800*, *Coal*, *18%EE* et *EE/RES++*. Ces scénarios ont été choisis parce qu'ils offrent le plus grand contraste au niveau de la demande électrique et du mix énergétique pour la production électrique à l'horizon 2030.

Dans des situations normales, l'analyse montre que le parc de production électrique calculé dans les quatre scénarios permet de garantir l'équilibre entre l'offre et la demande sauf en 2025 dans les scénarios *18%EE* et *EE/RES++*. En effet, à ces deux exceptions près, la capacité fiable disponible est toujours supérieure à la charge de pointe ou dit autrement, la capacité résiduelle est positive. Ce n'est par contre pas le cas en 2025 dans les scénarios *18%EE* et *EE/RES++* puisque la charge de pointe dépasse alors la capacité fiable disponible de 0,2 GW (soit un peu moins d'un pour cent de la capacité totale de production). Ce déficit de capacité est néanmoins très inférieur à la capacité d'importation actuelle de la Belgique (3,5 GW environ) de sorte que des importations d'électricité en provenance des pays voisins pourraient le compenser. C'est d'ailleurs une hypothèse sur laquelle repose les quatre scénarios étudiés. En effet, ils tablent sur une importation nette de 5,8 TWh sur une base annuelle sur toute la période de projection. Dès lors, on peut conclure que la capacité de production calculée dans les scénarios du projet d'EPE2 est suffisante, selon les critères d'ENTSO-E, pour garantir l'équilibre offre-demande dans des situations normales.

L'adéquation de la production lors de situations exceptionnelles fait intervenir une marge de sécurité supplémentaire, appelée marge de réserve. Cette marge a été posée égale à 5% de la capacité de production nette. Si la capacité résiduelle est inférieure à la marge de réserve, cela signifie que le système

électrique belge doit pouvoir compter sur les importations pour couvrir la puissance manquante lors des situations tendues. Le résultat de l'analyse montre, d'une part, que c'est le cas pour tous les scénarios et pour toutes les années (2020, 2025 et 2030)<sup>1</sup>, mais d'autre part, que le déficit de capacité reste toujours inférieur à la capacité d'importation actuelle en hiver, c'est-à-dire lorsque survient la charge de pointe. Le déficit de capacité s'échelonne entre 0,2 et 1,4 GW. Il représente entre 0,6 et 6% de la capacité nette de production et entre 4 et 40% de la capacité d'importation actuelle comme le montre le tableau ci-dessous.

**Tableau** Déficit de capacité de production dans des situations exceptionnelles (marge de réserve égale à 5%)  
En % de la capacité d'importation

	2020	2025	2030
Nuc-1800	13%	24%	18%
Coal	14%	26%	19%
18%EE	0%	35%	21%
EE/RES++	5%	40%	35%

La situation la plus critique (c'est-à-dire celle où le déficit de capacité est le plus élevé) se produit en 2025 dans le scénario *EE/RES++*. Ce scénario se caractérise par la proportion la plus élevée de sources d'énergie renouvelables pour la production électrique (40% en 2025 et 50% en 2030) et parmi elles, le vent et le soleil présentent les taux de disponibilité les plus faibles. Le recours aux importations d'électricité est, par hypothèse, pris en considération dans les quatre scénarios.

L'étude de l'adéquation de la production lors de situations exceptionnelles a été complétée par une analyse de sensibilité au pourcentage retenu pour la marge de réserve. En particulier, cette analyse montre que dans le scénario *EE/RES++*, le plus critique du point de vue de l'adéquation de la production, la marge de réserve ne doit pas dépasser 13% de la capacité de production nette pour que le déficit de capacité reste inférieur à la capacité d'importation actuelle.

En conclusion, on peut dire que la méthodologie adoptée dans le projet d'EPE2 et basée sur le modèle PRIMES ne sous-estime pas la capacité nécessaire pour garantir l'adéquation de l'équilibre offre-demande selon la méthodologie d'ENTSO-E tant dans des situations normales que lors de situations extrêmes.

En effet, l'évolution du parc de production électrique belge dans les scénarios étudiés permet généralement d'assurer l'adéquation entre l'offre et la demande dans des situations normales sans même considérer la contribution possible des importations. Lors de situations exceptionnelles, l'analyse de l'adéquation de la production montre un déficit de capacité « sans échanges ». Ce déficit est néanmoins toujours inférieur à la capacité d'importation actuelle de la Belgique lorsque la marge de réserve ne dépasse pas 13% de la capacité de production nette.

<sup>1</sup> Seule exception, le scénario *18%EE* en 2020 où la capacité résiduelle est égale à la capacité de réserve.



# 1. Introduction

Conformément à la loi électricité du 8 janvier 2012<sup>2</sup> (art.3), la Direction générale de l’Energie du SPF Economie établit tous les quatre ans, en collaboration avec le Bureau fédéral du Plan (BFP), une étude sur les perspectives d’approvisionnement en électricité de la Belgique à moyen et long terme ou « étude prospective électricité » (EPE). La deuxième édition de l’EPE (EPE2) est en cours d’élaboration. Plus précisément, le projet d’EPE2 a été finalisé en août 2013<sup>3</sup> et est actuellement soumis à une phase de consultations d’instances et d’acteurs du marché.

L’EPE a pour objet d’examiner les possibilités de réaliser l’adéquation entre l’offre et la demande d’électricité compte tenu de la nécessité d’assurer une diversification appropriée des combustibles, de promouvoir l’utilisation des sources d’énergie renouvelables, d’intégrer les contraintes environnementales définies par les régions et de promouvoir les technologies de production à faible émission de gaz à effet de serre.

La principale contribution du BFP à l’EPE concerne l’analyse quantitative de l’approvisionnement électrique à l’horizon 2030. L’analyse quantitative se fonde sur des scénarios prospectifs reposant sur des hypothèses différenciées. Elle s’appuie sur le modèle énergétique PRIMES. Chaque scénario fournit des évolutions cohérentes de la consommation et de la production d’électricité ainsi que les besoins en capacité de production pour assurer l’équilibre entre l’offre et la demande d’électricité.

La partie quantitative de l’EPE sert notamment d’input à Elia, le gestionnaire de transport d’électricité, dans le cadre du plan de développement du réseau de transport. Ce plan est actualisé tous les quatre ans dans les douze mois qui suivent la publication de l’étude prospective électricité.

En outre, le réseau européen des gestionnaires de transport d’électricité (ENTSO-E) publie chaque année une évaluation de l’adéquation entre la production et la demande à moyen et long terme au niveau du système électrique interconnecté ENTSO-E mais aussi de six sous-régions et des pays<sup>4</sup>. Cette évaluation considère également plusieurs scénarios et se base, pour la Belgique, sur les données et analyses fournies par Elia. L’analyse de l’adéquation de la production proposée par ENTSO-E repose sur une autre méthodologie et d’autres critères que ceux utilisés dans l’EPE.

Dans ce contexte, il nous a semblé intéressant de vérifier si l’évolution du parc électrique belge dans les scénarios du projet d’EPE2 est compatible avec les critères utilisés par ENTSO-E dans ses analyses de l’adéquation de la production.

---

<sup>2</sup> Portant modifications de la loi du 29 avril 1999 relative à l’organisation du marché de l’électricité et de la loi du 12 avril 1965 relative au transport de produits gazeux et autres par canalisation.

<sup>3</sup> L’analyse quantitative a quant à elle été finalisée en décembre 2012. Elle se base sur les hypothèses élaborées en 2011 et les statistiques énergétiques de 2010.

<sup>4</sup> La dernière publication date de 2013 : ENTSO-E Scenario Outlook & Adequacy Forecast 2013-2030 (SO&AF 2013).

## 2. Description des méthodologies

### 2.1. L'équilibre offre/demande dans le projet d'EPE2

L'analyse quantitative proposée dans l'EPE2 est une analyse générale de l'approvisionnement électrique de la Belgique à l'horizon 2030 réalisée au moyen du modèle énergétique PRIMES. L'analyse de l'approvisionnement électrique est ainsi placée dans un contexte plus large, à savoir le système énergétique belge dans son ensemble. Une analyse à long terme nécessite de se fonder sur des scénarios contrastés d'évolutions cohérentes de la consommation et de la production d'électricité. Ces scénarios illustrent des visions différentes de comment évoluerait la consommation et de ce que serait le mix électrique à l'horizon 2030. Ils sont décrits brièvement<sup>5</sup> ci-dessous.

#### 2.1.1. Les scénarios

Le projet d'EPE2 étudie sept scénarios prospectifs groupés en deux catégories : les scénarios de base, d'une part, et les scénarios alternatifs, d'autre part.

Les scénarios de base sont au nombre de trois. Ils s'inscrivent dans la continuité des tendances actuelles et tiennent compte des politiques connues à la fin 2009 en ce compris les objectifs du paquet législatif climat-énergie pour 2020. Le seul élément qui les différencie c'est l'évolution de la capacité nucléaire :

- le scénario de base *Nuc-1800* table sur le démantèlement progressif des centrales nucléaires après 40 années de fonctionnement, conformément à la loi sur la sortie progressive du nucléaire de 2003 ;
- le scénario de base *Nuc-900* est calqué sur la décision du Conseil des ministres du 4 juillet 2012<sup>6</sup> qui prévoit le prolongement de dix ans de la durée opérationnelle de la centrale nucléaire de Tihange 1. Pour les autres centrales nucléaires, la loi de 2003 reste d'application ;
- le scénario de base *Nuc-3000* fait l'hypothèse que 3000 MW de puissance nucléaire ne seront plus disponibles en 2020 en raison de l'arrêt anticipé de certains réacteurs et que la loi de 2003 est mise en application sauf pour la centrale de Tihange 1 qui, comme dans le scénario *Nuc-900*, poursuit son activité jusqu'en 2025.

Les scénarios alternatifs explorent des variations de certaines hypothèses qui sous-tendent le scénario de base *Nuc-1800*. Ils sont au nombre de quatre :

- le scénario *Coal* envisage la possibilité d'investir dans de nouvelles centrales au charbon après 2020, ce qui n'est pas le cas dans les scénarios de base ;
- le scénario *No-imp* présuppose un niveau d'importations nettes d'électricité égal à zéro sur toute la période de projection alors que ce niveau est posé égal à 5,8 TWh dans les scénarios de base ;

<sup>5</sup> Pour une description plus détaillée, le lecteur est invité à consulter le projet d'EPE2.

<sup>6</sup> Décision confirmée par le « Plan Wathélet » adopté par le Conseil des ministres du 5 juillet 2013.

- le scénario *18%EE* table sur une réduction de la consommation d'énergie primaire de 18% en 2020 par rapport à une projection de référence, conformément à l'objectif indicatif « efficacité énergétique » de la Belgique (PNR 2011) ;
- le scénario *EE/RES++* explore l'impact d'un déploiement ambitieux des sources d'énergie renouvelables pour la production d'électricité au-delà de 2020, combiné avec une réduction de la demande électrique compatible avec l'objectif « efficacité énergétique » de 18% à l'horizon 2020.

Les perspectives d'évolution du système de production électrique dans les différents scénarios sont étudiées par le biais de plusieurs indicateurs. Parmi ceux-ci, la demande et l'offre d'énergie électrique et la capacité installée du parc électrique belge sont pertinents pour l'analyse proposée dans ce Working Paper.

### 2.1.2. La méthodologie

Comme le précise RTE, le gestionnaire du réseau de transport français, dans la publication *Bilan prévisionnel de l'équilibre offre-demande d'électricité en France* de 2011 (RTE, 2011), l'exploration des horizons 2020-2030, telle que proposée dans le projet d'EPE2, a pour objectif principal d'évaluer les conséquences sur l'exploitation future du système électrique des choix qui pourront être faits dans les prochaines années en matière de politique énergétique<sup>7</sup>. Parmi ces conséquences, on compte les investissements à consentir dans le parc de production pour que la demande électrique soit couverte, compte tenu des déclassements et fermetures de centrales.

Les investissements nécessaires pour répondre à la demande sont calculés par le modèle énergétique PRIMES. Pour ce faire, le modèle tient compte de la variabilité de la demande électrique au cours de la journée et de l'année. Plus précisément, il repose sur des courbes de charge synthétiques constituées de onze paliers : un palier correspondant à la demande de pointe annuelle, cinq paliers pour une journée représentative en hiver et cinq paliers pour une journée représentative en été. Afin de tenir compte des profils de consommation différents dans les (sous-)secteurs de la demande finale et la branche énergie, plusieurs courbes de charge synthétiques sont représentées dans le modèle : neuf pour l'industrie (une par sous-secteur selon la classification Eurostat), une pour le secteur résidentiel, quatre pour le secteur tertiaire (services marchands, services non marchands, commerce et agriculture), une pour le transport ferroviaire (train, tram et métro) et une pour la branche énergie (hors secteur électrique).

En projection, la modélisation de plusieurs courbes de charge permet de tenir compte de l'impact d'évolutions différenciées de la demande d'électricité dans les divers secteurs sur la courbe de charge agrégée et sur la demande de pointe. En d'autres termes, la demande de pointe peut évoluer à un rythme différent de celui de la demande électrique annuelle.

Ces courbes de charges synthétiques constituent des approximations des courbes de charge très détaillées (quart-horaires) dont dispose le gestionnaire de transport d'électricité Elia et qu'il utilise dans les analyses d'*adéquation de la production* pour ENTSO-E. Néanmoins, les courbes de charges synthé-

---

<sup>7</sup> L'analyse quantitative du projet d'EPE se distingue en cela des analyses de risque de déséquilibre entre l'offre et la demande qui se focalisent généralement sur un horizon de cinq ans.

tiques font apparaître la charge de pointe qui constitue le moment critique de l'année pour l'équilibre offre-demande.

Une fois la charge de pointe calculée, le modèle tient compte d'une marge de réserve (« System Reserve Margin ») pour déterminer l'évolution de la capacité de production du parc électrique. Cette marge de réserve correspond au rapport entre une fraction de la capacité totale et la demande de pointe. Dans le projet d'EPE2, on a fait l'hypothèse que ce rapport devait être au moins égal à 1,21.

## 2.2. L'adéquation du système électrique selon ENTSO-E

ENTSO-E définit l'adéquation du système électrique (« System adequacy ») comme une mesure de la capacité du système électrique à répondre à la demande (load) à tout moment dans des situations standards<sup>8</sup>. Pour évaluer l'adéquation du système électrique, ENTSO-E combine deux approches : l'une basée sur l'*adéquation de la production* (« Generation Adequacy »), l'autre sur *les études et la modélisation des marchés* (« Adequacy Assessment based on Market Studies »).

La première approche est utilisée depuis plusieurs années par ENTSO-E et est de type déterministe. La seconde est en cours de développement. Elle vise à améliorer l'évaluation de l'adéquation du système électrique européen en recourant à des méthodes probabilistes. La publication de 2012 d'ENTSO-E (SO&AF 2012) inclut une première évaluation selon cette seconde approche.

Dans la suite du document, nous nous focaliserons sur la première approche car c'est elle qui sera appliquée aux scénarios du projet d'EPE2.

L'évaluation de l'*adéquation de la production* consiste à comparer la capacité de production fiable disponible et la charge à deux moments de l'année, à savoir le troisième mercredi de janvier à 19h et le troisième mercredi de juillet à 11h, sur une période déterminée et dans des situations normales. Cette brève description de la méthode nous amène à devoir définir un certain nombre de concepts ou indicateurs.

### 2.2.1. Définitions

Les indicateurs utilisés dans l'analyse de l'*adéquation de la production* sont représentés dans le graphique ci-dessous tiré de SO&AF 2012.

La partie gauche du schéma correspond à l'offre (capacité de production) tandis que la partie droite coïncide avec la demande (charge ou « load » en anglais). L'analyse de l'*adéquation de la production* est donc une analyse en termes de puissance (GW) et non en termes d'énergie (GWh).

L'offre totale (« Net Generating Capacity ») est égale à la somme des capacités de production nette des centrales électriques qui constituent le parc de production, en ce compris les centrales de pompage<sup>9</sup>. La

<sup>8</sup> Cf. p.16 de SO&AF 2012.

<sup>9</sup> Dans le projet d'EPE2, la capacité installée est égale à la capacité de production nette moins la capacité des centrales de pompage (soit 1300 MW environ).

capacité de production nette se subdivise en deux composantes : la capacité indisponible (« Unavailable Capacity ») et la capacité fiable disponible (« Reliable Available Capacity »).

La capacité indisponible correspond à la partie de la capacité de production nette qui n'est pas disponible de manière sûre à tout moment pour les producteurs d'électricité. ENTSO-E distingue quatre types d'indisponibilité<sup>10</sup> : (1) celles dues à des limitations forcées ou naturelles du niveau de production dans des situations normales<sup>11</sup> (« Non-Usable Capacity »), (2) celles dues aux programmes d'entretien ou de révision des équipements (« Overhauls »), (3) celles dues aux pannes imprévues (« Outages ») et enfin, (4) la capacité nécessaire au gestionnaire du réseau de transport pour assurer la sécurité de l'approvisionnement électrique (« System Services Reserve »).

**Graphique 1** Schéma de l'analyse de l'adéquation de la production selon ENTSO-E

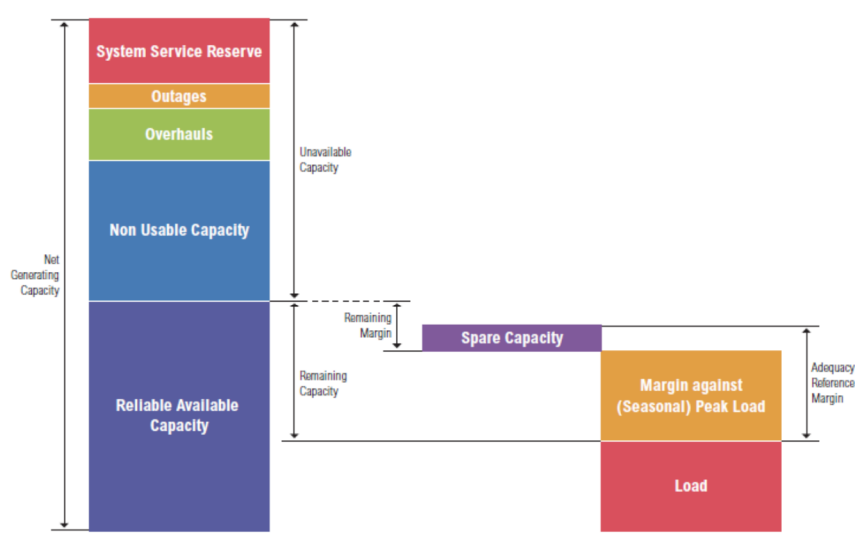


Figure 2.2:  
Generation Adequacy Analysis

Source : SO&AF 2012 (ENTSO-E).

La capacité fiable disponible est égale à la différence entre la capacité de production nette et la capacité indisponible. C'est donc la fraction de la capacité de production nette qui est réellement disponible pour couvrir la charge.

La demande est représentée par la charge (« Load ») à deux moments précis de l'année (voir supra), moments qui ne correspondent pas nécessairement à la charge de pointe (saisonnnière). Or, l'équilibre offre/demande doit être assuré lorsque la charge est à son maximum. Une marge est donc ajoutée aux charges de référence (« Margin against Peak Load »).

<sup>10</sup> Cf. pp. 23-24 de SO&AF 2012.

<sup>11</sup> Cela concerne par exemple la capacité éolienne et la capacité des panneaux photovoltaïques dont le fonctionnement dépend de sources d'énergie variables dans le temps.

Enfin, la capacité de réserve ou de secours (« Spare capacity ») est la capacité supplémentaire qui devrait être disponible pour faire face à des situations extrêmes inattendues. L'hypothèse généralement retenue varie entre 5 et 10% de la capacité de production nette<sup>12</sup>.

### 2.2.2. La méthodologie

L'analyse de l'*adéquation de la production* consiste à comparer, d'une part, la capacité fiable disponible avec la charge, et d'autre part, la capacité résiduelle avec la capacité de réserve augmentée de la marge pour tenir compte de la charge de pointe (dénnotée « Adequacy Reference Margin » dans le graphique 1). La première étape permet d'évaluer s'il y a équilibre offre/demande dans des situations normales alors que la seconde étape permet d'apprécier la situation lors de situations exceptionnelles. Ce type d'analyse peut s'appliquer à un pays, à un groupe de pays ou au système ENTSO-E dans son ensemble.

#### **Adéquation de la production dans des situations normales**

La différence entre la capacité fiable disponible et la charge est appelée capacité résiduelle (« Remaining Capacity »).

Lorsque la capacité résiduelle est positive cela signifie qu'il y a adéquation entre l'offre et la demande dans des situations normales.

Lorsque la capacité résiduelle est négative cela signifie que le parc de production n'est pas suffisant pour couvrir la demande dans des situations normales sans recourir de manière structurelle aux importations. C'est le signal d'un déficit de capacité et donc d'un besoin d'investissements dans de nouvelles capacités de production. Dans ce cas, il convient également de comparer la valeur absolue de la capacité résiduelle avec la capacité d'importation.

#### **Adéquation de la production dans des situations exceptionnelles**

La capacité résiduelle est ensuite comparée à la capacité de réserve plus la marge pour la charge de pointe.

Si la capacité résiduelle est supérieure ou égale à la capacité de réserve plus la marge, alors l'adéquation entre l'offre et la demande d'électricité devrait être garantie dans la plupart des situations.

Si la capacité résiduelle est inférieure à la capacité de réserve plus la marge, alors le pays devrait recourir aux importations pendant la charge de pointe et/ou lors de situations exceptionnelles. Dans ce cas également l'écart entre les deux indicateurs devra être comparé à la capacité d'importation pour évaluer le risque de rupture d'approvisionnement.

---

<sup>12</sup> Cf. p.25 de SO&AF 2012.

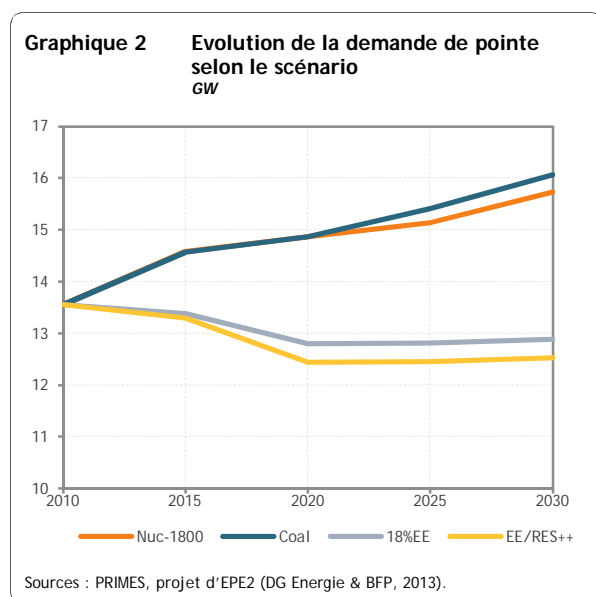
### 3. Perspectives de l'offre et de la demande dans les scénarios de l'EPE2

Le projet d'EPE2 envisage donc sept scénarios, trois scénarios de base et quatre scénarios alternatifs. Ce chapitre propose un résumé des perspectives d'évolution de la demande et de l'offre d'électricité pour quatre d'entre eux, ceux-là même pour lesquels une analyse détaillée de l'adéquation de la production est présentée dans le chapitre suivant.

Les quatre scénarios sélectionnés sont le scénario de base *Nuc-1800*, le scénario *Coal*, le scénario *18%EE* et le scénario *EE/RES++*. Ils ont été choisis parce qu'ils offrent le plus grand contraste au niveau de la demande électrique et de la structure du parc de production à l'horizon 2030<sup>13</sup>.

#### 3.1. Evolution de la demande de pointe

Le graphique 2 montre l'évolution de la demande de pointe (appelée aussi charge maximum ou charge de pointe) dans les quatre scénarios sélectionnés.



La demande de pointe augmente assez régulièrement dans les scénarios *Nuc-1800* et *Coal* tandis qu'elle diminue d'ici 2020 puis reste quasi stable sur la période 2020-2030 dans les scénarios *18%EE* et *EE/RES++*. En 2030, la demande de pointe se situe respectivement 1,9 GW et 2,2 GW au-dessus du niveau de 2010 dans les scénarios *Nuc-1800* et *Coal*. Par contre, elle est respectivement 1 GW et 1,3 GW inférieure à la demande de pointe en 2010 dans les scénarios *18%EE* et *EE/RES++*.

Les taux de croissance annuels moyens de la demande de pointe sont présentés dans le tableau 1.

**Tableau 1 Taux de croissance annuel moyen de la demande de pointe**  
%

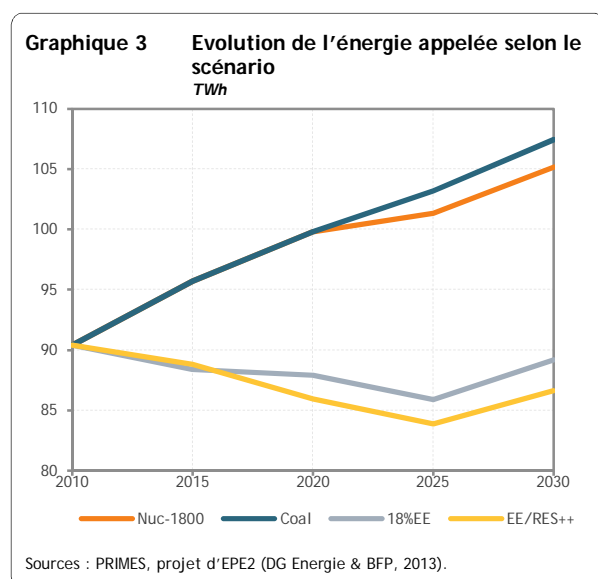
	2010-2020	2020-2030	2010-2030
Nuc-1800	0,7	0,6	0,6
Coal	0,7	0,8	0,7
18%EE	-0,8	0,1	-0,4
EE/RES++	-1,1	0,1	-0,5

Sources : PRIMES, projet d'EPE2 (DG Energie & BFP, 2013).

<sup>13</sup> Une analyse de l'adéquation de la production a été réalisée pour tous les scénarios mais les résultats ne justifient pas une présentation détaillée pour chacun d'eux.

### 3.2. Evolution de l'énergie appelée

Le graphique 3 montre les perspectives d'évolution de l'énergie appelée dans les quatre scénarios.



L'énergie appelée est la somme de la consommation finale d'électricité, de la consommation électrique de la branche énergie (hors secteur électrique) et des pertes sur les réseaux de transport et de distribution.

Pour les scénarios *Nuc-1800* et *Coal*, le profil d'évolution de l'énergie appelée est comparable à celui de la demande de pointe (voir graphique 2) à savoir une croissance assez régulière d'ici 2030. Entre 2010 et 2030, l'énergie appelée progresse de 14,7 TWh dans le scénario *Nuc-1800* et de 17 TWh dans le scénario *Coal*.

Par contre, pour les scénarios *18%EE* et *EE/RES++*, les profils d'évolution sont quelque peu différents. L'énergie appelée décroît progressivement entre 2010 et 2025 puis repart à la hausse tandis que la demande de pointe diminue entre 2010 et 2020 pour se stabiliser ensuite sur la période 2020-2030 (voir graphique 2).

Les taux de croissance annuels moyens de l'énergie appelée sont présentés dans le tableau 2.

**Tableau 2 Taux de croissance annuel moyen de l'énergie appelée**  
%

	2010-2020	2020-2030	2010-2030
Nuc-1800	1,0	0,5	0,8
Coal	1,0	0,7	0,9
18%EE	-0,3	0,1	-0,1
EE/RES++	-0,5	0,1	-0,2

Sources : PRIMES, projet d'EPE2 (DG Energie & BFP, 2013).

Si l'on compare les taux de croissance annuel moyen de l'énergie appelée avec ceux de la demande de pointe (voir tableau 1) on constate que la demande de pointe progresse moins vite que l'énergie appelée dans les scénarios *Nuc-1800* et *Coal* et que la diminution de la demande de pointe est plus marquée que celle de l'énergie appelée dans les scénarios *18%EE* et *EE/RES++*.



### 3.3. Evolution de la capacité de production

#### 3.3.1. La capacité de production nette

Les graphiques suivants montrent l'évolution de la capacité de production nette (dénommée ci-après NGC<sup>14</sup>) dans chacun des quatre scénarios.

Par hypothèse, l'évolution de deux types de capacité de production est identique dans les quatre scénarios : celle relative à la capacité nucléaire et celle relative à la capacité de pompage. La première suit le calendrier de sortie du nucléaire tel que stipulé dans la loi de 2003 (voir 2.1.1). Quant à la capacité de pompage (quelque 1300 MW), elle est supposée constante sur la période de projection et correspond à la capacité des centrales de Coe et de Plate Taille.

Par contre, les scénarios divergent quant à l'évolution des capacités de production recourant aux combustibles fossiles et aux sources d'énergie renouvelables (SER).

Ainsi, le scénario *Nuc-1800* (voir graphique 4) se caractérise par une augmentation équivalente de la capacité des unités de production basées sur les combustibles fossiles (principalement le gaz naturel) et de la capacité SER entre 2010 et 2030. Elles s'accroissent chacune de quelque 7,5 GW.

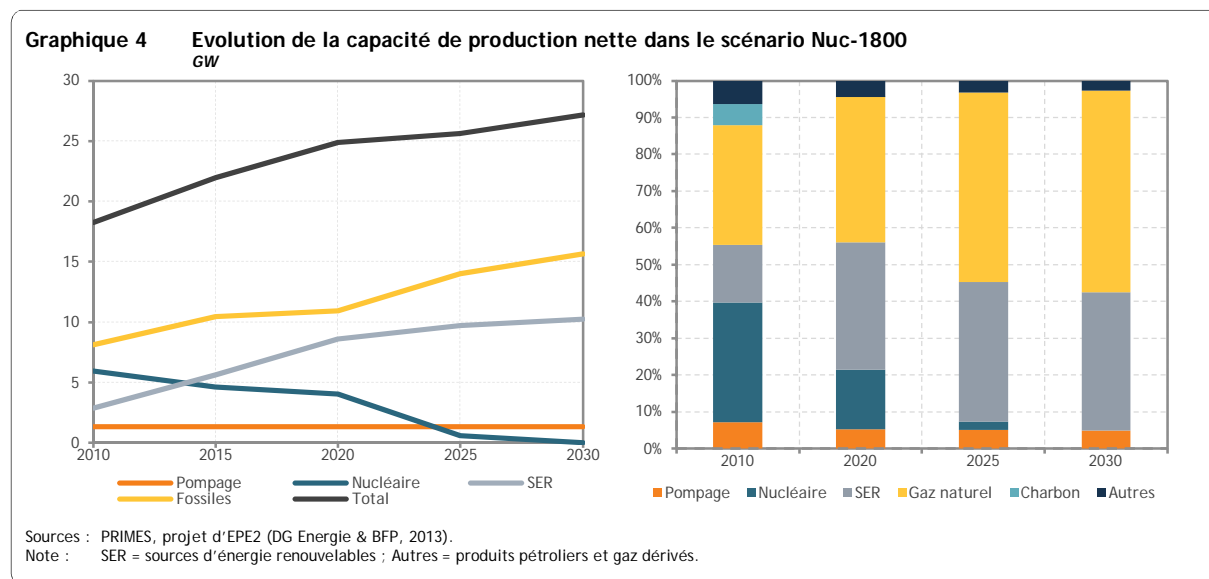
La progression de la capacité SER est la plus forte sur la période 2010-2020 (+ 5,7 GW) : elle est suscitée par l'obligation de porter à 13% la part des SER dans la consommation finale brute d'énergie en 2020. En effet, la production électrique est l'une des trois activités énergétiques devant permettre d'atteindre cet objectif, les deux autres étant la production de chaleur (et de froid) et le transport. Entre 2020 et 2030, la progression de la capacité SER est plus modérée (de l'ordre de 1,6 GW). Elle est tirée non plus par un objectif à atteindre mais par les politiques et mesures mises en place pour parvenir aux 13% en 2020.

Quant à la capacité des unités « fossiles », elle croît à un rythme plus soutenu sur la période 2020-2030 (+ 4,7 GW contre 2,8 GW entre 2010 et 2020) afin de compenser la fermeture des deux tiers restants (4 GW environ) du parc nucléaire belge.

Toutes formes d'énergie confondues, la NGC progresse de 9 GW<sup>15</sup> sur la période de projection. Elle passe ainsi de 18 GW en 2010 à 27 GW en 2030.

<sup>14</sup> Pour "Net Generating Capacity".

<sup>15</sup> L'accroissement de 15 GW (2 x 7,5 GW) des capacités "fossiles" et SER est compensé par le retrait des capacités nucléaires qui représentent quelque 6 GW.

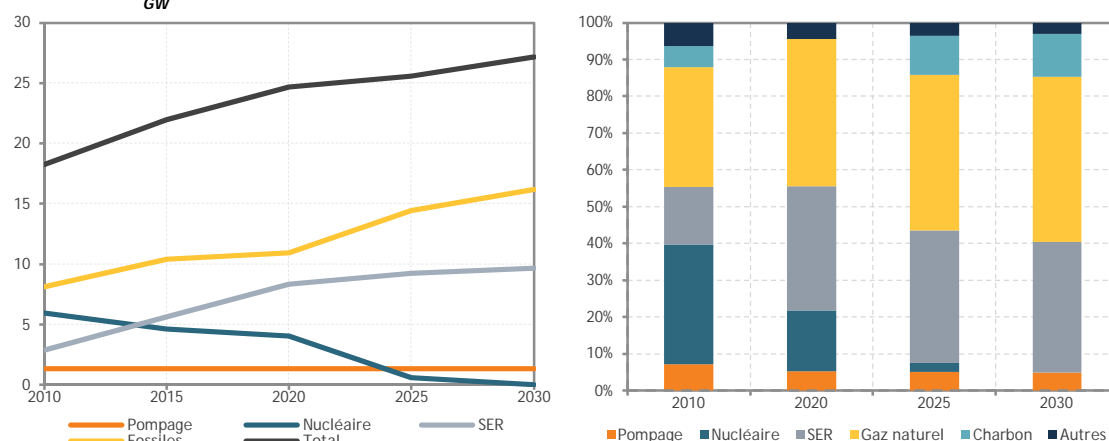


Les évolutions décrites ci-dessus ont pour effet de modifier considérablement la structure du parc de production électrique. De 33% en 2010, la part de la capacité nucléaire est réduite à 16% en 2020 puis à 0% en 2030. En contrepartie, la capacité SER passe de 16% en 2010 à 35% en 2020 puis à 38% en 2030, et la capacité des unités « fossiles » de 44-45% en 2010 et 2020 à 58% en 2030. Cette dernière catégorie comprend principalement des centrales à gaz naturel (turbines à gaz, turbines gaz-vapeur avec ou sans cogénération). En effet, les produits pétroliers ne sont utilisés que dans les centrales dédiées à la charge de pointe et le charbon est exclu du mix électrique dans le scénario *Nuc-1800*. Enfin, les centrales de pompage représentent 4% de la capacité de production en 2030, comparé à 7% en 2010.

Dans le scénario *Coal*, la capacité de production nette passe de 18 GW en 2010 à 27 GW en 2030 (voir graphique 5). Elle s'accroît donc de 9 GW comme dans le scénario *Nuc-1800*. La différence entre les deux scénarios vient de la répartition de l'augmentation de capacité entre unités SER et unités « fossiles ». La capacité de production des premières grimpe de 7 GW entre 2010 et 2030 (contre 7,5 GW dans le scénario *Nuc-1800*) tandis que l'accroissement de capacité des secondes est de 8 GW (contre 7,5 GW dans le scénario *Nuc-1800*). Les unités « fossiles » comprennent cette fois des centrales au charbon d'une capacité totale de 3,1 GW en 2030.

Néanmoins, le rythme de progression des capacités SER et « fossiles » est analogue à celui observé dans le scénario *Nuc-1800* : soutenu entre 2010 et 2020 puis modéré entre 2020 et 2030 pour les SER, et inversement pour la capacité « fossile ».

**Graphique 5 Evolution de la capacité de production nette dans le scénario Coal**  
GW

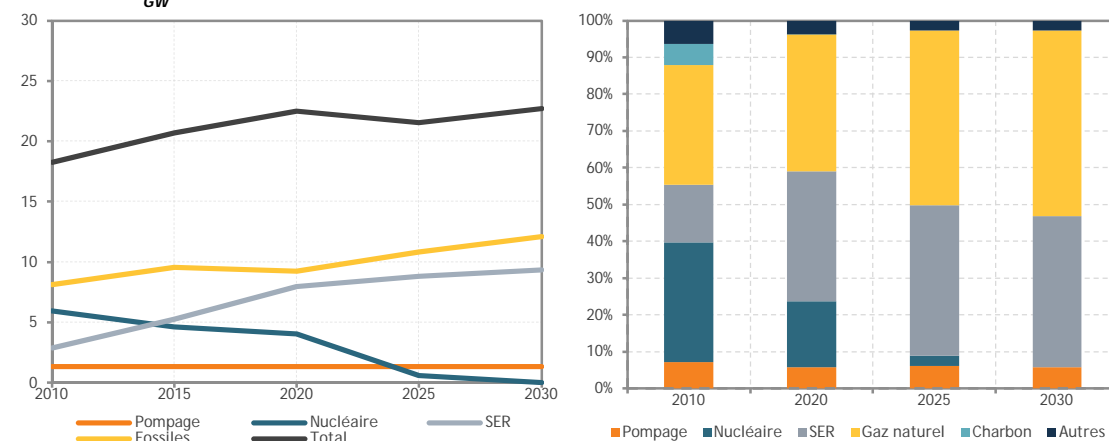


Sources : PRIMES, projet d'EPE2 (DG Energie & BFP, 2013).  
Note : SER = sources d'énergie renouvelables ; Autres = produits pétroliers et gaz dérivés.

En 2020, la structure du parc de production électrique est pareille à celle du scénario *Nuc-1800*. En 2030 par contre, elle évolue différemment : les SER représentent 36% de la capacité de production nette et les combustibles fossiles 60%, répartis comme suit : gaz naturel 45%, charbon 12% et produits pétroliers/gaz dérivés 3%. Les centrales de pompage représentent 4% de la capacité de production en 2030.

L'évolution des capacités de production et de la structure du parc électrique dans le scénario *18%EE* est présentée dans le graphique 6.

**Graphique 6 Evolution de la capacité de production nette dans le scénario 18%EE**  
GW



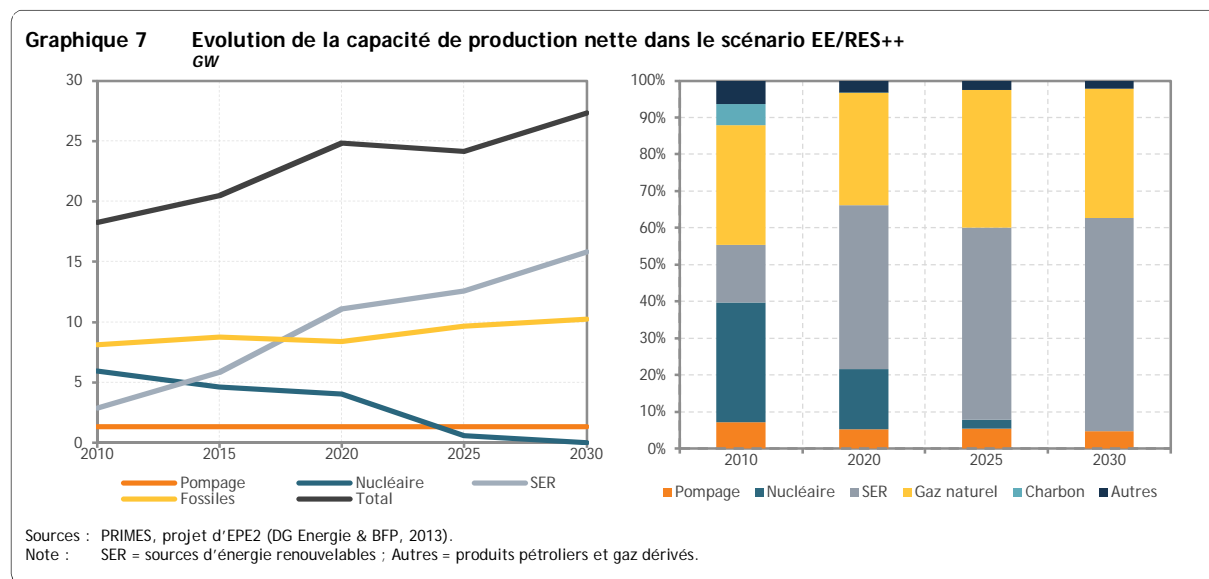
Sources : PRIMES, projet d'EPE2 (DG Energie & BFP, 2013).  
Note : SER = sources d'énergie renouvelables ; Autres = produits pétroliers et gaz dérivés.

L'accroissement de la capacité de production nette entre 2010 et 2030 est deux fois plus petit que dans les scénarios *Nuc-1800* et *Coal* (4,5 GW comparé à 9 GW dans *Nuc-1800* et *Coal*). La capacité de production nette s'établit ainsi à quelque 22,5 GW en 2030 dans le scénario *18%EE*.

L'augmentation de capacité la plus importante vient des SER (+ 6,5 GW). La capacité « fossile » ne progresse quant à elle que de 4 GW ; elle est principalement constituée de centrales à gaz naturel.

Par conséquent, la part des SER dans la capacité de production nette en 2030 est supérieure à celle enregistrée dans le scénario *Nuc-1800* ; elle est de 41% au lieu de 38%. A l'inverse, la capacité « fossile » ne représente plus que 53% contre 58% dans le scénario *Nuc-1800*. Les centrales de pompage représentent 6% de la capacité de production en 2030.

Enfin, le graphique 7 montre les transformations de la capacité production nette dans le scénario *EE/RES++*. On y voit un accroissement de la capacité totale nette de 9 GW entre 2010 et 2030, comme dans les scénarios *Nuc-1800* et *Coal*. Cet accroissement est par contre deux fois plus grand que dans le scénario *18%EE* nonobstant une réduction plus significative de la consommation électrique d'ici 2030.



Cette évolution s'explique par la nature des capacités additionnelles. Celles-ci sont constituées en majeure partie de capacités SER afin de parvenir à l'objectif fixé dans le scénario *EE/RES++*, à savoir une production électrique basée à 50% sur les SER à l'horizon 2030. La capacité SER progresse ainsi de 13 GW entre 2010 et 2030, contre seulement 2 GW supplémentaires pour la capacité « fossile ». Et comme il faut davantage de capacité SER pour produire la même quantité d'électricité dans des centrales « fossiles », l'accroissement de la capacité de production nette est plus marqué que dans le scénario *18%EE*. Ce résultat découle du caractère intermittent de certaines SER (comme le vent et le soleil) qui a pour effet de réduire le facteur de charge (ou le taux d'utilisation) des unités de production SER.

En conséquence, la capacité de production nette en 2030 est répartie de la manière suivante dans le scénario *EE/RES++* : 58% pour les SER, 37% pour les combustibles fossiles et 5% pour les centrales de pompage.

Le tableau 3 ci-dessous résume l'évolution de la capacité de production nette dans les quatre scénarios.

**Tableau 3 Comparaison de la structure de la capacité de production nette dans les quatre scénarios**  
GW

	2010	2030 Nuc-1800	Coal	18%EE	EE/RES++
Pompage	1,3	1,3	1,3	1,3	1,3
Nucléaire	5,9	0	0	0	0
SER	2,9	10,2	9,7	9,3	15,8
Fossiles	8,3	15,6	16,2	12,1	10,2
Total	18,3	27,2	27,1	22,7	27,3

Sources : PRIMES, projet d'EPE2 (DG Energie &amp; BFP, 2013).

Note : SER = sources d'énergie renouvelables.

### 3.3.2. La capacité fiable disponible

Pour analyser l'adéquation de la production électrique calculée dans le projet d'EPE2, selon la méthodologie ENTSO-E, l'indicateur qu'il convient de confronter à la demande de pointe n'est pas la capacité de production nette mais la capacité fiable disponible. Pour rappel, la capacité fiable disponible (dénommée ci-après RAC<sup>16</sup>) est définie comme la capacité de production nette moins la capacité indisponible (dénommée ci-après UC<sup>17</sup>). Et la capacité indisponible est la fraction de la capacité de production nette qui n'est pas disponible de manière sûre à tout moment pour les producteurs d'électricité (voir 2.2.1).

La capacité indisponible (et son évolution) a été calculée pour chaque scénario sur la base de données fournies par Elia, de chiffres publiés par ENTSO-E et d'une hypothèse de 5%<sup>18</sup> de la capacité de production nette pour les services système du gestionnaire du réseau de transport.

Le résultat de ce calcul est présenté dans le tableau 4.

**Tableau 4 Evolution de la capacité indisponible (UC) selon le scénario**  
GW

	2010	2020	2025	2030	Variation entre 2010 et 2030	Fraction de la NGC en 2030
Nuc-1800	3,9	9,2	10,0	10,7	174%	39%
Coal	3,9	9,0	9,8	10,4	166%	38%
18%EE	3,9	8,5	8,9	9,5	143%	42%
EE/RES++	3,9	11,3	11,9	14,7	277%	54%

Sources : PRIMES, projet d'EPE2 (DG Energie &amp; BFP, 2013), Elia, calculs BFP.

Note : NGC = capacité de production nette ; UC = capacité indisponible.

La capacité indisponible croît au cours du temps et ce quel que soit le scénario. L'accroissement varie entre 143% (scénario 18%EE) et 277% (scénario EE/RES++). Il est d'autant plus élevé que la part de la capacité SER dans le parc de production est importante.

En 2010, la capacité indisponible était de 3,9 GW ; en 2020, elle s'échelonne entre 8,5 et 11,3 GW et en 2030, entre 9,5 et 14,7 GW selon le scénario.

<sup>16</sup> Pour « Reliable Available Capacity ».

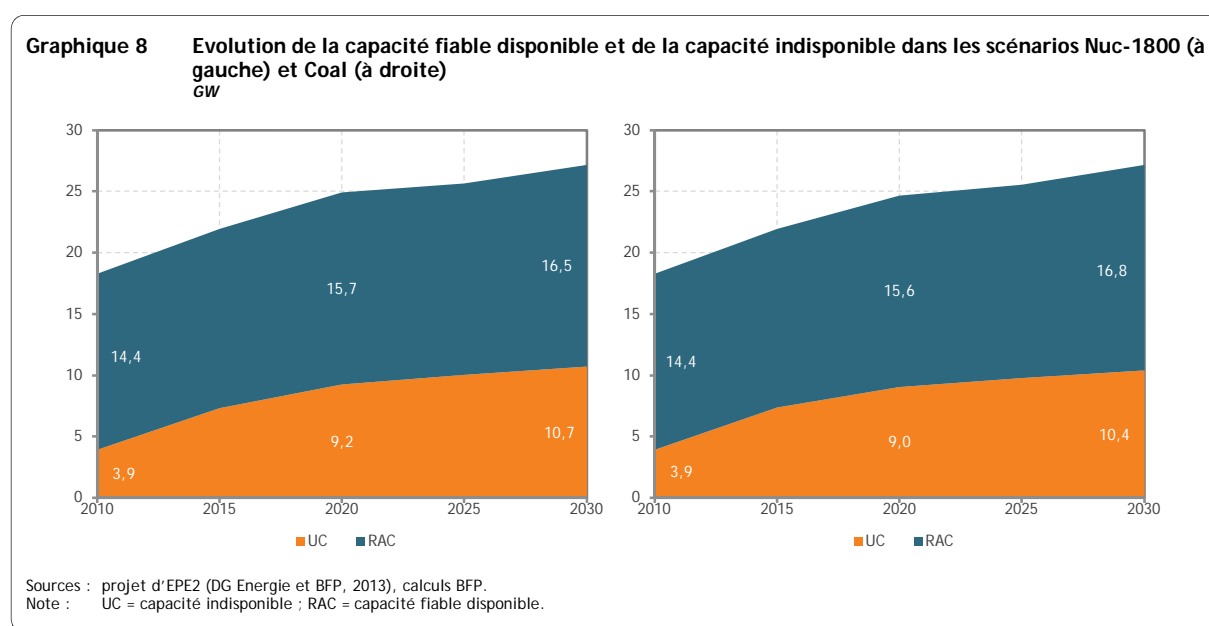
<sup>17</sup> Pour « Unavailable Capacity ».

<sup>18</sup> Source : ENTSO-E (SO&AF 2013) où le pourcentage utilisé pour la Belgique varie entre 4 et 5% selon l'année et le scénario.

L'augmentation de la capacité indisponible est plus forte que la progression de la capacité de production nette. En conséquence, la capacité indisponible représente une fraction de plus en plus importante de la capacité totale du parc électrique (voir tableau 4). Alors qu'elle était de 21% en 2010, cette fraction se situe dans une fourchette allant de 38 à 54% en 2030. Le bas de la fourchette correspond au scénario *Coal*, le haut au scénario *EE/RES++*.

Une fois la capacité indisponible calculée, on peut chiffrer la capacité fiable disponible à l'horizon 2030.

Les graphiques suivants montrent l'évolution de la capacité fiable disponible (RAC) dans les quatre scénarios. Ils reprennent également les chiffres relatifs à la capacité indisponible (UC) de sorte que l'on y retrouve, en additionnant ces deux composantes, la variation de la capacité de production nette (NGC).

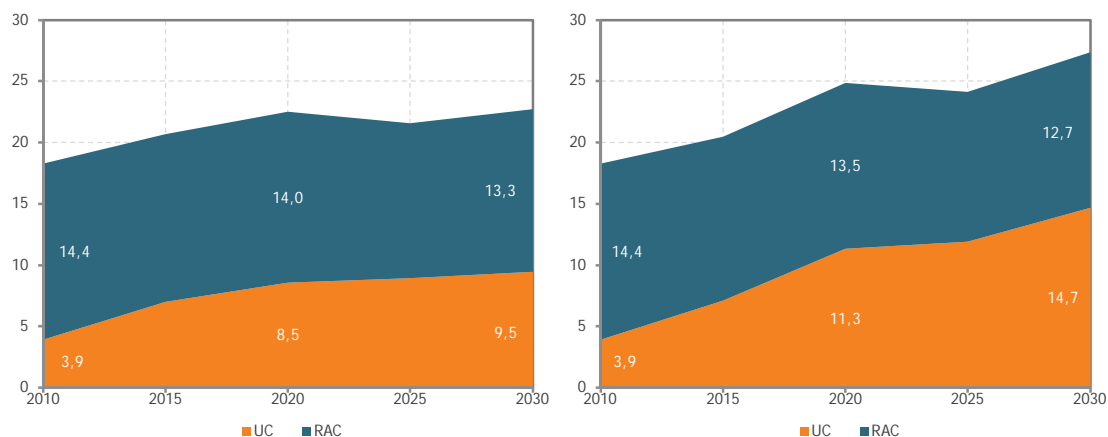


Les capacités fiables disponibles sont très proches dans les scénarios *Nuc-1800* et *Coal* reflétant en cela des évolutions assez comparables de la demande de pointe (voir tableau 1). Dans le scénario *Nuc-1800*, la capacité fiable disponible augmente de 0,7% par an en moyenne entre 2010 et 2030 (comparé à 0,6% pour la demande de pointe) ; dans le scénario *Coal*, le taux de croissance annuel moyen est de 0,8% (comparé à 0,7% pour la demande de pointe).

En 2020 (resp. 2030), la capacité fiable disponible s'élève à un peu moins de 16 GW (resp. 17 GW) dans les deux scénarios. La part de la capacité fiable disponible dans la capacité totale nette se contracte au cours du temps. En 2010, elle s'élevait à 79% ; en 2020 et 2030, elle se situe un peu au-dessus de 60%. Cette évolution s'explique par la part croissante des SER qui conduit à surévaluer la valeur de la capacité indisponible<sup>19</sup>.

<sup>19</sup> La capacité fiable disponible pour l'ensemble des SER représente, sur la période 2020-2030, quelque 35% de la capacité installée SER dans tous les scénarios sauf *EE/RES++* où ce pourcentage tombe sous les 30% en raison de la part plus importante du solaire photovoltaïque.

**Graphique 9 Evolution de la capacité fiable disponible et de la capacité indisponible dans les scénarios 18%EE (à gauche) et EE/RES++ (à droite)**  
GW



Sources : projet d'EPE2 (DG Energie et BFP, 2013), calculs BFP.

Note : UC = Unavailable Capacity (capacité indisponible) ; RAC - Reliable Available Capacity (capacité fiable disponible).

Pour les mêmes raisons évoquées ci-dessus, les capacités fiables disponibles sont comparables dans les scénarios 18%EE et EE/RES++ et diminuent régulièrement sur la période de projection. Dans le scénario 18%EE, la capacité fiable disponible décroît de 0,4% par an en moyenne entre 2010 et 2030 (comme la demande de pointe) ; dans le scénario EE/RES++, la diminution se fait au rythme de 0,6% par an (comparé à -0,5% pour la demande de pointe).

En 2020 (resp. 2030), la capacité fiable disponible s'élève à 14 ou 13,5 GW (resp. 13,3 ou 12,7 GW) selon le scénario. La part de la capacité fiable disponible dans la capacité totale nette se contracte au cours du temps et d'autant plus que la proportion des SER dans la capacité totale est grande. Dans le scénario 18%EE, cette part passe à 62% en 2020 et à 58% en 2030 (comparé à 79% en 2010). Dans le scénario EE/RES++, elle plonge vers les 54% en 2020 et les 46% en 2030.

## 4. Analyse de l'adéquation de la production dans les scénarios de l'EPE2

L'analyse de l'adéquation de la production selon l'approche déterministe d'ENTSO-E procède en deux temps.

Dans le premier temps, la capacité fiable disponible est confrontée à la demande de pointe. La différence entre les deux indicateurs donne la capacité résiduelle (dénommée ci-après RC<sup>20</sup>) dans des situations normales. Lorsque la capacité résiduelle est positive, la demande pourra être couverte dans des situations normales sans devoir recourir structurellement aux importations.

Dans le deuxième temps, on définit une marge de sécurité supplémentaire pour tenir compte de la survenance possible de situations tendues (ou exceptionnelles). Cette marge porte le nom de capacité de réserve<sup>21</sup> (notée ci-après SC<sup>22</sup>). Comme suggéré dans la publication d'ENTSO-E (SO&AF 2012), nous avons pris une valeur de 5% de la capacité de production nette pour calculer la capacité de réserve. C'est également le pourcentage utilisé par Elia dans son analyse pour ENTSO-E en 2012 (SO&AF 2012)<sup>23</sup>. Si la capacité résiduelle est égale ou supérieure à la capacité de réserve, l'adéquation entre l'offre et la demande d'électricité devrait être assurée dans la plupart des situations. Par contre, si la capacité résiduelle est inférieure à la capacité de réserve, le système électrique devrait pouvoir compter sur les importations. Dans ce cas, il sera intéressant de confronter l'écart entre la capacité de réserve et la capacité résiduelle avec la capacité d'importation aux frontières.

### 4.1. La capacité résiduelle

La capacité résiduelle reste positive sur toute la période de projection dans les scénarios *Nuc-1800* et *Coal* (voir graphique 10). Elle tombe par contre sous la barre du zéro en 2025 dans les deux autres scénarios.

L'allure des quatre courbes est comparable : une diminution sur la période 2020-2025, suivie d'une augmentation sur la période 2025-2030. Les variations sont néanmoins plus abruptes dans les scénarios *18%EE* et *EE/RES++*. Il convient de rappeler que 2025 est une année singulière dans l'évolution des capacités de production : c'est l'année où toute la capacité nucléaire aura disparu du parc électrique en vertu de la loi de sortie du nucléaire de 2003. Par rapport à 2020 où le parc nucléaire a déjà été amputé de 1,8 GW (fermeture de Doel 1&2 et Tihange 1 en 2015), ce sont 4 GW de puissance nucléaire qui sont soustraits de la capacité nette totale.

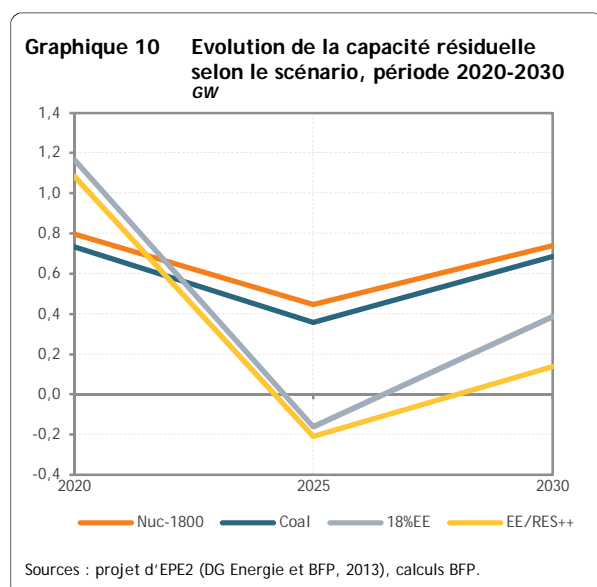
<sup>20</sup> Pour « Remaining Capacity ».

<sup>21</sup> Dans les analyses de l'adéquation des capacités de production publiées par ENTSO-E, le concept de "Adequacy Reference Margin" est également défini. Dans notre étude cet indicateur se confond avec la capacité de réserve car le point de départ de l'analyse est la charge maximale (ou demande de pointe) et non pas deux points de référence sur l'année comme dans l'analyse d'ENTSO-E.

<sup>22</sup> Pour « Spare Capacity ».

<sup>23</sup> Il convient néanmoins de préciser que ce pourcentage a été porté à 10% dans l'analyse de l'adéquation de la production en Belgique publiée en 2013 (SO&AF 2013).





En ce qui concerne les scénarios *Nuc-1800* et *Coal*, le graphique montre que le parc de production calculé dans le projet d'EPE2 permet de garantir l'équilibre offre-demande dans des situations normales sans devoir nécessairement recourir aux importations. La capacité résiduelle varie entre 0,4 et 0,8 GW. Le niveau le plus bas est enregistré en 2025.

La variation de la capacité résiduelle est beaucoup plus grande dans les scénarios *18%EE* et *EE/RES++*. La valeur la plus haute est enregistrée en 2020 (respectivement 1,2 et 1,1 GW) et la valeur la plus basse en 2025 (-0,2 GW dans les deux scénarios). En 2030, la capacité résiduelle redevient

positive mais la situation est moins favorable dans le scénario *EE/RES++* que dans le scénario *18%EE* puisque la capacité résiduelle y est quatre fois plus petite (0,1 GW vs. 0,4 GW). Cela s'explique par la part plus importante qu'occupent les SER dans le premier scénario, ce qui a pour effet d'accroître la capacité indisponible. Dans des situations normales, le parc électrique calculé dans les scénarios *18%EE* et *EE/RES++* est donc en surcapacité en 2020 et 2030 mais présente un déficit en 2025 selon les critères d'ENTSO-E. Ce déficit est néanmoins ténu (0,2 GW) si on le compare à la capacité d'importation actuelle de la Belgique (entre 3 et 3,5 GW suivant le moment de l'année (SO&AF 2013)).

La capacité résiduelle représente entre 1% (scénarios *18%EE* et *EE/RES++* en 2025) et 5% (scénario *18%EE* en 2020) de la capacité de production nette.

## 4.2. La capacité de réserve

Le tableau 5 présente l'évolution de la capacité de réserve dans les quatre scénarios étudiés. Pour rappel, la capacité de réserve est posée égale à 5% de la capacité de production nette (voir supra).

**Tableau 5 Evolution de la capacité de réserve (SC) selon le scénario**  
GW

	2020	2025	2030
Nuc-1800	1,2	1,3	1,4
Coal	1,2	1,3	1,4
18%EE	1,1	1,1	1,1
EE/RES++	1,2	1,2	1,4

Sources: projet d'EPE2 (DG Energie et BFP, 2013), calculs BFP.

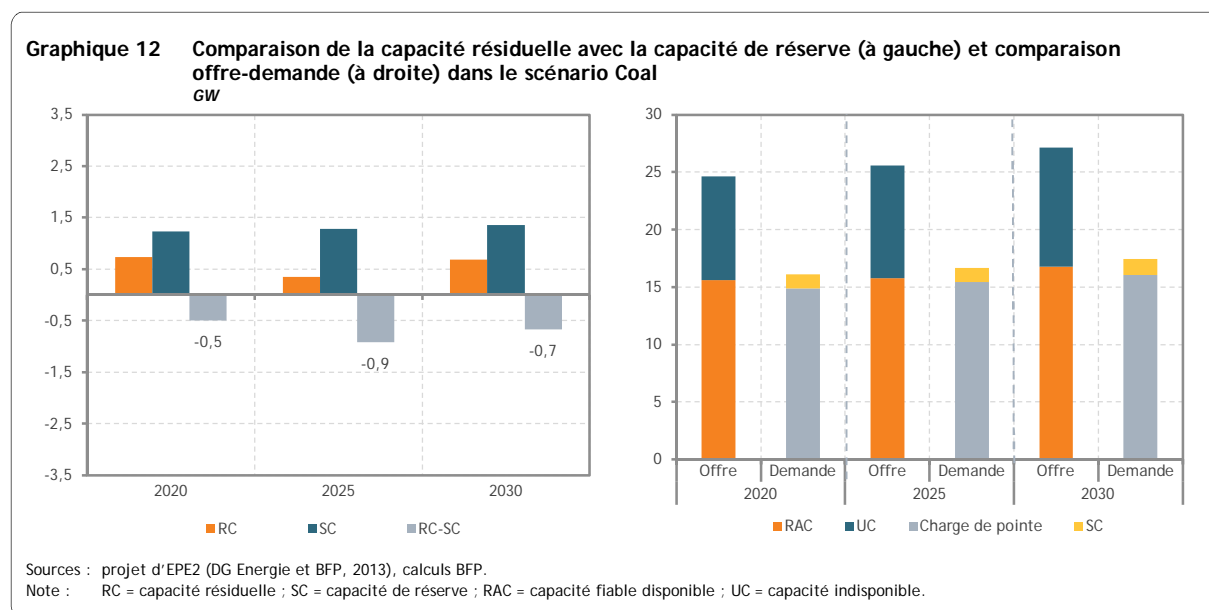
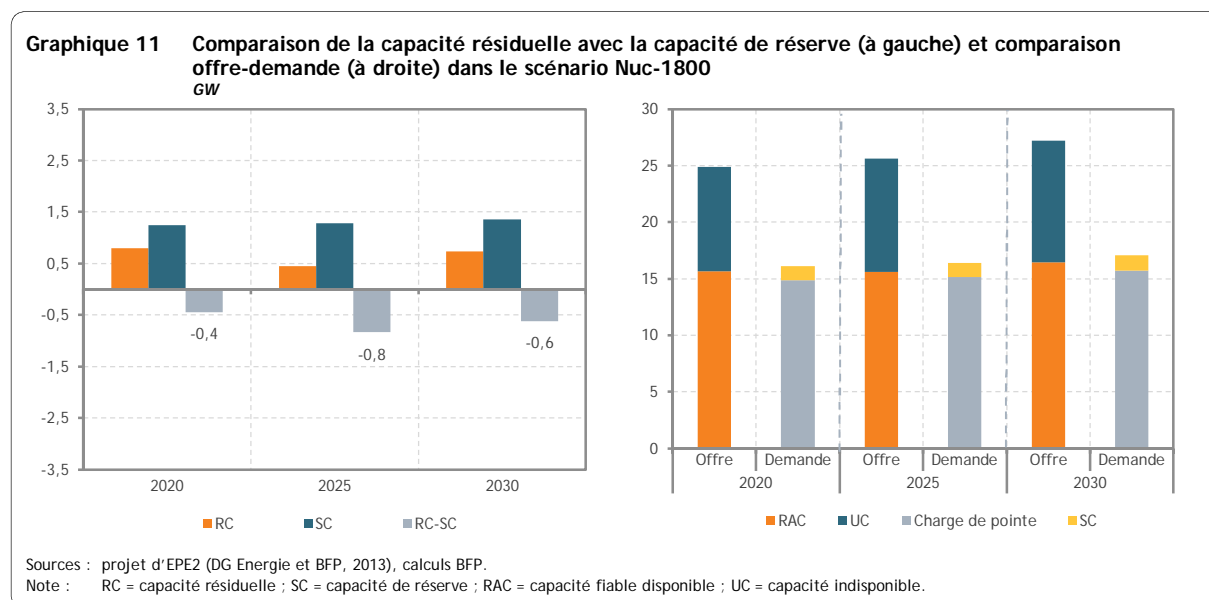
La capacité de réserve est (quasi) identique dans les scénarios *Nuc-1800*, *Coal* et *EE/RES++*. Elle passe de 1,2 GW en 2020 à 1,4 GW en 2030. En dépit d'une consommation électrique plus faible, le scénario *EE/RES++* se caractérise par une capacité de production nette comparable à celles calculées dans les deux premiers scénarios. Cette dernière tient compte en effet d'un taux d'utilisation moyen du parc électrique moindre en raison d'une proportion plus importante de SER. Cet effet n'est pas présent dans

le scénario 18%EE, la capacité de réserve y est dès lors moins importante : 1,1 GW sur toute la période de projection.

### 4.3. Ecart entre la capacité résiduelle et la capacité de réserve

L'analyse présentée dans la section 4.1 a montré que la puissance installée calculée dans le projet d'EPE2 (limité ici à quatre scénarios) était généralement suffisante pour satisfaire la charge de pointe dans des situations normales. Encore faut-il examiner si elle est suffisante dans des situations tendues. Pour cela il convient de comparer la capacité résiduelle et la capacité de réserve.

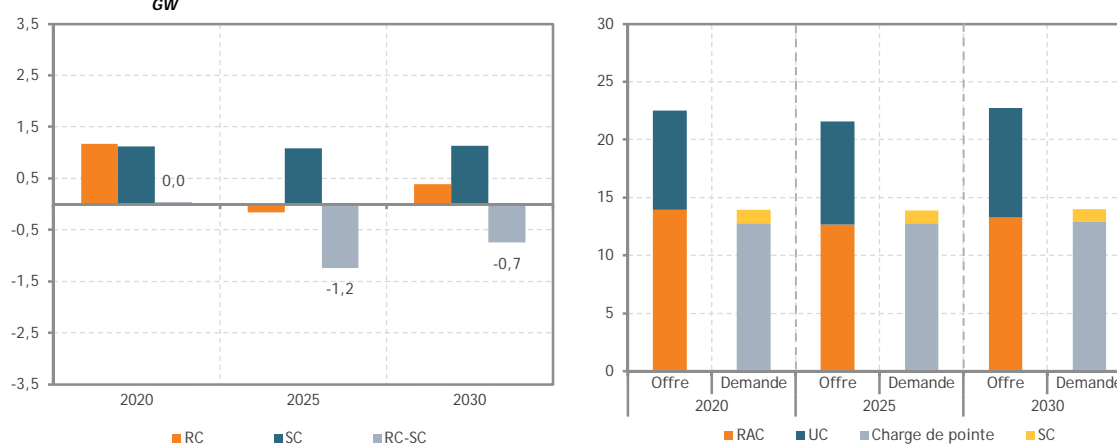
Cette comparaison est présentée dans les quatre graphiques ci-dessous (partie gauche). Ces graphiques proposent également un parallèle offre/demande à la manière d'ENTSO-E et d'en visualiser les composantes (partie droite).



La capacité résiduelle est plus petite ou égale à la capacité de réserve quel que soit le scénario ou l'horizon de temps. En d'autres mots, sans considérer la contribution des importations, le parc de production électrique calculé dans le projet d'EPE2 afficherait un déficit de capacité si des situations exceptionnelles devaient survenir. Ce déficit de capacité pourrait être compensé par des importations pour autant que les capacités d'interconnexion (à l'importation) soient suffisantes et que des surplus de production existent dans les pays voisins.

L'écart entre la capacité résiduelle et la capacité de réserve s'agrandit d'ici 2025 puis se réduit à l'horizon 2030. L'année 2025 est donc à nouveau la plus critique du point de vue de l'adéquation de la production dans des situations tendues.

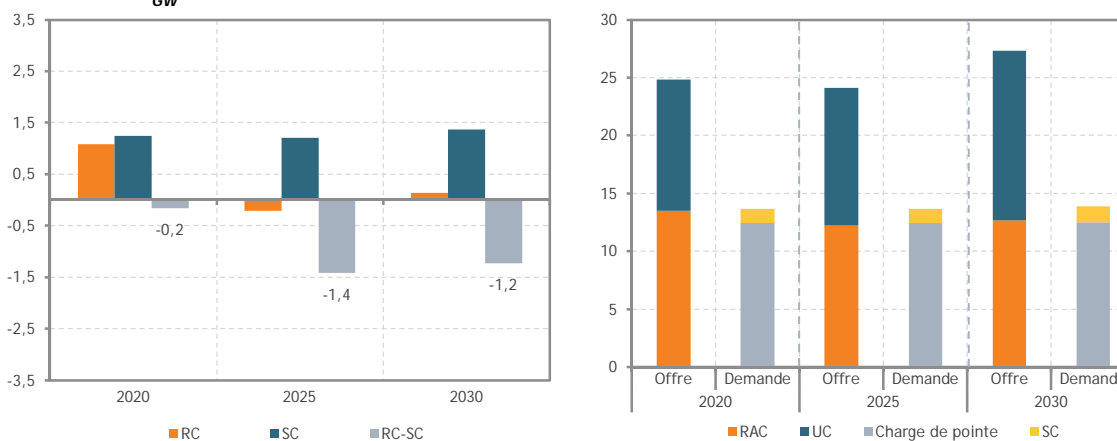
**Graphique 13** Comparaison de la capacité résiduelle avec la capacité de réserve (à gauche) et comparaison offre-demande (à droite) dans le scénario 18%EE  
GW



Sources : projet d'EPE2 (DG Energie et BFP, 2013), calculs BFP.

Note : RC = capacité résiduelle ; SC = capacité de réserve ; RAC = capacité fiable disponible ; UC = capacité indisponible.

**Graphique 14** Comparaison de la capacité résiduelle avec la capacité de réserve (à gauche) et comparaison offre-demande (à droite) dans le scénario EE/RES++  
GW



Sources : projet d'EPE2 (DG Energie et BFP, 2013), calculs BFP.

Note : RC = capacité résiduelle ; SC = capacité de réserve ; RAC = capacité fiable disponible ; UC = capacité indisponible.

En 2020, le déficit de production est au plus égal à 0,5 GW (scénario *Coal*) et il est nul dans le scénario 18%EE.

En 2025, l'écart entre la capacité résiduelle et la capacité de réserve varie entre 0,8 et 1,4 GW. Le bas de la fourchette correspond au scénario *Nuc-1800* et le haut au scénario *EE/RES++*.

En 2030, enfin, le déficit de production est comparable dans les trois premiers scénarios (0,6-0,7 GW) mais beaucoup plus important dans le scénario *EE/RES++* (deux fois plus grand, soit 1,2 GW).

L'écart entre la capacité résiduelle et la capacité de réserve est, dans la situation la plus défavorable (scénarios *18%EE* et *EE/RES++* en 2025) égal à 6% de la capacité de production nette.

#### 4.4. Rôle des échanges transfrontaliers

Les déficits de capacité calculés dans la section précédente ne sont pas nécessairement synonymes de rupture inévitable de notre approvisionnement électrique. D'abord, ce sont des insuffisances de capacité dans des situations exceptionnelles, ensuite la Belgique peut recourir aux importations grâce aux capacités d'interconnexion aux frontières et à son intégration dans le marché intérieur de l'électricité<sup>24</sup>.

Le tableau ci-dessous montre que les écarts (négatifs) entre la capacité résiduelle et la capacité de réserve sont toujours inférieurs à la capacité d'importation de la Belgique au moment de la pointe annuelle<sup>25</sup>. Les écarts y sont exprimés en pourcentage de la capacité d'importation actuelle.

**Tableau 6** Déficit de capacité de production dans des situations exceptionnelles  
En % de la capacité d'importation

	2020	2025	2030
Nuc-1800	13%	24%	18%
Coal	14%	26%	19%
18%EE	0%	35%	21%
EE/RES++	5%	40%	35%

Sources : SO&AF 2012 (ENTSO-E), projet d'EPE2 (DG Energie et BFP, 2013), calculs BFP.

En 2020, l'écart entre la capacité résiduelle et la capacité de réserve ne dépasse pas 14% de la capacité d'importation de la Belgique.

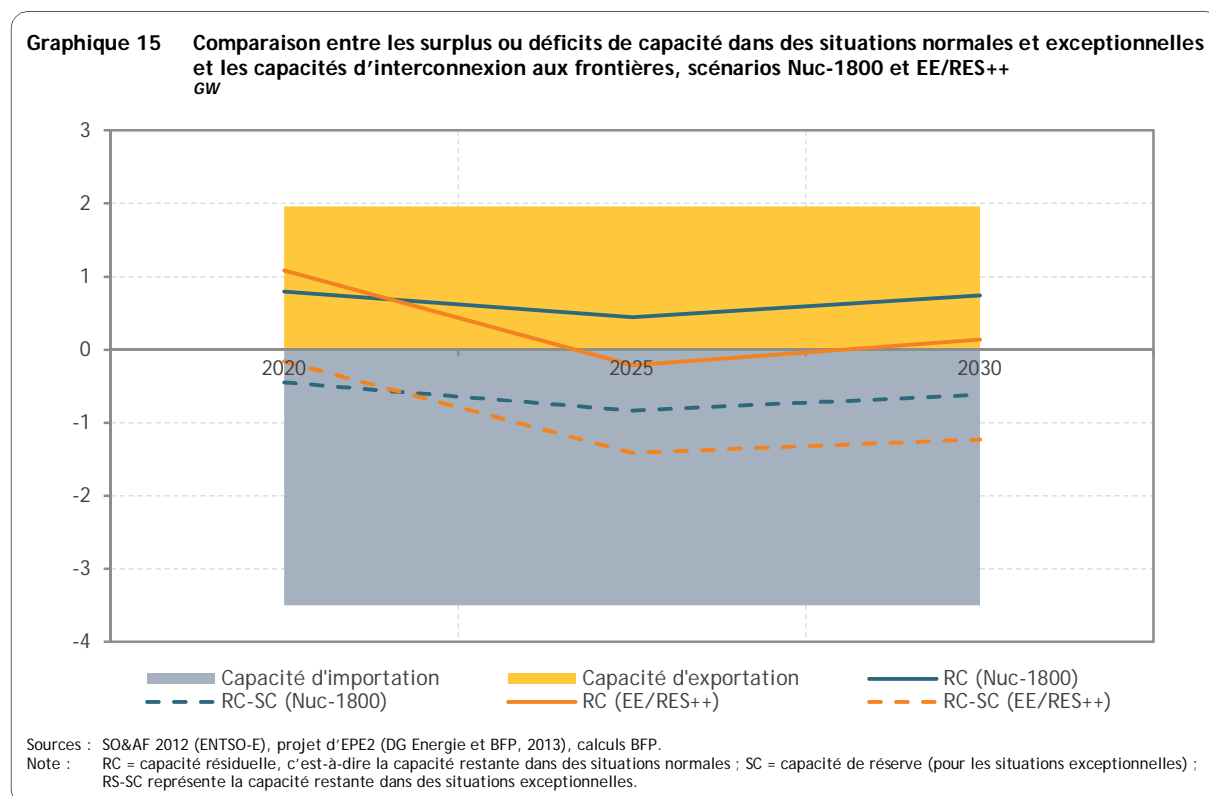
En 2025, ce pourcentage augmente considérablement puisqu'il s'échelonne entre 24 et 40%. Ainsi, la survenance de situations exceptionnelles pendant la charge de pointe conduirait la Belgique à importer de l'électricité à hauteur de 40% de sa capacité d'importation en 2025 dans un scénario où les SER représenteraient 40% de la production électrique et où la consommation électrique serait en net recul (scénario *EE/RES++*).

En 2030, le déficit de capacité de production représente encore 35% de la capacité d'importation dans le scénario *EE/RES++* tandis qu'il se situe autour des 20% dans les autres scénarios.

<sup>24</sup> Le calcul du parc de production dans les quatre scénarios étudiés repose d'ailleurs sur l'hypothèse d'une importation annuelle nette constante égale à 5,8 TWh sur toute la période de projection.

<sup>25</sup> On fait l'hypothèse que la capacité d'importation lors de la charge de pointe est égale à la capacité d'importation pendant le 3<sup>ème</sup> mercredi de janvier à 19h, telle que rapportée dans l'analyse d'adéquation d'ENTSO-E (SO&AF 2012 et 2013), à savoir 3,5 GW (période 2011-2020). On ne tient donc pas compte dans le calcul des capacités supplémentaires d'importation qui pourraient se concrétiser d'ici à 2030 (projets d'interconnexion avec l'Allemagne (ALEGrO) et la Grande-Bretagne (NEMO), étude relative au renforcement de la capacité de transport entre la Belgique et la France).

Le graphique 15 permet de visualiser d'une autre manière comment se situe le déficit de capacité dans des situations exceptionnelles (RC-SC) par rapport à la capacité d'importation de la Belgique. Il s'agit de la capacité d'importation en hiver car c'est à cette période de l'année qu'intervient la charge de pointe annuelle. Les capacités d'importation et d'exportation reprises sur le graphique correspondent à la situation actuelle et ne tiennent pas compte des projets d'interconnexion (voir note de bas de page 25). Pour ne pas alourdir le graphique, seuls les deux scénarios extrêmes sont représentés, à savoir les scénarios *Nuc-1800* et *EE/RES++*. Le premier affiche le déficit de capacité le plus faible dans des situations tendues et le second le déficit le plus important. Enfin, le graphique montre également le résultat de l'analyse de l'adéquation de la production dans des situations normales (RC).

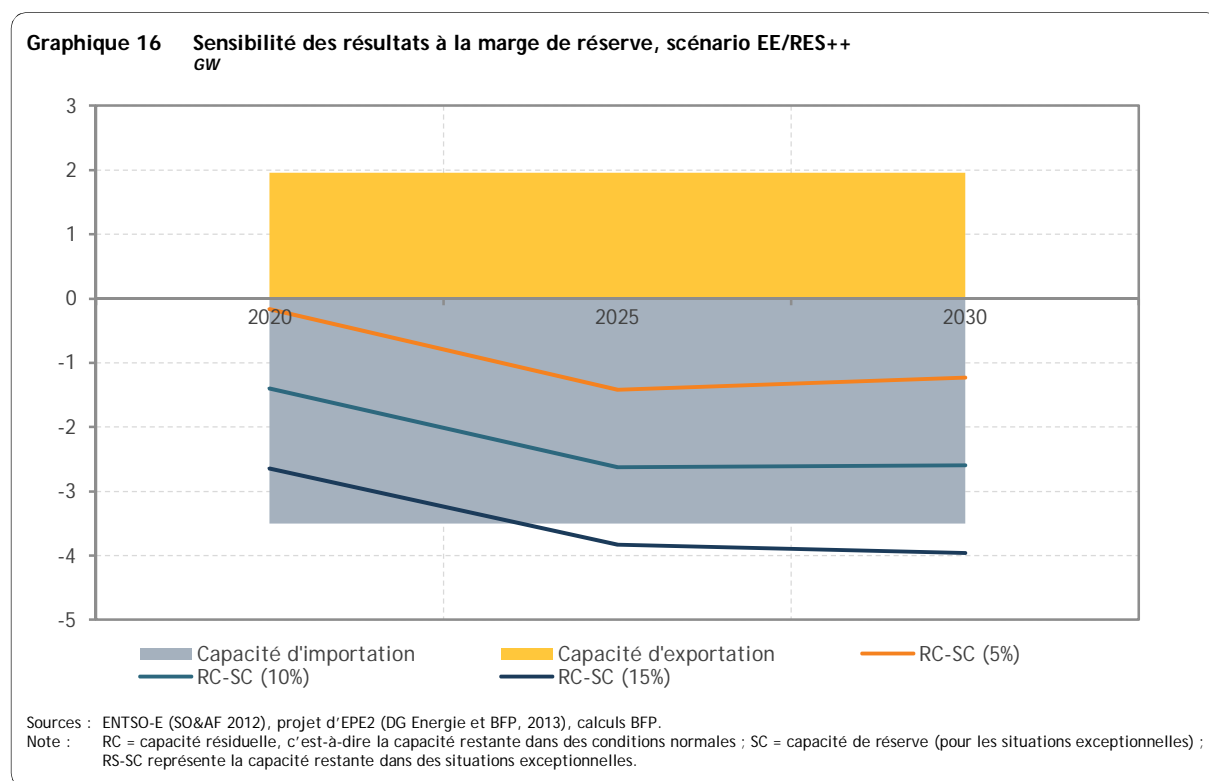


Les résultats de l'analyse de l'adéquation de la production selon la méthodologie déterministe d'ENTSO-E, présentés ci-dessus, dépendent de l'hypothèse retenue pour le calcul de la capacité de réserve. Dans notre analyse nous avons opté pour un pourcentage de 5% de la capacité nette disponible. C'est l'hypothèse utilisée dans le rapport SO&AF 2012 pour l'analyse de l'adéquation de la production au niveau d'un groupe de pays (appelé aussi bloc régional) ou de la zone ENTSO-E. Pour les analyses au niveau d'un pays, ENTSO-E propose des valeurs par défaut dans une fourchette de 5 à 10%. Cela s'explique par le fait que la probabilité d'occurrence simultanée de situations exceptionnelles dans plusieurs pays est réduite et qu'un pays en déficit de capacité lors d'une situation exceptionnelle devrait pouvoir compter sur l'aide des pays voisins et dès lors réduire sa marge de réserve. En 2012, l'analyse d'ENTSO-E pour la Belgique se basait sur un pourcentage de 5% ; en 2013, le pourcentage est passé à 10%.

D'autres considérations peuvent entrer en ligne de compte dans la détermination du niveau de la marge de réserve. Ainsi le développement de nouvelles applications électriques comme les pompes à

chaleur (ce qui est le cas dans les scénarios du projet d'EPE2) rend la charge de pointe plus sensible aux conditions de température comme les vagues de froid. Dès lors, il est pertinent d'envisager une marge de réserve plus confortable dans les années à venir.

Dans ce contexte, nous avons répété l'analyse de l'adéquation de la production dans des situations extrêmes en considérant des pourcentages plus élevés que 5% pour la marge de réserve, à savoir 10% et 15% de la capacité de production nette. Le graphique 16 montre la sensibilité des résultats à cette hypothèse pour le scénario *EE/RES++*.



La capacité d'importation actuelle (en hiver) reste suffisante pour compenser le manque de capacité de production en Belgique (dans des situations tendues) calculé dans le scénario *EE/RES++* tant que la marge de réserve est inférieure à 13% de la capacité de production nette. Au-delà de 13%, le déficit de capacité est supérieur à la capacité d'importation. Pour un taux de 15%, l'écart entre ces deux indicateurs s'élève à 0,3 GW en 2025 et à 0,4 GW en 2030.

Il convient de noter que cette comparaison entre le manque potentiel de capacité et la capacité d'importation est une comparaison « théorique » car elle fait abstraction du fait que les quatre scénarios tablent déjà sur une contribution des importations (5,8 TWh par an sur toute la période de projection). En d'autres mots, la puissance manquante calculée n'est pas, stricto sensu, une puissance manquante « sans échanges » (comme dans la méthodologie d'ENTSO-E) mais une puissance manquante compte tenu d'un flux donné d'importation. Une fraction de la capacité d'importation est donc déjà utilisée pour acheminer ce flux. Pour bien faire, (le maximum de) cette fraction aurait dû être soustraite de la capacité totale d'importation avant d'effectuer la comparaison. Il ne nous a cependant pas été possible d'effectuer cette correction faute d'information sur le profil de charge de l'importation annuelle.

## 5. Conclusion

Dans des situations normales, l'analyse proposée montre que le parc de production électrique calculé dans quatre scénarios de l'EPE2 permet de garantir l'équilibre entre l'offre et la demande « sans échanges » sauf en 2025 dans les scénarios *18%EE* et *EE/RES++*. En effet, à ces deux exceptions près, la capacité fiable disponible est toujours supérieure à la charge de pointe ou dit autrement, la capacité résiduelle est positive. Ce n'est par contre pas le cas en 2025 dans les scénarios *18%EE* et *EE/RES++* puisque la charge de pointe dépasse alors la capacité fiable disponible de 0,2 GW (soit un peu moins d'un pour cent de la capacité totale de production). Ce déficit de capacité est néanmoins très inférieur à la capacité d'importation actuelle de la Belgique (3,5 GW) de sorte que des importations d'électricité en provenance des pays voisins pourraient le compenser. C'est d'ailleurs une hypothèse sur laquelle repose les quatre scénarios étudiés. En effet, ils tablent sur une importation nette de 5,8 TWh sur une base annuelle sur toute la période de projection (ce chiffre correspond à la moyenne des importations nettes de la Belgique sur la période 2003-2010). Dès lors, on peut conclure que la capacité de production calculée dans les scénarios du projet d'EPE2 est suffisante, selon les critères d'ENTSO-E, pour garantir l'équilibre offre-demande dans des situations normales.

L'adéquation de la production lors de situations exceptionnelles fait intervenir une marge de sécurité supplémentaire, appelée marge de réserve. Cette marge a été posée égale à 5% de la capacité nette de production. Si la capacité résiduelle est inférieure à la marge de réserve, cela signifie que le système électrique belge doit pouvoir compter sur les importations pour couvrir la puissance manquante lors des situations tendues. Le résultat de l'analyse montre, d'une part, que c'est le cas pour tous les scénarios et pour toutes les années (2020, 2025 et 2030)<sup>26</sup>, mais d'autre part, que le déficit de capacité reste toujours inférieur à la capacité d'importation actuelle en hiver, c'est-à-dire lorsque survient la charge de pointe. Le déficit de capacité s'échelonne entre 0,2 et 1,4 GW. Il représente entre 0,6 et 6% de la capacité nette de production et entre 4 et 40% de la capacité d'importation actuelle. La situation la plus critique (c'est-à-dire celle où le déficit de capacité est le plus élevé) se produit en 2025 dans le scénario *EE/RES++*. Ce scénario se caractérise par la proportion la plus élevée de sources d'énergie renouvelables pour la production électrique (40% en 2025 et 50% en 2030) et parmi elles, le vent et le soleil présentent les taux de disponibilité les plus faibles. Le recours aux importations d'électricité est, par hypothèse, pris en considération dans les quatre scénarios.

En conclusion, on peut dire que la méthodologie adoptée dans le projet d'EPE2 et basée sur le modèle PRIMES ne sous-estime pas la capacité nécessaire pour garantir l'adéquation de l'équilibre offre-demande selon la méthodologie d'ENTSO-E tant dans des situations normales que lors de situations extrêmes.

En effet, l'évolution du parc de production électrique belge dans les scénarios étudiés permet généralement d'assurer l'adéquation entre l'offre et la demande dans des situations normales sans même considérer la contribution possible des importations. Lors de situations exceptionnelles, l'analyse de l'adéquation de la production montre par contre un déficit de capacité « sans échanges ». Ce déficit est

---

<sup>26</sup> Seule exception, le scénario *18%EE* en 2020 où la capacité résiduelle est égale à la capacité de réserve.

néanmoins toujours inférieur à la capacité d'importation actuelle de la Belgique pourvu que la marge de réserve ne dépasse pas 13% de la capacité de production nette.

Enfin, l'analyse de l'adéquation de la production dans les quatre scénarios a permis de quantifier l'impact d'un développement ambitieux des sources d'énergie renouvelables d'ici 2030 sur les indicateurs de l'équilibre offre-demande de capacité électrique. Par développement ambitieux, on entend une contribution des SER à la production électrique de 40% en 2025 et de 50% en 2030 (comparé à 8% en 2010 et à un peu moins de 25% en 2020 conformément à l'objectif SER du paquet législatif Climat-Energie). Il est étudié dans le scénario *EE/RES++*. Une telle croissance des SER a pour effet d'augmenter de manière significative la capacité indisponible : en 2030, cette dernière représente plus de la moitié de la capacité totale de production (54%) alors que le pourcentage se situe autour de 40% dans les autres scénarios. La capacité fiable disponible se contracte aussi plus vite que la demande de pointe. Dès lors, c'est dans ce scénario que l'adéquation de l'équilibre offre demande est la plus critique tant dans des situations normales que lors de situations exceptionnelles.



## Bibliographie

Direction générale de l'Énergie du SPF Economie et Bureau fédéral du Plan (2013), *Projet d'EPE2*, la deuxième édition de l'étude prospective électricité, août 2013.

Elia (2011), *Rapport annuel 2011*.

ENTSO-E (2013), *Scenario Outlook and Adequacy Forecast 2013-2030*.

ENTSO-E (2012), *Scenario Outlook and Adequacy Forecast 2012-2030*.

Moniteur belge (2003), *Loi sur la sortie progressive de l'énergie nucléaire à des fins de production industrielle d'électricité*, pp. 9879-9880, 28 février 2003.

Programme national de réforme - Belgique 2011 (PNR 2011), 15 avril 2011,  
<http://www.be2020.eu/nhp/desc.php?lang=fr&IS=110>

RTE (2012), *Bilan prévisionnel de l'équilibre offre-demande d'électricité en France*, Edition 2012, Synthèse et rapport complet.

RTE (2011), *Bilan prévisionnel de l'équilibre offre-demande d'électricité en France*, Edition 2011, Synthèse et rapport complet.

## Liste des abréviations

BFP	Bureau fédéral du Plan
EE	efficacité énergétique
ENTSO-E	European Network of Transmission System Operators for Electricity
EPE	étude prospective électricité
NGC	capacité de production nette (Net generating Capacity)
RAC	capacité fiable disponible (Reliable Available Capacity)
RC	capacité résiduelle (Remaining Capacity)
SC	capacité de réserve (Spare Capacity)
SER	sources d'énergie renouvelables
SO&AF	Scenario Outlook and Adequacy Forecast
UC	capacité indisponible (Unavailable Capacity)