



**Consultation publique sur la
méthode, les hypothèses et données
pour le dimensionnement du volume
de la réserve stratégique pour
l'hiver 2017-18**

**Période de consultation:
du 31/05/2016 au 28/06/2016**

Table des matières

1	Introduction	4
1.1	Autres documents où la méthodologie est présentée	4
1.2	Timing	5
2	Cadre légal et procédure concernant le dimensionnement du volume de la réserve stratégique	6
2.1	Processus	6
2.2	Délai légal de préavis pour la mise hors service de moyens de production	7
2.3	Critère de sécurité d’approvisionnement	7
3	Méthodologie proposée pour le calcul du volume de la réserve stratégique pour l’hiver 2017-18	9
3.1	Définition des états futurs	9
3.1.1	Variables et séries chronologiques	9
3.1.2	Tirages Monte Carlo et agencement des années climatiques	10
3.2	L’identification des moments de déficit structurel	11
3.2.1	Données d’entrée et de sortie du modèle	12
3.2.2	Nombre d’années Monte Carlo (états futurs)	14
3.3	Evaluation du volume de réserve stratégique	14
4	Hypothèses et données	16
4.1	Hypothèses générales	16
4.1.1	Modèle utilisé	16
4.1.2	Périmètre de la simulation	17
4.1.3	Données climatiques	18
4.1.4	Horizon de temps simulés	19
4.1.5	Couts variables des centrales	19
4.1.6	Cas de base et sensibilités	19
4.2	Hypothèses pour la Belgique	19
4.2.1	Capacité installée du parc thermique	20
4.2.2	Taux d’indisponibilité du parc thermique	21
4.2.3	Demande	22
4.2.4	Croissance de la consommation totale belge	23
4.2.5	Profil de charge normalisé pour la température	23
4.2.6	Thermosensibilité de la consommation	25
4.2.7	Vent et solaire	27
4.2.8	Hydraulique et pompage-turbinage	28
4.2.9	Biomasse et cogénération	28
4.2.10	Réserves de balancing	29
4.2.11	Réponse du marché	30
4.3	Hypothèses pour les autres pays	32
4.3.1	France	32
4.3.2	Allemagne	32
4.3.3	Pays-Bas	32
4.3.4	Luxembourg	32
4.3.5	Autriche	33
4.3.6	Suisse	33
4.3.7	Grande Bretagne	33
4.3.8	Espagne	33
4.3.9	Italie	33
4.3.10	Autres pays	34
4.4	Hypothèses pour les interconnexions	34
4.4.1	Capacité d’importation de la Belgique	35

4.4.2	Méthode flow based appliquée à la zone CWE	36
4.4.3	Capacité commerciale fixe aux frontières pour les pays hors de la zone flow based	39
4.4.4	Domaine flow based pour l'hiver 2017-18	39

1 Introduction

Cette consultation publique s'inscrit dans le processus du dimensionnement du volume de la réserve stratégique qui a lieu chaque année comme décrit dans la Loi relative à l'organisation du marché de l'électricité du 29 avril 1999 (« Loi Electricité »). Elia effectue une estimation du volume nécessaire pour l'hiver suivant qui est remis à la DG Energie et à la Ministre de l'Énergie au plus tard le 15 novembre de l'année précédant le début de l'hiver. L'analyse d'Elia comprendra l'analyse du besoin pour l'hiver 2017-18 ainsi qu'une estimation pour les hivers 2018-19 et 2019-20.

Ce document se compose de trois parties :

- La première est un récapitulatif des articles de la Loi Electricité ayant un lien avec le dimensionnement du volume de la réserve stratégique (chapitre 2);
- La deuxième partie reprend la méthodologie utilisée (chapitre 3) ;
- La dernière partie explicite les différentes hypothèses et sources de données qui seront utilisées pour l'analyse (chapitre 4).

Sur base de cette consultation publique, Elia veut fournir aux acteurs de marché une compréhension complète de la méthodologie et des données utilisées dans le cadre du calcul de la réserve stratégique. En outre, les acteurs de marché peuvent présenter leurs remarques et suggestions via différentes interactions. Cette première interaction concerne le présent document, où un aperçu de la méthodologie et de toutes les données d'entrée pour les calculs est faite. Pour cette consultation, aucune question spécifique n'est posée, mais toutes remarques ou questions sur le document dans son entièreté peuvent être formulées.

Plus tard cette année, lorsque les différentes données seront en la possession d'Elia (estimé pour le mois de Septembre), une deuxième interaction avec les acteurs de marché sera organisée sur les données effectives qui seront utilisées pour le calcul. Les données reprises dans ce document correspondent à celles utilisées lors du rapport précédent de l'hiver 2016-2017.

Les remarques concernant des changements de la loi en vigueur ou d'autres points ne se retrouvant pas dans les compétences d'Elia ne font pas partie des consultations organisées par Elia.

Il est important de noter que toute remarque sera rendue publique à la fin de la consultation sauf mention de confidentialité évoquée par les parties prenantes.

1.1 Autres documents où la méthodologie est présentée

La méthodologie présentée dans ce rapport est similaire à celle utilisée dans le rapport de novembre 2015 sur le volume de la réserve stratégique portant sur l'hiver 2016-17 et les hivers 2017-18 et 2018-19. La méthodologie y est aussi décrite dans les détails dans ce rapport, qui est accessible au public à travers les liens suivants :

FR : http://www.elia.be/~media/files/Elia/Products-and-services/151202_ELIA_adequacy-report-FR.pdf

NL : http://www.elia.be/~media/files/Elia/Products-and-services/151202_ELIA_adequacy-report-NL.pdf

Une méthodologie similaire a aussi été utilisée dans le cadre de la demande de la Ministre de l'Énergie sur les besoins d'adéquation et de flexibilité du système pour l'horizon 2017-27. Cette étude est accessible au public à travers les liens suivants:

FR : http://www.elia.be/~media/files/Elia/publications-2/studies/160421_ELIA_AdequacyReport_2017-2027_FR.pdf

NL : http://www.elia.be/~media/files/Elia/publications-2/studies/160422_ELIA_AdequacyReport_2017-2027_NL.pdf

Différentes présentations aux parties prenantes ont été réalisées les années précédentes présentant la méthodologie du dimensionnement du volume de la réserve stratégique utilisé par Elia. Ceux-ci peuvent être trouvés sur les liens suivants:

http://www.elia.be/~media/files/Elia/users-group/Taskforce%20Strat%20Reserve/20150902_Task-Force-n1_slides-ELIA.pdf

<http://www.elia.be/~media/files/Elia/users-group/Taskforce%20Strat%20Reserve/20151202-Task%20Force%20n%203%2020151202%20-%20presentation.pdf>

1.2 Timing

Ce document est publié sur le site Internet d' Elia à partir du 31 mai 2016. Les différents commentaires des parties prenantes sont à adresser par e-mail à l'adresse suivante : usersgroup@elia.be.

Les parties prenantes ont une période de quatre semaines pour fournir les différentes remarques. Les réactions des parties prenantes sont donc **à envoyer au plus tard pour le mardi 28 juin 2016 avant 18h**.

Après cette période, Elia consolidera les différentes remarques et toutes remarques et commentaires des parties prenantes seront publiés sur le site d'internet d'Elia. La réponse d'Elia et la prise en compte ou non de ces remarques sera également publiée dans un rapport de consultation et sera également expliqué dans le Users Group «Task Force « Implementation Strategic Reserves » dans le courant du mois de juillet.

2 Cadre légal et procédure concernant le dimensionnement du volume de la réserve stratégique

2.1 Processus

L'article 7bis de la « loi Électricité », prévoit le **calendrier** suivant pour la détermination du volume de la réserve stratégique, voir également la Figure 1 :

- **Avant le 15 octobre** : la Direction générale de l'Énergie¹ met à la disposition du gestionnaire du réseau toute information utile pour l'analyse probabiliste.
- **Au plus tard le 15 novembre** : le gestionnaire du réseau réalise une analyse probabiliste et la remet à la Direction générale de l'Énergie.
- **Au plus tard le 15 décembre** : la Direction générale de l'Énergie transmet au ministre un avis sur la nécessité de constituer une réserve stratégique pour la période hivernale suivante. Si l'avis conclut à la nécessité de constituer une telle réserve, il comprend également une proposition de volume pour cette réserve, exprimée en MW. Le cas échéant, la Direction générale de l'Énergie peut proposer un avis de constitution de réserve jusqu'à trois périodes hivernales consécutives. Si la proposition de volume porte sur deux ou trois périodes hivernales consécutives, la proposition de volumes pour la (les deux) dernière(s) période(s) constitue des niveaux minimaux requis, pouvant être revus à la hausse au cours des procédures annuelles suivantes.
- **Dans un délai d'un mois après l'avis de la Direction générale de l'Énergie** : le ministre peut donner instruction au gestionnaire du réseau de constituer une réserve stratégique pour une durée de un à trois ans à partir du premier jour de la période hivernale à venir et fixe en MW le niveau de cette réserve. Le ministre informe la commission de cette décision. La décision, l'analyse du gestionnaire du réseau et l'avis de la Direction générale de l'Énergie sont publiés sur le site Internet de la Direction générale de l'Énergie.

La loi décrit également les **éléments** suivants qui sont à prendre en considération dans l'**analyse probabiliste** sur la sécurité d'approvisionnement de la Belgique pour la période hivernale à venir:

- Le niveau de sécurité d'approvisionnement à atteindre ;
- Les capacités de production et de stockage qui seront disponibles dans la zone de réglage belge pour la période analysée, sur base notamment des mises à l'arrêt programmées dans le plan de développement visé à l'article 13 et des notifications reçues en application de l'article 4bis ;
- Les prévisions de consommation électrique ;
- Les possibilités d'importation d'électricité tenant compte des capacités d'interconnexion dont le pays disposera et, le cas échéant, d'une estimation de la disponibilité d'électricité sur le marché du Centre Ouest de l'Europe au regard de l'approvisionnement énergétique du pays ;
- Le gestionnaire du réseau peut compléter, de manière motivée, les éléments repris ci-dessus par tout élément qu'il juge utile.

¹ Direction générale de l'Énergie du Service public fédéral Économie (« SPF »)



Figure 1

2.2 Délai légal de préavis pour la mise hors service de moyens de production

Art. 4bis de la loi électricité définit la date ultime à laquelle une unité de production peut annoncer sa fermeture temporaire ou définitive. Cette date est fixée au plus tard le 31 juillet de l'année précédant la date d'effective de la fermeture temporaire ou définitive.

*"Art. 4bis. § 1. Aux fins de garantir la sécurité d'approvisionnement en électricité ainsi que la sécurité du réseau, la **mise à l'arrêt définitive ou temporaire** non programmée d'une installation de production d'électricité doit être notifiée au ministre, à la commission et au gestionnaire du réseau **au plus tard le 31 juillet** de l'année précédant la date effective de mise à l'arrêt temporaire ou définitive.*

Une mise à l'arrêt temporaire ne peut intervenir qu'après le 31 mars de l'année suivant la notification visée à l'alinéa 1^{er}.

Une mise à l'arrêt définitive ne peut intervenir qu'après le 30 septembre de l'année suivant la notification visée à l'alinéa 1^{er}.

Une notification de mise à l'arrêt est requise pour toute installation de production d'électricité raccordée au réseau de transport, que celle-ci ait ou non reçu une autorisation individuelle conformément à l'article 4.

§ 2. Après avis de la commission et du gestionnaire du réseau, le Roi peut fixer la procédure de notification visée au § 1^{er}, notamment en ce qui concerne la forme et les modalités de la notification.

§ 3. Aucune mise à l'arrêt temporaire ou définitive, qu'elle soit programmée ou non, ne peut être effectuée durant la période hivernale.

§ 4. Les dispositions du présent article ne s'appliquent pas aux unités visées par la loi du 31 janvier 2003 sur la sortie progressive de l'énergie nucléaire à des fins de production industrielle d'électricité.

2.3 Critère de sécurité d'approvisionnement

La loi Électricité décrit le niveau de sécurité d'approvisionnement à atteindre. Vu l'absence de normes harmonisées aux échelons régional et européen, ce niveau est déterminé par un **double critère** « **Loss of Load Expectation** » (voir Figure 2).



Figure 2

Le modèle utilisé par Elia pour réaliser l'analyse probabiliste permet de calculer les indicateurs comme prescrit dans la loi Électricité :

- « **LOLE²** » : à savoir un calcul statistique par lequel est déterminé le nombre prévu d'heures pendant lesquelles la charge ne pourra pas être couverte par l'ensemble des moyens de production à disposition du réseau électrique belge, tenant compte des interconnexions, pour une année statistiquement normale.
- « **LOLE95** » : un calcul statistique par lequel est déterminé le nombre prévu d'heures pendant lesquelles la charge ne pourra pas être couverte par l'ensemble des moyens de production à disposition du réseau électrique belge, tenant compte des interconnexions, pour une année statistiquement exceptionnelle³.

En plus de ces indicateurs qui concernent uniquement le nombre d'heures durant lequel l'approvisionnement en énergie ne peut pas être complètement assuré, le modèle donne des informations sur le déficit d'énergie pendant les heures concernées et la probabilité de survenance d'une situation de « Loss of Load » :

- « **ENS⁴** » : la quantité d'énergie qui ne peut pas être fournie pendant les heures de LOLE. Il existe donc une ENS (année moyenne) et une ENS95 (année statistiquement exceptionnelle), exprimées en GWh par année.
- « **LOLP⁵** » : le risque qu'une situation « Loss of Load » intervienne à un moment déterminé, exprimé en %.

Absence de normes harmonisées sur la sécurité d'approvisionnement aux niveaux régional et européen

En 2014, le CEER⁶ a publié un rapport qui offre un aperçu des évaluations d'adéquation (« adequacy assessments ») effectuées dans les différents pays européens. Ce rapport révèle l'absence d'harmonisation pour la méthodologie mise en œuvre dans les différents pays et aussi de l'absence de critères d'adéquation harmonisés.

Dans sept pays (Royaume-Uni, France, Pays-Bas, Finlande, Hongrie, Belgique et Irlande), les indicateurs sont basés sur une analyse probabiliste de la sécurité d'approvisionnement. Néanmoins, les critères sont différents (LOLE 3h en Belgique, France et Royaume-Uni, 4h aux Pays-Bas et 8h en Irlande). La Suède et l'Espagne appliquent quant à elles une méthode basée sur la marge de capacité.

² LOLE : Loss of Load Expectation

³ Une année statistique exceptionnelle intervient avec une probabilité de 1 sur 20 (percentile 95).

⁴ ENS : Energy Not Served

⁵ LOLP : Loss of Load Probability

⁶ CEER : Council of European Energy Regulators

3 Méthodologie proposée pour le calcul du volume de la réserve stratégique pour l'hiver 2017-18

Le dimensionnement de la réserve stratégique se déroule en 3 étapes.

La **première étape** pour la détermination du volume de réserve stratégique durant un hiver donné consiste en la **création de divers états futurs** couvrant l'incertitude du parc de production et de la demande électrique. Chacun de ses états futurs est basé sur des données historiques d'aléas météorologiques (vent, ensoleillement, température, précipitations) ainsi que de l'indisponibilité de centrales.

La **deuxième étape** est l'**identification des moments de déficit structurel**, c'est-à-dire durant lesquels la production d'électricité sur le marché n'est plus suffisante pour satisfaire la demande de consommation. Une simulation horaire par un modèle de marché durant l'hiver étudié (de novembre à mars inclus) sera effectuée afin de quantifier les heures de déficit structurel pour chacun des scénarios définis lors de la première étape. Ce modèle est entre autres aussi utilisé par RTE⁷ dans ses analyses de risque de défaillance ainsi que par différents GRT dans le cadre d'une étude régionale d'adéquation du système effectuée dans le cadre du PLEF (Penta Lateral Energy Forum).

La **dernière étape** consiste à évaluer le volume de réserve stratégique nécessaire afin de **satisfaire le critère légal** d'adéquation du système. Un processus itératif est utilisé afin d'évaluer ce volume total de réserve stratégique.

Ce chapitre explique en détails les différentes étapes et outils utilisés.

3.1 Définition des états futurs

Afin de réaliser une analyse de risque probabiliste il est nécessaire d'évaluer une multitude d'états futurs. La distribution du risque de défaillance issue de ceux-ci permet d'évaluer les indicateurs de sécurité d'approvisionnement.

3.1.1 Variables et séries chronologiques

Les variables définissant les états futurs peuvent être reprises dans deux catégories: les variables climatiques et la disponibilité du parc de production, voir Figure 3.

Variables dépendantes des aléas **climatiques corrélées** entre elles :

- Chroniques horaires de **production éolienne** ;
- Chroniques horaires de **production photovoltaïque** ;
- Chroniques journalières de **température** (permettant de calculer des chroniques horaires de **consommation électrique**) ;
- Chroniques mensuelle de **production hydraulique**.

Variable non corrélée avec les autres :

- Paramètres de **disponibilité du parc thermique** permettant d'effectuer des tirages sur l'indisponibilité de centrales.

⁷ RTE : Réseau de Transport d'Electricité, le gestionnaire du réseau de transport d'électricité en France

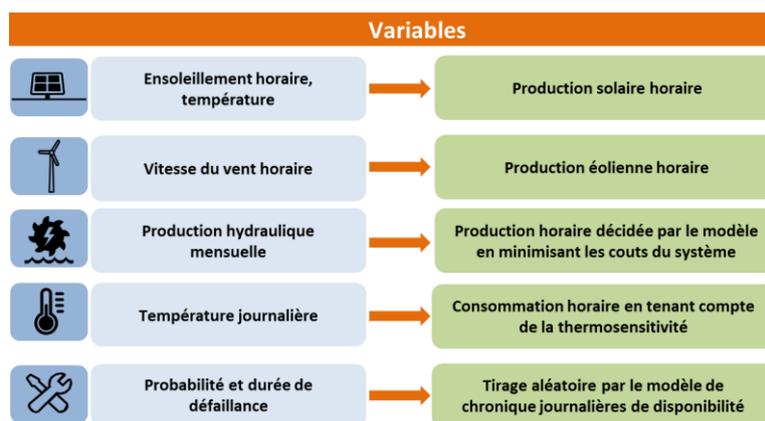


Figure 3

Autres variables pouvant impacter la sécurité d’approvisionnement non considérées dans cette étude (liste non exhaustive) :

- Arrêts prolongés de centrales (sabotage, décisions politiques, ...) ;
- Rupture d’approvisionnement des centrales en combustibles ;
- Vague de froid extrême amenant au gel de cours d’eau permettant le refroidissement des centrales ;
- Catastrophes naturelles (tornades, inondations, ...).

3.1.2 Tirages Monte Carlo et agencement des années climatiques

Les variables reprises en 3.1.1 sont combinées afin de maintenir la corrélation entre les différents moyens de production renouvelable (vent, photovoltaïque, hydraulique) et la température. Cette **corrélation est temporelle et géographique**.

L’hiver climatique d’une année donnée sera donc toujours combiné avec la même année climatique et ce pour tous les pays simulés.

La **disponibilité des centrales** est par contre tirée de manière **aléatoire** par le modèle. En introduisant les paramètres de probabilité et durée de défaillance pour chaque type de centrale, le modèle effectue un tirage sur les centrales (selon la méthode de Monte Carlo). Ceci résulte en différentes chroniques de disponibilité du parc thermique pour chaque pays. Ces disponibilités sont différentes pour chaque état futur.

Chaque « année Monte Carlo » a le même poids dans l’analyse, voir Figure 4.



Figure 4

Les méthodes de Monte Carlo

Les méthodes de Monte Carlo sont utilisées dans divers domaines pour, entre autres, amener une **approche probabiliste du risque**. Elles se basent sur l'évaluation d'un grand nombre d'états futurs permettant de couvrir l'incertitude.

Dans cette analyse, des tirages aléatoires sont effectués sur la disponibilité du parc thermique de chaque pays. La combinaison de ces tirages avec les séries chronologiques corrélées de l'évolution horaire de la consommation et des conditions météorologiques particulières définit un état futur. La simulation a lieu sur cet état futur fixé (appelé « année Monte Carlo » ou « état futur »).

La simulation d'un grand nombre d'états futurs permet d'évaluer la distribution d'un indicateur choisi.

La Figure 5 montre un tirage aléatoire sur trois variables indépendantes ainsi que quatre combinaisons obtenues.

Cette approche est très différente d'une **méthode déterministe** où seule une combinaison de variables est analysée.

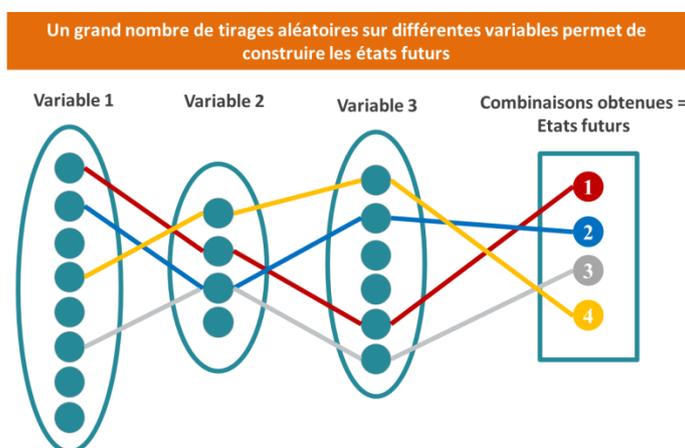


Figure 5

3.2 L'identification des moments de déficit structurel

Chaque état futur défini est analysé heure par heure en simulant le marché électrique européen. Les moments de déficit structurel sont les heures où il n'y a pas assez de production pour couvrir la consommation d'un pays. Sur la Figure 6, un exemple d'équilibrage de la consommation par les moyens de production disponibles, par type de production, pour chaque heure de la semaine, est présenté. Si pour une heure donnée il manque 1 MW de production afin de satisfaire la consommation, cela équivaut à une heure de déficit structurel. L'énergie non fournie par le parc de production est représenté sur la Figure 6.

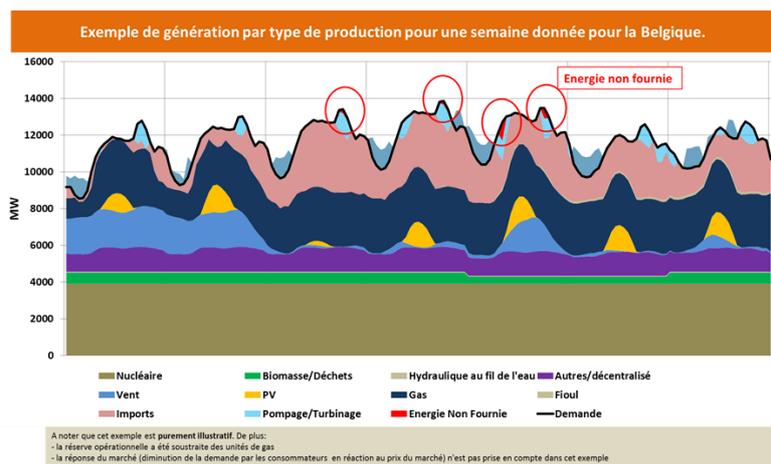


Figure 6

3.2.1 Données d'entrée et de sortie du modèle

Afin de simuler le marché européen de l'électricité, divers hypothèses et paramètres doivent être définis.

Les **principales données d'entrée** pour chaque pays sont:

- Le profile horaire de **consommation** ;
- La capacité du **parc de production thermique** et les paramètres de **disponibilité** ;
- La capacité de productions **éolienne, photovoltaïque** et **hydraulique** ;
- Les **interconnexions** (selon la méthodologie basée sur les flux ou des capacités d'échanges entre pays).

Ces données sont soit introduites par des chroniques horaires, mensuelles ou sont fixes tout au long de l'année.

Dans le cas d'analyses de sécurité d'approvisionnement, quel que soit l'empilement économique des centrales, aux moments de déficit structurel, tout le parc de production disponible produira au maximum. Néanmoins, les coûts marginaux des centrales sont pris en comptes dans cette analyse, voir Figure 7. En effet, prendre en compte l'empilement économique permet une modélisation correcte de l'utilisation des centrales de pompage/turbinage et des réservoirs hydrauliques.

Cet empilement dépend de la capacité de production disponible pour chaque heure. Le prix de chaque heure sera défini par l'intersection entre la courbe d'offre (empilement des centrales) et la demande. Cette dernière est considérée comme inélastique, par contre la réponse du marché aux prix élevés sera prise en compte en modélisant le volume du marché répondant aux prix (voir 4.2.11).

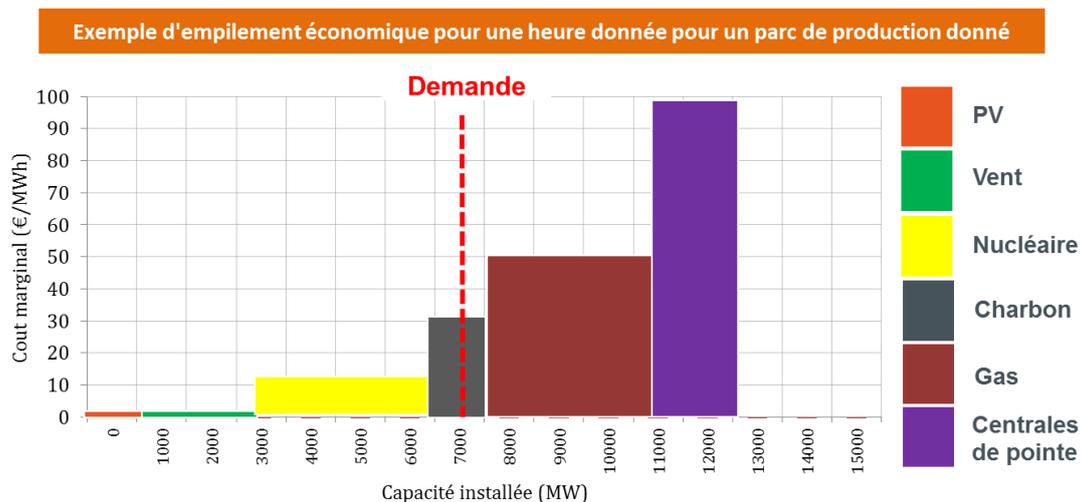


Figure 7

Les **sorties du modèles** analysées dans cette étude sont les **chroniques horaires d'énergie non fournie** par le parc de production pour chaque pays. A partir de ces chroniques horaires différents indicateurs peuvent être déduits:

- Nombre d'heures de déficit structurel ;
- Marge excédentaire ou déficit de capacité ;
- Nombres d'activations de la réserve stratégique ;
- Volume d'énergie non fournie.

La Figure 8 résume schématiquement les données d'entrées et de sorties du modèle.

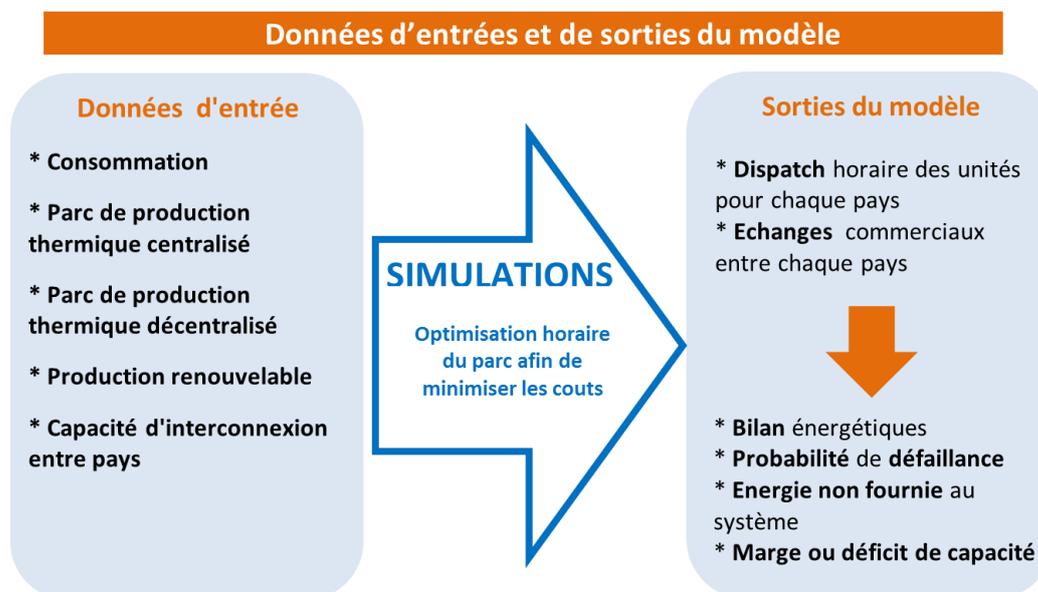


Figure 8

3.2.2 Nombre d'années Monte Carlo (états futurs)

Le nombre d'états futurs nécessaire pour arriver à une stabilisation des résultats dépend entre autres des variables, du périmètre modélisé et de la variabilité du parc de production. Dans le cadre de cette étude les deux paramètres définis par la loi sont le LOLE moyen et le percentile 95 du LOLE. La stabilisation de ces deux paramètres est nécessaire.

Dans le précédent rapport, le nombre d'états futurs nécessaires afin d'atteindre la stabilisation des indicateurs était de 800, voir Figure 9. Le nombre d'années Monte Carlo nécessaire dépendra de la stabilisation des indicateurs LOLE

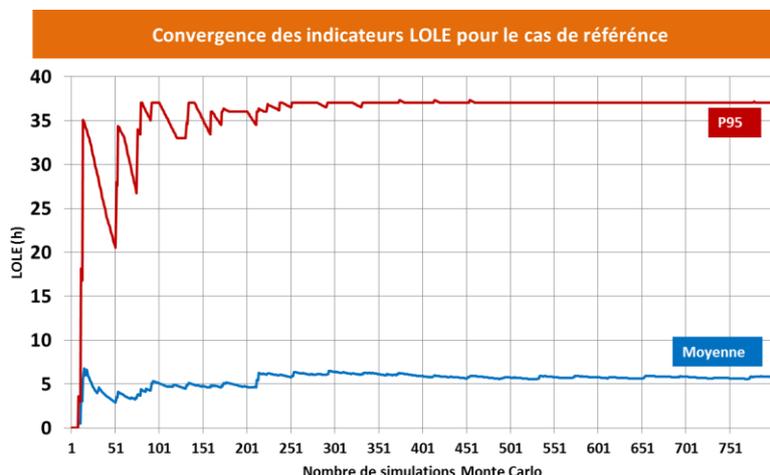


Figure 9

3.3 Evaluation du volume de réserve stratégique

Si après évaluation des N « années Monte Carlo », les critères légaux ne sont pas satisfaits, un volume de capacité de production supplémentaire est nécessaire.

Un processus itératif est utilisé afin d'évaluer le volume total de réserves stratégiques, voir Figure 10. Le volume est augmenté par blocs de 100 MW jusqu'au moment où les critères légaux sont satisfaits. Entre chaque augmentation, une simulation des N états futurs a lieu avec le modèle de marché.

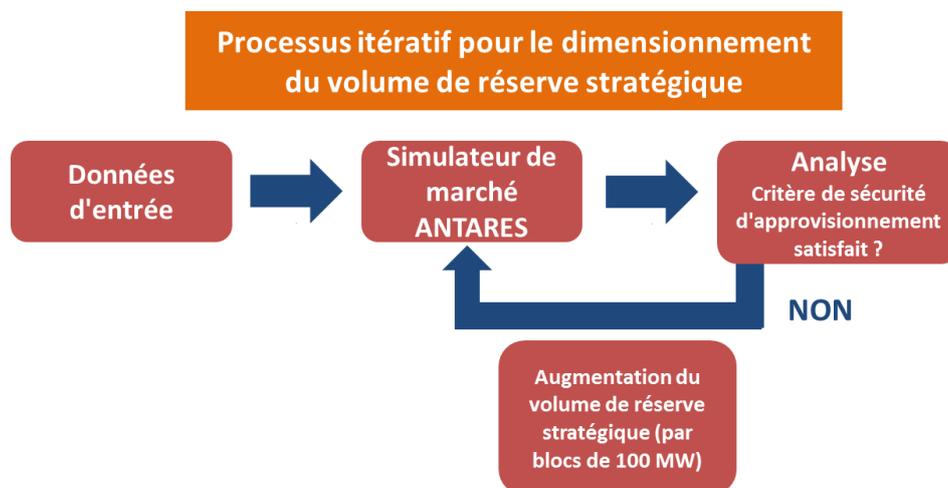


Figure 10

La capacité additionnelle de réserve stratégique calculée dans cette étude est considérée comme disponible à 100 %, aucune distinction n'étant faite entre les effacements de demande (SDR⁸) et la capacité de production (SGR⁹).

- Pour la SGR, une disponibilité de 100 % implique qu'elle n'est jamais en entretien pendant l'hiver et jamais à l'arrêt de manière imprévue. Ceci est différent de la modélisation des unités disponibles sur le marché.
- Pour la SDR, une disponibilité de 100 % implique qu'il peut être fait appel à ce type de réserve pendant tout l'hiver, sans limitation de quantité et de durée d'activation.

L'hypothèse d'une disponibilité à 100 % des unités de la réserve stratégique est importante, surtout pour de grands volumes étant donné qu'une vague de froid (où les besoins en réserve stratégique sont les plus élevés) peut provoquer des problèmes de démarrage dans les unités plus anciennes. Concernant la SDR, c'est aussi une présupposition importante vu les limitations relatives à la quantité et à la durée de l'activation mentionnées dans les contrats.

La totalité des besoins en réserve stratégique est déterminée dans ce rapport, et ce, indépendamment du fait qu'une partie est déjà contractée sur base de contrats pluriannuels résultant d'appels d'offres déjà organisés par le passé.

⁸ SDR : Strategic Demand Reserve

⁹ SGR : Strategic Generation Reserve

4 Hypothèses et données

4.1 Hypothèses générales

4.1.1 Modèle utilisé

Le simulateur de marché utilisé est ANTARES¹⁰. Cet outil a été développé par RTE afin d'effectuer (entre autres) des analyses probabilistes de sécurité d'approvisionnement.

L'outil permet d'évaluer un grand nombre d'années climatiques en utilisant des chroniques historiques/simulées ou des tirages selon la méthode de Monte Carlo (voir paragraphe 3.1).

Le modèle est/a été utilisé dans le cadre de nombreux projets européens :

- **PLEF adequacy study** : http://www.benelux.int/files/4914/2554/1545/Penta_generation_adequacy_assessment_R_EPORT.pdf
- **Twenties project** : <http://www.twenties-project.eu/node/1>
- **E-Highways 2050**: <http://www.e-highway2050.eu/e-highway2050/>
- **TYNDP¹¹ de ENTSO-E** : <https://www.entsoe.eu/major-projects/ten-year-network-development-plan/ten%20year%20network%20development%20plan%202016/Pages/default.aspx>

Le modèle utilise l'empilement économique de chaque pays ainsi que la capacité entre chaque pays pour en déduire la gestion la plus économique de chaque centrale afin de minimiser les coûts de production.

Comment fonctionne ANTARES ?

ANTARES est un modèle de dispatch économique des centrales de productions sous contraintes. L'algorithme cherche pour chaque heure de l'année le dispatch des centrales qui minimise le coût total de production à l'échelle de la région étudiée.

Ce dispatch est déterminé sur base des courbes d'offre et de demande de chaque pays ainsi que sur la possibilité de ces pays d'échanger de l'énergie. Une optimisation des réservoirs hydrauliques ainsi que de pompage-turbinage est aussi effectuée.

L'outil a été initialement conçu pour étudier un grand nombre de combinaisons d'aléas climatiques et de tirages aléatoires de centrales.

Les grandes étapes dans l'optimisation du modèle pour une année « Monte Carlo » sont:

1. La demande, production éolienne, solaire, décentralisée, hydraulique « Run of River » est considérée comme fixe et connue heure par heure (introduite à l'aide de profils de 8760 heures) ;
2. Un tirage aléatoire est effectué sur l'indisponibilité des centrales thermiques. Pour chaque centrale on obtient donc pour chaque jour si elle est disponible ou indisponible ;
3. Le parc thermique (ayant un prix marginal de production défini pour chaque centrale) et l'hydraulique est optimisé afin de minimiser les coûts de production de la région étudiée.

Pour plus d'information sur le modèle et son utilisation :

https://antares.rte-france.com/?page_id=99&lang=en

¹⁰ ANTARES: A New Tool for Adequacy Reporting of Electric Systems

¹¹ TYNDP: Ten Year Network Development Plan

En outre, le modèle Antares est utilisé et décrit dans la liste suivante, non exhaustive d'articles scientifiques:

Generation & Transmission Adequacy of Large Interconnected Power Systems: A contribution to the renewal of Monte-Carlo approaches

IEEE Powertech 2011, Trondheim (M Doquet, C. Fourment, JM. Roudergues)

A New tool for adequacy reporting of electric systems

CIGRE 2008, C1-305 (M. Doquet, R. Gonzalez, S. Lepy, E. Momot, F. Verrier)

Use of a stochastic process to sample wind power curves in planning studies

IEEE Powertech 2007, Lausanne (M. Doquet)

Impact of CO2 reduction targets on transmission capacity expansion dictated by the Power Market Clearing : Application to the Italian and French Systems

CIGRE 2010, C5-302 (E.M. Carlini, P.P. Pericolo, F. Vedovelli, B. Cova, A. Venturini, S. Lepy, E. Momot)

The economic case for developing HVDC-based networks to maximize renewable energy utilization across Europe: an advanced stochastic approach to determining the costs and benefits

CIGRE 2012, C1-117 (Bell K.R.W., Houghton T., Doquet M.)

Zonal Reduction of Large Power Systems: Assessment of an Optimal Grid Model Accounting for Loop Flows

IEEE Transactions on Power Systems, Vol.30 Issue 1, 2015 (M. Doquet)

The Corridors of Power: A Pan-European Electricity Highway System for 2050

IEEE Power and Energy Magazine, Vol. 13 Issue 1, 2015

(Sanchis G., Betraoui, B., Anderski T., Peirano E., Pestana R., De Clercq B., Migliavacca G., Czernie M., Paun M.)

4.1.2 Périmètre de la simulation

La Belgique étant dépendante des importations en électricité, l'évaluation du risque de défaillance doit comprendre une modélisation explicite des pays voisins. Le périmètre est repris sur la Figure 10. Celui-ci inclut les pays de la région de **l'Europe du Centre-Ouest**; ainsi que leurs premiers voisins directs.

La zone **CWE (l'Europe du Centre-Ouest)** se compose de l'Allemagne (DE), la France (FR), la Belgique (BE), les Pays-Bas (NL), le Luxembourg (LU) et l'Autriche (AT).

En plus la zone CWE, les pays suivants sont aussi modélisés: Espagne (ES), Royaume-Uni (UK), Irlande (IE), Italie (IT), Suisse (CH), Slovénie (SI), République Tchèque (CZ), Slovaquie (SK), Hongrie (HU), Norvège (NO), Danemark (DK), Suède (SE) et Pologne (PL).



Figure 11

4.1.3 Données climatiques

40 hivers historiques sont utilisés pour modéliser les **variables climatiques** : les hivers entre les années 1973 et 2013 (un update est prévu en incluant 2014 et 2015). Les données météorologiques historiques de température¹² et de précipitation proviennent de la base de données du NCDC¹³ des États-Unis.

- Les données de production **hydraulique** proviennent d'ENTSO-E pour la période allant de 1991 à 2015. Une reconstruction est utilisée sur base des précipitations historiques par pays pour les années 1973 à 1990 (NCDC).
- Une pondération de diverses stations météorologiques par pays est utilisée pour obtenir la **température** moyenne de chaque pays (NCDC).
- Les données de production **éolienne onshore** et **offshore** ainsi que **solaire** sont des données historiques reconstruites utilisées dans le cadre des études ENTSO-E

Sources :

- <http://www.ncdc.noaa.gov/>
- <https://www.entsoe.eu/data/data-portal/production/Pages/default.aspx>
- Données climatique achetées dans le cadre d'ENTSO-E

Granularité des données climatiques :

Type de donnée	Granularité	Source
Température	Journalière	NCDC (moyenne pondérée de stations météo)
Production éolienne onshore et offshore	Horaire	Achetées dans le cadre d'ENTSO-E
Production solaire	Horaire	Achetées dans le cadre d'ENTSO-E
Production hydraulique	Mensuelle	ENTSO-E production data et extrapolation sur base des précipitations historiques (NCDC)

¹² Données de diverses stations météorologiques par pays.

¹³ NCDC : National Climatic Data Center

4.1.4 Horizon de temps simulés

La période analysée est la période hivernale comme indiqué dans l'article 2,51° de la loi Electricité.

"période hivernale" : période comprise entre le 1er novembre et le 31 mars

Source :

http://www.ejustice.just.fgov.be/cgi_loi/change_lg.pl?language=fr&la=F&cn=2014032607&table_name=loi

Elia réalise une analyse probabiliste portant sur la période hivernale à venir (2017-18 dans ce cas-ci). En plus de l'hiver suivant, Elia donnera une indication du besoin pour les 2 périodes hivernales à venir (à savoir 2018-19 et 2019-20). Les différents indicateurs étant calculés pour celle-ci.

4.1.5 Coûts variables des centrales

Les coûts variables des centrales n'influencent pas le dimensionnement du volume de la réserve stratégique mais les coûts variables des centrales sont pris en compte dans le modèle afin d'obtenir un dispatch économique plus réaliste.

4.1.6 Cas de base et sensibilités

Le cas de base sera construit avec les différentes hypothèses listées en 4.2 pour chaque paramètre. Différentes sensibilités seront envisagées en fonction des résultats.

Voici un aperçu des sensibilités qui peuvent être considérés, en particulier ceux qui ont été menées dans le rapport pour l'hiver 2016-17 :

- Sensibilité sur la disponibilité du parc nucléaire en Belgique ;
- Sensibilité sur la perte d'un élément du réseau pour une longue durée ;
- Sensibilité sur la capacité de production en France ;
- Sensibilité avec une croissance de la demande nulle (au lieu des projections IHS CERA) ;
- Sensibilité pour la Belgique isolée.

4.2 Hypothèses pour la Belgique

Le parc thermique, les énergies renouvelables, les autres moyens de production et la consommation de chaque pays sont pris en compte dans le modèle. Chaque pays est modélisé comme un nœud dans ANTARES.

Pour la **Belgique**, les moyens de production et la consommation sont abordés en détail dans ce paragraphe. Conformément à l'art. 7bis de la loi Électricité, Elia aura reçu avant le 15 octobre 2016 des données de la Direction générale Énergie du SPF Économie pour effectuer cette analyse. Les informations fournies par le SPF Économie seront aussi reprises dans le rapport et utilisées dans l'analyse.

4.2.1 Capacité installée du parc thermique

Evolution de la capacité nucléaire :

En 2003, le gouvernement a adopté la loi sur la **sortie du nucléaire**. En vertu de cette loi, aucune nouvelle centrale nucléaire ne peut être créée et un calendrier a été établi pour l'arrêt des réacteurs de Doel et Tihange, 40 ans après leur mise en service. Cette loi a ensuite été amendée deux fois.

- La durée d'exploitation de Tihange 1 (962 MW) a été prolongée de 10 ans (à savoir jusqu'en 2025) conformément à l'adaptation de la loi effectuée en 2013.
- En conséquence de la modification de la loi en juin 2015, Doel 1 et Doel 2 (433 MW chacun) seront exploités 10 ans de plus (à savoir jusqu'en 2025), conformément aux conditions imposées par l'AFCN¹⁴. Un accord ayant été conclu avec le propriétaire, la durée de ces centrales a été prolongée.
- Certaines actions juridiques sont en cours contre la prolongation de Doel 1 et Doel 2 ainsi que la remise en service de Doel 3 et Tihange 2. Selon l'évolution de celles-ci, différentes sensibilités aux hypothèses du parc nucléaire seront menées.

Les dates de fermetures des réacteurs nucléaires conformément à la loi actuelle sont :

- *Doel 3: 1er octobre 2022;*
- *Tihange 2: 1er février 2023;*
- *Doel 1: 15 février 2025;*
- *Doel 4: 1er juillet 2025;*
- *Tihange 3: 1er septembre 2025;*
- *Tihange 1: 1er octobre 2025;*
- *Doel 2: 1er décembre 2025.*

Parmi les 5 926 MW de puissance installée issue des 7 réacteurs nucléaires existants, 2 014 MW (Tihange 2 et Doel 3) ont été à l'arrêt pour un examen approfondi des cuves des réacteurs pendant l'année 2015 mais sont de nouveau aptes à produire selon l'AFCN depuis fin 2015.

Le scénario de référence concernant la capacité nucléaire pour l'hiver 2017-18 sera établi en septembre selon les dernières informations à disposition.

Evolution de la capacité thermique centralisée :

La loi stipule que tout moyen de production doit annoncer sa fermeture avant le 31 juillet de l'année précédente. Ces informations sont communiquées par les producteurs au ministre, à la CREG et à Elia, tel que prescrit par la loi. Les dernières informations quant aux annonces de fermetures officielles seront prises en compte dans les hypothèses du parc thermique belge.

La capacité installée du parc actuel ayant un contrat CIPU¹⁵ est disponible via les liens ci-dessous: <http://www.elia.be/nl/grid-data/productie/voorzicht-productiecapaciteit>

Les **unités thermiques** sont modélisées comme des **unités individuelles**. Sur la base de l'historique de la disponibilité de ces unités, un tirage aléatoire est effectué pour chaque année selon « la méthode Monte-Carlo ».

¹⁴ Agence Fédérale de Contrôle Nucléaire

¹⁵ CIPU : Contract for the Injection of Production Units. Le signataire du contrat CIPU assume pour Elia le rôle d'interlocuteur unique pour la gestion de l'unité de production qui injecte de l'électricité dans le réseau à haute tension. Le contrat CIPU est le contrat de base pour la mise à disposition d'autres réserves de puissance (réserve de balancing) et pour l'activation par Elia

4.2.2 Taux d'indisponibilité du parc thermique

On considère deux types d'arrêts des unités de production :

- Les **arrêts planifiés** (surtout de la maintenance)
- Les **arrêts non-planifiés** (dû à la défaillance d'un élément)

Les arrêts planifiés

Les dernières années la maintenance prévue en hiver a diminué. Elia essaye de placer les maintenances, en collaboration avec les producteurs, hors de la période hivernale. L'hypothèse prise en compte est de ne pas considérer de maintenance de centrales lors de la période d'hiver.

Pas d'entretiens de centrales en hiver

Dans les rapports de mars 2014 et novembre 2014, on a tenu compte d'une sensibilité selon laquelle un nombre limité d'entretiens étaient prévus en hiver. Cette sensibilité correspondait à la limite supérieure de la fourchette du besoin en réserve stratégique.

Dans le planning d'entretien pour 2016, tous les entretiens sont planifiés en dehors des mois d'hiver. De ce fait, cette hypothèse n'est plus considérée comme une sensibilité.

La planification de la plupart des entretiens (sur les centrales et le réseau) en dehors des mois d'hiver, en plus de la diminution des unités disponibles sur le marché, a pour conséquence de rendre la planification des entretiens plus difficile et peut mener à des moments critiques pour la sécurité d'approvisionnement en dehors de la période hivernale.

Les arrêts non planifiés

Les arrêts non planifiés ou arrêts forcés des unités sont pris en compte dans cette étude. Une analyse des données des arrêts non planifiés pour la période de 2006 à 2014 a été menée. Les données de chaque centrale ont été regroupées par type de production (Turbine-gaz-vapeur, Turbine à gaz, Turbojet, Nucléaire, Cogénération).

Les données utilisées pour cette analyse sont les données de disponibilité des centrales nominées sur le marché day-ahead.

Pour l'indisponibilité de courte durée (c'est-à-dire une indisponibilité dans la journée), Elia peut faire appel aux réserves de balancing. Par conséquent, celles-ci ne sont pas prises en considération pour le calcul du volume de la réserve stratégique.

Les indisponibilités des centrales nucléaires de Doel 4 (période de août 2014 à décembre 2014 pour raison de sabotage) et de Doel 3/Tihange 2 pour microfissures ont été retirées du taux d'indisponibilité pris en compte dans cette étude. Par contre, La disponibilité de Doel 3 et Tihange 2 sont prises en compte comme une sensibilité dans les résultats de cette étude.

La durée des arrêts non planifiés est aussi une donnée établie à partir de la même analyse des données historiques. La probabilité associée à chaque durée sera modélisée pour chaque type de centrales.

La probabilité d'avoir des arrêts fortuits de courte durée est plus élevée. Par contre des arrêts fortuits de plus longue durée sont aussi observés dans l'historique, voir Figure 12.

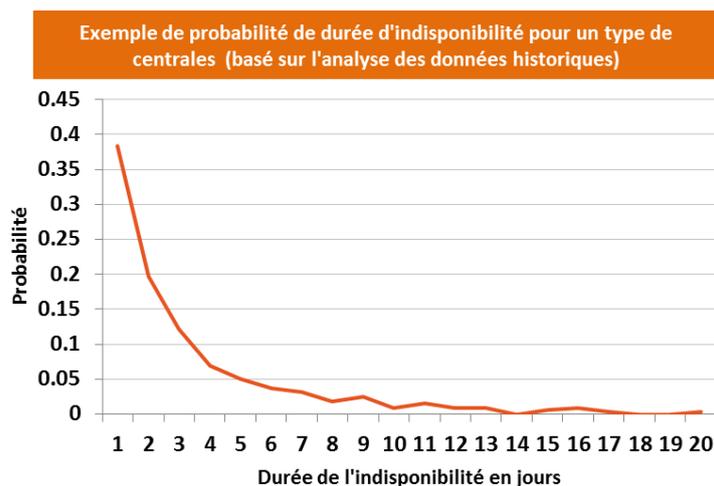


Figure 12

Les taux utilisés dans le cadre de l'évaluation du volume de la réserve stratégique 2016-17 sont (basée sur une moyenne par type de production sur la période 2006-2014) :

Type de centrale	Taux d'indisponibilité fortuit
Nucléaire	2.8%
Centrale classique	8.6%
Turbine Gaz Vapeur	8.7%
Turbine Gaz	14.8%
Turbo Jet	5.4%

Une actualisation de ces données est prévue en y incluant les données de l'année 2015.

4.2.3 Demande

Les différentes définitions de la charge se trouvent sur le site Web d'Elia. La définition appliquée dans ce rapport est celle de la **charge totale pour la Belgique**. La charge du réseau Sotel/Twinerg dans le sud du Grand-Duché de Luxembourg, qui appartient à la zone de réglage d'Elia, est reprise dans la définition présentée sur le site Web. Dans le cadre de cette analyse, elle est considérée séparément.

La construction du profil de consommation se passe en différentes étapes, voir Figure 13. Les différentes étapes sont décrites une par une dans les paragraphes suivants.

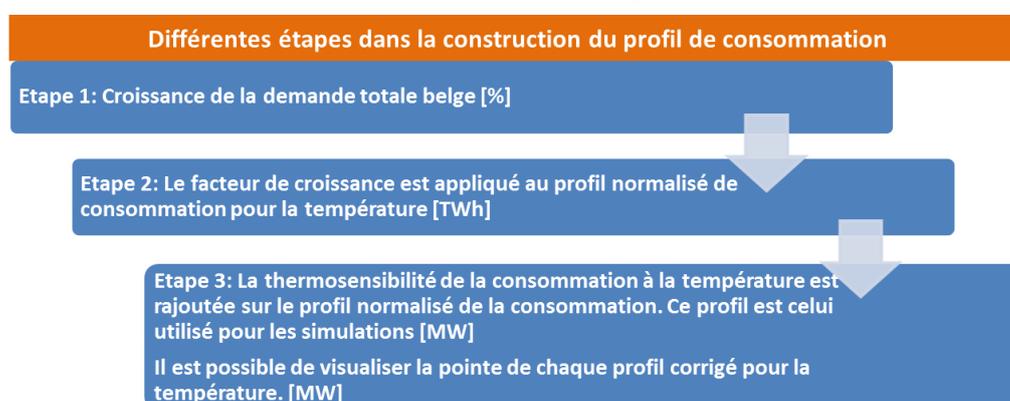


Figure 13

4.2.4 Croissance de la consommation totale belge

Afin de tenir compte des récentes évolutions de la consommation, l'analyse utilise un historique des données et des prévisions récentes du bureau de consultance IHS CERA¹⁶ qui incluent les fluctuations conjoncturelles. Ces chiffres de croissance sont appliqués à l'historique des données pour la consommation qui sont normalisées pour la température. Le résultat donne une idée de la consommation future dans des conditions climatiques normales. L'influence de la température est dès lors appliquée à un stade ultérieur. Les chiffres de croissance ne prennent pas en compte la réponse du marché ni la gestion de la demande.

Les chiffres utilisés dans l'analyse pour l'hiver 2016-17 étaient les suivants :

2015 : +0.43%

2016 : +0.70%

2017 : +0.64 %

Une actualisation de ces chiffres avec les dernières prévisions d'IHS CERA sera réalisée.

Les chiffres de croissance sont appliqués sur la consommation totale de la Belgique pour une année donnée, après les avoir normalisés pour la température. La Figure 14 donne un aperçu de l'historique des données de la consommation totale belge avant et après normalisation pour la température, ainsi qu'une projection de la consommation totale pour les prochaines années sur la base des chiffres de croissance d'IHS CERA (données utilisées pour le rapport précédent sur l'hiver 2016-17).

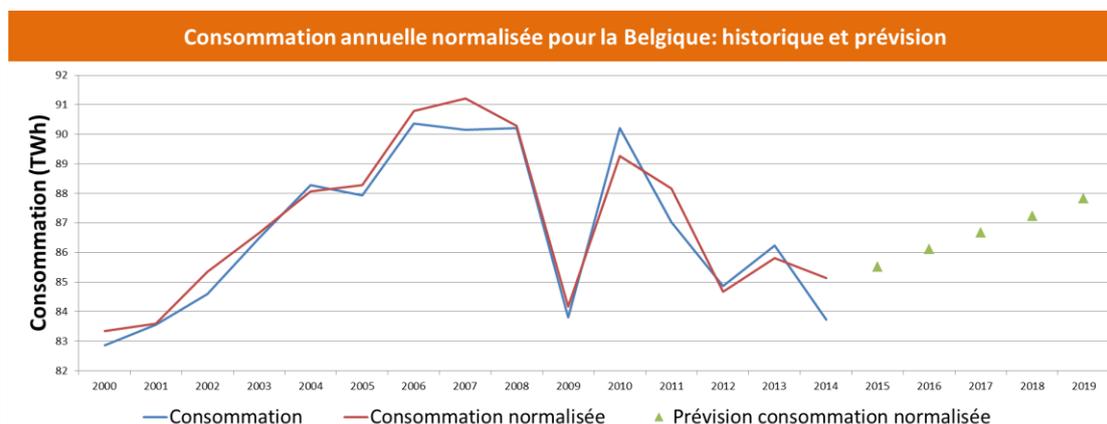


Figure 14

4.2.5 Profil de charge normalisé pour la température

Sur base de l'historique des données de la charge totale en Belgique, un profil type peut être construit pour la consommation belge dans lequel l'influence de la température est filtrée. Ce profil horaire, voir Figure 15, représente la consommation type basée sur l'historique des données, et ce, pour une température moyenne observée à cette heure. C'est ce que l'on appelle un profil normalisé pour la température. Ce profil est mis à l'échelle afin que la consommation totale corresponde aux prévisions pour les prochaines années (voir paragraphe 4.2.4). Comme on peut le voir sur la Figure 15, ce profil ne contient encore aucune pointe extrême de consommation. Cette consommation de pointe ne devient évidente qu'après l'ajout de la thermosensibilité de la consommation.

La Figure 16 illustre le profil type d'une semaine hivernale. Les éléments suivants en ressortent clairement :

- La consommation est plus faible durant le week-end qu'en semaine ;
- Une hausse de la consommation est observée à la fois durant l'heure de midi et en soirée ;
- L'augmentation de la consommation est plus élevée en soirée que durant l'heure de midi.

¹⁶ IHS CERA: Information Handling Services Cambridge Energy Research Associates

Il est important de noter que le pompage d'électricité issu des centrales de pompage-turbinage n'est pas pris en compte dans ce profil. L'utilisation de ces centrales est optimisée sur le plan économique par le modèle. Il s'agit donc d'un résultat de l'optimisation du modèle. Le profil ne tient pas non plus compte de la possible influence de la réponse du marché aux prix élevés. L'influence de la réponse du marché est également optimisée sur le plan économique par le modèle. Il s'agit donc aussi d'un résultat de l'optimisation du modèle.

L'historique des données est utilisé pour l'élaboration du profil normalisé de la consommation. Dans l'utilisation de ces données, des jours spéciaux sont marqués, afin que ceux-ci ne soient pas pris en compte. Par jours spéciaux, on entend par exemple : les jours de grève ou les jours où des effacements de la demande sont activés par Elia. Il s'agit d'une information clé dans l'élaboration d'un profil de consommation type.

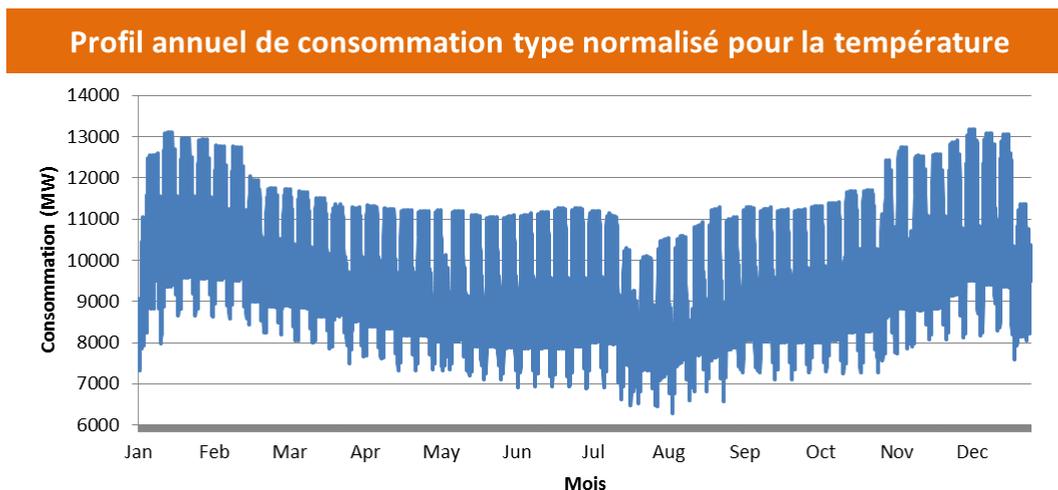


Figure 15

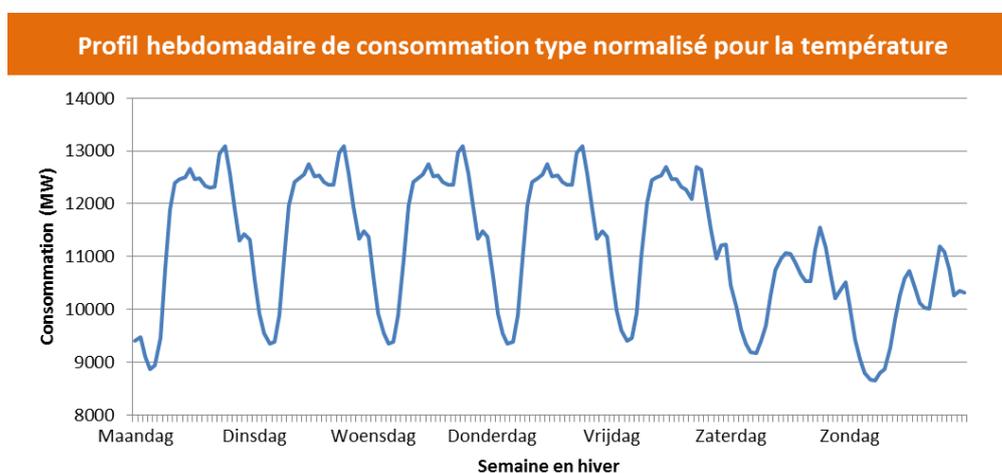


Figure 16

Ce profil sera actualisé avec les données de l'année 2015.

4.2.6 Thermosensibilité de la consommation

Durant la dernière étape de l'élaboration des profils de consommation totale pour la Belgique, l'influence de la température sur la consommation est prise en compte. Pour ce faire, l'historique de températures sur 40 ans est utilisé.

La Figure 17 montre l'influence de la température sur la consommation totale en Belgique pour une des 40 années de température. La Figure 18 montre le même impact sur une semaine en hiver. Pour cette semaine spécifique, l'influence se traduit par une demande de pointe de 13700 MW (par rapport au 13200 MW observés dans le profil normalisé).

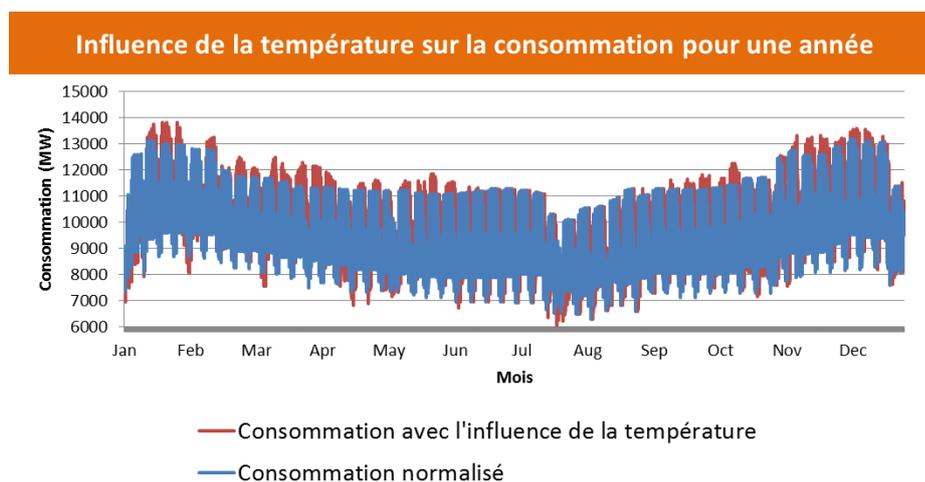


Figure 17

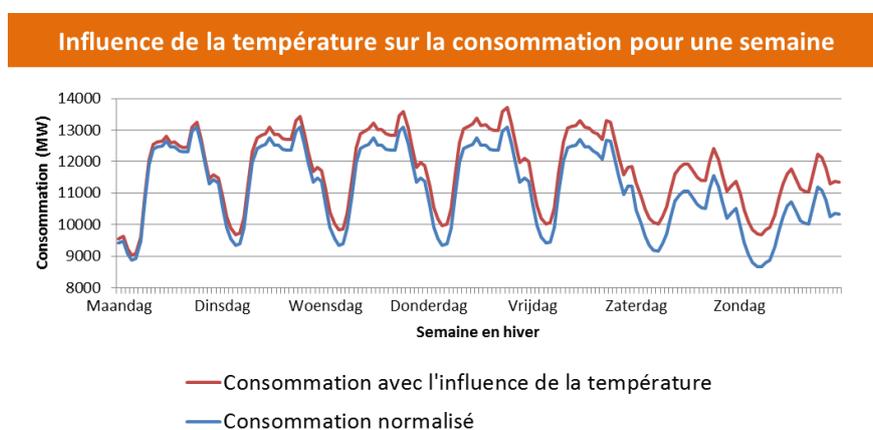


Figure 18

La **thermosensibilité** de la consommation belge est en moyenne de **110 MW/°C**¹⁷. Cela signifie donc qu'en cas de baisse d'un degré Celsius de la température, sur la charge s'élève à 110 MW. Cette sensibilité s'explique principalement par le chauffage à l'électricité.

La thermosensibilité de la consommation est déterminée sur base de données historiques de la consommation totale belge et des données de températures moyennes. Dans l'analyse, un filtre est adapté pour les jours de semaine, les jours de week-end n'étant pas pris en compte dans celle-

¹⁷ La thermosensibilité n'est pas constante pendant toute la journée, mais dans cette analyse on considère la valeur moyenne de 110 MW/°C pour toutes les heures de la journée.

ci. Par ailleurs, on considère également la valeur de température du jour¹⁸ équivalente. La thermosensibilité de la consommation est déterminée en comparant la valeur de la température journalière équivalente à la valeur de la température journalière moyenne. Le degré de déclivité de la droite de tendance linéaire par ces points¹⁹ donne une estimation de la sensibilité. La Figure 19 montre que pour une année spécifique, où la thermosensibilité est estimée à 106 MW/°C. En répétant l'analyse pour différentes années, on obtient une thermosensibilité moyenne de 110 MW/°C. Aucune tendance à l'augmentation de cette valeur est observée.

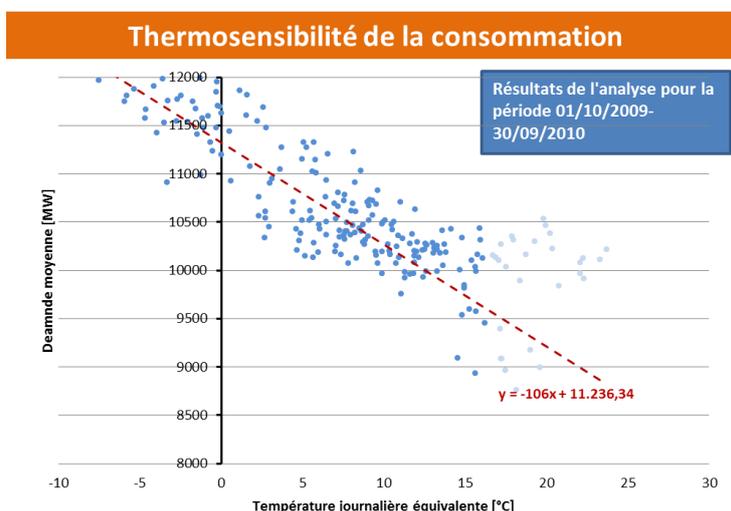


Figure 19

Les profils de consommation ne tiennent pas compte de la réponse du marché au prix élevés

Les différentes étapes de l'élaboration des profils de consommation permettent d'obtenir des profils pour la consommation totale belge (sans le réseau Sotel/Twinerg, ce qui diffère de la définition de la consommation électrique totale publiée sur le site Web d'Elia). Ces **profils ne sont pas impactés par les effacements de consommation dus à la réponse du marché aux prix élevés**. Cela se justifie par les facteurs suivants :

- * L'impact de la réponse du marché sur l'historique des données relatives à l'énergie est limité étant donné que seul un nombre restreint de flambées des prix a eu lieu au cours des dernières années et que l'impact des pointes électrique sur l'énergie totale de l'année est généralement faible ;
- * Lors de la création du profil normalisé pour la consommation, les jours exceptionnels peuvent être marqués, de sorte à ce qu'ils ne soient pas pris en compte dans le profil ;
- * Les chiffres de croissance sont une estimation qui n'inclut pas l'effet de la réponse du marché.

La réponse du marché aura un impact en cas de pénurie structurelle. Comme l'activation des effacements de marché se produit lors de fortes hausses du prix, l'utilisation de la réponse du marché est optimisée par le modèle.

¹⁸ La valeur de température journalière équivalente tient compte de la valeur de degré-jour moyenne des 2 jours précédents : $0,6 J + 0,3 (J-1) + 0,1 (J-2)$.

¹⁹ Les points où la valeur de degré-jour équivalente est supérieure à 16,5 °C ne sont pas pris en compte dans ce calcul.

4.2.7 Vent et solaire

Les objectifs belges issus du paquet législatif Climat et Énergie pour 2020 ont constitué l'amorce du développement des sources d'énergie renouvelables, avec pour résultat une part croissante de sources d'énergie intermittente dans le parc de production belge (environ 3200 MW de capacité photovoltaïque installée et 2200 MW de capacité éolienne installée début 2016). Le caractère intermittent des sources d'énergie renouvelables les rend moins faciles à prévoir et nécessite en permanence une capacité de secours.

La Figure 22 donne un aperçu des prévisions pour 2020 (données discutées dans le cadre du rapport précédent avec le SPF et les régions). Ces chiffres ne sont pas contraignants et donnent une estimation optimiste de la puissance installée en 2020. La figure donne également une estimation de la puissance installée pour les différents types de sources d'énergie renouvelables pour le début de l'année 2015. Elle montre que la prévision pour 2020 prévoit 1000 MW supplémentaires en photovoltaïque et éolien onshore, 1600 MW en éolien offshore.

Les chiffres ci-dessus seront actualisés avec les dernières données issues du SPF et des régions dans le courant du mois de septembre.

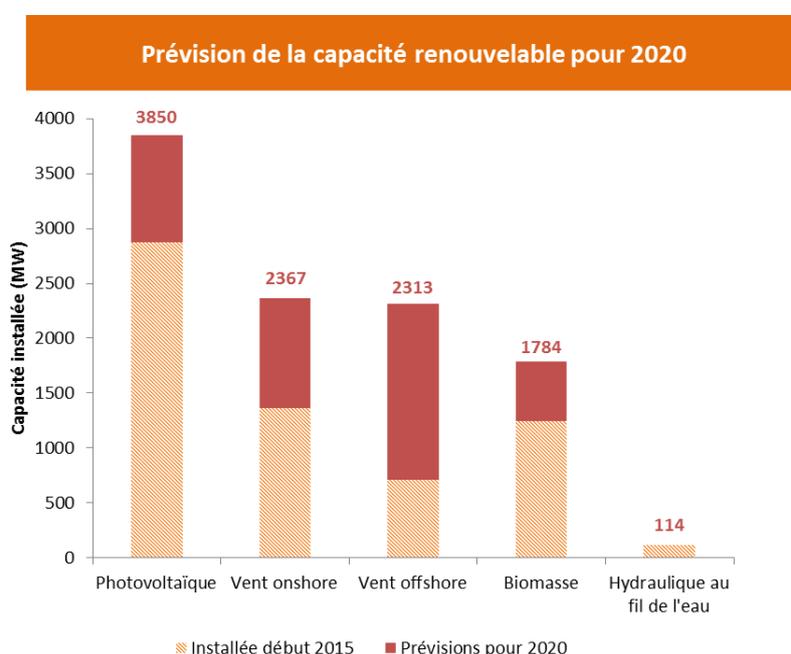


Figure 20

Une interpolation linéaire entre les données historiques (année 2015) et les données 2020 fournies pour le vent onshore et le solaire sera effectuée.

Les facteurs de charge de **40 hivers** historiques sont utilisés pour modéliser la variabilité de la production éolienne et photovoltaïque. Les 40 profils sont mis à l'échelle sur base de la prévision de la puissance installée future, voir Figure 21.

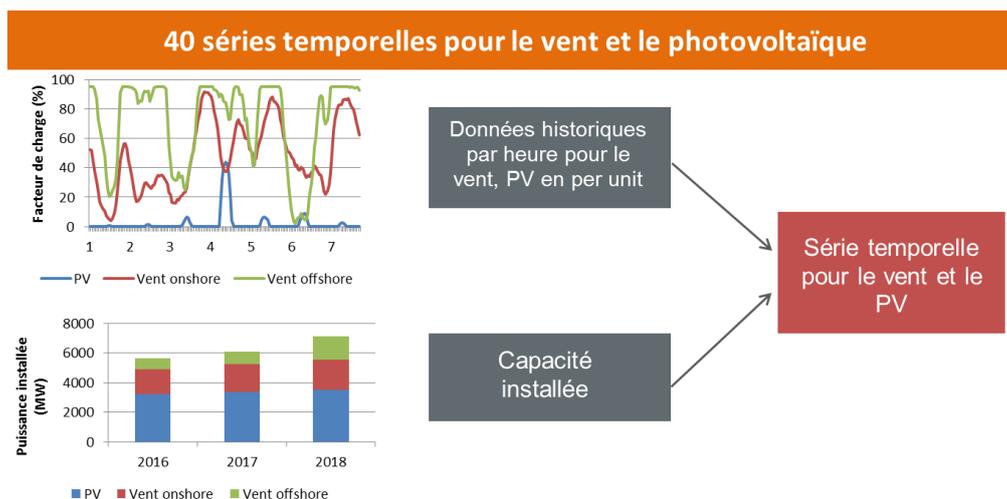


Figure 21

4.2.8 Hydraulique et pompage-turbinage

En Belgique, le parc de production comprend 2 types de centrales hydroélectriques :

- 1308 MW de centrales de pompage-turbinage.
- 114 MW de centrales hydroélectriques au fil de l'eau

Les **centrales de pompage-turbinage** (1308 MW) sont optimisées par le modèle. Celui-ci détermine le moment idéal pour utiliser ces unités sur base des prix horaires (dispatch économique). Pour ce faire, la taille du réservoir est prise en compte (limitation en énergie). L'utilisation des centrales de pompage-turbinage suit le cycle journalier tel qu'il peut être observé dans la réalité (les bassins sont remplis la nuit, de sorte à pouvoir compenser les pointes de consommation d'électricité pendant la journée). Pour tenir compte des arrêts planifiés et non planifiés, la capacité qui peut être appelée est réduite à 1086 MW dans le modèle. Cette réduction est déterminée sur base de l'historique des données des arrêts planifiés et non planifiés. Les résultats du modèle sont jugés réalistes par rapport à l'historique de production des centrales de pompage-turbinage.

En cas de déficit structurel, provoquant une hausse des prix à 3000 €/MWh, les centrales de pompage-turbinage seront utilisées au maximum. Si le déficit structurel persiste pendant une période plus longue, le modèle va utiliser les centrales de pompage-turbinage pour écrêter les pointes de consommation électrique les plus élevées.

Les **centrales hydroélectriques au fil de l'eau** disposent d'une puissance limitée (114 MW) en Belgique. Ces centrales sont reprises dans le modèle à l'aide de 40 profils historiques mensuels de production.

4.2.9 Biomasse et cogénération

Elia dispose d'une **base de données reprenant à la fois les unités de production décentralisée et centralisée**. Cette base de données est mise à jour sur base mensuelle au moyen d'échanges avec les gestionnaires de réseau de distribution et avec les clients directs. Elle contient des informations sur les unités de production soumises à un contrat CIPU ainsi que sur les unités pour lesquelles le contrat CIPU n'est pas d'application. Si l'unité est soumise à un contrat CIPU, le producteur est obligé de tenir Elia au courant de la disponibilité de cette unité. Le producteur doit établir des prévisions concernant ces disponibilités à long terme (un an) ainsi qu'à court terme (au jour J). Les unités qui ne sont pas soumises à un contrat CIPU ont généralement

une petite puissance installée. Un accord a donc été passé avec les gestionnaires de réseaux de distribution stipulant que toutes les unités plus grandes que 0,4 MW doivent faire l'objet d'un rapport individuel. Dans la pratique, les unités plus petites que 0,4 MW sont également signalées, soit de manière individuelle par unité ou de manière agrégée par type.

Cette base de données sera utilisée pour la capacité installée en biomasse et cogénération prévue pour l'hiver 2017-18 et suivants.

Une distinction des unités de type biomasse et cogénération avec et sans CIPU est effectuée dans le modèle.

- Les **unités CIPU** du type biomasse et cogénération sont modélisées en tant qu'**unités individuelles** comme les autres unités thermiques. Sur base de l'historique de disponibilité de ces unités, un tirage aléatoire est effectué pour chaque année selon « la méthode Monte-Carlo ».
- Les **unités non CIPU** du type biomasse et cogénération sont prises en compte dans le modèle au moyen d'une **série temporelle**. Celle-ci est composée de profils construits sur base de mesures historiques disponibles. Une distinction y est effectuée entre les installations de cogénération de grande et de petite taille et celles destinées à l'incinération des déchets. **Une actualisation de ces profils sur base des données de 2015 sera effectuée.**

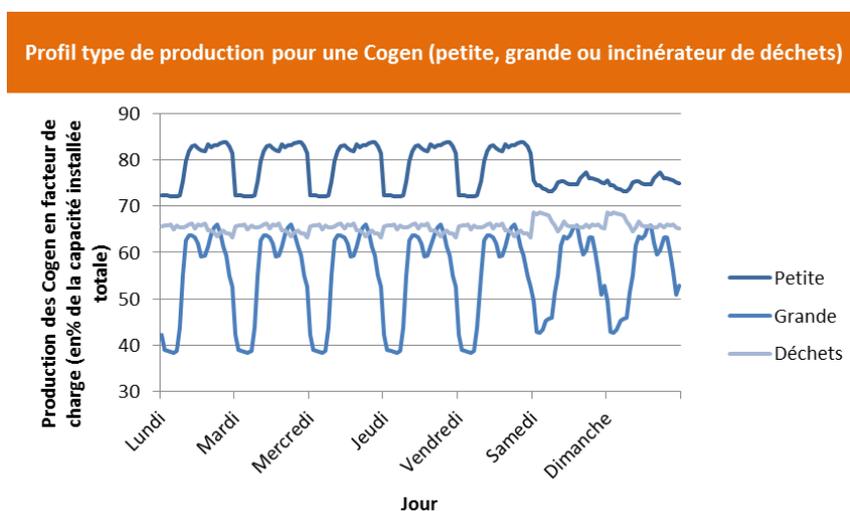


Figure 22

4.2.10 Réserves de balancing

Dans le cadre de ses obligations légales, et plus précisément conformément à l'article 8, §1, de la loi Électricité, Elia doit contracter des services auxiliaires (notamment des réserves primaire, secondaire et tertiaire) pour garantir la sécurité, la fiabilité et l'efficacité du réseau électrique. Cette réserve, également appelée réserve de balancing, est constituée de contrats spécifiques avec certains producteurs et consommateurs pour, le cas échéant, augmenter ou diminuer la production de certaines centrales ou le prélèvement sur certains sites, généralement industriels. De cette manière, Elia peut compenser le déséquilibre résiduel entre la production et la demande d'électricité au sein de la zone de réglage belge. Depuis la fondation d'Elia en 2001, cette réserve de balancing représente une partie essentielle des activités de la société pour conserver l'équilibre opérationnel du réseau.

Comme cette réserve doit pouvoir être activée indépendamment de la réserve stratégique pour compenser des déséquilibres (par exemple lors la perte occasionnelle d'une unité de production, des erreurs de prévision de la charge ou des sources d'énergie renouvelable), la réservation de capacité sur les unités thermiques pour les réserves primaire, secondaire et tertiaire est prise en compte dans la détermination du volume de la réserve stratégique en réduisant la capacité de production disponible pour le marché (l'obligation de réserve pour les ARP avec des unités de

production plus importantes que l'unité de production standard est ici également comprise). **Une actualisation des capacités requises pour la réserve primaire, secondaire et tertiaire contractées pour l'année 2017 seront utilisées sur base du dernier rapport sur les volumes des réserves de balancing.**

Dans le modèle, une réduction de la capacité de production est prévue pour prendre en compte la réserve de balancing. Les arrêts non planifiés qui durent plus d'une journée sont modélisés par des tirages aléatoire. Cela ne veut pas dire qu'un même risque est compté deux fois dans le modèle, étant donné que la réserve de balancing est utilisée pour couvrir le premier quart d'heure ou les premières heures suivant un arrêt. En théorie, elles devraient être à nouveau disponibles aussi vite que possible en réserve de balancing pour le cas où un autre incident devait se produire.

4.2.11 Réponse du marché

Dans l'analyse pour l'hiver 2014-2015 et 2015-2016, la réponse du marché²⁰ n'est pas explicitement prise en compte dans les calculs²¹. La principale raison est qu'Elia ne possédait que peu de données fiables concernant la réponse du marché pour pouvoir la prendre en compte correctement dans la détermination du volume de la réserve stratégique. Les réactions des parties prenantes, qui sont également confirmées par la consultation relative à la détermination du volume, indiquent qu'il existe un potentiel au niveau de la réponse du marché qui doit être pris en considération dans les calculs du volume dans le cadre de la réserve stratégique.

Dans ce contexte, Elia a commandé une enquête pour affiner les hypothèses sur le potentiel au niveau de la réponse du marché en cas de problèmes de déficit structurel afin d'améliorer ainsi les calculs et déterminer plus précisément le besoin de la réserve stratégique. Pour la réalisation de cette enquête ainsi que pour le traitement des réponses afin de les rendre utilisables, Elia a travaillé en collaboration avec Pöyry, un bureau de consultance externe reconnu à l'échelle internationale.

Les résultats de l'étude ont été présentés par Pöyry à l'occasion de la Task Force « Implementation Strategic Reserves » du 2 septembre 2015.

Ces résultats sont considérés comme représentatifs pour l'hiver 2017-2018.

L'enquête aborde 3 types de flexibilité présents sur le marché : la réduction du prélèvement basée sur des contrats, basée sur les prix et sur base volontaire, voir Figure 23. Les résultats se concentrent sur la flexibilité qui peut être utilisée par les acteurs du marché, pas sur les volumes contractés et activés par Elia dans le cadre de la réserve de balancing et de la réserve stratégique.

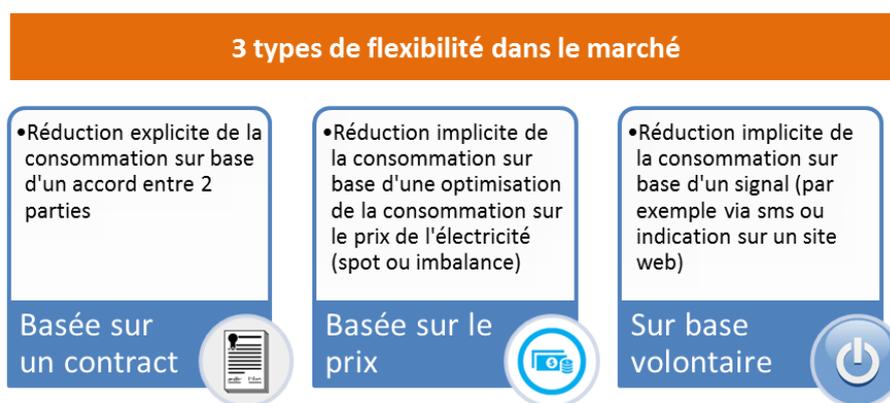


Figure 23

²⁰ La réponse du marché est ici définie comme réduction implicite (volontaire ou basée sur le prix) ou explicite (basée sur des contrats) du prélèvement net qui peut être utilisés par les acteurs de marché.

²¹ Dans la mise à jour de l'analyse pour l'hiver 2015-2016 réalisée en juillet 2015, Elia a considéré de manière implicite une part de réponse du marché dans l'hypothèse des profils de consommation (consommation de pointe limitée).

La Figure 24 donne un aperçu des résultats de l'étude. Une distinction y est effectuée entre la flexibilité au niveau des utilisateurs du réseau de transport et de distribution. Les résultats de l'étude sont directement issus des réponses de l'enquête, après application d'un nombre limité de corrections sur base des contrôles incidents.

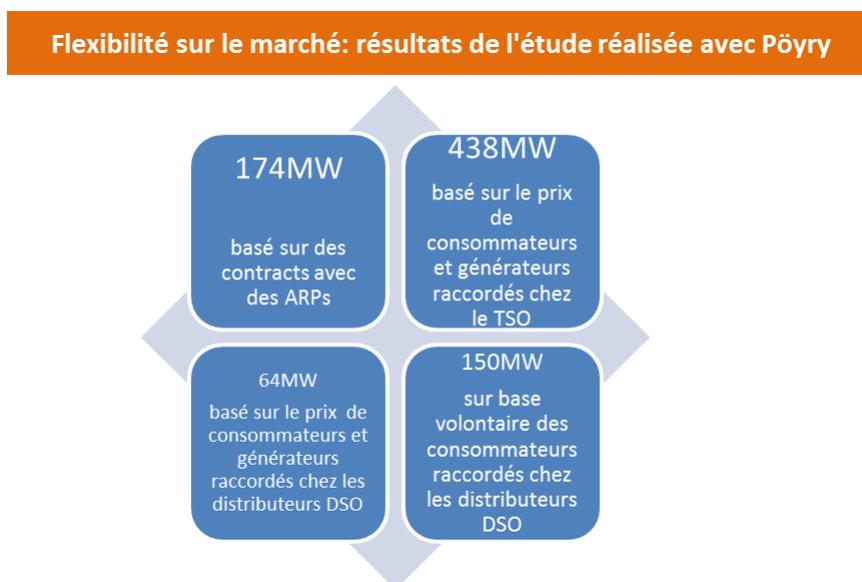


Figure 24

La Figure 24 donne uniquement un aperçu de la flexibilité totale sur le marché en puissance (MW). Il ressort toutefois de l'enquête que ce potentiel est soumis à plusieurs limitations, telles qu'un nombre limité d'activations par an, un nombre limité d'heures par activation et le prix d'activation sur Belpex ou le prix d'imbalance. On ne peut donc pas se contenter de réaliser la somme des différentes réponses de l'enquête pour alimenter le modèle, il faut tenir compte de ces limitations dans la modélisation. La Figure 25 donne un aperçu des limitations prises en compte dans le modèle. Ces hypothèses sont construites sur base de l'analyse réalisée par Pöyry et donc des différentes réponses à l'enquête.

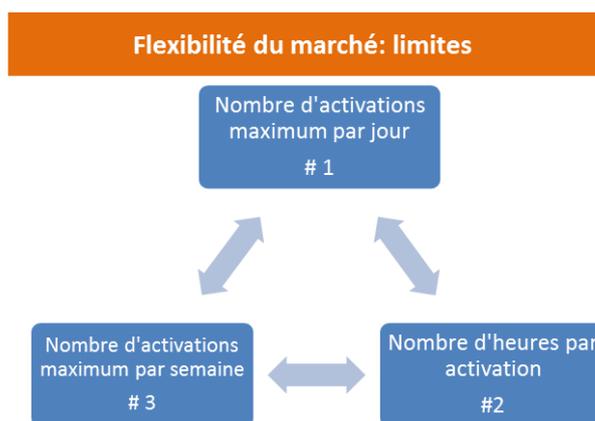


Figure 25

Pour le modèle, cela signifie concrètement que la flexibilité en MW doit être prise en considération, tout comme les limitations d'utilisation. La manière dont la flexibilité doit être appliquée dans le modèle dépend entre autres du prix et du nombre d'heures de déficit structurel. Durant ces heures de déficit structurel qui entraînent une augmentation des prix, la flexibilité supplémentaire du

marché sera utilisée avant de qu'on se retrouve dans une situation où l'approvisionnement en énergie n'est pas suffisant. Étant donné les limitations, cette flexibilité supplémentaire ne peut pas offrir une solution à chaque période de déficit structurel. L'utilisation de la flexibilité disponible sera optimisée par le modèle et peut donc être considérée comme un résultat du modèle.

4.3 Hypothèses pour les autres pays

4.3.1 France

Les hypothèses du parc français seront issues du dernier Bilan Prévisionnel de RTE qui sera disponible dans le courant de l'été 2016 : <http://www.rte-france.com/fr/article/bilan-previsionnel>

Différents contacts bilatéraux auront lieu afin d'affiner ces hypothèses.

4.3.2 Allemagne

Les hypothèses de l'Allemagne seront tirées de plusieurs études européennes (PLEF adequacy assessment, Mid term Adequacy Forecast de ENTSOE) ainsi que d'études nationales notamment du régulateur allemand et du Ministère de l'Énergie (« *Bundesministerium für Wirtschaft und Energie* »).

Différents contacts bilatéraux auront lieu afin d'affiner ces hypothèses.

4.3.3 Pays-Bas

Les hypothèses des Pays-Bas seront tirées de plusieurs études européennes (PLEF adequacy assessment, Mid term Adequacy Forecast de ENTSOE) ainsi que d'études du TSO néerlandais (Tennet).

Différents contacts bilatéraux auront lieu afin d'affiner ces hypothèses.

4.3.4 Luxembourg

La modélisation du Luxembourg a son importance pour la Belgique. Une partie de ce pays se trouve dans la zone de réglage belge (voir la zone « LUb » représentée sur la Figure 26). Cette zone « LUb » contient une turbine gaz vapeur ainsi que de la consommation électrique d'origine industrielle. L'offre et la demande en électricité de cette zone « LUb » sera considéré comme faisant partie de la zone belge.

Les deux autres zones électriques du Luxembourg (c'est-à-dire la partie raccordée à la France (LUf) ainsi que la partie raccordée à l'Allemagne (LUg)) sont considérées comme entièrement incluses dans ces deux pays respectivement.

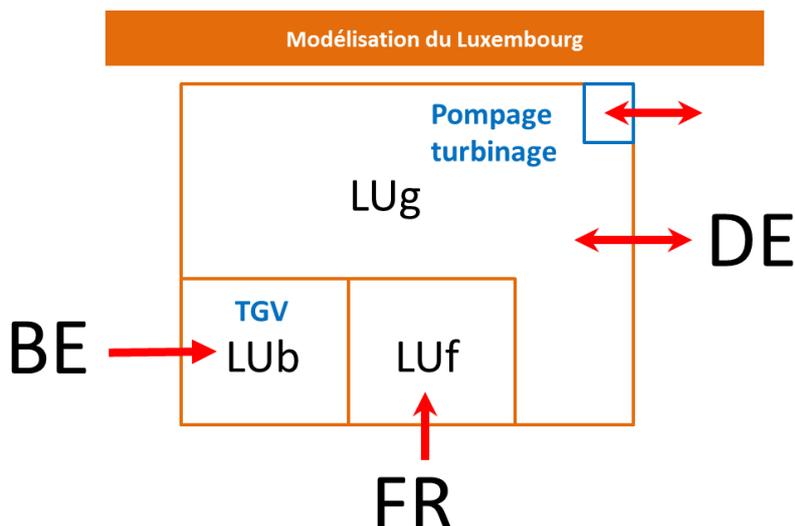


Figure 26

Les hypothèses concernant la capacité installée de vent, photovoltaïque, hydraulique et la consommation du pays sont incluses dans la zone LUg rattachée à l'Allemagne. À l'exception des consommations des zones LUB et LUF qui sont comptabilisées dans la zone belge et française respectivement.

4.3.5 Autriche

Les hypothèses de l'Autriche seront tirées de plusieurs études européennes (PLEF adequacy assessment, Mid term Adequacy Forecast de ENTSOE). Si nécessaire, d'autres contacts auront lieu pour affiner les hypothèses de l'Autriche.

4.3.6 Suisse

Les hypothèses de la Suisse seront tirées de plusieurs études européennes (PLEF adequacy assessment, Mid term Adequacy Forecast de ENTSOE). Si nécessaire, d'autres contacts auront lieu pour affiner les hypothèses de la Suisse.

4.3.7 Grande Bretagne

Les hypothèses de la Grande Bretagne seront tirées de plusieurs études européennes (Mid term Adequacy Forecast de ENTSOE) ainsi que de rapports nationaux du TSO (National Grid). Si nécessaire, d'autres contacts auront lieu pour affiner les hypothèses de la Grande Bretagne.

4.3.8 Espagne

Les hypothèses de l'Espagne seront tirées de plusieurs études européennes (Mid term Adequacy Forecast de ENTSOE) ainsi que de rapports nationaux du TSO (REE). Si nécessaire, d'autres contacts auront lieu pour affiner les hypothèses de l'Espagne.

4.3.9 Italie

Les hypothèses de l'Italie seront tirées de plusieurs études européennes (Mid term Adequacy Forecast de ENTSOE) ainsi que de rapports nationaux du TSO (Terna). Si nécessaire, d'autres contacts auront lieu pour affiner les hypothèses de l'Italie.

4.3.10 Autres pays

Les hypothèses du reste de l'Europe seront tirées de plusieurs études européennes (Mid term Adequacy Forecast de ENTSOE).

4.4 Hypothèses pour les interconnexions

Lors des études pour l'hiver 2015-16 et précédentes, les interconnexions entre tous les pays étaient modélisées avec des valeurs fixes de capacité commerciale. Cette capacité d'interconnexion est disponible pour l'échange commercial entre deux pays. L'échange commercial horaire pour un état futur donné est le résultat de l'optimisation économique du modèle de marché. Aux moments de déficit structurel dans une zone, la direction de l'échange commercial sera toujours vers la zone étant en déficit de capacité de production.

Les interconnexions entre pays sont modélisées dans cette analyse comme dans le mécanisme de couplage des marchés « day-ahead ». La France, les Pays-Bas, l'Allemagne (couplée avec le Luxembourg et l'Autriche) et la Belgique (zone CWE) sont modélisés selon la **méthodologie flow-based**, voir Figure 27. Grâce à une description plus détaillée du réseau, la méthode flow-based permet d'améliorer l'utilisation des interconnexions et, par conséquent, la convergence des prix, tout en maintenant le même niveau de sécurité d'approvisionnement.

Les interconnexions avec les autres pays hors CWE sont modélisées par des valeurs de **capacité d'échanges commerciaux entre les pays**. Les capacités d'importation et d'exportation disponibles pour les échanges commerciaux ou NTC²² sont calculées par les gestionnaires de réseau. Ces valeurs NTC sont calculées en fonction des caractéristiques techniques des lignes et des contraintes internes de chaque GRT.

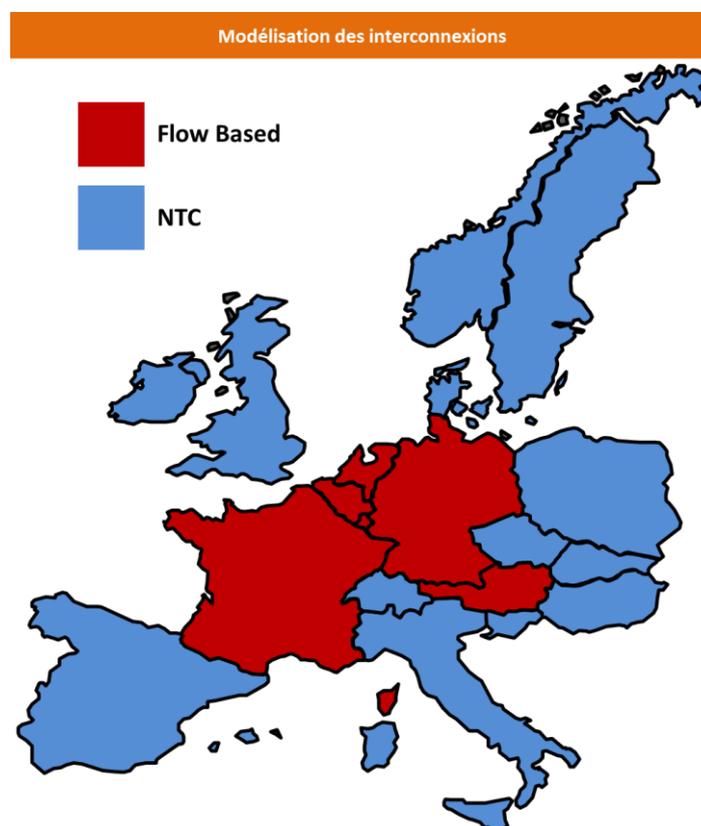


Figure 27

²² NTC: Net Transfer Capacity

4.4.1 Capacité d'importation de la Belgique

La capacité technique d'importation par frontière n'équivaut pas à la capacité d'importation de la Belgique. Une partie de la capacité technique aux frontières sera utilisée pour des échanges commerciaux entre d'autres pays. L'exemple de la Figure 28 montre la répartition des flux pour un échange entre l'Allemagne et l'Italie. Une partie de ces flux traverseront la Belgique. Il est à noter que les transformateurs déphaseurs installés à la frontière nord de la Belgique permettent de contrôler une partie de ce flux traversant le pays et de les dévier vers d'autres liaisons électriques.

Répartition des flux physiques lors d'un échange commercial entre l'Allemagne et l'Italie

Exemple d'un échange commercial de 100MW entre l'Allemagne et l'Italie

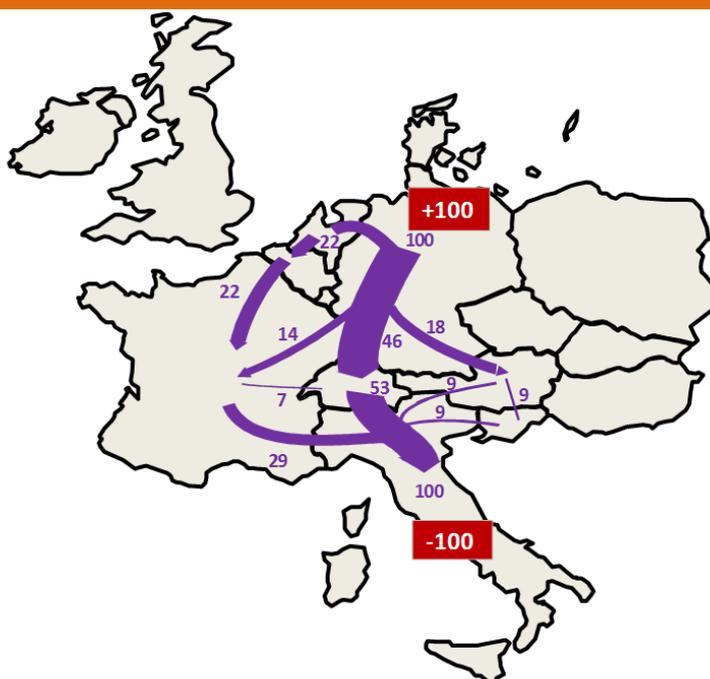


Figure 28

Les valeurs sont purement indicatives et dépendent entre autres de la situation géographique de la production, de la demande en énergie et de la topologie du réseau

La Belgique occupe une place centrale au cœur du réseau européen interconnecté et des échanges d'électricité entre les pays qui le composent. La Belgique se situe au centre de nations telles que la France, les Pays-Bas et Allemagne qui peuvent, selon la situation de leur réseau ou les conditions du marché, exporter ou importer des quantités importantes d'énergie électrique.

Compte tenu du maillage (à la manière d'une toile d'araignées, le réseau électrique à haute tension est composé d'une série de « boucles » qui permettent à l'électricité de circuler par différents chemins) du réseau électrique européen, toute transaction entre 2 pays passe en partie par les réseaux des pays voisins et génèrent dans ceux-ci des flux non nominés (c'est-à-dire des flux d'énergie qui ne relèvent pas de leurs propres échanges commerciaux mais qui traversent « librement » le pays).

Ces flux constituent pour Elia un facteur d'incertitude considérable dans le calcul de la capacité d'échange avec les pays voisins. L'arrivée massive des productions d'origine renouvelable, principalement en Allemagne, augmente encore la variabilité des échanges et, par conséquent, l'incertitude sur les flux non nominés. La méthodologie flow-based (décrite dans le paragraphe 4.4.2) permet de mieux prendre en compte l'impact des échanges commerciaux entre pays sur les lignes électriques.

Capacité d'interconnexion, capacité d'importation et solde d'importation

La **capacité d'interconnexion** disponible prend en considération un état de sécurité (N-1) du réseau en conditions d'exploitation réelles. Toute la capacité ne peut dès lors pas être libérée à l'avance.

La **capacité d'importation** maximale représente la capacité qui peut être introduite en Belgique en cas de disponibilité totale du réseau et sans tenir compte de la situation du marché en dehors du pays. Cette capacité dépend des moyens disponibles en Belgique pour le réglage de la tension, la puissance de court-circuit et l'inertie généralement fournie par la production intérieure. En cas d'importation considérable, il faut veiller à ce que cette production soit encore suffisamment présente.

Cela ne signifie toutefois pas que la capacité d'importation maximale sera disponible dans tous les cas. S'il y a des limitations sur les réseaux internes ou étrangers, si les flux du réseau découlant de la situation du marché nécessitent une exportation sur l'une des frontières, ou si l'énergie à l'étranger n'est pas disponible, il ne sera alors pas possible de bénéficier de la capacité d'importation maximale. La capacité exploitable réelle est appelée le **solde d'importation**.

Capacité d'importation de la Belgique

La capacité d'importation de la Belgique est la capacité qui peut être mise à la disposition du marché vers le réseau belge en cas de conditions d'exploitation normales, c'est-à-dire aucune indisponibilité planifiée ou imprévue de l'infrastructure du réseau (à la fois en Belgique et dans les pays voisins), et sans connaissance préalable des flux d'énergie. Vu que des événements imprévus peuvent intervenir à chaque instant, cette capacité est graduellement mise à disposition du marché, en parties annuelles, mensuelles, « day ahead » et « intraday ». De plus, cette capacité dépend des saisons et des maintenances sur le réseau.

Grâce à la réalisation de BRABO I et l'ajout de deux batteries de condensateur dans le réseau belge pour le maintien de la tension, on peut se baser pour l'hiver 2016-17 sur une capacité d'importation maximale pour la Belgique de 4500 MW.

La disponibilité effective du solde d'importation de 4500 MW est soumise à deux conditions essentielles :

- Les conditions de marché sont favorables à l'importation ;
- Les conditions d'exploitation du réseau sont dans un état normal.

Concernant les conditions spécifiques de marché, les flux internationaux peuvent impliquer que le solde d'importation disponible sera nettement plus bas. La prise en compte « flow based » dans la modélisation (voir 4.4.2) permet de tenir compte de ces effets.

En effet, avec l'évolution décrite au paragraphe 4.4.2, vers une modélisation flow-based de la zone CWE pour le calcul du volume de réserve stratégique, il n'est plus nécessaire de considérer ce solde ferme ou permanent. Le solde d'importation est désormais variable en fonction des circonstances de marché. Il est déterminé par le domaine flow-based lui-même.

4.4.2 Méthode flow based appliquée à la zone CWE

Pourquoi inclure la méthodologie « flow based » dans cette étude ?

La Belgique étant au centre de la zone CWE, ses possibilités d'importer seront entièrement définies par la méthodologie dite « flow-based » qui est d'application dans le marché régional CWE de l'électricité. Le bilan énergétique de la Belgique dépend des bilans énergétiques des autres pays de la zone CWE et d'un domaine définissant le périmètre des possibilités d'échanges d'énergie.

Cette méthodologie est retenue dans la modélisation de la présente étude. Elle permet d'intégrer les interactions entre le marché et le réseau de transport d'électricité. Par exemple, aux moments

où la France et la Belgique sont en situation de déficit structurel, ce type de modélisation met en lumière que la capacité d'importation belge peut être fortement réduite dans le cas où d'importants flux traversent la Belgique pour aussi alimenter la France.

L'introduction de la méthodologie flow-based dans l'étude d'évaluation du volume de réserve stratégique de la Belgique permet ainsi d'évaluer la probabilité et l'impact d'avoir des soldes d'importations limités par les conditions de marché des pays voisins.

Comment fonctionne le flow based en réalité ?

La méthode flow-based utilise des facteurs de distribution PTDF²³ permettant d'approximer les flux réels des lignes résultants d'échanges commerciaux entre pays. L'exemple de la Figure 28 montre que les flux d'énergie se répartissent inégalement sur les différents chemins entre deux pays.

Pour chaque heure de l'année, un domaine limitant les échanges possibles entre les pays de la zone CWE est défini (ce domaine est aussi appelé « domaine flow-based »). Celui-ci est construit sur base des branches critiques (éléments du réseau limitant les échanges), de l'impact de la perte d'éléments du réseau sur celles-ci (voir le critère N-1), d'une marge opérationnelle sur chaque ligne et d'éventuelles parades qui permettent de décharger partiellement les éléments critiques. Ces parades permettent donc de maximiser les échanges acceptables (via des changements de topologie ou l'utilisation des transformateurs déphaseurs à la frontière avec les Pays-Bas).

Le bilan énergétique de chaque pays de la zone CWE aura une influence (par le biais des PTDF calculés) sur le flux passant dans les branches critiques définies. Celles-ci sont des éléments du réseau qui sont significativement impactés par les échanges commerciaux entre pays.

Le domaine flow-based est différent pour chaque heure de l'année car :

- La topologie du réseau change
- Des maintenances ou des indisponibilités d'éléments du réseau interviennent
- La localisation et la disponibilité des unités de production varient

Comment le flow based est pris en compte dans l'étude pour l'hiver 2017-18 ?

Jusqu'à présent, les simulations de marché pour la sécurité d'approvisionnement étaient principalement basées sur des contraintes fixes d'échanges commerciaux aux frontières.

Dans sa volonté de continuellement améliorer son approche, Elia est un des premiers GRT à utiliser une approche flow-based pour ses études de sécurité d'approvisionnement.

Toutefois, peu de d'outils de simulation de marché permettent d'introduire différents facteurs de distributions (PTDF) et de domaines flow-based pour chaque heure de l'année, ce qui permettrait de se rapprocher du processus opérationnel de flow-based Market Coupling. Ceci fait qu'un seul domaine flow based peut être intégré dans le modèle. Afin de créer un domaine de référence représentatif pour les hivers futurs, l'étude de Coreso²⁴ (en coopération avec les GRT de la zone CWE) sur l'hiver 2014-15 a été utilisée. Sur base de celle-ci, le domaine de référence pour les hivers suivants est construit en rajoutant les renforcements du réseau 380 kV d'Elia prévus jusqu'à l'hiver 2016-17.

Dans l'étude conjointe de Coreso, deux cas ont été analysés :

- Cas A (vent disponible et grand froid)
- Cas B (absence de vent et très grand froid)

Le choix du domaine de référence pour cette analyse s'est porté sur le cas B. Celui-ci correspond à une optimisation du réseau pour le cas où la France et la Belgique sont importatrices nettes. L'analyse des résultats montre que les moments de déficit structurel surviennent pour la majorité des cas lorsque la production éolienne est faible. Cette situation est considéré comme déterminante pour le risque de déficit structurel en Belgique.

²³ PTDF: Power Transfer Distribution Factor

²⁴ Coreso: Coordination of Electricity System Operators

Les renforcements du réseau belge depuis l'hiver 2014-15 pris en compte pour le calcul du domaine de référence de l'hiver 2016-17 sont repris ci-dessous :

- Ligne 380.12 entre Gramme et Van Eyck : second circuit 380 kV
- Couplage du poste de Van Eyck
- 2^{ème} PST²⁵ à Zandvliet en parallèle pour l'hiver 2016-17
- Prise en compte de la marge apportée par les équipements de monitoring des lignes (Dynamic Line Rating : « Ampacimons ») où ceux-ci sont présents
- 2^{ème} ligne Doel – Zandvliet (passage de 150 kV à 380 kV)

Les différentes parades utilisées pour construire ce domaine ont été coordonnées et approuvées par les autres GRT dans le cadre de l'étude de Coreso. Il est important de noter qu'Elia n'a aucune garantie que les autres GRT accepteront ces parades dans des situations où la Belgique aura un risque de déficit structurel.

Le domaine utilisé est valable si tous les éléments réseaux sont disponibles dans la zone CWE. La défaillance d'éléments impactera le domaine et donc les échanges possibles entre les pays.

Illustration du domaine de référence pris en compte pour l'hiver 2016-17

Dans le domaine de référence, il est considéré que tous les éléments du réseau belge et des pays voisins sont disponibles. L'impact de la perte d'un élément pour une longue durée a aussi été étudié.

Le domaine flow-based (multidimensionnel) peut être visualisé par une projection sur le plan de 2 pays, voir Figure 29.

La France et la Belgique étant les deux pays où le risque de déficit structurel est le plus élevé dans la région CWE, la visualisation du domaine sur les bilans énergétiques de ces deux pays permettra d'expliquer la capacité d'importation disponible pour la Belgique.

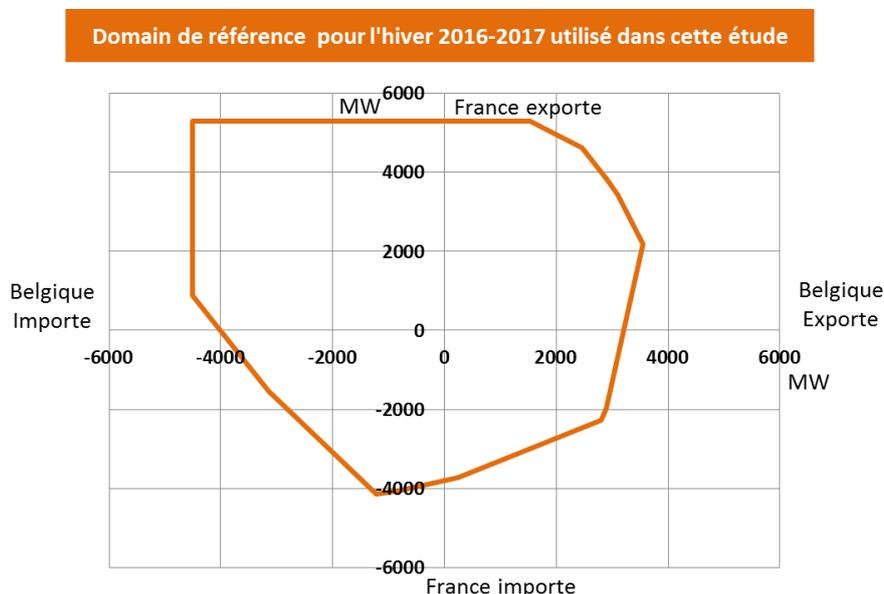


Figure 29

Le graphique de la Figure 29 montre les possibilités d'importations et exportations de la France et de la Belgique dans le domaine flow-based. Le bilan énergétique représenté sur le graphique est le bilan par rapport aux autres pays de la région CWE. Pour la Belgique cela équivaut au bilan total du pays car la Belgique n'a pas d'autres échanges en dehors de la région CWE. Pour la France, les

²⁵ PST: Phase Shifting Transformer (transformateur déphaseur)

échanges avec le Royaume-Uni, l'Italie, l'Espagne et la Suisse ne sont pas comptabilisés sur le bilan énergétique représenté.

Si la France peut exporter de l'énergie vers les autres pays de la région CWE, la Belgique pourra importer 4500 MW. Par contre, dès que la France a besoin d'imports depuis la région CWE, la capacité d'importation de la Belgique sera limitée et suivra la ligne définie dans le troisième cadran du graphique (en bas à gauche). Cette ligne montre que l'importation totale de la France et de la Belgique ensemble est limitée à environ 4800 MW en zone CWE. Cette limite est déterminée par les capacités d'importation de la Belgique depuis les Pays-Bas et de la France depuis l'Allemagne.

L'adequacy patch utilisé dans l'outil de couplage des marchés

Lorsqu'un seul pays est en déficit structurel (prix day-ahead atteignant 3000 €/MWh), la capacité d'import maximale sera attribuée à ce pays.

Lorsque deux ou plusieurs pays sont en déficit structurel simultanément, l'import alloué à chacun vise normalement la maximalisation du « welfare » global ce qui pourrait favoriser un pays par rapport à un autre. Afin d'éviter cela, l'import sera attribué au prorata du besoin de chacun des pays sur base d'une fonction quadratique comme défini dans l'algorithme du couplage de marché Euphemia.

4.4.3 Capacité commerciale fixe aux frontières pour les pays hors de la zone flow based

Modélisation

Les pays hors de la zone CWE ainsi que les interconnexions entre les pays de la zone CWE et le reste de l'Europe sont modélisés par des capacités d'échanges commerciales fixes.

Ces valeurs de capacités sont issues d'études réalisées au sein d'ENTSO-E, de contacts bi- et multilatéraux et prennent en compte les nouveaux projets d'interconnexions pour les hivers futurs.

Les NTC varient aussi de jour à jour en fonction des conditions des réseaux, de la disponibilité des lignes et d'autres éléments du réseau. Ces capacités sont mises à jour régulièrement. Dans cette étude, une seule valeur de référence est utilisée pour toute la période simulée pour une interconnexion et une direction donnée.

Les capacités historiques d'échanges se trouvent sur les sites des différents gestionnaires de réseaux et sur le site de transparence d'ENTSO-E. <https://transparency.entsoe.eu/>

Echanges avec les pays non modélisés

Aucun échange n'est considéré entre les pays non modélisés et les pays modélisés. Ceci est une hypothèse prudente car ces échanges existent et pourraient contribuer à la sécurité d'approvisionnement de la zone CWE en cas de besoin. En modélisant les premiers voisins de celle-ci, ces échanges auront peu d'impact sur la situation en Belgique.

4.4.4 Domaine flow based pour l'hiver 2017-18

Un ou plusieurs domaines flow based seront utilisés pour l'hiver 2017-18. Les renforcements prévus entre l'hiver 2016-17 et 2017-18 seront pris en compte dans le calcul du domaine flow based qui sera utilisé pour le dimensionnement du volume de la réserve stratégique.