

Analyse probabiliste relative à l'état de la sécurité d'approvisionnement du pays dans le cadre des réserves stratégiques – novembre 2014

Résumé	<p>La présente note comprend une estimation du volume de réserves stratégiques à prévoir pour les 3 années à venir établie sur la base d'une analyse probabiliste de la sécurité d'approvisionnement réalisée par le gestionnaire du réseau de transport en application de la loi Électricité.</p> <p>L'estimation de ce volume est fournie sous la forme d'une plage de valeurs. Les limites inférieure et supérieure de cette plage ont été déterminées sur la base de simulations dont les hypothèses sous-jacentes sont détaillées dans la présente note. Les simulations ont été soumises à une sensibilité supplémentaire étant donné les incertitudes quant au parc nucléaire belge pour les hivers prochains.</p> <p>Elia souhaite souligner qu'elle ne peut garantir que ces hypothèses seront réalisées. Dans la plupart des cas, il s'agit de développements qui ne dépendent pas de la compétence directe du gestionnaire du réseau.</p>
Date	14/11/2014
Statut	<input type="checkbox"/> Draft <input checked="" type="checkbox"/> Version finale

Table des matières

1 Objectif de cette note	3
2 Analyse de la sécurité d'approvisionnement.....	3
2.1 Critères LOLE	3
2.2 Variables stochastiques	4
2.3 Simulations.....	4
2.3.1 Limites inférieure et supérieure	4
2.3.2 Sensibilité concernant le parc nucléaire	5
3 Hypothèses.....	5
3.1 Généralités	5
3.2 Demande d'électricité.....	6
3.3 Moyens de production	6
3.3.1 Unités de production centralisées	7
3.3.2 Unités de production décentralisées	7
3.4 Réserves opérationnelles	8
3.5 Système modélisé	8
3.6 Capacité d'importation et arguments qualitatifs	9
4 Résultats	10
4.1 2015/2016	10
4.2 2016/2017	12
4.3 2017/2018	13
4.4 Belgique seule.....	14
5 Conclusion	14

1 Objectif de cette note

Cette note vise à estimer la sécurité d'approvisionnement pour le consommateur belge au cours des trois prochaines années (et principalement pour les hivers 2015-2016, 2016-2017 et 2017-2018) sur la base des informations les plus récentes disponibles concernant le parc de production belge et l'évolution de la demande.

Cette note donne également une estimation du volume jugé nécessaire dans le cadre des réserves stratégiques à constituer pour les années concernées. À cet égard, aucune distinction n'est faite entre capacité de réduction de la demande et capacité de production.

Cette note s'inscrit dans la mission dont Elia est investie en tant que gestionnaire du réseau de transport aux termes de l'art. 7bis de la loi du 29 avril 1999 relative à l'organisation du marché de l'électricité (« loi Électricité »).

Les conclusions de cette note sont indissociablement liées aux hypothèses de départ qui y sont mentionnées et ne peuvent donc se lire que dans ce seul cadre de référence.

2 Analyse de la sécurité d'approvisionnement

Le présent rapport contient les résultats et les hypothèses issus d'une analyse probabiliste de la sécurité d'approvisionnement. Ce modèle probabiliste calcule, pour la totalité de l'horizon temporel et pour chaque heure de l'année, la probabilité que la consommation du réseau belge ne soit pas entièrement couverte par le parc de production belge, en tenant compte de l'importation et de l'exportation. Sur cette base, un indication du besoin en volumes de réserves stratégiques est déterminé.

2.1 Critères LOLE

Ce modèle permet de calculer les indicateurs suivants pour chaque année (ou hiver) et chaque hypothèse :

- « Loss of Load Expectation (LOLE) » : le nombre d'heures par an durant lesquelles il est attendu que l'approvisionnement en énergie ne pourra pas être entièrement assuré pour une année statistiquement moyenne.
- LOLE (95) : le nombre d'heures par an durant lesquelles il est attendu que l'approvisionnement en énergie ne pourra pas être entièrement assuré pour une année exceptionnelle avec une probabilité de 1 sur 20 (percentile 95).
- « Energy not served (ENS) » : la quantité d'énergie qui ne peut pas être fournie pendant les heures de LOLE. Il existe donc une ENS (année moyenne) et une ENS (95), exprimées en GWh par année.

En fonction du résultat du calcul de LOLE, la capacité complémentaire (= les besoins en réserves stratégiques) est déterminée de manière à satisfaire aux critères LOLE spécifiés à l'art. 7bis de la loi Électricité :

- LOLE moyen \leq 3 h
- LOLE P95 \leq 20 h

Pour le calcul de la capacité complémentaire, celle-ci est considérée comme présente à 100 %¹, aucune distinction n'étant faite entre capacité de réduction de la demande et capacité de production. Cette scission pourra être opérée plus tard en fonction des besoins.

La totalité des besoins en réserves stratégiques est déterminée dans ce rapport, et ce, indépendamment du fait qu'une partie² est déjà contractée.

2.2 Variables stochastiques

Le modèle de calcul utilise comme principales variables stochastiques la variable de la disponibilité des moyens de production en raison de pannes et d'incidents, parallèlement aux travaux de maintenance planifiés, sur la base de données historiques. Toutefois, ces variables stochastiques s'appliquent uniquement aux unités de production centralisées (voir paragraphe 3.3.1), alors que les unités de production décentralisées (voir paragraphe 3.3.2) sont prises en compte dans les calculs au moyen de profils historiques.

Vu les changements apportés au schéma de maintenance de ces dernières années, à savoir moins d'entretiens en hiver, les chiffres ont été calculés sur base d'un nombre d'années limité afin de refléter ces modifications. Sur base de ces chiffres, seule une petite partie des entretiens sera encore prévue en hiver. Elia juge également ce scénario réaliste pour les prochaines années.

Afin de tenir compte des variables climatiques, différentes séries temporelles ont été utilisées pour évaluer la force du vent, l'ensoleillement et la température (voir paragraphe 3.2 et 3.3.2).

Un grand nombre de situations possibles pour les prochaines années ont été établies et prises en compte en combinant les variables stochastiques.

2.3 Simulations

Les simulations portent sur les 3 années (hivers) à venir. Étant donné les incertitudes concernant les unités de production nucléaire pour cette année, différentes sensibilités sont prises en compte. Une limite inférieure et une limite supérieure sont calculées pour chaque année et chaque sensibilité.

2.3.1 Limites inférieure et supérieure

Les résultats des simulations présentés dans les paragraphes suivants sont des résultats pour lesquels :

- aucun entretien n'est prévu sur les unités de production centralisées ;
- une capacité d'importation simultanée de 3 500 MW est envisagée.

Si ces conditions ne sont pas remplies, les besoins en réserves stratégiques augmentent.

En cas de limitation de la capacité d'importation à 2 700 MW, un volume supplémentaire de réserves stratégiques d'environ 800 MW sera nécessaire. Cette limitation de la capacité d'importation sera expliquée au paragraphe 3.6. Elle conduirait à la limite inférieure recommandée par Elia.

Ces dernières années, des entretiens limités ont été effectués sur les unités de production centralisées durant l'hiver (voir paragraphe 2.2). Pour couvrir ces entretiens, il est nécessaire qu'un volume supplémentaire de réserves stratégiques d'environ 200 MW pour le parc de production soit disponible pour les hivers prochains (voir paragraphe 3.3.1). Ceci conduirait à la limite supérieure recommandée par Elia.

¹ L'hypothèse d'une disponibilité à 100 % des unités de la réserve stratégique est importante, surtout pour de grands volumes et étant donné que le froid (à savoir lorsque les besoins en réserves stratégiques sont les plus élevés) peut provoquer des problèmes de démarrage dans les unités plus anciennes.

² Pour les hivers 2015-2016 et 2016-2017, 750 MW sont déjà contractés.

2.3.2 Sensibilité concernant le parc nucléaire

En raison de plusieurs événements imprévus, Elia a effectué des simulations supplémentaires après la publication du rapport « Analyse du volume dans le cadre des réserves stratégiques – mars 2014³ » afin de présenter l'impact de la fermeture de Doel 3 et de Tihange 2 dans un premier temps, et de Doel 4 dans un second temps.

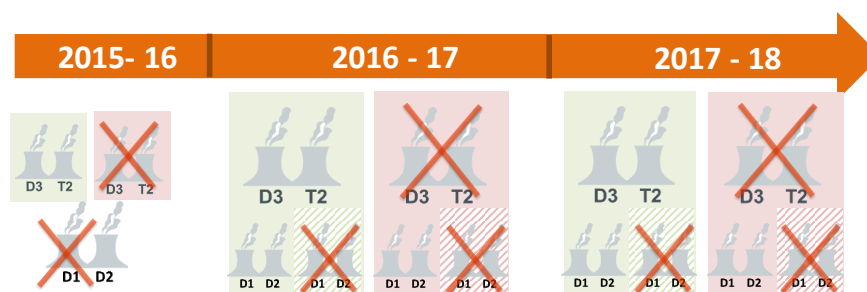
Ces événements imprévus suscitent encore aujourd'hui bien des incertitudes concernant la fermeture définitive des unités nucléaires Doel 1 et 2 (calendrier de sortie fixé par la loi par rapport à la formulation dans l'accord de gouvernement) et le redémarrage ou non de Doel 3 et Tihange 2.

Vu ces incertitudes, le présent rapport comprend une analyse de sensibilité concernant ces unités nucléaires. L'illustration ci-dessous indique les différentes situations possibles, établies sur la base d'informations fournies par les collaborateurs de la DG Énergie et en concertation avec elle.

Doel 1 ne devrait pas être disponible pour l'hiver 2015-2016 étant donné que le combustible supplémentaire ne pourra pas être reçu à temps. Doel 2 sera probablement en service durant tout l'hiver (report de la date de fermeture fixée par la loi). La disponibilité ou non de Doel 3 et Tihange 2 est considérée comme une donnée sensible.

Pour les hivers 2016-2017 et 2017-2018, la disponibilité de Doel 3 et Tihange 2, mais aussi de Doel 1 et 2, sera prise en compte comme donnée sensible.

Pour les simulations dans lesquelles les unités nucléaires sont jugées disponibles, elles le sont pour l'intégralité de l'hiver. D'éventuels rechargements nucléaires pendant l'hiver n'entrent pas en ligne de compte.



3 Hypothèses

3.1 Généralités

L'analyse se concentre sur les trois années à venir. Afin de pouvoir embrasser un hiver complet, les mois d'octobre Y à septembre Y+1 inclus sont pris en compte pour l'analyse de l'année Y. Dans la détermination du volume de réserves stratégiques, on ne considère cependant que la seule période hivernale (de novembre Y à mars Y+1 inclus).

Conformément à l'art. 7bis de la loi Électricité, Elia a reçu avant le 15 octobre des données de la Direction générale Énergie du SPF Économie aux fins de l'analyse. Une concertation a eu lieu en ce qui concerne les hypothèses relatives à la demande d'électricité et aux moyens de production. Les informations fournies par le SPF Économie sont reprises dans ce rapport et incluses dans les analyses.

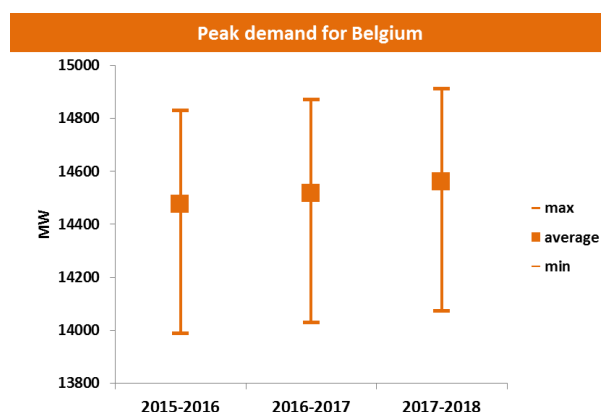
³ http://economie.fgov.be/fr/binaries/Avis_ELIA_reserve%20_strategique_electricite_2014-2017_tcm326-245765.pdf

3.2 Demande électrique

Le rapport « Le paysage énergétique belge : perspectives et défis à l'horizon 2050⁴ » publié par le Bureau fédéral du Plan en octobre 2014 contient différents scénarios d'évolution de la demande. Pour cette analyse, il a été choisi de prendre en compte le taux de croissance du scénario le plus optimiste (variante avec PIB élevé). La croissance annuelle moyenne par rapport à l'année 2010 représente 0,31 % et est appliquée à un profil normalisé de la consommation totale d'énergie en Belgique⁵.

L'analyse fait appel à plusieurs séries temporelles afin de capter la sensibilité de la charge à la température. Pour ce faire, des données de température historiques (14 ans) ont été achetées dans le cadre d'ENTSO-E. La sensibilité de la demande à la température est estimée à 110 MW/°C. L'application des différentes séries temporelles pour la température a abouti à différentes séries temporelles pour la demande d'électricité.

L'application de la croissance de 0,31 % permet d'obtenir une moyenne de 91,8 TWh, 92,1 TWh et 92,4 TWh d'énergie appelée, respectivement pour 2015, 2016 et 2017. L'illustration ci-dessous donne un aperçu par an de la pointe de demande minimale, maximale et moyenne observée en Belgique dans les différentes séries temporelles pour l'énergie appelée.



En comparaison avec le rapport de mars 2014, l'hypothèse d'une croissance d'1 % est ramenée à 0,31 % étant donné les nouvelles perspectives du Bureau fédéral du Plan pour la Belgique. En outre, plusieurs séries temporelles sont envisagées pour l'énergie demandée afin d'obtenir le plus large éventail possible d'hypothèses pour les prochains hivers.

Étant donné que les séries temporelles pour la consommation totale d'énergie en Belgique sont basées sur des données historiques, les éventuelles réactions du marché en cas d'appel des autorités à une limitation de la consommation ne sont pas prises en compte, de même que les récentes modifications apportées aux prix de déséquilibre. L'avenir nous dira quel en sera l'impact.

3.3 Moyens de production

Dans le modèle de calcul, une distinction est opérée entre les moyens de production centralisés et décentralisés. Les unités de production décentralisées (éolien, solaire, biomasse, hydraulique) sont intégrées à l'analyse sur la base de profils indiquant leur disponibilité par le passé,

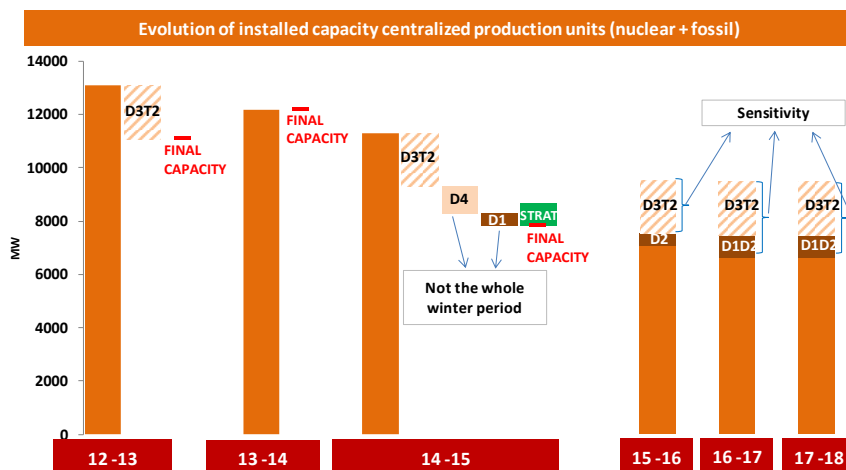
⁴ http://www.plan.be/admin/uploaded/201410171035340.For_Energy_2014_10736_F.pdf

⁵ Au premier abord, cela pourrait paraître contredire les récentes statistiques qui montrent des baisses de l'« Elia grid load » (charge du réseau Elia). Toutefois, cette « Elia grid load » s'applique après déduction des injections d'énergie photovoltaïque et éolienne dans les réseaux de distribution et n'est pas représentative, à cet égard, de la consommation d'énergie totale. Or, cette dernière s'avère déterminante pour la sécurité d'approvisionnement.

contrairement aux unités de production centralisées, dont c'est la puissance nominale maximale installée (Pmax) qui est prise en compte.

3.3.1 Unités de production centralisées

Le graphique ci-dessous donne un aperçu agrégé de la prévision de puissance installée des unités de production centralisées (énergie fossile + nucléaire) pour les trois prochains hivers, sur la base des informations collectées auprès des producteurs par le SPF Économie (octobre 2014) et transmises à Elia. Il va de soi qu'Elia et le SPF ne peuvent garantir la réalisation de cette hypothèse dans la pratique.



La puissance installée pour les hivers 2012-2013, 2013-2014 et 2014-2015 a été ajoutée à titre de point de comparaison. La fermeture (temporaire ou définitive) d'unités de production centralisées (uniquement des unités nucléaires) pour un total de 1 328 MW est annoncée entre l'hiver 2014-2015 et l'hiver 2015-2016, ce qui correspond à 15 % de la capacité disponible provenant des unités de production centralisées. Entre les hivers 2015-2016 et 2016-2017, 470 M seront encore ajoutés, à savoir 5 % supplémentaires. À cela s'ajoutent les incertitudes concernant la disponibilité des unités nucléaires de Doel 1, 2 et 3 et de Tihange 2, voir paragraphe 2.3.2.

Aucune nouvelle unité de production centralisée ne sera mise en service durant les 3 prochains hivers.

La puissance installée des centrales hydroélectriques (1 308 MW) n'est pas incluse dans le graphique ci-dessus, mais elle est prise en compte dans les calculs au moyen d'une optimisation du modèle (consommation la nuit en vue de remplir les bassins, de manière à pouvoir faire face à des pointes de consommation d'électricité durant la journée).

3.3.2 Unités de production décentralisées

Pour les puissances installées, il est supposé que le développement des unités de production décentralisées se poursuivra conformément aux objectifs 20/20/20 pour 2020, comme présumé également dans le Plan de développement fédéral d'Elia. En ce qui concerne le développement par catégorie, les perspectives régionales sont retenues comme hypothèse.

Dans les simulations, les unités de production décentralisées sont modélisées au moyen de profils :

- Éolien et solaire : des données historiques portant sur 14 ans ont été achetées dans le cadre d'ENTSO-E.
- Cogénération (gaz + biomasse) : un profil est déterminé pour cette catégorie sur la base de mesures disponibles (données historiques).

- Hydraulique : un profil est déterminé pour cette catégorie sur la base de mesures disponibles (données historiques).

3.4 Réserves opérationnelles

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 primaires, secondaires et tertiaires) pour garantir la sécurité, la fiabilité et l'efficacité du réseau électrique. Comme ces réserves doivent pouvoir être activées indépendamment des réserves stratégiques pour compenser des déséquilibres individuels causés par les différents responsables d'accès (p. ex. la perte occasionnelle d'une unité de production, des erreurs de prévision de la charge ou de la capacité décentralisée), la capacité en réserves primaires, secondaires et tertiaires (la partie comprenant les unités thermiques) est considérée comme hors marché dans la présente analyse.

3.5 Système modélisé

La Belgique n'est pas le seul pays à être modélisé en détail ; les pays limitrophes sont aussi repris dans le modèle (voir graphique ci-dessous). Cet aspect est très important étant donné la grande dépendance de la Belgique par rapport à ces pays pour la sécurité d'approvisionnement, voir paragraphe 4.4.



Différentes sources ont été consultées afin de récolter les données concernant les pays limitrophes. Les principales sources sont les suivantes :

- PLEF : une étude relative à la sécurité d'approvisionnement au niveau régional est en cours dans le cadre du Forum pentalatéral de l'énergie (BE, NL, DE, FR, LU, CH, AT). Des données détaillées sur les 7 pays ont été collectées pour cette étude.
- ENTSO-E : différentes collectes de données sont organisées dans le cadre d'ENTSO-E, entre autres pour le SO&AF⁶. Des séries temporelles corrélées sont également disponibles pour la force du vent, l'ensoleillement et la température pour les différents pays.

⁶ Scenario Outlook and Adequacy Forecast : <https://www.entsoe.eu/news-events/announcements-archive/Pages/News/Scenario-Outlook-Adequacy-Forecast-2014-2030.aspx>

- Rapports d'adéquation des pays limitrophes : la France et les Pays-Bas ont publié en 2014 un rapport concernant la sécurité d'approvisionnement. Les résultats de la présente analyse concordent avec ces publications.
- Contacts bilatéraux : étant donné l'interconnexion qui existe avec la France et les Pays-Bas, les données pour les deux pays ont été établies de manière bilatérale.

Il faut souligner à ce propos que les échanges réels d'énergie entre les différents pays sont déterminés par les acteurs du marché.

3.6 Capacité d'importation et arguments qualitatifs

Le rapport remis en mars 2014 supposait une capacité d'importation de 3 500 MW, valable dans des conditions d'exploitation normales du réseau. Pour cette nouvelle analyse de la sécurité d'approvisionnement, Elia recommande de limiter la capacité d'importation à 2 700 MW.

Dans sa publication semestrielle intitulée « Rapport sur l'avancement du développement de la capacité d'interconnexion et de la gestion de la demande⁷ », Elia prévoit la mise en œuvre d'un projet à la frontière nord pour l'hiver 2016-2017. Dans certaines circonstances d'exploitation, en fonction de la situation de production en Belgique et de la direction des flux d'énergie internationaux, ce projet pourra générer une hausse de capacité d'environ 1 000 MW à la frontière nord.

À l'heure actuelle, 3 500 MW sont, dans la mesure du possible, mis à disposition sur le marché en hiver et pourraient, après l'investissement susmentionné, atteindre les 4 500 MW en cas de répartition favorable des flux internationaux et de disponibilité totale du réseau belge.

Il convient cependant de souligner que la capacité d'importation dépend à tout moment de la capacité de transport disponible dans les réseaux des pays voisins ainsi que de l'influence des importations et exportations entre ces pays et leurs pays voisins respectifs⁸ (vu le maillage important des réseaux de transport des pays CWE). L'impact de ces facteurs dépend du cadre réglementaire international (ACER et les régulateurs nationaux concernés, conjointement avec les gestionnaires de réseau des pays voisins).

De ce fait, l'augmentation mentionnée ne peut être garantie en cas de problèmes de sécurité d'approvisionnement en Belgique. Qui plus est, étant donné la constatation de modifications structurelles dans les flux d'énergie durant les pointes hivernales dans le réseau CWE, il est recommandé de limiter la capacité d'importation à 2 700 MW dans l'analyse de la sécurité d'approvisionnement. Plusieurs études indiquent (et ces résultats sont confirmés par une tendance dans les observations effectuées pendant les hivers précédents) que les pics hivernaux vont de pair avec une augmentation considérable des flux nord-sud au niveau CWE. Ces flux peuvent être de nature à nécessiter l'application de réductions coordonnées sur la capacité d'échange commercial entre les pays CWE afin d'éviter des surcharges inacceptables sur certains éléments du réseau.

Ce problème potentiel se pose principalement à la frontière nord belge et pourrait être de taille à l'hiver 2015-2016. Toutefois, la mise en service attendue d'un quatrième transformateur déphaseur à Zandvliet et d'une nouvelle liaison 380 kV Zandvliet-Doel devrait atténuer ce problème à partir de l'hiver 2016-2017.

D'autre part, les risques du marché relatifs à la possibilité d'achat d'énergie devraient augmenter avec la fermeture de centrales dans les pays limitrophes. Dans ce cadre, Elia a constaté durant la vague de froid en

⁷ http://www.elia.be/~media/files/Elia/publications-2/Rapports/Rapport_avancement_developpement_capacite%20_interconnexion_et_gestion%20_deman_de_FR.pdf

⁸ Dans les simulations réalisées pour la présente note, la Belgique et les pays voisins sont simulés sous la forme d'une plaque de cuivre.

février 2012 qu'il n'y avait pas d'énergie disponible sur le marché CWE en day-ahead (BE, DE, FR, NL) certains jours lors des heures de pointe, étant donné que plusieurs pays faisaient appel aux réserves opérationnelles des services auxiliaires, des réserves qui ne peuvent normalement pas entrer en ligne de compte pour les transactions commerciales. Pour les pays voisins, Elia a retenu une hypothèse concernant les unités de production et la demande disponibles sur la base des informations disponibles (voir paragraphe 3.5). Il va de soi qu'Elia ne peut garantir la réalisation de cette hypothèse dans la pratique.

En conclusion, il est recommandé, concernant la capacité d'importation, de prévoir une réserve stratégique plus élevée de 800 MW par rapport à celle calculée avec une disponibilité d'imports continus de 3 500 MW lors de la pointe hivernale.

Pour ce faire, les 800 MW supplémentaires seront repris dans la limite inférieure préconisée par Elia.

D'autres arguments qualitatifs renforcent l'importance d'un volume plus élevé de réserves stratégiques :

1. L'analyse probabiliste envisage la variable stochastique de disponibilité des moyens de production en raison de pannes et d'incidents. Des indisponibilités extrêmes et prolongées d'unités ne sont pas intégrées dans les simulations. Celles-ci se contentent de considérer de brèves indisponibilités dues à des incidents et pannes.
2. Les simulations réalisées pour la Belgique isolée font clairement apparaître que celle-ci est très dépendante des pays voisins pour la sécurité d'approvisionnement et pas uniquement lors des pointes de consommation. Les chiffres concernant la Belgique isolée sont mentionnés au paragraphe 4.4. Dès lors, la Belgique est également très tributaire des programmes de fermeture prévus dans les pays voisins et de la disponibilité du réseau à l'étranger, tel que détaillé ci-dessus.

4 Résultats

4.1 2015/2016

Volume for 2015-2016 without maintenance in winter



Tant les chiffres moyens que les chiffres P95 des calculs, indiquent que l'année 2015-2016 doit s'accompagner de mesures de réduction de la demande et/ou d'une capacité de production complémentaires. La capacité supplémentaire nécessaire pour ramener ces chiffres sous les limites de 3 heures pour le LOLE moyen et de 20 heures pour le LOLE P95 est de 700 MW si Doel 3 et Tihange 2 sont disponibles et s'élève à 2 700 MW si ce

n'est pas le cas. Étant donné que nous ne pouvons plus compter, lors des périodes de consommation critiques en hiver, sur la capacité totale d'importation de 3 500 MW (voir paragraphe 3.6), les besoins en réserves stratégiques augmentent pour atteindre respectivement 1 500 MW et 3 500 MW.

Tenant compte de la maintenance limitée en hiver, un besoin supplémentaire de 200 MW de réserves stratégiques vient s'ajouter.

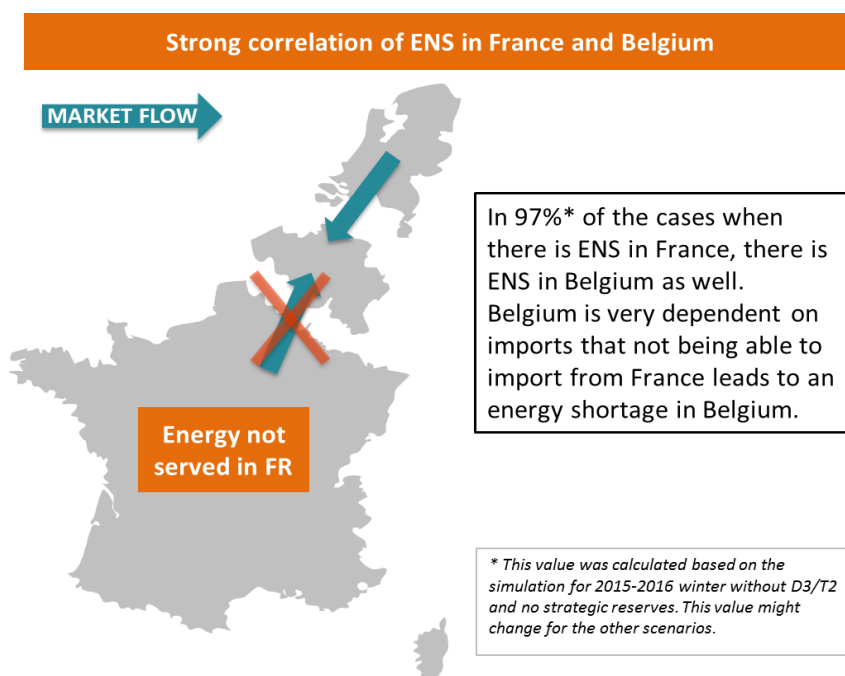
Le rapport remis en mars 2014 prévoit des besoins en réserves stratégiques à hauteur de 1 200 MW pour une année 2015-2016 sans entretien en hiver et avec une capacité d'importation de 3 500 MW. La différence avec les nouveaux calculs s'explique par une différence dans les hypothèses de base :

- La puissance installée des unités de production centralisées est similaire dans les deux simulations, mais pour la simulation effectuée en mars, des unités de production à hauteur de 900 MW étaient indisponibles pendant tout l'hiver. L'hypothèse selon laquelle ces unités seront disponibles pendant tout l'hiver réduit les besoins en réserves stratégiques.
- L'adaptation de 1 % à 0,31 % de l'hypothèse concernant la croissance de la demande totale d'énergie entraîne une légère baisse des besoins en réserves stratégiques.

Si les hypothèses envisagées se réalisent, Elia recommande pour l'hiver 2015-2016, sur la base des calculs et arguments présentés ci-dessus, une plage de réserves stratégiques de :

- [1 500-1 700 MW] si Doel 3 et Tihange 2 sont disponibles ;
- [3 500-3 700 MW] si Doel 3 et Tihange 2 ne sont pas disponibles.

Le graphique ci-dessous illustre, pour la même simulation, où Doel3 et Tihange 2 ne seront pas disponibles, la dépendance aux imports depuis de la France. Dans 97 % des cas, lorsqu'une pénurie en énergie est constatée en France, la Belgique est également en pénurie. Étant donné la grande dépendance de la Belgique aux importations, la Belgique sera confrontée à une pénurie en énergie s'il ne sera pas possible d'acheter celle-ci sur le marché français. Autrement dit, la situation en Belgique sera à l'avenir étroitement liée à la situation en France.



4.2 2016/2017

Volume for 2016-2017 without maintenance in winter



Tant les chiffres moyens que les chiffres P95 des calculs, indiquent que l'année 2016-2017 doit s'accompagner de mesures de réduction de la demande et/ou d'une capacité de production complémentaires. La capacité supplémentaire nécessaire pour ramener ces chiffres sous les limites de 3 heures pour le LOLE moyen et de 20 heures pour le LOLE P95 s'élève à 400 MW si Doel 1, 2, 3 et Tihange 2 sont tous disponibles et à 3 200 MW si ces unités nucléaires ne sont pas disponibles. Étant donné que nous ne pouvons plus compter, lors des périodes de consommation critiques en hiver, sur la capacité totale d'importation de 3 500 MW (voir paragraphe 3.6), les besoins en réserves stratégiques augmentent pour atteindre respectivement 1 200 MW et 4 000 MW.

Tenant compte de la maintenance limitée en hiver, un besoin supplémentaire de 200 MW de réserves stratégiques vient s'ajouter.

La baisse des besoins en réserves stratégiques si toutes les unités nucléaires sont disponibles par rapport aux simulations pour 2015-2016 (avec Doel 3 et Tihange 2, ainsi qu'une capacité d'importation de 3 500 MW) s'explique par une modification des hypothèses de base :

- La mise en œuvre d'un projet à la frontière nord est prévue pour l'hiver 2016-2017 (voir paragraphe 3.6). La hausse de capacité à la frontière nord (qui maintiendra la capacité d'importation simultanée) entraînera une baisse des besoins en réserves stratégiques. Actuellement, un flux nord-sud considérable est attendu étant donné la forte corrélation des problèmes de sécurité d'approvisionnement en Belgique et en France. Grâce au projet à la frontière nord, la Belgique pourra importer davantage à partir du nord dans la plupart des situations du réseau (si l'énergie est disponible sur le marché).
- La puissance installée des unités de production centralisées est similaire dans les deux simulations. Dans les simulations pour 2016-2017, plusieurs unités dont la variable stochastique « disponibilité des moyens de production en raison de pannes et d'incidents » est élevée sont remplacées par une unité dont la disponibilité est 5 fois plus grande, ce qui réduit les besoins en réserves stratégiques.
- En raison de la croissance limitée de la demande énergétique totale, la hausse des moyens de production décentralisés engendre une diminution des besoins en réserves stratégiques.

Si les hypothèses envisagées se réalisent, Elia recommande pour l'hiver 2016-2017, sur la base des calculs et arguments présentés ci-dessus, une plage de réserves stratégiques de :

- [1 200-1 400 MW] si Doel 1, 2, 3 et Tihange 2 sont disponibles ;
- [2 000-2 200 MW] si Doel 1 et 2 sont disponibles et que Doel 3 et Tihange 2 ne sont pas disponibles ;
- [3 200-3 400 MW] si Doel 1 et 2 ne sont pas disponibles, mais que Doel 3 et Tihange 2 sont disponibles ;
- [4 000-4 200 MW] si Doel 1, 2, 3 et Tihange 2 ne sont pas disponibles.

4.3 2017/2018

Volume for 2017-2018 without maintenance in winter



Tant les chiffres moyens que les chiffres P95 des calculs indiquent que l'année 2017-2018 doit s'accompagner de mesures de réduction de la demande et/ou d'une capacité de production complémentaires. La capacité supplémentaire nécessaire pour ramener ces chiffres sous les limites de 3 heures pour le LOLE moyen et de 20 heures pour le LOLE P95 s'élève à 300 MW si Doel 1, 2, 3 et Tihange 2 sont tous disponibles et à 3100 MW si ces unités nucléaires ne sont pas disponibles. Étant donné que nous ne pouvons plus compter, lors des périodes de consommation critiques en hiver, sur la capacité totale d'importation de 3 500 MW (voir paragraphe 3.6), les besoins en réserves stratégiques augmentent pour atteindre respectivement 1 100 MW et 3 900 MW.

Tenant compte de la maintenance limitée en hiver, un besoin supplémentaire de 200 MW de réserves stratégiques vient s'ajouter.

La baisse des besoins en réserves stratégiques (100 MW) par rapport aux simulations pour 2016-2017 peut s'expliquer par l'hypothèse de base suivante :

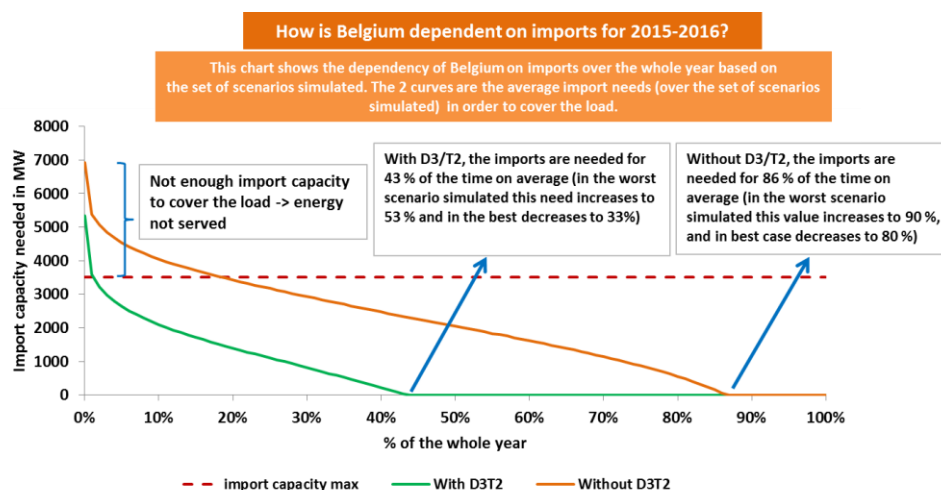
- En raison de la croissance limitée de la demande énergétique totale, la hausse des moyens de production décentralisés engendre une diminution des besoins en réserves stratégiques. Il faut s'attendre pour 2017-2018 à une augmentation considérable de la puissance installée des projets éoliens onshore et offshore (près de 1 000 MW), ce qui démontre que la production décentralisée contribue à la réduction des besoins en réserves stratégiques, mais dans des proportions limitées.

Si les hypothèses envisagées se réalisent, Elia recommande pour l'hiver 2017-2018, sur la base des calculs et arguments présentés ci-dessus, une plage de réserves stratégiques de :

- [1 100-1 300 MW] si Doel 1, 2, 3 et Tihange 2 sont disponibles ;
- [1 900-2 100 MW] si Doel 1 et 2 sont disponibles et que Doel 3 et Tihange 2 ne sont pas disponibles ;
- [3 100-3 300 MW] si Doel 1 et 2 ne sont pas disponibles, mais que Doel 3 et Tihange 2 sont disponibles ;
- [3 900-4 100 MW] si Doel 1, 2, 3 et Tihange 2 ne sont pas disponibles.

4.4 Belgique isolée

Le graphique ci-dessous montre pour l'année 2015-2016 (octobre 2015 – septembre 2016) à quel point la Belgique dépend des importations des pays limitrophes pour assurer sa sécurité d'approvisionnement. La Belgique dépend des importations en moyenne 43 % du temps lorsque Doel 3 et Tihange 2 sont disponibles et 86 % du temps en cas d'indisponibilité de Doel 3 et Tihange 2. Le graphique montre en outre qu'il n'est pas toujours possible d'importer suffisamment pour couvrir la totalité de la demande énergétique en Belgique.

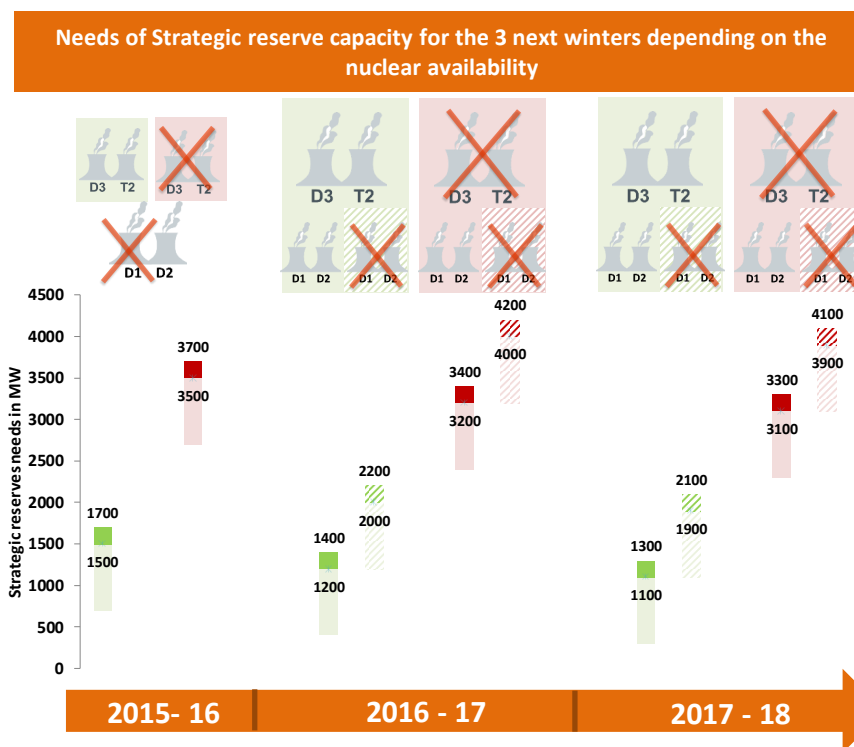


5 Conclusion

Les calculs pour les trois périodes hivernales à venir et les différentes sensibilités concernant le parc nucléaire indiquent qu'aucune des simulations ne répond aux critères LOLE en situation normale (LOLE < 3h) et exceptionnelle (LOLE < 20h).

L'illustration ci-dessous donne un aperçu des volumes de réserves stratégiques nécessaires en plus des unités de production disponibles sur le marché belge (et en tenant compte des possibilités d'importation/d'exportation) pour 2015/2016, 2016/2017 et 2017/2018 afin de pouvoir répondre à nouveau aux critères LOLE fixés par la loi Électricité. Le calcul de ces volumes a été effectué sans prendre en considération la possibilité de trouver effectivement ces volumes sur le marché belge. La limite inférieure correspond aux simulations envisageant la limitation de la capacité d'importation à 2 700 MW, étant donné que nous ne pouvons plus compter, lors des périodes de consommation critiques en hiver, sur la capacité totale d'importation de 3 500 MW (voir paragraphe 3.6). La limite

supérieure correspond aux simulations prévoyant une maintenance limitée en hiver.



D'après les résultats de l'enquête sur le potentiel de flexibilité de la demande menée en 2013, celle-ci n'égalera pas le volume d'une unité TGV pour les prochains hivers, parce qu'il s'est avéré qu'une grande partie de la puissance industrielle flexible disponible participe déjà d'une manière ou d'une autre à la gestion de la demande. Toutefois, Elia continuera à évaluer et à développer la participation de la demande aux réserves stratégiques durant les années à venir, et ce, en étroite collaboration avec les acteurs concernés. Pour l'hiver 2015-2016, une analyse de la flexibilité que les réseaux de distribution peuvent proposer sera effectuée au moyen de groupes de travail spécifiques en collaboration avec les gestionnaires de réseau de distribution.

Vu la nécessité de disposer d'un volume important pour 2015/2016, 2016/2017 et 2017/2018, il est indispensable d'avoir des réserves stratégiques d'un volume au moins comparable à celui de plusieurs grandes unités, en combinaison avec des produits limitant la demande et/ou des unités de plus petite taille, et *a fortiori* au volume de toutes les autres unités dont la fermeture serait annoncée. À cet égard, il convient de faire remarquer que la capacité supplémentaire est une capacité qui est considérée comme présente à 100 %. Il s'agit d'un aspect important de l'hypothèse, surtout en ce qui concerne les grands volumes.

Elia a déterminé les besoins en réserves stratégiques conformément à la loi. On peut néanmoins se demander si le produit « réserves stratégiques », qui confie au gestionnaire de réseau la responsabilité de l'activation de cette capacité, constitue le meilleur moyen de garantir la sécurité d'approvisionnement, en particulier étant donné que les résultats indiquent un volume et un nombre d'heures de fonctionnement potentiel considérables.

Enfin, Elia souhaite insister sur le fait que les conclusions de cette note sont indissociablement liées aux hypothèses de départ qui y sont mentionnées. Elia ne peut garantir que ces hypothèses seront réalisées. Dans la plupart des cas, il s'agit de développements qui ne dépendent pas de la compétence directe du gestionnaire du réseau.