Réserve Stratégique

[Avis de la DG Energie quant à la détermination du besoin de réserve stratégique pour la période hivernale 2020-2021]

SOMMAIRE

I. INTRODUCTION **2**

II. RESUME DU RAPPORT DE L'ANALYSE PROBABILISTE D'ELIA POUR LA PERIODE HIVERNALE 2020-2021 ..... **3**

1. LE SCENARIO DE BASE 3
2. LA SENSIBILITE ETUDIEE : LE SCENARIO HILO 4
3. LES RESULTATS POUR LA PERIODE HIVERNALE 2020-2021 5
4. RECOMMANDATIONS DU GRT 6

III. ANALYSE DE LA DG ENERGIE POUR LA PERIODE HIVERNALE 2020-2021 ..... **6**

1. VALIDATION DE LA METHODOLOGIE ET DES HYPOTHESES DE TRAVAIL PROPOSEES PAR ELIA 6
2. ANALYSE DE LA DG ENERGIE 6

2.1 Outil de modélisation : Supergrid *6*

2.2 Hypothèses *7*

2.3 Analyse des résultats *9*

2.4 Comparaison des deux modèles *13*

2.5 Pistes d'amélioration *14*

IV. AVIS ET RECOMMANDATION DE LA DIRECTION GENERALE DE L'ENERGIE POUR LA PERIODE HIVERNALE 2020-2021 ..... **15**

I. Introduction

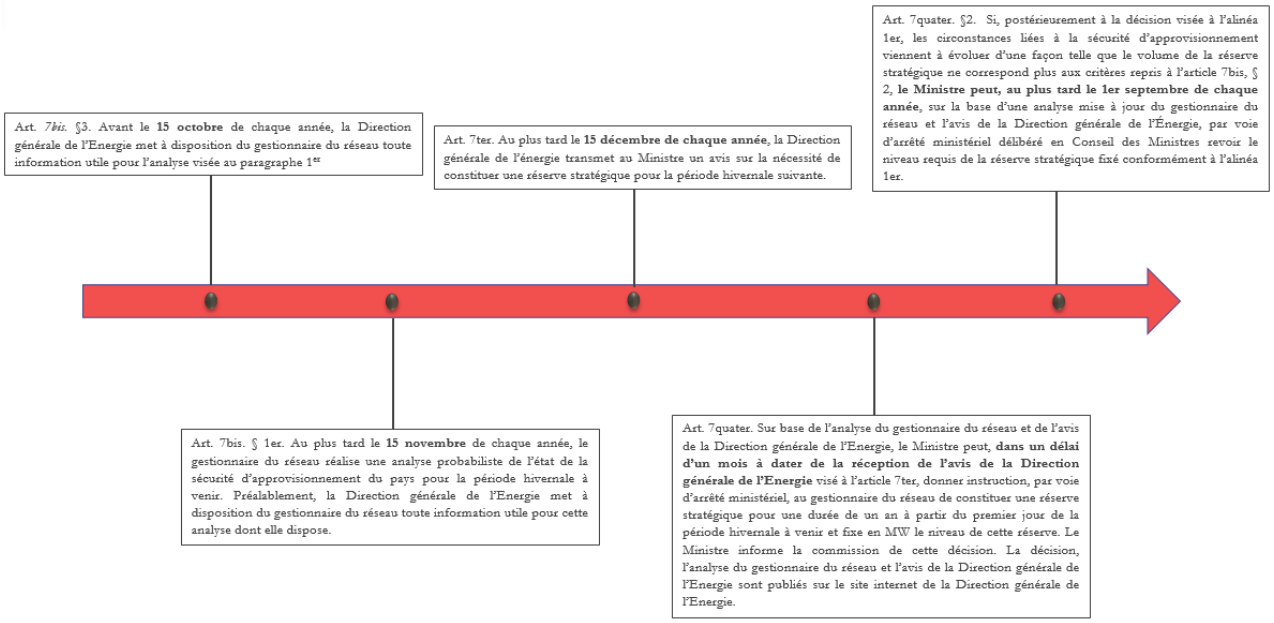
Le présent avis a été établi par la Direction générale de l'Energie en application de l'article 6 § 2 de la loi du 26 mars 2014 et des articles 7bis et 7ter de la loi du 29 avril 1999 relative à l'organisation du marché de l'électricité (« loi électricité »).

La loi du 26 mars 2014 a introduit dans la loi sur l'organisation du marché de l'électricité, la possibilité pour le Ministre ayant l'énergie dans ses compétences de charger le gestionnaire de réseau de transport, Elia, de constituer pour une période donnée une réserve dite « stratégique » pouvant être activée en Belgique en cas de risque de pénurie d'électricité durant la période hivernale.

Afin d'assurer la sécurité d'approvisionnement, les unités qui font l'objet d'une notification de mise à l'arrêt temporaire ou définitive et les unités qui sont effectivement sous cocon (c'est-à-dire en arrêt temporaire) sont obligées de participer à la procédure de constitution de la réserve stratégique. Les offres de gestion de la demande, qui permettent d'aider le système électrique à surmonter les pics de consommation en les réduisant et contribuent ainsi à garantir la sécurité d'approvisionnement, sont autorisées à participer à la réserve stratégique.

Concrètement, selon l'article 7ter de la loi électricité, la Direction générale de l'Energie 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, exprimé en MW.

<u>Ce que prévoit la loi :</u>



II. Résumé du rapport de l'analyse probabiliste d'Elia pour la période hivernale 2020-2021

Le rapport d'analyse probabiliste du gestionnaire de réseau de transport, Elia, a été adressé le 15/11/2019 à la Ministre de l'Energie Marie Christine Marghem ainsi qu'à la Direction générale de l'Energie du SPF Economie. Le rapport analyse la situation de l'hiver 2020- 2021 ainsi que les hivers 2021-2022 et 2022-2023.

Après une présentation en task force « Implementation Strategic Reserve » organisée par Elia le 02/12/19, le rapport a ensuite été publié sur le site[1] du gestionnaire de réseau de transport.

La méthodologie suivie par le gestionnaire du réseau de transport pour la réalisation de son analyse probabiliste est explicitée en détails dans son rapport afin de rendre la détermination du volume de réserve stratégique requis plus transparente. Il est à noter que deux consultations publiques ont par ailleurs été réalisées par le GRT en 2019 pour l'exercice 2020-2021 : l'une sur la méthodologie[2] à poursuivre et l'autre sur les hypothèses et données[3] à utiliser.

1. Le scénario de base

Le scénario de base établi en concertation avec la DG Energie lors de l'été 2019 et intégrant des remarques méthodologiques issues de la consultation réalisée par le GRT, repose sur des hypothèses et des données explicitées ci-après.

A. Du côté de l'offre, lors de la période hivernale 2020-2021, il est à considérer que :

a. 176 MW de turbojets et 4806,6 MW de centrales au gaz (CCGT/OCGT/CL) sont considérés en fonctionnement durant tout l'hiver ;

b. les indisponibilités du parc nucléaire mentionnés sur la Transparency Platform de l'exploitant au 15 octobre 2019 ont été prises en compte. En plus de ces indisponibilités planifiées, un taux annuel d'indisponibilités non planifiées de 3,7% a été appliqué ;

c. le potentiel éolien onshore installé annuellement d'ici 2020 (+140 MW/an en moyenne) ressort d'une consultation des Régions par la DG Energie[4] et résulte en un potentiel de 2608 MW au 01/10/2019 ;

d. le potentiel éolien offshore installé annuellement d'ici fin 2020 ressort des dernières informations disponibles auprès de la DG Energie et du GRT et résulte en un potentiel de 2253 MW au 01/10/2019;

e. le potentiel solaire photovoltaïque installé annuellement d'ici 2020 (+425 MW/an en moyenne) ressort d'une consultation des Régions par la DG Energie[5] et résulte en un potentiel de 4965 MW au 01/10/2019 ;

f. le parc hydroélectrique au fil de l'eau installé fin 2020 sera de 171 MW et celui du pompage-turbinage sera de 1.308 MW ;

g. les potentiels de capacités d'incinération de déchets installés sont des données issues d'une base de donnée d'Elia. Conformément aux informations détenues par la DG Energie, Elia ne prévoit pas de changement majeur dans ces capacités ;

h. le potentiel de biomasse est déterminé sur base des informations contenues dans la base de donnée du GRT. Un taux de croissance déterminé par le SPF Economie suite à la consultation des Régions a été ajouté afin de prévoir la capacité de production installée pour les trois prochains hivers ;

i. la répartition entre le potentiel centralisé et le potentiel décentralisé de biomasse est issue d'une base de données[6] du GRT mise à jour mensuellement sur base d'échanges avec ses clients directs et avec les gestionnaires de réseaux de distribution ;

j. le potentiel de centrales de cogénération centralisées sera de 821 MW lors de l'hiver 2020-2021. La base de données du GRT comprenant des informations en provenance des gestionnaires de réseaux de distribution

[1] https://www.elia.be/fr/marche-de-electricite-et-reseau/adequation/reserve-strategique
[2] https://www.elia.be/fr/users-group/groupe-de-travail-balancing/groupe-de-travail-reserve-strategique/20190708
[3] https://www.elia.be/fr/consultations-publiques/20190828_public-consultation-strategic-reserve-input-data-for-determining
[4] Consultation des membres du sous-groupe CONCERE SER/ENOVER HEB lors de l'été 2019. Ces potentiels relèvent de la prise en compte des éléments du PNEC.
[5] Consultation des membres du sous-groupe CONCERE SER/ENOVER HEB lors de l'été 2019. Ces potentiels relèvent de la prise en compte des éléments du PNEC.
[6] Toutes les unités de capacité supérieure à 0,4 MW sont répertoriées individuellement dans cette base de données (accord de coopération entre Elia et les gestionnaires de réseaux de distribution).

recense pour sa part, un potentiel décentralisé de cogénérations de 1.324 MW fin 2020. Ce potentiel a aussi été pris en considération ;

k. les réserves primaire (FCR), secondaire (aFRR) et tertiaire (mFRR) fournies par des unités de production belges sont respectivement de 0 MW, 150 MW et 395 MW ;

l. les dernières informations disponibles sur l'évolution des capacités de production à l'étranger ont été utilisées comme input. Ces données ont été validées par les GRT voisins à travers des contacts bilatéraux avec Elia ;

m. les interconnexions avec la Grande-Bretagne (Nemo Link®) et avec l'Allemagne (ALEGrO), chacune avec une capacité maximale de 1000 MW, ont été prises en compte.

B. Du côté de la demande lors de la période hivernale 2020-2021, il est à considérer que :

a. le taux de croissance de la demande annuelle totale de 2019 à 2020 est évalué à 0,42 %[7];

b. les simulations relatives à la pointe de consommation[8] des 33 hivers simulés sur un profil normalisé amènent comme résultat une pointe de consommation[9] comprise entre 12,89 GW et 14,64 GW pour l'hiver 2020-2021. Les pointes de consommation aux percentiles 50 et 95 sont respectivement de 13,6 GW (probabilité de réalisation : une année sur deux) et de 14,4 GW (probabilité de réalisation : 1 année sur 20) ;

c. le potentiel de gestion de la demande considéré est issu de l'étude de E-CUBE menée pour le compte d'Elia. Elia a fait le choix de retenir un taux d'accroissement de 7 %/an du potentiel de DSM. Par souci de cohérence avec l'étude Adequacy and Flexibility de juin 2019, le nombre de catégories de DSM a été réduit à cinq. La figure qui suit rend compte de ces catégories et est issue du rapport d'Elia.

Categories & Constraints	Distribution [%]
Max use of 1 hour	10
Max use of 2 hours	35
Max use of 4 hours	10
Max use of 8 hours	30
No limit	15

2. La sensibilité étudiée : le scénario HiLo

Lors de la notification du mécanisme de réserve stratégique, au travers de sa décision SA.48648, la DG COMP a validé l'utilisation du scénario "High impact low probability" qui permet de se prémunir d'événements sur lequel l'Etat belge n'a aucune influence.

Les fermetures exceptionnelles de longue durée des unités des parcs nucléaires belge et français (telles que connues de 2014 à 2018) ont un impact très significatif sur la sécurité d'approvisionnement. Il est donc utile de tester une sensibilité reposant sur des arrêts non planifiés au 15/10/2019 (éléments de faible probabilité mais observés récemment).

Une comparaison des disponibilités modélisées et réelles des capacités nucléaires belges a permis de conclure que les événements ayant pris place lors des sept derniers hivers peuvent être pris en compte via une réduction de 1,5 GW de la capacité nucléaire belge sur toute la période hivernale 2020-2021.

Une comparaison des disponibilités modélisées et réelles des capacités nucléaires françaises a permis quant à elle de conclure que les événements ayant pris place durant ces sept dernières années peuvent être pris en compte via une réduction de 3,6 GW (4 unités de 910 MW) de la capacité nucléaire de la France sur toute la période hivernale 2020-2021.

[7] Taux moyen des derniers taux de croissance annuelle communiqués par IHS Markit. Pour expliquer la prise en compte de ce taux lors de la consultation sur les données, Elia mentionne que les secteurs de l'industrie, du commerce, résidentiel, du transport et de l'agriculture sont simulés individuellement dans le modèle de forecast de IHS Markit. Pour la Belgique, la croissance de la demande est imputable principalement au développement de la demande dans l'industrie et dans le secteur du commerce à court terme. Pour avoir plus de visibilité sur les paramètres économiques relevant de cette projection de la demande, Elia a mentionné son intention auprès de la DG Energie de développer ses propres simulations pour les prochains exercices de détermination du volume.

[8] Cette pointe de consommation est principalement influencée par la température.

[9] Consommation totale équivalente à la consommation sur le réseau Elia et sur les réseaux de distribution.

3. Les résultats pour la période hivernale 2020-2021

Les résultats démontrent que le double critère du LOLE est respecté dans les deux scénarios (base case et HiLo) et que le besoin en réserve stratégique pour la période hivernale 2020-2021 est nul.

Les résultats du scénario de base montrent un LOLE moyen et un LOLE P95 bien inférieurs aux critères légaux de sécurité d'approvisionnement [10]. Une marge de 3200 MW permet de s'assurer du maintien du niveau légal de sécurité d'approvisionnement lors de l'hiver 2020-2021. Dans le cas où les hypothèses prises dans ce scénario de base se vérifient, aucun volume de réserve stratégique n'est donc requis. La figure qui suit illustre les résultats du scénario de référence pour l'hiver 2020-2021 et est reproduit à partir des informations contenues dans le rapport d'Elia.

BASE CASE	AVERAGE	P95	MAX
LOLE (h)	<0h30	1h00	29h
ENS (GWh)	0,1	0,05	
Need or Margin (MW)	-3200		

	AVERAGE	P95	MAX
Amount of activation	0,1	1	10
Activation lenght (h)	2,4	7	16

La figure qui suit illustre les résultats du scénario HiLo pour l'hiver 2020-2021 et est reproduit à partir des informations contenues dans le rapport d'Elia. Une marge de 100 MW permet de s'assurer du maintien du niveau légal de sécurité d'approvisionnement lors de l'hiver 2020-2021.

HIGH LOW	AVERAGE	P95	MAX
LOLE (h)	2h45	11h	97h
ENS (GWh)	1,5	2,8	
Need or Margin (MW)	-100		

	AVERAGE	P95	MAX
Amount of activation	0,8	4	19
Activation lenght (h)	3,4	10	28

[10] L'article *7bis* § 2 de la loi sur l'organisation du marché de l'électricité précise : « Le niveau de sécurité d'approvisionnement à atteindre est déterminé par :
1° le cas échéant, des normes harmonisées établies par les institutions européennes compétentes en la matière;
2° en l'absence de normes harmonisées au niveau européen, les normes harmonisées fixées le cas échéant au niveau régional, en particulier au niveau du marché de l'électricité du Centre Ouest de l'Europe;
3° en l'absence de telles normes, un calcul de LOLE inférieur à 3 heures et de LOLE95 inférieur à 20 heures, par lequel les volumes de puissance manquants nécessaires à assurer la sécurité d'approvisionnement sont déterminés. »

4. Recommandations du GRT

Elia recommande de prendre une décision sur base des résultats du scénario intégrant des événements à faible probabilité ayant un impact important sur l'adéquation belge. Ce scénario montrant une marge de capacités de 100 MW, aucun besoin de volume additionnel n'est requis pour rencontrer les critères légaux permettant d'assurer la sécurité d'approvisionnement en électricité lors de l'hiver 2020-2021.

III. Analyse de la DG Energie pour la période hivernale 2020-2021

1. Validation de la méthodologie et des hypothèses de travail proposées par Elia

La DG Energie reconnaît la qualité du travail réalisé par Elia.

La méthodologie d'analyse a déjà été approuvée lors des précédentes évaluations du volume (hivers passés) et a été challengée dans les task forces organisées par le GRT mais aussi lors des deux consultations publiques organisées en 2019.

La DG Energie du SPF Economie reconnait les améliorations qui ont été faites par rapport à l'exercice précédent et dont il est fait état au chapitre 1.7 dans le rapport d'Elia, à savoir : une amélioration de la méthode Flow-Based, de la modélisation de la demande et des technologies hydroélectriques et de la Market Response.

La DG Energie a participé à l'élaboration des hypothèses et a validé les scénarios étudiés. La DG Energie approuve la recommandation du GRT de prendre en considération le scénario « low probability high impact ». Ce scénario permettra de tenir compte d'un « buffer » en cas de prolongation de périodes d'entretiens ou d'arrêts inopinés d'unités nucléaires.

2. Analyse de la DG Energie

Au regard de l'article 7ter de la loi sur l'organisation du marché de l'électricité, des engagements pris auprès de la Commission européenne en octobre 2017 et en particulier celui de ne conclure que des contrats que pour 1 an, seul l'hiver 2020-2021 a été analysé par la DG Energie dans le présent avis.

2.1 Outil de modélisation : Supergrid

Afin d'être en mesure de formuler un avis quant à la détermination du besoin de réserve stratégique pour la période hivernale 2020-2021, la DG Energie a utilisé le logiciel Supergrid de la suite Crystal, développé par la société Artelys[11].

Supergrid consiste en un outil de modélisation de réseaux interconnectés. Chaque pays de l'Union Européenne est constitué de différents « assets » représentant ses différentes technologies de production, ses interconnexions ainsi que son potentiel de demande en electricité.

Comme le modèle Antares utilisé par Elia, Supergrid offre une optimisation du système énergétique basée sur une minimisation des coûts de production.

A la différence d'Antares qui propose une approche probabiliste, le modèle Supergrid implique une approche déterministe. En effet, l'exercice consiste à créer des « contextes[12] » qui sont représentés par des données d'input déterminées (i.e : une capacité maximale de production nucléaire, sa courbe annuelle de disponibilité, son coût de production,…) et de simuler la rencontre de l'offre et de la demande sur une période donnée et selon une granularité horaire. Chaque contexte peut contenir

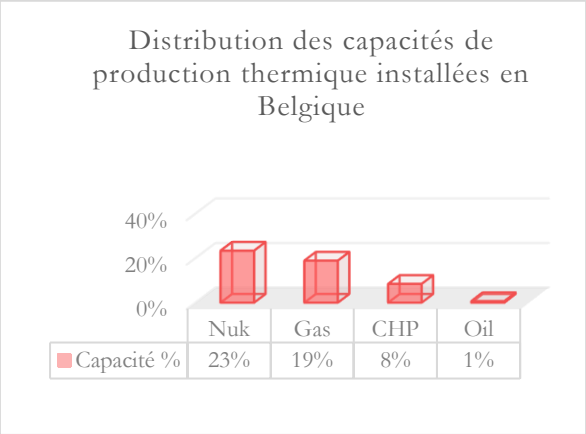
[11] https://www.artelys.com/fr/
[12] Un contexte peut être vu comme un scénario dans le modèle d'Elia

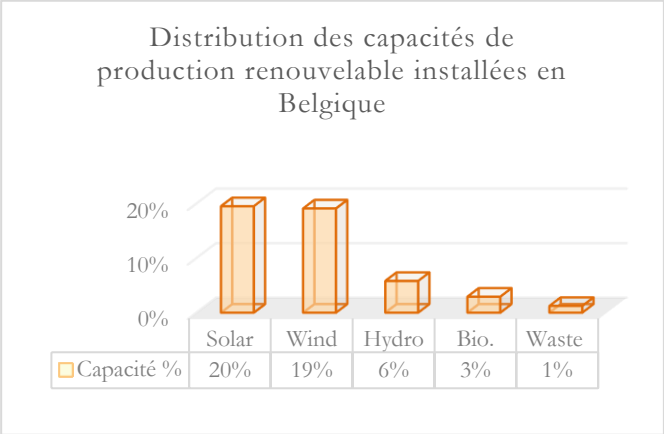
plusieurs « test cases » qui sont déterminés à partir d'une courbe de charge et des profils de production renouvelable différents, en fonction de l'année climatique étudiée.

2.2 Hypothèses

2.2.1 Production – Belgique

Concernant les capacités de production thermiques et renouvelables installées en Belgique, les hypothèses prises par la DG Energie du SPF Economie sont identiques aux données présentées par Elia dans son rapport de novembre 2019. Pour rappel, ces données ont fait l'objet d'une consultation publique, permettant aux acteurs de marché de se prononcer sur la qualité de ces données et d'éventuellement proposer des améliorations. Selon ces données, les capacités de production thermiques représentent 51% du parc de production belge et les capacités de production renouvelable représentent 49% du parc. Les figures qui suivent rendent compte de leurs distributions.





Concernant les capacités de production dédiées aux réserves d'équilibrage, Elia explique dans son rapport que ces capacités ne sont pas considérées dans les simulations lors du calcul du besoin en réserve stratégique, en effet il est stipulé à la p.57 : «*since balancing reserves have to be available to restore deviations independently of the strategic reserve, the simulations take account of the volume of generation capacity contracted for frequency containment reserves (FCRs) and frequency restoration reserves (FRRs) as reductions in available capacity to cope with adequacy. This approach is in-line with the current MAF methodology*». Pour pouvoir modéliser cette particularité, Elia applique un derating des unités thermiques. Le logiciel Supergrid n'offrant pas cette fonctionnalité, une capacité de 545 MW, correspondant aux capacités de la réserve aFRR et de la réserve mFRR, ont été déduites des capacités gaz installées. Cette méthodologie a été approuvée par Elia.

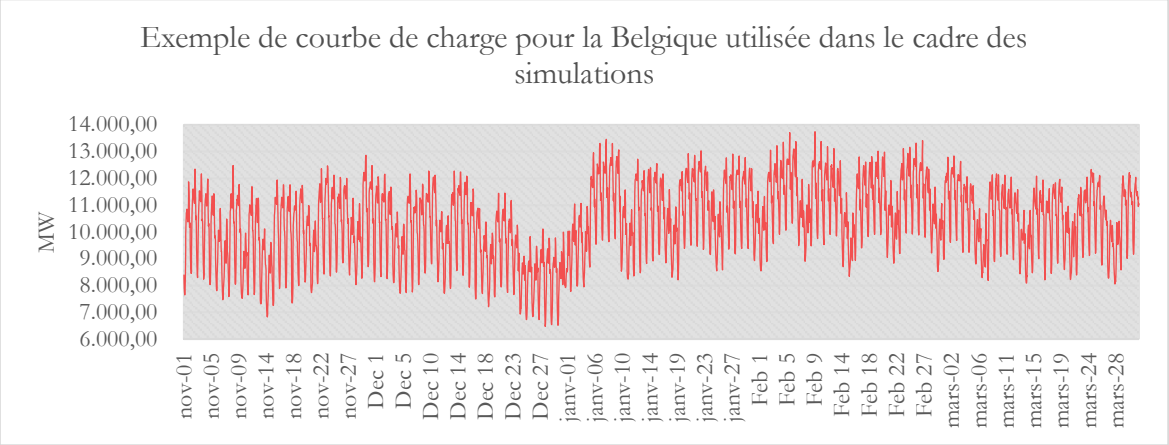
2.2.2 Demande – Belgique

Dans le cadre de l'exercice du besoin en réserve stratégique pour l'hiver 2020-2021, la DG Energie a voulu disposer de plus d'années climatiques que l'année précédente[13]. Pour répondre à notre demande, Artelys nous a proposé un set de 30 années climatiques nous permettant d'étudier un échantillon plus large de test cases et de s'approcher davantage de la méthode probabiliste d'Elia.

Artelys a développé des techniques de désagrégation de la demande d'énergie, en distinguant les utilisations finales thermosensibles (chauffages, pompes à chaleur, climatisation...) et non thermosensibles (utilisations industrielles, véhicules électriques (VE)...) ainsi que les consommations flexibles (VE, déplacements industriels, pompes à chaleur...) et non-flexibles. Sur la base de ces techniques, des courbes de charge électrique très réalistes peuvent être construites, qui tiennent compte de l'impact des variations climatiques sur la demande ainsi que de l'impact d'une pénétration accrue des nouvelles technologies (comme les véhicules électriques ou les pompes à chaleur). Cette représentation permet aux utilisateurs d'estimer l'évolution du profil de charge de l'ensemble de la population d'un pays, dans différents scénarios et différentes années, ainsi que des changements dans la pointe de charge et dans la structure. Par ailleurs, Artelys maintient une large base de données

[13] Pour rappel, seules 6 courbes de demande différentes avaient été étudiées pour l'exercice de 2019-2020.

météorologiques historiques (en termes de température, d'irradiation solaire, de vitesse du vent) et a développé une méthodologie probabiliste robuste pour refléter les variations météorologiques dans les profils de charge sensibles à la température et dans les profils de génération des énergies renouvelables.



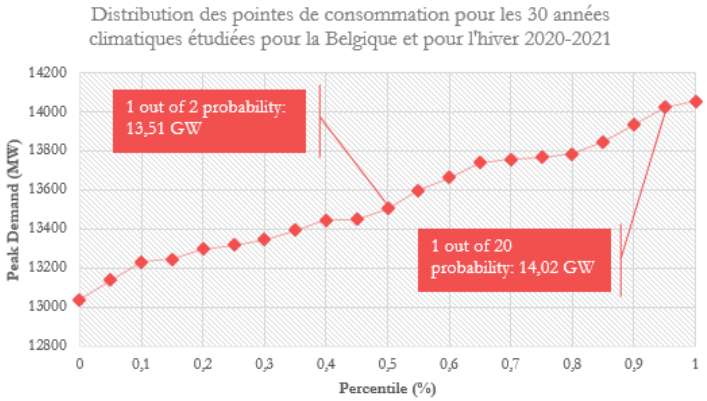
Pour pouvoir livrer 30 années climatiques différentes, Artelys a travaillé en trois phases :

i. définir des paramètres de gestion de la demande (décomposition de la demande électrique en différents usages) principalement sur base d'hypothèses fournies par le SPF Economie et discutées avec Elia[14];

ii. générer 30 profils de demande différents, chacun étant associé à des profils de production d'énergie renouvelable. Un premier set de dix profils de demande et de production renouvelable associée, basé sur des données historiques a été créé pour chaque pays d'Europe. Un second set de 20 test cases a été construit sur base d'une combinaison de données sur la demande en fonction de la température et de la production des énergies renouvelables, de données sur la température, de l'irradiance solaire et le régime des vents de différentes années historiques, dans le but de représenter un ensemble diversifié de conditions climatiques. La cohérence des corrélations observées entre le solaire et le vent sur l'Europe est garantie par la méthodologie ;

iii. intégrer ces 30 test cases dans les deux scénarios étudiés par la DG Energie du SPF Economie : le scénario de référence et le scénario HiLo.

Malgré le fait que la méthodologie diffère de celle d'Elia, ceci mène à des résultats très comparables. La figure ci-après qui exprime la distribution des pointes de consommation pour les 30 années climatiques étudiées pour la Belgique, pour l'hiver 2020-2021 le démontre. Cette figure peut être comparée avec la figure 3.18 du rapport d'Elia. Selon les données utilisées par la DG Energie, les pointes de consommation oscilleront entre 13,04 GW et 14,05 GW[15] pour l'hiver 2020-2021, le P(50) est estimé à 13,51 GW et le P(95) à 14,02 GW[16].



[14] Ces hypothèses portent, par exemple, sur les capacités de stockage, les Vehicle-to-Grid, Load Shedding, Load Shifting, etc. En fonction des horizons étudiés (2020, 2025), les hypothèses évoluent.

[15] Pour Elia, les pointes de consommation oscilleront entre 12,9 GW et 14,7 GW, pour l'hiver 2002-2021.

[16] Pour Elia, le P(50) est de 13,6GW et le P(95) de 14,4 GW.

L'analyse du comportement de la gestion de la demande étant désormais un élément indispensable lorsqu'il s'agit d'évaluer la sécurité d'approvisionnement en électricité de la Belgique, un effort supplémentaire a été déployé dans le cadre de cet exercice de réserve stratégique. En effet, en plus des paramètres déjà prévus dans le logiciel Supergrid, Artelys a intégré la méthodologie d'E-Cube, utilisée par Elia, afin de tenir compte des mêmes potentiels de gestion de la demande (845 MW) et des mêmes temps d'activation.

2.2.3 Production et Demande – Europe

Concernant les hypothèses prises pour les pays d'Europe autre que la Belgique, une différenciation est à faire entre les pays voisins (France, Allemagne, Pays-Bas, Grande Bretagne) et les autres. Pour les pays voisins, les hypothèses de capacité de production prises par Elia ont été intégralement intégrées, à l'exception de la production hydraulique pour laquelle Artelys a développé une méthodologie qui lui est propre [17] et qui permet une modélisation avancée des parcs de centrales hydroélectriques afin de représenter fidèlement la production de ces centrales. Les potentiels utilisés, par rapport à ceux d'Elia, ne diffèrent cependant que de peu et une cohérence entre les deux approches est présente. Pour les autres pays de l'Europe, les hypothèses prises sont celles du scénario Best Estimate 2020 du TYNDP 2018.

La gestion de la demande des pays étrangers n'a pas été prise en compte.

2.2.4 Interconnexions

A la différence d'Elia, Supergrid modélise les interconnexions sur base de la méthode NTC.

Une capacité maximale d'import a été fixée à 6500 MW et les interconnexions suivantes ont été prises en compte:

Interconnexion	Capacité maximale (MW)
BE-FR	1800
FR-BE	3300
BE-DE	1000
DE-BE	1000
BE-NL	2400
NL-BE	1400
BE-GB	1000
GB-BE	1000
BE-LU	680
LU-BE	180

2.3 Analyse des résultats

La tâche de la DG Energie a consisté à se prononcer sur l'existence d'un besoin en réserve stratégique et non pas sur le niveau de cette réserve[18]. En effet, une analyse probabiliste étant préférable pour réaliser cette quantification du besoin, nous pensons qu'une approche déterministe, telle que développée dans le logiciel Supergrid, fournirait des résultats moins robustes.

[17] Pour les pays disposant d'importantes infrastructures hydroélectriques (ou lorsque les données du TYNDP étaient très incompatibles avec les valeurs historiques), un modèle détaillé a été établi - sur la base des valeurs historiques - pour planifier correctement la gestion à long terme du stockage, y compris les considérations exogènes telles que le tourisme et l'agriculture. Les pays concernés sont les suivants : Autriche, Espagne, Portugal, France, Allemagne, Italie, Suède, Norvège, Royaume-Uni, Finlande. Pour les autres pays, les capacités du TYNDP ont été utilisées et complétées par des valeurs historiques pour les entrées d'eau, le taux de production maximal et une « guide curve » de stockage à long terme limitant la gestion inter saisonnière de l'eau.

[18] Ou le niveau éventuel d'une marge.

Lors de l'analyse des résultats, nous constatons que le double critère du LOLE est respecté dans les deux scénarios étudiés. En effet, **pour les trente test cases étudiés avec Supergrid, aucune heure de LOLE n'est observée. Ceci confirme l'absence de besoin d'un volume de réserve stratégique lors de l'hiver 2020-2021.**

Les résultats de LOLE étant différents de ceux d'Elia, une liste d'éléments pouvant expliquer ces différences est présentée à la section suivante (2.4).

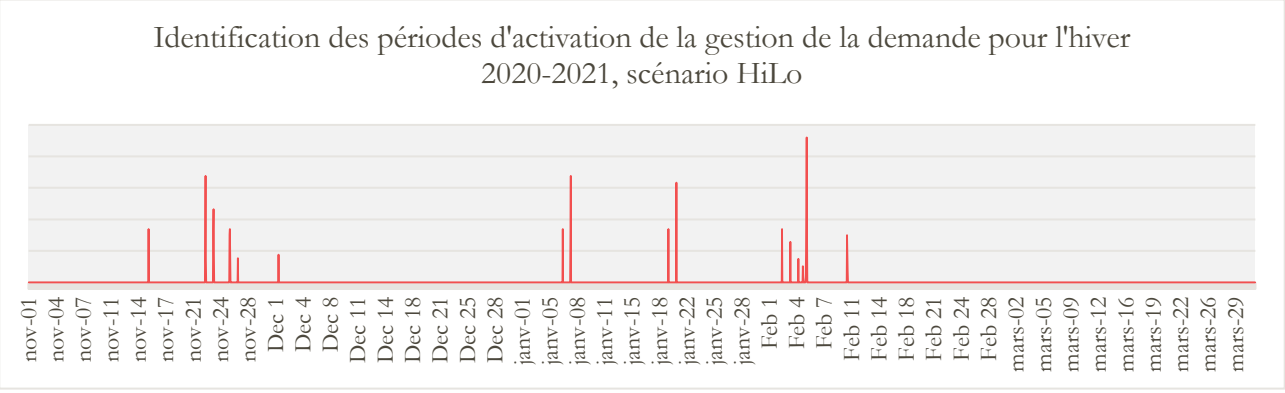
Bien qu'aucune réserve stratégique ne soit requise lors de l'hiver 2020-2021, les outputs de Supergrid montrent toutefois que des situations plus « critiques » pourront survenir. Ces situations sont de nature semblable à celle rencontrée le 4 décembre 2019 où l'arrêt automatique du réacteur nucléaire de Tihange 1, à la suite d'un incident technique, a privé le parc de production belge d'une capacité de 962 MW pendant plusieurs jours. En réaction, les prix de l'électricité ont grimpé et même si l'électricité fournie par l'étranger, en particulier par la Grande Bretagne, fût bénéfique et que le temps ensoleillé a permis une production solaire importante, le GRT a dû intervenir en faisant redémarrer une centrale au gaz et en mobilisant 400 MW de gestion de la demande.

Les interconnexions et la gestion de la demande ayant des impacts significatifs sur la sécurité d'approvisionnement de la Belgique, la DG Energie a analysé plus en détails ces deux moyens fournisseurs de capacités.

Pour rappel, la DG Energie a utilisé les mêmes hypothèses qu'Elia concernant les potentiels et les temps d'activation de la gestion de la demande. La figure ci-après rend compte de ces hypothèses :

Catégories & Constraints	Distribution (%)	Pmax (MW)
Max use of 1 hour	10	84,5
Max use of 2 hours	35	295,75
Max use of 4 hours	10	84,5
Max use of 8 hours	30	253,5
No limit	15	126,75

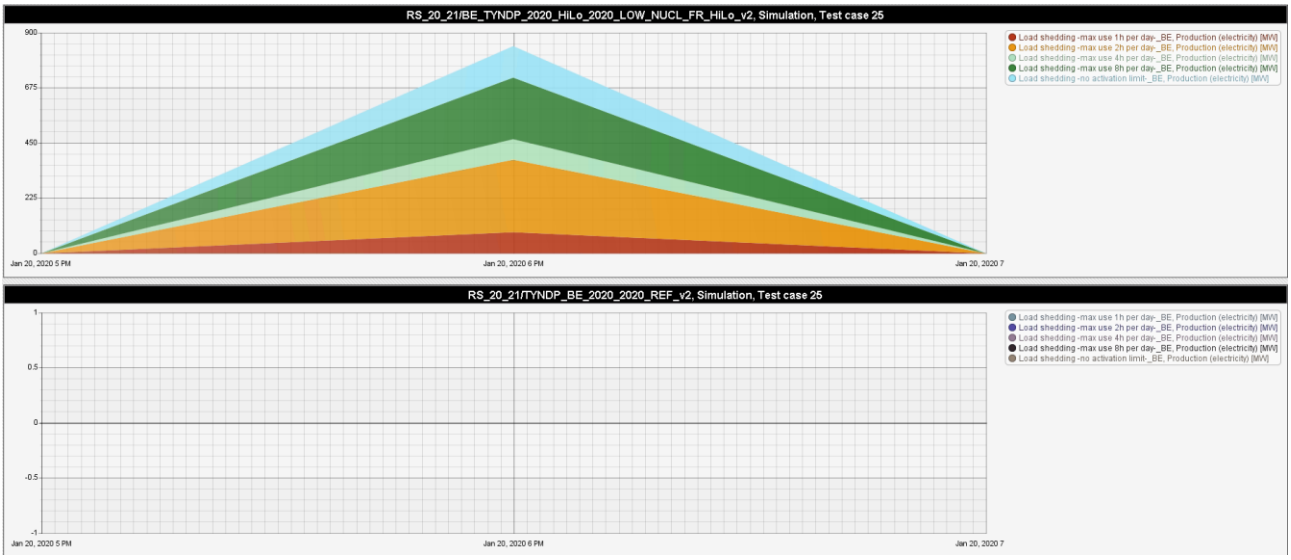
Nous constatons que les périodes d'activation de la gestion de la demande ont principalement lieu dans le courant des mois de novembre et de février. Le graphique qui suit a été construit sur base des résultats des simulations et est basé sur les cinq catégories de gestion de la demande ainsi que sur les 30 test cases étudiés, pour le scénario HiLo



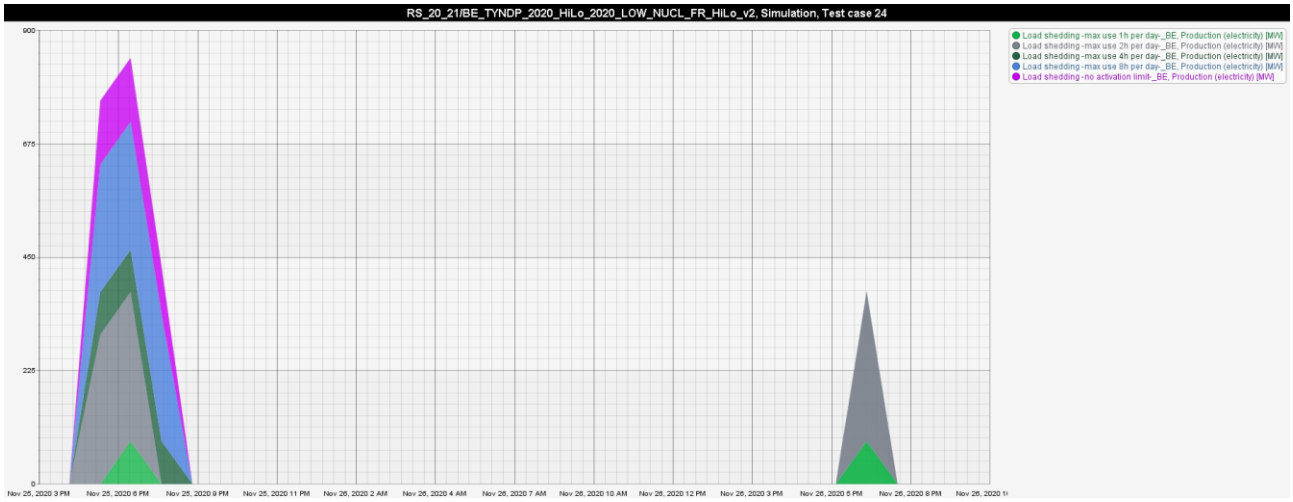
Les résultats nous permettent également d'observer que la gestion de la demande est activée dans 40%[19] des cas étudiés pour le scénario HiLo contre 23%[20] pour le scénario de référence. Ceci démontre l'importance qu'a la gestion de la demande lorsque des situations plus à risques, telles que modélisées par le scénario HiLo, se produisent. La figure ci-après est tirée du logiciel

[19] 12 test cases sur 30
[20] 7 test cases sur 30

Supergrid et démontre, à titre d'exemple, que pour la journée du 20 janvier à 18h, dans un des trente test cases étudiés, le scénario HiLo induit l'activation de l'ensemble du potentiel de gestion de la demande (845 MW) tandis que le scénario de référence n'induit aucune activation de ce même potentiel.



La figure ci-après montre qu'en fonction de la criticité de la situation, les différentes catégories de gestion de la demande sont mobilisées à des niveaux différents.



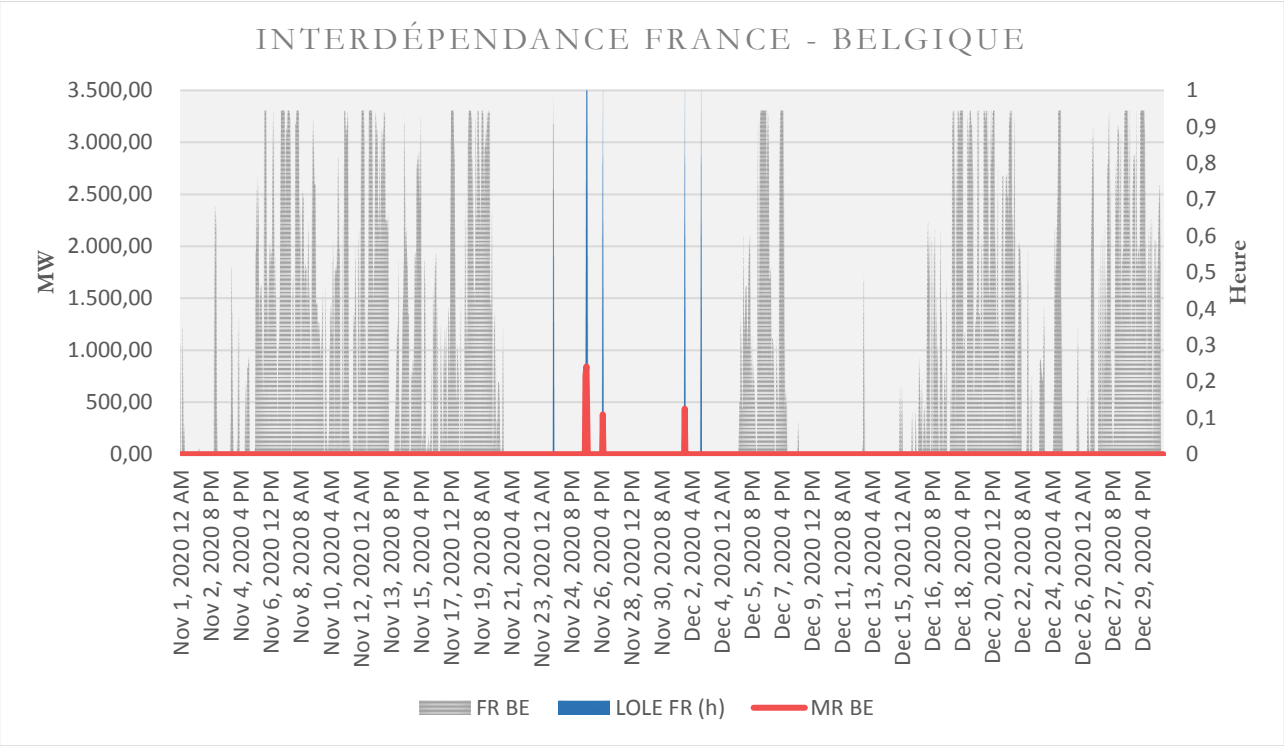
Pour la période hivernale 2020-2021 et dans le cadre du scénario HiLo, lorsque le potentiel de gestion de la demande est activé :

- le nombre moyen de jours d'activation est de 2 jours ;
- dans 50% des cas, ces 2 jours sont des jours qui se succèdent (ex : 25 et 26 novembre) ;
- le nombre maximal de jours d'activation observé, sur la période hivernale, s'élève à 4 jours, dont 2 jours consécutifs ;
- la durée moyenne d'activation de la gestion de la demande est de 88 min avec un maximum de 3h ;
- par activation, c'est en moyenne, un potentiel de 634 MW[21] qui est fourni ;
- dans 44% des cas, c'est l'ensemble du potentiel de gestion de la demande qui est activé, soit 845 MW.

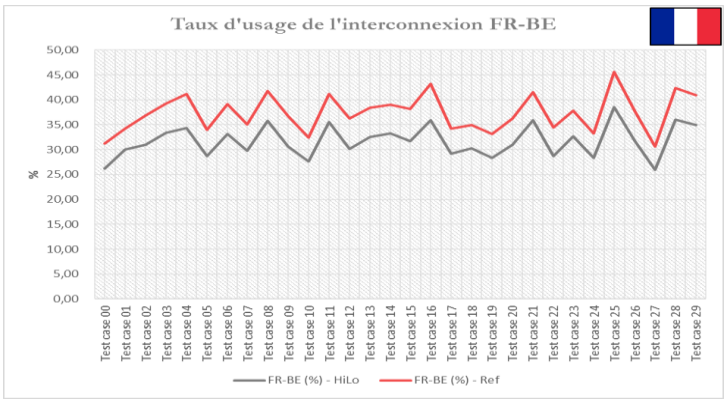
Un parallélisme entre l'activation de la gestion de la demande belge et la criticité de la situation française permet ensuite de montrer la dépendance énergétique que nous avons à l'égard de nos voisins français. Le graphique qui suit est construit sur base des résultats des simulations faites sur un test case étudié dans le cadre du scénario HiLo. Il démontre que lorsque la

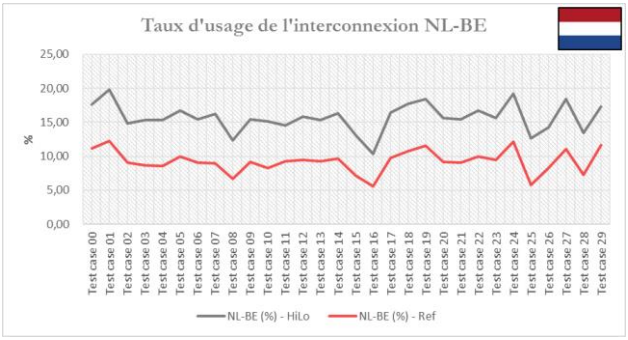
[21] La médiane est de 760,5 MW.

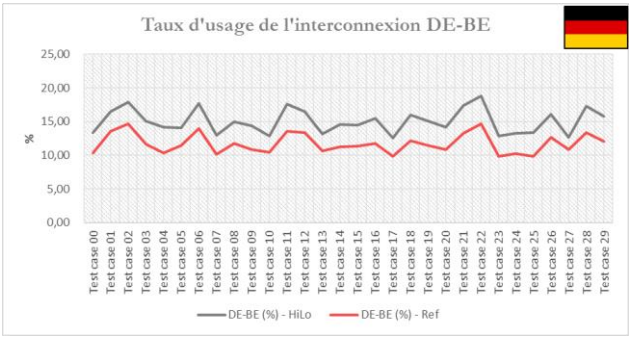
sécurité d'approvisionnement de la France est menacée (LOLE français positif et/ou exportations vers la Belgique nulle), la gestion de la demande belge (MR sur le graphique) a tendance à être sollicitée :



Enfin, l'impact du scénario HiLo peut également être abordé sous l'angle du taux d'usage des interconnexions avec les pays voisins. Le graphique qui suit compare les taux d'usage moyens sur une année calendrier des interconnexions entre la Belgique et la France, les Pays-Bas et l'Allemagne. On constate que lorsque les hypothèses du scénario HiLo sont vérifiées, le taux d'usage de l'interconnexion France/Belgique diminue, au profit des interconnexions Pays-Bas/Belgique et Allemagne/Belgique, par rapport au scénario de référence.







L'ensemble de ces éléments nous permettent de réaffirmer que la gestion de la demande et les interconnexions sont des éléments cruciaux pour garantir la sécurité d'approvisionnement en Belgique. Pour l'hiver prochain, malgré le fait que le double critère du LOLE soit respecté, si les hypothèses du scénario HiLo se confirment, des situations plus à risques seront à prévoir, principalement dans le courant des mois de novembre 2020 et février 2021. Le marché et particulièrement les acteurs de la gestion de la demande devront être prêts à fournir de la capacité.

2.4 Comparaison des deux modèles

Antares et Supergrid sont deux logiciels proposant des modélisations différentes. Identifier ces différences est un exercice essentiel lorsqu'il s'agit de comparer les résultats émanant de ces modélisations. Comme évoqué précédemment, les résultats relatifs au LOLE diffèrent entre l'étude d'Elia et l'étude de la DG Energie et ceci s'explique à travers plusieurs éléments.

Premièrement, la méthode déterministe utilisée en Supergrid ne permet pas de travailler sur un échantillon aussi large que celui d'Elia. En effet, la méthode probabiliste d'Elia permet de combiner des années climatiques historiques avec des scénarios de panne résultant sur un large éventail d'années Monte Carlo. Au plus large est l'échantillon, au plus les résultats sont robustes et au plus la probabilité d'étudier des cas extrêmes est grande.

Deuxièmement, on constate que la différence de modélisation des courbes de charge entraîne des résultats relativement différents entre les deux études en ce sens qu'un écart de 700 MW est observé pour la pointe maximale de consommation[22] et un écart de 400 MW est observé pour le P(95)[23]. L'analyse de la pointe de consommation sur les cinq dernières années (2014-2018)[24] a montré que le maximum observé était de 13821 MW, confirmant la qualité des données utilisées par la DG Energie. Ces éléments indiquent que les hypothèses prises par Elia sur la courbe de charge peuvent être qualifiées de « fortes » et peuvent expliquer que le LOLE calculé par le GRT est plus élevé que celui calculé par la DG Energie. Au vu de ces observations, la DG Energie encourage le GRT à poursuivre ses travaux de recherche sur l'amélioration des techniques de modélisation de la demande et à aboutir sur des développements de simulations de l'évolution de la demande.

Troisièmement, si Elia se base sur le calendrier REMIT ainsi que sur les données historiques de pannes des centrales, Artelys utilise des chroniques de disponibilités des centrales thermiques se basant sur des historiques de production des différents types de centrales et ne tient donc pas directement compte du calendrier REMIT. De plus, concernant la distinction des unités CIPU/non-CIPU, Elia, à travers le logiciel Antares, a recours à une modélisation individuelle des unités CIPU. Ceci a l'avantage de permettre au GRT de prendre en compte des hypothèses de pannes différentes pour chaque unité, permettant une modélisation des centrales plus réaliste. Le logiciel Supergrid n'offre pas cette fonctionnalité.

Quatrièmement, la modélisation des interconnexions divergent en ce sens que Supergrid a recours à la méthode NTC tandis que Antares a recours à la méthode Flow Based. Cette dernière est reconnue comme étant plus précise puisqu'elle permet une meilleure optimisation de l'utilisation des réseaux. En effet, la méthode NTC a tendance à surévaluer les capacités d'imports en situation de pénurie. Pour limiter ces effets, une capacité maximale d'import a été fixée à 6500 MW.

Cinquièmement, si un effort de modélisation de la gestion de la demande a été réalisé pour la Belgique, il n'en va pas de même pour les pays étrangers. Par exemple, dans son rapport, Elia fait l'hypothèse d'une gestion de la demande de l'ordre de 2,7 GW en France. Cette capacité n'est pas représentée dans notre modèle et peut expliquer des différences de LOLE moyen pour la France.

Ces éléments attestent que la méthode probabiliste d'Elia est à préconiser dans l'exercice de détermination d'un volume de réserve stratégique. La DG Energie insiste néanmoins sur le fait que son modèle déterministe lui permet toutefois de valider les tendances mises en lumière par Elia dans ses analyses sur la sécurité d'approvisionnement. L'autorité publique peut ainsi disposer d'un outil propre lui permettant en toute transparence, d'émettre un avis sur l'état de la sécurité d'approvisionnement.

---

[22] 14,05 GW avec Supergrid et 14,7 GW avec Antares.
[23] 14,02 GW avec Supergrid et 14,4 GW avec Antares.
[24] Respectivement : 13821 MW - 13805 MW - 13617,49 MW – 13815,37 MW – 13310,82 MW. Source : https://www.elia.be/fr/donnees-de-reseau/data-download-page

2.5 Pistes d'amélioration

Pour les prochains exercices, la DG Energie a identifié deux pistes d'amélioration qu'elle souhaite mettre en place rapidement.

Premièrement, la DG Energie souhaite avoir accès d'une manière plus transparente aux données européennes. En effet, aujourd'hui Elia ne peut communiquer que sur base de données agrégées. Cette approche est également adoptée par ENTSO-E dans le cadre du MAF. La DG Energie souhaite qu'Elia adopte un rôle de facilitateur, nous permettant d'avoir les autorisations nécessaires pour accéder à ces données. Ceci nous permettrait d'avoir une meilleure compréhension et une meilleure modélisation des parcs étrangers, d'assurer un meilleur suivi au fil des exercices et de valider les hypothèses prises par Elia de la même manière que ce qui est fait pour les hypothèses belges.

Deuxièmement, la DG Energie souhaite développer, en partenariat avec Artelys, de nouveaux scénarios portant sur d'autres hypothèses que celles du scénario de référence et du scénario HiLo[25]. Nous pensons en effet qu'aborder la question de la sécurité d'approvisionnement sous des angles différents est essentiel. Si un consensus doit exister pour les hypothèses relatives aux capacités de production, étudier des scénarios de panne différents est pertinent. Les équipes d'Artelys travaillent en ce moment sur ces nouveaux scénarios, ils devraient être disponibles dans le courant de l'année 2020.

[25] Par exemple, l'interconnexion avec la France réduite à 25% pendant l'hiver ou la perte de la plus importante unité CCGT belge et du plus large parc offshore belge pendant l'hiver, etc.

IV. Avis et recommandation de la Direction générale de l'Energie pour la période hivernale 2020-2021

Bien que le modèle utilisé par la Direction générale de l'Energie et par le GRT divergent de par leur nature force est de constater que les résultats obtenus pour estimer le besoin en réserve stratégique convergent : il ne faut pas de volume de réserve stratégique.

La Direction générale de l'Energie valide, sur base de son analyse, les résultats obtenus via le modèle probabiliste du GRT. La DG Energie utilise en conséquence ces derniers pour formuler ses recommandations à la Ministre.

La Direction générale de l'Energie propose à la Ministre de ne pas donner insctruction à Elia en janvier 2020 de constituer une réserve stratégique pour la période hivernale 2020-2021. Si, postérieurement au 15 janvier 2020, les circonstances liées à la sécurité d'approvisionnement venaient à évoluer d'une façon telle que le volume de la réserve stratégique ne correspond plus aux critères repris à l'article 7bis, § 2, le Ministre pourra toujours, au plus tard le 1er septembre 2020, sur la base d'une analyse mise à jour du gestionnaire du réseau et l'avis de la Direction générale de l'Energie, par voie d'arrêté ministériel délibéré en Conseil des ministres revoir le niveau requis de la réserve stratégique pour l'hiver 2020-2021.

La Direction générale de l'Energie propose à Madame la Ministre de ne pas donner insctruction à Elia en janvier 2020 de constituer une réserve stratégique pour la période hivernale 2020-2021.

Le Directeur général a.i.

Nancy MAHIEU.