



## NOTE DOCUMENTAIRE

CCE 2019-1774

Monitoring de la sécurité d'approvisionnement et  
de l'adéquation électrique en Belgique

CCE  
Conseil Central de l'Economie  
Centrale Raad voor het Bedrijfsleven  
CRB





## **Note documentaire**

# **Monitoring de la sécurité d'approvisionnement et de l'adéquation électrique en Belgique**

**Bruxelles  
22.09.2019**

## Table des matières

<b>1 La sécurité d’approvisionnement en électricité : qu’est-ce que c’est? 5</b>	
1.1 La sécurité d’approvisionnement, une notion multidimensionnelle .....	5
1.2 La sécurité d’approvisionnement et la prospérité économique et sociale .....	5
1.3 Sécurité énergétique et dépendance énergétique .....	6
<b>2 Sur quelles capacités la Belgique peut-elle compter pour garantir sa sécurité d’approvisionnement électrique ? .....</b>	<b>6</b>
2.1 Les capacités de production nationales .....	6
2.1.1 Capacité de production et production réelle d’électricité .....	7
2.1.2 Les réserves d’équilibrage et la réserve stratégique .....	7
2.2 Les capacités d’importation en électricité .....	9
2.2.1 Capacité d’importation maximale et disponibilité des importations .....	9
2.2.2 La sécurité d’approvisionnement, une approche régionale .....	10
2.3 Mécanisme de formation des prix sur le marché day-ahead .....	11
<b>3 Quels indicateurs pour évaluer la sécurité d’approvisionnement en électricité en Belgique ? .....</b>	<b>12</b>
3.1 Périodes critiques d’adéquation .....	12
3.1.1 Prix day-ahead .....	13
3.1.2 Marge d’adéquation ou capacité supplémentaire disponible .....	14
3.1.3 Exemple : 20-22 novembre 2018 .....	15
3.2 Loss of Load Expectation (LOLE) .....	17

## Liste des graphiques

Graphique 2-1 : Evolution de la capacité de production en électricité installée en Belgique (à gauche, en MW) et de sa répartition par technologie, 2018 (à droite, en %) .....	6
Graphique 2-2 : Evolution de la production nette d'électricité en Belgique (à gauche, en TWh), sur la période 2007-2018 et Répartition de la production nette d'électricité en Belgique (à droite, en %), en 2018.....	7
Graphique 2-3 : Evolution des importations, des exportations et des importations nettes de la Belgique (en TWh) sur la période 2005-2017 .....	9
Graphique 2-4 : Evolution des prix <i>day-ahead</i> mensuels horaires moyens, par zone d'enchères dans la région CWE .....	11
Graphique 3-1 : Evolution du prix moyen journalier day-ahead <i>baseload</i> (€/MWh) pour la Belgique et ses pays voisins (Pays-Bas, Allemagne et France), 2017-2018 .....	15

## Liste des tableaux

Tableau 2-1 : Aperçu des différentes caractéristiques techniques des réserves (primaire, secondaire et tertiaire) auxquelles ELIA a recours pour l'équilibrage .....	8
Tableau 3-1 : Histogramme des prix de gros de l'électricité journalier (prix <i>day-ahead</i> ) belge, par an, sur la période 2007-2017 .....	14

## Contexte

Accéder à une source d'énergie fiable et abordable est une condition indispensable au bon fonctionnement de notre société. C'est pourquoi, le Conseil central de l'Economie (CCE) a défini la sécurité d'approvisionnement énergétique comme l'un des trois grands objectifs que la politique énergétique doit viser<sup>1</sup>. La fiabilité en termes de sécurité et de continuité de l'approvisionnement énergétique est, par ailleurs, l'un des cinq piliers de la politique énergétique de l'Union européenne. De même, le sous-objectif de développement durable 7.1 de l'ONU stipule qu'il faut « d'ici 2030, garantir l'accès de tous à des services énergétiques fiables et modernes, à un coût abordable ». Afin de s'assurer de l'implémentation effective de cet objectif dans la politique énergétique belge, il est indispensable de rendre régulièrement compte des progrès accomplis par notre pays en la matière.

Etant donné que la Belgique est actuellement – et restera à l'avenir – fortement dépendante, sur le plan énergétique, des importations d'énergies fossiles et de combustibles nucléaires pour sa demande intérieure<sup>2</sup>, le CCE estime qu'il n'est pas pertinent d'évaluer la sécurité d'approvisionnement pour l'ensemble des sources énergétiques, mais qu'il est plus judicieux de se concentrer sur la sécurité d'approvisionnement en électricité du pays. Le suivi de la sécurité d'approvisionnement électrique est d'autant plus important qu'aux horizons 2030 et 2050, l'électricité sera un élément clé de la décarbonisation du secteur énergétique, via l'intégration abondante des énergies renouvelables dans le mix énergétique entraînant une électrification massive de l'économie dans son ensemble.

Afin de contribuer à l'élaboration du monitoring concernant la mise en œuvre de cet aspect de la politique énergétique de l'Union européenne et du programme de développement durable 2030, le Conseil central de l'Economie a travaillé, en collaboration avec la Commission de Régulation de l'Electricité et du Gaz (CREG), sur le développement d'un indicateur permettant d'évaluer si la Belgique est proche ou non d'un problème d'adéquation, pouvant mettre à mal la sécurité d'approvisionnement du pays. Le résultat de cette collaboration est notamment décrit dans la présente note.

Toutefois, avant d'en arriver aux conclusions, il est important de comprendre ce qu'est la sécurité d'approvisionnement et comment fonctionne le marché de l'électricité. C'est pourquoi, la première partie de la note définit ce qu'est la sécurité d'approvisionnement en électricité et décrit brièvement son importance pour le maintien et la croissance de la prospérité économique et sociale. La deuxième partie de la note donne ensuite un aperçu des capacités sur lesquelles la Belgique peut compter afin de garantir sa sécurité d'approvisionnement électrique, des réserves dont dispose Elia pour assurer l'équilibre sur les marchés de l'électricité et du fonctionnement du marché intégré européen. Enfin, la troisième partie de la note présente deux indicateurs pertinents afin d'évaluer les performances de la Belgique en matière de sécurité d'approvisionnement en électricité et d'adéquation sur ce marché.

---

<sup>1</sup> Les deux autres grands objectifs que la politique énergétique doit viser simultanément sont la garantie des prix énergétiques qui soient compétitifs pour les grandes et petites entreprises (qui sont sensibles aux prix de l'énergie et sont en concurrence avec des entreprises étrangères) et abordables pour les citoyens (et plus particulièrement pour les moins favorisés) et le respect des limites environnementales et des engagements environnementaux. Source : CCE (2015). L'engagement des interlocuteurs sociaux face aux enjeux énergétiques. [CCE 2015-0135](#) ; CCE (2017). Défis sociaux, économiques et environnementaux à relever dans la définition d'une vision énergétique en Belgique. [CCE 2017-2055](#).

<sup>2</sup> La Belgique ne dispose pas de ressources énergétiques autochtones, fossiles ou nucléaires, dans son sous-sol. Elle continuera par conséquent à importer la totalité des sources énergétiques fossiles et nucléaires incluses dans son mix énergétique. La Belgique peut toutefois miser sur d'autres moyens pour diminuer sa dépendance aux énergies fossiles et nucléaires, tels que la production locale et massive d'énergie renouvelable, le développement de capacité de stockage et la diminution de la demande énergétique.

## 1 La sécurité d'approvisionnement en électricité : qu'est-ce que c'est?

La sécurité d'approvisionnement en électricité (ou « adéquation ») est définie comme la capacité du système électrique à fournir la quantité d'énergie requise par l'ensemble des consommateurs à tout moment et en toutes circonstances, et plus particulièrement lors des pointes de demande qui sont le plus souvent hivernales, à partir des capacités de production disponibles dans la zone de réglage et à partir des importations d'électricité tenant compte des interconnexions et de la disponibilité de l'électricité sur le marché interconnecté<sup>3</sup>. En d'autres termes, la sécurité d'approvisionnement correspond à l'adéquation des moyens de production électrique en vue de couvrir la demande.

### 1.1 La sécurité d'approvisionnement, une notion multidimensionnelle

La sécurité d'approvisionnement peut être définie à travers trois dimensions tout au long de la chaîne d'approvisionnement<sup>4</sup> :

- La sécurité stratégique : ce niveau concerne la continuité de fourniture de l'électricité, en supposant que tous les moyens de transport, de transformation et de conversion soient en place pour acheminer l'électricité du producteur au consommateur ;
- L'adéquation du système électrique : ce niveau concerne l'aptitude du système électrique à répondre à tout temps à la demande électrique globale des consommateurs, compte tenu des interruptions programmées et des pannes non programmées raisonnablement prévisibles ;
- La sécurité ou fiabilité opérationnelle : ce niveau concerne la capacité du système à fournir, à court-terme, de l'électricité, même en cas d'événements imprévus, comme par exemple la fermeture imprévue de certaines capacités de production.

En outre, sur la base de la définition de la sécurité d'approvisionnement énergétique proposée par la Commission européenne, on peut considérer que la sécurité d'approvisionnement en électricité doit viser « à assurer la disponibilité physique et continue d'électricité à un prix accessible à tous les consommateurs dans la perspective d'un développement durable ». La sécurité d'approvisionnement ne peut donc être dissociée de l'accessibilité financière.

### 1.2 La sécurité d'approvisionnement et la prospérité économique et sociale

Garantir la sécurité d'approvisionnement électrique constitue un objectif important dans l'économie d'un pays et l'ensemble des consommateurs car cet objectif contribue au bon fonctionnement des entreprises, à la stabilité des prix de l'énergie, au confort des ménages et au bien-être général de la société. Ce concept est d'autant plus essentiel pour les économies de la connaissance hautement technologique et intensives en énergie telle que la Belgique<sup>5</sup>. L'accès à des sources d'approvisionnement électriques fiables est, par conséquent, un élément important pour le maintien et la croissance de la prospérité économique et sociale en Belgique.

---

<sup>3</sup> Febeg, Sécurité d'approvisionnement en électricité, [site web](#) consulté en juillet 2019 ; CREG (2015). Etude sur les mesures à prendre afin de disposer du volume adéquat de moyens de production conventionnels pour assurer la sécurité d'approvisionnement en électricité de la Belgique, [F1422](#).

<sup>4</sup> KU Leuven Energy Institute (2013). Sécurité d'approvisionnement en matière d'électricité. Fiche d'information [EI 2013-02](#).

<sup>5</sup> L'intensité énergétique de la Belgique figure parmi les plus élevées à l'échelle internationale. Les ménages disposent d'un haut niveau de confort électrique et de nombreuses industries à haute valeur ajoutée et intensives en énergies (chimie, pétrochimie, industrie pharmaceutique, etc..) se sont déployées en Belgique (Cf. point 2.1.1 « Tenir compte des spécificités industrielles de la Belgique de l'avis [CCE 2055-2015](#)).

### 1.3 Sécurité énergétique et dépendance énergétique

Depuis plusieurs années, la Belgique est importatrice nette d'électricité et bénéficie des capacités de production moins coûteuses de ses voisins européens (cf. point 2.2.). Avec une moyenne de 2.476 MW entre octobre et décembre 2018, les importations ont, à titre d'exemple, représenté 36% du mix électrique belge durant cette période, soit un niveau jamais atteint<sup>6</sup>. Cela met le pays en position de dépendance vis-à-vis des autres pays européens dans un secteur d'utilité publique.

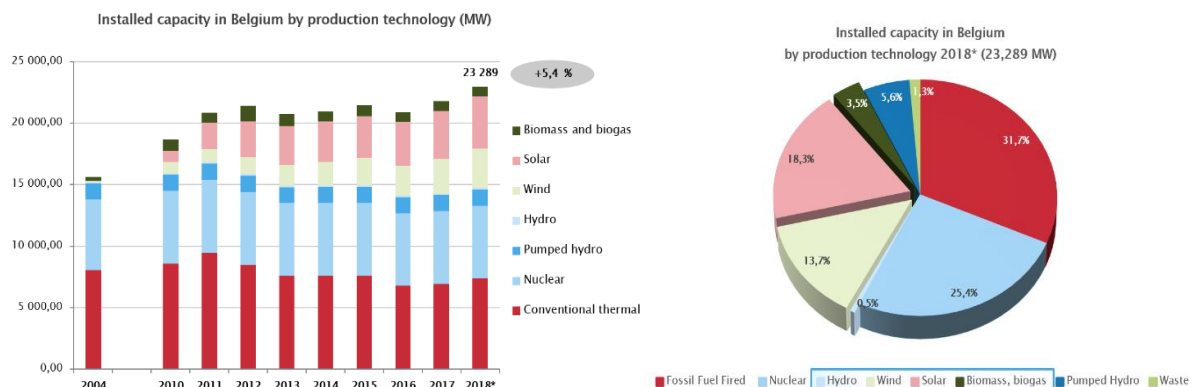
Sur des marchés efficaces, l'indépendance énergétique n'est pas nécessaire pour assurer la sécurité d'approvisionnement (cf. point 2.2). Cependant, ce libre-échange n'est pas toujours garanti, incitant ainsi les pays à s'assurer d'un certain degré d'autosuffisance.

## 2 Sur quelles capacités la Belgique peut-elle compter pour garantir sa sécurité d'approvisionnement électrique ?

Afin de garantir sa sécurité d'approvisionnement, la Belgique peut compter sur ses capacités de production d'électricité nationales (ainsi que sur des mécanismes de réserves), mais aussi sur des capacités d'importation en électricité grâce au marché européen intégré. Outre ces capacités de production, la Belgique dispose également d'autres outils en cas de pénurie d'électricité (mesures de gestion et de réduction de la demande, tarif de déséquilibre, plan de délestage, ...). Toutefois, étant donné que l'objectif est d'éviter d'arriver dans de telle situation de pénurie, ces outils ne sont pas explicités dans la présente note.

### 2.1 Les capacités de production nationales

Graphique 2-1 : Evolution de la capacité de production en électricité installée en Belgique (à gauche, en MW) et de sa répartition par technologie, 2018 (à droite, en %)



Source : Febeg (2019), Statistiques électricité, [site web](#) consulté en juillet 2019

<sup>6</sup> CREG (2019). Etude sur l'analyse de la réaction du marché de l'électricité à la suite de l'indisponibilité de plusieurs réacteurs nucléaires en Belgique durant la période d'octobre 2018 à février 2019, [F1950](#).



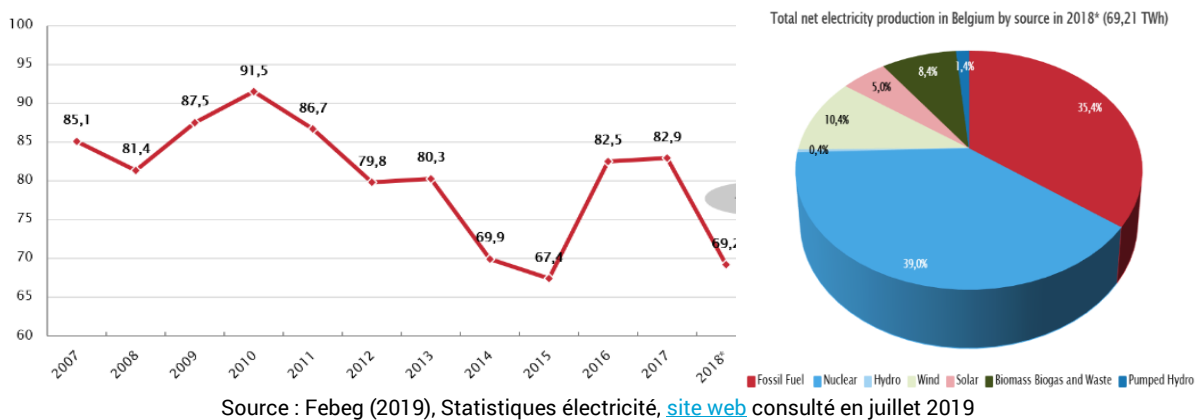
La capacité de production du parc électrique belge peut être définie comme la puissance électrique maximale qui peut potentiellement être fournie par l'ensemble des capacités de production installées sur le territoire nationale, à des conditions optimales. En Belgique, la capacité de production installée est d'environ 23 GW et la demande maximale d'électricité oscille en moyenne entre 13 et 14 GWh au cœur de l'hiver<sup>7</sup>. Les graphiques ci-dessus représentent l'évolution de l'ensemble des capacités de production en Belgique, ainsi que sa répartition par technologie.

### 2.1.1 Capacité de production et production réelle d'électricité

Il est important de noter que la capacité de production du parc électrique n'est pas égale à la production réelle d'électricité. Et ce, car la disponibilité des différentes technologies de production d'électricité fluctue en fonction de facteurs techniques (pannes techniques, périodes de maintenance, etc.) et de facteurs météorologiques et saisonniers (durée d'ensoleillement, température, etc.). Les sources d'énergie renouvelables dites intermittentes, comme l'éolien et le photovoltaïque, ne sont par exemple respectivement pas disponibles les jours où il n'y a pas de vent et la nuit (sans soleil). De même, des problèmes techniques tels que le mauvais état du béton dans une ou plusieurs centrales nucléaires peuvent rendre une partie du parc de production indisponible à certains moments.

Au cours de l'année 2018, la production nette d'électricité en Belgique s'est établie à 69,2 TWh et provenait majoritairement de sources d'énergie fossiles telles que le gaz (35%) et du nucléaire (39%)<sup>8</sup>.

**Graphique 2-2 : Evolution de la production nette d'électricité en Belgique (à gauche, en TWh), sur la période 2007-2018 et Répartition de la production nette d'électricité en Belgique (à droite, en %), en 2018**



### 2.1.2 Les réserves d'équilibrage et la réserve stratégique

Le gestionnaire de réseau de transport d'électricité belge, ELIA, dispose de deux mécanismes de réserves afin de garantir l'adéquation sur le marché de l'électricité : la réserve d'équilibrage (ou « réserve de balancing ») et la réserve stratégique.

#### Les réserves d'équilibrage

Les réserves d'équilibrage consistent en des contrats spécifiques avec certains producteurs, consommateurs et agrégateurs afin de réduire ou d'augmenter la production de certaines centrales ou la consommation de certains sites, le plus souvent industriels, quand cela est nécessaire<sup>9</sup>. Les réserves d'équilibrage se décomposent en réserves primaires, secondaires et tertiaires. Les

<sup>7</sup> Febeg, Sécurité d'approvisionnement en électricité, [site web](#) consulté en juillet 2019.

<sup>8</sup> Febeg, Sécurité d'approvisionnement en électricité, [site web](#) consulté en juillet 2019.

<sup>9</sup> Elia : Questions sur la sécurité d'approvisionnement en Belgique, [site web](#) consulté en juillet 2019.

différentes caractéristiques techniques de ces réserves auxquelles ELIA a recours pour l'équilibrage sont décrites dans le Tableau 2-1.

**Tableau 2-1 : Aperçu des différentes caractéristiques techniques des réserves (primaire, secondaire et tertiaire) auxquelles ELIA a recours pour l'équilibrage**

Type de puissance de réserve	Vitesse de réaction	Caractéristiques
Réserve primaire (R1)	+++ (automatique et décentralisé) Contracté à 100%	- Activation après quelques secondes et au plus tard dans les 30 secondes ; - La puissance de réserve primaire est activée jusqu'à ce que la réserve secondaire vienne libérer le réglage primaire ; - Puissance de réserve déterminée au niveau d'ENTSO-E*.
Réserve secondaire (R2)	++ (automatique et centralisé) Partiellement contracté	- Activation complète possible au plus tard dans les 15 minutes ; - La puissance de réserve secondaire doit libérer la réserve primaire et rester activée aussi longtemps que l'équilibre n'a pas été rétabli ; - La puissance est limitée ; - Recommandation de volume au niveau d'ENTSO-E*, mais déterminée par les zones de réserve indiciduelles.
Réserve tertiaire (R3)	+ (manuel et centralisé) Partiellement contracté	- Activation compète au plus tard dans les 3 minutes ou 15 minutes ; - La puissance de réserve tertiaire doit libérer et assister la réserve secondaire ; elle doit rester activée aussi longtemps que l'équilibre n'a pas été rétabli ; - Puissance plus importante ; - Les puissances tertiaires demeurent activées jusqu'à ce que l'équilibre ait été rétabli par les acteurs du marché concernés.

\*Le Réseau européen des gestionnaires de réseaux de transport d'électricité (ou « European network of transmission system operators for electricity - ENTSO-E) est une association représentant 41 gestionnaires de réseau de transport, dont ELIA, de 34 pays à travers l'Union européenne.

Source : [ELIA \(2018\)](#). Rapport portant sur les conditions nécessaires pour assurer l'équilibre dans la zone de réglage d'ELIA

Ces réserves permettent de corriger les déséquilibres résiduels entre la production et la demande en électricité et sont essentielles pour maintenir l'équilibre opérationnel sur le réseau. Le volume des réserves d'équilibrage disponibles est proposé par ELIA et approuvé par la CREG. En 2018, les réserves secondaires s'élevaient à 139 MW et les réserves tertiaires à 830 MW, soit au total 969 MW<sup>10</sup>.

### **La réserve stratégique**

La « réserve stratégique » est un filet de sécurité à court terme qui permet d'éviter les conséquences physiques d'une pénurie sur le marché. Il s'agit, plus concrètement, d'un mécanisme qui permet d'activer certaines unités de production électrique qui ont été mises à l'arrêt (définitive ou temporaire) en raison de conditions de marché jugées insuffisamment propices par les producteurs privés<sup>11</sup>, dans le cas où un risque non négligeable de pénurie d'électricité est identifié à court terme. Cette réserve stratégique regroupe des mesures de<sup>12</sup> :

- Gestion de l'offre : les unités qui font l'objet d'une notification de mise à l'arrêt sont obligées de participer à la procédure de constitution de la réserve stratégique afin d'assurer la sécurité d'approvisionnement ;

<sup>10</sup> CREG (2019). Etude sur l'analyse de la réaction du marché de l'électricité à la suite de l'indisponibilité de plusieurs réacteurs nucléaires en Belgique durant la période d'octobre 2018 à février 2019, [F1950](#).

<sup>11</sup> La rentabilité des centrales électriques, particulièrement les centrales au gaz, est rendue incertaine par les récentes évolutions de marché (notamment des prix de l'électricité et du gaz)

<sup>12</sup> La réserve stratégique est régie par la loi du 26 mars 2014 et la loi du 30 juillet 2018 modifiant la loi du 29 avril 1999 relative à l'organisation du marché de l'électricité.

- Gestion de la demande : des consommateurs acceptent de réduire, en totalité ou en partie, leur consommation électrique pendant un certain temps, en cas de nécessité<sup>13</sup>.

Concrètement, avant chaque période hivernale et sur instructions du ministre en charge de l'énergie, le gestionnaire de réseau de transport organise un appel d'offres auprès des centrales qui ont annoncé leur fermeture et auprès des grands consommateurs.

## 2.2 Les capacités d'importation en électricité

Outre la production nationale, la Belgique a également la possibilité de faire appel à ses voisins européens pour assurer sa sécurité d'approvisionnement en électricité. Le pays dispose, à cet effet, de capacités d'interconnexion avec les pays limitrophes parmi les plus élevées d'Europe. Depuis la réalisation du projet « Nemo »<sup>14</sup> en 2018, la Belgique peut compter sur une capacité d'importation maximale allant jusqu'à 5.500 MW<sup>15</sup>, soit plus de 40% de la demande de pointe en électricité<sup>16</sup>. La capacité d'importation maximale est définie comme la capacité que le pays peut importer en conditions d'exploitation normales du réseau et sans connaissance préalable des flux d'énergie.

### 2.2.1 Capacité d'importation maximale et disponibilité des importations

Graphique 2-3 : Evolution des importations, des exportations et des importations nettes de la Belgique (en TWh) sur la période 2005-2017



Source : Febeg (2019), Statistiques électricité, [site web](#) consulté en juillet 2019.

De nouveau, la capacité d'interconnexion et la disponibilité d'un surplus de capacité de production à l'étranger pour exportation vers la Belgique ne sont pas la même chose. La capacité théorique d'importations peut être diminuée par des contraintes techniques (par ex : *loop flows*<sup>17</sup>) et par des circonstances de marché (par ex : indisponibilités planifiées ou fortuites d'infrastructures de réseau)

<sup>13</sup> A titre d'information, le potentiel d'adaptation de la demande a été évalué au niveau européen à 10% de la demande de pointe (COM 2013/7243 du 5/11/2013). En Belgique cela représenterait de l'ordre de 1.400 MW (CREG, 2015, F1422).

<sup>14</sup> Le projet « Nemo » est la première connexion électrique entre la Belgique et le Royaume-Uni. Le projet a été inauguré en décembre 2018. Une interconnexion avec l'Allemagne, « Allegro », est également actuellement en cours de construction et devrait être mise en service en 2020. Les prochaines actions en vue de renforcer les interconnexions et le réseau électrique sont détaillées dans le « Plan de développement fédéral du réseau de transport 2020-2030 » d'Elia ([version provisoire](#)).

<sup>15</sup> Par le passé, les importations étaient limitées à 3.500 MW par Elia. Avec le couplage des marchés intervenu en 2015, Elia a réhaussé ce niveau à 4.500 MW et, courant 2018, jusqu'à 5.500 MW. L'ambition d'Elia est de rehausser progressivement cette limite à 7.500 MW d'ici fin 2022 (CREG, 2019, F1950).

<sup>16</sup> Febeg, Sécurité d'approvisionnement en électricité, [site web](#) consulté en juillet 2019.

<sup>17</sup> La problématique des « loop flows » fait référence au transit via notre réseau national de flux d'électricité en provenance d'un pays limitrophe qui retournent in fine dans ce pays d'origine. Ces « loop flows » se matérialisent notamment avec l'Allemagne et entraînent qu'une partie de la capacité d'interconnexion n'est plus disponible pour pourvoir à nos éventuels besoins d'importation.

ou une demande accrue dans le pays exportateur. La disponibilité effective d'importation dépend donc essentiellement des conditions de marché et d'exploitation du réseau. Comme des événements imprévus peuvent toujours se produire, la capacité d'importation est mise progressivement à la disposition du marché via des enchères annuelles, journalières et infra-journalières. Au cours de l'année 2018, les importations nettes de la Belgique se sont établies à 17,3 TWh (cf. Graphique 2-3).

### **2.2.2 La sécurité d'approvisionnement, une approche régionale**

La Commission européenne a identifié la coopération régionale en matière d'adéquation comme l'un des points clés de son « *Clean Energy Package for all Europeans* ».

#### ***L'intégration avancée des marchés européens***

Depuis novembre 2010, la Belgique est au cœur du premier marché coordonné implicite d'électricité au monde, celui de la région "Centre-Ouest Europe" - ou CWE, *Centre West Europe* en anglais - (Benelux, France, Allemagne et Autriche) couplé également avec les pays scandinaves par quelques liaisons limitées en capacités mais intéressantes pour leur complémentarité, avec un marché nordique « hydraulique » qui contrebalance partiellement la production basée sur la gaz naturel aux Pays-Bas et sur l'éolien du nord de l'Allemagne. Ce marché cumule une capacité de production électrique de 396 GW – contre 23 GW en Belgique (cf. point 2.1).

Au sein du marché européen, les marchés de gros de l'électricité sont régis par les règles du marché unique : aucune discrimination entre le commerce intérieur et le commerce transfrontalier. Les États membres doivent continuer à exporter jusqu'à ce qu'ils courent eux-mêmes un risque de sécurité d'approvisionnement. Ce risque d'approvisionnement est fixé à un prix seuil (*price cap*) de 3.000 €/MWh. Les pays membres doivent donc continuer à exporter jusqu'à ce qu'ils atteignent ce prix seuil.

#### ***Flow-based market coupling***

Depuis mai 2015, les importations et les exportations dans la région Centre-Ouest Europe sont gérées selon le "couplage de marchés fondés sur les flux" (ou *flow-based market coupling* - FBMC). Le *flow based market coupling* constitue le modèle cible défini par les instances européennes pour le calcul et l'allocation des capacités aux interconnexions des réseaux nationaux d'électricité de la région "Centre-Ouest Europe".

Avec cette méthode, les capacités physiques de transport d'électricité sont automatiquement affectées aux échanges commerciaux sur la frontière où ils ont la plus grande utilité. En d'autres termes, le mécanisme du couplage des marchés a pour objectif de s'assurer que les interconnexions seront utilisées « dans le bon sens », c'est-à-dire du marché où l'énergie est la moins chère vers celui où elle est la plus chère : les importations vont vers le pays qui est prêt à payer le plus pour l'électricité. Son principe consiste à associer aux offres d'achat des pays intégrés les moyens de production les moins chers de la zone.

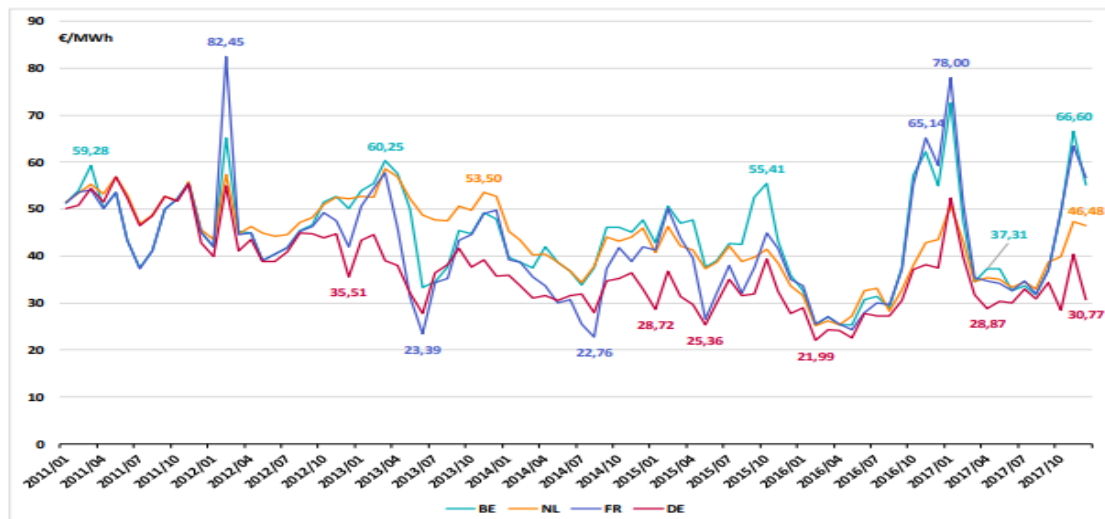
Via ce mécanisme, les importations sont donc basées sur le marché : la production étrangère moins chère remplace la production nationale plus chère. Les Pays-Bas peuvent, par exemple, être en situation de surproduction et importer de l'électricité moins chère en provenance de l'Allemagne. L'évolution des importations et des exportations est de ce fait sensible aux écarts de prix sur les marchés nationaux d'électricité, et partant, aux variations de l'offre et de la demande de chaque pays.

En rendant les importations dynamiques, l'objectif de ce mécanisme de marché est de réduire les coûts de production dans les pays concernés et de contribuer à renforcer la sécurité d'approvisionnement en électricité, grâce à une meilleure coordination entre les gestionnaires de réseaux concernés<sup>18</sup>.

### 2.3 Mécanisme de formation des prix sur le marché day-ahead

Les prix sur le marché *day-ahead* (défini comme une bourse d'électricité<sup>19</sup>) se forment en fonction de l'équilibre à court terme en l'offre et la demande, tenant compte des capacités disponibles sur les différents marchés. Le mécanisme de détermination du prix de compensation et des volumes sur ce marché est basé sur la *merit order curve*. Cette logique consiste à faire appel aux différentes unités de production électriques (y compris les importations), au fur et à mesure, en fonction de leurs coûts marginaux croissants<sup>20</sup>. Lorsque les capacités d'interconnexion ne sont pas congestionnées, le prix sur le marché *day-ahead* est le reflet de l'équilibre sur l'ensemble du marché interconnecté<sup>21</sup>.

Graphique 2-4 : Evolution des prix *day-ahead* mensuels horaires moyens, par zone d'enchères dans la région CWE



Source : CREG (2018). Study on the functioning and price evolution of the Belgian wholesale electricity market – monitoring report 2017, [F1734](#).

<sup>18</sup> Seule limite au couplage des marchés : les capacités d'import et d'export aux frontières. Une limite théorique est en effet fixée par les gestionnaires de réseau afin de garantir la sécurité d'approvisionnement. Cette limite ne peut être dépassée par les exportateurs. Or, en cas d'interdépendance (comme entre la France, la Belgique et l'Allemagne, qui utilisent les mêmes lignes de transport), ce mécanisme peut engendrer une utilisation du réseau non optimisée : les besoins des uns ne seraient couverts qu'en partie, en prévision des éventuelles demandes des autres... même si elles n'existent pas à l'instant t.

<sup>19</sup> Plateforme via laquelle des volumes d'électricité sont négociés entre différents acteurs économiques (producteurs, fournisseurs, grands consommateurs industriels, sociétés spécialisées dans le trading, etc.).

<sup>20</sup> Les énergies renouvelables, de même que le nucléaire, ont un coût marginal très faible (le soleil et le vent sont gratuits) et se trouvent au bas de la courbe. En présence de prix faibles pour les permis carbone, les coûts d'exploitation d'une centrale au charbon sont généralement plus faibles que ceux d'une centrale à gaz à cycle combiné (CCGT). Les unités de pointe, dont la mission est d'absorber les pics exceptionnels de la demande, souvent alimentées au gaz, diesel ou à l'essence, sont caractérisées par des coûts d'exploitation les plus élevés.

<sup>21</sup> CREG (2015). Etude sur les mesures à prendre afin de disposer du volume adéquat de moyens de production conventionnels pour assurer la sécurité d'approvisionnement en électricité de la Belgique, [F1422](#).

La ligne bleue du graphique 2-4 qui représente l'évolution du prix *day-ahead* mensuel horaire moyen en Belgique montre que les prix sont élevés pendant les périodes de forte demande (par exemple en hiver) et lorsque les unités de production sont placées en maintenance (par exemple en avril et en octobre). Ceci s'explique, entre autres, par le fait que durant ces périodes de plus forte demande, les unités de pointe – caractérisées par un coût marginal de production supérieur - sont plus souvent sollicitées pour répondre à la demande. De même, les prix sont bas pendant la période estivale, lorsque la demande est plus faible.

### **3 Quels indicateurs pour évaluer la sécurité d'approvisionnement en électricité en Belgique ?**

Plusieurs indicateurs peuvent être utilisés afin de monitorer l'adéquation entre l'offre et la demande électrique et de mettre en évidence les éventuels problèmes/risques de déficit de capacité de production d'électricité en Belgique susceptibles de porter préjudice au bon fonctionnement du marché belge. Toutefois étant donné l'intégration avancée des marchés européens et le mécanisme de formation des prix de l'électricité, un indicateur de monitoring de la sécurité de l'approvisionnement doit, pour être pertinent, tenir compte de :

- la capacité de production au niveau régional qui est essentielle pour la sécurité d'approvisionnement en électricité ;
- la capacité d'importation dynamique dans le cadre de la FBMC, en plus d'éventuelles hausses de plafonnement des prix.

La sécurité d'approvisionnement en électricité doit, par conséquent, être monitorée à l'échelle régionale, en tenant compte de la capacité d'importation.

En prenant compte de ces éléments, la collaboration entre le CCE et la CREG a abouti au développement d'un indicateur permettant d'évaluer si la Belgique est proche ou non d'un problème d'adéquation, pouvant mettre à mal la sécurité d'approvisionnement du pays. Cet indicateur est dénommé « Périodes critiques d'adéquation » dans la présente note. Outre cet indicateur, le CCE estime qu'il est également important de suivre l'indicateur « Loss of Load Expectation » pour monitorer les performances de la Belgique en matière de sécurité d'approvisionnement électrique. Ces deux indicateurs sont décrits ci-dessous.

#### **3.1 Périodes critiques d'adéquation**

Les « Périodes critiques d'adéquation » sont définies comme les jours présentant un prix *day-ahead* égal ou supérieur à 300 €/MWh sur la bourse de l'électricité pendant au moins une heure. Afin d'évaluer dans quelle mesure la Belgique a été proche ou non d'un problème d'adéquation lors de ces périodes critiques, la marge d'adéquation (ou capacité supplémentaire disponible) doit également être évaluées pour ces périodes. La définition de cet indicateur, ainsi que son analyse au cours de l'année 2018 pour la Belgique, sont issus d'une étude de 2019 de la CREG<sup>22</sup>. L'analyse de cet indicateur continuera à être effectuée, à l'avenir, par la CREG dans ses rapports annuels de monitoring sur le fonctionnement et l'évolution des prix du marché de gros belge de l'électricité.

---

<sup>22</sup> CREG (2019). Etude sur l'analyse de la réaction du marché de l'électricité à la suite de l'indisponibilité de plusieurs réacteurs nucléaires en Belgique durant la période d'octobre 2018 à février 2019, [F1950](#).

### 3.1.1 Prix day-ahead

L'évolution des prix sur les marchés de l'électricité donne des indications non seulement quant à l'adéquation entre l'offre et la demande, mais également par rapport au bon fonctionnement du marché :

- D'une part, une capacité de production limitée (due par exemple à une indisponibilité non planifiée d'une centrale nucléaire), mettant à mal la sécurité d'exploitation du réseau électrique, se reflète sur le prix de l'électricité. Cette rareté exerce une pression à la hausse sur les niveaux de prix de l'électricité sur les marchés à un jour, inter-journalier ou d'équilibrage. Concrètement, avec l'augmentation des prix de l'électricité, il faut activer davantage de capacités de production à court terme : par exemple, via les importations. Les pics de prix sont donc inhérents à un bon fonctionnement du marché, lors des moments de tension ou de pénurie et sont nécessaires pour assurer la rentabilité des unités de production, comme celles de gaz qui produisent de moins en moins.
- D'autre part, la réactivité du marché (réaction de l'offre et de la demande<sup>23</sup>) aux signaux de prix reflète la capacité du marché à faire face à la pénurie : plus les périodes de pointe des prix sont courtes, plus la résistance du marché (la sécurité d'approvisionnement) est élevée.

Pour analyser la notion d'adéquation, la CREG a fait le choix de se concentrer sur l'échange *day-ahead*, car c'est sur cette base qu'un GRT doit procéder à une évaluation d'adéquation<sup>24</sup>. Le marché *day-ahead* est également le marché le plus liquide et, grâce au « correctif d'adéquation », la capacité d'importation est prioritaire pour les pays (zones de prix) qui risquent de ne pas avoir une capacité suffisante et qui sont donc disposés à payer le prix le plus élevé possible (cf. point 2.2.2). A titre informatif, en 2017, le prix moyen annuel *day-ahead* s'élevait en Belgique à 44,6 €/MWh.

Dans ses rapports annuels de monitoring 2015, 2016 et 2017 sur le fonctionnement et l'évolution des prix du marché de gros belge de l'électricité<sup>25</sup>, la CREG stipule qu'elle attend des acteurs du marché qu'ils négocient au jour le jour en utilisant efficacement toutes les capacités de production et de demande disponibles à un prix reflétant les coûts marginaux. Dès lors, des prix mensuels moyens qui sont supérieurs aux coûts marginaux attendus des centrales de pointe belges fonctionnant au gaz naturel suggèrent une situation de pénurie. La CREG définit ainsi les heures durant lesquelles le prix *day-ahead* dépasse 80€/MWh comme des heures de pénurie. En 2017, 532 (ou 6%) heures de pénurie ont été observées, soit deux fois plus qu'en 2016 et quatre fois plus qu'en 2015 (cf. Tableau 3-1).

---

<sup>23</sup> Il est important de préciser que les pics de prix impactent peu la majorité des consommateurs, dont la demande n'est pas flexible, soit parce qu'ils ont un contrat à prix fixe ou parce que leur contrat à prix variable est indexé sur une moyenne de prix *forward* ou de prix *day-ahead*. La réaction spontanée des consommateurs – ou flexibilité – peut ne pas être suffisante. La capacité de la demande à réagir à un risque de pénurie et à un signal prix est par conséquent davantage obtenue par un mécanisme de rémunération de l'effacement ou par des campagnes de sensibilisation (CREG, 2015, F1422).

<sup>24</sup> Article 107 de la ligne directrice sur la gestion des réseaux.

<sup>25</sup> [Rapport 2017](#) ; [Rapport 2016](#) ; [Rapport 2015](#)

**Tableau 3-1 : Histogramme des prix de gros de l'électricité journalier (prix *day-ahead*) belge, par an, sur la période 2007-2017**

	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017
<0	0	0	0	0	0	7	15	2	0	2	6
[0 - 20[	1.493	354	940	457	815	370	830	444	285	989	309
[20 - 40[	4.190	757	4.117	2.421	1.033	2.495	1.912	3.779	3.111	5.222	4.256
[40 - 60[	1.770	2.105	2.731	4.391	4.666	4.405	3.873	4.032	4.438	1.724	2.744
[60 - 80[	605	2.711	730	1.314	2.178	1.291	1.871	477	796	590	913
[80 - 100[	339	1.675	199	123	48	140	215	19	65	140	296
[100 - 200[	305	1.164	43	52	19	73	44	6	29	98	229
[200 - 300[	25	13	0	2	0	3	0	1	22	14	5
[300 - 500[	15	2	0	0	0	0	0	0	14	2	2
[500 - 1000[	14	3	0	0	0	0	0	0	0	3	0
[1000 - 3000[	4	0	0	0	1	0	0	0	0	0	0
>80	702	2.857	242	177	68	216	259	26	130	257	532
> 300	33	5	0	0	1	0	0	0	14	5	2

Source : CREG (2018). Study on the functioning and price evolution of the Belgian wholesale electricity market – monitoring report 2017, [F1734](#).

Il est toutefois important de préciser qu'un prix *day-ahead* supérieur à 80 €/MWh ne reflète en aucun cas un risque pour la sécurité d'approvisionnement, il signifie simplement que des capacités de production moins compétitives doivent être utilisées pour satisfaire la demande de pointe. Sur base de l'historique des prix *day-ahead* sur le marché belge (cf. Tableau 3-1), le CCE et la CREG ont dès lors estimé des prix *day-ahead* supérieurs à 300 €/MWh comme étant déjà relativement élevés et reflétant une certaine pénurie sur le marché pouvant éventuellement conduire à un problème d'adéquation. Le prix *day-ahead* seul ne suffisant pas à affirmer que la Belgique est proche d'un problème d'adéquation, il convient d'analyser la marge d'adéquation pour ces périodes dépassant un prix *day-ahead* de 300€/MWh.

### 3.1.2 Marge d'adéquation ou capacité supplémentaire disponible

Afin de savoir si la Belgique était proche ou non d'un délestage<sup>26</sup>, il convient d'évaluer également la capacité supplémentaire disponible lors des jours présentant un prix *day-ahead* égal ou supérieur à 300 €/MWh sur la bourse de l'électricité pendant au moins une heure. La capacité supplémentaire disponible est calculée avant que la Belgique ne doive prévoir une réduction pour le jour D+1, car toute la demande ne pourrait être satisfaite, même si tous les acteurs du marché sont disposés à payer le prix le plus élevé possible (c'est-à-dire 3.000 €/MWh<sup>27</sup>). Pour pouvoir calculer la capacité supplémentaire disponible si les prix augmentent jusqu'à 3.000 €/MWh sur la bourse de l'électricité, quatre types de capacités sont évalués par la CREG :

- la « capacité intérieure supplémentaire explicitement disponible », c'est-à-dire la capacité supplémentaire proposée sur la bourse de l'électricité belge par les acteurs du marché belge ;

<sup>26</sup> Si l'ensemble des mécanismes mis en place pour assurer la sécurité d'approvisionnement ne suffit pas à satisfaire la demande en électricité, l'ultime recours est le plan de délestage. Ce plan qui intervient en ultime recours, consiste en l'arrêt temporaire de la fourniture d'électricité à une partie des clients finaux dans certaines parties du pays. Cette manœuvre permet de récupérer l'équilibre entre l'injection (offre) et la quantité prélevée (demande) d'électricité. Cela évite un effondrement de l'ensemble du réseau électrique (black-out). Des dispositions légales définissent les types de clients susceptibles d'être délestés (les zones rurales en priorité) et ceux qui doivent être (ré)approvisionnés en priorité (comme des services auxiliaires des postes de haute tension, les hôpitaux généraux et les hôpitaux psychiatriques, les centrales de gestion des appels d'urgence...) ([Site web SPF](#)).

<sup>27</sup> Pour rappel, au sein du marché de gros européen de l'électricité, les Etats-membres ont l'obligation de continuer à exporter jusqu'à ce qu'ils courent eux-mêmes un risque de sécurité d'approvisionnement, fixé au prix seuil de 3.000 €/MWh (cf. 2.2.2 « La sécurité d'approvisionnement, une approche régionale »).



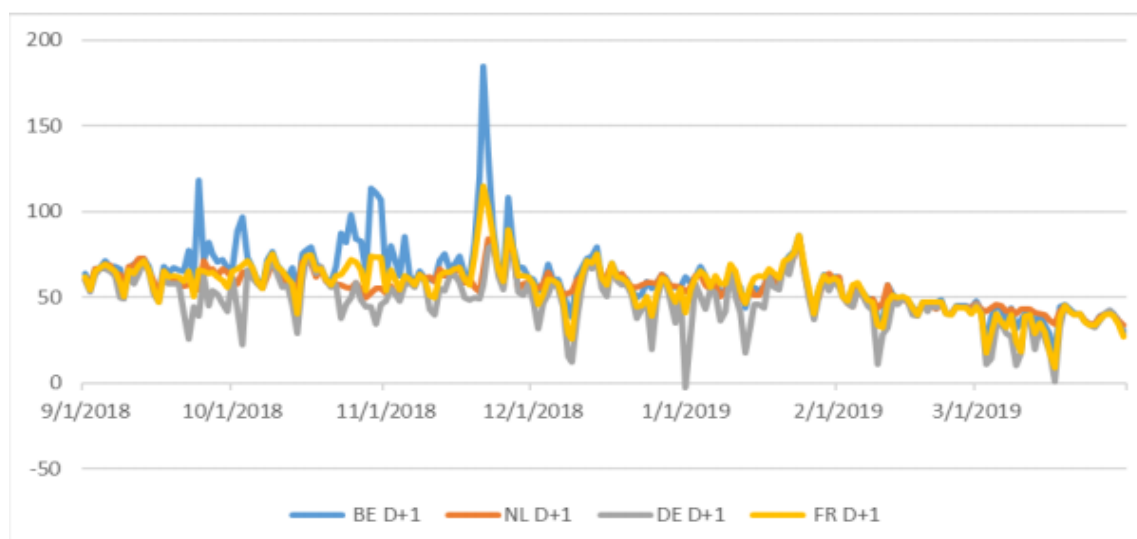
- la « capacité d'importation supplémentaire explicitement disponible », c'est-à-dire la capacité supplémentaire proposée sur la bourse belge de l'électricité par les acteurs du marchés étrangers. Celle-ci est calculé comme la différence entre la position d'importation/exportation réelle et la capacité d'importation maximale belge (avec un contrôle supplémentaire relatif à la disponibilité des ressources sur les bourses étrangères) ;
- la « capacité intérieure supplémentaire implicitement disponible », c'est-à-dire une estimation par la CREG de la capacité supplémentaire non proposée sur la bourse belge de l'électricité. Cette estimation est basée sur les données que la CREG a reçues de certains acteurs du marché et se compose principalement des mesures exceptionnelles qui ont été prises par les acteurs du marché pour faire face à une crise soudaine d'adéquation due, par exemple, à l'indisponibilité imprévue de certaines centrales nucléaires ;
- la « réserve d'équilibrage disponible (R2 et R3) » (cf. point 2.1.2). Il est important de noter que les réserves d'équilibrage n'ont pas d'impact sur la formation des prix *day-ahead*. Toutefois, étant donné que cette capacité est disponible comme tampon supplémentaire en temps réel s'il y a un problème d'adéquation, elle doit être prise en compte pour évaluer dans quelle mesure la Belgique est proche ou non du délestage volontaire<sup>28</sup>.

Concrètement, la capacité supplémentaire disponible totale indique la distance qui sépare la Belgique du délestage involontaire.

### 3.1.3 Exemple : 20-22 novembre 2018

Malgré la tendance généralisée à la hausse des prix *day-ahead* au sein de la zone CWE, la Belgique a connu des pics de prix particulièrement forts, se démarquant des autres pays lors de certaines périodes des mois de septembre, octobre et novembre 2018 (Cf. Graphique 3-1).

**Graphique 3-1 : Evolution du prix moyen journalier day-ahead baseload (€/MWh) pour la Belgique et ses pays voisins (Pays-Bas, Allemagne et France), 2017-2018**



Source : CREG (2019). Etude sur l'analyse de la réaction du marché de l'électricité à la suite de l'indisponibilité de plusieurs réacteurs nucléaires en Belgique durant la période d'octobre 2018 à février 2019, [F1950](#).

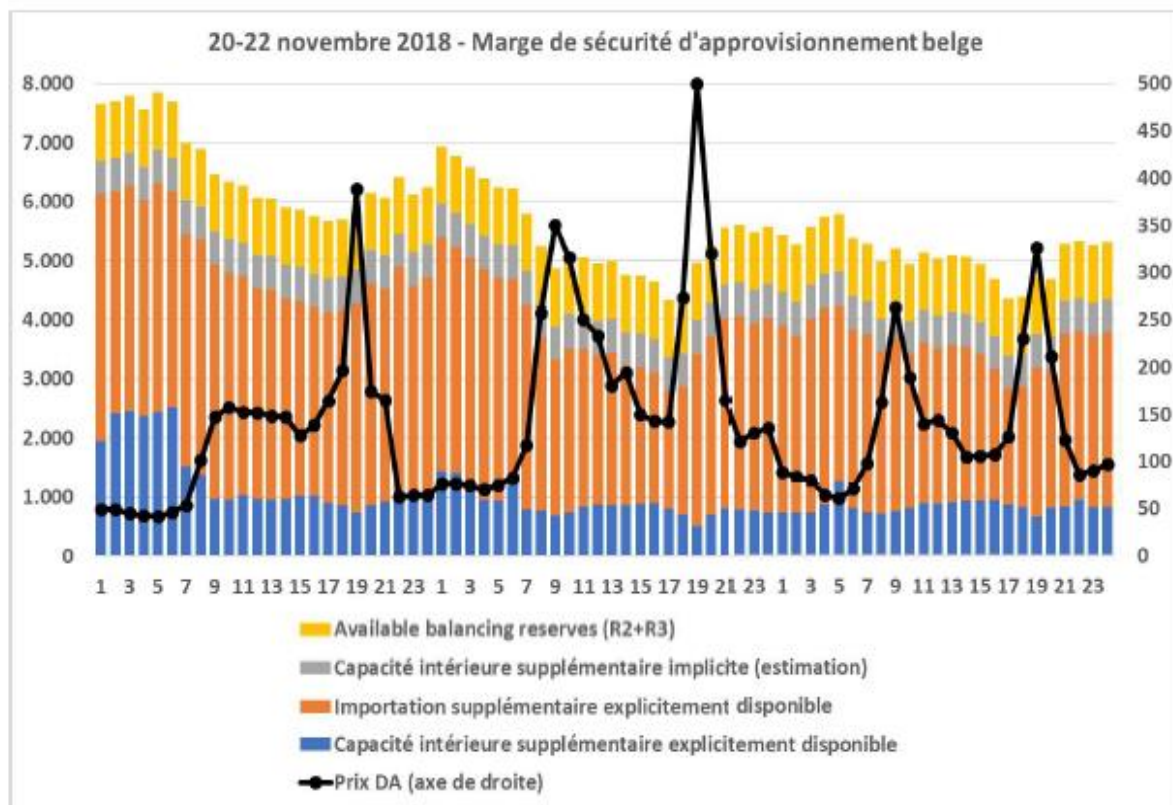
<sup>28</sup> Selon l'article 21 du code de réseau sur l'état d'urgence et la reconstitution du réseau électrique, les réserves d'équilibrage disponibles doivent être épuisées avant tout délestage involontaire.

Selon le rapport de la CREG<sup>29</sup>, six journées ont été concernées au cours de l'hiver 2018 par des jours présentant un prix *day-ahead* égal ou supérieur à 300 €/MWh sur la bourse de l'électricité. Afin d'illustrer les notions mentionnées dans les points précédents, l'exemple du 20-22 novembre 2018 est décrit dans l'encadré ci-dessous.

#### Encadré 3-1 : Analyse de la marge de sécurité d'approvisionnement pour les 20, 21 et 22 novembre 2018

Du 20 au 22 novembre 2018, plusieurs heures ont connu des prix *day-ahead* supérieurs à 300 €/MWh, avec un prix *day-ahead* maximal de 499 €/MWh le 21 novembre à 19h. La figure ci-dessous montre que la Belgique disposait encore, pour ces journées, d'au moins 4.300 MW de capacités disponibles, dont au moins 2.700 MW étaient explicitement disponibles sur la bourse de l'électricité *day-ahead* (la majeure partie provenant des importations).

Cela signifie que, malgré une situation plus tendue sur le marché de l'électricité, la Belgique était encore loin d'un problème de sécurité d'approvisionnement, pour ces trois dates : il restait une capacité plus que suffisante pour faire face à une adversité supplémentaire, comme par exemple la perte d'une unité de production ou une vague de froid, sans courir le risque d'un délestage involontaire.



Source : Base de données CREG, JAO, calculs CREG

Source : CREG (2019). Etude sur l'analyse de la réaction du marché de l'électricité à la suite de l'indisponibilité de plusieurs réacteurs nucléaires en Belgique durant la période d'octobre 2018 à février 2019, F1950.

<sup>29</sup> CREG (2019). Etude sur l'analyse de la réaction du marché de l'électricité à la suite de l'indisponibilité de plusieurs réacteurs nucléaires en Belgique durant la période d'octobre 2018 à février 2019, [F1950](#).

Durant l'hiver 2018, le risque de pénurie ou de délestage a notamment été évité grâce une réaction rapide de l'ensemble des acteurs du secteur pour répondre aux besoins du marché (augmentation importante des capacités de production domestiques et nouvelles mesures de gestion de la demande), à la disponibilité de production sur le marché interconnecté et à un meilleur fonctionnement du couplage des marchés au sein de la zone CWE.

### 3.2 Loss of Load Expectation (LOLE)

L'indicateur le plus fréquemment utilisé afin de monitorer le critère de fiabilité et le critère d'adéquation du parc de production électrique est le "Loss of Load Expectation" (LOLE). Cet indicateur évalue l'espérance mathématique du nombre d'heures de défaillance, c'est-à-dire l'espérance mathématique du nombre d'heures par an durant lesquelles les ressources disponibles (en électricité) ne seront pas suffisantes pour couvrir l'ensemble de la demande en électricité<sup>30</sup>. En termes simplifiés, un LOLE plus élevé signifie que la probabilité augmente qu'il y ait à un moment donné un manque des moyens de production pour satisfaire à la demande d'électricité. L'indicateur tient compte de l'ensemble des moyens de production à disposition du réseau électrique national, y compris les interconnexions et est modulé par<sup>31</sup> :

- la probabilité de disponibilité de chaque type de capacité en période de tension du système ;
- la capacité de la demande à réagir à un risque de pénurie et à un signal de prix<sup>32</sup> ;
- la capacité d'importation déterminée, lorsque les capacités d'interconnexion seront disponibles, par l'attractivité de la zone.

La valeur maximum choisie pour le LOLE détermine le niveau de risque de défaillance accepté en ce qui concerne la couverture de la demande d'électricité et, par conséquent, le niveau de sécurité d'approvisionnement en électricité souhaité pour le pays concerné. En Belgique, le niveau minimal d'adéquation, mesuré par le « Loss of Load Expectation (LOLE) », est défini légalement. Selon l'article 7bis, §2, 1° à 3° de la loi électricité, en l'absence de normes harmonisées au niveau européen ou régional, le niveau de sécurité d'approvisionnement à atteindre en Belgique ne peut dépasser un LOLE de 3 heures en cas d'hiver normal (P50<sup>33</sup>) et de 20 heures en cas d'hiver rigoureux (P95<sup>34</sup>).

---

<sup>30</sup> Le LOLE est obtenu par convolution de la courbe de demande et des distributions de densité de probabilité des indisponibilités des unités de production. En comparant la courbe résultante à la puissance installée du parc de production, on en déduit le LOLE. L'expression de cette grandeur sous forme d'une probabilité plutôt qu'un d'un nombre d'heures par an est appelée le LOLP (Loss of Load Probability).

<sup>31</sup> CREG (2015). Etude sur les mesures à prendre afin de disposer du volume adéquat de moyens de production conventionnels pour assurer la sécurité d'approvisionnement en électricité de la Belgique, [F1422](#).

<sup>32</sup> Etant donné la faible exposition des clients finals à des signaux de prix de court terme, cette réaction est actuellement obtenue davantage par un mécanisme de rémunération de l'effacement ou par des campagnes de sensibilisation que par les économies réalisées du fait de l'absence de consommation.

<sup>33</sup> Le « LOLE50 » (percentile 50 ou P50) est défini comme suit à l'article 3 de la loi électricité : 52° « LOLE50 » : un calcul statistique par lequel est déterminé le nombre prévu d'heures pendant lesquelles la charge ne pourra être couverte par l'ensemble des moyens de production à disposition du réseau électrique belge, tenant compte des interconnexions, pour une année statistiquement normale. Ceci se traduit par une adéquation du système de 99,97%.

<sup>34</sup> Le « LOLE95 » (percentile 95 ou P95) est défini comme suit à l'article 3 de la loi électricité : 53° « LOLE95 » : un calcul statistique par lequel est déterminé le nombre prévu d'heures pendant lesquelles la charge ne pourra être couverte par l'ensemble des moyens de production à disposition du réseau électrique belge, tenant compte des interconnexions, pour une année statistiquement exceptionnelle, c'est-à-dire, 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 (probabilité de survenance d'une fois tous les 20 ans - percentile 95). Ceci se traduit par une adéquation du système de 99,80%.

A l'heure actuelle, le niveau minimal d'adéquation est donc le résultat d'un choix politique censé représenter le pivot à partir duquel le coût des moyens à engager pour couvrir la demande résiduelle excèderait le coût sociétal de la rupture d'approvisionnement<sup>35</sup>.

---

<sup>35</sup> CREG (2015). Etude sur les mesures à prendre afin de disposer du volume adéquat de moyens de production conventionnels pour assurer la sécurité d'approvisionnement en électricité de la Belgique, [F1422](#).