

Qu'étant donné la persistance de la crise sanitaire, les entreprises actives dans ce secteur doivent faire face à de grandes difficultés économiques. Or, au plus tard pour le 30 avril 2021, les employeurs du secteur devront normalement s'acquitter du paiement de la cotisation annuelle relative au financement des vacances annuelles de leurs ouvriers. Cette cotisation s'élève à 10,27 % des rémunérations brutes (portées à 108 %) qui ont été payées aux travailleurs sur leurs prestations effectives en 2020;

Considérant qu'un grand nombre d'employeurs du secteur de l'horeca ne pourra pas faire face aux paiements de cette cotisation annuelle;

Qu'afin déviter les situations d'insolvabilité et de préserver l'emploi dans le secteur horeca, pour 2021, le moment où la cotisation est due par les employeurs et le montant où la cotisation doit être versée à l'Office national de sécurité sociale sont postposés de 6 mois en ce qui concerne les travailleurs actifs dans le secteur de l'horeca;

Vu l'avis n° 69.223/1 du Conseil d'Etat, donné le 12 avril 2021 en application de l'article 84, § 1^{er}, alinéa 1^{er}, 3^o, des lois sur le Conseil d'Etat, coordonnées le 12 janvier 1973;

Sur la proposition du Ministre du Travail et du Ministre des Affaires sociales et de l'avis des ministres qui en ont délibéré en Conseil,

Nous avons arrêté et arrêtons :

Article 1^{er}. L'article 3 de l'arrêté royal du 7 juin 2015 portant exécution du Titre IV, Chapitre 2 de la loi du 23 avril 2015 concernant la promotion de l'emploi est complété par un alinéa rédigé comme suit :

"Par dérogation à l'alinéa précédent, en 2021, et ce pour les employeurs qui appartiennent à la CP 302, la part de 10,27 p.c. comprise dans la cotisation visée à l'article 38, § 3, alinéa 1^{er}, 8^o, de la loi du 29 juin 1981 établissant les principes généraux de la sécurité sociale des travailleurs salariés est due le 30 septembre 2021 et est versée à l'Office national de sécurité sociale au plus tard le 31 octobre 2021."

Art. 2. Le présent arrêté produit ses effets le 30 mars 2021.

Art. 3. Le ministre qui a l'Emploi dans ses attributions et le ministre qui a les Affaires sociales dans ses attributions sont chargés, chacun en ce qui le concerne, de l'exécution du présent arrêté.

Donné à Bruxelles, 25 avril 2021.

PHILIPPE

Par le Roi :

Le Ministre du Travail,

P.-Y. DERMAGNE

Le Ministre des Affaires sociales,

Fr. VANDENBROUCKE

Gezien de aanhoudende gezondheids crisis hebben de ondernemingen die in deze sector actief zijn met grote economische moeilijkheden te kampen. Uiterlijk op 30 april 2021 zullen de werkgevers in deze sector normalerwijze de jaarlijkse bijdrage voor de financiering van de jaarlijkse vakantie van hun arbeiders moeten betalen. Deze bijdrage bedraagt 10,27 % van het brutoloon (verhoogd tot 108 %) dat in 2020 aan de werknemers werd betaald op basis van hun werkelijke prestaties;

Overwegende dat een groot aantal werkgevers in de horecasector niet in staat zal zijn de betalingen van deze jaarlijkse bijdrage te voldoen;

Teneinde insolventiesituaties te voorkomen en de werkgelegenheid in de horecasector te beschermen, worden voor 2021 het tijdstip waarop de werkgeversbijdrage verschuldigd is en het bedrag van de bijdrage die aan de Rijksdienst voor Sociale Zekerheid moet worden betaald, met zes maanden uitgesteld voor werknemers die in de horecasector actief zijn;

Gelet op het advies nr. 69.223/1 van de Raad van State, gegeven op 12 april 2021 in toepassing van artikel 84, § 1, eerste lid, 3^o, van de wetten op de Raad van State, gecoördineerd op 12 januari 1973;

Op de voordracht van de Minister van Werk en van de Minister van Sociale Zaken en op het advies van de in Raad vergaderde ministers,

Hebben Wij besloten en besluiten Wij :

Artikel 1. Artikel 3 van het koninklijk besluit van 7 juni 2015 tot uitvoering van Titel IV, Hoofdstuk 2 van de wet van 23 april 2015 tot verbetering van de werkgelegenheid, wordt aangevuld met een lid, luidende:

"In afwijking van het voorgaande lid is in 2021 en dit voor de werkgevers die behoren tot PC 302, het aandeel van 10,27 pct. inbegrepen in de bijdrage bedoeld in artikel 38, § 3, eerste lid, 8^o, van de wet van 29 juni 1981 houden de algemene beginselen van de sociale zekerheid voor werknemers, verschuldigd op 30 september 2021 en wordt aan de Rijksdienst voor Sociale Zekerheid gestort uiterlijk 31 oktober 2021."

Art. 2. Dit besluit heeft uitwerking met ingang van 30 maart 2021.

Art. 3. De minister bevoegd voor Werk en de minister bevoegd voor Sociale Zaken zijn belast, ieder wat hem betreft, met de uitvoering van dit besluit.

Gegeven te Brussel, 25 april 2021.

FILIP

Van Koningswege :

De Minister van Werk,

P.-Y. DERMAGNE

De Minister van Sociale Zaken,

Fr. VANDENBROUCKE

SERVICE PUBLIC FEDERAL ECONOMIE,
P.M.E., CLASSES MOYENNES ET ENERGIE

[C - 2021/41351]

28 AVRIL 2021. — Arrêté royal fixant les paramètres avec lesquels le volume de la capacité à prévoir est déterminé, y compris leurs méthodes de calcul, et les autres paramètres nécessaires pour l'organisation des mises aux enchères, ainsi que la méthode pour et les conditions à l'octroi d'une dérogation individuelle à l'application du ou des plafond(s) de prix intermédiaire(s) dans le cadre du mécanisme de rémunération de capacité

RAPPORT AU ROI

Sire,

Cet arrêté royal concerne le mécanisme de rémunération de capacité (ci-après « CRM »)

Cadre légal

Le 15 mars 2021, la loi modifiant la loi du 29 avril 1999 relative à l'organisation du marché de l'électricité et modifiant la loi du 22 avril 2019 modifiant la loi du 29 avril 1999 relative à l'organisation du marché de l'électricité portant la mise en place d'un mécanisme de rémunération de capacité a été promulguée.

FEDERALE OVERHEIDSDIENST ECONOMIE,
K.M.O., MIDDENSTAND EN ENERGIE

[C - 2021/41351]

28 APRIL 2021. — Koninklijk besluit tot vaststelling van de paramaters waarmee het volume aan te kopen capaciteit wordt bepaald, inclusief hun berekeningsmethode, en van de andere parameters die nodig zijn voor de organisatie van de veilingen, alsook de methode en voorwaarden tot het verkrijgen van individuele uitzonderingen op de toepassing van de intermediaire prijslimiet(en) in het kader van het capaciteitsvergoedingsmechanisme

VERSLAG AAN DE KONING

Sire,

Dit koninklijk besluit heeft betrekking op het capaciteitsvergoedingsmechanisme (hierna "CRM").

Wettelijk kader

Op 15 maart 2021 werd de wet tot wijziging van de wet van 29 april 1999 betreffende de organisatie van de elektriciteitsmarkt en tot wijziging van de wet van 22 april 2019 tot wijziging van de wet van 29 april 1999 betreffende de organisatie van de elektriciteitsmarkt teneinde een capaciteitsvergoedingsmechanisme in te stellen afgekondigd.

Cette loi a été adoptée, entre autres, pour adapter la loi CRM du 22 avril 2019 au Règlement européen 2019/943 du 5 juin 2019 sur le marché intérieur de l'électricité (ci-après "Règlement 2019/943").

Le règlement 2019/943 contient plusieurs dispositions pertinentes relatives à la conception d'un CRM, notamment l'article 22, paragraphe 1 :

« Les mécanismes de capacité:

- a) sont temporaires;
- b) ne créent pas de distorsions inutiles du marché et ne limitent pas les échanges entre zones;
- c) ne dépassent pas ce qui est nécessaire pour traiter les difficultés d'adéquation des ressources visées à l'article 20;
- d) sélectionnent des fournisseurs de capacité au moyen d'une procédure transparente, non discriminatoire et concurrentielle;
- e) fournissent des incitations pour que les fournisseurs de capacité soient disponibles lors des périodes où une forte sollicitation du système est attendue;
- f) garantissent que la rémunération soit déterminée à l'aide d'un processus concurrentiel;
- g) exposent les conditions techniques nécessaires pour la participation des fournisseurs de capacité en amont de la procédure de sélection;
- h) sont ouverts à la participation de toutes les ressources qui sont en mesure de fournir les performances techniques nécessaires, y compris le stockage d'énergie et la participation active de la demande;
- i) appliquent des pénalités appropriées aux fournisseurs de capacité lorsqu'ils ne sont pas disponibles aux périodes de forte sollicitation du système. »

Ainsi que l'article 25, alinéa 4 :

« Lors de l'application des mécanismes de capacité, les paramètres déterminant le volume de la capacité prévus dans le mécanisme de capacité sont approuvés par l'État membre ou par une autorité compétente désignée par l'État membre, sur proposition de l'autorité de régulation. »

Le développement d'un tel mécanisme est ensuite mis en œuvre par le biais de divers arrêtés royaux et règles de fonctionnement.

Cet arrêté royal exécute l'article 7undecies, §2 de la Loi électricité qui stipule ce qui suit :

« Le Roi fixe par arrêté délibéré en Conseil des Ministres, les paramètres avec lesquels le volume de la capacité à prévoir est déterminé, y compris leurs méthodes de calcul, sur proposition de la commission, après consultation des acteurs du marché, et avis de la Direction générale de l'Énergie.

Le Roi fixe par arrêté délibéré en Conseil des Ministres, les paramètres, autres que ceux visés à l'alinéa 1^{er}, nécessaires pour l'organisation des mises aux enchères, c'est-à-dire les facteurs de réduction, le prix de référence, le ou les plafond(s) de prix intermédiaire(s) applicables à certaines capacités répondant à des critères spécifiques et le prix d'exercice, y compris leurs méthodes de calcul, sur proposition du gestionnaire du réseau, formulée après consultation des acteurs du marché, et après avis de la commission.

Le Roi fixe par arrêté délibéré en Conseil des Ministres, la méthode pour et les conditions à l'octroi d'une dérogation individuelle à l'application du ou des plafond(s) de prix intermédiaire(s), après consultation des acteurs du marché. Une dérogation individuelle est octroyée par la commission. »

Cet arrêté royal définit donc les paramètres qui permettent de déterminer le volume de la capacité à prévoir, y compris leur méthode de calcul.

Ensuite, cet arrêté royal fixe les autres paramètres nécessaires à l'organisation des enchères, c'est-à-dire les facteurs de réduction, le prix de référence, là où les limites de prix intermédiaires applicables à certaines capacités répondant à des critères spécifiques et le prix d'exercice, y compris leur méthode de calcul.

Enfin, cet arrêté royal détermine la méthode et les conditions pour obtenir des exceptions individuelles à l'application de la ou des limites de prix intermédiaires.

Les valeurs applicables à une enchère spécifique, compte tenu de la méthodologie exposée dans le présent arrêté royal, sont déterminés par arrêté ministériel après concertation en conseil des ministres, comme le prévoit l'article 7undecies, §6, premier alinéa de la Loi électricité:

Deze wet werd aangenomen onder meer om de CRM-wet van 22 april 2019 aan te passen aan de Europese Verordening 2019/943 van 5 juni 2019 betreffende de interne markt voor elektriciteit (hierna "Verordening 2019/943").

De Verordening 2019/943 bevat verschillende relevante bepalingen met betrekking tot het design van een CRM, waaronder artikel 22, lid 1:

"Capaciteitsmechanismen:

- a) zijn tijdelijk;
- b) leiden niet tot onnodige marktverstoringen en beperken de zone-overschrijdende handel niet;
- c) gaan niet verder dan wat nodig is om de in artikel 20 bedoelde zorgpunten met betrekking tot de toereikendheid aan te pakken;
- d) selecteren capaciteitsaanbieders via een transparante, niet-discriminerende en concurrerende procedure;
- e) bieden stimulansen voor capaciteitsaanbieders om op momenten waarop systeemstress verwacht wordt beschikbaar te blijven;
- f) waarborgen dat de vergoeding wordt bepaald via de concurrerende procedure;
- g) bepalen de technische voorwaarden voor de deelname van capaciteitsaanbieders voordat de selectieprocedure van start gaat;
- h) staan open voor deelname van alle hulpbronnen die de vereiste technische prestaties kunnen verstrekken, met inbegrip van energieopslag en vraagzijdebeheer;
- i) leggen passende sancties op aan capaciteitsaanbieders die niet beschikbaar zijn in tijden van systeemstress."

Alsook artikel 25, lid 4:

"Wanneer toepassing wordt gemaakt van capaciteitsmechanismen, worden de parameters waarmee de hoeveelheid in het kader van het capaciteitsmechanisme aangekochte capaciteit wordt bepaald, goedgekeurd door de lidstaat of een andere door de lidstaat aangewezen bevoegde instantie op basis van een voorstel van de regulerende instantie."

De ontwikkeling van een dergelijk mechanisme wordt verder uitgevoerd door middel van verschillende koninklijke besluiten en werkingsregels.

Dit koninklijk besluit geeft uitvoering aan artikel 7undecies, §2 van de Elektriciteitswet, waarin staat:

"De Koning bepaalt bij besluit, vastgesteld na overleg in de Ministerraad, met welke parameters het volume aan te kopen capaciteit wordt bepaald, inclusief hun berekeningsmethode, op voorstel van de commissie, na raadpleging van de marktpelers en na advies van de Algemene Directie Energie.

De Koning bepaalt bij besluit, vastgesteld na overleg in de Ministerraad, de andere dan de in het eerste lid bedoelde parameters die nodig zijn voor de organisatie van de veilingen, d.w.z. de reductiefactoren, de referentieprij, de intermediaire prijslimiet(en) die van toepassing is / zijn op bepaalde capaciteiten die beantwoorden aan specifieke criteria, en de uitoefenprijs, inclusief hun berekeningsmethode, op voorstel van de netbeheerder, dat wordt opgesteld na raadpleging van de marktdeelnemers, en na advies van de commissie.

De Koning bepaalt bij besluit, vastgesteld na overleg in de Ministerraad, de methode en voorwaarden tot het verkrijgen van individuele uitzonderingen op de toepassing van de intermediaire prijslimiet(en), na raadpleging van de marktdeelnemers. Een individuele uitzondering wordt toegekend door de commissie."

Dit koninklijk besluit bepaalt dus de parameters waarmee het volume aan te kopen capaciteit wordt bepaald, inclusief hun berekeningsmethode.

Vervolgens legt dit koninklijk besluit de andere parameters vast die nodig zijn voor de organisatie van de veilingen, d.w.z. de reductiefactoren, de referentieprij, de intermediaire prijslimiet(en) die van toepassing is / zijn op bepaalde capaciteiten die beantwoorden aan specifieke criteria, en de uitoefenprijs, inclusief hun berekeningsmethode.

Tot slot bepaalt dit Koninklijk besluit de methode en voorwaarden tot het verkrijgen van individuele uitzonderingen op de toepassing van de intermediaire prijslimiet(en).

De waarden die voor een specifieke veiling gelden worden, rekening houdend met de methodologie uit dit Koninklijk besluit, vastgelegd bij ministerieel besluit na overleg in de ministerraad, zoals bepaald in artikel 7undecies, §6, eerste lid van de Elektriciteitswet:

« Au plus tard le 31 mars de chaque année, sur la base des propositions et avis visés aux paragraphes 3, 4 et 5, afin d'assurer le niveau de sécurité d'approvisionnement requis conformément au paragraphe 7, après concertation en Conseil des ministres, le ministre donne instruction au gestionnaire du réseau d'organiser les mises aux enchères pour les périodes de fourniture de capacité considérées, fixe les paramètres nécessaires à leur organisation, fixe le volume maximal de capacité qui peut être contracté auprès de tous les détenteurs de capacité non prouvée dans le cadre de la mise aux enchères concernée et détermine le volume minimal à réserver pour la mise aux enchères organisée un an avant la période de fourniture de capacité. Ce volume minimal à réserver est au moins égal à la capacité nécessaire, en moyenne, pour couvrir la capacité de pointe totale pendant moins de 200 heures de fonctionnement par an. »

Tout comme la Loi électricité elle-même, cet arrêté royal doit à tout moment respecter les dispositions et règles pertinentes de la réglementation européenne. En particulier, la méthodologie décrite dans le présent arrêté royal servira donc uniquement à compléter le règlement 2019/43 et les méthodologies développées sur la base de ce règlement, et ne peut donc être interprétée en contradiction avec celui-ci.

Après une brève introduction générale sur le CRM, tous ces aspects seront brièvement décrits dans le présent Rapport au Roi.

Description générale du CRM

Un mécanisme de rémunération de capacité est un mécanisme de marché mis en place pour garantir l'adéquation des ressources dans la zone de réglage belge et donc la sécurité d'approvisionnement du pays en octroyant une certaine rémunération de capacité en échange de la mise à disposition d'une capacité pendant une période de fourniture de capacité prédéterminée. L'octroi d'une rémunération résulte d'une mise aux enchères concurrentielle, sur base annuelle, pour une future période de fourniture de capacité donnée.

Les mises aux enchères ont lieu suffisamment de temps avant le début de la période de fourniture de capacité en question, à savoir quatre ans et un an avant celle-ci, afin de permettre à toutes les technologies ainsi qu'aux capacités existantes et additionnelles de participer au CRM. Les technologies peuvent participer selon leur contribution prévue à l'adéquation des ressources, qui est déterminée par l'application de facteurs de réduction. Le mécanisme s'applique à l'ensemble du marché, ce qui signifie qu'il rémunère toute la capacité nécessaire pour couvrir la demande prévue, garantissant ainsi la norme de fiabilité, soit le niveau prédéterminé de sécurité d'approvisionnement du pays.

À la suite de la mise aux enchères, des contrats de capacité sont attribués aux fournisseurs de capacité retenus. Ce contrat, approuvé par la commission conformément à l'article 7undecies, §7 de la Loi électricité, décrit l'ensemble des droits et obligations des parties contractuelles. Bien que la durée du contrat standard soit d'1 an, il est également possible en vertu de l'article 7undecies, §5 de se voir attribuer un contrat pour plusieurs périodes de fourniture de capacité, en fonction des seuils d'investissement prédéterminés établis par l'arrêté royal.

Propositions

L'article 7undecies, §2 de la loi sur l'électricité exige deux propositions :

- Une proposition de la commission concernant les paramètres de détermination du volume de capacité à acheter (paragraphe 1);
- Une proposition du gestionnaire du réseau concernant les autres paramètres nécessaires à l'organisation des enchères (paragraphe 2).

La proposition de la commission concernant les paramètres qui déterminent le volume de capacité à prévoir a été élaborée pour la première fois le 24 mars 2020. Dans une lettre datée du 25 février 2021, la commission a confirmé que cette proposition devait être considérée comme sa proposition conformément à l'article 7undecies, §2 de la loi électricité.

Conformément à la procédure légale, le Roi fixe les paramètres et leur méthode de calcul, après concertation en Conseil des ministres, sur la base d'une proposition de la commission, après consultation des acteurs du marché et après avis de la Direction générale de l'énergie.

“Uiterlijk op 31 maart van elk jaar, op basis van de voorstellen en adviezen bedoeld in de paragrafen 3, 4 en 5, met het oog op het verzekeren van het vereiste niveau aan bevoorradingszekerheid zoals bepaald in paragraaf 7, na overleg in de Ministerraad, geeft de minister instructie aan de netbeheerder om de veilingen te organiseren voor de onderzochte perioden van capaciteitslevering, stelt de parameters vast die nodig zijn voor hun organisatie, bepaalt het maximale volume aan capaciteit dat in het kader van de betreffende veiling kan gecontracteerd worden met alle houders van niet bewezen capaciteit en bepaalt het minimaal te reserveren volume voor de veiling die één jaar voor de periode van capaciteitslevering georganiseerd wordt. Dit minimaal te reserveren volume is minstens gelijk aan de capaciteit die gemiddeld minder dan 200 draaiuren heeft per jaar teneinde de totale piekcapaciteit af te dekken.”

Net zoals de Elektriciteitswet zelf, moet dit koninklijk besluit te allen tijde in overeenstemming zijn met de relevante bepalingen en regels van de Europese regelgeving. In het bijzonder zal de in dit koninklijk besluit beschreven methodologie dus enkel dienen ter aanvulling van de Verordening 2019/943 en de methodologieën ontwikkeld op basis van deze Verordening, en kan ze niet in tegenspraak daarmee worden geïnterpreteerd.

Na een korte algemene inleiding over het CRM worden al deze aspecten beschreven in dit verslag aan de Koning.

Algemene beschrijving van het CRM

Een capaciteitsvergoedingsmechanisme is een marktmechanisme dat is opgezet om de toereikendheid van de middelen in de Belgische regelzone en dus de bevoorradingszekerheid van het land te garanderen door een bepaalde capaciteitsvergoeding toe te kennen in ruil voor het ter beschikking stellen van capaciteit gedurende een vooraf bepaalde periode van capaciteitslevering. De toekenning van een vergoeding vloeit voort uit een concurrerende veiling, op jaarbasis, voor een gegeven toekomstige periode van capaciteitslevering.

De veilingen vinden lang genoeg vóór het begin van de desbetreffende periode van capaciteitslevering plaats, dat wil zeggen vier jaar en een jaar voor het begin van de desbetreffende periode van capaciteitslevering, om alle technologieën alsook bestaande en bijkomende capaciteit in staat te stellen deel te nemen aan het CRM. Technologieën kunnen deelnemen op basis van hun verwachte bijdrage aan de toereikendheid van de middelen, die wordt bepaald door de toepassing van reductiefactoren. Het mechanisme is van toepassing op de gehele markt, wat betekent dat het alle capaciteit vergoedt die nodig is om aan de verwachte vraag te voldoen, waardoor de betrouwbaarheidsnorm, d.w.z. het vooraf bepaalde niveau van bevoorradingszekerheid van het land, wordt gewaarborgd.

Na de veiling worden de capaciteitscontracten gegund aan de geselecteerde capaciteitsleveranciers. Dit contract, dat door de commissie is goedgekeurd overeenkomstig artikel 7undecies, §7 van de Elektriciteitswet, beschrijft alle rechten en plichten van de contractuele partijen. Hoewel de looptijd van het standaardcontract 1 jaar bedraagt, is het ook mogelijk om op grond van artikel 7undecies, §5, een contract te gunnen voor verschillende periodes van capaciteitslevering, afhankelijk van de vooraf bepaalde investeringsdrempels die in koninklijk besluit zijn vastgesteld.

Voorstellen

Het artikel 7undecies, §2 van de Elektriciteitswet vereist twee voorstellen:

- Een voorstel van de commissie met betrekking tot de parameters waarmee het volume aan te kopen capaciteit wordt bepaald (lid 1);
- Een voorstel van de netbeheerder met betrekking tot de andere parameters die nodig zijn voor de organisatie van de veilingen (lid 2).

Het voorstel van de commissie met betrekking tot de parameters waarmee het volume aan te kopen capaciteit wordt bepaald werd eerst opgemaakt op 24 maart 2020. Per brief van 25 februari 2021 bevestigde de commissie dat dit voorstel dient beschouwd te worden als haar voorstel overeenkomstig artikel 7undecies, §2 van de Elektriciteitswet.

Overeenkomstig de wettelijke procedure, bepaalt de Koning de parameters en hun berekeningsmethode, vastgesteld na overleg in de Ministerraad, op voorstel van de commissie, na raadpleging van de marktspelers en na advies van de Algemene Directie Energie.

Suite à la proposition de la commission datée du 24 mars 2020, compte tenu des résultats de la consultation publique sur le mémorandum 2024 de la CREG et son projet de proposition 2064 ainsi que des réactions des acteurs du marché communiquées lors des différentes réunions de la Task Force CRM, et suite à une analyse effectuée par le SPF Economie, il a été conclu que la proposition de la CREG n'offrait pas de garanties suffisantes quant au respect de l'objectif du CRM, à savoir "garantir le niveau requis de sécurité d'approvisionnement".

L'avis de la Direction Générale de l'Energie du 17 avril 2020 contenait donc une méthode adaptée pour les paramètres avec lesquels la quantité de capacité achetée dans le cadre du mécanisme de capacité est déterminée. Une consultation publique a été organisée à ce sujet du 23 mars 2020 au 27 mars 2020.

Il convient de noter que la proposition de la commission ne contient pas de proposition d'arrêté royal.

La proposition contient cinq principes qui sont ensuite appliqués dans une proposition de méthodologie pour déterminer les paramètres du volume à acheter. Cette proposition, ainsi que toute dérogation à celle-ci, sont expliquées ci-dessous. L'avis de la Direction Générale de l'Energie et les réactions des acteurs du marché sont pris en compte.

Choisir un scénario

La commission indique que la première étape pour déterminer le volume pour une année de fourniture donnée consiste à déterminer quel scénario doit être retenu. Cette étape est en effet prévue à l'article 2 de l'arrêté royal.

L'article 3 explique la procédure à suivre pour parvenir au scénario, qui est répété chaque année :

« § 2. A partir de l'évaluation européenne, visée à l'article 23 du Règlement (UE) 2019/943, et / ou de l'évaluation nationale visée à l'article 24 du Règlement (UE) 2019/943, les plus récemment disponibles au moment de la sélection, un ou plusieurs scénarios et sensibilités sont sélectionnés. Cette sélection comprend au moins le scénario de référence central européen visé à l'article 23, § 1^{er}, 5, b) du Règlement (UE) 2019/943. Tant que lesdites évaluations ne sont pas encore disponibles, une sélection est effectuée à partir d'autres études disponibles.

§ 3. Les données et hypothèses à partir desquelles lesdits scénarios et sensibilités ont été établis, sont mises à jour sur la base des informations pertinentes les plus récentes.

§ 4. En outre, d'autres sensibilités qui peuvent avoir un impact sur la sécurité d'approvisionnement de la Belgique, peuvent être définies, y inclus des événements en dehors de la zone de réglage belge.

§ 5. Les scénarios et sensibilités sélectionnés, en ce compris les données et hypothèses à partir desquelles ils ont été établis, sont soumis à une consultation publique telle que visée à l'article 5.

§ 6. Sur la base du rapport de consultation, et en particulier des informations ayant trait à l'article 5, § 2, 1^o et 2^o, la commission rédige une proposition pour le Ministre de l'ensemble des données et des hypothèses à retenir, qui constituent ensemble une proposition de scénario de référence.

La Direction générale de l'Energie formule un avis sur cette proposition.

§ 7. Compte tenu de la proposition de la commission, des recommandations du gestionnaire du réseau et de l'avis de la Direction générale de l'Energie, le Ministre décide, au plus tard le 15 septembre de l'année précédant les enchères, de l'ensemble des données et des hypothèses qui doit être sélectionné comme scénario de référence. Le Ministre peut déroger à la proposition de la commission moyennant motivation adéquate. »

Une évaluation annuelle du scénario de référence de l'enchère a donc bien lieu, comme le propose la commission. La commission indique que cette évaluation devrait être similaire à l'évaluation de l'adéquation nationale prévue à l'article 24 du Règlement 2019/943. Toutefois, l'évaluation du scénario de référence dans le cadre du mécanisme de rémunération de capacité n'est pas la même que l'évaluation de l'adéquation nationale prévue à l'article 24 du Règlement 2019/943. Les États membres ne sont pas tenus de procéder à une telle évaluation chaque année. Au contraire, l'article 20, paragraphe 1, du Règlement 2019/943 stipule que les États membres peuvent procéder à de telles évaluations nationales.

Na het voorstel van de commissie dd. 24 maart 2020 werd, rekening houdend met de resultaten van de publieke bevraging van de CREG op haar nota 2024 en op haar ontwerpvoorstel 2064 en met de reacties van de marktpartijen zoals gecommuniceerd tijdens verschillende vergaderingen van de Task Force CRM, en na analyse door de FOD Economie, geconcludeerd dat het voorstel van de CREG onvoldoende garanties bood dat de doelstelling van het CRM, d.i. "het verzekeren van het vereiste niveau aan bevoorradingszekerheid", zou gerespecteerd worden.

Het advies van de Algemene Directie Energie van 17 april 2020 bevatte daarom een aangepaste methode voor de parameters waarmee de hoeveelheid in het kader van het capaciteitsmechanisme aangekochte capaciteit wordt bepaald. Hierover is een publieke bevraging gehouden van 23 maart 2020 tot en met 27 maart 2020.

Er wordt opgemerkt dat het voorstel van de commissie geen voorstel van koninklijk besluit bevat.

Het voorstel bevat vijf principes, die vervolgens worden toegepast in een voorstel van methodologie ter bepaling van de parameters voor het aan te kopen volume. Dit voorstel, alsook het al dan niet afwijken ervan, wordt hierna toegelicht. Er wordt rekening gehouden met het advies van de Algemene Directie Energie en de reacties van de marktpartijen.

Scenariokeuze

De commissie stelt dat de eerste stap in de bepaling van het volume voor een bepaald leveringsjaar de bepaling is van welk scenario weerhouden dient te worden. Deze stap wordt inderdaad voorzien als basis, in artikel 2 van het koninklijk besluit.

In artikel 3 wordt de procedure om te komen tot het scenario, die jaarlijks opnieuw wordt gevolgd, toegelicht als volgt:

“§ 2. Uit de op het ogenblik van de selectie meest recent beschikbare Europese beoordeling bedoeld in artikel 23 van Verordening (EU) 2019/943 en / of de nationale beoordeling bedoeld in artikel 24 van Verordening (EU) 2019/943, worden één of meerdere scenario's en gevoeligheden geselecteerd. Deze selectie omvat minstens het Europese centrale referentiescenario bedoeld in artikel 23, § 1, 5, b) van Verordening (EU) 2019/943. Tot zolang deze beoordelingen nog niet beschikbaar zijn, wordt een selectie gemaakt uit andere beschikbare studies.

§ 3. De gegevens en hypothesen waaruit deze scenario's en gevoeligheden zijn opgebouwd worden geactualiseerd op basis van de meest recente relevante informatie.

§ 4. Daarnaast kunnen andere gevoeligheden gedefinieerd worden die een impact kunnen hebben op de bevoorradingszekerheid in België, met inbegrip van gebeurtenissen buiten de Belgische regelzone.

§ 5. De geselecteerde scenario's en gevoeligheden, inclusief de gegevens en hypothesen waaruit ze zijn opgebouwd, worden onderworpen aan een openbare raadpleging bedoeld in artikel 5.

§ 6. Op basis van het consultatierapport en in het bijzonder de informatie die betrekking heeft op artikel 5, § 2, 1^o en 2^o maakt de commissie een voorstel voor de Minister van de te weerhouden set van gegevens en hypothesen, die samen een voorstel van referentiescenario vormen.

De Algemene Directie Energie formuleert een advies op dit voorstel.

§ 7. Rekening houdend met het voorstel van de commissie, de aanbevelingen van de netbeheerder en het advies van de Algemene Directie Energie, beslist de Minister ten laatste op 15 september van het jaar voorafgaand aan de veiling welke set van gegevens en hypothesen moet worden geselecteerd als het referentiescenario. De Minister kan hierbij afwijken van het voorstel van de commissie mits passende motivatie.”

Er gebeurt dus inderdaad jaarlijks, zoals de commissie voorstelt, een beoordeling omtrent het referentiescenario van de veiling. De commissie stelt dat dit gelijkaardig zou moeten zijn aan de nationale beoordeling van de toereikendheid, zoals bepaald in artikel 24 van de Verordening 2019/943. De beoordeling omtrent het referentiescenario binnen het capaciteitsremuneratiemechanisme is evenwel niet hetzelfde als een nationale beoordeling van de toereikendheid voorzien in artikel 24 van de Verordening 2019/943. Er is geenszins een verplichting voor de lidstaten om jaarlijks dergelijke beoordeling te doen. Integendeel stelt artikel 20, lid 1 van de Verordening 2019/943 dat lidstaten dergelijke nationale beoordelingen kunnen doen.

L'article 3 § 2 précise que la sélection des scénarios et des sensibilités (qui sont ensuite consultés) inclut toujours le scénario central de référence européen.

La commission déclare que tout changement éventuel de la méthodologie d'évaluation de l'adéquation nationale par rapport à la méthodologie européenne approuvée, ainsi que les scénarios, les analyses de sensibilité et les hypothèses, notamment en ce qui concerne les caractéristiques spécifiques de l'offre et de la demande nationales d'électricité, doivent faire l'objet d'une consultation publique préalable. Il convient de noter que, dans la mesure où la commission se réfère à la procédure applicable à l'évaluation nationale de l'adéquation, cet arrêté royal ne lui est pas applicable. Cet arrêté royal ne contient pas d'autres règles sur l'évaluation nationale de l'adéquation; il régleme les paramètres qui déterminent le volume dans le cadre du CRM.

L'évaluation de l'adéquation nationale est régie par l'article 24 du Règlement 2019/943 et les règles qui y sont prévues, notamment :

« 1. Les évaluations de l'adéquation des ressources à l'échelle nationale ont une portée régionale et sont fondées sur la méthode visée à l'article 23, paragraphe 3, en particulier sur l'article 23, paragraphe 5, points b) à m).

Les évaluations de l'adéquation des ressources à l'échelle nationale incluent les scénarios centraux de référence visés à l'article 23, paragraphe 5, point b).

Les évaluations de l'adéquation des ressources à l'échelle nationale peuvent prendre en compte des sensibilités additionnelles à celles visées à l'article 23, paragraphe 5, point b). »

Dans la mesure où la commission fait référence à la procédure du CRM, il est effectivement vrai que les scénarios, les sensibilités et les hypothèses (y compris l'offre et la demande nationales) font l'objet d'une consultation publique préalable prévue à l'article 3, paragraphe 5, et à l'article 15.

La commission déclare qu'il est réaliste d'envisager d'autres scénarios plausibles en plus du scénario de référence central. La commission suggère que dans le T-4, le scénario avec le plus faible volume total d'enchères nécessaire devrait toujours être choisi.

Cette dernière position ne peut être suivie. La législation européenne ne stipule nulle part que le scénario doit être déterminé de cette manière. En outre, cela crée des risques considérables que la commission ne semble pas prendre en compte dans cette proposition. Toute la capacité qui n'est pas mise aux enchères quatre ans avant l'année de livraison doit être mise aux enchères un an avant l'année de fourniture. Cependant, des différentes technologies ne peuvent pas être construites en un an seulement, de sorte qu'en réalité, elles ne pourront pas combler un manque de capacité. Cela crée donc le risque que, si des capacités suffisantes avec un temps de développement court (c'est-à-dire 1 an maximum) ne sont pas disponibles sur le marché, la sécurité d'approvisionnement ne soit plus garantie.

En outre, cette proposition semble supposer que la situation en matière de sécurité d'approvisionnement ne peut s'améliorer entre la période de quatre ans et la période d'un an précédant l'année de fourniture. Il n'y a aucune garantie à cet égard.

Le Règlement 2019/943 confirme explicitement les pouvoirs des États membres en matière de sécurité d'approvisionnement. Il appartient aux autorités responsables de la sécurité d'approvisionnement de décider quel scénario est considéré comme le plus réaliste et contre quels risques elles souhaitent s'assurer. S'il était stipulé que le volume total le plus bas requis pour les enchères devrait toujours être choisi, les pouvoirs et la marge politique du gouvernement seraient restreints de manière disproportionnée et il y aurait également un risque réel que la sécurité de l'approvisionnement ne puisse pas être garantie pendant l'année d'approvisionnement. Cela ne peut être accepté

In artikel 3, § 2 wordt bepaald dat de selectie van scenario's en sensitiviteiten (die vervolgens geconsulteerd worden) steeds het Europese centrale referentiescenario omvat.

De commissie stelt dat elke eventuele wijziging in de methodologie voor de nationale beoordeling van de toereikendheid, ten opzichte van de goedgekeurde Europese methodologie, samen met de scenario's, de gevoeligheidsanalyses en de aannames, in het bijzonder inzake de specifieke kenmerken van de nationale vraag naar en het nationale aanbod aan elektriciteit, het voorwerp moeten uitmaken van een voorafgaande openbare raadpleging. Er wordt vastgesteld dat, in zoverre de commissie doelt op de procedure die geldt voor de nationale beoordeling van de toereikendheid, dit koninklijk besluit hiervoor niet geldt. Dit besluit bevat geen nadere regels omtrent de nationale beoordeling van de toereikendheid, het regelt de parameters die het volume bepalen in het kader van de CRM.

Voor de nationale beoordeling van de toereikendheid geldt artikel 24 van de Verordening 2019/943 en de regels daar voorzien, waaronder:

"1. Nationale beoordelingen van de toereikendheid van de elektriciteitsvoorziening hebben een regionaal toepassingsgebied en zijn gebaseerd op de in artikel 23, lid 5, bedoelde methodologie, met name het bepaalde in artikel 23, lid 5.

Nationale beoordelingen van de toereikendheid van de elektriciteitsvoorziening omvatten de centrale referentiescenario's als bedoeld in artikel 23, lid 5, onder b).

Nationale beoordelingen van de toereikendheid van de elektriciteitsvoorziening kunnen rekening houden met bijkomende gevoeligheden naast die als bedoeld in artikel 23, lid 5, onder b). "

In zoverre de commissie doelt op de procedure voor het CRM, is het inderdaad zo dat de scenario's, sensitiviteiten en aannames (waaronder de nationale vraag en het nationale aanbod) het voorwerp uitmaken van een voorafgaande openbare raadpleging, voorzien in artikel 3, § 5 en artikel 15.

De commissie stelt dat het realistisch is om, naast het centrale referentiescenario, ook nog andere plausibele scenario's te beschouwen. De commissie stelt daarbij voor dat in T-4 vervolgens steeds geopteerd zou dienen te worden voor het scenario met het laagste benodigde totale veilingvolume.

Dit laatste standpunt kan niet worden gevolgd. Nergens legt de Europese regelgeving op dat op dergelijke manier het scenario zou dienen te worden bepaald. Dit creëert daarenboven aanzienlijke risico's, die de commissie in dit voorstel buiten beschouwing lijkt te laten. Alle capaciteit die niet wordt gevleid in de veiling vier jaren voorafgaand aan het leveringsjaar, dient gevleid te worden in de veiling een jaar voorafgaand aan het leveringsjaar. Verschillende technologieën kunnen evenwel niet worden gebouwd op slechts een jaar tijd, waardoor zij in de realiteit niet meer in aanmerking zullen komen om een eventueel tekort aan capaciteit op te vullen. Dit creëert bijgevolg het risico dat, indien er niet voldoende capaciteiten met een korte ontwikkelingstijd (met name maximaal 1 jaar) op de markt aanwezig zijn, de bevoorradingszekerheid niet meer gegarandeerd is.

Dit voorstel lijkt er bovendien vanuit te gaan dat de situatie op het vlak van bevoorradingszekerheid alleen maar kan verbeteren tussen de periode vier jaren, en de periode een jaar voorafgaand aan het leveringsjaar. Daarop bestaat geen enkele garantie.

In de Verordening 2019/943 worden de bevoegdheden van de lidstaten inzake bevoorradingszekerheid uitdrukkelijk bevestigd. Het is aan de overheid die bevoegd is voor de bevoorradingszekerheid om uit te maken welk scenario het meest realistisch wordt geacht en tegen welke risico's men zich wenst te verzekeren. Indien zou worden bepaald dat steeds zou moeten gekozen worden voor het laagste benodigde totale veilingvolume zouden de bevoegdheden en beleidsmarge van de overheid onevenredig worden beperkt en bestaat er daarenboven het reële risico dat in het leveringsjaar de bevoorradingszekerheid niet kan worden gegarandeerd. Dit kan niet worden aanvaard.

Norme de fiabilité

La commission indique que la proposition de norme de fiabilité ne fait pas l'objet de la présente proposition 2064. Toutefois, il serait important d'utiliser la même norme de fiabilité pour la même année de fourniture, car une norme de fiabilité différente pourrait fausser la concurrence entre les deux offres.

Il convient de noter que l'article 7undecies, § 7 de la loi électricité régit la poursuite de la mise en œuvre de l'article 25 du Règlement 2019/943. La recommandation concernant l'utilisation de la même norme de fiabilité pour la même année de fourniture n'est pas incorporée. Si, dans la période comprise entre l'enchère quatre ans avant l'année de fourniture et l'enchère un an avant l'année de fourniture, une nouvelle norme de fiabilité est fixée par l'État membre sur la base de données modifiées, cela doit pouvoir influencer la détermination du volume pour les enchères suivantes.

Ceci est conforme à l'article 11 du Règlement 2019/943, qui stipule que le coût de l'énergie non distribuée doit être mise à jour au moins tous les cinq ans, ou à intervalles plus rapprochés lorsqu'elles observent une modification significative (le coût de l'énergie non distribuée est un paramètre d'entrée important pour la norme de fiabilité, note de l'éditeur).

Un ajustement de la norme de fiabilité peut avoir un impact dans les deux sens (c'est-à-dire plus ou moins de volume dans T-4 et T-1, respectivement).

Déterminer le volume pour l'année de fourniture

Cette proposition a été intégrée dans le texte de l'arrêté royal, notamment à l'article 11.

Détermination du volume réservé pour l'enchère T-1

La loi prévoit la disposition suivante à l'article 7undecies, §4, dernier alinéa :

« Cette proposition contient également une proposition de volume minimal à réserver pour la mise aux enchères se déroulant un an avant la période de fourniture de capacité. Ce volume minimal à réserver est au moins égal à la capacité nécessaire, en moyenne, pour couvrir la capacité de pointe totale pendant moins de 200 heures de fonctionnement par an .»

Dans sa proposition, la commission suggère que cette disposition soit interprétée comme signifiant que ce volume n'est rempli que de capacité ayant un coût marginal égal au prix plafond sur le marché de l'électricité. Elle se réfère ici à l'annexe 1 de sa proposition, où l'on peut voir que le volume pour la mise aux enchères se déroulant un an avant la période de fourniture de capacité serait compris entre 6 et 8 GW. Il est considéré comme étant disponible à 100 %, sans contrainte d'énergie ou d'activation.

Il est considéré que cette proposition ne peut être suivie. L'interprétation de la commission n'est pas conforme à la volonté du législateur, comme on peut le déduire de la note explicative de l'amendement qui a conduit à son inclusion dans la loi CRM du 22 avril 2019 (Doc 54 3584/002, pages 17-19).

En outre, l'interprétation prévue par l'arrêté royal, qui a donné lieu à des calculs dans le rapport du gestionnaire de réseau conformément à l'article 6 de l'arrêté royal (disponible sur <https://www.elia.be/en/users-group/crm-implementation>), calcule déjà un volume d'environ 1,5 GW, ce qui représente plus de 3 à 4 GW si l'on tient compte des facteurs de réduction des technologies comme la gestion de demande ou le stockage pour lesquels il n'est pas déraisonnable d'assumer qu'ils pourraient participer à une mise aux enchères un an avant la période de fourniture (comme la commission l'a également proposé).

Un tel volume est déjà important et est nettement supérieur à ce qui est appliqué dans d'autres pays européens disposant d'un mécanisme de capacité. Par exemple, pour l'année d'approvisionnement 2018/19, le Royaume-Uni avait réservé 2,5 GW pour la vente aux enchères T-1, contre 48,6 GW pour la vente aux enchères T-4. Dans le CRM irlandais, environ 2 à 5 % du volume est réservé à la vente aux enchères T-1. Dans le système italien, au moins 1 % est réservé aux "enchères d'ajustement".

La proposition de la commission signifierait que plus de 50 % du volume prévu (avant que la capacité non éligible ne soit encore déduit) serait réservé pour la mise aux enchères un an avant l'année de fourniture.

Betrouwbaarheidsnorm

De commissie geeft aan dat het voorstel van betrouwbaarheidsnorm niet het voorwerp uitmaakt van dit voorstel 2064. Wel zou het belangrijk zijn om voor eenzelfde leveringsjaar eenzelfde betrouwbaarheidsnorm te hanteren, gezien een verschillende betrouwbaarheidsnorm een concurrentievervalsing zou kunnen betekenen tussen de beide biedingen.

Er wordt opgemerkt dat artikel 7undecies, § 7 van de Elektriciteitswet de nadere omzetting van artikel 25 van de Verordening 2019/943 regelt. De aanbeveling omtrent het gebruiken van dezelfde betrouwbaarheidsnorm voor eenzelfde leveringsjaar wordt niet verwerkt. Indien in de periode tussen de veiling vier jaren voorafgaand aan het leveringsjaar en de veiling een jaar voorafgaand aan het leveringsjaar, een nieuwe betrouwbaarheidsnorm wordt vastgesteld door de lidstaat op basis van gewijzigde gegevens, moet deze wel degelijk kunnen doorwerken in de volumebepaling voor de daaropvolgende veilingen.

Dit is in lijn met artikel 11 van de Elektriciteitsverordening, die bepaalt dat de waarde van de verloren belasting ten minste om de vijf jaar wordt bijgewerkt, of eerder indien significante veranderingen worden vastgesteld (de waarde van de verloren belasting is een belangrijke input parameter voor de betrouwbaarheidsnorm, ndvr).

Een aanpassing van de betrouwbaarheidsnorm kan in beide richtingen een impact hebben (namelijk meer of minder volume in T-4, respectievelijk T-1).

Bepaling volume voor het leveringsjaar

Dit voorstel is verwerkt in de tekst van het koninklijk besluit, met name in artikel 11.

Bepaling van het gereserveerd volume voor T-1 veiling

In de wet wordt de volgende bepaling voorzien in artikel 7undecies, §4, laatste lid:

“Dit voorstel bevat eveneens een voorstel voor het minimale volume dat moet worden gereserveerd voor de veiling die één jaar voor de periode van capaciteitslevering plaatsvindt. Dit minimaal te reserveren volume is minstens gelijk aan de capaciteit die gemiddeld minder dan 200 draaiuren heeft per jaar teneinde de totale piekcapaciteit af te dekken.”

De commissie stelt in haar voorstel voor dat deze bepaling zo zou worden geïnterpreteerd dat dit volume enkel wordt opgevuld met capaciteit met een marginale kost gelijk aan het prijsplafond in de elektriciteitsmarkt. Zij verwijst hierbij naar bijlage 1 van haar voorstel, waarop kan worden waargenomen dat het volume voor de veiling voor 1 jaar voorafgaand aan het leveringsjaar, tussen de 6 à 8 GW zou bedragen. Dit wordt als 100% beschikbaar beschouwd, zonder energie- of activatiebeperkingen.

Er wordt geoordeeld dat dit voorstel niet kan gevolgd worden. De interpretatie van de commissie is niet in lijn met de wil van de wetgever, zoals kan afgeleid worden uit de toelichting bij het amendement dat geleid heeft tot de opname in de CRM-wet van 22 april 2019 (Doc 54 3584/002, pagina 17-19).

Daarnaast wordt in de interpretatie die voorzien is in het koninklijk besluit, dewelke geleid heeft tot berekeningen in het rapport van de netbeheerder overeenkomstig artikel 6 van het koninklijk besluit (beschikbaar op <https://www.elia.be/en/users-group/crm-implementation>), reeds een volume van ongeveer 1,5 GW berekend, hetgeen meer dan 3 tot 4 GW betreft indien rekening wordt gehouden met derating factoren van technologieën zoals vraagsturing of opslag waarvoor het niet onredelijk is te veronderstellen dat ze kunnen deelnemen in een veiling een jaar op voorhand (zoals de commissie evenzeer voorstelde).

Een dergelijk volume is reeds significant en is significant groter dan wat in andere Europese landen met een capaciteitsmechanisme wordt toegepast. Bijvoorbeeld, voor het leveringsjaar 2018/19, had het VK 2,5 GW opzij gezet voor de veiling T-1, ten opzichte van 48,6 GW voor de veiling T-4. In het Ierse CRM wordt ongeveer 2-5% van het volume gereserveerd voor de veiling T-1. In het Italiaans systeem wordt minstens 1% gereserveerd voor de 'aanpassingsveilingen'.

Het voorstel van de commissie zou ertoe leiden dat meer dan 50% van het beoogde volume (vooraleer niet in aanmerking komende capaciteit nog in rekening wordt gebracht), zou worden voorbehouden voor de veiling een jaar voorafgaand aan het leveringsjaar.

Outre le fait que cela n'est pas conforme aux souhaits du législateur ni aux pratiques en vigueur dans d'autres pays européens, cette proposition entraînerait également un risque inacceptable pour la sécurité de l'approvisionnement. Si de telles quantités de capacités ne peuvent être trouvées dans la T-1, il y a de fortes chances qu'elles ne puissent pas non plus être construites à temps.

Il est également important de garantir des conditions de concurrence équitables entre les différentes technologies et entre les capacités nouvelles et existantes. Il s'agit d'une exigence claire qui découle des règlements européens. Si un volume aussi important devait être réservé pour l'enchère en T-1, il est plus que probable qu'aucune nouvelle capacité ne pourrait participer à l'enchère en T-4, ce qui serait contraire à ces principes.

Méthodologie pour l'établissement de la courbe de la demande pour les mises aux enchères

- Application du principe de proportionnalité

La commission fait valoir que les coûts encourus par le CRM doivent compenser les avantages que ces coûts entraînent. Le coût du CRM devrait être limité ex ante à la réduction du coût du problème (qu'elle définit comme le coût de l'énergie non distribuée).

Avant d'entrer plus concrètement dans les implications de ce principe, il est à noter que ce principe dit de proportionnalité ne trouve aucun fondement dans la loi, qui a encore été modifiée après la loi CRM du 22 avril 2019. Le seul endroit où la loi électricité parle de "redevance proportionnelle" est chez les règles de fonctionnement, ou est stipulé que leur but est de « garantir que les rémunérations de capacité octroyées soient adéquates et proportionnées ». Veiller à ce que les rémunérations de capacité soient adéquates et proportionnées est un objectif principal du gouvernement et un principe qui imprègne tous les aspects envisagés du CRM.

La commission propose de fixer ex ante un budget maximum pour le CRM, basé sur le EENS évité et la valeur de VOLL.

L'article 25, paragraphe 1, du Règlement 2019/943 stipule :

« Lorsqu'ils appliquent des mécanismes de capacité, les États membres disposent d'une norme de fiabilité. Une norme de fiabilité indique, d'une manière transparente, le niveau de sécurité d'approvisionnement nécessaire de l'État membre. »

On peut déduire de cette disposition que si un mécanisme de capacité est appliqué, le niveau requis de sécurité d'approvisionnement est déterminé par la norme de fiabilité. Avant même que cette disposition ne soit inscrite dans le Règlement, une approche similaire était déjà utilisée dans les mécanismes de capacité d'autres pays européens. Cela est clairement expliqué dans la réponse d'Elia du 27 mars 2020 ("Contribution d'Elia à la consultation des acteurs du marché au sein de la direction générale de l'énergie sur les paramètres utilisés pour déterminer le volume de capacité acheté dans le cadre du mécanisme de capacité", disponible à l'adresse suivante : https://economie.fgov.be/nl/themas/energie/bevoorradingszekerheid/capaciteitsremuneratiemechanis#toc_heading_14, page 28, bas de page, point Bx).

La méthode de détermination de la norme de fiabilité, qui a été adoptée conformément à l'article 23, paragraphe 6, du Règlement 2019/943, prévoit notamment que :

"The LOLE threshold pursuant to Article 18 reflects an economic optimisation between the marginal cost of a new capacity resource (CONE) or a renewal/prolongation (CORP) where relevant, and the marginal reduction of EENS (LOLE * VOLLRS). The optimum is reached when these two quantities are equal."

Ainsi, la norme de fiabilité découle d'une "maximisation du bien-être", comparant la valeur de l'énergie non-distribuée avec le coût d'un nouvel entrant, L'optimum économique est atteint lorsque le bénéfice marginal et le coût marginal de la fiabilité sont égaux. Cela signifie que l'ajout d'une unité de capacité supplémentaire au système impliquerait un coût plus élevé que le bénéfice attendu de cette unité supplémentaire.

Toutefois, la proposition de la commission conduirait à un prix maximum dans le CRM qui serait sensiblement inférieur à la valeur attendue de Net Cone (qui est utilisée pour déterminer le prix maximum). Cela est démontré par des chiffres concrets dans la contribution susmentionnée du gestionnaire de réseau, pages 31-37).

Nast het gegeven dat dit niet in lijn is met de wil van de wetgever en niet in lijn met de toegepaste praktijken in andere Europese landen, zou dit voorstel ook tot een onaanvaardbaar risico voor de bevoorradingszekerheid leiden. Indien dergelijke hoeveelheden capaciteiten niet kunnen gevonden worden in T-1, is de kans zeer reëel dat zij evenmin nog tijdig kunnen gebouwd worden.

Het is daarnaast ook belangrijk dat een 'level playing field' wordt gegarandeerd tussen enerzijds verschillende technologieën, alsook tussen zowel nieuwe als bestaande capaciteiten. Dit is een duidelijke vereiste die volgt uit de Europese regelgeving. Indien een dergelijk groot volume zou worden voorbehouden voor de veiling in T-1, is het meer dan waarschijnlijk dat er in de T-4 veiling geen nieuwe capaciteit kan deelnemen, wat strijdig zou zijn met deze principes.

Methodologie voor het opstellen van de vraagcurve voor de veilingen

- Toepassing van het proportionaliteitsprincipe

De commissie stelt dat de gemaakte kosten door het CRM moeten opwegen tegen de voordelen. De kost van het CRM zou ex ante moeten worden beperkt tot de vermindering van de kost van het probleem (die zij bepaalt als de kost van de niet geleverde energie).

Vooraleer concreter in te gaan op de gevolgen van dit principe, wordt opgemerkt dat dit zogenaamde proportionaliteitsprincipe geen basis vindt in de wet, die nog werd aangepast na de CRM-wet van 22 april 2019. De enige plaats waarbij in de Elektriciteitswet over een 'proportionele vergoeding' wordt gesproken, is bij de werkingsregels, waarbij wordt bepaald dat deze beogen "ervoor te zorgen dat de toegekende capaciteitsvergoedingen passend en evenredig zijn". Ervoor zorgen dat de toegekende capaciteitsvergoedingen passend en evenredig zijn, is een primaire doelstelling van de regering en is een principe dat doorwerkt in alle voorziene aspecten van het CRM.

De commissie stelt voor om ex ante een maximaal budget voor het CRM te bepalen, gebaseerd op de vermeden EENS en de waarde van VOLL.

In artikel 25, lid 1 van de Verordening 2019/943 wordt bepaald:

"Wanneer de lidstaten capaciteitsmechanismen toepassen, maken zij gebruik van een betrouwbaarheidsnorm. Die geeft op transparante wijze aan wat het vereiste niveau van voorzieningszekerheid voor de lidstaat is."

Uit deze bepaling kan worden afgeleid dat, indien een capaciteitsmechanisme wordt toegepast, het vereiste niveau van voorzieningszekerheid wordt bepaald door de betrouwbaarheidsnorm. Nog vooraleer dat deze bepaling in de Verordening werd verankerd, werd eenzelfde aanpak reeds gehanteerd in de capaciteitsmechanismen in de andere Europese landen. Dit wordt overzichtelijk geduid in de reactie van Elia van 27 maart 2020 ("Bijdrage van Elia aan de raadpleging van de markspelers van de Algemene Directie Energie over de parameters waarmee de hoeveelheid in het kader van het capaciteitsmechanisme aangekochte capaciteit wordt bepaald", beschikbaar op: https://economie.fgov.be/nl/themas/energie/bevoorradingszekerheid/capaciteitsremuneratiemechanis#toc_heading_14, pagina 28 onderaan, punt Bx).

De methodologie omtrent de bepaling van de betrouwbaarheidsnorm, die inmiddels werd vastgesteld overeenkomstig artikel 23, 6 van de Verordening 2019/943, stelt onder meer:

"The LOLE threshold pursuant to Article 18 reflects an economic optimisation between the marginal cost of a new capacity resource (CONE) or a renewal/prolongation (CORP) where relevant, and the marginal reduction of EENS (LOLE * VOLLRS). The optimum is reached when these two quantities are equal."

De betrouwbaarheidsnorm volgt dus uit een 'welvaartsmaximalisatie', waarbij de waarde van de verloren belasting wordt vergeleken met de kost voor nieuwe toegang. Het economisch optimum wordt bereikt wanneer het marginaal voordeel en de marginale kost van betrouwbaarheid gelijk zijn. Dit wil zeggen dat één eenheid additionele capaciteit toevoegen aan het systeem een hogere kost met zich zou meebrengen dan het verwachte voordeel van deze additionele eenheid.

Het voorstel van de commissie zou evenwel leiden tot een maximale prijs in het CRM die aanzienlijk lager ligt dan de verwachte waarde van Net-Cone (dewelke wordt gebruikt om de maximumprijs te bepalen). Dit wordt met concrete cijfers aangetoond in de voormelde bijdrage van de transmissienetbeheerder, pagina's 31- 37).

La commission le reconnaît également en tant que tel dans sa proposition, où elle indique au paragraphe 179 que si le volume d'enchères voulu ne peut être respecté dans la limite de coût fixée, une capacité moindre que le volume prévu serait contractée, ce qui aurait un impact sur l'EENS et donc sur la limite de coût. La courbe de la demande devrait alors être à nouveau ajustée pour tenir compte des nouvelles valeurs de l'EENS.

Il est clair que cette approche itérative se traduirait par un processus complexe, incertain et non transparent. Il est considéré que la proposition de la commission sur ce point ne peut être suivie. Une alternative, conforme aux principes déjà applicables dans d'autres mécanismes européens de rémunération des capacités et conforme au Règlement 2019/943, est adoptée.

- Fixer le plafond des prix

La commission propose que le plafond des prix soit fixé au même niveau que le Net Cone. Dans l'arrêté royal, le plafond des prix est fixé à un montant égal au Net Cone multiplié par un facteur de correction X, tel que déterminé conformément à l'article 4, §3.

La valeur du facteur de correction X tient compte des incertitudes liées à l'estimation du coût net d'un nouvel entrant, tant aux différences de coûts entre les technologies, au niveau de la variabilité des coûts bruts d'un nouvel entrant associés à différentes technologies qu'au niveau de la détermination des rentes inframarginales annuelles gagnées sur le marché de l'énergie et les revenus nets sur le marché des services auxiliaires d'équilibrage. L'application d'un facteur de correction est conforme aux mécanismes de rémunération des capacités dans les autres pays européens.

- La courbe de la demande

La raison pour laquelle cette forme de courbe de demande n'a pas été incluse a déjà été expliquée en ce qui concerne le principe de proportionnalité.

- Pay-as-bid versus Pay-as-cleared

L'article 7undecies, § 10 de la loi prévoit :

« Les mises aux enchères sont organisées selon la méthode "pay-as-bid", dont les modalités sont précisées dans les règles de fonctionnement visées au paragraphe 12. Le Roi peut rendre une autre méthode applicable sur la base d'un rapport établi tous les deux ans par le gestionnaire de réseau et concernant les enchères déjà organisées, et sur proposition de la commission, pour autant qu'il soit constaté que la méthode « pay-as-bid » ne permet pas d'atteindre la sélection de capacités la plus efficace en termes de coûts et qu'une autre méthode puisse entraîner une sélection de capacités plus efficace en termes de coûts. Si une autre méthode est rendue applicable, ses modalités sont déterminées dans les règles de fonctionnement visées au paragraphe 12. »

Suivre la logique « pay-as-bid » est ancrée dans la loi. Le passage à une autre méthode n'est possible que s'il est établi que cette méthode ne permet pas d'obtenir la sélection de capacité la plus rentable et qu'une autre méthode est susceptible d'entraîner une sélection de capacité plus rentable.

- Affinement de la courbe de la demande

La non-adhésion à cette proposition a été expliquée dans l'application du principe de proportionnalité. La commission confirme dans cette section que, grâce à ce principe, il est possible que la capacité contractée soit inférieure au volume prévu.

- Contrats pluriannuels

La commission estime qu'il faut éviter que des capacités coûteuses avec un contrat pluriannuel dans les années suivantes empêcheraient la conclusion de contrats pour des capacités bon marché. La commission déclare que la manière la plus évidente serait de limiter la redevance de capacité dans les années suivantes du contrat pluriannuel à un peu moins que la redevance de capacité maximale contractée. Toutefois, elle estime que cela détruirait la raison d'être d'un contrat pluriannuel, qui est de fournir une certitude quant aux recettes.

Elle propose donc d'imposer une limite de prix spécifique aux contrats pluriannuels en cas de baisse moyenne de l'EENS, qui est calculée comme le coût total moyen de l'EENS évité calculé pour les années où la baisse moyenne de l'EENS est évitée à partir de l'année de fourniture, divisé par le volume total des enchères pour une année de livraison.

De commissie erkent dit ook als zodanig in haar voorstel, waar zij in randnummer 179 stelt dat indien het beoogde veilingvolume niet gerespecteerd kan worden binnen de gestelde kostenlimiet, er minder capaciteit gecontracteerd zou worden dan het beoogde volume, wat een invloed zou hebben de op de EENS en dus de kostenlimiet. De vraagcurve zou dan opnieuw aangepast moeten worden om rekening te houden met de nieuwe EENS-waarden.

Het is duidelijk dat deze iteratieve aanpak zou leiden tot een complex, onzeker en on-transparant proces. Er wordt geoordeeld dat het voorstel van de commissie op dit punt niet kan gevolgd worden. Een alternatief, in lijn met principes die reeds gelden in andere Europese capaciteitsvergoedingsmechanismen en in lijn met de Verordening 2019/943, wordt aangenomen.

- Bepaling van het prijsplafond

De commissie stelt voor om het prijsplafond gelijk te stellen met de Net Cone. In het koninklijk besluit wordt het prijsplafond gelijk gesteld aan de Net Cone vermenigvuldigd met een correctiefactor X, zoals vastgelegd overeenkomstig artikel 4, §3.

De waarde van de correctiefactor X houdt rekening met de onzekerheden die verband houden met de raming van de nettokost van een nieuwkomer, zowel wat betreft de kostenverschillen tussen de in aanmerking genomen technologieën, de variabiliteit van de brutokost van een nieuwkomer die verbonden is aan verschillende technologieën, als wat betreft de bepaling van de jaarlijkse inframarginale inkomsten op de energiemarkt en netto inkomsten uit balanceringsdiensten. De toepassing van een correctiefactor is in lijn met de capaciteitsvergoedingsmechanismen in andere Europese landen.

- De vraagcurve

Bij het proportionaliteitsprincipe werd reeds toegelicht waarom deze vorm van vraagcurve niet mee werd opgenomen.

- Pay-as-bid versus Pay-as-cleared

In artikel 7undecies, § 10 van de wet, wordt voorzien:

“De veilingen worden georganiseerd op basis van de “pay-as-bid”-methode, waarvan de modaliteiten worden bepaald in de werkingsregels bedoeld in paragraaf 12. De Koning kan een andere methode van toepassing maken, op grond van een tweejaarlijks verslag dat wordt opgemaakt door de netbeheerder en betrekking heeft op de reeds gehouden veilingen, en op voorstel van de commissie voor zover er wordt vastgesteld dat middels de “pay-as-bid”-methode niet de meest kosten-efficiënte selectie van capaciteiten bereikt wordt en dat een andere methode een meer kostenefficiënte selectie van capaciteiten kan verwacht worden met zich mee te brengen. Indien een andere methode van toepassing wordt gemaakt, dan worden de modaliteiten daarvan bepaald in de werkingsregels bedoeld in paragraaf 12.”

Het volgen van de pay-as-bid logica is wettelijk verankerd. Enkel indien wordt vastgesteld dat door deze methode niet de meest kosten-efficiënte selectie van capaciteiten bereikt wordt en dat een andere methode een meer kostenefficiënte selectie van capaciteiten kan verwacht worden met zich mee te brengen, is een overstap naar een andere methode mogelijk.

- Verfijning van de vraagcurve

Het niet-volgen van dit voorstel werd toegelicht bij de toepassing van het proportionaliteitsprincipe. De commissie bevestigt in deze sectie dat er door middel van dit principe het mogelijk is dat er minder capaciteit zou worden gecontracteerd dan het beoogde volume.

- Meerjarencontracten

De commissie meent dat moet vermeden worden dat dure capaciteit met een meerjarencontract in de latere jaren zou verhinderen dat goedkope capaciteit kan worden gecontracteerd. De commissie stelt dat de meest voor de hand liggende manier zou zijn om de capaciteitsvergoeding in de volgende jaren van het meerjarencontract te laten beperken tot net onder de maximale gecontracteerde capaciteitsvergoeding. Hiervan is zij echter van mening dat de bestaansreden van een meerjarencontract, namelijk het bieden van zekerheid op bepaalde inkomsten, teniet zou worden gedaan.

Zij stelt bijgevolg voor om in geval van een gemiddeld dalende EENS een specifieke prijslimiet op te leggen aan meerjarencontracten, die berekend wordt als de gemiddelde totale vermeden EENS-kost berekend voor de jaren met een gemiddeld dalende vermeden EENS vanaf het leveringsjaar, te delen door het totale veilingvolume voor een leveringsjaar.

Premièrement, il convient de noter que le fait que des études antérieures prévoient une EENS plus faible pour les années 2028 et au-delà (en d'autres termes, très loin dans le futur et donc avec des incertitudes considérables) ne change rien au fait qu'une pénurie importante de capacité est calculée pour 2025. Cette pénurie de capacité, résultant notamment de la sortie du nucléaire par laquelle 6 GW de capacité contrôlable quittent le marché belge, ne peut être comblée par les seules capacités existantes. En tout état de cause, il est nécessaire de disposer de nouvelles capacités.

En outre, il est pertinent de mentionner que l'objectif des contrats pluriannuels est de permettre aux nouvelles capacités (qui, dans de nombreux cas, nécessitent des investissements importants avec des périodes d'amortissement plus longues) de concurrencer les capacités existantes. La raison principale de l'octroi de contrats pluriannuels est d'assurer des conditions de concurrence équitables entre les capacités existantes, rénovées et nouvelles. Cet objectif s'applique également à chaque vente aux enchères.

Si, dans certaines enchères, une limite de prix "supplémentaire" est imposée, qui n'est pas calculée sur la base d'un "missing money" ou d'un net-CONE comme prévu dans les autres enchères, il est clair que la capacité souhaitant participer à ces enchères serait traitée de manière discriminatoire.

En outre, on peut déduire des informations issues de l'enquête publique qu'il en résulterait un plafond de prix s'écartant sensiblement du net-CONE, qui est en particulier le montant que les participants au marché ne gagneraient pas sur le marché. L'imposition d'un tel plafond de prix garantirait donc que les acteurs du marché ne tirent pas de revenus suffisants du mécanisme de capacité et ne participent donc pas. Par conséquent, il ne serait pas garanti que la norme de fiabilité soit respectée. Pour les raisons exposées ci-dessus en ce qui concerne l'application du principe de proportionnalité, cette proposition ne peut être acceptée.

En outre, il convient de noter que, outre les catégories d'un an et de quinze ans, des catégories supplémentaires de trois et huit ans maximum sont également prévues dans la loi sur l'électricité. Ainsi, l'octroi de contrats pluriannuels est déjà limité à ce qui est strictement nécessaire pour permettre à différentes capacités de se concurrencer (et un 'lock-in' excessif est donc déjà limité). Cette approche est plus détaillée que ce qui est envisagé dans d'autres pays européens.

Définitions (chapitre 1)

Pour la compréhension générale de l'arrêté royal, un certain nombre d'aspects spécifiques sont définis. Ces définitions sont complémentaires des définitions figurant dans d'autres documents juridiques ou réglementaires, tels que la loi sur l'électricité et la législation européenne.

Scénario de référence et valeurs intermédiaires (chapitre 2)

Le point de départ de tout calcul visant à déterminer les futurs besoins de capacité et d'autres paramètres est le scénario de référence. Ce dernier combine une multitude d'hypothèses et de valeurs pour le calcul de ces éléments, dont les paramètres relatifs à la consommation, à l'offre et à la capacité d'interconnexion au niveau belge et sur d'autres marchés pertinents. Le scénario a un impact conséquent sur les résultats. Il ne doit pas seulement chercher à refléter l'éventuel état futur du système, il doit également viser les situations pour lesquelles l'État belge veut se couvrir et assurer sa sécurité d'approvisionnement et pour lesquels l'État belge n'a aucune influence. En effet, la dépendance structurelle de la Belgique aux importations pour sa sécurité d'approvisionnement et son degré élevé d'interconnexions font que la prise en compte d'événements se déroulant à l'étranger mais ayant une incidence sur la Belgique est cruciale. Ceux-ci pourraient inclure par exemple : des changements de mix de capacité installée; des indisponibilités de longue durée de certaines capacités ou le risque de ne pas atteindre à temps des critères européens de mise à disposition au marché des capacités transfrontalières. La détermination des contours du scénario à employer est dès lors un choix politique prédominant.

Le scénario de référence est construit en plusieurs étapes afin de répondre aux différents objectifs visés. Celles-ci sont expliquées dans les articles 3, 5 et 6, § 1 de l'arrêté royal.

In de eerste plaats wordt opgemerkt dat het gegeven dat er in eerdere studies voor de jaren 2028 en verder (met andere woorden erg ver in de toekomst en dus met aanzienlijke onzekerheden) een lagere EENS wordt voorzien, niet afdoet aan het gegeven dat voor 2025 een aanzienlijk tekort aan capaciteit wordt berekend. Dit tekort aan capaciteit, volgend met name uit de kernuitstap waarbij 6 GW aan stuurbare capaciteit de Belgische markt verlaat, kan niet enkel met bestaande capaciteiten worden opgevuld. In elk geval is er nood aan nieuwe capaciteit.

Daarnaast is het relevant te vermelden dat de bedoeling van het voorzien van multi-jaarcontracten is het mogelijk maken dat nieuwe capaciteiten (die in veel gevallen significante investeringen vergen die onderworpen zijn aan langere terugbetalingsperiodes) in competitie kunnen treden met bestaande capaciteiten. De belangrijkste reden voor het voorzien van multi-jaarcontracten is het voorzien van een 'level playing field' tussen bestaande, gerenoveerde en nieuwe capaciteiten. Deze doelstelling speelt evenzeer in elke veiling.

Indien in bepaalde veilingen een 'additionele' prijslimiet wordt opgelegd, die niet berekend wordt op een 'missing money' of net-CONE zoals voorzien wordt in de overige veilingen, is het duidelijk dat capaciteiten die in deze veilingen wensen mee te doen, discriminatoir zouden behandeld worden.

Daarnaast kan uit de informatie die naar voren is gekomen tijdens het openbaar onderzoek worden afgeleid dat op deze manier een prijslimiet zou ontstaan die significant afwijkt van de net-CONE, wat met name het bedrag is dat marktpartijen niet zouden verdienen op de markt. Dergelijke prijslimiet opleggen zou er dus voor zorgen dat marktpartijen uit het capaciteitsmechanisme onvoldoende inkomsten zouden halen en dus niet zouden deelnemen. Ten gevolge daarvan zou niet gegarandeerd worden dat de betrouwbaarheidsnorm gehaald wordt. Omwille van de redenen uiteengezet supra, bij de toepassing van het proportionaliteitsprincipe, kan dit voorstel niet worden gevolgd.

Hierbij kan additioneel worden opgemerkt dat naast de categorieën van 1 jaar en 15 jaren, ook additionele categorieën van maximum drie en acht jaar voorzien zijn in de Elektriciteitswet. Op deze manier wordt de toekenning van multi-jaar contracten reeds beperkt tot wat strikt genomen nodig is om verschillende capaciteiten toe te laten om met elkaar in competitie te treden (en wordt een overdreven 'lock-in' dus al beperkt). Deze aanpak is fijnmaziger dan wat in andere Europese landen is voorzien.

Definities (hoofdstuk 1)

Voor het algemene begrip van het koninklijk besluit worden een aantal specifieke aspecten gedefinieerd. Deze definities vormen een aanvulling op de definities die in andere wettelijke of regelgevende documenten, zoals de Elektriciteitswet en de Europese wetgeving, zijn vastgesteld.

Referentiescenario en intermediaire waarden (hoofdstuk 2)

Het uitgangspunt voor elke berekening om de toekomstige capaciteitsbehoefte en andere parameters te bepalen is het referentiescenario. Dit laatste combineert een veelvoud aan veronderstellingen en waarden voor de berekening van deze elementen, met inbegrip van parameters met betrekking tot het verbruik, het aanbod en de interconnectiecapaciteit op Belgisch niveau en op andere relevante markten. Het scenario heeft een belangrijke invloed op de resultaten. Het moet niet alleen de mogelijke toekomstige toestand van het systeem weergeven, maar ook de situaties behandelen waarvoor de Belgische staat zich wil indekken en de bevoorradingszekerheid wil waarborgen en waarop de Belgische Staat geen invloed heeft. De structurele afhankelijkheid van België van imports voor de bevoorradingszekerheid en de hoge graad van interconnecties betekenen immers dat het van cruciaal belang is om rekening te houden met gebeurtenissen in het buitenland die een grote impact hebben op België. Het zou bijvoorbeeld kunnen gaan om: veranderingen in de geïnstalleerde capaciteitsmix; de langdurige onbeschikbaarheid van bepaalde capaciteiten of het risico dat niet tijdig wordt voldaan aan de Europese criteria betreffende de terbeschikkingstelling van grensoverschrijdende capaciteit aan de markt. De bepaling van de contouren van het te hanteren scenario is dan ook een overwegend politieke keuze.

Het referentiescenario wordt opgebouwd in verschillende fasen om aan de verschillende vooropgestelde doelstellingen te voldoen. Deze worden toegelicht in artikelen 3, 5 en 6, § 1 van het Koninklijk besluit.

Un ou plusieurs scénarios et sensibilités sont sélectionnés à partir de la dernière évaluation européenne disponible visée à l'article 23 du règlement (UE) 2019/943 et/ou de l'évaluation nationale visée à l'article 24 du règlement (UE) 2019/943 au moment de la sélection. Cette sélection comprend au moins le scénario central de référence européen visé à l'article 23, paragraphe 1, 5, point b), du règlement (UE) n° 2019/943. En attendant que ces évaluations soient disponibles, une sélection sera effectuée parmi les autres études disponibles. Ce scénario est ensuite mis à jour sur la base des publications les plus récentes (non encore incluses dans le scénario de l'évaluation européenne) pour tenir compte des informations les plus récentes. Le CRM étant considéré comme le filet de sécurité essentiel pour la sécurité d'approvisionnement de la Belgique, certaines sensibilités peuvent être définies pour tenir compte d'événements susceptibles d'avoir un impact sur la sécurité d'approvisionnement en Belgique, y compris des événements en dehors de la zone de contrôle belge. Les scénarios et sensibilités sélectionnés, y compris les données et hypothèses sur lesquelles ils sont fondés, font l'objet d'une consultation publique comme indiqué à l'article 5.

Une capacité supplémentaire est ajoutée au scénario de référence, si nécessaire, afin que le scénario utilisé soit approprié et réponde à l'objectif du mécanisme de gestion de la crise de remplir les critères de sécurité d'approvisionnement. Cette dernière étape est nécessaire pour calculer les paramètres requis et est expliquée à l'article 6, § 1 de l'arrêté royal.

En ce qui concerne l'établissement du scénario de référence, le Conseil d'État a indiqué dans son avis 69.020/3 du 13 avril 2021 que l'arrêté royal ne pouvait pas autoriser le ministre car l'établissement du scénario de référence ne serait pas une règle de nature secondaire ou détaillée.

Il convient toutefois de noter à cet égard que l'article 7*undecies*, § 2 de la loi électricité confie au Roi la tâche de déterminer structurellement (non périodiquement) les paramètres de volume et leur méthode de calcul. D'autre part, en vertu de l'article 7*undecies*, § 6 de la loi électricité, il appartient au ministre de déterminer périodiquement les valeurs spécifiques des paramètres nécessaires à l'organisation des enchères. En ce sens, il est logique que le scénario de référence spécifique, qui n'est que l'application périodique de la méthode structurelle définie par le Roi dans le présent arrêté, soit également déterminé par le ministre.

La détermination du scénario de référence doit être considérée comme une mesure préliminaire, nécessaire pour effectuer certains calculs, propositions et avis conformément aux articles 5, 6, § 2, 7, 8 et 12 du présent arrêté royal. À cet égard, il convient de noter que l'article 3 du présent arrêté royal décrit une procédure approfondie, avec les consultations, avis et propositions nécessaires, pour parvenir au scénario de référence. L'essence du règlement relatif à l'établissement du scénario de référence est donc déterminée par le Roi lui-même. Le ministre prend une décision finale sur la base d'une proposition du régulateur, sur laquelle un avis est donné par l'autorité compétente en matière de sécurité d'approvisionnement, c'est-à-dire la Direction générale de l'énergie. Conformément à la résolution 1220/007, la Chambre des représentants est également consultée sur l'ensemble des données et des hypothèses retenues comme scénario de référence. À partir de l'année 2021, la décision sera également prise après consultation en Conseil des ministres. La délégation au ministre est donc suffisamment définie.

Valeurs intermédiaires

La commission établit, en collaboration avec le gestionnaire du réseau, une proposition des valeurs intermédiaires suivantes :

1° le coût brut d'un nouvel entrant des technologies reprises dans la liste réduite de technologies;

2° le facteur de correction X, permettant de déterminer le prix maximum, visé à l'article 10, § 8 et 9, et permettant de calibrer le volume maximum au prix maximum, en adaptant le niveau de sécurité d'approvisionnement.

Cette proposition inclut également la valeur du coût moyen pondéré du capital qui a été pris en compte au article 4, § 1.

Le rapport de l'opérateur du système (chapitre 3)

Conformément aux dispositions légales, l'opérateur du système prépare un rapport et une proposition pour le 15 novembre au plus tard de l'année précédant la mise aux enchères.

Paramètres qui déterminent la quantité de capacité à acheter (chapitre 4)

Uit de op het ogenblik van de selectie meest recent beschikbare Europese beoordeling bedoeld in artikel 23 van Verordening (EU) 2019/943 en / of de nationale beoordeling bedoeld in artikel 24 van Verordening (EU) 2019/943, worden één of meerdere scenario's en gevoeligheden geselecteerd. Deze selectie omvat minstens het Europese centrale referentiescenario bedoeld in artikel 23, § 1, 5, b) van Verordening (EU) 2019/943. Tot zolang deze beoordelingen nog niet beschikbaar zijn, wordt een selectie gemaakt uit andere beschikbare studies. Dit scenario wordt vervolgens geactualiseerd op basis van de meest recente publicaties (die nog niet opgenomen zijn in het scenario voor de Europese beoordeling) om rekening te houden met de meest recente informatie. Aangezien het CRM wordt beschouwd als het essentiële vangnet voor de bevoorradingszekerheid van België, kunnen bepaalde gevoeligheden worden gedefinieerd om rekening te kunnen houden met gebeurtenissen die een impact kunnen hebben op de bevoorradingszekerheid in België, met inbegrip van gebeurtenissen buiten de Belgische regelzone. De geselecteerde scenario's en gevoeligheden, inclusief de gegevens en hypothesen waaruit ze zijn opgebouwd, worden onderworpen aan een openbare raadpleging bedoeld in artikel 5.

Aan het referentiescenario wordt indien nodig bijkomende capaciteit toegevoegd, zodat het gehanteerde scenario adequaat is en beantwoordt aan de doelstelling van het CRM om te voldoen aan de bevoorradingszekerheidscriteria. Deze laatste stap is nodig om de benodigde parameters te berekenen, en wordt toegelicht in artikel 6, § 1 van het Koninklijk besluit.

Wat betreft de vaststelling van het referentiescenario werd door de Raad van State in haar advies 69.020/3 van 13 april 2021 aangegeven dat in het Koninklijk Besluit geen machtiging aan de minister zou kunnen worden gegeven, omdat het vaststellen van het referentiescenario geen regel van bijkomstige of detailmatige aard zou zijn.

Hieromtrent wordt evenwel opgemerkt dat artikel 7*undecies*, § 2, van de Elektriciteitswet de Koning ermee belast om op structurele wijze (niet-periodiek) de volumeparameters en hun berekeningsmethode vast te leggen. Daarentegen is het krachtens artikel 7*undecies*, § 6, van de Elektriciteitswet aan de minister om periodiek de specifieke waarden vast te stellen van de parameters die nodig zijn voor de organisatie van de veilingen. In deze zin is het logisch dat ook het concrete referentiescenario, wat slechts de periodieke toepassing vormt van de door de Koning in onderhavig besluit bepaalde structurele methode, door de minister wordt vastgesteld.

Het bepalen van het referentiescenario moet worden gezien als een voorafgaande maatregel, die nodig is voor het uitvoeren van bepaalde berekeningen, voorstellen en adviezen overeenkomstig artikel 5, 6, § 2, 7, 8 en 12 van onderhavig Koninklijk Besluit. In dat verband moet worden opgemerkt dat in het artikel 3 van onderhavig Koninklijk Besluit een uitgebreide procedure is beschreven, met de nodige consultaties, adviezen en voorstellen, om tot het referentiescenario te komen. De essentie van de regeling inzake het vaststellen van het referentiescenario wordt dus door de Koning zelf vastgesteld. Finaal neemt de minister een beslissing op basis van een voorstel van de regulator, waarover een advies wordt gegeven door de bevoegde instantie voor de bevoorradingszekerheid, zijnde de Algemene Directie Energie. Overeenkomstig de resolutie 1220/007 wordt ook een raadpleging gehouden van de Kamer van volksvertegenwoordigers over de set van gegevens en hypothesen die geselecteerd worden als referentiescenario. Vanaf het jaar 2021 zal de beslissing eveneens worden genomen na overleg in ministerraad. De delegatie aan de minister is dus voldoende afgebakend.

Intermediaire waarden

De commissie stelt in samenwerking met de netbeheerder een voorstel op van de volgende intermediaire waarden :

1° de brutokost van een nieuwkomer van de technologieën die opgenomen zijn in de beperkte lijst van technologieën;

2° de correctiefactor X, die toelaat de maximumprijs te bepalen, zoals bedoeld in artikel 10, § 8 en 9, en die toelaat het maximale volume tegen de maximumprijs te berekenen, door het niveau van bevoorradingszekerheid aan te passen.

Dit voorstel omvat eveneens de gewogen gemiddelde kost van kapitaal die in aanmerking genomen is in artikel 4, § 1.

Het netbeheerdersverslag (hoofdstuk 3)

In overeenstemming met de wettelijke bepalingen, stelt de netbeheerder een verslag en voorstel op, ten laatste tegen 15 november van het jaar voorafgaand aan de veiling.

Parameters die de aan te kopen hoeveelheid capaciteit bepalen (hoofdstuk 4)

La courbe de la demande pour les enchères du T-4 est construite sur la base de trois points :

- Le point B est caractérisé par le coût net d'un nouvel entrant, calculé conformément au présent arrêté royal, en ordonnée. En abscisse, ce point B correspond au volume requis lors d'une enchère (en tenant compte de la consommation moyenne d'électricité en situation de pénurie simulée, des réserves requises pour maintenir l'équilibre du réseau, de l'énergie moyenne non livrée attendue en situation de pénurie simulée, de la capacité non éligible, de la capacité déjà contractée et du volume à réserver pour l'enchère un an avant la période de livraison de la capacité).
- Le point C est caractérisé par un coût nul en ordonnée et le volume requis aux enchères en abscisse.
- Le point A est caractérisé par le prix maximum en ordonnée. En abscisse, le point A correspond au volume spécifique calculé comme le volume du point B, mais avec une norme de confiance différente (LOLE). LOLEA correspond à la norme de fiabilité multipliée par le facteur de correction X.

La courbe de la demande pour les enchères T-1 est basée sur les mêmes points B et C que pour les enchères T-4, mais le volume requis est ajusté pour tenir compte de la capacité déjà contractée en T-4 pour la même période de livraison. Le point A correspond en ordonnée au prix maximum et en abscisse au volume requis.

La conception de la courbe de demande respecte deux principes :

- Garantir la sécurité d'approvisionnement : cela signifie qu'une fois les enchères T-4 et T-1 organisées, la norme de fiabilité doit être respectée. Sinon, le CRM n'aurait pas atteint son objectif. Le point B correspondant au volume nécessaire pour satisfaire à la norme de fiabilité, il faut s'assurer que ce volume est contracté. Comme il est encore possible de contracter des capacités en T-1 après l'enchère T-4, une courbe entre le point A et le point B est possible, ce qui permet de contracter une capacité inférieure au volume calibré pour le point B dans l'enchère T-4. En revanche, contracter un volume inférieur au point B dans le cadre de l'enchère T-1 ne garantirait pas le respect de la norme de fiabilité. Par conséquent, il y a une section verticale entre le point A et le point B dans l'enchère T-1.
- Garantir un système proportionnel avec le coût le plus bas possible : c'est-à-dire que le volume contracté ne doit pas dépasser le volume requis pour atteindre la norme de fiabilité, car cela augmenterait le coût total. Cela explique pourquoi la courbe de la demande est verticale entre le point B et l'intersection avec l'axe des abscisses dans les deux enchères T-4 et T-1.

Facteurs de réduction (chapitre 5)

Toutes les technologies peuvent participer au CRM, conformément bien sûr aux critères d'éligibilité. Cependant, toutes les technologies ne contribuent pas de la même manière à l'adéquation des ressources. En effet, les technologies de production, de stockage d'électricité et de participation active de la demande possèdent toutes des niveaux de disponibilités différents liés aux arrêts fortuits, aux conditions climatiques, à des contraintes techniques, etc. Afin de garantir des conditions de concurrence équitables, ces différents niveaux de disponibilité sont pris en compte dans différentes catégories par le biais de facteurs de réduction. Ces différentes catégories ont été déterminées pour s'assurer d'une part que toutes les technologies puissent y participer et d'autre part que les technologies soient associées à un facteur de réduction considérant leurs caractéristiques techniques.

Le niveau de disponibilité prévu (ou la contribution à l'adéquation des ressources) est donc un pourcentage (toujours inférieur ou égal à 100 %) de la puissance de référence nominale. Ces niveaux sont définis avant chaque mise aux enchères (et fixés pour toute la durée du contrat) par technologie et sont appelés facteurs de réduction.

Une approche similaire doit être appliquée aux interconnexions, afin de déterminer par frontière la capacité d'entrée maximale pour la capacité étrangère indirecte, c.-à-d. le volume maximal, exprimé en puissance, qui pourrait être contracté dans une zone de marché voisine.

De vraagcurve voor de T-4 veilingen wordt opgebouwd op basis van drie punten:

- Punt B wordt gekenmerkt door de nettokost van een nieuwkomer, berekend in overeenstemming met dit Koninklijk besluit, op de ordinaat. Op de abscis komt dit punt B overeen met het op een veiling vereist volume (waarbij het gemiddelde elektriciteitsverbruik in gesimuleerde tekortsituaties, de vereiste reserves voor het bewaren van het evenwicht in het netwerk, verwachte gemiddelde niet-geleverde energie in gesimuleerde tekortsituaties, de niet in aanmerking komende capaciteit, reeds gecontracteerde capaciteit en het volume te reserveren voor de veiling een jaar voor de periode van capaciteitslevering, in rekening worden genomen).
- Punt C wordt gekenmerkt door een nul-kost op de ordinaat en het op een veiling vereist volume op de abscis.
- Punt A wordt gekenmerkt door de maximumprijs op de ordinaat. Op de abscis correspondeert punt A met het specifieke volume dat wordt berekend zoals het volume in punt B, maar met een andere betrouwbaarheidsnorm (LOLE). LOLEA correspondeert met de betrouwbaarheidsnorm vermenigvuldigd met de correctiefactor X.

De vraagcurve voor de T-1 veilingen is gebaseerd op dezelfde punten B en C als voor de T-4 veilingen, maar het vereiste volume wordt aangepast om capaciteit in rekening te brengen die reeds gecontracteerd werd in T-4 voor dezelfde leveringsperiode. Punt A correspondeert in ordinaat met de maximumprijs en in abscis met het vereiste volume.

Het design van de vraagcurve respecteert twee principes:

- Het garanderen van bevoorradingszekerheid: dit wil zeggen dat eens de T-4 en T-1 veiling zijn gehouden, de betrouwbaarheidsnorm moet gehaald worden. In het tegenovergestelde geval zou het CRM zijn doelstelling niet bereikt hebben. Aangezien punt B overeenkomt met het volume dat nodig is om de betrouwbaarheidsnorm te halen moet verzekerd worden dat dit volume wordt gecontracteerd. Omdat er na de T-4 veiling nog een opportuniteit is om capaciteiten te contracteren in T-1, is een gebogen curve tussen punt A en punt B mogelijk, wat toelaat minder capaciteit te contracteren dan het gecalibreerd volume voor punt B in de T-4 veiling. Minder volume contracteren dan punt B in de T-1 veiling daarentegen zou niet garanderen dat de betrouwbaarheidsnorm wordt gehaald. Bijgevolg is er in de T-1 veiling een verticale sectie tussen punt A en punt B.
- Het garanderen van een proportioneel systeem met een zo laag mogelijke kost: dit wil zeggen dat het volume dat wordt gecontracteerd het volume vereist voor het bereiken van de betrouwbaarheidsnorm niet moet overschrijden, aangezien dit de totale kost zou opdrijven. Dit verklaart waarom de vraagcurve verticaal is tussen punt B en het snijpunt met de x-as zowel in de T-4 als de T-1 veilingen.

Reductiefactoren (hoofdstuk 5)

Alle technologieën kunnen deelnemen aan het CRM, in overeenstemming natuurlijk met de criteria om in aanmerking te komen. Niet alle technologieën dragen echter op dezelfde wijze bij tot de toereikendheid van de middelen. De technologieën voor de productie, de opslag van elektriciteit en de actieve deelname van de vraagzijde hebben immers allemaal verschillende niveaus van beschikbaarheid die verband houden met toevallige stilleggingen, klimatologische omstandigheden, technische beperkingen, enz. Om gelijke mededingingsvoorwaarden te kunnen garanderen, wordt via verschillende categorieën met deze verschillende niveaus van beschikbaarheid rekening gehouden door middel van reductie-factoren. Deze verschillende categorieën zijn vastgesteld om te garanderen dat enerzijds, alle technologieën kunnen deelnemen en anderzijds, dat zij een reductiefactor krijgen toegewezen overeenkomstig hun technische karakteristieken.

Het verwachte niveau van beschikbaarheid (of de bijdrage aan de toereikendheid van de middelen) is dus een percentage (altijd minder dan of gelijk aan 100%) van het nominale referentievermogen. Deze niveaus worden voor elke veiling bepaald (en dit voor de duur van het contract) per technologie en worden reductiefactoren genoemd.

Een soortgelijke aanpak moet worden toegepast op de interconnecties, om per grens de maximale toegangscapaciteit voor indirecte buitenlandse capaciteit te bepalen, d.w.z. het maximale volume, uitgedrukt in vermogen, dat in een aangrenzend marktgebied zou kunnen worden gecontracteerd.

Afin de déterminer ces facteurs de réduction avant chaque mise aux enchères, il convient de suivre une méthodologie telle qu'établie dans le présent arrêté royal. L'objectif prédominant du CRM est de garantir la sécurité d'approvisionnement de la Belgique. La contribution des différentes technologies à cet objectif doit donc être calculée aux moments déterminants pour la sécurité d'approvisionnement. Ces moments sont déterminés par les « situations de pénurie simulées », qui sont, sur base d'une simulation, les heures durant lesquelles la charge ne pourra pas être couverte ou durant lesquelles la charge ne pourrait pas être couverte en cas de charge additionnelle de 1MW. Les situations de pénurie simulées sont définies grâce à des outils de modélisation (similaires à ceux utilisés dans le cadre de l'évaluation de l'adéquation des ressources au niveau européen et national référencée à l'article 23 du Règlement (UE) 2019/943) sur la base du scénario décrit ci-dessus pour la détermination des paramètres du CRM.

Pour les installations thermiques avec programme journalier, les facteurs de réduction associés à chaque technologie peuvent être calculés sur la base des taux d'arrêts forcés historiques. Pour toutes les autres technologies (dépendantes des conditions météo, à énergie limitée, raccordées aux réseaux de distribution ou les catégories d'agrégation), les facteurs de réduction sont basés sur les résultats de modélisation du scénario pris comme référence. Afin de permettre un niveau maximal de flexibilité et la participation active de la demande au CRM, les technologies ne disposant pas d'un programme journalier se voient offrir (pour les technologies à énergie limitée) ou sont autorisées à choisir (pour les autres technologies) un Accord de Niveau de Service (ou SLA) selon leurs besoins et caractéristiques, sur base de leurs contraintes techniques. Un facteur de réduction approprié est déterminé pour chaque Accord de Niveau de Service.

Pour les interconnexions, dans l'attente de la mise en œuvre des méthodes décidées par l'ACER en décembre 2020 conformément à l'article 26.11 (a) du Règlement 2019/943, la contribution se base sur les résultats de modélisation et tient compte de la manière dont les échanges transfrontaliers sont incorporés au modèle (grâce à une approche fondée sur les flux ou sur la capacité de transfert nette).

Prix maximum intermédiaire (chapitre 6)

Afin de garantir que le CRM soit conçu de façon à minimiser les coûts globaux conformément à l'article 7undecies, §1 (alinéa 3) de la Loi électricité, une mesure importante consiste en l'implémentation de prix maximaux, c'est-à-dire le niveau maximum de rémunération de capacité que des unités du marché de capacité peuvent soumissionner et percevoir.

Un prix maximum global – applicable à toutes les unités du marché de capacité pour toutes les durées de contrat de capacité (soit le prix maximum payé lors de l'enchère) – est déjà prévu, et en outre un prix maximum intermédiaire est aussi intégré dans le design. Ce seconde prix maximum, dont la méthodologie est décrite dans le chapitre 6 de cet Arrêté Royal, représente un prix maximum qui n'est applicable qu'à certaines unités du marché de capacité.

Le prix maximum intermédiaire s'applique aux capacités pour les contrats d'un an. On opère ainsi une distinction entre les capacités nécessitant très peu d'investissements voire aucun (contrats d'un an) et celles exigeant des investissements conséquents (avec possibilité de contrats de plus d'un an). En fixant un plafond de prix intermédiaire, on évite que des capacités qui ne nécessitent pas d'investissements importants puissent recevoir, lors des mises aux enchères du CRM, des revenus disproportionnés. En outre, il n'est pas prévu de prix maximum intermédiaires supplémentaires pour les capacités éligibles à des contrats pluriannuels, puisqu'il n'y a pas de corrélation claire entre le niveau de « missing money » et les catégories de capacités pluriannuelles (et leurs niveaux d'investissement sous-jacents). Par conséquent, les capacités éligibles à des contrats pluriannuels ne seront assujetties qu'au prix maximum global.

Ce prix maximum intermédiaire représente donc le prix d'offre maximum que les capacités éligibles pour les contrats d'un an peuvent offrir et la rémunération maximale qu'elles peuvent percevoir. Afin de déterminer le niveau de ce prix maximum intermédiaire, la méthodologie décrite dans le présent Arrêté Royal se base sur une calibration annuelle du « missing money » estimée de la technologie la moins performante à l'heure actuelle sur le marché. Bien que l'ensemble des capacités éligibles à un contrat d'un an ne corresponde pas nécessairement ou exclusivement aux capacités existantes, l'analyse worst

Om deze reductiefactoren voor elke veiling te bepalen, moet een methode zoals beschreven in dit koninklijk besluit worden gevolgd. Het hoofddoel van het CRM is het garanderen van de bevoorradingszekerheid in België. De bijdrage van de verschillende technologieën aan deze doelstelling moet daarom worden berekend op de beslissende momenten voor de voorzieningszekerheid. Deze momenten worden bepaald op basis van de "gesimuleerde tekortsituatie", d.w.z., gebaseerd op een simulatie, de uren waarin de lading niet kan worden gedekt of waarbij de lading niet zou kunnen worden afgedekt in geval van een extra 1MW belasting. De gesimuleerde tekortsituaties worden bepaald met behulp van modelleringsprogramma's (vergelijkbaar met de programma's die worden gebruikt in de context van de beoordeling van de toereikendheid van de middelen op Europees en nationaal niveau als bedoeld in artikel 23 van Verordening (EU)2019/943) op basis van het hierboven beschreven scenario voor het bepalen van de parameters van het CRM.

Voor thermische installaties met dagelijkse programma's kunnen reductiefactoren voor elke technologie worden berekend op basis van historische percentages van forced outages. Voor alle andere technologieën (afhankelijk van de weersomstandigheden, met beperkte energie, op het distributienet aangesloten of categorieën van aggregatie) zijn de reductiefactoren gebaseerd op de modelleringsresultaten van het genomen referentiescenario. Om een maximale flexibiliteit en een actieve deelname van de vraagzijde aan het CRM mogelijk te maken, wordt aan technologieën zonder dagelijkse programma's een Service Level Agreement (SLA) aangeboden (voor technologieën met beperkte energie) of mogen zij een SLA kiezen (voor de andere technologieën) volgens hun behoeften en kenmerken, op basis van hun technische beperkingen. Voor elke Service Level Agreement wordt een passende reductiefactor bepaald.

Voor interconnecties wordt de bijdrage, in afwachting van de verdere implementatie van de methoden beslist door ACER in december 2020 in navolging van Art. 26.11(a) van de Verordening 2019/943, gebaseerd op de resultaten van de modellering en wordt rekening gehouden met de wijze waarop de grensoverschrijdende uitwisselingen in het model worden geïntegreerd (door middel van een op stroom of nettransmissiecapaciteit gebaseerde aanpak).

Intermediaire maximumprijs (hoofdstuk 6)

Om ervoor te zorgen dat het CRM wordt ontworpen om de totale kosten te minimaliseren overeenkomstig artikel 7undecies, §1, lid 3, van de Elektriciteitswet, is een belangrijke maatregel de invoering van maximumprijzen, zijnde de maximale capaciteitsvergoeding die eenheden in de capaciteitsmarkt kunnen bieden en ontvangen.

Er is al een globale maximumprijs – van toepassing op alle eenheden in de capaciteitsmarkt voor alle perioden van het capaciteitscontract (d.w.z. de maximumprijs die op de veiling wordt betaald) – voorzien, en daarnaast wordt ook een intermediaire maximumprijs geïntegreerd in het ontwerp. Deze tweede maximumprijs, waarvoor de methodologie beschreven wordt in hoofdstuk 6 van dit voorstel voor koninklijk besluit, vertegenwoordigt een maximumprijs die slechts van toepassing is op bepaalde eenheden in de capaciteitsmarkt.

De intermediaire maximumprijs is van toepassing op de contracten van één jaar. Er wordt dus een onderscheid gemaakt tussen capaciteiten die weinig of geen investeringen vergen (eenjarige contracten) en capaciteiten die aanzienlijke investeringen vereisen (met de mogelijkheid van contracten met een looptijd van meer dan een jaar). Door het instellen van een intermediaire maximumprijs wordt vermeden dat capaciteiten die geen aanzienlijke investeringen vereisen, tijdens CRM-veilingen onevenredig hoge inframarginale inkomsten zouden kunnen ontvangen. Verder worden geen bijkomende intermediaire maximumprijzen voorzien voor capaciteiten die in aanmerking komen voor meerjarencontracten, aangezien er geen duidelijke correlatie bestaat tussen het niveau van "missing money" en de meerjarige capaciteitscategorieën (en de onderliggende investeringsniveaus). Bijgevolg zullen de capaciteiten die in aanmerking komen voor meerjarencontracten enkel onderworpen zijn aan de globale maximumprijzen.

Deze intermediaire maximumprijs is dus de maximale biedprijs die de in aanmerking komende capaciteiten voor eenjarige contracten kunnen bieden en de maximale vergoeding die zij kunnen ontvangen. Om het niveau van deze intermediaire maximumprijs te bepalen, wordt de in dit koninklijk besluit beschreven methodologie gebaseerd op een jaarlijkse kalibratie van het geschatte "missing money" van de minst efficiënte technologie die momenteel op de markt is. Hoewel het geheel aan capaciteiten die in aanmerking komen voor een eenjarig contract niet noodzakelijk dan wel exclusief overeenstemt met bestaande

performer parmi les technologies existantes dans le marché est considérée comme un point de référence approprié pour les capacités nécessitant des investissements minimaux.

Le « missing money » (qui est en substance ce que les détenteurs de capacité sont censés offrir à la mise aux enchères) est calculé comme des coûts moins des revenus. Les coûts sont déterminés comme la somme de (1) des coûts d'exploitation et de maintenance annuels fixes, (2) du total des dépenses d'investissements récurrents futurs annualisées qui ne sont pas directement liées à une prolongation de la durée de vie technique de l'installation ou à une augmentation de la puissance de référence nominale (et donc pas considérées comme des investissements admissibles pour obtenir un contrat pluriannuel), comme par exemple les coûts nécessaires pour les entretiens majeurs des installations qui n'ont pas forcément lieu chaque année et (3) des coûts variables à court terme (comprenant les coûts de carburants, les coûts de CO₂ et des autres coûts variables opérationnels et de maintenance). Les revenus pris en compte sont les revenus du marché de l'énergie compte tenu de l'estimation du prix d'exercice applicable sur la technologie concernée, et des revenus nets du marché des services auxiliaires d'équilibrage. En outre, mais uniquement pour les technologies dont les coûts variables sont élevés, c'est-à-dire les technologies qui ne sont pas fréquemment activées sur le marché de l'énergie, les coûts considérés sont majorés du coût d'un seul test d'activation. Le coût du test d'activation est particulièrement important pour ces technologies, car comme elles ne sont pas fréquemment activées sur le marché de l'énergie, la probabilité d'être testées est grande, et donc la prise en compte d'un coût de test d'activation est pertinent.

En particulier, pour déterminer certains éléments de coût requis, Elia demande l'aide d'un expert indépendant. A cet égard, l'expert indépendant présentera, de manière étayée dans une étude, diverses données relatives aux éléments de coût pertinents pour l'estimation du prix maximum intermédiaire pour toutes les technologies existantes dans le marché considérées. Il est jugé approprié que la sélection de l'expert indépendant et le suivi de cette étude se fasse si possible en concertation avec la commission, puisqu'il existe un lien entre l'estimation des coûts pour la détermination du paramètre netCONE pertinent pour la calibration de la courbe de la demande exécuté par la commission et les coûts pour la détermination du prix maximum intermédiaire et l'évaluation des dérogations du prix plafond intermédiaire par la commission.

Les rentes marginales annuelles gagnées sur le marché de l'énergie sont déterminées sur la base d'une simulation telle que développée à l'article 6, en tenant compte d'un scénario de référence tel que décrit à l'article 4, § 7, et considèrent les revenus médians (P50) afin de raisonnablement prendre en compte l'aversion au risque dans la prise de décision des investisseurs.

Pour déterminer les revenus du marché des services auxiliaires d'équilibrage, les données historiques sont analysées. En particulier, les coûts d'approvisionnement historiques d'une période continue de 36 mois sont pris en compte, en cherchant un équilibre entre le fait de ne pas tenir compte des revenus d'un passé trop lointain et le fait de ne pas être trop sensible aux revenus extraordinaires et donc non représentatifs. A cet égard, une période continue de 36 mois est considérée comme un équilibre approprié. Pour déterminer les revenus nets du marché des services auxiliaires d'équilibrage, les coûts liés à la fourniture de ces services sont pris en compte, y compris par exemple les coûts « mustrun ». En outre, les coûts d'opportunité liés à la fourniture de services auxiliaires d'équilibrage sont également pris en compte. Ces coûts d'opportunité peuvent être interprétés comme les revenus abandonnés liés à la fourniture de services énergétiques qui auraient pu être gagnés si la capacité n'avait pas été réservée pour la fourniture de services auxiliaires d'équilibrage. De cette façon, le double comptage des revenus est évité.

En tenant compte du coût de la capacité, d'une part, et des revenus provenant du marché de l'énergie et de la fourniture de services auxiliaires d'équilibrage, d'autre part, le prix maximum intermédiaire réduit le risque de rémunération disproportionnée par les enchères de capacité, contribuant à l'objectif global de minimiser le coût du CRM et d'éviter la double rémunération entre le CRM et le marché global de l'énergie. La méthodologie pour la détermination du niveau du prix maximum intermédiaire est aussi alignée avec la définition des seuils d'investissement distinguant différentes catégories de capacité et des coûts éligibles considérés pour ces seuils conformément à l'arrêté royal visé à l'article 7undecies, §5 (dernier alinéa) de la Loi électricité. Enfin, l'estimation de « missing-money » est augmentée d'une marge d'incertitude de 5%, en raison du caractère éloigné de l'estimation en

capacités, wordt de worst performer analyse van bestaande technologieën op de markt beschouwd als een geschikte benchmark voor capaciteiten die minimale investeringen vereisen.

Het "missing money" (dat is in wezen wat van de capaciteitshouders wordt verwacht om te bieden) wordt berekend als kosten verminderd met opbrengsten. De kosten worden bepaald als de som van (1) de vaste jaarlijkse exploitatie- en onderhoudskosten, (2) de totale toekomstige geannualiseerde investeringsuitgaven die niet rechtstreeks verband houden met een verlenging van de technische levensduur van de installatie of met een verhoging van het nominale referentievermogen (en derhalve niet worden beschouwd als in aanmerking komende investeringen voor het verkrijgen van een meerjarencontract), zoals bijvoorbeeld de kosten die nodig zijn voor een groot onderhoud van de installaties, die niet noodzakelijkerwijs jaarlijks plaatsvinden en (3) de variabele kosten op korte termijn (bestaande uit de brandstofkosten, de CO₂-kosten en andere variabele operationele en onderhoudskosten). De in rekening genomen inkomsten zijn de inkomsten uit de energiemarkt, rekening houdend met de inschatting van de uitoefenprijs van toepassing op de betrokken technologie, en de netto inkomsten uit de markt van de ondersteunende balanceringsdiensten. Bovendien, maar alleen voor technologieën met hoge variabele kosten, d.w.z. technologieën die niet vaak worden geactiveerd op de energiemarkt, worden de in rekening genomen kosten verhoogd met de kost van één enkele activatietest. De kost van de activatietest is in het bijzonder van belang voor deze technologieën, gezien de kans om getest te worden groot is, omdat ze niet vaak worden geactiveerd op de energiemarkt, waardoor het in rekening brengen van een de kost van een activatietest relevant is.

Specifiek om bepaalde vereiste kostencomponenten te bepalen, vraagt Elia de hulp van een onafhankelijke expert. In dit verband zal de onafhankelijke expert in een studie, op een onderbouwde wijze, diverse gegevens met betrekking tot de kostenelementen die relevant zijn voor de bepaling van de intermediaire maximumprijs voor alle beschouwde bestaande technologieën op de energiemarkt voorstellen. Het wordt passend geacht dat de selectie van de onafhankelijke expert en de opvolging van deze studie indien mogelijk in overleg met de commissie plaatsvindt, aangezien er een verband bestaat tussen de kostenraming voor de bepaling van de netCONE parameter relevant voor de kalibratie van de vraagcurve uitgevoerd en de kosten voor de bepaling van de intermediaire maximumprijs en de beoordeling van de derogaties van de intermediaire maximumprijs door de commissie.

De jaarlijks inframarginale inkomsten verdiend op de energiemarkt worden bepaald op basis van een simulatie zoals uitgewerkt in artikel 6, rekening houdend met een referentiescenario zoals beschreven in artikel 4, § 7, en houden rekening met de mediane opbrengsten (P50) om redelijkerwijs rekening te houden met de risicoaversie in de besluitvorming van investeerders.

Om de inkomsten uit de markt van de ondersteunende balanceringsdiensten te bepalen, worden historische gegevens geanalyseerd. Er wordt met name rekening gehouden met de historische aankoopkosten voor een voortschrijdende periode van 36 maanden, waarbij een evenwicht wordt gezocht tussen het niet in aanmerking nemen van de inkomsten uit een te ver verleden en tegelijkertijd niet al te gevoelig zijn voor uitzonderlijke en dus niet representatieve inkomsten. In dit opzicht wordt een voortschrijdende periode van 36 maanden als een goede balans beschouwd. Bij de bepaling van de netto inkomsten uit de markt van de ondersteunende balanceringsdiensten wordt rekening gehouden met de kosten die verband houden met de levering van deze diensten, met inbegrip van bijvoorbeeld, "must-run" kosten. Daarnaast wordt ook rekening gehouden met de opportuniteitskosten verbonden aan de levering van ondersteunende balanceringsdiensten. Deze opportuniteitskosten dienen geïnterpreteerd te worden als de niet-ontvangen inkomsten voor de levering van energiediensten die zouden verkregen zijn indien de capaciteit niet was gereserveerd voor de levering van ondersteunende balanceringsdiensten. Op deze manier wordt de dubbelstelling van inkomsten vermeden.

Door rekening te houden met de kost van capaciteit enerzijds, en de inkomsten uit de energiemarkt en de levering van ondersteunende balanceringsdiensten anderzijds, vermindert de intermediaire maximumprijs het risico op een onevenredige vergoeding via de capaciteitsveilingen, wat bijdraagt tot de algemene doelstelling om de kosten van het CRM tot een minimum te beperken en om een dubbele vergoeding tussen het CRM en de globale energiemarkt te vermijden. De methode voor het bepalen van het niveau van de intermediaire maximumprijs is ook in overeenstemming met de definitie van investeringsdrempels, waarbij een onderscheid wordt gemaakt tussen verschillende categorieën van capaciteit en de in aanmerking komende kosten die voor deze drempels in aanmerking komen overeenkomstig het koninklijk besluit bedoeld in artikel 7undecies, §5 (laatste lid) van de Elektriciteitswet.

regard de son terme (le prix maximum intermédiaire est estimé plusieurs années avant la période de fourniture de capacité à laquelle il se rapporte) et pour tenir compte des incertitudes générales liées aux hypothèses inhérentes aux simulations effectuées pour estimer le « missing money ».

Dérogation au prix maximum intermédiaire (chapitre 7)

Dans sa décision initiale du 21 septembre 2020 (référence : State Aid SA. 54915 (2019/N) - Belgique), la Commission européenne a exprimé un doute quant au prix maximum intermédiaire, et plus particulièrement quant à sa compatibilité avec les lignes directrices concernant les aides d'État à la protection de l'environnement et à l'énergie 2014-2020 (2014/C 200/01).

Afin de dissiper ces doutes, la loi électricité a prévu la possibilité pour le Roi de déterminer par arrêté, délibéré en Conseil des ministres, la méthode et les conditions à l'octroi d'exceptions individuelles à l'application de la (des) limite(s) de prix intermédiaire(s), après consultation des acteurs du marché.

Pour la première année, 2021, l'évaluation des demandes de dérogation aura lieu après l'enchère, conformément à l'article 21. Cette possibilité a été créée en réponse aux préoccupations exprimées par la Commission européenne en septembre 2020, à la suite desquelles il n'est plus possible, d'un point de vue administratif ou opérationnel, pour les parties concernées d'évaluer les demandes de dérogation avant l'enchère d'octobre 2021.

Pour toutes les enchères suivantes, l'évaluation des demandes de dérogation aura lieu avant l'enchère conformément à l'article 22. Compte tenu des réactions exprimées lors de la consultation publique, il est jugé préférable de procéder à cette évaluation préalable, afin que les participants au marché aient une idée claire du prix auquel ils peuvent participer à l'enchère avant l'enchère elle-même.

Toute décision de la commission peut faire l'objet d'un recours devant la Cour du marché, conformément aux articles 29bis et 29quater de la loi électricité. Il n'est donc pas jugé nécessaire ou approprié de créer une procédure de recours spécifique.

La méthodologie précise que les éléments soumis par le demandeur de dérogation à l'appui de sa demande doivent être spécifiques à l'unité concernée sur le marché des capacités, ou unités s'il s'agit de capacités liées. En effet, les dérogations ne devraient pas être accordées sur la base d'autres estimations de paramètres généraux, tels que les coûts futurs du CO₂ (en €/tCO₂), les prix de l'électricité, etc.

En ce qui concerne les coûts éligibles pour soutenir une dérogation, la méthodologie précise qu'il doit s'agir de coûts commandés à partir de la première décision en application de l'article 7undecies, §6 de la loi électricité.

La loi électricité stipule que le CRM doit être conçue de manière à ce que son prix de revient reste le plus bas possible. Tout au long de la conception du CRM, on veille à ce que les frais de capacité soient appropriés et proportionnels. Il est important d'éviter d'influencer les investissements dans la production qui sont antérieurs à la mesure. En ce sens, les coûts éligibles pour les contrats pluriannuels excluent explicitement certains coûts "irré récupérables" (voir article 3, §1 de l'Arrêté royal fixant les seuils d'investissement et les critères d'éligibilité des coûts d'investissement). De même, le prix maximum intermédiaire ne tient compte que des coûts fixes d'exploitation et de maintenance (en €/MW/an), sans tenir compte du CAPEX initial de l'investissement.

De l'estimation des coûts réalisée par le consultant Haulogy, soumise par le ministre de l'Énergie au Parlement le 28 janvier, il est possible de déduire un prix d'offre supérieur au prix maximum intermédiaire pour diverses technologies existantes. Toutefois, il convient de noter que cela découle du fait que le consultant a tenu compte du CAPEX initial de l'investissement lors de la détermination du prix de l'offre. Il convient d'établir une distinction claire entre le scénario idéal pour les acteurs du marché, d'une part, et la détermination de ce que sont les restrictions légitimes à l'octroi d'aides par le gouvernement, d'autre part.

Les coûts encourus avant la première décision en application de l'article 7undecies, §6 de la loi électricité sont donc explicitement exclus comme motifs de dérogation.

Tenslotte wordt het verwachte "missing money" verhoogd met een onzekerheidsmarge van 5% vanwege de vroegtijdige bepaling (de intermediaire maximumprijs wordt ingeschat meerdere jaren voor de periode van capaciteitslevering waarop zij betrekking heeft) en om rekening te houden met algemene onzekerheden verbonden aan de assumpties die inherent zijn aan de simulaties die uitgevoerd worden ter inschatting van "missing money".

Derogatie van de intermediaire maximumprijs (hoofdstuk 7)

In het initieel besluit van de Europese commissie van 21 september 2020 (met referentie: State Aid SA. 54915 (2019/N) – Belgium) geeft zij aan een twijfel te hebben met betrekking tot de intermediaire maximumprijs, en meer bepaald met de verenigbaarheid ervan met de Richtsnoeren staatssteun ten behoeve van milieubescherming en energie 2014-2020 (2014/C 200/01).

Om aan deze twijfel tegemoet te komen, werd in de Elektriciteitswet de mogelijkheid voorzien voor de Koning om bij besluit, vastgesteld na overleg in de Ministerraad, de methode en voorwaarden te bepalen tot het verkrijgen van individuele uitzonderingen op de toepassing van de intermediaire prijslimiet(en), na raadpleging van de marktdeelnemers.

Voor het eerste jaar, 2021, zal de beoordeling van de derogatieaanvragen na de veiling gebeuren, overeenkomstig artikel 21. Deze mogelijkheid werd immers gecreëerd naar aanleiding van de bezorgdheid van de Europese commissie, geuit in september 2020, waardoor het voor de betrokken partijen administratief en operationeel niet meer mogelijk blijkt om voorafgaand aan de veiling in oktober 2021 de derogatieaanvragen te beoordelen.

Voor alle navolgende veilingen zal de beoordeling van de derogatieaanvragen voorafgaand aan de veiling gebeuren, overeenkomstig artikel 22. Rekening houdend met de reacties geuit tijdens het openbaar onderzoek, wordt geoordeeld dat deze voorafgaandelijke beoordeling te verkiezen valt, zodat marktpartijen duidelijkheid hebben over de prijs waaraan zij kunnen deelnemen aan de veiling voorafgaand aan deze veiling zelf.

Tegen elke beslissing van de commissie kan beroep worden ingesteld bij het Marktenhof, overeenkomstig artikel 29bis en 29quater van de Elektriciteitswet. Het wordt bijgevolg niet nodig of opportuun geacht om een specifieke beroepsprocedure te creëren.

In de methodologie wordt verduidelijkt dat de componenten die door de derogatieaanvrager worden ingediend ter ondersteuning van zijn aanvraag, specifiek dienen te zijn aan de betrokken eenheid in de capaciteitsmarkt, of eenheden indien het gekoppelde capaciteiten betreft. Het is namelijk niet de bedoeling dat derogaties worden toegekend op basis van andere inschattingen van algemene parameters, zoals toekomstige CO₂-kosten (in €/tCO₂), elektriciteitsprijzen en dergelijke meer.

Met betrekking tot de kosten die in aanmerking komen ter ondersteuning van een derogatie wordt in de methodologie verduidelijkt dat het dient te gaan om kosten die worden besteld vanaf de eerste beslissing in toepassing van artikel 7undecies, §6 van de Elektriciteitswet.

In de Elektriciteitswet wordt bepaald dat het CRM zodanig wordt ontworpen dat de kostprijs ervan zo laag mogelijk blijft. Doorheen het design van het CRM wordt erover gewaakt dat de capaciteitsvergoedingen passend en evenredig zijn. Er dient te worden vermeden om investeringen in productie die van vóór de maatregel dateren te beïnvloeden. In die zin wordt voor de inaanmerking komende kosten voor de meerjarencontracten bepaalde 'niet recupererbare kosten' uitdrukkelijk uitgesloten (zie artikel 3, §1 van het Koninklijk besluit tot vaststelling van de investeringsdrempels en de criteria voor het in aanmerking komen van investeringskosten). In dezelfde optiek wordt voor de bepaling van de intermediaire maximumprijs enkel rekening gehouden met de vaste operationele en onderhoudskosten (in €/MW/jaar), zonder de initiële CAPEX van de investering in rekening te nemen.

Uit de kostenraming die werd uitgevoerd door consultant haulogy, bezorgd door de minister van energie aan het parlement op 28 januari, kan men een hogere biedprijs dan de intermediaire maximumprijs afleiden voor verschillende bestaande technologieën. Hierbij dient echter te worden opgemerkt dat dit volgt uit het gegeven dat de consultant de initiële CAPEX van de investering mee in rekening heeft genomen voor de bepaling van de biedprijs. Er dient een duidelijk onderscheid te worden gemaakt tussen het ideale scenario voor de marktpartijen enerzijds en het bepalen van wat legitieme beperkingen aan het toekennen van steun zijn door de overheid anderzijds.

Kosten die gemaakt zijn voor de eerste beslissing in toepassing van artikel 7undecies, §6 van de Elektriciteitswet worden dus uitdrukkelijk uitgesloten als grond voor derogatie.

Lorsque la CREG constate, lors de l'utilisation de la dérogation de l'IPC, un comportement visé à l'article 7*undecies*, § 13, elle peut appliquer les mesures visées à l'article 31 de la loi de 29 avril 1999 à la personne concernée.

Prix d'exercice / prix de référence (chapitre 8)

Le CRM choisi pour la Belgique est un mécanisme d'options de fiabilité. Cela implique d'une part, que les détenteurs de capacité reçoivent une rémunération fixe pour la mise à disposition de leur capacité et d'autre part, qu'ils doivent, en plus de leurs potentielles pénalités appliquées en cas de non-respect de l'obligation de disponibilité, rembourser une partie de cette rémunération lorsque le prix sur le marché de l'énergie (appelé le prix de référence) dépasse un niveau de prix prédéterminé (appelé le prix d'exercice). Cette obligation est appelée l'obligation de remboursement est appelé l'obligation de remboursement.

Pour appliquer un tel mécanisme, deux paramètres importants doivent donc être définis : 1) le prix d'exercice, soit le niveau de prix à partir duquel une partie de la rémunération devra être remboursée et 2) le prix de référence, soit le prix que le fournisseur de capacité est considéré avoir touché sur le marché de l'énergie. Pour le prix de référence, il est essentiel de spécifier le segment de marché sur lequel le prix est observé.

Une méthodologie de détermination d'un prix d'exercice et d'un prix de référence comporte plusieurs éléments de principes relatifs à l'obligation de remboursement afin de parvenir à un calibrage de ces paramètres permettant d'atteindre l'objectif poursuivi par le législateur. Le prix d'exercice et le prix de référence ne peuvent donc pas être considérés séparément d'autres principes composant l'obligation de remboursement. En effet, si ces principes ne s'appliquaient pas à l'obligation de remboursement, ou si d'autres principes s'y appliquaient, il eut été peut-être préférable d'utiliser des prix d'exercice et de référence différents. C'est pourquoi ces principes font partie intégrale de la méthodologie proposée.

Le choix du segment de marché pour le prix de référence doit être aligné avec l'objectif d'adéquation global du CRM et fournir un signal de prix suffisamment liquide auquel toutes les technologies ont accès. Le couplage unique journalier belge est mis en avant, étant donné qu'il représente le signal de marché le plus pertinent en matière de problèmes d'adéquation, qu'il constitue un signal de marché fort en étant le marché au comptant le plus solide et le plus liquide sur les dernières années, et devrait le rester à l'avenir.

Afin d'impacter, via l'obligation de remboursement, uniquement les revenus réellement perçus et de ne pas amplifier inutilement les risques supportés par les fournisseurs de capacité (et par conséquent le prix des offres soumises et le coût global du mécanisme), il faut s'assurer par la méthodologie que ces revenus aient réellement été perçus par les fournisseurs de capacité. À cet égard, les capacités contractées dans le cadre d'indisponibilité planifiée et non planifiée sont sous conditions exemptées de l'obligation de remboursement pendant ces périodes d'indisponibilité. À noter que celle-ci ne les libère pas de toute autre obligation ou pénalité dans le cadre du CRM. Aussi, afin de ne pas inutilement gonfler les risques des fournisseurs de capacité et par conséquent les prix offerts (voire limiter leurs possibilités de participer) et de rendre possible le fait que le signal de prix donné par le CRM permettrait d'abandonner, à terme, le CRM si la rentabilité dans le marché d'énergie permettait de garantir l'adéquation des ressources, l'arrêté royal prévoit un mécanisme d'arrêt des pertes ('Stop-Loss').

Si ces deux éléments n'étaient pas prévus, la calibration même du prix d'exercice aurait dû pondérer les risques supplémentaires associés à l'obligation de remboursement.

Étant donné que le niveau du prix d'exercice sera calibré chaque année avant chaque mise aux enchères et qu'il sera intégré dans les contrats attribués à la suite de la mise aux enchères de l'année en question, une méthodologie robuste et cohérente est nécessaire pour cette calibration. Le niveau du prix d'exercice devrait tenir compte de plusieurs considérations et objectifs importants : la neutralité technologique, l'ouverture à un maximum des technologies, la limitation du coût global du CRM et la prévention de revenus aléatoires, le respect du principe de l'option de fiabilité, la limitation de l'interférence avec le marché de l'énergie, la limitation de la complexité globale du mécanisme, ainsi que la garantie de sa faisabilité. La méthodologie mise en avant respecte ces objectifs et considérations de manière équilibrée. La méthodologie avancée dans le présent arrêté royal prévoit de calibrer un prix d'exercice unique pour toutes les capacités contractées, qui est

Indien de CREG bij het gebruik van de IPC derogatie een gedrag gevisieerd in artikel 7*undecies*, § 13 vaststelt, kan zij de maatregelen bedoeld in artikel 31 van de wet van 29 april 1999 op de betrokken persoon toepassen.

Uit oefenprijs/referentieprij (hoofdstuk 8)

Het voor België gekozen CRM is een mechanisme van betrouwbaarheidsopties. Dit houdt enerzijds in dat de capaciteitshouders een vaste vergoeding ontvangen voor het ter beschikking stellen van hun capaciteit en anderzijds dat zij, naast hun eventuele gekoppelde penaltiteiten in geval van niet-naleving van de beschikbaarheidsverplichting, een deel van deze vergoeding moeten terugbetalen wanneer de prijs op de energiemarkt (de zogenaamde referentieprij) een vooraf bepaald prijsniveau (de zogenaamde uit oefenprijs) overschrijdt. Deze verplichting wordt de terugbetalingsverplichting genoemd.

Voor de toepassing van een dergelijk mechanisme moeten derhalve twee belangrijke parameters worden gedefinieerd: 1) de uit oefenprijs, d.w.z. het prijsniveau vanaf wanneer een deel van de vergoeding moet worden terugbetaald en 2) de referentieprij, d.w.z. de prijs die de capaciteitsleverancier wordt geacht op de energiemarkt te hebben ontvangen. Voor de referentieprij is het van essentieel belang het marktsegment te specificeren waarin de prijs in acht wordt genomen.

Een methodologie voor het bepalen van een uit oefenprijs en referentieprij omvat verschillende principiële elementen met betrekking tot de terugbetalingsverplichting teneinde bij de kalibratie van deze parameters het door de wetgever nagestreefde doel te bereiken. De uit oefenprijs en de referentieprij kunnen derhalve niet los worden gezien van de andere principes betreffende de terugbetalingsverplichting. Immers, indien deze principes niet van toepassing waren op de terugbetalingsverplichting, of indien andere principes op de terugbetalingsverplichting van toepassing waren geweest, had de voorkeur kunnen worden gegeven aan andere uit oefen- en referentieprijen. Deze beginselen maken aldus integraal deel uit van de voorgestelde methodologie.

De keuze van het marktsegment voor de referentieprij moet in overeenstemming zijn met de algemene doelstelling van het CRM om de bevoorradingszekerheid te waarborgen en een voldoende liquide prijssignaal te geven waartoe alle technologieën toegang hebben. De Belgische eenvormige day-aheadkoppeling wordt voorgesteld, aangezien deze het meest relevante marktsignaal vormt op het vlak van problemen met de toereikendheid, aangezien zij een sterk marktsignaal vormt omdat zij de meest robuuste en meest liquide spotmarkt van de laatste jaren is en dat ook in de toekomst zou moeten blijven.

Om via de terugbetalingsverplichting alleen de daadwerkelijk ontvangen inkomsten te beïnvloeden en de risico's voor de capaciteitsleveranciers (en dus de prijs van de ingediende offertes en de totale kosten van het mechanisme) niet onnodig te vergroten, moet de methodologie zich verzekeren van het feit dat deze inkomsten daadwerkelijk door de capaciteitsaanbieders zijn ontvangen. In dit verband is de capaciteit die in het kader van de geplande en ongeplande onbeschikbaarheid is gecontracteerd, onder voorwaarden vrijgesteld van de verplichting tot terugbetaling tijdens deze perioden van onbeschikbaarheid. Opgemerkt dient te worden dat dit hen niet ontslaat van enige andere verplichting of penaltiteit in het kader van het CRM. Om de risico's van de capaciteitsleveranciers en dus ook de aangeboden prijzen niet onnodig te vergroten (of zelfs hun mogelijkheden tot deelname te beperken) en om de mogelijkheid te voorzien dat het prijssignaal van het CRM het mogelijk maakt om op termijn het CRM te stoppen als de rentabiliteit van de energiemarkt het mogelijk maakt om de toereikendheid van de middelen te garanderen, voorziet het koninklijk besluit in een stop-loss-mechanisme.

Indien deze twee elementen niet waren voorzien, had de kalibratie van de uit oefenprijs zelf de bijkomende risico's die verbonden zijn aan de terugbetalingsverplichting moeten afwegen.

Aangezien het niveau van de uit oefenprijs elk jaar voor elke veiling zal worden gekalibreerd en zal worden opgenomen in de contracten die na de veiling voor dat jaar worden gegend, is een robuuste en consistente methodologie vereist voor deze kalibratie. Het niveau van de uit oefenprijs moet rekening houden met een aantal belangrijke overwegingen en doelstellingen: de technologie-neutraliteit, de openstelling voor een maximaal aantal technologieën, de beperking van de totale kosten van het CRM en het voorkomen van willekeurige inkomsten, de naleving van het beginsel van de betrouwbaarheidsoptie, de beperking van de interferentie met de energiemarkt, de beperking van de algemene complexiteit van het mechanisme, evenals de waarborging van de haalbaarheid ervan. De voorgestelde werkwijze eerbiedigt deze doelstellingen en overwegingen op evenwichtige wijze. De in dit koninklijk besluit voorgestelde methodologie voorziet in één

également considéré pour les capacités sans programme journalier comme la valeur de leur propre coût marginal d'activation déclaré si celui-ci dépasse le prix d'exercice unique prévu à l'enchère de la capacité contractée. Cette approche permet aux capacités avec des coûts marginaux d'activation élevés (par exemple plusieurs technologies de gestion de la demande) de participer au CRM sans création de risques supplémentaires par l'obligation de remboursement.

Pour déterminer le prix d'exercice unique, la méthodologie prévue dans cet arrêté royal évalue les courbes historiques de l'offre et de la demande journalières et détermine le prix d'exercice à un niveau qui garantit qu'une part suffisamment importante des offres ait un prix inférieur au prix d'exercice.

La sélection du prix d'exercice se fait dans une plage de participation de [75; 85]% des offres de marché ayant un prix inférieur à celui-ci sur les trois derniers hivers. L'utilisation des données sur trois périodes hivernales implique que des effets de tendances sont pris en compte et que des événements exceptionnels sont lissés, n'impactant pas démesurément la sélection.

Le prix d'exercice défini chaque année doit être au-dessus des coûts variables des unités du marché de capacité avec programme journalier, doit être suffisamment stable, doit également tenir compte des évolutions du marché de l'énergie, et finalement doit maintenir une chance raisonnable d'être atteint par le prix de référence.

Les coûts variables des unités du marché de capacité avec programme journalier sont déterminés sur la base des estimations des valeurs prévues au moment de la calibration pour la première période de fourniture de capacité couverte par la prochaine enchère et leur méthodologie de modélisation se fera selon le modèle du marché de l'énergie proposé dans le présent Arrêté Royal pour la définition d'autres paramètres de l'enchère.

De plus, étant donné qu'à des fins d'ouverture technologique, le prix d'exercice est également considéré comme le coût marginal d'activation déclaré plus élevé que le prix d'exercice prévu à l'enchère de la capacité contractée pour les capacités sans programme journalier, il s'agit de ne pas monter le prix d'exercice calibré à des niveaux trop importants qui créerait une double rémunération pour les capacités avec programme journalier.

Les critères mentionnés dans l'Arrêté Royal permettent de sélectionner une proposition de mise à jour du prix d'exercice, proposition se faisant sur base d'une analyse multicritère prenant en compte des éléments encore non-prévisible à l'heure actuelle du marché de l'énergie, du CRM et de l'évolution intrinsèque du prix d'exercice, dont tous les détails de-facto ne peuvent être cadrés dans le présent Arrêté Royal.

Cette analyse multicritère tient également compte de la forme de la courbe de calibrage, il est dès lors possible de choisir un prix d'exercice qui tienne compte plus consciemment de l'ouverture technologique. Par exemple, si la courbe contient une partie plate, il est peut-être souhaitable d'utiliser un prix d'exercice légèrement inférieur sans volume supplémentaire significatif excédant ce prix. La prise en compte de l'évolution du marché permet, quant à elle, d'anticiper les tendances attendues. En effet, sachant que le prix d'exercice est parfois déterminé plusieurs années à l'avance, il peut être utile de prendre en compte des évolutions attendues qui peuvent ne pas être incluses dans la courbe de calibrage (comme l'émergence de nouvelles technologies ou les évolutions suite à l'entrée en vigueur de certains mécanismes de marché). De plus, la prise en compte de la stabilité du prix d'exercice sur un certain nombre d'années, permet, par exemple, une certaine stabilité dans les perspectives des années à venir pour les participants s'appuyant sur le renouvellement régulier des contrats d'un an. Enfin, dans le but de mieux garantir le choix d'un prix d'exercice approprié, un critère de sélection est également celui de garantir que le prix d'exercice ait une chance raisonnable d'être atteint par le prix de référence.

Tous les critères de l'analyse sont fixés dans la proposition de calibration du prix d'exercice plusieurs mois avant l'enchère de telle sorte qu'aucune incertitude n'est portée dans le marché.

Une plage de [75; 85]% sur la courbe de calibration est utilisée car elle permet de trouver une solution à l'ensemble de ces éléments de sélection du prix d'exercice.

Finalement, afin que le prix d'exercice s'appliquant dans le calcul de l'obligation de remboursement ne perde partiellement son effet avec le temps, une indexation du prix d'exercice s'applique aux capacités contractées en enchère couvrant plus d'une période de fourniture de

enkele uitoefenprijen voor alle gecontracteerde capaciteiten, die ook beschouwd wordt voor capaciteiten zonder dagelijks programma, bepaald als de waarde van hun eigen aangegeven marginale activatiekosten indien deze hoger zijn dan de unieke voorziene uitoefenprijen in de veiling van de gecontracteerde capaciteit. Deze aanpak maakt het mogelijk dat capaciteiten met hoge marginale activatiekosten (bv. verschillende technologieën voor vraagbeheer) kunnen deelnemen aan het CRM zonder extra risico's te creëren door de terugbetalingsverplichting.

Om de unieke uitoefenprijen te bepalen, evalueert de in dit koninklijk besluit voorziene methodologie de historische curven van vraag en aanbod per dag en bepaalt de uitoefenprijen op een niveau dat ervoor zorgt dat een voldoende groot deel van de biedingen een prijs onder de uitoefenprijen heeft.

De keuze van de uitoefenprijen wordt gemaakt binnen een marge van [75; 85]% op de biedingen in het elastische segment van de marktcurven in de afgelopen drie winterperiodes. Het gebruik van gegevens over drie winterperiodes zorgt ervoor dat rekening wordt gehouden met trendmatige effecten en dat uitzonderlijke gebeurtenissen worden afgevlakt, zodat deze geen onevenredig grote invloed hebben op de selectie.

De jaarlijks bepaalde uitoefenprijen moet boven de variabele kosten van de eenheden in de capaciteitsmarkt met een dagelijks programma liggen, voldoende stabiel zijn, rekening houdend met ontwikkelingen op de energiemarkt en tenslotte een redelijke kans behouden om door de referentieprijen te worden bereikt.

De variabele kosten van eenheden in de capaciteitsmarkt met een dagelijks programma worden bepaald op basis van ingeschatte niveaus die bij de kalibratie worden verwacht voor de eerste periode van capaciteitslevering waarop de volgende veiling betrekking heeft en hun modelleringsmethodologie zal gebaseerd zijn op het model van de energiemarkt dat in dit koninklijk besluit wordt voorgesteld voor de bepaling van de andere veilingparameters.

Gezien het feit dat voor doeleinden van technologische openheid, de uitoefenprijen ook wordt beschouwd als de marginale activeringskost die hoger is verklaard dan de uitoefenprijen die op de veiling van de gecontracteerde capaciteit voor capaciteiten zonder dagprogramma wordt verwacht, is het een kwestie van het niet verhogen van de gekalibreerde uitoefenprijen op een te hoog niveau, wat een dubbele beloning zou creëren voor capaciteiten met een dagelijks programma.

De criteria vermeld in het koninklijk besluit maken het mogelijk om een voorstel voor de actualisatie van de uitoefenprijen te selecteren op basis van een multi-criteria analyse, rekening houdend met elementen die op dit moment nog niet te voorzien zijn betreffende de energiemarkt, het CRM, en de intrinsieke evolutie van de uitoefenprijen, waarvan alle details de facto niet in dit koninklijk besluit kunnen worden opgenomen.

Deze multi-criteria analyse houdt ook rekening met de vorm van de kalibratiecurve, zodat het mogelijk is om een uitoefenprijen te kiezen die bewuster rekening houdt met technologie-openheid. Als een bepaald deel van de curve bijvoorbeeld vlak is, kan het wenselijk zijn om een iets lagere uitoefenprijen te gebruiken zonder dat dit impliceert dat er een significant bijkomend volume boven de uitoefenprijen zou vallen. Door rekening te houden met de marktontwikkelingen kan geanticipeerd worden op verwachte trends. Aangezien de uitoefenprijen soms meerdere jaren van tevoren wordt vastgesteld, kan het nuttig zijn rekening te houden met verwachte veranderingen die niet in de kalibratiecurve kunnen worden opgenomen (zoals de opkomst van nieuwe technologieën of veranderingen na de inwerkingtreding van bepaalde marktmechanismen). Daarnaast kan de stabiliteit van de uitoefenprijen gedurende meerdere jaren bijvoorbeeld voor een zekere stabiliteit zorgen in de vooruitzichten voor de komende jaren voor de deelnemers die moeten rekenen op een continue vernieuwing van eenjarige capaciteitscontracten. Tenslotte, om de keuze van een geschikte uitoefenprijen beter te kunnen garanderen, moet als bijkomend selectie-criterium de uitoefenprijen een redelijke kans hebben om door de referentieprijen te worden bereikt.

Alle criteria voor de analyse zijn vastgelegd in het voorstel voor de kalibratie van de uitoefenprijen enkele maanden voor de veiling, zodat er geen onzekerheid in de markt wordt gezet.

Er wordt een marge van [75; 85]% toegepast op de kalibratiecurve aangezien dit toelaat een oplossing te vinden voor het geheel van selectiecriteria voor de uitoefenprijen.

Tenslotte, om ervoor te zorgen dat de uitoefenprijen bij de berekening van de terugbetalingsverplichting zijn effect niet gedeeltelijk verliest doorheen de tijd, wordt de uitoefenprijen geïndexeerd voor tijdens de veiling gecontracteerde capaciteiten die meer dan één periode van

capacité, dès la deuxième période de fourniture de capacité du contrat. La valeur de l'index est calculée sur base de l'évolution du prix de l'énergie électrique belge et ses modalités du calcul de l'index sont définies dans les règles de fonctionnement et/ou dans le contrat. Cette indexation couvre le risque d'émergence potentielle de double rémunération ou inversement une contrainte plus forte qu'anticipé initialement pour le fournisseur de capacité, prenant une partie de sa rémunération sensée couvrir son manque à gagner (missing money) qui aurait pu exister si le prix de référence était resté fixe.

Dispositions finales (chapitre 9)

A titre transitoire, pour la première enchère il peut être dévié du calendrier déterminé dans cet arrêté. Les parties concernées ont essayé de respecter ce calendrier autant que possible.

Le présent arrêté entre en vigueur le jour de sa publication au *Moniteur belge*. Compte tenu du fait qu'une première mise aux enchères doit avoir lieu en octobre 2021 et des étapes préliminaires qui doivent encore avoir lieu, c'est entrée en vigueur est nécessaire.

J'ai l'honneur d'être,

Sire,
de Votre Majesté,
le très respectueux
et très fidèle serviteur,
La Ministre de l'Énergie,
T. VAN DER STRAETEN

CONSEIL D'ÉTAT, section de législation

Avis 69.020/3 du 13 avril 2021 sur un projet d'arrêté royal 'fixant les paramètres avec lesquels le volume de la capacité à prévoir est déterminé, y compris leurs méthodes de calcul, et les autres paramètres nécessaires pour l'organisation des mises aux enchères dans le cadre du mécanisme de rémunération de capacité'

Le 15 mars 2021, le Conseil d'État, section de législation, a été invité par la Ministre de l'Énergie à communiquer un avis, dans un délai de trente jours, sur un projet d'arrêté royal 'fixant les paramètres avec lesquels le volume de la capacité à prévoir est déterminé, y compris leurs méthodes de calcul, et les autres paramètres nécessaires pour l'organisation des mises aux enchères dans le cadre du mécanisme de rémunération de capacité'.

Le projet a été examiné par la troisième chambre le 6 avril 2021. La chambre était composée de Wilfried VAN VAERENBERGH, président de chambre, Chantal BAMPES et Koen MUYLLE, conseillers d'État, et Annemie GOOSSENS, greffier.

Le rapport a été présenté par Arne CARTON, auditeur adjoint.

La concordance entre la version française et la version néerlandaise de l'avis a été vérifiée sous le contrôle de Koen MUYLLE, conseiller d'État.

L'avis, dont le texte suit, a été donné le 13 avril 2021.

*

1. En application de l'article 84, § 3, alinéa 1^{er}, des lois sur le Conseil d'État, coordonnées le 12 janvier 1973, la section de législation a fait porter son examen essentiellement sur la compétence de l'auteur de l'acte, le fondement juridique et l'accomplissement des formalités prescrites.

*

PORTÉE DU PROJET

2. Le projet d'arrêté royal soumis pour avis a notamment pour objet de fixer les paramètres permettant de déterminer le volume de la capacité à prévoir et les autres paramètres nécessaires pour les mises aux enchères organisées dans le cadre du mécanisme de rémunération de capacité prévu à l'article 7^{undecies} de la loi du 29 avril 1999 'relative à l'organisation du marché de l'électricité' (ci-après : la loi sur l'électricité), inséré par l'article 4 de la loi du 15 mars 2021 'modifiant la loi du 29 avril 1999 relative à l'organisation du marché de l'électricité et modifiant la loi du 22 avril 2019 modifiant la loi du 29 avril 1999 relative à l'organisation du marché de l'électricité portant la mise en place d'un mécanisme de rémunération de capacité'.

capaciteitslevering omvatten, vanaf de tweede periode van capaciteitslevering van het capaciteitscontract. De waarde van de index wordt berekend op basis van de evolutie van de Belgische elektriciteitsprijs en de berekeningswijze van de index is vastgelegd in de werkingsregels en/of in het contract. Deze indexering dekt het risico van een mogelijke dubbele vergoeding of, omgekeerd, een sterkere beperking dan aanvankelijk was voorzien voor de capaciteitsleverancier, door een deel af te nemen van de vergoeding die dient ter compensatie zijn "missing-money," dat hij wel had kunnen ontvangen indien de referentieprijs ongewijzigd was gebleven.

Slotbepalingen (hoofdstuk 9)

Bij wijze van overgangsmaatregel kan voor de eerste veiling afgeweken worden van de in dit besluit vooropgestelde kalender. Door de betrokken partijen werd zoveel als mogelijk de vooropgestelde kalender nageleefd.

Het besluit treedt in werking de dag waarop het in het *Belgisch Staatsblad* wordt bekendgemaakt. Gelet op het gegeven dat een eerste veiling dient plaats te vinden in oktober 2021 en de voorafgaandelijke stappen die nog moeten plaatsvinden, is dit noodzakelijk.

Ik heb de eer te zijn,

Sire,
van Uwe Majesteit,
de zeer eerbiedige
en zeer getrouwe dienaar,
De Minister van Energie,
T. VAN DER STRAETEN

RAAD VAN STATE, afdeling Wetgeving

Advies 69.020/3 van 13 april 2021 over een ontwerp van koninklijk besluit 'tot vaststelling van de parameters waarmee het volume aan te kopen capaciteit wordt bepaald, inclusief hun berekeningsmethode, en van de andere parameters die nodig zijn voor de organisatie van de veilingen in het kader van het capaciteitsvergoedingsmechanisme'

Op 15 maart 2021 is de Raad van State, afdeling Wetgeving, door de Minister van Energie verzocht binnen een termijn van dertig dagen een advies te verstrekken over een ontwerp van koninklijk besluit 'tot vaststelling van de parameters waarmee het volume aan te kopen capaciteit wordt bepaald, inclusief hun berekeningsmethode, en van de andere parameters die nodig zijn voor de organisatie van de veilingen in het kader van het capaciteitsvergoedingsmechanisme'.

Het ontwerp is door de derde kamer onderzocht op 6 april 2021. De kamer was samengesteld uit Wilfried VAN VAERENBERGH, kamer voorzitter, Chantal BAMPES en Koen MUYLLE, staatsraden, en Annemie GOOSSENS, griffier.

Het verslag is uitgebracht door Arne CARTON, adjunct-auditeur.

De overeenstemming tussen de Franse en de Nederlandse tekst van het advies is nagezien onder toezicht van Koen MUYLLE, staatsraad.

Het advies, waarvan de tekst hierna volgt, is gegeven op 13 april 2021.

*

1. Met toepassing van artikel 84, § 3, eerste lid, van de wetten op de Raad van State, gecoördineerd op 12 januari 1973, heeft de afdeling Wetgeving zich toegespitst op het onderzoek van de bevoegdheid van de steller van de handeling, van de rechtsgrond, alsmede van de vraag of aan de te vervullen vormvereisten is voldaan.

*

STREKKING VAN HET ONTWERP

2. Het voor advies voorgelegde ontwerp van koninklijk besluit strekt er onder meer toe de parameters vast te stellen om het volume te bepalen van de aan te kopen capaciteit en de andere parameters die nodig zijn voor de veilingen die worden georganiseerd in het kader van het capaciteitsvergoedingsmechanisme waarin wordt voorzien door artikel 7^{undecies} van de wet van 29 april 1999 'betreffende de organisatie van de elektriciteitsmarkt' (hierna: de Elektriciteitswet), zoals ingevoegd bij artikel 4 van de wet van 15 maart 2021 'tot wijziging van de wet van 29 april 1999 betreffende de organisatie van de elektriciteitsmarkt en tot wijziging van de wet van 22 april 2019 tot wijziging van de wet van 29 april 1999 betreffende de organisatie van de elektriciteitsmarkt teneinde een capaciteitsvergoedingsmechanisme in te stellen'.

Un certain nombre de définitions sont prévues à cet effet (article 1^{er} du projet). Afin de déterminer la quantité de capacité à prévoir et de fixer les paramètres des enchères, une sélection d'un ou plusieurs scénarios et sensibilités permet de retenir un ensemble de données et hypothèses comme scénario de référence (article 3), lequel sert de base pour le rapport et les propositions que le gestionnaire du réseau et la Commission de régulation de l'électricité et du gaz (ci-après : la CREG) établissent pour les mises aux enchères quatre ans et un an avant la période de fourniture de capacité (article 2). En vue de rédiger son rapport et sa proposition, le gestionnaire du réseau organise une ou plusieurs consultations publiques (article 5). Les modalités du rapport et de la proposition que le gestionnaire du réseau doit établir sur la base du scénario de référence sélectionné (article 6), ainsi que de l'avis que donne la CREG sur la proposition du gestionnaire de réseau (article 7), sont définies.

La CREG formule, au plus tard le 1^{er} février de l'année des enchères, une proposition pour les paramètres déterminant le volume de la capacité à prévoir. Ces paramètres forment une courbe de demande, dont les modalités sont définies (articles 8 à 11).

La proposition susmentionnée du gestionnaire du réseau contient entre autres une proposition pour les facteurs de réduction, pour le prix maximum intermédiaire, pour le prix de référence et pour le prix d'exercice (article 6, § 2, alinéa 3). Ces facteurs de réduction (articles 12 à 14), ce prix maximum intermédiaire (articles 15 à 20), ce prix de référence et ce prix d'exercice (articles 21 à 25) sont définis plus précisément, tout comme la possibilité de déroger au prix maximum intermédiaire (articles 20bis et 20ter).

L'arrêté envisagé entre en vigueur le jour de sa publication au *Moniteur belge* (article 27). À titre transitoire, il est permis de s'écarter du calendrier fixé dans l'arrêté envisagé pour la première enchère (article 26).

OBSERVATION PRÉLIMINAIRE

3. Le projet est d'une nature très technique, si bien qu'il n'est pas aisé d'en cerner toutes les finesses. L'examen du projet au regard de normes supérieures, et notamment du droit de l'Union européenne, n'est dès lors pas évident.

Dès lors, la circonstance qu'une disposition ne fasse l'objet d'aucune observation dans le présent avis ne peut nullement signifier qu'il n'y a rien à en dire et, si toutefois une observation est formulée, cela n'implique pas qu'elle soit exhaustive. Il reviendra au Conseil d'État, section du contentieux administratif, et, le cas échéant, à la Cour de Justice, de se prononcer sur ce point.

FONDEMENT JURIDIQUE

4.1. Le projet trouve avant tout un fondement juridique dans l'article 7undecies, § 2, de la loi sur l'électricité. Cette disposition habilite le Roi à fixer les paramètres selon lesquels le volume de la capacité à prévoir est déterminé (alinéa 1^{er}), à définir les autres paramètres nécessaires pour l'organisation des mises aux enchères, à savoir les facteurs de réduction, le prix de référence, les plafonds de prix intermédiaires applicables à certaines capacités répondant à des critères spécifiques et le prix d'exercice (alinéa 2), et à fixer la méthode et les conditions permettant d'obtenir une dérogation individuelle à l'application des plafonds de prix intermédiaires.

Il est permis en outre d'invoquer le pouvoir général d'exécution du Roi (article 108 de la Constitution), combiné avec l'article 7undecies, §§ 3 et 6, alinéa 1^{er}, de la loi sur l'électricité.

4.2. L'observation qui précède vaut également pour le règlement des scénarios de référence visés aux articles 2 et 3 du projet. Le délégué a en effet confirmé que ces scénarios peuvent être considérés comme des paramètres sur la base desquels est déterminé le volume de la capacité à prévoir au sens de l'article 7undecies, § 2, alinéa 1^{er}, de la loi sur l'électricité.

4.3. L'article 6, § 1^{er}, du projet dispose que le gestionnaire du réseau s'assure que le scénario de référence répond au niveau de la sécurité d'approvisionnement requis en « ajoutant, si nécessaire, de la capacité supplémentaire à la zone de réglage belge ».

Hiertoe wordt in een aantal definities voorzien (artikel 1 van het ontwerp). Om de hoeveelheid aan te kopen capaciteit en de veilingparameters te bepalen wordt aan de hand van een selectie van een of meerdere scenario's en gevoeligheden een set van gegevens en hypothesen als referentiescenario weerhouden (artikel 3), dat als basis dient voor het verslag en de voorstellen die de netbeheerder en de Commissie voor de Regulering van de Elektriciteit en het Gas (hierna: CREG) doen voor de veilingen vier jaar en één jaar voor de periode van de capaciteitslevering (artikel 2). Met het oog op de opmaak van zijn verslag en zijn voorstel organiseert de netbeheerder een of meerdere openbare raadpleging(en) (artikel 5). Het door de netbeheerder op basis van het geselecteerde referentiescenario op te maken verslag en voorstel wordt nader geregeld (artikel 6), evenals het advies dat de CREG over het voorstel van de netbeheerder geeft (artikel 7).

De CREG doet ten laatste tegen 1 februari van het jaar van de veiling een voorstel voor de parameters waarmee het volume aan te kopen capaciteit wordt bepaald. Deze parameters vormen een vraagcurve, die nader wordt geregeld (artikelen 8 tot 11).

Het voormelde voorstel van de netbeheerder bevat onder meer een voorstel voor de reductiefactoren, de intermediaire maximumprijs, de referentieprij en de uitoefenprijs (artikel 6, § 2, derde lid). Die reductiefactoren (artikelen 12 tot 14), intermediaire maximumprijs (artikelen 15 tot 20), en referentieprij en uitoefenprijs (artikelen 21 tot 25) worden nader geregeld, evenals de mogelijkheid om af te wijken van de intermediaire maximumprijs (artikelen 20bis en 20ter).

Het te nemen besluit treedt in werking op de dag van de bekendmaking ervan in het *Belgisch Staatsblad* (artikel 27). Bij wijze van overgangsmaatregel kan voor de eerste veiling worden afgeweken van de in het te nemen besluit vooropgestelde kalender (artikel 26).

VOORAFGAANDE OPMERKING

3. Het ontwerp is zeer technisch van aard, zodat alle finesses ervan moeilijk te doorgronden zijn. De toetsing van het ontwerp aan hogere rechtsnormen, en met name aan het recht van de Europese Unie, is dan ook niet evident.

Uit de vaststelling dat over een bepaling in dit advies niets wordt gezegd, mag daarom niet zonder meer worden afgeleid dat er niets over gezegd kan worden en, indien er wel iets over wordt gezegd, dat er niet méér over te zeggen valt. Het zal aan de Raad van State, afdeling Bestuursrechtspraak en, desgevallend, het Hof van Justitie, toekomen om zich in voorkomend geval hierover uit te spreken.

RECHTSGROND

4.1. Voor het ontwerp kan vooreerst rechtsgrond worden gevonden in artikel 7undecies, § 2, van de Elektriciteitswet. In die bepaling wordt de Koning gemachtigd om vast te stellen met welke parameters het volume van de aan te kopen capaciteit wordt bepaald (eerste lid), om de andere parameters vast te stellen die nodig zijn voor de organisatie van de veilingen, namelijk de reductiefactoren, de referentieprij, de intermediaire prijslimieten die van toepassing zijn op bepaalde capaciteiten die beantwoorden aan specifieke criteria, en de uitoefenprijs (tweede lid), en om de methode en voorwaarden te bepalen om individuele uitzonderingen te verkrijgen op de toepassing van de intermediaire prijslimieten.

Voorts kan een beroep worden gedaan op de algemene uitvoeringsbevoegdheid van de Koning (artikel 108 van de Grondwet), in samenhang gelezen met artikel 7undecies, §§ 3 en 6, eerste lid, van de Elektriciteitswet.

4.2. Het voorgaande gaat ook op voor de regeling van de referentiescenario's, zoals bepaald in de artikelen 2 en 3 van het ontwerp. De gemachtigde bevestigde immers dat die referentiescenario's kunnen worden beschouwd als parameters op grond waarvan het volume van de aan te kopen capaciteit wordt bepaald, zoals bedoeld bij artikel 7undecies, § 2, eerste lid, van de Elektriciteitswet.

4.3. In artikel 6, § 1, van het ontwerp wordt bepaald dat de netbeheerder zich ervan verzekert dat het referentiescenario beantwoordt aan het vereiste niveau van bevoorradingszekerheid door "indien nodig, aan de Belgische regelzone bijkomende capaciteit toe te voegen".

Interrogé sur le fondement juridique de cette disposition, le délégué a répondu ce qui suit :

« Het betreft hier inderdaad een onderdeel van de berekeningsmethode zoals bedoeld in artikel 7undecies, § 2, eerste lid. Immers, het is niet gegarandeerd dat het geselecteerde referentiescenario zoals besloten volgens artikel 3 § 7 van het ontwerp KB voldoet aan het opgelegde niveau van bevoorradingszekerheid. Om geschikte, specifieke parameterwaarden te kunnen berekenen overeenkomstig artikel 7undecies, §§3-6 is het noodzakelijk dat in een volgende stap van de methodologie na de keuze van het referentiescenario desgevallend aan de Belgische regelzone bijkomende capaciteit wordt toegevoegd. Deze 'toevoeging' is een praktische rekenstap in de modellering waarbij op 'mechanische' wijze volgens de manier omschreven in de methodologie capaciteit wordt toegevoegd aan het gekozen referentiescenario zodat het uiteindelijk gemodelleerde Belgische energiesysteem voldoet aan de wettelijk voorziene betrouwbaarheidsnorm. Dit laat bijgevolg toe om alle parameters te berekenen op een wijze die coherent is met de beoogde situatie van het bereiken van die betrouwbaarheidsnorm.

Mocht deze stap in de berekeningsmethode niet voorzien worden zouden de verschillende parameterwaarden bedoeld in artikel 7undecies, §§3-6 bepaald worden op een manier die niet leidt tot het garanderen van de bevoorradingszekerheid en het doel van het mechanisme en van de wetgever dus niet bereiken ».

À la lumière de ces précisions, on peut admettre que l'article 6, § 1^{er}, du projet trouve lui aussi un fondement juridique dans l'article 7undecies, § 2, alinéa 1^{er}, de la loi sur l'électricité.

4.4. L'article 26 du projet dispose qu'à titre transitoire, et pour la première enchère, « il peut être dévié du calendrier déterminé ».

Toutefois, l'article 7undecies de la loi sur l'électricité règle déjà le calendrier dans les détails, le Roi étant uniquement habilité à remplacer, pour l'année 2021, la date du 31 mars à laquelle le ministre qui a l'énergie dans ses attributions (ci-après : le ministre) donne instruction au gestionnaire du réseau d'organiser les mises aux enchères, par la date du 30 avril (article 7undecies, § 6, alinéa 2). Le Roi a récemment mis cette habilitation en œuvre 1.

Plusieurs dispositions du projet ont pour objet de reproduire le calendrier contenu à l'article 7undecies de la loi sur l'électricité 2. Étant donné que, sous réserve de l'observation formulée ci-dessus, il n'existe pas de fondement juridique permettant de s'écarter des dates fixées dans cette disposition de la loi sur l'électricité, la possibilité de dérogation contenue à l'article 26 du projet ne peut s'y appliquer.

Dans la mesure où l'article 26 du projet peut être compris comme une habilitation au ministre lui permettant de déroger aux dates fixées dans le projet, ce qu'il convient de préciser dans le texte de cette disposition, cette dernière ne pourra dès lors se concrétiser que pour autant que son champ d'application soit limité aux seules dates fixées par l'arrêté envisagé (et non à l'article 7undecies de la loi sur l'électricité).

FORMALITÉS

5. Selon l'article 7undecies, § 2, alinéa 3, de la loi sur l'électricité, le Roi fixe la méthode et les conditions permettant d'obtenir une dérogation individuelle à l'application des plafonds de prix intermédiaires, « après consultation des acteurs du marché ».

Il ne ressort toutefois pas des pièces jointes à la demande d'avis qu'une telle consultation des acteurs du marché ait eu lieu.

Interrogé à ce sujet, le délégué a transmis le rapport de consultation de la Direction générale Énergie du SPF Économie, P.M.E., Classes moyennes et Énergie 'sur la méthodologie d'obtention d'une dérogation individuelle au prix maximum intermédiaire dans le cadre du CRM'.

S'il devait en résulter que le texte soumis au Conseil d'État doit encore être modifié, les dispositions modifiées ou ajoutées devraient être soumises à la section de législation, conformément à la règle prévue par l'article 3, § 1^{er}, alinéa 1^{er}, des lois sur le Conseil d'État.

OBSERVATIONS GÉNÉRALES

6. Dans l'avis 68.506/3 du 13 janvier 2021, le Conseil d'État, section de législation, a formulé les observations suivantes sur l'avant-projet devenu la loi du 15 mars 2021 :

« 10. Un certain nombre de problèmes juridiques potentiels présents dans l'avant-projet n'ont pas été examinés plus avant par le Conseil d'État, et ce pour les motifs suivants.

Gevraagd naar de rechtsgrond voor deze bepaling antwoordde de gemachtigde:

“Het betreft hier inderdaad een onderdeel van de berekeningsmethode zoals bedoeld in artikel 7undecies, § 2, eerste lid. Immers, het is niet gegarandeerd dat het geselecteerde referentiescenario zoals besloten volgens artikel 3 § 7 van het ontwerp KB voldoet aan het opgelegde niveau van bevoorradingszekerheid. Om geschikte, specifieke parameterwaarden te kunnen berekenen overeenkomstig artikel 7undecies, §§3-6 is het noodzakelijk dat in een volgende stap van de methodologie na de keuze van het referentiescenario desgevallend aan de Belgische regelzone bijkomende capaciteit wordt toegevoegd. Deze 'toevoeging' is een praktische rekenstap in de modellering waarbij op 'mechanische' wijze volgens de manier omschreven in de methodologie capaciteit wordt toegevoegd aan het gekozen referentiescenario zodat het uiteindelijk gemodelleerde Belgische energiesysteem voldoet aan de wettelijk voorziene betrouwbaarheidsnorm. Dit laat bijgevolg toe om alle parameters te berekenen op een wijze die coherent is met de beoogde situatie van het bereiken van die betrouwbaarheidsnorm.

Mocht deze stap in de berekeningsmethode niet voorzien worden zouden de verschillende parameterwaarden bedoeld in artikel 7undecies, §§3-6 bepaald worden op een manier die niet leidt tot het garanderen van de bevoorradingszekerheid en het doel van het mechanisme en van de wetgever dus niet bereiken.”

In het licht van die toelichting valt aan te nemen dat ook artikel 6, § 1, van het ontwerp rechtgrond vindt in artikel 7undecies, § 2, eerste lid, van de Elektriciteitswet.

4.4. In artikel 26 van het ontwerp wordt bepaald dat bij wijze van overgangsmaatregel voor de eerste veiling kan “afgeweken worden van de in dit besluit vooropgestelde kalender”.

Artikel 7undecies van de Elektriciteitswet bevat echter al een gedetailleerde kalenderregeling, waarbij de Koning enkel wordt gemachtigd om voor het jaar 2021 de datum van 31 maart waarop de minister bevoegd voor energie (hierna: de minister) instructie geeft aan de netbeheerder om de veilingen te organiseren, te vervangen door 30 april (artikel 7undecies, § 6, tweede lid). Aan die machtiging heeft de Koning recentelijk uitvoering gegeven.14

Meerdere bepalingen van het ontwerp strekken ertoe de in artikel 7undecies van de Elektriciteitswet vervatte kalenderregeling over te nemen.15 Vermits er, behoudens hetgeen hiervoor is vermeld, geen rechtsgrond voorhanden is om van de in die bepaling van de Elektriciteitswet vastgestelde data af te wijken, kan de in artikel 26 van het ontwerp vervatte afwijkingsmogelijkheid er niet op van toepassing zijn.

In zoverre artikel 26 van het ontwerp kan worden begrepen als een machtiging aan de minister om van de in het ontwerp bepaalde data af te wijken, hetgeen in de tekst ervan moet worden verduidelijkt, kan deze bepaling dan ook slechts doorgaan vinden voor zover het toepassingsgebied ervan wordt beperkt tot de data die enkel door het te nemen besluit (en niet in artikel 7undecies van de Elektriciteitswet) zijn vastgesteld.

VORMVEREISTEN

5. Naar luid van artikel 7undecies, § 2, derde lid, van de Elektriciteitswet stelt de Koning “na raadpleging van de marktdeelnemers” de methode en de voorwaarden vast tot het verkrijgen van individuele uitzonderingen op de toepassing van de intermediaire prijslijmieten.

Uit de bij de adviesaanvraag gevoegde stukken bleek echter niet dat een dergelijke raadpleging van de marktdeelnemers heeft plaatsgevonden.

Hieromtrent om toelichting gevraagd heeft de gemachtigde het consultatieverslag overgemaakt van de Algemene Directie Energie van de FOD Economie, K.M.O., Middenstand en Energie 'over de methodologie voor het bekomen van een individuele derogatie op de intermediaire maximumprijs in het kader van het CRM'.

Indien de aan de Raad van State voorgelegde tekst ten gevolge hiervan nog wijzigingen zou ondergaan, moeten de gewijzigde of toegevoegde bepalingen, ter inachtneming van het voorschrift van artikel 3, § 1, eerste lid, van de wetten op de Raad van State, alsnog aan de afdeling Wetgeving worden voorgelegd.

ALGEMENE OPMERKINGEN

6. In advies 68.506/3 van 13 januari 2021 heeft de Raad van State, afdeling Wetgeving, het volgende opgemerkt over het voorontwerp dat heeft geleid tot de wet van 15 maart 2021:

“10. Een aantal potentiële juridische problemen in het voorontwerp werden door de Raad van State niet nader onderzocht, en wel om de volgende redenen.

10.1. La Commission européenne a identifié un certain nombre d'inégalités de traitement à la lumière de l'appréciation de la compatibilité du régime en projet avec les règles relatives aux aides d'État 3. L'une de ces inégalités de traitement, à savoir l'utilisation de plafonds de prix intermédiaires, est en partie atténuée dans l'avant-projet par la possibilité pour la CREG de permettre en la matière des exceptions individuelles dans le cadre défini par le Roi (article 7*undecies*, § 2, alinéa 3, en projet, de la loi sur l'électricité). D'autres inégalités, telles que le fait de dissuader la participation de technologies intermittentes ayant d'importants facteurs de réduction 4, semblent par ailleurs inhérentes à la réglementation en projet. Compte tenu du lien de connexité étroit avec l'examen relatif aux aides d'État, qui revient exclusivement à la Commission européenne, sous le contrôle de la Cour de Justice, le Conseil d'État n'adopte pas de point de vue sur ce point.

10.2. La même observation vaut pour l'appréciation de la compatibilité du régime en projet avec les articles 22 et 24 du règlement (UE) 2019/943, qui dépend de la véracité des scénarios sur la base desquels le manque de capacité est estimé 5. Le Conseil ne dispose pas de la connaissance ni de l'expertise requises pour réaliser cette appréciation, de sorte que celle-ci est encore une fois laissée à la Commission européenne » 6.

Étant donné que le projet soumis pour avis fixe les modalités des plafonds de prix intermédiaires et de la possibilité d'obtenir une dérogation à ces plafonds, il s'impose à présent d'émettre la même réserve.

7. Le projet contient un certain nombre de dispositions qui reproduisent ou paraphrasent des dispositions de l'article 7*undecies* de la loi sur l'électricité, notamment en ce qui concerne les délais fixés par la loi 7.

Des dispositions qui ne font que rappeler une norme supérieure, en la reproduisant ou en la paraphrasant, n'ont en principe pas leur place dans des règles d'exécution, notamment parce que la nature juridique des dispositions reproduites pourrait en devenir incertaine et que cela donne erronément à penser que l'autorité qui reproduit les règles peut les modifier. Pareille méthode ne peut se justifier que si la bonne compréhension du régime en projet exige que des dispositions d'une norme supérieure soient reproduites, et seulement à condition que l'origine des règles concernées soit précisée (par la mention « conformément à l'article ... de la loi du ... ») et que la reproduction soit correcte et littérale afin de ne pas créer de confusion quant à leur portée exacte.

Dès lors, si les auteurs du projet souhaitent maintenir ces répétitions – en principe superflues – il s'impose de préciser l'origine des règles concernées 8. En outre, on veillera dans ce cas à ce que la reproduction soit exacte, ce qui n'est pas toujours le cas actuellement. L'article 8, § 3, mentionne ainsi la date du 31 mars fixée à l'article 7*undecies*, § 6, alinéa 1^{er}, de la loi sur l'électricité, sans tenir compte de la possibilité prévue à l'alinéa 2 de cette même disposition, qui a été mise en œuvre entre-temps (voir l'observation 4.4), de remplacer cette date par celle du 30 avril. Cette disposition doit dès lors être distraite du projet.

8. Les auteurs du projet réexamineront en profondeur la conformité entre le texte français et le texte néerlandais du projet ainsi que l'utilisation cohérente de la terminologie.

Ainsi, le texte néerlandais de l'article 5 du projet utilise les notions apparemment différentes de « openbare raadpleging(en) » (§ 1^{er}) et « openbaar onderzoek » (§ 2), alors que le texte français de ces deux dispositions fait mention de « consultation(s) publique(s) ».

Par ailleurs, le texte français du projet mentionne correctement la notion de « capacité étrangère indirecte » utilisée à l'article 2, 85°, de la loi sur l'électricité, alors que le texte néerlandais du projet fait parfois mention de « indirecte buitenlandse capaciteiten » 9, au lieu de « onrechtstreekse buitenlandse capaciteit », comme tel est le cas à l'article 2, 85°, de la loi sur l'électricité.

9. L'article 1^{er} du projet comporte un certain nombre de définitions. Les articles subséquents du projet ne font cependant pas un usage cohérent des notions définies dans cette disposition.

Ainsi, par exemple, l'article 1^{er}, § 2, 4°, du projet définit la notion d'« unité du marché de capacité avec contrainte(s) énergétique(s) », alors que l'article 21, §§ 7 et 8, du projet fait mention d'« unités avec contrainte(s) énergétique(s) ». Les articles 20*bis*, § 16, et 20*ter*, § 17, du projet n'utilisent pas la notion de « contrat de capacité » définie à l'article 1^{er}, § 2, 7°, du projet, mais visent un « contrat de capacité signé », et ce alors que la condition de la signature figure déjà dans la

10.1. De Europese Commissie heeft een aantal ongelijke behandelingen geïdentificeerd in het licht van de beoordeling van de verenigbaarheid van de ontworpen regeling met de staatssteunregels.¹⁶ Een van die ongelijke behandelingen, namelijk het gebruik van intermediaire prijslimieten, wordt gedeeltelijk gemilderd in het voorontwerp doordat in de mogelijkheid wordt voorzien dat de CREG ter zake individuele uitzonderingen toestaat binnen het door de Koning bepaalde kader (ontworpen artikel 7*undecies*, § 2, derde lid, van de Elektriciteitswet). Andere ongelijkheden, zoals de ontmoediging van de deelname van intermitterende technologieën met hoge reductiefactoren,¹⁷ lijken dan weer inherent aan de ontworpen regeling. Gelet op de nauwe samenhang met het staatssteunonderzoek, dat exclusief aan de Europese Commissie toekomt, onder toezicht van het Hof van Justitie, neemt de Raad van State hierover geen standpunt in.

10.2. Hetzelfde geldt voor de beoordeling van de verenigbaarheid van de ontworpen regeling met de artikelen 22 en 24 van verordening (EU) 2019/943, wat afhangt van de waarachtigheid van de scenario's op basis waarvan het capaciteitstekort wordt ingeschat.¹⁸ De Raad van State beschikt niet over het vereiste inzicht en de vereiste expertise om die beoordeling uit te voeren, zodat ook hier de beoordeling wordt overgelaten aan de Europese Commissie.¹⁹

Vermits de intermediaire prijslimieten, en de mogelijkheid om er een uitzondering op te bekomen, in het voor advies voorgelegde ontwerp nader worden geregeld, moet thans hetzelfde voorbehoud worden gemaakt.

7. Het ontwerp bevat een aantal bepalingen die een overname of een parafrasering vormen van bepalingen in artikel 7*undecies* van de Elektriciteitswet, in het bijzonder wat de bij wet vastgestelde termijnen betreft.²⁰

Bepalingen die enkel een hogere norm in herinnering brengen door die over te nemen of te parafaseren, horen in beginsel niet thuis in een uitvoeringsregeling, onder meer omdat daardoor onduidelijkheid dreigt te ontstaan omtrent de juridische aard van de overgenomen bepalingen en erdoor verkeerdelijk de indruk wordt gewekt dat de overgenomen regels kunnen worden gewijzigd door de overheid die de regels overneemt. Enkel wanneer het voor een goed begrip van de ontworpen regeling onontbeerlijk is dat bepalingen uit een hogere rechtsnorm worden overgenomen, kan dergelijke werkwijze worden gebillijkt, en dan enkel op voorwaarde dat de oorsprong van de betrokken regels wordt vermeld (door het aanbrengen van de vermelding "overeenkomstig artikel ... van de wet van ...") en dat de overname correct en letterlijk gebeurt om geen onduidelijkheid te doen ontstaan omtrent de juiste draagwijdte ervan.

Indien de stellers van het ontwerp deze – in beginsel overbodige – herhalingen wensen te behouden, moet bijgevolg de oorsprong van de betrokken regels worden vermeld.²¹ Bovendien moet er in dat geval op worden toegezien dat die overname juist gebeurt, hetgeen thans niet altijd het geval is. Zo vermeldt artikel 8, § 3, van het ontwerp de in artikel 7*undecies*, § 6, eerste lid, van de Elektriciteitswet bepaalde datum van 31 maart, zonder rekening te houden met de mogelijkheid waarin het tweede lid van dezelfde bepaling voorziet, en waaraan inmiddels uitvoering is gegeven (zie opmerking 4.4), om deze datum te vervangen door 30 april. Die bepaling dient dan ook te worden weggelaten uit het ontwerp.

8. De stellers van het ontwerp dienen de overeenstemming tussen de Nederlandse en de Franse tekst van het ontwerp en het consequent gebruik van de gehanteerde terminologie nog eens grondig na te gaan.

Zo worden in de Nederlandse tekst van artikel 5 van het ontwerp de schijnbaar verschillende begrippen "openbare raadpleging(en)" (§ 1) en "openbaar onderzoek" (§ 2) gebruikt, terwijl in de Franse tekst in beide bepalingen gewag wordt gemaakt van "consultation(s) publique(s)".

Daarnaast wordt in de Franse tekst van het ontwerp op een correcte wijze het door artikel 2, 85°, van de Elektriciteitswet gehanteerde begrip "capacité étrangère indirecte" gebruikt, maar wordt in de Nederlandse tekst van het ontwerp soms gewag gemaakt van "indirecte buitenlandse capaciteiten",²² in plaats van "onrechtstreekse buitenlandse capaciteit" zoals in artikel 2, 85°, van de Elektriciteitswet het geval is.

9. Artikel 1 van het ontwerp voorziet in een aantal definities. In de daarop volgende artikelen van het ontwerp worden de in die bepaling gedefinieerde begrippen echter niet op een consistente wijze gehanteerd.

Zo bevat, bijvoorbeeld, artikel 1, § 2, 4°, van het ontwerp een definitie van het begrip "eenheid in de capaciteitsmarkt met energiebeperking(en)", maar wordt in artikel 21, §§ 7 en 8, van het ontwerp gewag gemaakt van "eenheden met (een) energiebeperking(en)". In de artikelen 20*bis*, § 16, en 20*ter*, § 17, van het ontwerp wordt niet het in artikel 1, § 2, 7°, van het ontwerp gedefinieerde begrip "capaciteitscontract" gehanteerd, maar wordt gewag gemaakt van een "ondertekend

définition précitée. Il en va de même pour l'article 21, § 9, du projet, qui répète aussi, inutilement, des éléments de la définition de la notion de « transaction » (article 1^{er}, § 2, 10°, du projet). L'article 1^{er}, § 2, 19°, du projet définit la notion de « prévision d'énergie non desservie », mais cette notion n'apparaît pas dans la suite du projet 10; par contre, l'article 11, § 2, 3°, du projet emploie la notion non définie de « prévision d'énergie non desservie moyenne ».

Il convient dès lors de vérifier si les notions définies à l'article 1^{er} du projet sont employées de manière cohérente et d'adapter la terminologie utilisée dans le projet en conséquence.

10. Les articles 5, 6, 9, 10 et 19, du projet font mention des « rentes inframarginales annuelles ». Cette notion n'est toutefois pas définie à l'article 1^{er} du projet. Invité à fournir une explication, le délégué a donné la définition suivante :

« De jaarlijkse inframarginale inkomsten zijn de inkomsten uit de energiemarkt op jaarbasis na aftrek van de marginale kosten en andere variabele kosten ».

Il est recommandé de faire figurer cette définition à l'article 1^{er} du projet.

11. Les articles 10, 16, 20, 20*bis* et 20*ter* du projet emploient également une notion qui n'est pas définie à l'article 1^{er}, à savoir « missing-money ».

À la question de savoir pourquoi ce terme anglais n'est pas défini à l'article 1^{er} du projet, le délégué a répondu :

« Het lijkt ons niet nodig of wenselijk om het begrip missing money bijkomend te definiëren. Het is een economisch concept dat volgens een gedetailleerde methodiek zoals voorzien in artikel 10, §3 van het ontwerp KB wordt berekend.

Ook wordt het begrip 'missing-money' verder gekaderd in de memorie van toelichting bij de wijziging van de Elektriciteitswet in april 2019, waarin wordt gesteld: 'de deelnemers aan de veiling bieden een bepaald volume aan capaciteit aan in ruil voor een bepaald niveau van vergoeding. De vergoeding toegekend op basis van de veilingen, moet aan de capaciteitsleveranciers toelaten om hun kosten te dekken, rekening houdende met hun verwachte inkomsten uit de energiemarkten en de markten voor ondersteunende diensten, zodat zij worden aangemoedigd om actief te worden of te blijven op de Belgische markten. Anders gesteld, capaciteitsleveranciers zouden hun biedingen dienen te baseren op het niveau van 'missing money' dat ze verwachten zonder de vergoeding komende uit het capaciteitsvergoedingsmechanisme ».

Ce point de vue ne peut être partagé. Comme il ressort du rapport au Roi, la notion de « missing-money » concerne, en effet, un élément important qui comprend les attentes par rapport aux offres des détenteurs de capacité :

« Le 'missing money' (qui est en substance ce que les détenteurs de capacité sont censés offrir à la mise aux enchères) est calculé comme des coûts moins des revenus. Les coûts sont déterminés comme la somme de (1) des coûts d'exploitation et de maintenance annuels fixes, (2) du total des dépenses d'investissements récurrents futurs annualisées qui ne sont pas directement liées à une prolongation de la durée de vie technique de l'installation ou à une augmentation de la puissance de référence nominale (et donc pas considérées comme des investissements admissibles pour obtenir un contrat pluriannuel), comme par exemple les coûts nécessaires pour les entretiens majeurs des installations qui n'ont pas forcément lieu chaque année et (3) des coûts variables à court terme (comprenant les coûts de carburants, les coûts de CO2 et des autres coûts variables opérationnels et de maintenance). Les revenus pris en compte sont les revenus du marché de l'énergie compte tenu de l'estimation du prix d'exercice applicable sur la technologie concernée, et des revenus nets du marché des services auxiliaires d'équilibrage. En outre, mais uniquement pour les technologies dont les coûts variables sont élevés, c'est-à-dire les technologies qui ne sont pas fréquemment activées sur le marché de l'énergie, les coûts considérés sont majorés du coût d'un seul test d'activation. Le coût du test d'activation est particulièrement important pour ces technologies, car comme elles ne sont pas fréquemment activées sur le marché de l'énergie, la probabilité d'être testées est grande, et donc la prise en compte d'un coût de test d'activation est pertinent ».

Il est par conséquent recommandé de prévoir une définition de la notion de « missing-money » à l'article 1^{er} du projet.

capaciteitscontract", en dit terwijl de voorwaarde van ondertekening al vervat is in de voormelde definitie. Hetzelfde geldt voor artikel 21, § 9, van het ontwerp, waarin eveneens elementen uit de definitie van het begrip "transactie" (artikel 1, § 2, 10°, van het ontwerp) nodeloos worden herhaald. In artikel 1, § 2, 19°, van het ontwerp wordt het begrip "verwachte niet-geleverde energie" gedefinieerd, maar dit begrip komt verder niet terug in het ontwerp;23 in artikel 11, § 2, 3°, van het ontwerp wordt wel het niet-gedefinieerde begrip "verwachte gemiddelde niet-geleverde energie" gehanteerd.

Bijgevolg moet worden nagegaan of de in artikel 1 van het ontwerp gedefinieerde begrippen consequent worden gebruikt en moet de in het ontwerp gehanteerde terminologie in het licht hiervan worden aangepast.

10. In de artikelen 5, 6, 9, 10 en 19 van het ontwerp wordt gewag gemaakt van de "jaarlijkse inframarginale inkomsten". Dat begrip wordt echter niet gedefinieerd in artikel 1 van het ontwerp. Hieromtrent om toelichting gevraagd, gaf de gemachtigde de volgende definitie:

"De jaarlijkse inframarginale inkomsten zijn de inkomsten uit de energiemarkt op jaarbasis na aftrek van de marginale kosten en andere variabele kosten."

Het verdient aanbeveling om die definitie op te nemen in artikel 1 van het ontwerp.

11. Ook in de artikelen 10, 16, 20, 20*bis* en 20*ter* van het ontwerp wordt een begrip gebruikt dat niet wordt gedefinieerd in artikel 1, namelijk "missing-money".

Gevraagd waarom dit Engelstalige begrip niet wordt gedefinieerd in artikel 1 van het ontwerp, verklaarde de gemachtigde:

"Het lijkt ons niet nodig of wenselijk om het begrip missing money bijkomend te definiëren. Het is een economisch concept dat volgens een gedetailleerde methodiek zoals voorzien in artikel 10, §3 van het ontwerp KB wordt berekend.

Ook wordt het begrip 'missing-money' verder gekaderd in de memorie van toelichting bij de wijziging van de Elektriciteitswet in april 2019, waarin wordt gesteld: 'de deelnemers aan de veiling bieden een bepaald volume aan capaciteit aan in ruil voor een bepaald niveau van vergoeding. De vergoeding toegekend op basis van de veilingen, moet aan de capaciteitsleveranciers toelaten om hun kosten te dekken, rekening houdende met hun verwachte inkomsten uit de energiemarkten en de markten voor ondersteunende diensten, zodat zij worden aangemoedigd om actief te worden of te blijven op de Belgische markten. Anders gesteld, capaciteitsleveranciers zouden hun biedingen dienen te baseren op het niveau van 'missing money' dat ze verwachten zonder de vergoeding komende uit het capaciteitsvergoedingsmechanisme."

Hiermee kan niet worden ingestemd. Zoals blijkt uit het verslag aan de Koning, betreft het begrip "missing-money" immers een belangrijk element dat de verwachtingen ten aanzien van de biedingen van de capaciteitshouders omvat:

"Het 'missing money' (dat is in wezen wat van de capaciteitshouders wordt verwacht om te bieden) wordt berekend als kosten verminderd met opbrengsten. De kosten worden bepaald als de som van (1) de vaste jaarlijkse exploitatie- en onderhoudskosten, (2) de totale toekomstige geannualiseerde investeringsuitgaven die niet rechtstreeks verband houden met een verlenging van de technische levensduur van de installatie of met een verhoging van het nominale referentievermogen (en derhalve niet worden beschouwd als in aanmerking komende investeringen voor het verkrijgen van een meerjarencontract), zoals bijvoorbeeld de kosten die nodig zijn voor een groot onderhoud van de installaties, die niet noodzakelijkerwijs jaarlijks plaatsvinden en (3) de variabele kosten op korte termijn (bestaande uit de brandstofkosten, de CO2-kosten en andere variabele operationele en onderhoudskosten). De in rekening genomen inkomsten zijn de inkomsten uit de energiemarkt, rekening houdend met de inschatting van de uitoefenprijs van toepassing op de betrokken technologie, en de netto inkomsten uit de markt van de ondersteunende balanceringsdiensten. Bovendien, maar alleen voor technologieën met hoge variabele kosten, d.w.z. technologieën die niet vaak worden geactiveerd op de energiemarkt, worden de in rekening genomen kosten verhoogd met de kost van één enkele activatietest. De kost van de activatietest is in het bijzonder van belang voor deze technologieën, gezien de kans om getest te worden groot is, omdat ze niet vaak worden geactiveerd op de energiemarkt, waardoor het in rekening brengen van een de kost van een activatietest relevant is."

Het verdient dan ook aanbeveling om in artikel 1 van het ontwerp te voorzien in een definitie van het begrip "missing-money".

12. Le projet fait référence à un paragraphe d'un article du règlement (UE) 2019/943 11 d'une manière incorrecte. Au lieu d'utiliser des parenthèses () ou un signe typographique « § » pour désigner le paragraphe concerné, on écrira « paragraphe » suivi du numéro du paragraphe en question.

EXAMEN DU TEXTE

Intitulé

13. Étant donné que le projet ne se limite pas à fixer les paramètres avec lesquels le volume de la capacité à prévoir est déterminé, et les autres paramètres nécessaires pour l'organisation des mises aux enchères dans le cadre du mécanisme de rémunération de capacité, il est recommandé d'adapter l'intitulé, afin de mieux traduire le contenu de l'arrêté envisagé.

Préambule

14. Le préambule doit être adapté conformément aux observations formulées ci-dessus à propos du fondement juridique du projet. Ainsi, il y a lieu de viser en plus, dans le deuxième alinéa du préambule, l'article 7*undecies*, §§ 3 et 6, alinéa 1^{er}, de la loi sur l'électricité.

Article 1^{er}

15.1. On omettra la définition de la notion de « règlement (UE) 2019/943 » à l'article 1^{er}, § 2, 2^o, du projet, dès lors que l'article 2, 88^o, de la loi sur l'électricité prévoit déjà une définition de cette notion et que cette définition est applicable à l'arrêté envisagé conformément à l'article 1^{er}, § 1^{er}, du projet.

15.2. L'article 1^{er}, § 2, 14^o, du projet définit la notion de « prix maximum » comme suit :

« la hauteur maximale d'une offre et la rémunération maximale qui peut être obtenue pour une offre; ».

Cette définition semble donc porter sur deux éléments différents, à savoir la hauteur d'une offre et la rémunération maximale. Invité à fournir des explications à cet égard, le délégué a déclaré ce qui suit :

« Deze omschrijving van de definitie is met name relevant in de context van de veilingmethode. Momenteel is in de Elektriciteitswet gekozen voor een pay—as—bid—methode, hetgeen inhoudt dat de marktpartij, bij selectie in de veiling, de vergoeding krijgt die hij heeft ingeboden. In het tegenovergestelde geval, indien er een pay-as-cleared methode zou gelden, krijgt elke marktpartij, bij selectie in de veiling, de hoogste prijs die aan een geselecteerde marktpartij werd toegekend (de clearing price).

De maximumprijs wordt in het ontwerp besluit gedefinieerd als volgt:

'14^o 'maximumprijs': de maximale hoogte van een bod en de maximale vergoeding die voor een bod kan worden verkregen;'

Door expliciet te stellen dat het zowel een maximale biedprijs als een maximale vergoeding betreft, wordt met deze definitie een foutieve interpretatie en verwarring met betrekking tot de interpretatie en de gevolgen ervan vermeden.

Die extra duidelijkheid in de definitie is wenselijk omdat het concept van een maximumprijs ook in andere landen met een gelijksoortig mechanisme bestaat maar er soms ook andere, beperktere invullingen kan hebben. Dit is in het bijzonder relevant voor de toepassing zoals bedoeld door de wetgever van het concept 'intermediaire maximumprijs' waarbij het van belang is geen verwarring te laten dat het zowel het beperken van de biedprijs als de vergoeding betreft, ook wanneer eventueel een andere methode dan de huidige voorziene 'pay-as-bid'-methode wordt gehanteerd zoals mogelijk geacht overeenkomstig artikel 7 *undecies*, § 10, van de wet van 29 april 1999 betreffende de organisatie van de elektriciteitsmarkt ('elektriciteitswet').

À la lumière de cette explication, il semble indiqué de remplacer le mot « et » à l'article 1^{er}, § 2, 14^o, du projet par le membre de phrase « qui coïncide avec ».

15.3. La définition de la notion de « programme journalier » à l'article 1^{er}, § 2, 15^o, du projet vise la « partie (a) de l'article II.4 § 1 des termes et conditions du responsable de la programmation ».

Invité à fournir des explications à cet égard, le délégué a déclaré ce qui suit :

« Met 'deel (a) van artikel II.4 § 1 van de voorwaarden voor de programma-agent' wordt bedoeld op specifieke bepalingen van de typeovereenkomst van de programma—agent waarin modaliteiten en voorwaarden zijn opgenomen die van toepassing zijn op de programma-agent zoals beschreven in artikel 249 van het koninklijk besluit van 22 april 2019 houdende een technisch reglement voor het beheer van het transmissienet van elektriciteit en de toegang ertoe (hierna kortweg 'het FTR').

12. In het ontwerp wordt op een verkeerde wijze verwezen naar een lid van een artikel van verordening (EU) 2019/943.24 In plaats van haakjes () of een paragraafteken te gebruiken om het desbetreffende lid aan te duiden, schrijve men "lid" gevolgd door het nummer van het lid in kwestie.

ONDERZOEK VAN DE TEKST

Opschrift

13. Aangezien het ontwerp er niet toe beperkt is de parameters vast te stellen waarmee het volume aan te kopen capaciteit wordt bepaald, en de andere parameters te bepalen die nodig zijn voor de organisatie van de veilingen in het kader van het capaciteitsvergoedingsmechanisme, verdient het aanbeveling om het opschrift aan te passen zodat het beter de inhoud van het te nemen besluit weergeeft.

Aanhef

14. De aanhef moet worden aangepast aan hetgeen hiervoor over de rechtsgrond voor het ontwerp is opgemerkt. Zo moet in het tweede lid van de aanhef bijkomend worden verwezen naar artikel 7*undecies*, §§ 3 en 6, eerste lid, van de Elektriciteitswet.

Artikel 1

15.1. De definitie van het begrip "Verordening (EU) 2019/943" in artikel 1, § 2, 2^o, van het ontwerp moet worden weggelaten, vermits artikel 2, 88^o, van de Elektriciteitswet reeds in een definitie van hetzelfde begrip voorziet en die definitie overeenkomstig artikel 1, § 1, van het ontwerp van overeenkomstige toepassing is op het te nemen besluit.

15.2. In artikel 1, § 2, 14^o, van het ontwerp wordt het begrip "maximumprijs" als volgt gedefinieerd:

"de maximale hoogte van een bod en de maximale vergoeding die voor een bod kan worden verkregen;"

Die definitie lijkt derhalve twee verschillende elementen te omvatten, namelijk hoe hoog kan worden geboden en de maximale vergoeding. Hieromtrent om toelichting gevraagd, verklaarde de gemachtigde:

"Deze omschrijving van de definitie is met name relevant in de context van de veilingmethode. Momenteel is in de Elektriciteitswet gekozen voor een pay—as—bid—methode, hetgeen inhoudt dat de marktpartij, bij selectie in de veiling, de vergoeding krijgt die hij heeft ingeboden. In het tegenovergestelde geval, indien er een pay-as-cleared methode zou gelden, krijgt elke marktpartij, bij selectie in de veiling, de hoogste prijs die aan een geselecteerde marktpartij werd toegekend (de clearing price).

De maximumprijs wordt in het ontwerp besluit gedefinieerd als volgt:

'14^o 'maximumprijs': de maximale hoogte van een bod en de maximale vergoeding die voor een bod kan worden verkregen;'

Door expliciet te stellen dat het zowel een maximale biedprijs als een maximale vergoeding betreft, wordt met deze definitie een foutieve interpretatie en verwarring met betrekking tot de interpretatie en de gevolgen ervan vermeden.

Die extra duidelijkheid in de definitie is wenselijk omdat het concept van een maximumprijs ook in andere landen met een gelijksoortig mechanisme bestaat maar er soms ook andere, beperktere invullingen kan hebben. Dit is in het bijzonder relevant voor de toepassing zoals bedoeld door de wetgever van het concept 'intermediaire maximumprijs' waarbij het van belang is geen verwarring te laten dat het zowel het beperken van de biedprijs als de vergoeding betreft, ook wanneer eventueel een andere methode dan de huidige voorziene 'pay-as-bid'-methode wordt gehanteerd zoals mogelijk geacht overeenkomstig artikel 7 *undecies*, § 10, van de wet van 29 april 1999 betreffende de organisatie van de elektriciteitsmarkt ('elektriciteitswet').

In het licht van die toelichting lijkt het raadzaam het woord "en" in artikel 1, § 2, 14^o, van het ontwerp te vervangen door de zinsnede "die samenvalt met".

15.3. In de definitie van het begrip "dagelijks programma" in artikel 1, § 2, 15^o, van het ontwerp wordt verwezen naar "deel (a) van artikel II.4 § 1 van de voorwaarden voor de programma-agent".

Hierover om toelichting gevraagd verklaarde de gemachtigde:

"Met 'deel (a) van artikel II.4 § 1 van de voorwaarden voor de programma-agent' wordt bedoeld op specifieke bepalingen van de typeovereenkomst van de programma—agent waarin modaliteiten en voorwaarden zijn opgenomen die van toepassing zijn op de programma-agent zoals beschreven in artikel 249 van het koninklijk besluit van 22 april 2019 houdende een technisch reglement voor het beheer van het transmissienet van elektriciteit en de toegang ertoe (hierna kortweg 'het FTR').

Een programma-agent (scheduling agent of hierna: 'SA') is een entiteit of zijn entiteiten die als taak hebben netbeheerders of, indien van toepassing, derden te voorzien van programma's van marktdeelnemers.

Artikel 110 (3) en 110 (4) van de Verordening (EU) 2017/1485 van de Europese Commissie van 2 augustus 2017 tot vaststelling van richtsnoeren betreffende het beheer van elektriciteitstransmissiesystemen (hierna 'SOGL' genoemd) bepaalt dat voor elke elektriciteitsproductie-installatie en elke verbruikersinstallatie, die onderworpen is aan nationale voorwaarden geformuleerde programmeringsvereisten, de betrokken eigenaar een SA benoemt of zelf optreedt als SA. Elke marktdeelnemer en shipping agent die onderworpen is aan nationale voorwaarden geformuleerde programmeringsvereisten, benoemt of treedt op als SA.

In het kader van deze voorwaarden voor de programma-agent zijn bovendien ook de artikelen 40, 46, 49 en 52 van de SOGL relevant die rechtstreeks van toepassing zijn op de gegevensuitwisseling tussen de netgebruikers en de netbeheerder, waaronder ook de prognosegegevens en realtimegegevens betreffende de hoeveelheid en beschikbaarheid van opgewekt werkzaam vermogen en werkzaam vermogensreserve, op day-ahead en intraday-basis.

In uitvoering van artikel 6.5 van de SOGL bepaalt artikel 4, § 1, 6° van het FTR dat de modaliteiten en voorwaarden op te stellen voor de programma-agentovereenkomst, ter goedkeuring aan de CREG moeten worden voorgelegd. Artikel 242, van het FTR introduceert de regels betreffende de planning van de niet beschikbaarheden.

Artikel II.4 van voornoemde typeovereenkomst van de programma-agent bevat de voorwaarden voor technische eenheden[1]. Deel (a) van artikel II.4 § 1 verwijst in het bijzonder naar 'een Technische Eenheid (een Elektriciteitsproductie-Eenheid of Energieopslaginstallatie) met een Pmax Tech van minstens 25 MW, die rechtstreeks (of via een CDS) is aangesloten op het Elia-Net'.

[1]<https://www.creg.be/sites/default/files/assets/Publications/Decisions/B2057NL.pdf> ».

Étant donné que le contrat-type rédigé par le gestionnaire du réseau peut être modifié à l'avenir et à la lumière de la définition du « Règlement Technique Fédéral » à l'article 1^{er}, § 2, 25° du projet, il est recommandé de remplacer le membre de phrase « partie (a) de l'article II.4 § 1 des termes et conditions du responsable de la programmation » par le membre de phrase « le contrat-type de responsable de la programmation visé à l'article 249 du Règlement Technique Fédéral ». La référence aux articles 246 à 252 et 377 de ce règlement, faite plus loin dans la définition de la notion de « programme journalier », semble dès lors pouvoir être omise. Il en va de même pour le membre de phrase « , fourni au gestionnaire du réseau en day-ahead et mis à jour conformément aux règles des termes et conditions », puisqu'il s'agit d'une paraphrase partielle de l'article 249, § 3, du règlement technique fédéral précité.

15.4. À l'article 1^{er}, § 2, 17°, du projet, on écrira « tel que défini à l'article 2, 26, du règlement (UE) 2015/1222 de la Commission du 24 juillet 2015 établissant une ligne directrice relative à l'allocation de la capacité et à la gestion de la congestion ».

15.5. La définition de la notion de « capacité non éligible », à l'article 1^{er}, § 2, 21°, du projet, sera complétée par le membre de phrase « , de la loi du 29 avril 1999 ».

15.6. Pour définir la notion de « capacités liées », à l'article 1^{er}, § 2, 27°, du projet, il est fait référence à la définition de la même notion dans l'arrêté « fixant les seuils d'investissements et les critères d'éligibilité des coûts d'investissement, déterminé conformément à l'article 7undecies, § 9, de la loi du 29 avril 1999 », qui doit encore être pris 12. Le projet gagnerait toutefois en lisibilité s'il reproduisait la définition inscrite dans cet arrêté. À défaut, il conviendra en tout cas de veiller à ce que les deux arrêtés entrent en vigueur simultanément.

Een programma-agent (scheduling agent of hierna: 'SA') is een entiteit of zijn entiteiten die als taak hebben netbeheerders of, indien van toepassing, derden te voorzien van programma's van marktdeelnemers.

Artikel 110 (3) en 110 (4) van de Verordening (EU) 2017/1485 van de Europese Commissie van 2 augustus 2017 tot vaststelling van richtsnoeren betreffende het beheer van elektriciteitstransmissiesystemen (hierna 'SOGL' genoemd) bepaalt dat voor elke elektriciteitsproductie-installatie en elke verbruikersinstallatie, die onderworpen is aan nationale voorwaarden geformuleerde programmeringsvereisten, de betrokken eigenaar een SA benoemt of zelf optreedt als SA. Elke marktdeelnemer en shipping agent die onderworpen is aan nationale voorwaarden geformuleerde programmeringsvereisten, benoemt of treedt op als SA.

In het kader van deze voorwaarden voor de programma-agent zijn bovendien ook de artikelen 40, 46, 49 en 52 van de SOGL relevant die rechtstreeks van toepassing zijn op de gegevensuitwisseling tussen de netgebruikers en de netbeheerder, waaronder ook de prognosegegevens en realtimegegevens betreffende de hoeveelheid en beschikbaarheid van opgewekt werkzaam vermogen en werkzaam vermogensreserve, op day-ahead en intraday-basis.

In uitvoering van artikel 6.5 van de SOGL bepaalt artikel 4, § 1, 6° van het FTR dat de modaliteiten en voorwaarden op te stellen voor de programma-agentovereenkomst, ter goedkeuring aan de CREG moeten worden voorgelegd. Artikel 242, van het FTR introduceert de regels betreffende de planning van de niet beschikbaarheden.

Artikel II.4 van voornoemde typeovereenkomst van de programma-agent bevat de voorwaarden voor technische eenheden[1]. Deel (a) van artikel II.4 § 1 verwijst in het bijzonder naar 'een Technische Eenheid (een Elektriciteitsproductie-Eenheid of Energieopslaginstallatie) met een Pmax Tech van minstens 25 MW, die rechtstreeks (of via een CDS) is aangesloten op het Elia-Net'.

[1]<https://www.creg.be/sites/default/files/assets/Publications/Decisions/B2057NL.pdf>".

Aangezien de door de netbeheerder opgestelde typeovereenkomst in de toekomst kan worden gewijzigd en in het licht van de definitie van "Federaal Technisch Reglement" in artikel 1, § 2, 25°, van het ontwerp, verdient het aanbeveling om de zinsnede "deel (a) van artikel II.4 § 1 van de voorwaarden voor de programma-agent" te vervangen door de zinsnede "de typeovereenkomst van de programma-agent bedoeld in artikel 249 van het Federaal Technisch Reglement". De verwijzing verder in de definitie van het begrip "dagelijks programma" naar de artikelen 246 tot 252 en 377 van dat reglement lijkt dan te kunnen worden weggelaten. Hetzelfde geldt voor de zinsnede ", en verstrekt aan de netbeheerder in day-ahead en geactualiseerd in overeenstemming met de regels uit de voorwaarden", aangezien het gaat om een gedeeltelijke parafrasering van artikel 249, § 3, van het voormelde federaal technisch reglement.

15.4. In artikel 1, § 2, 17°, van het ontwerp schrijve men "zoals gedefinieerd in artikel 2, 26, van verordening (EU) 2015/1222 van de Commissie van 24 juli 2015 tot vaststelling van richtsnoeren betreffende capaciteitstoewijzing en congestiebeheer".

15.5. De definitie van het begrip "niet in aanmerking komende capaciteit" in artikel 1, § 2, 21°, van het ontwerp moet worden aangevuld met de zinsnede ", van de wet van 29 april 1999".

15.6. Voor de definitie van het begrip "gekoppelde capaciteiten" in artikel 1, § 2, 27°, van het ontwerp wordt verwezen naar de definitie van hetzelfde begrip in het nog te nemen koninklijk besluit "tot vaststelling van de investeringsdrempels en de criteria voor de in aanmerking komende investeringskosten, vastgesteld overeenkomstig artikel 7undecies, § 9 van de wet van 29 april 1999".²⁵ Het zou de leesbaarheid van het ontwerp evenwel ten goede komen indien de in dat besluit vervatte definitie hier wordt hernomen. Indien dit niet gebeurt, zal er alleszins voor moeten worden gezorgd dat beide besluiten gelijktijdig in werking treden.

Article 3

16. L'article 3, § 7, du projet confère au ministre le pouvoir de décider de l'ensemble des données et des hypothèses qui doit être sélectionné comme scénario de référence.

Une délégation à un ministre peut uniquement porter sur des questions d'ordre accessoire ou de détail. La disposition en projet confère au ministre une latitude beaucoup plus importante. Le choix d'un certain scénario de référence constitue, en effet, selon l'article 24, paragraphe 1, du règlement (UE) 2019/943, une évaluation de l'adéquation des ressources et s'avère donc crucial pour déterminer le volume de la capacité nécessaire dans le cadre du mécanisme de rémunération de capacité prévu à l'article 7*undecies* de la loi sur l'électricité.

Il s'ensuit que ce pouvoir ne peut être confié au ministre et que la délégation inscrite à l'article 3, § 7, du projet, doit être omise.

Article 4

17.1. L'article 57, paragraphe 4, de la directive (UE) 2019/944 du Parlement européen et du Conseil du 5 juin 2019 'concernant des règles communes pour le marché intérieur de l'électricité et modifiant la directive 2012/27/UE' dispose que les États membres garantissent l'indépendance de l'autorité de régulation et veillent à ce qu'elle exerce ses compétences de manière impartiale et transparente. Cette exigence est cependant sans préjudice « d'une étroite concertation, le cas échéant, avec les autres autorités nationales concernées ou d'orientations générales édictées par le gouvernement qui ne concernent pas les missions et compétences de régulation prévues à l'article 59 ». Selon le point a) du paragraphe 5 de cet article, afin de protéger l'indépendance de l'autorité de régulation, les États membres veillent à ce que cette autorité puisse prendre des décisions de manière autonome, indépendamment de tout organe politique.

L'article 4, § 1^{er}, du projet, dispose que la CREG établit, en collaboration avec le gestionnaire du réseau, une proposition des valeurs intermédiaires mentionnées dans cette disposition. Ces dernières ne sont cependant pas déterminées par la CREG, mais par le ministre. (article 4, § 3, du projet). La compétence conférée à la CREG d'établir une proposition ne semble pas non plus être en lien avec les tâches de régulation visées à l'article 59 de la directive (UE) 2019/944.

Dans la mesure où il est clair que la CREG n'est pas tenue par les points de vue formulés par le gestionnaire du réseau dans le cadre de la collaboration prévue à l'article 4, § 1^{er}, du projet, le régime en projet peut donc être admis.

17.2. Aux termes de l'article 4, § 2, du projet, la proposition des valeurs intermédiaires visées au paragraphe 1^{er}, établie par la CREG, inclut « la valeur du coût moyen pondéré du capital qui a été pris en compte au § 1, 1^o ».

Le 1^o du paragraphe 1^{er}, auquel il est fait référence, fait toutefois mention du « coût brut d'un nouvel entrant des technologies reprises dans la liste réduite de technologies visées à l'article 10, § 4 ». Interrogé à ce sujet, le délégué a répondu que le « coût du capital » et le « coût brut d'un nouvel entrant » sont deux éléments distincts. Il y a lieu de l'exprimer plus clairement à l'article 4, § 2, du projet.

Article 6

18. À l'article 6, § 2, alinéa 3, 3^o et 4^o, du projet, on visera chaque fois le « chapitre 8 » (au lieu du « Chapitre 7 »).

Article 15

19. L'article 15 du projet contient simplement une définition de la notion de « prix maximum intermédiaire ». Mieux vaut insérer cette définition dans l'article 1^{er}, § 2, du projet.

Article 20

20. L'article 20 du projet n'étant pas divisé en plusieurs paragraphes, on omettra la mention « § 1^{er} ».

Artikel 3

16. In artikel 3, § 7, van het ontwerp wordt aan de minister de bevoegdheid verleend om te bepalen welke set van gegevens en hypothèses moet worden geselecteerd als het referentiescenario.

Een delegatie aan een minister kan enkel betrekking hebben op bijkomstige of detailmatige aangelegenheden. De ontworpen bepaling verleent aan de minister een beleidsruimte die veel verder gaat. De keuze voor een bepaald referentiescenario vormt immers, overeenkomstig artikel 24, lid 1, van verordening (EU) 2019/943, een beoordeling van de toereikendheid van de elektriciteitsvoorziening en is dus cruciaal voor het bepalen van het volume van de vereiste capaciteit in het kader van het capaciteitsvergoedingsmechanisme waarin artikel 7*undecies* van de Elektriciteitswet voorziet.

Bijgevolg kan deze aangelegenheid niet aan de minister worden overgelaten en moet de machtiging vervat in artikel 3, § 7, van het ontwerp worden weggelaten.

Artikel 4

17.1. In artikel 57, lid 4, van richtlijn (EU) 2019/944 van het Europees Parlement en de Raad van 5 juni 2019 'betreffende gemeenschappelijke regels voor de interne markt voor elektriciteit en tot wijziging van Richtlijn 2012/27/EU' wordt bepaald dat de lidstaten de onafhankelijkheid van de regulerende instantie waarborgen en ervoor zorgen dat zij haar bevoegdheid op onpartijdige en transparante wijze uitoefent. Dit vereiste staat evenwel niet "[e]ventuele nauwe samenwerking met andere bevoegde nationale instanties of de toepassing van algemene beleidsrichtsnoeren van de overheid die geen verband houden met de in artikel 59 genoemde reguleringsstaken" in de weg. Volgens punt a) van het vijfde lid van dat artikel waken de lidstaten er, om de onafhankelijkheid van de regulerende instantie te beschermen, over dat die instantie zelfstandig besluiten kan nemen, onafhankelijk van enig politiek orgaan.

In artikel 4, § 1, van het ontwerp wordt bepaald dat de CREG in samenwerking met de netbeheerder een voorstel opstelt van de in die bepaling vermelde intermediaire waarden. Die intermediaire waarden worden echter niet door de CREG maar door de minister vastgesteld. (artikel 4, § 3, van het ontwerp). De aan de CREG verleende bevoegdheid om een voorstel op te stellen lijkt ook geen verband te houden met de in artikel 59 van richtlijn (EU) 2019/944 genoemde reguleringsstaken.

Voor zover duidelijk is dat de CREG niet gebonden is door de standpunten die de netbeheerder formuleert in het kader van de samenwerking waarin artikel 4, § 1, van het ontwerp voorziet, kan de ontworpen regeling dan ook worden aanvaard.

17.2. Naar luid van artikel 4, § 2, van het ontwerp omvat het voorstel dat de CREG opstelt van de in paragraaf 1 vermelde intermediaire waarden "de gewogen gemiddelde kost van kapitaal die in aanmerking genomen is in § 1, 1^o".

In punt 1^o van paragraaf 1, waarnaar wordt verwezen, wordt evenwel gewag gemaakt van "de brutokost van een nieuwkomer van de technologieën die opgenomen zijn in de beperkte lijst van technologieën, bedoeld in artikel 10, § 4". Hieromtrent om toelichting gevraagd, verklaarde de gemachtigde dat de "kost van kapitaal" niet samenvalt met de "brutokost van een nieuwkomer". Dit zou beter tot uiting moeten komen in artikel 4, § 2, van het ontwerp.

Artikel 6

18. In artikel 6, § 2, derde lid, 3^o en 4^o, van het ontwerp moet telkens worden verwezen naar "hoofdstuk 8" (in plaats van "Hoofdstuk 7").

Artikel 15

19. Artikel 15 van het ontwerp omvat louter een definitie van het begrip "intermediaire maximumprijs". Die definitie kan beter worden opgenomen in artikel 1, § 2, van het ontwerp.

Artikel 20

20. Aangezien artikel 20 van het ontwerp niet is ingedeeld in meerdere paragrafen, dient de vermelding "§ 1." te worden weggelaten.

Articles 20bis et 20ter

21.1. Les articles 20bis et 20ter du projet seront renumérotés en articles 21 et 22 et la numérotation des articles subséquents sera adaptée. Une numérotation de type « ...bis » et « ...ter » est réservée aux articles insérés entre des articles existants 13.

21.2. À l'article 20bis, § 2, alinéa 1^{er}, du projet, il faut viser « l'article 7undecies, § 10, alinéa 1^{er}, de la loi du 29 avril 1999 » (au lieu de « l'article 7undecies, paragraphe 10, de la loi du 29 avril 1999 »), et il faut, compte tenu de la portée de cette disposition, remplacer le mot « autorisés » par le mot « admises » dans le texte français.

21.3. Il découle de l'article 20bis, § 2, alinéa 2, du projet, que la CREG établit les conditions de forme de la demande de dérogation au prix maximum intermédiaire. Le projet ne détermine cependant pas de quelle manière ces conditions de forme sont publiées. Invité à donner des précisions à cet égard, le délégué a déclaré que le membre de phrase « sur le site Internet de la commission » va être inséré dans cette disposition.

On peut se rallier à cette proposition. Il est cependant recommandé d'insérer un même membre de phrase dans l'article 20ter, § 2, alinéa 2, du projet.

Le greffier,
Annemie GOOSSENS

Le président,
Wilfried VAN VAERENBERGH

Notes

1 À savoir par l'arrêté royal du 25 mars 2021 'fixant pour l'année 2021 au 30 avril 2021 la date ultime à laquelle le ministre donne au gestionnaire du réseau l'instruction pour l'organisation de la mise aux enchères visées à l'article 7undecies, § 6, de la loi du 29 avril 1999 relative à l'organisation du marché de l'électricité'.

2 Voir, par exemple, les articles 6, § 2, alinéa 1^{er}, 7 et 8 du projet.

3 Note de bas de page 15 de l'avis cité : Décision de la Commission du 21 septembre 2020, « Aide d'État SA.54915 (2019/N) – Mécanisme de rémunération de la capacité », J.O. 2020, C 346/27, considérants 221 à 227.

4 Note de bas de page 16 de l'avis cité : Ibid., considérants 209 et 210.

5 Note de bas de page 17 de l'avis cité : Ibid., considérants 237 à 245.

6 Avis C.E. 68.506/3 du 13 janvier 2021 sur un avant-projet devenu la loi du 15 mars 2021, Doc. parl., Chambre, 2020-21, n° 55-1779/001, p. 63.

7 Voir, par exemple, les articles 6, § 2, alinéa 1^{er}, 7 et 8 du projet.

8 Ainsi l'article 7 du projet devrait-il viser l'article 7undecies, § 3, alinéa 4, de la loi sur l'électricité. L'article 8, § 2, du projet devrait viser l'article 7undecies, § 5, de la même loi.

9 Voir, par exemple, les articles 6, § 2, alinéa 2, 3°, et 14 du projet.

10 Dans le texte néerlandais de l'article 6, § 2, alinéa 2, 7°, du projet, il est bien fait mention de « verwachte niet geleverde energie » (sans trait d'union).

11 Voir les articles 3, § 2, 6, § 2, alinéa 1^{er}, 10, §§ 4 et 6, 14, § 2, 17, § 1^{er}, 19, § 2, 3°, 20bis, § 10, et 20ter, § 9, du projet.

12 Il s'agit sans doute de l'arrêté royal 'fixant les seuils d'investissements et les critères d'éligibilité des coûts d'investissement', sur lequel le Conseil d'État rend ce jour l'avis 69.021/3.

13 Principes de technique législative – Guide de rédaction des textes législatifs et réglementaires, Conseil d'État, 2008, n° 53, à consulter sur le site Internet du Conseil d'État (www.raadvst-consetat.be).

Artikelen 20bis en 20ter

21.1. De artikelen 20bis en 20ter van het ontwerp moeten worden hernummerd tot de artikelen 21 en 22 en de nummering van de daaropvolgende artikelen moet worden aangepast. Een nummering met "...bis." en "...ter." dient alleen voor artikelen die worden ingevoegd tussen bestaande artikelen.26

21.2. In artikel 20bis, § 2, eerste lid, van het ontwerp moet worden verwezen naar "artikel 7undecies, § 10, eerste lid, van de wet van 29 april 1999" (in plaats van "artikel 7undecies, paragraaf 10 van de wet van 29 april 1999") en moet, rekening houdend met de inhoud van die bepaling, in de Franse tekst het woord "autorisés" worden vervangen door het woord "admises".

21.3. Uit artikel 20bis, § 2, tweede lid, van het ontwerp vloeit voort dat de CREG de vormvereisten opmaakt voor de aanvraag van de derogatie van de intermediaire maximumprijs. Er wordt evenwel niet bepaald op welke wijze die vormvereisten worden bekendgemaakt. Hieromtrent om toelichting gevraagd, verklaarde de gemachtigde dat de zinsnede "op de website van de commissie" in die bepaling zal worden ingevoegd.

Hiermee kan worden ingestemd. Het verdient dan wel aanbeveling om eenzelfde zinsnede in te voegen in artikel 20ter, § 2, tweede lid, van het ontwerp.

De griffier,
Annemie GOOSSENS

De voorzitter,
Wilfried VAN VAERENBERGH

Nota's

1 Met name door het koninklijk besluit van 25 maart 2021 'tot bepaling voor het jaar 2021 van 30 april 2021 als uiterlijke datum waarop de minister aan de netbeheerder de instructie geeft tot organisatie van de veiling bedoeld in artikel 7undecies, § 6, van de wet van 29 april 1999 betreffende de organisatie van de elektriciteitsmarkt'.

2 Zie bijvoorbeeld de artikelen 6, § 2, eerste lid, 7 en 8 van het ontwerp.

3 Voetnoot 15 van het aangehaalde advies: Besluit van de Commissie van 21 september 2020, "Steunmaatregel SA.54915 (2019/N) – Capaciteitsvergoedingsmechanisme", Pb 2020, C 346/27, overwegingen 221 tot 227.

4 Voetnoot 16 van het aangehaalde advies: Ibid., overwegingen 209 en 210.

5 Voetnoot 17 van het aangehaalde advies: Ibid., overwegingen 237 tot 245.

6 Adv.RvS 68.506/3 van 13 januari 2021 over een voorontwerp dat heeft geleid tot de wet van 15 maart 2021, Parl.St. Kamer 2020-21, nr. 55-1779/001, 63.

7 Zie bijvoorbeeld de artikelen 6, § 2, eerste lid, 7 en 8 van het ontwerp

8 Zo zou in artikel 7 van het ontwerp moeten worden verwezen naar artikel 7undecies, § 3, vierde lid, van de Elektriciteitswet. In artikel 8, § 2, van het ontwerp zou moeten worden verwezen naar artikel 7undecies, § 5, van dezelfde wet.

9 Zie bijvoorbeeld de artikelen 6, § 2, tweede lid, 3°, en 14 van het ontwerp.

10 In de Nederlandse tekst van artikel 6, § 2, tweede lid, 7°, van het ontwerp wordt wel gewag gemaakt van "verwachte niet geleverde energie" (zonder gedachtestreepje).

11 Zie de artikelen 3, § 2, 6, § 2, eerste lid, 10, §§ 4 en 6, 14, § 2, 17, § 1, 19, § 2, 3°, 20bis, § 10, en 20ter, § 9, van het ontwerp.

12 Allicht wordt het koninklijk besluit 'tot vaststelling van de investeringsdrempels en de criteria voor het in aanmerking komen van investeringskosten' bedoeld, waaromtrent de Raad van State heden 69.021/3 geeft.

13 Beginselen van de wetgevingstechniek – Handleiding voor het opstellen van wetgevende en reglementaire teksten, Raad van State, 2008, nr. 53, te raadplegen op de internetsite van de Raad van State (www.raadvst-consetat.be).

28 AVRIL 2021. — Arrêté royal fixant les paramètres avec lesquels le volume de la capacité à prévoir est déterminé, y compris leurs méthodes de calcul, et les autres paramètres nécessaires pour l'organisation des mises aux enchères, ainsi que la méthode pour et les conditions à l'octroi d'une dérogation individuelle à l'application du ou des plafond(s) de prix intermédiaire(s) dans le cadre du mécanisme de rémunération de capacité

PHILIPPE, Roi des Belges,

A tous, présents et à venir, Salut.

Vu la Constitution, l'article 108;

Vu la loi du 29 avril 1999 relative à l'organisation du marché de l'électricité, l'article 7undecies, §§ 2, 3 et 6, premier alinéa, inséré par la loi du 15 mars 2021 modifiant la loi du 29 avril 1999 relative à l'organisation du marché de l'électricité et modifiant la loi du 22 avril 2019 modifiant la loi du 29 avril 1999 relative à l'organisation du marché de l'électricité portant la mise en place d'un mécanisme de rémunération de capacité;

Vu le règlement (UE) 2019/943 du Parlement Européen et du Conseil du 5 juin 2019 sur le marché intérieur de l'électricité;

Vu la proposition du gestionnaire du réseau concernant les paramètres nécessaires pour l'organisation des mises aux enchères, c'est-à-dire les facteurs de réduction, le prix de référence, le ou les plafond(s) de prix intermédiaire(s) applicables à certaines capacités répondant à des critères spécifiques, et le prix d'exercice, y compris leurs méthodes de calcul, appelé « Proposition finale d'arrêté royal fixant la méthodologie de calcul de capacité et de paramètres, pour les enchères dans le cadre du mécanisme de rémunération de capacité », du 18 décembre 2019, établie après consultation des acteurs du marché, et après l'avis (A)2030 de la commission du 6 décembre 2019;

Vu la proposition E(2064) de 24 mars 2020 de la commission concernant les paramètres avec lesquels le volume de la capacité à prévoir est déterminée dans le cadre du mécanisme de capacité, y compris leurs méthodes de calcul, appelé « Proposition relative aux paramètres permettant de déterminer la quantité de capacité achetée dans le cadre du mécanisme de capacité », établie après consultation des acteurs du marché;

Vu l'avis de la Direction générale de l'Energie du 17 avril 2020 sur la proposition (E)2064 de la CREG relative aux paramètres permettant de déterminer la quantité de capacité achetée dans le cadre du mécanisme de capacité, établi après une consultation publique;

Vu le rapport de la Direction générale de l'Energie du 7 avril 2021 concernant la consultation publique sur une méthodologie pour obtenir une dérogation individuelle au plafond de prix intermédiaire;

Vu l'avis de l'Inspecteur des Finances, donné le 5 mars 2021;

Vu l'accord de la Secrétaire d'État au Budget, donné le 9 mars 2021;

Vu l'analyse d'impact de la réglementation fait le 7 mars 2021 conformément aux articles 6 et 7 de la loi du 15 décembre 2013 portant des dispositions diverses en matière de simplification administrative;

Vu l'avis 69.020/3 du Conseil d'Etat, donné le 13 avril 2021, en application de l'article 84, § 1^{er}, alinéa 1^{er}, 2^o, des lois sur le Conseil d'Etat, coordonnées le 12 janvier 1973;

Sur proposition de la ministre de l'Energie et de l'avis de Nos ministres qui en ont délibéré en Conseil,

Nous avons arrêté et arrêtons :

CHAPITRE 1^{er}. — Définitions

Article 1^{er}. § 1^{er}. Les définitions contenues à l'article 2 de la loi du 29 avril 1999 relative à l'organisation du marché de l'électricité, ci-après dénommée « la loi du 29 avril 1999 », s'appliquent au présent arrêté.

§ 2. Pour l'application du présent arrêté, il faut entendre par :

- 1^o « règles de fonctionnement » : les règles visées à l'article 7undecies, § 12 de la loi du 29 avril 1999;
- 2^o « règlement (UE) 2019/943 » : règlement (UE) 2019/943 du Parlement Européen et du Conseil du 5 juin 2019 sur le marché intérieur de l'électricité;
- 3^o « unité du marché de capacité » : une capacité (« unité individuelle ») ou plusieurs capacités associées (« unité agrégée »), utilisée(s) afin de passer par les étapes successives du mécanisme de rémunération de capacité (« CRM »), à savoir la phase de préqualification, puis une transaction, et ce dans le but de délivrer le service;

28 APRIL 2021. — Koninklijk besluit tot vaststelling van de paramaters waarmee het volume aan te kopen capaciteit wordt bepaald, inclusief hun berekeningsmethode, en van de andere paramaters die nodig zijn voor de organisatie van de veilingen, alsook de methode en voorwaarden tot het verkrijgen van individuele uitzonderingen op de toepassing van de intermediaire prijslimiet(en) in het kader van het capaciteitsvergoedingsmechanisme

FILIP, Koning der Belgen,

Aan allen die nu zijn en hierna wezen zullen, Onze Groet.

Gelet op de Grondwet, artikel 108;

Gelet op de wet van 29 april 1999 betreffende de organisatie van de elektriciteitsmarkt, artikel 7undecies, §§ 2, 3 en 6, eerste lid, ingevoegd door de wet van 15 maart 2021 tot wijziging van de wet van 29 april 1999 betreffende de organisatie van de elektriciteitsmarkt en tot wijziging van de wet van 22 april 2019 tot wijziging van de wet van 29 april 1999 betreffende de organisatie van de elektriciteitsmarkt, teneinde een capaciteitsvergoedingsmechanisme in te stellen;

Gelet op de verordening (EU) 2019/943 van het Europees Parlement en de Raad van 5 juni 2019 betreffende de interne markt voor elektriciteit;

Gelet op het voorstel van de netbeheerder betreffende de parameters die nodig zijn voor de organisatie van de veilingen, d.w.z. de reductiefactoren, de referentieprij, de intermediaire prijslimiet(en) die van toepassing is / zijn op bepaalde capaciteiten die beantwoorden aan specifieke criteria, en de uitoefenprij, inclusief hun berekeningsmethode, genaamd "Finaal voorstel van Koninklijk Besluit tot vaststelling van de methodologie voor capaciteitsberekening en parameters voor de veilingen in het kader van het capaciteitsvergoedingsmechanisme", van 18 december 2019, bepaald na raadpleging van de marktdeelnemers en na het advies (A)2030 van de commissie van 6 december 2019;

Gelet op het voorstel E(2064) van 24 maart 2020 van de commissie betreffende de parameters waarmee het volume aan te kopen capaciteit wordt bepaald, inclusief hun berekeningsmethode, genaamd "Voorstel over de parameters waarmee de hoeveelheid in het kader van het capaciteitsmechanisme aangekochte capaciteit wordt bepaald", gedaan na raadpleging van de marktspelers;

Gelet op het advies van de Algemene Directie Energie van 17 april 2020 op ontwerpvoorstel E(2064) van de CREG over de parameters waarmee de hoeveelheid in het kader van het capaciteitsmechanisme aangekochte capaciteit wordt bepaald, opgesteld na openbare raadpleging;

Gelet op het verslag van de Algemene Directie Energie van 7 april 2021 over de publieke raadpleging over een methodologie tot het bekomen van een individuele derogatie op de intermediaire prijslimiet;

Gelet op het advies van de Inspecteur van Financiën, gegeven op 5 maart 2021;

Gelet op het akkoord van de staatssecretaris van Begroting van 9 maart 2021;

Gelet op de regelgevingsimpactanalyse uitgevoerd op 7 maart 2021 overeenkomstig de artikelen 6 en 7 van de wet van 15 december 2013 houdende diverse bepalingen inzake administratieve vereenvoudiging;

Gelet op advies 69.020/3 van de Raad van State, gegeven op 13 april 2021, in toepassing van artikel 84, § 1, eerste lid, 2^o, van de wetten op de Raad van State gecoördineerd op 12 januari 1973;

Op de voordracht van de Minister van Energie en op advies van Onze in Raad vergaderde Ministers,

Hebben Wij besloten en besluiten Wij :

HOOFDSTUK 1. — Definities

Artikel 1. § 1. De definities vervat in artikel 2 van de wet van 29 april 1999 betreffende de organisatie van de elektriciteitsmarkt, hierna te noemen "de wet van 29 april 1999", zijn van toepassing op dit besluit.

§ 2. Voor de toepassing van dit besluit wordt verstaan onder :

- 1^o "werkingsregels" : de regels bedoeld in artikel 7undecies, § 12, van de wet van 29 april 1999;
- 2^o "Verordening (EU) 2019/943" : Verordening (EU) 2019/943 van het Europees Parlement en van de Raad van 5 juni 2019 betreffende de interne elektriciteitsmarkt;
- 3^o "eenheid in de capaciteitsmarkt" : een capaciteit ("individuele eenheid") of meerdere gegroepeerde capaciteiten ("geaggregeerde eenheid"), gebruikt om de opeenvolgende fasen van het capaciteitsvergoedingsmechanisme ("CRM") te doorlopen, meer bepaald de prekwalificatiefase en vervolgens een transactie en dit met het doel om de dienst te leveren;

- 4° « unité du marché de capacité avec contrainte(s) énergétique(s) » : une unité dans le marché de capacité avec une limite journalière d'heures pendant lesquelles elle est capable de livrer de l'énergie ou de limiter sa demande;
- 5° « service » : les droits et obligations du fournisseur de capacité relatifs à la fourniture de capacité, tels que stipulés dans les règles de fonctionnement et le contrat de capacité;
- 6° « niveau de service » : le niveau de service par année civile d'une unité du marché de capacité avec contrainte(s) énergétique(s), comme déterminé dans le contrat de capacité;
- 7° « contrat de capacité » : le contrat signé entre le fournisseur de capacité et le gestionnaire du réseau conformément à l'article 7undecies, § 11 de la loi du 29 avril 1999;
- 8° « capacité » : la puissance associée à un point de livraison;
- 9° « capacité contractée » : la capacité associée à une unité du marché de capacité qui a fait l'objet d'une transaction dans le marché primaire ou dans le marché secondaire (comme défini dans les règles de fonctionnement);
- 10° « transaction » : un accord sur les droits et obligations contractuels découlant du service, conclu entre un fournisseur de capacité et le gestionnaire du réseau dans le marché primaire ou secondaire (comme définis dans les règles de fonctionnement) sur base d'un contrat de capacité, à une date de transaction, identifié par un numéro de transaction, lié à la capacité contractée et qui couvre une période de transaction (comme définie dans les règles de fonctionnement);
- 11° « puissance nominale de référence » : la puissance maximale d'une capacité susceptible d'être offerte dans le mécanisme de rémunération de capacité. La puissance nominale de référence d'une unité agrégée correspond à la somme des puissances nominales de référence de chaque capacité qui la constitue;
- 12° « agrégation » : une fonction exercée par une personne physique ou morale qui combine, en vue de la vente, de l'achat ou de la mise aux enchères sur tout marché de l'électricité, de multiples charges de consommation ou productions d'électricité;
- 13° « situation de pénurie simulée » : une situation, basé sur une simulation, durant laquelle la charge ne pourra pas être couverte ou durant laquelle la charge ne pourrait pas être couverte en cas de charge additionnelle de 1MW, par l'ensemble des moyens de production à disposition du réseau électrique belge, tenant compte des possibilités d'importation et de l'énergie disponible sur le marché;
- 14° « prix maximum » : la hauteur maximale d'une offre qui est égale à la rémunération maximale qui peut être obtenue pour une offre;
- 15° « programme journalier » : le programme de production d'une unité du marché de capacité (en MW) donné sur une base quart-horaire et imposé par partie (a) de l'article II.4 § 1 des termes et conditions du responsable de la programmation (élaborés par le gestionnaire du réseau conformément aux articles 46, 49 et 52 du règlement (UE) 2017/1485 de la commission du 2 août 2017 et de l'article 246 jusqu'à 252 et article 377 du règlement technique fédéral), fourni au gestionnaire du réseau en day-ahead et mis à jour conformément aux règles des termes et conditions;
- 16° « heures de pointes » : les heures à partir de 08.00 (HEC) à 20.00 (HEC) de chaque jour, exclus les week-ends et les jours fériés belges;
- 17° « couplage unique journalier » : le couplage unique journalier tel que défini dans l'article 2, 26, du règlement (UE) 2015/1222 de la Commission du 24 juillet 2015 établissant une ligne directrice relative à l'allocation de la capacité et à la gestion de la congestion;
- 18° "NEMO" : un opérateur désigné du marché de l'électricité en application du règlement (UE) 2015/1222 de la Commission du 24 juillet 2015 établissant une ligne directrice relative à l'allocation de la capacité et à la gestion de la congestion;
- 19° « prévision d'énergie non desservie » : la prévision de la demande annuelle qui ne pourra pas être fournie par des ressources disponibles sur le marché de l'énergie, exprimée en MWh;
- 4° "eenheid in de capaciteitsmarkt met energiebeperking(en)" : een eenheid in de capaciteitsmarkt met een dagelijkse limiet van uren waarin ze energie kan leveren of haar vraag kan beperken;
- 5° "dienst" : de rechten en verplichtingen van een capaciteitsleverancier met betrekking tot de capaciteitslevering, zoals vastgelegd in de werkingsregels en in het capaciteitscontract;
- 6° "dienstverleningsniveau" : het dienstverleningsniveau per kalenderjaar van een eenheid in de capaciteitsmarkt met (een) energiebeperking(en), zoals bepaald in het capaciteitscontract;
- 7° "capaciteitscontract" : het tussen de capaciteitsleverancier en de netbeheerder ondertekende contract in overeenstemming met artikel 7undecies, § 11 van de wet van 29 april 1999;
- 8° "capaciteit" : het aan een leveringspunt verbonden vermogen;
- 9° "gecontracteerde capaciteit" : de capaciteit van een eenheid in de capaciteitsmarkt die het voorwerp is geweest van een transactie op de primaire of de secundaire markt (zoals gedefinieerd in de werkingsregels);
- 10° "transactie" : een akkoord over de contractuele rechten en verplichtingen die uit de dienst voortvloeien, afgesloten tussen een capaciteitsleverancier en de netbeheerder op de primaire of secundaire markt (zoals gedefinieerd in de werkingsregels) op basis van een capaciteitscontract, op een transactiedatum, geïdentificeerd door een transactienummer, gekoppeld aan de gecontracteerde capaciteit, en dat een transactieperiode bestrijkt (zoals gedefinieerd in de werkingsregels);
- 11° "nominaal referentievermogen" : het maximale vermogen van een capaciteit dat in het capaciteitsvergoedingsmechanisme kan worden aangeboden. Het nominaal referentievermogen van een geaggregeerde eenheid komt overeen met de som van de nominale referentievermogens van elke capaciteit die er deel van uitmaakt;
- 12° "aggregatie" : een functie uitgevoerd door een natuurlijke persoon of een rechtspersoon die meerdere belastingen van elektriciteitsconsumptie of -productie van verschillende afnemers met het oog op de verkoop, aankoop of de veiling op een elektriciteitsmarkt combineert;
- 13° "gesimuleerde tekortsituatie" : een situatie, gebaseerd op een simulatie, waarin de lading niet kan worden gedekt of waarbij de lading niet zou kunnen worden gedekt in geval van een bijkomende lading van 1MW, door het geheel van de productiemiddelen ter beschikking van het Belgische elektriciteitsnet, rekening houdend met de invoermogelijkheden en de energie beschikbaar op de markt;
- 14° "maximumprijs" : de maximale hoogte van een bod die samenvalt met de maximale vergoeding die voor een bod kan worden verkregen;
- 15° "dagelijks programma" : het productieprogramma van een eenheid in de capaciteitsmarkt (in MW), gegeven op kwartierbasis, opgelegd door deel (a) van artikel II.4 § 1 van de voorwaarden voor de programma-agent, uitgewerkt door de netbeheerder in overeenstemming met de artikelen 46, 49 en 52 van Verordening (EU) 2017/1485 van de Commissie van 2 augustus 2017 tot vaststelling van richtsnoeren betreffende het beheer van elektriciteitstransmissiesystemen, en artikel 246 tot 252 en artikel 377 van het federaal technisch reglement, en verstrekt aan de netbeheerder in day-ahead en geactualiseerd in overeenstemming met de regels uit de voorwaarden;
- 16° "piekuren" : de uren van 08.00 u. (CET) tot 20.00 u. (CET) van elke dag, met uitzondering van de week-ends en de Belgische feestdagen;
- 17° "eenvormige day-aheadkoppeling" : de eenvormige day-aheadkoppeling zoals gedefinieerd in artikel 2, 26, van verordening (EU) 2015/1222 van de Commissie van 24 juli 2015 tot vaststelling van richtsnoeren betreffende capaciteitstoewijzing en congestiebeheer;
- 18° "NEMO" : een benoemde elektriciteitsmarktbeheerder met toepassing van de Verordening (EU) 2015/1222 van de Commissie van 24 juli 2015 tot vaststelling van richtsnoeren betreffende capaciteitstoewijzing en congestiebeheer;
- 19° "verwachte niet-geleverde energie" : de inschatting van de jaarlijkse vraag die niet kan worden gedekt met de op de energiemarkt beschikbare middelen, uitgedrukt in MWh;

- 20° « volume cible » : le volume requis afin de satisfaire au niveau de sécurité d'approvisionnement, visé à l'article 7undecies, § 7, alinéas 1^{er} et 2, de la loi du 19 avril 1999, pour une période de fourniture de capacité donnée, sans prendre en compte la capacité non éligible et la capacité contractée dans les enchères précédentes;
- 21° « capacité non éligible » : la capacité qui ne répond pas aux critères de recevabilité visés à l'article 7undecies, § 8 de la loi du 29 avril 1999;
- 22° « capacité contractée dans les enchères précédentes » : la capacité qui a été contractée au cours d'une mise aux enchères précédente et dont le contrat de capacité couvre la période de fourniture de capacité visée par la nouvelle mise aux enchères;
- 23° « coût brut d'un nouvel entrant » : la somme des coûts d'investissement annualisés et des coûts fixes annuels d'opération et de maintenance associés à une technologie, exprimée en €/MW/an;
- 24° « coût net d'un nouvel entrant » : la partie du coût brut d'un nouvel entrant qui, dans des conditions normales de marché, ne peut être recouvrée par les revenus du marché, exprimée en €/MW/an;
- 25° « Règlement Technique Fédéral » : l'arrêté royal du 22 avril 2019 établissant un règlement technique pour la gestion du réseau de transport de l'électricité et l'accès à celui-ci.
- 26° « demandeur de dérogation » : toute personne qui, en vue d'une participation à une mise aux enchères telle que visée à l'article 2, 73°, de la loi du 29 avril 1999, soumet une demande de dérogation au prix maximum intermédiaire qui a été fixé par le ministre dans la décision visée à l'article 7undecies, paragraphe 6, de la loi du 29 avril 1999;
- 27° « capacités liées » : des capacités établies sur un même site géographique, entre lesquelles il existe un lien de nécessité et de cohérence technique et qui n'ont pas la possibilité de s'agréger, en raison de leur obligation d'introduire un programme journalier;
- 28° « rentes inframarginales annuelles » : les rentes du marché de l'énergie sur base annuelle après déduction des coûts marginaux et autres coûts variables;
- 29° « missing money » : la redevance annuelle qui permet au fournisseur de capacité de couvrir ses coûts annualisés, en tenant compte des revenus annuels du marché de l'énergie, des marchés des services auxiliaires et des éventuelles autres revenus pertinents.

CHAPITRE 2. — Détermination du scénario de référence et des valeurs intermédiaires pour calculer la quantité de capacité à acheter et les paramètres des enchères

Art. 2. § 1^{er}. Le gestionnaire du réseau établit son rapport et sa proposition visés à l'article 7undecies, § 3 de la loi du 29 avril 1999 et tels que décrits à l'article 7, § 2, sur la base d'un scénario de référence, visé à l'article 3, § 7, et les valeurs intermédiaires, visées à l'article 4

§ 2. La commission formule sa proposition visée sur la base de l'article 7undecies, § 4, sur la base de ce même scénario de référence et les mêmes valeurs intermédiaires.

Art. 3. § 1^{er}. Le gestionnaire de réseau effectue, en collaboration avec la Direction générale de l'Energie et en concertation avec la commission, une sélection d'un ou de plusieurs scénarios et sensibilités selon les étapes décrites à l'article 4, §§ 2 à 4 inclus.

§ 2. A partir de l'évaluation européenne, visée à l'article 23 du Règlement (UE) 2019/943, et / ou de l'évaluation nationale visée à l'article 24 du Règlement (UE) 2019/943, les plus récemment disponibles au moment de la sélection, un ou plusieurs scénarios et sensibilités sont sélectionnés. Cette sélection comprend au moins le scénario de référence central européen visé à l'article 23, 1^{er} alinéa, 5, b) du Règlement (UE) 2019/943. Tant que lesdites évaluations ne sont pas encore disponibles, une sélection est effectuée à partir d'autres études disponibles.

§ 3. Les données et hypothèses à partir desquelles lesdits scénarios et sensibilités ont été établis, sont mises à jour sur la base des informations pertinentes les plus récentes.

§ 4. En outre, d'autres sensibilités qui peuvent avoir un impact sur la sécurité d'approvisionnement de la Belgique, peuvent être définies, y inclus des événements en dehors de la zone de réglage belge.

§ 5. Les scénarios et sensibilités sélectionnés, en ce compris les données et hypothèses à partir desquelles ils ont été établis, sont soumis à une consultation publique telle que visée à l'article 5.

- 20° "beoogd volume" : het volume dat vereist is om aan het niveau van bevoorradingszekerheid bedoeld in artikel 7undecies, § 7, eerste en tweede lid, van de wet van 19 april 1999 te voldoen voor een bepaalde periode van capaciteitslevering, zonder rekening te houden met de niet in aanmerking komende capaciteit en de tijdens vorige veilingen gecontracteerde capaciteit;
- 21° "niet in aanmerking komende capaciteit" : de capaciteit die niet voldoet aan de ontvankelijkheidscriteria bedoeld in artikel 7undecies, § 8 van de wet van 29 april 1999;
- 22° "bij vorige veilingen gecontracteerde capaciteit" : de capaciteit die tijdens een eerdere veiling is gecontracteerd en waarvan het capaciteitscontract de periode van capaciteitslevering bestrijkt waarop de nieuwe veiling betrekking heeft;
- 23° "brutokost van een nieuwkomer" : de som van de geannualiseerde investeringskosten en de vaste jaarlijkse exploitatie- en onderhoudskosten van een technologie, uitgedrukt in €/MW/jaar;
- 24° "nettokost van een nieuwkomer" : het deel van de brutokost van een nieuwkomer dat naar verwachting onder normale omstandigheden niet gerecupereerd kan worden door marktkomsten, uitgedrukt in €/MW/jaar;
- 25° "Federaal Technisch Reglement" : het Koninklijk Besluit van 22 april 2019 houdende een technisch reglement voor het beheer van het transmissienet van elektriciteit en de toegang ertoe;
- 26° "derogatieaanvrager" : elke persoon die, met het oog op deelname aan een veiling zoals bedoeld in artikel 2, 73° van de wet van 29 april 1999, een aanvraag indient tot derogatie van de intermediaire maximumprijs die door de minister is vastgesteld in de beslissing bedoeld in artikel 7undecies, paragraaf 6 van de wet van 29 april 1999;
- 27° "gekoppelde capaciteiten" : capaciteiten die op dezelfde geografische locatie zijn gevestigd, waartussen een verband van noodzaak en technische samenhang bestaat en die niet kunnen worden geaggregeerd omwille van hun verplichting om een dagelijks programma te verstrekken;
- 28° "jaarlijkse inframarginale inkomsten" : inkomsten uit de energiemarkt op jaarbasis na aftrek van de marginale kosten en andere variabele kosten;
- 29° "missing money" : de jaarlijkse vergoeding die de capaciteitsleverancier toelaat zijn geannualiseerde kosten te dekken, rekening houdend met de inkomsten op jaarbasis uit de energiemarkt, de markten voor ondersteunende diensten en eventuele andere relevante inkomsten.

HOOFDSTUK 2. — Bepaling van het referentiescenario en de intermediaire waarden om de hoeveelheid aan te kopen capaciteit en de veilingparameters te berekenen

Art. 2. § 1. De netbeheerder maakt zijn verslag en zijn voorstel bedoeld in artikel 7undecies, § 3, van de wet van 29 april 1999 en zoals beschreven in artikel 7, § 2 op basis van een referentiescenario, bedoeld in artikel 3, § 7 en de intermediaire waarden, bedoeld in artikel 4, op

§ 2. De commissie doet haar voorstel bedoeld in artikel 7undecies, § 4, van de wet van 29 april 1999, op basis van datzelfde referentiescenario en dezelfde intermediaire waarden.

Art. 3. § 1. De netbeheerder maakt, in samenwerking met de Algemene Directie Energie en in overleg met de commissie, een selectie van één of meerdere scenario's en gevoeligheden volgens de stappen beschreven in artikel 4, §§ 2 tot en met 4.

§ 2. Uit de op het ogenblik van de selectie meest recent beschikbare Europese beoordeling bedoeld in artikel 23 van Verordening (EU) 2019/943 en/of de nationale beoordeling bedoeld in artikel 24 van Verordening (EU) 2019/943, worden één of meerdere scenario's en gevoeligheden geselecteerd. Deze selectie omvat minstens het Europese centrale referentiescenario bedoeld in artikel 23, lid 1, 5, b) van Verordening (EU) 2019/943. Tot zolang deze beoordelingen nog niet beschikbaar zijn, wordt een selectie gemaakt uit andere beschikbare studies.

§ 3. De gegevens en hypothesen waaruit deze scenario's en gevoeligheden zijn opgebouwd worden geactualiseerd op basis van de meest recente relevante informatie.

§ 4. Daarnaast kunnen andere gevoeligheden gedefinieerd worden die een impact kunnen hebben op de bevoorradingszekerheid in België, met inbegrip van gebeurtenissen buiten de Belgische regelzone.

§ 5. De geselecteerde scenario's en gevoeligheden, inclusief de gegevens en hypothesen waaruit ze zijn opgebouwd, worden onderworpen aan een openbare raadpleging bedoeld in artikel 5.

§ 6. Sur la base du rapport de consultation, et en particulier des informations ayant trait à l'article 5, § 2, 1^o et 2^o, la commission rédige une proposition pour le Ministre de l'ensemble des données et hypothèses à retenir, qui constituent ensemble une proposition de scénario de référence.

La Direction générale de l'Energie formule un avis sur cette proposition.

§ 7. Compte tenu de la proposition de la commission, des recommandations du gestionnaire du réseau et de l'avis de la Direction générale de l'Energie, le Ministre décide, par arrêté délibéré en Conseil des ministres depuis la décision prise en 2021, au plus tard le 15 septembre de l'année précédant les enchères, de l'ensemble des données et des hypothèses qui doit être sélectionné comme scénario de référence. Le Ministre peut déroger à la proposition de la commission moyennant motivation adéquate.

Art. 4. § 1^{er}. La commission établit, en collaboration avec le gestionnaire du réseau, une proposition des valeurs intermédiaires suivantes :

- 1^o le coût brut d'un nouvel entrant des technologies reprises dans la liste réduite de technologies visées à l'article 10, § 4;
- 2^o le facteur de correction X, permettant de déterminer le prix maximum, visé à l'article 10, § 8 et 9, et permettant de calibrer le volume maximum au prix maximum, en adaptant le niveau de sécurité d'approvisionnement, visé à l'article 11, § 2, 1^o.

§ 2. La proposition est soumise à une consultation publique durant une période de minimum un mois et adaptée en fonction des résultats de celle-ci. Cette proposition inclut également la valeur du coût moyen pondéré du capital qui a été pris en compte au paragraphe 1, 1^o, afin de calculer le coût brut d'un nouvel entrant.

§ 3. Les valeurs intermédiaires sont fixées au plus tard le 15 septembre de chaque année par le Ministre sur la base de la proposition de la commission et de son rapport de consultation. Le Ministre peut déroger à la proposition de la Commission moyennant motivation adéquate.

Art. 5. § 1^{er}. Le gestionnaire de réseau organise une ou plusieurs consultations publiques conformément à l'article 7undecies, § 3, alinéa 3, de la loi du 29 avril 1999 durant une période de minimum un mois.

Le gestionnaire du réseau informe les acteurs de marché de la tenue de cette (ces) consultation(s).

§ 2. Au moins les sujets suivants sont soumis à une consultation publique :

- 1^o la mise à jour des données et des hypothèses du scénario ou des scénarios, ainsi que des sensibilités, telles que visées à l'article 3, § 3;
- 2^o la pertinence des sensibilités visées à l'article 3, § 4, en ce compris les données et hypothèses à partir desquelles elles ont été établies;
- 3^o le type de capacité supplémentaire visé à l'article 6, § 1^{er};
- 4^o les sources publiques des scénarios pour les années postérieures à l'année de livraison à partir desquelles les données d'entrée sont utilisées pour le calcul des rentes inframarginales annuelles visées à l'article 10, § 6;
- 5^o la liste réduite des technologies existantes qui seront raisonnablement disponibles et qui sont éligibles pour la détermination du prix maximal intermédiaire visé à l'article 18, § 1^{er}.

§ 3. Le gestionnaire du réseau transmet au Ministre, à la Direction générale de l'Energie et à la commission un rapport de consultation, en ce compris des recommandations et tous les documents qu'il reçoit dans le cadre de la (des) consultation(s) publique(s).

CHAPITRE 3. — Rapport du gestionnaire de réseau

Art. 6. § 1^{er}. Le gestionnaire du réseau s'assure que le scénario de référence tel que déterminé selon l'article 3, § 7, répond au niveau de la sécurité d'approvisionnement requis par l'article 7undecies, § 7, premier et deuxième alinéas, de la loi du 29 avril 1999 en ajoutant, si nécessaire, de la capacité supplémentaire à la zone de réglage belge :

- 1^o provenant des types de capacité présélectionnés selon l'article 10 et proposés par le gestionnaire de réseau dans la consultation publique visée à l'article 5 et ensuite choisis par le gestionnaire de réseau en collaboration avec la Direction générale de l'Energie et en concertation avec la commission;

§ 6. Op basis van het consultatierapport en in het bijzonder de informatie die betrekking heeft op artikel 5, § 2, 1^o en 2^o maakt de commissie een voorstel op voor de Minister van de te weerhouden set van gegevens en hypothesen, die samen een voorstel van referentiescenario vormen.

De Algemene Directie Energie formuleert een advies op dit voorstel.

§ 7. Rekening houdend met het voorstel van de commissie, de aanbevelingen van de netbeheerder en het advies van de Algemene Directie Energie, beslist de Minister, bij besluit vastgesteld na overleg in ministerraad vanaf de beslissing genomen in 2021, ten laatste op 15 september van het jaar voorafgaand aan de veiling welke set van gegevens en hypothesen moet worden geselecteerd als het referentiescenario. De Minister kan hierbij afwijken van het voorstel van de commissie mits passende motivatie

Art. 4. § 1. De commissie stelt in samenwerking met de netbeheerder een voorstel op van de volgende intermediaire waarden :

- 1^o de brutokost van een nieuwkomer van de technologieën die opgenomen zijn in de beperkte lijst van technologieën, bedoeld in artikel 10, § 4;
- 2^o de correctiefactor X, die toelaat de maximumprijs te bepalen, zoals bedoeld in artikel 10, § 8 en 9, en die toelaat het maximale volume tegen de maximumprijs te berekenen, door het niveau van bevoorradingszekerheid aan te passen, zoals bedoeld in artikel 11, § 2, 1^o.

§ 2. Het voorstel wordt onderworpen aan een openbare raadpleging gedurende minimaal één maand en wordt aangepast in functie van de resultaten ervan. Dit voorstel omvat eveneens de gewogen gemiddelde kost van kapitaal die in aanmerking genomen is in paragraaf 1, 1^o, teneinde de brutokost van een nieuwkomer te berekenen.

§ 3. De intermediaire waarden worden uiterlijk op 15 september van elk jaar vastgelegd door de Minister op basis van het voorstel van de commissie en diens consultatieverslag. De Minister kan hierbij afwijken van het voorstel van de commissie mits passende motivatie.

Art. 5. § 1. De netbeheerder organiseert een of meerdere openbare raadpleging(en) met het oog op de opmaak van zijn verslag en zijn voorstel bedoeld in artikel 7undecies, § 3, derde lid van de wet van 29 april 1999, gedurende een periode van ten minste één maand.

De netbeheerder informeert de marktdeelnemers over het houden van deze raadpleging(en).

§ 2. De volgende onderwerpen worden ten minste aan openbare raadpleging onderworpen :

- 1^o de actualisatie van de gegevens en hypothesen van het scenario of de scenario's en de gevoeligheden zoals bedoeld in artikel 3, § 3;
- 2^o de relevantie van de gevoeligheden bedoeld in artikel 3, § 4, inclusief de gegevens en hypothesen waaruit ze zijn opgebouwd;
- 3^o het type bijkomende capaciteit bedoeld in artikel 6, § 1;
- 4^o de publieke bronnen van de scenario's voor de jaren na het leveringsjaar waaruit de invoergegevens gebruikt worden voor de berekening van de jaarlijkse inframarginale inkomsten, bedoeld in artikel 10, § 6;
- 5^o de beperkte lijst van bestaande technologieën die redelijkerwijs beschikbaar zullen zijn, en die in aanmerking komen voor de bepaling van de intermediaire maximumprijs, bedoeld in artikel 18, § 1.

§ 3. De netbeheerder maakt een consultatierapport, inclusief aanbevelingen, en alle documenten die hij in het kader van de openbare raadpleging(en) ontvangt, over aan de minister, aan de Algemene Directie Energie en aan de commissie.

HOOFDSTUK 3. — Netbeheerdersverslag

Art. 6. § 1. De netbeheerder verzekert zich ervan dat het referentiescenario zoals bepaald volgens artikel 3 § 7 beantwoordt aan het niveau van bevoorradingszekerheid dat worden geëist door artikel 7undecies, § 7, eerste en tweede lid, van de wet van 29 april 1999 door, indien nodig, aan de Belgische regelzone bijkomende capaciteit toe te voegen :

- 1^o afkomstig van de volgens artikel 10 voorgeselecteerde types van capaciteit die voorgesteld worden door de netbeheerder ter openbare raadpleging bedoeld in artikel 5 en daarna door de netbeheerder in samenwerking met de Algemene Directie Energie en in overleg met de commissie gekozen worden;

2° d'une manière itérative sur la base d'une boucle d'optimisation économique avec un incrément à la hauteur de celui appliqué dans l'évaluation la plus récemment disponible de l'adéquation des ressources à l'échelle européenne ou nationale visée aux articles 23 et 24 du Règlement (UE) 2019/943, et de maximum 100 MW.

§ 2. Sur la base du scénario de référence sélectionné en vertu de l'article 3, § 7, adaptée si nécessaire en vertu de l'article 6, § 1^{er}, et en appliquant la méthodologie telle que visée à l'article 23, alinéa 5 du Règlement (UE) 2019/943 pour autant que d'application, le gestionnaire du réseau établit le rapport et la proposition visés à l'article 7*undecies*, § 3 de la loi du 29 avril 1999 au plus tard le 15 novembre de l'année précédant les enchères, conformément à l'article 7*undecies*, § 3, troisième alinéa de la loi du 29 avril 1999.

La rapport contient au moins les informations et calculs suivantes :

- 1° le volume de capacité nécessaire et le nombre d'heures pendant lesquelles cette capacité sera utilisée au profit de l'adéquation, au moyen de la courbe de la durée de la demande, visée à l'article 11, § 5, dont on peut en outre déduire la capacité connexe qui a en moyenne moins de 200 heures de fonctionnement par an afin de couvrir la capacité de pointe totale;
- 2° les informations dont dispose le gestionnaire de réseau en ce qui concerne la quantité de capacité non éligible;
- 3° Pour chaque État membre européen limitrophe, la capacité d'entrée maximale disponible pour la participation de capacités étrangères indirectes, visée à l'article 14;
- 4° les rentes inframarginales annuelles pour les technologies reprises dans la liste réduite de technologies visée à l'article 10, § 6;
- 5° la consommation moyenne d'électricité pendant les situations de pénurie simulées, visées à l'article 11, § 2, 1°;
- 6° le volume correspondant aux besoins d'équilibrage, visé à l'article 11, § 2, 2°;
- 7° la valeur moyenne de prévision d'énergie non desservie pendant les situations de pénurie simulées, visées à l'article 11, § 2, 3°;

La proposition concerne :

- 1° une proposition pour les facteurs de réduction conformément au Chapitre 5;
- 2° une proposition pour le prix maximum intermédiaire conformément au Chapitre 6;
- 3° une proposition pour la détermination du prix de référence conformément au Chapitre 8;
- 4° une proposition pour le prix d'exercice conformément au Chapitre 8;
- 5° le volume maximal de capacité qui peut être contracté auprès de tous les détenteurs de capacité non prouvée dans le cadre de la mise aux enchères concernée.

Art. 7. Au plus tard le 1^{er} février de l'année de l'enchère, conformément à l'article 7*undecies*, § 3, quatrième alinéa de la loi du 29 avril 1999, la commission donne un avis au ministre sur la proposition du gestionnaire du réseau visée à l'article 6, § 2, alinéa 3.

CHAPITRE 4. — Paramètres qui déterminent la quantité de capacité à acheter

Art. 8. § 1^{er}. La commission soumet au Ministre, au plus tard le 1^{er} février de l'année des enchères, conformément à l'article 7*undecies*, § 4, de la loi du 29 avril 1999, une proposition pour les paramètres déterminant le volume de la capacité à prévoir, sur la base du rapport du gestionnaire de réseau visé à l'article 6, § 2, et de la méthodologie visée aux articles 9, 10 et 11. Ces paramètres forment ensemble une courbe de demande qui, conformément à l'article 7*undecies*, § 7, de la loi du 29 avril 1999, assure que la norme de fiabilité soit atteint dans l'année de livraison visée. Cette proposition contient également une proposition de volume minimal à réserver pour la mise aux enchères se déroulant un an avant la période de fourniture de capacité.

§ 2. Au plus tard le 1^{er} mars de chaque année, conformément à l'article 7*undecies*, § 5, de la loi du 29 avril 1999, la Direction générale de l'Énergie et le gestionnaire du réseau donnent un avis au ministre relatif à la proposition de la commission.

§ 3. Le ministre donne l'instruction visée à l'article 7*undecies*, § 6, de la loi du 29 avril 1999.

2° op een iteratieve manier op basis van een economische optimalisatie op basis van incrementele stappen ten belope van deze zoals toegepast in de meest recent beschikbare Europese of nationale beoordeling van de toereikendheid van de elektriciteitsvoorziening, bedoeld in de artikelen 23 en 24 van Verordening (EU) 2019/943, en van maximaal 100 MW.

§ 2. Op basis van het volgens artikel 3 § 7 geselecteerde referentietoets scenario, waar van toepassing aangepast volgens artikel 6, § 1, en met toepassing van de methodologie zoals bedoeld in artikel 23, lid 5 van Verordening (EU) 2019/943 voor zover van toepassing, maakt de netbeheerder het in artikel 7*undecies*, § 3 van de wet van 29 april 1999 bedoelde verslag en voorstel op tegen ten laatste 15 november van het jaar voorafgaand aan de veiling, overeenkomstig artikel 7*undecies*, § 3, derde lid van de wet van 29 april 1999.

Het verslag bevat minstens de volgende informatie en berekeningen :

- 1° het noodzakelijke capaciteitsvolume en het aantal uren tijdens dewelke deze capaciteit gebruikt zal worden ten behoeve van de toereikendheid, aan de hand van de duurcurve van de vraag, bedoeld in artikel 11, § 5, waaruit bovendien de daarmee samenhangende capaciteit, die gemiddeld minder dan 200 draaiuren heeft per jaar teneinde de totale piekcapaciteit af te dekken, afgeleid kan worden;
- 2° de informatie waarover de netbeheerder beschikt inzake de hoeveelheid niet in aanmerking komende capaciteit;
- 3° voor elke aangrenzende Europese lidstaat, de maximale beschikbare toegangscapaciteit voor de deelname van de onrechtstreekse buitenlandse capaciteiten, bedoeld in artikel 14;
- 4° de jaarlijkse inframarginale inkomsten voor de technologieën die opgenomen zijn in de beperkte lijst van technologieën, bedoeld in artikel 10, § 6;
- 5° het gemiddelde elektriciteitsverbruik in gesimuleerde tekortsituaties, bedoeld in artikel 11, § 2, 1°;
- 6° het volume dat overeenkomt met de nood voor de regeling van het evenwicht, bedoeld in artikel 11, § 2, 2°;
- 7° de gemiddelde waarde voor verwachte niet-geleverde energie in gesimuleerde tekortsituaties, bedoeld in artikel 11, § 2, 3°.

Het voorstel betreft :

- 1° een voorstel voor de reductiefactoren overeenkomstig Hoofdstuk 5;
- 2° een voorstel voor de intermediaire maximumprijs overeenkomstig Hoofdstuk 6;
- 3° een voorstel voor de bepaling van de referentieprijis overeenkomstig Hoofdstuk 8;
- 4° een voorstel voor de uitoefenprijs overeenkomstig Hoofdstuk 8;
- 5° een voorstel voor het maximale volume aan capaciteit dat in het kader van de betreffende veiling kan gecontracteerd worden met alle houders van niet bewezen capaciteit.

Art. 7. De commissie geeft, overeenkomstig artikel 7*undecies*, § 3, vierde lid van de wet van 29 april 1999, ten laatste tegen 1 februari van het jaar van de veiling een advies aan de minister over het voorstel van de netbeheerder bedoeld in artikel 6, § 2, derde lid.

HOOFDSTUK 4. — Parameters die de aan te kopen hoeveelheid capaciteit bepalen

Art. 8. § 1. De commissie doet ten laatste tegen 1 februari van het jaar van de veiling, overeenkomstig artikel 7*undecies*, § 4, van de wet van 29 april 1999, een voorstel aan de Minister voor de parameters waarmee het volume aan te kopen capaciteit wordt bepaald, op basis van het in artikel 6 § 2 bedoelde netbeheerdersverslag, en de in de artikelen 9, 10 en 11 bedoelde methodologie. Deze parameters vormen samen een vraagcurve die overeenkomstig artikel 7*undecies*, § 7, van de wet van 29 april 1999, verzekert dat de betrouwbaarheidsnorm in het beoogde leveringsjaar bereikt wordt. Dit voorstel bevat eveneens een voorstel voor het minimale volume dat moet worden gereserveerd voor de veiling die één jaar voor de periode van capaciteitslevering plaatsvindt.

§ 2. Uiterlijk op 1 maart van ieder jaar, overeenkomstig artikel 7*undecies*, § 5, van de wet van 29 april 1999, geven de Algemene Directie Energie en de netbeheerder een advies aan de minister over het voorstel van de commissie.

§ 3. De Minister geeft de instructie zoals bedoeld in artikel 7*undecies*, § 6, van de wet van 29 april 1999.

Art. 9. § 1^{er}. La courbe de demande est une série de points dont les valeurs sont caractérisées par deux axes :

- 1° l'axe des abscisses représente le volume et est exprimé en MW;
- 2° l'axe des ordonnées représente le prix et est exprimé en €/MW/an.

La courbe de demande est construite au moyen de trois points de référence – A, B et C – qui sont déterminés au moyen de deux paramètres de prix, lesquels sont calculés conformément à l'article 10, et de deux paramètres de volume, qui sont calculés conformément à l'article 11.

Le point B vise à garantir l'atteinte du niveau de sécurité d'approvisionnement, visé à l'article 7*undecies*, § 7 de la loi du 19 avril 1999. Il est caractérisé par :

- 1° le volume requis dans une mise aux enchères en abscisse;
- 2° le coût net d'un nouvel entrant en ordonnée.

Le point A est caractérisé par :

- 1° pour les mises aux enchères un an avant la période de fourniture de capacité : le volume requis dans une mise aux enchères en abscisse;
- 2° pour les mises aux enchères quatre ans avant la période de fourniture de capacité : le volume maximum pouvant être contracté au prix maximum en abscisse;
- 3° le prix maximum en ordonnée.

Le point C est caractérisé par :

- 1° le volume requis dans une mise aux enchères en abscisse;
- 2° un coût nul en ordonnée.

§ 2. La forme de la courbe de demande est différente pour les mises aux enchères quatre ans et un an avant la période de fourniture de capacité :

- 1° pour les mises aux enchères un an avant la période de fourniture de capacité, la courbe de demande est caractérisée par :
 - a) une droite verticale passant par les points A, B et C définis au paragraphe 1^{er};
 - b) une droite horizontale égale au prix maximum;
- 2° pour les mises aux enchères quatre ans avant la période de fourniture de capacité, la courbe de demande est caractérisée par :
 - a) un segment vertical entre les points B et C;
 - b) un segment linéaire entre les points A et B;
 - c) un segment horizontal liant l'axe des ordonnées au point A.

Art. 10. § 1^{er}. La courbe de demande est déterminée au moyen de deux paramètres de prix :

- 1° le coût net d'un nouvel entrant;
- 2° le prix maximum.

§ 2. Le coût net d'un nouvel entrant (en €/MW/an) est égal au « missing-money » de la technologie ayant le « missing-money » le plus bas parmi les technologies reprises dans la liste réduite de technologies au paragraphe 4. La technologie connexe est la technologie de référence.

§ 3. Le « missing-money » des technologies reprises dans la liste réduite de technologies au paragraphe 4 est déterminé en réduisant le coût brut d'un nouvel entrant par les rentes inframarginales annuelles pour la référence pour chaque technologie telle que visée au paragraphe 6, ainsi que par les revenus nets obtenus grâce à la fourniture des services d'équilibrage, visés au paragraphe 7.

§ 4. La méthode pour déterminer le coût brut de différentes technologies, visées à l'article 5, est la méthodologie de l'article 23, alinéa 6, du Règlement (UE) 2019/943, approuvée conformément à l'article 27, du Règlement (UE) 2019/943. En l'absence d'une telle méthode, au moment du calcul, le coût brut de différentes technologies sera déterminé suivant les deux étapes décrites ci-dessous :

Premièrement, une liste réduite des technologies éligibles est déterminée sur la base des critères suivants :

- 1° la référence pour chaque technologie doit concerner des nouveaux entrants, qui ne sont pas encore acteur sur le marché de l'électricité et pour lesquels aucune infrastructure préexistante n'est disponible;

Art. 9. § 1. De vraagcurve is een reeks punten waarvan de waarden worden gekenmerkt door twee assen :

- 1° de abscis-as vertegenwoordigt het volume en wordt uitgedrukt in MW;
- 2° de ordinaat-as vertegenwoordigt de prijs en wordt uitgedrukt in €/MW/jaar.

De vraagcurve wordt opgebouwd met behulp van drie referentiepunten - A, B en C - die bepaald worden aan de hand van twee prijsparameters, die berekend worden in overeenstemming met artikel 10, en twee volumeparameters, die berekend worden in overeenstemming met artikel 11.

Punt B heeft tot doel ervoor te zorgen dat het niveau van bevoorradingszekerheid bedoeld in artikel 7*undecies*, § 7 van de wet van 29 april 1999, wordt bereikt. Het wordt gekenmerkt door :

- 1° het op een veiling vereist volume op de abscis;
- 2° de nettokost van een nieuwkomer op de ordinaat.

Punt A wordt gekenmerkt door :

- 1° voor veilingen één jaar voor de periode van capaciteitslevering : het op een veiling vereist volume op de abscis;
- 2° voor veilingen vier jaar voor de periode van capaciteitslevering : het maximale volume dat gecontracteerd kan worden tegen de maximumprijs op de abscis;
- 3° de maximumprijs op de ordinaat.

Punt C wordt gekenmerkt door :

- 1° het op een veiling vereist volume op de abscis;
- 2° een nul-kost op de ordinaat.

§ 2. De vorm van de vraagcurve verschilt voor veilingen vier jaar en één jaar voor de periode van capaciteitslevering :

- 1° voor veilingen één jaar voor de periode van capaciteitslevering wordt de vraagcurve gekenmerkt door :
 - a) een verticale rechte door de punten A, B en C, zoals gedefinieerd in paragraaf 1;
 - b) een horizontale lijn, gelijk aan de maximumprijs;
- 2° voor veilingen vier jaar voor de periode van capaciteitslevering wordt de vraagcurve gekenmerkt door :
 - a) een verticaal segment tussen de punten B en C;
 - b) een lineair segment tussen de punten A en B;
 - c) een horizontaal segment dat de ordinaat-as met punt A verbindt.

Art. 10. § 1. De vraagcurve wordt bepaald aan de hand van twee prijsparameters :

- 1° de nettokost van een nieuwkomer;
- 2° de maximumprijs.

§ 2. De nettokost van een nieuwkomer (in €/MW/jaar) is gelijk aan de "missing-money" van de technologie met het laagste "missing-money" van de technologieën die opgenomen zijn in de beperkte lijst van technologieën in paragraaf 4. De bijbehorende technologie is de referentietechnologie.

§ 3. De "missing-money" van de technologieën die opgenomen zijn in de beperkte lijst van technologieën in paragraaf 4 wordt bepaald door de brutokost van een nieuwkomer te verminderen met de jaarlijkse inframarginale inkomsten voor de referentie voor elke technologie zoals bedoeld in paragraaf 6 en met de netto-opbrengsten uit de levering van balanceringsdiensten zoals bedoeld in paragraaf 7.

§ 4. De methode voor het bepalen van de brutokost van verschillende technologieën, bedoeld in artikel 5, is de in overeenstemming met artikel 27 van Verordening (EU) 2019/943 goedgekeurde methodologie van artikel 23, lid 6 van Verordening (EU) 2019/943. Indien een dergelijke methode ontbreekt op het moment van de berekening, zal de brutokost van verschillende technologieën worden bepaald volgens de twee hieronder beschreven stappen :

Eerst wordt op basis van de volgende criteria een beperkte lijst van in aanmerking komende technologieën opgesteld :

- 1° de referentie voor elke technologie moet een nieuwkomer zijn, die nog niet toegetreden is tot de elektriciteitsmarkt en waarvoor nog geen bestaande infrastructuur beschikbaar is;

- 2° la liste est basée sur les technologies existantes dans la zone de réglage belge et sur les technologies qui pourraient raisonnablement être disponibles pour l'année visée;
- 3° pour des technologies avec un nombre d'heures de fonctionnement du même ordre de grandeur, les technologies avec des paramètres de coût significativement supérieurs sont exclus de la liste réduite;
- 4° les technologies doivent être conformes aux limites relatives aux émissions de CO₂, visées à l'article 22, alinéa 4 du Règlement (UE) 2019/943 et à toute autre limite légale.

Deuxièmement, une analyse détaillée des coûts sur l'ensemble de la durée de vie de la référence pour chaque technologie est réalisée sur la base de la liste réduite des technologies éligibles et compte tenu du facteur de réduction lié à chaque technologie, tel que visé à l'article 13, dans le but de déterminer la valeur du coût brut d'un nouvel entrant et le modèle de référence associé pour chaque technologie.

§ 5. Le coût brut d'un nouvel entrant est réévalué au minimum tous les trois ans sur la base des dernières informations disponibles.

§ 6. Les rentes inframarginales annuelles estimées de la référence pour chaque technologie sont exprimées en €/MW/an et sont calculées, avec une périodicité annuelle, sur l'ensemble de la durée de vie de la référence pour chaque technologie, en prenant en compte la valeur du coût marginal de la technologie comme seuil inférieur. Ces rentes inframarginales sont déterminées, pour chaque année sur la durée de vie de l'unité de marché de capacité, sur la base de la médiane (P50) des revenus des années de simulation, sur la base du scénario de référence visé à l'article 3, § 7 et tiennent compte du niveau du prix d'exercice applicable visé à l'article 26.

Les recettes attendues sont évaluées conformément à l'article 6(9) de la méthodologie telle que visée à l'article 23, alinéa 5 du Règlement (UE) 2019/943 dès que la méthode conformément à l'article 6(9)(a) iii pour l'étude conformément à l'article 7bis, § 1^{er}, de la loi du 29 avril 1999 est disponible et mise en œuvre, après d'éventuelles adaptations nécessaires afin d'appliquer la méthode dans le contexte spécifique du prix maximum intermédiaire.

Si le scénario de référence n'est pas disponible pour une année sur la durée de vie de la référence pour chaque technologie, une interpolation est réalisée entre les valeurs des années pour lesquelles le scénario de référence existe, éventuellement corrigé par des données disponibles complémentaires. Ces données sont présentées par le gestionnaire de réseau et les sources de celles-ci sont soumises à une consultation publique visée à l'article 6, § 2, 4° et sont choisies par le gestionnaire de réseau en collaboration avec la Direction générale de l'Énergie et en concertation avec la commission;

§ 7. L'estimation des revenus nets obtenus grâce à la fourniture des services d'équilibrage, visés à l'article 223, 1°, du Règlement Technique Fédéral :

- 1° est évaluée pour chaque technologie qui est incluse dans la liste réduite des technologies éligibles visée au § 4 de cet article;
- 2° correspond aux coûts historiques moyens des réservations par le gestionnaire du réseau pour les services destinés au réglage de l'équilibre, sur la base des trente-six derniers mois;
- 3° tient compte des coûts, y inclus les coûts d'opportunités, liés à la participation à ces services auxiliaires, afin d'éviter des doubles comptages entre les rentes inframarginales et les revenus du marché des services auxiliaires d'équilibrage.

§ 8. Le prix maximum est déterminé comme le produit du coût net d'un nouvel entrant multiplié par le facteur de correction X, comme déterminé conformément à l'article 4, § 3.

§ 9. La valeur du facteur de correction X tient compte des incertitudes liées à l'estimation du coût net d'un nouvel entrant, tant aux différences de coûts entre les technologies éligibles, au niveau de la variabilité des coûts bruts d'un nouvel entrant associés à différentes technologies qu'au niveau de la détermination des rentes inframarginales annuelles et les revenus nets sur le marché des services auxiliaires d'équilibrage.

- 2° de lijst is gebaseerd op de in de Belgische regelzone bestaande technologieën en op de technologieën die redelijkerwijs voor het betrokken jaar beschikbaar zouden kunnen zijn;
- 3° voor technologieën met een aantal draaiuren van dezelfde grootteorde, worden de technologieën met significant hogere kostenparameters uitgesloten van de beperkte lijst;
- 4° de technologieën moeten voldoen aan de CO₂-emissiegrenswaarden, bedoeld in artikel 22, lid 4, van Verordening (EU) 2019/943 en andere wettelijke grenswaarden.

Ten tweede wordt een gedetailleerde analyse van de kosten over de hele levensduur van de referentie voor elke technologie uitgevoerd op basis van de beperkte lijst van in aanmerking komende technologieën en rekening houdend met de reductiefactor verbonden aan elke technologie, zoals bedoeld in artikel 13, om de waarde van de brutokost van een nieuwkomer te bepalen, evenals het bijbehorende referentiemodel voor elke technologie.

§ 5. De brutokost van een nieuwkomer wordt ten minste om de drie jaar opnieuw beoordeeld op basis van de meest recente beschikbare informatie.

§ 6. De geraamde jaarlijkse inframarginale inkomsten van de referentie voor elke technologie worden uitgedrukt in €/MW/jaar en worden, op jaarlijkse basis, berekend over de volledige levensduur van de referentie voor elke technologie, rekening houdend met de waarde van de marginale kost van de technologie als ondergrens. Deze inframarginale inkomsten worden voor elk jaar over de levensduur van de eenheid in de capaciteitsmarkt bepaald op basis van de mediaan (P50) inkomsten van de simulatiejaren op basis van het referentiescenario bedoeld in artikel 3 § 7 en houden rekening met het niveau van de toepasselijke uitoefenprijs bedoeld in artikel 26.

De verwachte inkomsten worden ingeschat overeenkomstig artikel 6(9) van de methodologie zoals bedoeld in artikel 23, lid 5 van Verordening (EU) 2019/943 van zodra de methode overeenkomstig artikel 6(9)(a) iii voor de studie overeenkomstig artikel 7bis, § 1 van de wet van 29 april 1999 beschikbaar en geïmplementeerd is, na eventuele noodzakelijke aanpassingen om de methode toe te passen binnen de specifieke context van de intermediaire maximumprijs.

Indien het referentiescenario niet beschikbaar is voor een jaar uit de levensduur van de referentie voor elke technologie, wordt een interpolatie uitgevoerd tussen de waarden van de jaren waarvoor het referentiescenario bestaat, eventueel bijgestuurd door bijkomende beschikbare gegevens. Deze gegevens worden voorgesteld door de netbeheerder en de bronnen ervan worden ter openbare raadpleging bedoeld in artikel 6, § 2, 4° voorgelegd en worden door de netbeheerder in samenwerking met de Algemene Directie Energie en in overleg met de commissie gekozen.

§ 7. De raming van de netto opbrengsten uit de levering van balanceringsdiensten zoals bedoeld in artikel 223, 1° van het Federaal Technisch Reglement :

- 1° wordt geëvalueerd per technologie die opgenomen is in de beperkte lijst met in aanmerking komende technologieën bedoeld in § 4 van dit artikel;
- 2° komt overeen met de gemiddelde historische kosten van de reserveringen door de netbeheerder van de voor de regeling van het evenwicht bestemde diensten, op basis van de afgelopen zesendertig maanden;
- 3° houdt rekening met de kosten, inclusief de opportuïteitskosten, die verband houden met de deelname aan deze balanceringsdiensten, om dubbeltellingen tussen inframarginale inkomsten en opbrengsten van de markt van de balanceringsdiensten te vermijden.

§ 8. De maximumprijs wordt bepaald als het product van de nettokost van een nieuwkomer, vermenigvuldigd met de correctiefactor X zoals vastgelegd overeenkomstig artikel 4, § 3.

§ 9. De waarde van de correctiefactor X houdt rekening met de onzekerheden die verband houden met de raming van de nettokost van een nieuwkomer, zowel wat betreft kostenverschillen tussen de in aanmerking genomen technologieën, de variabiliteit van de brutokost van een nieuwkomer die verbonden is aan verschillende technologieën, als wat betreft de bepaling van de jaarlijkse inframarginale inkomsten en netto inkomsten uit balanceringsdiensten.

Art. 11. § 1^{er}. La courbe de demande est déterminée au moyen de deux paramètres de volume :

- 1° le volume requis dans une mise aux enchères;
- 2° le volume maximum au prix maximum.

§ 2. Ces deux volumes sont déterminés en cinq étapes :

- 1° la charge moyenne pendant les situations de pénurie simulées est prise comme référence. Pour le volume requis dans une mise aux enchères, elle est déterminée sur la base de la simulation visée à l'article 12 et du scénario de référence visé à l'article 3, § 7. Pour le volume maximum au prix maximum, elle est déterminée sur la base de la simulation visée à l'article 12 et du scénario de référence visé à l'article 3, § 7, mais pour lequel il est tenu compte du niveau de sécurité d'approvisionnement visé à l'article 7undecies, § 7 de la loi du 29 avril 1999, adapté par le facteur de correction X, visé à l'article 4, § 3;
- 2° un volume correspondant au besoin en réserves d'équilibrage est ajouté à la charge visée au 1°;
- 3° la valeur moyenne de la prévision d'énergie non desservie pendant les situations de pénurie simulées est retranchée du volume visé au 1°. Pour le volume requis dans une mise aux enchères, la valeur moyenne de la prévision d'énergie non desservie pendant les situations de pénurie simulées est déterminée sur la base de la simulation visée à l'article 12 et du scénario de référence visé à l'article 3, § 7. Ce volume est le volume cible. Pour le volume maximum au prix maximum, la valeur moyenne de la prévision d'énergie non desservie pendant les situations de pénurie simulées est déterminée sur la base de la simulation visée à l'article 12 et du scénario de référence visé à l'article 3, § 7, mais pour lequel il est tenu compte du niveau de sécurité d'approvisionnement visé à l'article 7undecies, § 7 de la loi du 29 avril 1999, adapté par le facteur de correction X, visé à l'article 4, § 3;
- 4° la capacité non éligible, calculée selon le § 3, et la capacité contractée lors des enchères précédentes, calculée selon le § 4, sont retirées du volume cible;
- 5° pour la mise aux enchères quatre ans avant la période de fourniture de capacité, un volume à réserver pour la mise aux enchères se déroulant un an avant la période de fourniture de capacité est retranché sur la base de la méthodologie visée au paragraphe 5. La même réduction et réservation sont appliquées, par frontière, au pro rata, au volume maximal requis dans les pré-enchères pour la capacité étrangère indirecte quatre ans avant la période de fourniture de capacité, visée à l'article 14.

§ 3. La capacité non éligible est calculée en multipliant la puissance de référence nominale de chaque unité non éligible par le facteur de réduction approprié, défini à l'article 13. Dans le cadre de la détermination de la courbe de demande, il est pris comme hypothèse que les capacités suivantes sont non éligibles : les éoliennes terrestres, les éoliennes sur mer et les installations d'énergie solaire, ainsi que les centrales de cogénération (pour les unités connectées au réseau de transport, uniquement celles qui, selon les données fournies par l'AD Energie, reçoivent une aide à la production pendant la période de fourniture de capacité), les centrales de biomasse (pour les unités connectées au réseau de transport uniquement celles qui, selon les données fournies par l'AD Energie, reçoivent une aide à la production pendant la période de fourniture de capacité), et les centrales d'incinération de déchets (pour les unités connectées au réseau de transport, uniquement celles qui, selon les données fournies par l'AD Energie, reçoivent une aide à la production pendant la période de fourniture de capacité). Une actualisation de cette hypothèse sera effectuée après la préqualification selon les règles de fonctionnement.

§ 4. La capacité contractée lors des enchères précédentes est définie par la capacité contractée de chaque unité du marché pour la période de fourniture de capacité, mentionnée dans le contrat de capacité.

§ 5. La capacité nécessaire pour couvrir la capacité de pointe totale pendant moins de 200 heures en moyenne, est déterminée, pour chaque bloc de 100 MW, par le nombre d'heures moyen nécessaire pour respecter le critère de la sécurité d'approvisionnement sur la base de la courbe de durée de la demande (« load duration curve »). Il s'agit des heures dont une certaine capacité a besoin pour couvrir la consommation maximale d'électricité.

Art. 11. § 1. De vraagcurve wordt bepaald aan de hand van twee volumeparameters :

- 1° het op een veiling vereist volume;
- 2° het maximale volume tegen de maximumprijs.

§ 2. Deze twee volumes worden in vijf stappen bepaald :

- 1° het gemiddelde elektriciteitsverbruik in gesimuleerde tekortsituaties wordt als referentie genomen. Voor het op een veiling vereist volume, wordt dit vastgesteld op basis van de in artikel 12 bedoelde simulatie en het in artikel 3, § 7 bedoelde referentiescenario. Voor het maximale volume tegen de maximumprijs, wordt dit bepaald op basis van de in artikel 12 bedoelde simulatie en het in artikel 3, § 7, bedoelde referentiescenario, waarvoor echter rekening gehouden wordt met het niveau van bevoorradingszekerheid bedoeld in artikel 7undecies, § 7 van de wet van 19 april 1999, aangepast met de in artikel 4, § 3 bedoelde correctiefactor X;
- 2° een volume dat overeenstemt met de vereiste reserves voor het bewaren van het evenwicht in het netwerk wordt toegevoegd aan het in 1° bedoelde verbruik;
- 3° de gemiddelde waarde van de verwachte niet-geleverde energie in gesimuleerde tekortsituaties, wordt in mindering gebracht van het in 1° bedoelde volume. Voor het op een veiling vereist volume, wordt de gemiddelde waarde van de verwachte niet-geleverde energie in gesimuleerde tekortsituaties vastgesteld op basis van de in artikel 12 bedoelde simulatie en het in artikel 3, § 7 bedoelde referentiescenario. Dit is het beoogd volume. Voor het maximale volume tegen de maximale prijs, wordt de gemiddelde waarde van de verwachte niet-geleverde energie in gesimuleerde tekortsituaties vastgesteld op basis van de in artikel 12 bedoelde simulatie en het in artikel 3, § 7, bedoelde referentiescenario, waarvoor echter rekening gehouden wordt met het niveau van bevoorradingszekerheid bedoeld in artikel 7undecies, § 7 van de wet van 19 april 1999, aangepast met de in artikel 4, § 3 bedoelde correctiefactor X;
- 4° de niet in aanmerking komende capaciteit, berekend overeenkomstig § 3, en de bij vorige veilingen gecontracteerde capaciteit, berekend overeenkomstig § 4, worden uit het beoogd volume verwijderd;
- 5° voor de veiling vier jaar voor de periode van capaciteitslevering wordt een volume, te reserveren voor de veiling een jaar voor de periode van capaciteitslevering, in mindering gebracht op basis van de in paragraaf 5 bedoelde methode. Dezelfde vermindering en reservatie wordt, per grens, pro rata toegepast op het maximaal vereist volume in de pre-veilingen voor de onrechtstreekse buitenlandse capaciteit vier jaar voor de periode van capaciteitslevering, bedoeld in artikel 14.

§ 3. De niet in aanmerking komende capaciteit wordt berekend door het nominale referentievermogen van elke niet in aanmerking komende eenheid te vermenigvuldigen met de passende reductiefactor als omschreven in artikel 13. In het kader van de opmaak van de vraagcurve wordt als assumptie voor de berekening genomen dat volgende capaciteiten niet in aanmerking komen : windturbines op land, windturbines op zee en zonne-energie installaties, alsook de centrales met warmtekrachtkoppeling (voor eenheden aangesloten op het transmissienet enkel diegenen die volgens data aangeleverd via de AD Energie productiesteun ontvangen tijdens de periode van capaciteitslevering), de biomassa centrales (voor eenheden aangesloten op het transmissienet enkel diegenen die volgens data aangeleverd via de AD Energie productiesteun ontvangen tijdens de periode van capaciteitslevering) en de afvalverbrandingscentrales (voor eenheden aangesloten op het transmissienet enkel diegenen die volgens data aangeleverd via de AD Energie productiesteun ontvangen tijdens de periode van capaciteitslevering). Een actualisatie van deze assumptie zal na de prekwificatie plaatsvinden overeenkomstig de werkingsregels.

§ 4. De bij vorige veilingen gecontracteerde capaciteit wordt bepaald door de gecontracteerde capaciteit van elke eenheid in de capaciteitsmarkt voor de periode van capaciteitslevering, zoals vermeld in het capaciteitscontract.

§ 5. De capaciteit die nodig is om de totale piekcapaciteit gedurende gemiddeld minder dan 200 draaiuren per jaar te dekken, wordt voor elk blok van 100 MW bepaald door het gemiddelde aantal draaiuren dat nodig is om te voldoen aan het criterium van de bevoorradingszekerheid op basis van de duurcurve van de vraag ("load duration curve"). Dit zijn de uren dat een bepaalde capaciteit nodig is om het maximale elektriciteitsverbruik te dekken.

CHAPITRE 5. — *Facteurs de réduction*

Art. 12. § 1^{er}. Le gestionnaire du réseau réalise une simulation du marché de l'électricité, afin de déterminer les paramètres visés à l'article 6, § 2, ainsi que l'ajout de la capacité supplémentaire, visé à l'article 6, § 1.

§ 2. La simulation se base sur les sections pertinentes de la méthodologie d'évaluation de l'adéquation des ressources européennes référencée à l'article 23 du Règlement (UE) 2019/943, sous réserve que cette méthodologie ait été approuvée au moment de la simulation, conformément à l'article 27 du Règlement (UE) 2019/943.

§ 3. La simulation applique les exigences décrites dans la méthodologie visée au § 2, au scénario de référence visé à l'article 3, § 7, dans la mesure où elles sont implémentées dans l'évaluation de l'adéquation des ressources la plus récente publiée par REGRT au moment de la sélection du scénario de référence, visée à l'article 3, § 7.

§ 4. La simulation fournit la répartition horaire de la production par technologie ainsi que la position nette de la zone de réglage belge et, a minima, de l'ensemble des zones de réglage qui lui sont directement reliées électriquement.

Art. 13. § 1^{er}. Pour la détermination des facteurs de réduction, les technologies (connectées à la zone de réglage belge et sur l'ensemble des zones directement reliées électriquement à la zone de réglage belge) susceptibles de participer au mécanisme de rémunération de capacité sont classées dans l'une des catégories suivantes:

- 1° les catégories d'accords de niveau de service: cette catégorie inclut la réponse du marché y compris la participation active de la demande, les technologies de stockage à petite échelle et les groupes de secours permettant l'ilotage, de manière individuelle ou agrégée; elle est également accessible par choix à toutes les technologies sans programme journalier;
- 2° les technologies thermiques avec programme journalier: cette catégorie inclut a minima les turbines gaz-vapeur, les turbines à gaz, les turbojets, les moteurs au gaz autonomes, les moteurs diesel autonomes, les centrales de cogénération, les centrales à biomasse et les installations d'incinération des déchets ainsi que les centrales nucléaires et les centrales à charbon;
- 3° les technologies à énergie limitée avec programme journalier: cette catégorie inclut a minima les technologies de stockage à grande échelle ainsi que les installations de pompage-turbinage;
- 4° les technologies dépendantes des conditions climatiques: cette catégorie inclut a minima les éoliennes terrestre, les éoliennes en mer, les installations à l'énergie solaire et les centrales hydraulique au fil de l'eau, avec programme journalier, ainsi que celles sans programme journalier qui ont fait le choix de ne pas participer à une catégorie d'agrégation visée à l'article 13, § 1, 1°;
- 5° les technologies thermiques sans programme journalier: cette catégorie inclut a minima les centrales de cogénération utilisant de la biomasse, les centrales à biomasse, les installations d'incinération des déchets et les centrales de cogénération au gaz, pour autant que le choix ait été fait de ne pas participer à une catégorie d'agrégation visée à l'article 13, § 1, 1°.

§ 2. Pour les catégories d'accords de niveau de service, les données d'entrée de la simulation sont d'abord divisées en sous-catégories, représentées par différents accords de niveau de service, sur la base de la contrainte de durée d'activation ou de toute autre contrainte technique définie dans le rapport visé à l'article 6, § 2. Les facteurs de réduction de chaque accord de niveau de service sont déterminés en divisant la contribution moyenne attendue de chaque accord de niveau de service pendant les situations de pénurie simulées par la puissance de référence nominale agrégée associée à chaque accord de niveau de service. La contribution moyenne est déterminée sur la base de la simulation visée à l'article 12.

§ 3. Les facteurs de réduction des technologies thermiques avec programme journalier sont déterminés, pour chaque technologie, en soustrayant le taux d'arrêt fortuit, basé sur des données historiques et exprimé en pourcentage, de cent pourcent.

§ 4. Les facteurs de réduction des technologies à énergie limitée avec programme journalier sont déterminés en divisant la contribution moyenne attendue de ces technologies pendant les situations de pénurie simulées par la puissance de référence nominale agrégée de la technologie applicable. La contribution moyenne est déterminée sur la base de la simulation visée à l'article 12.

HOOFDSTUK 5. — *Reductiefactoren*

Art. 12. § 1. De netbeheerder voert een simulatie van de elektriciteitsmarkt uit om de parameters te bepalen bedoeld in artikel 6, § 2, evenals de toevoeging van bijkomende capaciteit bedoeld in artikel 6, § 1.

§ 2. De simulatie is gebaseerd op de relevante delen van de methodologie voor de Europese beoordeling van de toereikendheid van de elektriciteitsvoorziening bedoeld in artikel 23 van Verordening (EU) 2019/943, op voorwaarde dat deze methodologie op het ogenblik van de simulatie werd goedgekeurd in overeenstemming met artikel 27 van Verordening (EU) 2019/943.

§ 3. De simulatie past de eisen toe die worden beschreven in de methodologie bedoeld in § 2 op het referentiescenario bedoeld in artikel 3 § 7 voor zover ze geïmplementeerd zijn in de meest recente beoordeling van de toereikendheid van de elektriciteitsvoorziening, zoals gepubliceerd door ENTSB op het ogenblik van de selectie van het referentiescenario bedoeld in artikel 3, § 7.

§ 4. De simulatie geeft de verdeling per uur weer van de productie per technologie evenals de netto positie van de Belgische regelzone en, ten minste, van het geheel van de regelzones die rechtstreeks elektrisch met de Belgische regelzone verbonden zijn.

Art. 13. § 1. Voor de bepaling van de reductiefactoren worden de technologieën (in de Belgische regelzone en het geheel van de regelzones die rechtstreeks elektrisch met de Belgische regelzone verbonden zijn) die aan het capaciteitsvergoedingsmechanisme kunnen deelnemen in een van de volgende categorieën ingedeeld:

- 1° de categorieën met overeenkomsten inzake dienstverleningsniveau: deze categorie omvat de marktrespons, met inbegrip van de actieve deelname van de vraagzijde, de kleinschalige opslagtechnologieën en de noodstroomgroepen die in eilandbedrijf kunnen opereren, individueel of geaggregeerd; ze is ook naar keuze toegankelijk voor alle technologieën zonder dagelijks programma;
- 2° de thermische technologieën met dagelijks programma: deze categorie omvat ten minste de stoom- en gasturbines, de gasturbines, de turbojets, de autonome gasmotoren, de autonome dieselmotoren, de centrales met warmtekraftkoppeling, de biomassa centrales en de afvalverbrandingsinstallaties alsook de kerncentrales en de steenkoolcentrales;
- 3° de technologieën met beperkte energie met dagelijks programma: deze categorie omvat ten minste de grootschalige opslagtechnologieën en de pomp-opslaginstallaties;
- 4° de van de weersomstandigheden afhankelijke technologieën: deze categorie omvat ten minste de windturbines op het land, de windturbines op zee, de zonne-energie installaties en de waterkrachtcentrales op waterlopen met dagelijks programma, evenals de technologieën zonder dagelijks programma die ervoor hebben gekozen om niet deel te nemen aan een aggregatiecategorie bedoeld in artikel 13, § 1, 1°;
- 5° de thermische technologieën zonder dagelijks programma: deze categorie omvat ten minste de centrales met warmtekraftkoppeling die biomassa gebruiken, de biomassa centrales, de afvalverbrandingsinstallaties en de centrales met warmtekraftkoppeling op basis van gas die ervoor hebben gekozen om niet deel te nemen aan een aggregatiecategorie bedoeld in artikel 13, § 1, 1°.

§ 2. Voor de categorieën met overeenkomsten inzake dienstverleningsniveau worden de invoergegevens van de simulatie eerst verdeeld in subcategorieën, vertegenwoordigd door verschillende overeenkomsten inzake dienstverleningsniveau op basis van beperkingen met betrekking tot de activeringsduur of van elke andere technische beperking die wordt gedefinieerd in het verslag bedoeld in artikel 6, § 2. De reductiefactoren van elke overeenkomst inzake dienstverleningsniveau worden bepaald door de verwachte gemiddelde bijdrage van elke overeenkomst inzake dienstverleningsniveau tijdens gesimuleerde tekortsituaties te delen door het geaggregeerde nominale referentievermogen van elke overeenkomst inzake dienstverleningsniveau. De gemiddelde bijdrage wordt bepaald op basis van de simulatie bedoeld in artikel 12.

§ 3. De reductiefactoren van de thermische technologieën met dagelijks programma worden voor elke technologie bepaald door de verhouding onverwachte stilstanden, gebaseerd op historische gegevens en uitgedrukt in procent, af te trekken van 100 procent.

§ 4. De reductiefactoren van de technologieën met beperkte energie met dagelijks programma worden bepaald door de verwachte gemiddelde bijdrage van deze technologieën tijdens de gesimuleerde tekortsituaties te delen door het geaggregeerde nominale referentievermogen van de toepasselijke technologie. De gemiddelde bijdrage wordt bepaald op basis van de simulatie bedoeld in artikel 12.

§ 5. Les facteurs de réduction des technologies dépendantes des conditions climatiques sont déterminés en divisant la contribution moyenne attendue de ces technologies pendant les situations de pénurie simulées par la puissance de référence nominale agrégée de la technologie applicable. La contribution moyenne est déterminée sur la base de la simulation visée à l'article 12.

§ 6. Les facteurs de réduction des technologies thermiques sans programme journalier sont déterminés en divisant la contribution moyenne attendue de ces technologies pendant les situations de pénurie simulées par la puissance de référence nominale agrégée. La contribution moyenne est déterminée sur la base de la simulation visée à l'article 12. Les facteurs de réduction des technologies thermiques sans programme journalier sont déterminés sur la base des données de mesure disponibles. Si ces données de mesure nécessaires sont jugées insuffisantes par le gestionnaire du réseau, les facteurs de réduction sont déterminés en divisant la contribution maximale des technologies thermiques sans programme journalier pendant les situations de pénurie simulées sur la base des données disponibles par la puissance de référence nominale agrégée. La contribution maximale est déterminée sur la base de la simulation visée à l'article 12.

Art. 14. § 1^{er}. La capacité d'entrée maximale disponible pour la participation de capacités étrangères indirectes d'une zone de réglage est définie par le gestionnaire du réseau, pour chaque zone de réglage directement reliée électriquement à la zone de réglage belge, en conformité avec l'article 26 du Règlement (UE) 2019/943.

§ 2. Le gestionnaire du réseau détermine la capacité d'entrée maximale disponible pour la participation de capacités étrangères sur la base de la recommandation du centre de coordination régional, conformément à l'article 26, alinéa 7, du Règlement (UE) 2019/943. Si cette recommandation n'est pas disponible, la contribution de chaque zone de réglage directement reliée électriquement à la Belgique est déterminée par la contribution de ces zones pendant les situations de pénurie simulées, sur la base des résultats de la simulation visée à l'article 12.

§ 3. La capacité d'entrée maximale disponible pour la participation de capacités étrangères indirectes est exprimée en puissance [MW].

§ 4. La capacité d'entrée maximale disponible pour la participation de capacités étrangères indirectes d'une zone de réglage tient compte de la manière dont les échanges transfrontaliers sont modélisés sur le marché. Il est soit basé sur les flux, soit basé sur la capacité nette de transfert avec la zone de réglage belge.

§ 5. La contribution d'une zone de réglage dans une approche fondée sur les flux incluant la zone de réglage belge et pour une heure spécifique :

- 1° pour les zones de réglage en situation d'exportation, est déterminée par la position nette de la zone de réglage belge multipliée par le rapport entre la position nette de la zone de réglage en situation d'exportation et la somme des positions nettes de l'ensemble des zones de réglage en situation d'exportation; et
- 2° pour les zones de réglage en situation d'importation, est nulle.

§ 6. La contribution d'une zone de réglage dans une approche fondée sur la capacité nette de transfert avec la zone de réglage belge et pour une heure spécifique :

- 1° est déterminée par l'échange commercial si cet échange commercial est dirigé de la zone de réglage étrangère vers la zone de réglage belge;
- 2° est nulle dans le cas contraire.

CHAPITRE 6. — *Prix maximum intermédiaire*

Art. 15. Le prix maximum intermédiaire est le prix maximum qui s'applique aux offres pour une unité du marché de capacité relevant de la catégorie de capacité associée à un contrat de capacité couvrant une seule période de fourniture de capacité.

Art. 16. § 1^{er}. Le prix maximum intermédiaire (en €/MW/an) est égal au « missing-money » de la technologie ayant le « missing-money » le plus élevé parmi les technologies reprises dans la liste réduite de technologies existantes visées à l'article 18, § 1.

§ 2. Le « missing-money » est calculé pour chaque technologie reprise dans la liste réduite de technologies existantes visée à l'article 18, § 1, selon la formule visée à l'article 20, en tenant compte de l'estimation des coûts visée à l'article 18 et de l'estimation des revenus visées à l'article 19.

§ 5. De reductiefactoren van de technologieën die afhankelijk zijn van de weersomstandigheden worden bepaald door de verwachte gemiddelde bijdrage van deze technologieën tijdens de gesimuleerde tekortsituaties te delen door het geaggregeerde nominale referentievermogen van de toepasselijke technologie. De gemiddelde bijdrage wordt bepaald op basis van de simulatie bedoeld in artikel 12.

§ 6. De reductiefactoren van de thermische technologieën zonder dagelijks programma worden bepaald door de verwachte gemiddelde bijdrage van deze technologieën tijdens de gesimuleerde tekortsituaties te delen door het geaggregeerde nominale referentievermogen. De gemiddelde bijdrage wordt bepaald op basis van de simulatie bedoeld in artikel 12. De reductiefactoren van de thermische technologieën zonder dagelijks programma worden bepaald op basis van de beschikbare meetgegevens. Indien de netbeheerder deze vereiste meetgegevens ontoereikend acht, worden de reductiefactoren bepaald door de maximale bijdrage van de thermische technologieën zonder dagelijks programma tijdens de gesimuleerde tekortsituaties op basis van de beschikbare gegevens te delen door het geaggregeerde nominale referentievermogen. De maximale bijdrage wordt bepaald op basis van de simulatie bedoeld in artikel 12.

Art. 14. § 1. De maximale beschikbare toegangscapaciteit voor de deelname van de onrechtstreekse buitenlandse capaciteiten in een regelzone wordt door de netbeheerder bepaald voor elke regelzone die rechtstreeks elektrisch met de Belgische regelzone verbonden is, in overeenstemming met artikel 26 van Verordening (EU) 2019/943.

§ 2. De netbeheerder stelt de maximale toegangscapaciteit die beschikbaar is voor de deelname van buitenlandse capaciteit vast op basis van de aanbeveling van het regionale coördinatiecentrum, overeenkomstig artikel 26, lid 7 van Verordening (EU) 2019/943. Wanneer deze aanbeveling niet beschikbaar is, wordt de bijdrage van elke regelzone die rechtstreeks elektrisch met België verbonden is, bepaald door de bijdrage van deze zones tijdens de gesimuleerde tekortsituaties, op basis van de resultaten van de simulatie bedoeld in artikel 12.

§ 3. De maximale beschikbare toegangscapaciteit voor de deelname van de onrechtstreekse buitenlandse capaciteiten wordt uitgedrukt in vermogen [MW].

§ 4. De maximale beschikbare toegangscapaciteit voor de deelname van de onrechtstreekse buitenlandse capaciteiten van een regelzone houdt rekening met de manier waarop de grensoverschrijdende uitwisselingen op de markt worden gemodelleerd. Hij is gebaseerd op ofwel de stromen, ofwel de netto transferecapaciteit met de Belgische regelzone.

§ 5. De bijdrage van een regelzone in een stroomgebaseerde aanpak die de Belgische regelzone omvat en voor een specifiek uur :

- 1° wordt voor de regelzones in een exportsituatie bepaald door de netto positie van de Belgische regelzone, vermenigvuldigd met de verhouding tussen de netto positie van de regelzone in een exportsituatie en de som van de netto posities van het geheel van de regelzones in een exportsituatie; en
- 2° is nul voor de regelzones in een importsituatie.

§ 6. De bijdrage van een regelzone in een benadering gebaseerd op netto transferecapaciteit met de Belgische regelzone en voor een specifiek uur :

- 1° wordt bepaald door de commerciële uitwisseling als die commerciële uitwisseling van de buitenlandse regelzone naar de Belgische regelzone gaat;
- 2° is in het andere geval nul.

HOOFDSTUK 6. — *Intermediaire maximumprijs*

Art. 15. De intermediaire maximumprijs is de maximumprijs die van toepassing is op de biedingen voor een eenheid in de capaciteitsmarkt die valt binnen de capaciteitscategorie geassocieerd aan een capaciteitscontract voor één enkele periode van capaciteitslevering.

Art. 16. § 1. De intermediaire maximumprijs (in €/MW/jaar) is gelijk aan de "missing-money" van de technologie met het hoogste "missing-money" van de technologieën die opgenomen zijn in de beperkte lijst van bestaande technologieën bedoeld in artikel 18, § 1.

§ 2. Het "missing-money" wordt voor elke technologie die opgenomen is in de beperkte lijst van bestaande technologieën bedoeld in artikel 18, § 1 berekend volgens de in artikel 20 bepaalde formule, rekening houdend met de raming van de kosten zoals bedoeld in de artikel 18 en de raming van de opbrengsten zoals bedoeld in artikel 19.

Art. 17. § 1^{er}. En concertation avec la commission, le gestionnaire du réseau fait réaliser par un expert indépendant une étude qui a comme objectif la détermination des coûts des technologies qu'il juge pertinentes pour la détermination du prix maximal intermédiaire. Une technologie est jugée pertinente pour la détermination du prix maximum intermédiaire si elle peut raisonnablement être disponible pour la période de fourniture de capacité visée afin de contribuer réellement à la sécurité d'approvisionnement, elle est susceptible d'être l'une des technologies les moins rentables et si elle est conforme aux limites relatives aux émissions de CO₂ visées à l'article 22, alinéa 4 du Règlement (UE) 2019/943 et à toute autre limite légale. L'étude de l'expert indépendant est mise à jour en cas d'évolutions significatives du marché ou des conditions technologiques et au moins tous les trois ans.

§ 2. Pour chaque technologie existante comprise dans l'étude, les éléments nécessaires pour déterminer les coûts suivants sont fournis :

- 1° les dépenses d'investissements récurrentes annualisées non directement liées à une prolongation de la durée de vie technique de l'installation ou à une augmentation de la puissance de référence nominale (en €/MW/an), y compris les coûts nécessaires pour les entretiens majeurs des installations qui n'ont pas forcément lieu chaque année, le cas échéant;
- 2° les coûts fixes annuels opérationnels et de maintenance (en €/MW/an);
- 3° les coûts variables opérationnels et de maintenance (en €/MWh).

Art. 18. § 1^{er}. Le gestionnaire du réseau détermine, sur la base de l'étude visée à l'article 17, après la consultation publique visée à l'article 5, une liste réduite de technologies existantes qui seront raisonnablement disponibles et qui seront considérées pour la détermination du prix maximal intermédiaire.

§ 2. Pour chaque technologie reprise dans la liste réduite de technologies existantes qui seront raisonnablement disponibles visée à l'article 18, § 1^{er}, le gestionnaire du réseau évalue, sur base de l'étude visée à l'article 17, les éléments de coûts suivants pour la période de fourniture de capacité à laquelle se réfère le prix maximum intermédiaire:

- 1° les dépenses d'investissements récurrentes annualisées non directement liées à une prolongation de la durée de vie technique de l'installation ou à une augmentation de la puissance de référence nominale (en €/MW/an), y compris les coûts nécessaires pour les entretiens majeurs des installations qui n'ont pas forcément lieu chaque année, le cas échéant;
- 2° les coûts fixes annuels opérationnels et de maintenance (en €/MW/an);
- 3° les coûts variables opérationnels et de maintenance, autre que des coûts de carburants et des coûts de CO₂ visés aux points 4° et 5° du présent paragraphe (en €/MWh);
- 4° les coûts de carburants (en €/MWh);
- 5° les coûts de CO₂ (en €/tCO₂);
- 6° les coûts d'activation liés aux tests de disponibilité (en €/MWh) prévus dans les règles de fonctionnement visées par l'article 7undecies, § 12 de la loi du 29 avril 1999.

§ 3. L'estimation des éléments de coûts est mise à jour annuellement.

Art. 19. § 1^{er}. Pour chaque technologie reprise dans la liste réduite de technologies existantes visée à l'article 18, § 1, le gestionnaire du réseau évalue les composants de revenus suivants pour la période de fourniture de capacité à laquelle se réfère le prix maximum intermédiaire:

- 1° les rentes inframarginales annuelles (en €/MW/an);
- 2° les revenus nets obtenus grâce à la fourniture de services d'équilibre (en €/MW/an).

§ 2. L'estimation des rentes inframarginales annuelles:

- 1° est déterminée sur base d'une simulation du marché de l'électricité visée à l'article 12;
- 2° prend en compte le scénario de référence visé à l'article 3, § 7;

Art. 17. § 1. De netbeheerder laat, in overleg met de commissie, een onafhankelijke deskundige een studie uitvoeren die tot doel heeft de kosten te bepalen van de technologieën die hij relevant acht voor de bepaling van de intermediaire maximumprijs. Een technologie wordt relevant geacht voor de bepaling van de intermediaire maximumprijs indien deze redelijkerwijs beschikbaar kan zijn tijdens de desbetreffende periode van capaciteitslevering om een reële bijdrage te leveren aan de bevoorradingszekerheid, het waarschijnlijk is dat deze één van de minst performante technologieën is en dat deze voldoet aan de limieten betreffende CO₂-emissies overeenkomstig artikel 22, lid 4 van Verordening (EU) 2019/943 en alle andere wettelijke limieten. De studie van de onafhankelijke deskundige wordt geactualiseerd in het geval van significante evoluties van de markt of van de technologische omstandigheden, en ten minste om de drie jaar.

§ 2. Voor elke in de studie opgenomen bestaande technologie worden de elementen verstrekt die nodig zijn om de volgende kosten te bepalen :

- 1° de recurrenente investeringskosten op jaarbasis die niet rechtstreeks verband houden met een verlenging van de technische levensduur van de installatie of met een verhoging van het nominale referentievermogen (in €/MW/jaar), in voorkomend geval met inbegrip van de noodzakelijke kosten van grote onderhoudswerken aan installaties die niet noodzakelijk elk jaar gebeuren;
- 2° de jaarlijkse vaste operationele en onderhoudskosten (in €/MW/jaar);
- 3° de variabele operationele en onderhoudskosten (in €/MWh).

Art. 18. § 1. De netbeheerder stelt op basis van de studie bedoeld in artikel 17, na de openbare raadpleging bedoeld in artikel 5, een beperkte lijst op van bestaande technologieën die redelijkerwijs beschikbaar zullen zijn en die in aanmerking genomen zullen worden voor de bepaling van de intermediaire maximumprijs.

§ 2. Voor elke technologie die opgenomen is in de beperkte lijst van bestaande technologieën die redelijkerwijs beschikbaar zullen zijn bedoeld in artikel 18, § 1, beoordeelt de netbeheerder op basis van de studie bedoeld in artikel 17 de volgende kostenelementen voor de periode van capaciteitslevering waarop de intermediaire maximumprijs betrekking heeft :

- 1° de recurrenente investeringskosten op jaarbasis die niet rechtstreeks verband houden met een verlenging van de technische levensduur van de installatie of met een verhoging van het nominale referentievermogen (in €/MW/jaar), in voorkomend geval met inbegrip van de noodzakelijke kosten van grote onderhoudswerken aan installaties die niet noodzakelijk elk jaar gebeuren;
- 2° de jaarlijkse vaste operationele en onderhoudskosten (in €/MW/jaar);
- 3° de variabele operationele en onderhoudskosten, andere dan de brandstofkosten en de CO₂-kosten bedoeld in punten 4° en 5° van deze paragraaf (in €/MWh);
- 4° de brandstofkosten (in €/MWh);
- 5° de CO₂-kosten (in €/tCO₂);
- 6° de activatiekosten voor de beschikbaarheidstests (in €/MWh) voorzien in de werkingsregels bedoeld in artikel 7undecies, § 12, van de wet van 29 april 1999.

§ 3. De raming van de kostenelementen wordt jaarlijks geactualiseerd.

Art. 19. § 1. Voor elke technologie die opgenomen is in de beperkte lijst van bestaande technologieën bedoeld in artikel 18, § 1, beoordeelt de netbeheerder de volgende opbrengstcomponenten voor de periode van capaciteitslevering waarop de intermediaire maximumprijs betrekking heeft :

- 1° de jaarlijkse inframarginale inkomsten (in €/MW/jaar);
- 2° de netto opbrengsten uit de levering van balanceringsdiensten (in €/MW/jaar).

§ 2. De raming van de jaarlijkse inframarginale inkomsten :

- 1° wordt bepaald op basis van een simulatie van de elektriciteitsmarkt bedoeld in artikel 12;
- 2° houdt rekening met het referentiescenario bedoeld in artikel 3, § 7;

3° correspond aux revenus de la médiane (P50), tenant en compte le niveau du prix d'exercice applicable visé à l'article 26, diminué par les coûts variables tels que déterminés dans l'estimation des composants de coûts visée à l'article 18, § 2, 3° à 5°. Les recettes attendues sont évaluées conformément à l'article 6(9) de la méthodologie telle que visée à l'article 23, alinéa 5 du Règlement (UE) 2019/943 dès que la méthode conformément à l'article 6(9)(a) iii pour l'étude conformément à l'article 7bis, § 1^{er}, de la loi du 29 avril 1999 est disponible et mise en œuvre, après d'éventuelles adaptations nécessaires afin d'appliquer la méthode dans le contexte spécifique du prix maximum intermédiaire.

§ 3. L'estimation des revenus nets obtenus grâce à la fourniture de services d'équilibrage :

- 1° est évaluée pour chaque technologie qui est incluse dans la liste réduite des technologies éligibles visé à l'article 18 § 1;
- 2° correspond avec les coûts historiques moyens des réservations par le gestionnaire du réseau pour les services destinés au réglage de l'équilibre, sur la base des trente-six derniers mois;
- 3° tient compte des coûts, y inclus les coûts d'opportunités, liés à la participation à ces services auxiliaires, afin d'éviter des doubles comptages entre les rentes inframarginales et les revenus nets obtenus grâce à la fourniture de services d'équilibrage.

§ 4. L'estimation des composants de revenus est mise à jour annuellement.

Art. 20. Pour chaque technologie reprise dans la liste réduite de technologies existantes visée à l'article 18, § 1, le gestionnaire du réseau calcule le « missing-money » selon les étapes suivantes :

- 1° Dépenses d'investissements visés à l'article 18, § 2, 1°;
- 2° Augmenté par les coûts visés à l'article 18, § 2, 2°;
- 3° Augmenté, pour les technologies avec un coût variable élevé, par le coût d'activation visés à l'article 18, § 2, 6°;
- 4° Diminué par les rentes visées à l'article 19, § 1, 1°;
- 5° Diminué par les revenus visés à l'article 19, § 1, 2°;
- 6° Le résultat total est divisé par le facteur de réduction visé à l'article 13;
- 7° Le résultat final est augmenté d'une marge d'incertitude de 5%.

CHAPITRE 7. — *Dérogation au prix maximum intermédiaire*

Art. 21. § 1^{er}. Un demandeur de dérogation est autorisé à demander, pour la mise aux enchères de 2021 à laquelle il souhaite participer, par unité de marché de capacité, ou unités s'il s'agit de capacités liées, une dérogation au prix maximum intermédiaire visé à l'article 15, selon la procédure décrite dans cet article.

Dans ce cadre le gestionnaire de réseau publie, au plus tard le 15 mai 2021, un tableau qui, pour chaque technologie installée dans la zone de réglage belge pour laquelle un facteur de réduction est calculé conformément à l'article 13, § 1^{er}, reprend les hypothèses relatives aux coûts marginaux qui sont pris en compte pour le calcul des rentes inframarginales annuelles.

§ 2. Le demandeur de dérogation introduit, par voie électronique, au maximum une demande par unité de marché de capacité, ou unités s'il s'agit de capacités liées auprès du gestionnaire de réseau, au plus tôt le 16 juillet 2021 et au plus tard trente jours ouvrables avant le dernier jour où des offres sont admises, tel que défini à l'article 7undecies, § 10, premier alinéa, de la loi du 29 avril 1999.

Les conditions de forme de cette demande sont établies par la commission et mises à disposition sur le site Internet de la commission au plus tard le 15 mai 2021. Cette demande comprend au moins les éléments suivants :

- 1° l'identification de l'unité de marché de capacité, ou unités s'il s'agit de capacités liées, via un numéro d'identification unique provenant de la procédure de préqualification telle que définie dans les règles de fonctionnement, et la mise aux enchères à laquelle s'applique la demande;

3° komt overeen met de mediaan (P50) inkomsten, rekening houdend met het niveau van de toepasselijke uitoefenprijs bedoeld in artikel 26, verminderd met de variabele kosten zoals bepaald in de raming van de kostencomponenten bedoeld in artikel 18, § 2, 3° tot 5°. De verwachte inkomsten worden ingeschat overeenkomstig artikel 6(9) van de methodologie zoals bedoeld in artikel 23, lid 5 van Verordening (EU) 2019/943 van zodra de methode overeenkomstig artikel 6(9)(a) iii voor de studie overeenkomstig artikel 7bis, § 1 van de wet van 29 april 1999 beschikbaar en geïmplementeerd is, na eventuele noodzakelijke aanpassingen om de methode toe te passen binnen de specifieke context van de intermediaire maximumprijs.

§ 3. De raming van de netto opbrengsten uit de levering van balanceringsdiensten :

- 1° wordt geëvalueerd per technologie die opgenomen is in de beperkte lijst van bestaande technologieën bedoeld in artikel 18, § 1;
- 2° komt overeen met de gemiddelde historische kosten van de reserveringen door de netbeheerder van de voor de regeling van het evenwicht bestemde diensten, op basis van de afgelopen zesendertig maanden;
- 3° houdt rekening met de kosten, inclusief de opportuniteitskosten, die verband houden met de deelname aan deze balanceringsdiensten, om dubbelstellingen tussen inframarginale inkomsten en netto-opbrengsten uit de levering van de balanceringsdiensten te vermijden.

§ 4. De raming van de opbrengstcomponenten wordt jaarlijks geactualiseerd.

Art. 20. Voor elke technologie die opgenomen is in de beperkte lijst van bestaande technologieën bedoeld in artikel 18, § 1, berekent de netbeheerder het "missing-money", overeenkomstig de volgende stappen :

- 1° De recurrente investeringskosten bedoeld in artikel 18, § 2, 1°;
- 2° Vermeerderd met de kosten bedoeld in artikel 18, § 2, 2°;
- 3° Vermeerderd, voor de technologieën met een hoge variabele kost, met de activatiekost bedoeld in artikel 18, § 2, 6°;
- 4° Verminderd met de inkomsten bedoeld in artikel 19, § 1, 1°;
- 5° Verminderd met de opbrengsten bedoeld in artikel 19, § 1, 2°;
- 6° Het totale resultaat wordt gedeeld door de reductiefactor bedoeld in artikel 13.
- 7° Het finale resultaat wordt vermeerderd met een onzekerheidsmarge van 5%.

HOOFDSTUK 7. — *Derogatie van de intermediaire maximumprijs*

Art. 21. § 1. Een derogatieaanvrager heeft de mogelijkheid om voor de veiling in 2021 waaraan hij wenst deel te nemen, per eenheid in de capaciteitsmarkt, of eenheden indien het gekoppelde capaciteiten betreft, een derogatie van de in artikel 15 bedoelde intermediaire maximumprijs aan te vragen volgens de procedure beschreven in dit artikel.

In dat kader publiceert de netbeheerder uiterlijk op 15 mei 2021 een tabel die, voor elke technologie geïnstalleerd in de Belgische regelzone waarvoor een reductiefactor wordt berekend overeenkomstig artikel 13, § 1, de hypothesen herneemt rond de marginale kosten die in rekening zijn genomen voor de berekening van de jaarlijkse inframarginale inkomsten.

§ 2. De derogatieaanvrager dient op elektronische wijze maximaal een aanvraag per eenheid in de capaciteitsmarkt, of eenheden indien het gekoppelde capaciteiten betreft, in bij de netbeheerder, ten vroegste op 16 juli 2021 en ten laatste dertig werkdagen voor de laatste dag waarop biedingen worden toegestaan, zoals bepaald in artikel 7undecies, § 10, eerste lid, van de wet van 29 april 1999.

De vormvereisten voor deze aanvraag worden door de commissie opgemaakt en ter beschikking gesteld op de website van de commissie ten laatste op 15 mei 2021. Deze aanvraag omvat minstens volgende elementen :

- 1° identificatie van de eenheid in de capaciteitsmarkt, of eenheden indien het gekoppelde capaciteiten betreft, via een uniek identificatienummer afkomstig van de prequalificatieprocedure zoals bepaald in de werkingsregels, en de veiling waarop de aanvraag van toepassing is;

2° une estimation et une description précises, ou une description de l'absence, le cas échéant, des composants de coûts suivants en ce qui concerne l'unité de marché de capacité, ou unités s'il s'agit de capacités liées, pour la période de fourniture de capacité à laquelle s'applique la demande :

- a) scindés le cas échéant par point de livraison, les coûts fixes annuels opérationnels et de maintenance (en €/an), en ce compris la spécification supplémentaire de tarifs de réseau fixes et des coûts d'activation pour les tests de disponibilité demandés par Elia tels que définis dans les règles de fonctionnement si ceux-ci sont jugés pertinents, complétés, le cas échéant, par les hypothèses relatives au moins au nombre d'heures pendant lesquelles l'unité (les unités) a (ont) été activée(s) et au nombre de démarrages ou d'activations sur lesquels ces estimations sont basées, ainsi que la relation entre les coûts fixes et, d'une part, le nombre d'activations et, d'autre part, le nombre d'heures de fonctionnement;
- b) les coûts fixes liés à la gestion d'un portefeuille de points de livraison pertinents pour opérer sur le marché de l'énergie (en €/an) par l'unité de marché de capacité concernée, pendant la période de fourniture de capacité à laquelle s'applique la demande;
- c) scindées le cas échéant par point de livraison, les dépenses d'investissements récurrentes annualisées non directement liées à une prolongation de la durée de vie technique de l'installation ou à une augmentation de la puissance de référence nominale, y compris, le cas échéant, les provisions pour les entretiens majeurs des installations qui n'ont pas forcément lieu chaque année (en €/an), complétées, le cas échéant, par les hypothèses relatives au moins au nombre d'heures pendant lesquelles l'unité (les unités) a (ont) été activée(s) et au nombre de démarrages ou d'activations sur lesquels ces estimations sont basées, ainsi que la relation entre les coûts fixes et, d'une part, le nombre d'activations et, d'autre part, le nombre d'heures de fonctionnement;
- d) scindées le cas échéant par point de livraison, les dépenses d'investissements non récurrentes annualisées pertinentes pour la fourniture du service avec l'unité de marché de capacité concernée, ou unités s'il s'agit de capacités liées, pendant la période de fourniture de capacité à laquelle s'applique la demande (en €/an);
- e) les coûts variables pour l'offre d'énergie (en €/MWh), en ce compris la spécification supplémentaire, le cas échéant, des éléments suivants au moins qui sont inclus dans ces coûts variables : les coûts opérationnels et d'entretien variables, en ce compris les tarifs de réseau variables s'ils sont jugés pertinents, le facteur d'efficacité ou, en cas de systèmes de stockage, la « round-trip efficiency »;
- f) Pour une offre agrégée, la différence entre la capacité offerte et la somme de la capacité installée des différents points de livraison;
- g) les frais de démarrage ou les coûts d'activation fixes en précisant le coût par démarrage ou activation, à l'exclusion des frais relatifs au combustible purement nécessaire au démarrage (en €/démarrage ou en €/activation), complété, le cas échéant, par une indication du type et de la quantité de combustible purement nécessaire au démarrage (en GJ/démarrage).

Pour chaque investissement, les données suivantes doivent à tout le moins être fournies : les dépenses d'investissement totales, les dépenses de financement, en ce compris le coût moyen pondéré du capital, la durée de vie économique de l'investissement, la motivation relative à la pertinence pour la fourniture du service, l'année de réalisation de l'investissement et le coût annualisé qui en découle.

Les dépenses d'investissements non récurrentes éligibles pour le calcul du « missing-money » de l'unité de marché de capacité, ou unités s'il s'agit de capacités liées, sont les dépenses d'investissement initiales et non récurrentes qui sont commandées à partir de la première décision en application de l'article 7undecies, § 6 de la loi électricité et qui sont effectuées au plus tard le jour précédant le premier jour de la période de fourniture de capacité.

2° een nauwkeurige inschatting en beschrijving, of beschrijving van de desgevallende afwezigheid, van volgende kostencomponenten met betrekking tot de eenheid in de capaciteitsmarkt, of eenheden indien het gekoppelde capaciteiten betreft, voor de periode van capaciteitslevering waarop de aanvraag van toepassing is :

- a) opgesplitst in voorkomend geval per leveringspunt, jaarlijkse vaste operationele en onderhoudskosten (in €/jaar), inclusief verdere specificatie van vaste nettarieven en de activatiekosten voor de beschikbaarheidstests gevraagd door Elia zoals bepaald in de werkingsregels indien deze relevant geacht worden, aangevuld met, indien van toepassing, de hypothesen met betrekking tot minstens het aantal uren tijdens dewelke de eenheid (eenheden) geactiveerd is (zijn) en het aantal starts of activaties waarop deze inschattingen gebaseerd zijn, alsook de relatie tussen de vaste kosten en enerzijds het aantal activaties en anderzijds het aantal draaiuren;
- b) vaste kosten gerelateerd aan het beheer van een portfolio van leveringspunten relevant voor het opereren in de energiemarkt (in €/jaar) door de betrokken eenheid in de capaciteitsmarkt, tijdens de periode van capaciteitslevering waarop de aanvraag van toepassing is;
- c) opgesplitst in voorkomend geval per leveringspunt, recurrente investeringskosten op jaarbasis die niet rechtstreeks verband houden met een verlenging van de technische levensduur van de installatie of met een verhoging van het nominaal referentievermogen, in voorkomend geval met inbegrip van de proviesies voor grote onderhoudswerken aan installaties die niet noodzakelijk elk jaar gebeuren (in €/jaar), aangevuld met, indien van toepassing, de hypothesen met betrekking tot minstens het aantal uren tijdens dewelke de eenheid (eenheden) geactiveerd is (zijn) en aantal starts of activaties waarop deze inschattingen gebaseerd zijn, alsook de relatie tussen de vaste kosten en enerzijds het aantal activaties en anderzijds het aantal draaiuren;
- d) opgesplitst in voorkomend geval per leveringspunt, geannualiseerde niet-recurrente investeringskosten relevant voor het leveren van de dienst met de betrokken eenheid in de capaciteitsmarkt, of eenheden indien het gekoppelde capaciteiten betreft, tijdens de periode van capaciteitslevering waarop de aanvraag van toepassing is (in €/jaar);
- e) variabele kosten voor het aanbieden van energie (in €/MWh), inclusief verdere specificatie van, indien van toepassing, ten minste volgende elementen die in deze variabele kosten inbegrepen zijn : variabele operationele en onderhoudskosten inclusief variabele nettarieven indien deze relevant geacht worden, efficiëntiefactor of in geval van opslagsystemen, round trip efficiëntie;
- f) Voor een geaggregeerde offerte, het verschil tussen de aangeboden capaciteit en de som van de geïnstalleerde capaciteit van de verschillende leveringspunten;
- g) Opstartkosten of vaste activatiekosten door specificatie van de kost per start of activatie exclusief kosten gerelateerd aan de louter voor de opstart noodzakelijke brandstof (in €/start of €/activatie), aangevuld met, indien van toepassing, indicatie van het type en de hoeveelheid louter voor de opstart noodzakelijke brandstof (in GJ/start).

Voor elke investering dienen minstens de volgende gegevens te worden aangeleverd : totale investeringskost, financieringskost inclusief gewogen gemiddelde kapitaalkost, economische levensduur van de investering, motivatie m.b.t. de relevantie voor het leveren van de dienst, realisatiejaar van de investering en geannualiseerde kost die daaruit voortvloeit.

De in aanmerking komende niet-recurrente investeringskosten voor het berekenen van de 'missing-money' van de eenheid in de capaciteitsmarkt, of eenheden indien het gekoppelde capaciteiten betreft, zijn de initiële en niet terugkerende investeringsuitgaven die worden besteld vanaf de eerste beslissing in toepassing van artikel 7undecies, § 6 van de Elektriciteitswet en die ten laatste de dag voorafgaand aan de eerste dag van de periode van capaciteitslevering worden uitgevoerd.

3° le cas échéant, une estimation et une description précises des revenus (en €/an) en ce qui concerne l'unité de marché de capacité, ou unités s'il s'agit de capacités liées, pour la période de fourniture de capacité à laquelle s'applique la demande, autres que les rentes inframarginales annuelles et les revenus nets de la fourniture de services d'équilibrage visés au paragraphe 8, 3° et 4°, tels que par exemple, mais pas nécessairement limités aux revenus liés à la vapeur et/ou à la chaleur;

4° le cas échéant, une estimation précise des restrictions opérationnelles liées à l'exploitation qui ont un impact sur la fourniture du service avec l'unité de marché de capacité concernée, ou unités s'il s'agit de capacités liées, et une description de l'impact de ces restrictions sur les revenus, pendant la période de fourniture de capacité à laquelle s'applique la demande, telles que par exemple, mais pas nécessairement limitées aux : restrictions d'énergie, restrictions d'activation, moments de maintenance prévus, restrictions « must run »;

5° une estimation et un calcul précis du « missing-money » (en €/MW/an) de l'unité de marché de capacité concernée, ou unités s'il s'agit de capacités liées, pour la période de fourniture de capacité à laquelle s'applique la demande.

Les composants délivrés par le demandeur de dérogation visés au point 2° à 4° pour soutenir sa demande, doivent être spécifiques à l'unité de marché de capacité concernée, ou unités s'il s'agit de capacités liées.

§ 3. Le gestionnaire de réseau contrôle l'exhaustivité de la demande et il informe le demandeur de dérogation par voie électronique du résultat de son contrôle d'exhaustivité dans les vingt jours ouvrables suivant la réception de la demande. En cas de demande incomplète, le demandeur de dérogation a la possibilité de compléter les informations manquantes. Si le demandeur de dérogation n'a pas complété sa demande dans les cinq jours ouvrables suivant la notification des résultats du contrôle d'exhaustivité par le gestionnaire de réseau, la demande est déclarée irrecevable par le gestionnaire de réseau.

Si la demande concerne une unité du marché de capacité, ou unités s'il s'agit de capacités liées, qui est (sont) attribuée(s), selon les dispositions de l'Arrêté royal fixant les seuils d'investissements et les critères d'éligibilité des coûts d'investissement, déterminé conformément à l'article 7undecies, § 9, de la loi du 29 avril 1999, à une catégorie de capacité associée à un contrat de capacité pour plus d'une seule période de fourniture de capacité, la demande est déclarée irrecevable par le gestionnaire de réseau.

Le gestionnaire de réseau informe le demandeur de dérogation du résultat du contrôle de la recevabilité.

§ 4. Si sa demande est considérée comme recevable par le gestionnaire de réseau, le demandeur de dérogation a le droit de soumettre des offres, pour l'unité de marché de capacité reprise dans la demande, ou unités s'il s'agit de capacités liées, dans la mise aux enchères à laquelle s'applique la demande, qui ne sont pas limités au prix maximum intermédiaire lié à la mise aux enchères à laquelle s'applique la demande, fixé par le ministre dans la décision visée à l'article 7undecies, paragraphe 6, de la loi du 29 avril 1999.

§ 5. Le gestionnaire de réseau transmet les demandes considérées comme recevables par voie électronique à la commission, au plus tard le dernier jour où des offres sont autorisés, tel que déterminé à l'article 7undecies, paragraphe 10, de la loi du 29 avril 1999.

§ 6. La commission évalue le bien-fondé de chaque demande de dérogation recevable qui est liée à une unité de marché de capacité, ou unités s'il s'agit de capacités liées, pour laquelle un offre a été retenu dans la mise aux enchères à laquelle s'applique la demande.

À cet effet, la commission évalue l'acceptabilité des composants de coûts, des revenus et l'impact des restrictions visées au paragraphe 2, 2° à 4° inclus. Dans le cadre de cette évaluation, la commission peut demander un avis à un expert indépendant, dont l'expert indépendant visé à l'article 17, § 1^{er}.

Pour tous les composants de coûts, revenus et l'impact des restrictions visées au paragraphe 2, 2° à 4° inclus, que la commission évalue comme inacceptable, la commission fixe une estimation alternative.

3° indien van toepassing, een nauwkeurige inschatting en beschrijving van de inkomsten (in €/jaar) met betrekking tot de eenheid in de capaciteitsmarkt, of eenheden indien het gekoppelde capaciteiten betreft, voor de periode van capaciteitslevering waarop de aanvraag van toepassing is, andere dan de jaarlijkse inframarginale inkomsten en netto opbrengsten van de levering van balanceringsdiensten bedoeld in paragraaf 8, 3° en 4°, zoals bijvoorbeeld maar niet noodzakelijk beperkt tot stoom en/of warmte-gerelateerde inkomsten;

4° indien van toepassing, een nauwkeurige inschatting van de operationele beperkingen gelinkt aan de uitbating die een invloed hebben op het leveren van de dienst met de betrokken eenheid in de capaciteitsmarkt, of eenheden indien het gekoppelde capaciteiten betreft, en een beschrijving van de impact van die beperkingen op de inkomsten, tijdens de periode van capaciteitslevering waarop de aanvraag van toepassing is, zoals bijvoorbeeld maar niet noodzakelijk beperkt tot : energiebeperkingen, activatiebeperkingen, geplande onderhoudsmomenten, must run beperkingen;

5° een nauwkeurige inschatting en berekening van het "missing-money" (in €/MW/jaar) van de eenheid in de capaciteitsmarkt, of eenheden indien het gekoppelde capaciteiten betreft voor de periode van capaciteitslevering waarop de aanvraag van toepassing is.

De componenten aangeleverd door de derogatieaanvrager bedoeld in punt 2° tot 4° ter ondersteuning van zijn aanvraag dienen specifiek te zijn aan de betrokken eenheid in de capaciteitsmarkt, of eenheden indien het gekoppelde capaciteiten betreft.

§ 3. De netbeheerder controleert de volledigheid van de aanvraag en informeert de derogatieaanvrager op elektronische wijze over het resultaat van haar volledigheidscntrole, binnen twintig werkdagen na ontvangst van de aanvraag. In geval van een onvolledige aanvraag, heeft de derogatieaanvrager de mogelijkheid om de ontbrekende informatie aan te vullen. Indien de derogatieaanvrager zijn aanvraag niet binnen vijf werkdagen na notificatie van de resultaten van de volledigheidscntrole door de netbeheerder heeft vervolledigd, wordt de aanvraag onontvankelijk verklaard door de netbeheerder.

Indien de aanvraag betrekking heeft op een eenheid in de capaciteitsmarkt, of eenheden indien het gekoppelde capaciteiten betreft, die, volgens de bepalingen van het Koninklijk Besluit tot vaststelling van de investeringsdrempels en de criteria voor de in aanmerking komende investeringskosten, vastgesteld overeenkomstig artikel 7undecies, § 9 van de wet van 29 april 1999 toegewezen is (zijn) aan een capaciteitscategorie geassocieerd aan een capaciteitscontract voor meer dan één enkele periode van capaciteitslevering, wordt de aanvraag onontvankelijk verklaard door de netbeheerder.

De netbeheerder informeert de derogatieaanvrager van het resultaat van de ontvankelijkheidscontrole.

§ 4. Indien zijn aanvraag als ontvankelijk beschouwd wordt door de netbeheerder, heeft de derogatieaanvrager het recht om voor de in de aanvraag opgenomen eenheid in de capaciteitsmarkt, of eenheden indien het gekoppelde capaciteiten betreft, biedingen in te dienen in de veiling waarop de aanvraag van toepassing is, die niet gelimiteerd zijn tot de intermediaire maximumprijs gerelateerd aan de veiling waarop de aanvraag van toepassing is, vastgesteld door de minister in de beslissing bedoeld in artikel 7undecies, paragraaf 6 van de wet van 29 april 1999.

§ 5. De netbeheerder maakt de als ontvankelijk beschouwde aanvragen op elektronische wijze over aan de commissie, ten laatste op de laatste dag waarop biedingen worden toegestaan, zoals bepaald in artikel 7undecies, paragraaf 10 van de wet van 29 april 1999.

§ 6. De commissie beoordeelt de gegrondheid van elke ontvankelijke derogatieaanvraag die gerelateerd is aan een eenheid in de capaciteitsmarkt, of eenheden indien het gekoppelde capaciteiten betreft, waarvoor een bieding weerhouden werd in de veiling waarop de aanvraag van toepassing is.

Te dien einde, beoordeelt de commissie de aanvaardbaarheid van de kostencomponenten, de inkomsten en de impact van de beperkingen bedoeld in paragraaf 2, 2° tot en met 4°. In het kader van die beoordeling kan de commissie een advies vragen van een onafhankelijke deskundige, waaronder de onafhankelijke deskundige bedoeld in artikel 17, § 1.

Voor alle kostencomponenten, inkomsten en impact van de beperkingen bedoeld in paragraaf 2, 2° tot en met 4° die de commissie als onaanvaardbaar beoordeelt, bepaalt de commissie een alternatieve inschatting.

§ 7. La commission transmet le résultat de son évaluation visée au paragraphe 6, par voie électronique, au gestionnaire de réseau, au plus tard cinquante jours ouvrables suivant la publication des résultats de la mise aux enchères visée à l'article 7*undecies*, paragraphe 10, de la loi du 29 avril 1999. Sur la base de ces informations, le gestionnaire de réseau calcule le « missing-money » attendu tel que décrit aux paragraphes 8 et 9.

§ 8. Le gestionnaire de réseau fournit à la commission, par voie électronique, le « missing-money » attendu qu'il a calculé, au plus tard cinquante jours ouvrables suivant la réception des résultats de l'évaluation de la commission visée au paragraphe 7.

Ce calcul du « missing money » attendu se fait sur la base :

- 1° des composants de coûts fixes et variables, des dépenses d'investissements et des revenus autres que ceux du marché de l'énergie ou du marché des services auxiliaires, visés au paragraphe 2, 2° et 3°, conformément au résultat de l'évaluation visée au paragraphe 6;
- 2° du facteur de réduction de l'unité de marché de capacité, ou unités s'il s'agit de capacités liées, tel que déterminé dans la préqualification pour la mise aux enchères concernée;
- 3° d'une estimation des rentes inframarginales annuelles (en €/MW/an), sur la base :
 - a) d'une simulation du marché de l'électricité tel que visé à l'article 12;
 - b) du scénario de référence visé à l'article 4, paragraphe 7, lié à la mise aux enchères à laquelle s'applique la demande;
 - c) des revenus de la médiane (P50), limités au niveau du prix d'exercice, ou éventuellement au prix du marché indiqué motivé pour l'unité de marché de capacité sans un programme journalier ou des unités, s'il s'agit de capacités liées, applicable dans la période de fourniture visée par la mise aux enchères, telle que visée à l'article 26, diminués par les coûts variables et les coûts de démarrage ou les coûts d'activation fixes pour l'offre d'énergie, et compte tenu d'autres restrictions opérationnelles liées à l'exploitation visées respectivement au paragraphe 2, 2° et 4°, conformément au résultat de l'évaluation visée au paragraphe 6;
- 4° d'une estimation des revenus nets de la fourniture de services d'équilibrage (en €/MW/an) :
 - a) évaluée sur la base de la technologie à laquelle appartient l'unité de marché de capacité, ou unités s'il s'agit de capacités liées, à laquelle s'applique la demande;
 - b) correspondant aux coûts historiques moyens des réservations par le gestionnaire de réseau des services d'équilibrage, sur la base des trente-six derniers mois;
 - c) tenant compte des coûts, y inclus les coûts d'opportunités, liés à la fourniture de ces services d'équilibrage, afin d'éviter des doubles comptages entre les rentes inframarginales et les revenus de la fourniture des services d'équilibrage.

§ 9. Le gestionnaire de réseau calcule le « missing-money » attendu comme suit :

- 1° la somme des composants de coûts et des dépenses d'investissement visés au paragraphe 2, 2°, conformément au résultat de l'évaluation visée au paragraphe 6, divisée par la puissance nominale de référence la plus récente de l'unité de capacité concernée, ou par la somme des puissances nominales de référence les plus récentes des unités concernées s'il s'agit de capacités liées;
- 2° diminué par les rentes visées au paragraphe 8, 3°;
- 3° diminué par les revenus visés au paragraphe 8, 4°;
- 4° diminué par les revenus visés au paragraphe 2, 3°, conformément au résultat de l'évaluation visée au paragraphe 8, divisés par la puissance nominale de référence la plus récente de l'unité de marché de capacité concernée, ou par la somme des puissances nominales de référence les plus récentes des unités liées concernées s'il s'agit de capacités liées;
- 5° le résultat total est divisé par le facteur de réduction visé au § 8, 2°.

§ 7. De commissie maakt het resultaat van haar beoordeling bedoeld in paragraaf 6 op elektronische wijze over aan de netbeheerder, ten laatste vijftig werkdagen na de publicatie van de resultaten van de veiling bedoeld in artikel 7*undecies*, paragraaf 10 van de wet van 29 april 1999. Op basis van deze informatie berekent de netbeheerder het verwachte "missing-money", zoals beschreven in paragrafen 8 en 9.

§ 8. De netbeheerder bezorgt aan de commissie op elektronische wijze het door hem berekende verwachte "missing-money", ten laatste vijftig werkdagen na ontvangst van de resultaten van beoordeling van de commissie bedoeld in paragraaf 7.

Deze berekening van het verwachte "missing-money" gebeurt op basis van :

- 1° de vaste en variabele kostencomponenten, de investeringskosten en de andere inkomsten dan deze uit de energiemarkt of de markt voor ondersteunende diensten bedoeld in paragraaf 2, 2° en 3°, overeenkomstig het resultaat van de beoordeling bedoeld paragraaf 6;
- 2° de reductiefactor van de eenheid in de capaciteitsmarkt, of eenheden indien het gekoppelde capaciteiten betreft, zoals vastgesteld in de prekwificatie voor de betrokken veiling;
- 3° een raming van de jaarlijkse inframarginale inkomsten (in €/MW/jaar), op basis van :
 - a) een simulatie van de elektriciteitsmarkt zoals bedoeld in artikel 12;
 - b) het referentiescenario bedoeld in artikel 4, paragraaf 7, gerelateerd aan de veiling waarop de aanvraag van toepassing is;
 - c) de mediaan (P50) inkomsten, gelimiteerd tot het niveau van de uitoefenprijs, of eventueel tot de gemotiveerde aangegeven marktprijs voor de eenheid in de capaciteitsmarkt zonder een dagelijks programma of eenheden, indien het gekoppelde capaciteiten betreft, van toepassing in de door de veiling beoogde leveringsperiode zoals bedoeld in artikel 26, verminderd met de variabele kosten en de opstartkosten of vaste activatiekosten voor het aanbieden van energie, en rekening houdend met andere operationele beperkingen gelinkt aan de uitbating bedoeld in respectievelijk paragraaf 2, 2° en 4°, overeenkomstig het resultaat van de beoordeling bedoeld in paragraaf 6;
- 4° een raming van de netto opbrengsten van de levering van balanceringsdiensten (in €/MW/jaar) :
 - a) geëvalueerd op basis van de technologie waartoe de eenheid in de capaciteitsmarkt, of eenheden indien het gekoppelde capaciteiten, waarop de aanvraag van toepassing is, behoort;
 - b) overeenkomend met de gemiddelde historische kosten van de reserveringen door de netbeheerder van de balanceringsdiensten, op basis van de afgelopen zesendertig maanden;
 - c) rekening houdend met de kosten, inclusief de opportuniteitskosten, die verband houden met de levering van deze balanceringsdiensten, teneinde dubbelstellingen tussen inframarginale inkomsten en opbrengsten van de levering van balanceringsdiensten te vermijden.

§ 9. De netbeheerder berekent het verwachte "missing-money", als volgt :

- 1° de som van de vaste kostencomponenten en investeringskosten bedoeld in paragraaf 2, 2°, overeenkomstig het resultaat van de beoordeling bedoeld in paragraaf 6, gedeeld door het meest recent nominaal referentievermogen van de betreffende eenheid in de capaciteitsmarkt, of door de som van de meest recente nominale referentievermogens van de betreffende eenheden indien het gekoppelde capaciteiten betreft;
- 2° verminderd met de inkomsten bedoeld in paragraaf 8, 3°;
- 3° verminderd met de opbrengsten bedoeld in paragraaf 8, 4°;
- 4° verminderd met de inkomsten bedoeld in paragraaf 2, 3°, overeenkomstig het resultaat van de beoordeling bedoeld in paragraaf 8, gedeeld door het meest recent nominaal referentievermogen van de betreffende eenheid in de capaciteitsmarkt, of door de som van de meest recente nominale referentievermogens van de betreffende gekoppelde eenheden indien het gekoppelde capaciteiten betreft;
- 5° het totale resultaat wordt gedeeld door de reductiefactor bedoeld in § 8, 2°.

§ 10. Les recettes attendues sont évaluées conformément à l'article 6(9) de la méthodologie telle que visée à l'article 23, alinéa 5 du Règlement (UE) 2019/943 dès que la méthode conformément à l'article 6(9)(a) iii pour l'étude conformément à l'article 7bis, § 1^{er}, de la loi du 29 avril 1999 est disponible et mise en œuvre, après d'éventuelles adaptations nécessaires afin d'appliquer la méthode dans le contexte spécifique des dérogations au prix maximum intermédiaire.

§ 11. La commission prend une décision en ce qui concerne le bien-fondé de chaque demande de dérogation recevable qui est liée à une unité de marché de capacité, ou unités s'il s'agit de capacités liées, pour laquelle un offre a été retenu dans la mise aux enchères à laquelle s'applique la demande.

§ 12. La commission accepte la dérogation au prix maximum intermédiaire si le niveau attendu du « missing-money » de l'unité de marché de capacité, ou unités s'il s'agit de capacités liées, calculé conformément au § 9, est supérieur au prix maximum intermédiaire lié à la mise aux enchères à laquelle s'applique la demande, fixé par le ministre dans la décision visée à l'article 7undecies, paragraphe 6, de la loi du 29 avril 1999.

§ 13. Si le niveau attendu du « missing-money » de l'unité de marché de capacité, ou unités s'il s'agit de capacités liées, calculé conformément au § 9, est inférieur ou égal au prix maximum intermédiaire, la commission communique au demandeur de dérogation son projet de décision pour que ce dernier puisse faire valoir ses observations dans un délai de 15 jours ouvrables.

Si, sur la base des observations formulées par le demandeur de dérogation, la commission est d'avis qu'elle doit revoir son évaluation alternative qu'elle a donné conformément au § 6, elle demande au gestionnaire de réseau de fournir, dans un délai de 30 jours ouvrables, un nouveau calcul du « missing-money » attendu de l'unité de marché de capacité, ou unités s'il s'agit de capacités liées, compte tenu de cette nouvelle évaluation alternative.

§ 14. La commission transmet sa décision au demandeur de dérogation et au gestionnaire de réseau, par lettre recommandée à la poste avec accusé de réception, au plus tard vingt-cinq jours ouvrables suivant la réception, selon le cas, du calcul par le gestionnaire de réseau du « missing-money » attendu, conformément au § 8, ou § 13, deuxième alinéa.

§ 15. Au plus tard dix jours ouvrables suivant la réception de la décision de la commission décrite au paragraphe 14, le gestionnaire de réseau adapte, pour chaque demande de dérogation au prix maximum intermédiaire refusée, de manière unilatérale le contrat de capacité concerné, en réduisant la rémunération de la capacité pour la transaction qui résulte de l'offre retenu en ce qui concerne l'unité de marché de capacité, ou offres retenus en ce qui concerne les unités s'il s'agit de capacités liées, dans la mise aux enchères à laquelle s'applique la demande, au niveau du prix maximum intermédiaire lié à la mise aux enchères à laquelle s'applique la demande, fixé par le ministre dans la décision visée à l'article 7undecies, paragraphe 6, de la loi du 29 avril 1999.

§ 16. La décision de la commission en ce qui concerne la demande de dérogation au prix maximum intermédiaire ne déroge pas au résultat de la mise aux enchères et elle ne donne aucun droit au fournisseur de capacité de mettre fin à un contrat de capacité.

Art. 22. § 1^{er}. Un demandeur de dérogation est autorisé à demander, pour chaque mise aux enchères après 2021 à laquelle il souhaite participer, par unité de marché de capacité, ou unités s'il s'agit de capacités liées, une dérogation au prix maximum intermédiaire visé à l'article 15, selon la procédure décrite dans cet article.

Dans ce cadre, le gestionnaire de réseau publie, au plus tard le 31 mars, un tableau qui, pour chaque technologie installée dans la zone de réglage belge pour laquelle un facteur de réduction est calculé conformément à l'article 13, § 1^{er}, reprend les hypothèses relatives aux coûts marginaux qui sont pris en compte pour le calcul des rentes inframarginales annuelles.

§ 2. Le demandeur de dérogation introduit, par voie électronique, au maximum une demande par unité de marché de capacité, ou unités s'il s'agit de capacités liées auprès du gestionnaire de réseau, au plus tard vingt jours ouvrables avant la date d'introduction ultime du dossier de préqualification mentionnée à l'article 7undecies, § 8, dernier alinéa, de la loi du 29 avril 1999.

§ 10. De verwachte inkomsten worden ingeschat overeenkomstig artikel 6(9) van de methodologie zoals bedoeld in artikel 23, lid 5 van Verordening (EU) 2019/943 van zodra de methode overeenkomstig artikel 6(9)(a) iii voor de studie overeenkomstig artikel 7bis, § 1 van de wet van 29 april 1999 beschikbaar en geïmplementeerd is, na eventuele noodzakelijke aanpassingen om de methode toe te passen binnen de specifieke context van de derogaties van de intermediaire maximumprijs.

§ 11. De commissie neemt een beslissing met betrekking tot de gegrondheid van elke ontvankelijke derogatieaanvraag die gerelateerd is aan een eenheid in de capaciteitsmarkt, of eenheden indien het gekoppelde capaciteiten betreft, waarvoor een bieding weerhouden werd in de veiling waarop de aanvraag van toepassing is.

§ 12. De commissie aanvaardt de aanvraag voor derogatie van de intermediaire maximumprijs enkel indien het verwachte niveau van het "missing-money" van de eenheid in de capaciteitsmarkt, of eenheden indien het gekoppelde capaciteiten betreft, berekend overeenkomstig § 9, hoger is dan de intermediaire maximumprijs gerelateerd aan de veiling waarop de aanvraag van toepassing is, vastgesteld door de minister in de beslissing bedoeld in artikel 7undecies, paragraaf 6 van de wet van 29 april 1999.

§ 13. Indien het verwachte niveau van het « missing money » van de eenheid in de capaciteitsmarkt, of eenheden indien het gekoppelde capaciteiten betreft, berekend overeenkomstig artikel § 9, lager of gelijk is aan de intermediaire maximumprijs, deelt de commissie aan de derogatieaanvrager zijn ontwerpbeslissing mee opdat deze laatste zijn opmerkingen kan laten gelden binnen een termijn van 15 werkdagen.

Indien, op basis van de opmerkingen gegeven door de derogatieaanvrager, de commissie van oordeel is dat zij haar alternatieve beoordeling die ze gegeven heeft overeenkomstig artikel § 6 dient te herzien, vraagt ze aan de netbeheerder om, binnen een termijn van 30 werkdagen, een nieuwe berekening van het verwachte "missing money" te bezorgen van de eenheid in de capaciteitsmarkt, of eenheden indien het gekoppelde capaciteiten betreft, rekening houdend met deze nieuwe alternatieve evaluatie.

§ 14. De commissie maakt haar beslissing over aan de derogatieaanvrager en de netbeheerder, per aangetekend schrijven tegen ontvangstbewijs, ten laatste vijftig werkdagen na ontvangst van, afhankelijk van het geval, de berekening door de netbeheerder van het verwachte "missing-money" overeenkomstig § 8, of § 13, tweede lid.

§ 15. Uiterlijk tien werkdagen na ontvangst van de beslissing van de commissie beschreven in paragraaf 14 past de netbeheerder, voor elke afgewezen aanvraag voor derogatie van de intermediaire maximumprijs, eenzijdig het betrokken capaciteitscontract aan, door de capaciteitsvergoeding voor de transactie die voortvloeit uit de weerhouden bieding met betrekking tot de eenheid in de capaciteitsmarkt, of weerhouden biedingen met betrekking tot de eenheden indien het gekoppelde capaciteiten betreft, in de veiling waarop de aanvraag van toepassing is, te reduceren tot het niveau van de intermediaire maximumprijs gerelateerd aan de veiling waarop de aanvraag van toepassing is, vastgesteld door de minister in de beslissing bedoeld in artikel 7undecies, paragraaf 6 van de wet van 29 april 1999.

§ 16. De beslissing van de commissie met betrekking tot de aanvraag tot derogatie van intermediaire maximumprijs doet geen afbreuk aan het resultaat van de veiling en geeft geen enkel recht aan de capaciteitsleverancier om een capaciteitscontract te beëindigen.

Art. 22. § 1. Een derogatieaanvrager heeft de mogelijkheid om voor elke veiling na 2021 waaraan hij wenst deel te nemen, per eenheid in de capaciteitsmarkt, of eenheden indien het gekoppelde capaciteiten betreft, een derogatie van de in artikel 15 bedoelde intermediaire maximumprijs aan te vragen volgens de procedure beschreven in dit artikel.

In dat kader publiceert de netbeheerder uiterlijk op 31 maart een tabel die, voor elke technologie geïnstalleerd in de Belgische regelzone waarvoor een reductiefactor wordt berekend overeenkomstig artikel 13, § 1, de hypothese herneemt rond de marginale kosten die in rekening zijn genomen voor de berekening van de jaarlijkse inframarginale inkomsten.

§ 2. De derogatieaanvrager dient op elektronische wijze maximaal een aanvraag per eenheid in de capaciteitsmarkt, of eenheden indien het gekoppelde capaciteiten betreft, in bij de netbeheerder, uiterlijk twintig werkdagen voor de uiterste indieningsdatum van het prekwificatiedossier vermeld in artikel 7undecies, § 8, laatste lid van de wet van 29 april 1999.

Les conditions de forme de cette demande sont établies par la commission et mises à disposition sur le site Internet de la commission au plus tard le 31 mars de l'année de la mise aux enchères. Cette demande comprend au moins les éléments suivants :

- 1° l'identification de l'unité de marché de capacité, ou unités s'il s'agit de capacités liées, telle que définie dans les règles de fonctionnement, et la mise aux enchères à laquelle s'applique la demande;
- 2° une estimation et une description précises, ou une description de l'absence, le cas échéant, des composants de coûts suivants en ce qui concerne l'unité de marché de capacité, ou unités s'il s'agit de capacités liées, pour la période de fourniture de capacité à laquelle s'applique la demande :
 - a) scindés le cas échéant par point de livraison, les coûts fixes annuels opérationnels et de maintenance (en €/an), en ce compris la spécification supplémentaire de tarifs de réseau fixes et des coûts d'activation pour les tests de disponibilité demandés par Elia tels que définis dans les règles de fonctionnement si ceux-ci sont jugés pertinents, complétés, le cas échéant, par les hypothèses relatives au moins au nombre d'heures pendant lesquelles l'unité (les unités) a (ont) été activée(s) et au nombre de démarrages ou d'activations sur lesquels ces estimations sont basées, ainsi que la relation entre les coûts fixes et, d'une part, le nombre d'activations et, d'autre part, le nombre d'heures de fonctionnement;
 - b) les coûts fixes liés à la gestion d'un portefeuille de points de livraison pertinents pour opérer sur le marché de l'énergie (en €/an) par l'unité de marché de capacité concernée, pendant la période de fourniture de capacité à laquelle s'applique la demande;
 - c) scindées le cas échéant par point de livraison, les dépenses d'investissements récurrentes annualisées non directement liées à une prolongation de la durée de vie technique de l'installation ou à une augmentation de la puissance de référence nominale, y compris, le cas échéant, les provisions pour les entretiens majeurs des installations qui n'ont pas forcément lieu chaque année (en €/an), complétées, le cas échéant, par les hypothèses relatives au moins au nombre d'heures pendant lesquelles l'unité (les unités) a (ont) été activée(s) et au nombre de démarrages ou d'activations sur lesquels ces estimations sont basées, ainsi que la relation entre les coûts fixes et, d'une part, le nombre d'activations et, d'autre part, le nombre d'heures de fonctionnement;
 - d) scindées le cas échéant par point de livraison, les dépenses d'investissements non récurrentes annualisées pertinentes pour la fourniture du service avec l'unité de marché de capacité concernée, ou unités s'il s'agit de capacités liées, pendant la période de fourniture de capacité à laquelle s'applique la demande (en €/an);
 - e) les coûts variables pour l'offre d'énergie (en €/MWh), en ce compris la spécification supplémentaire, le cas échéant, des éléments suivants au moins qui sont inclus dans ces coûts variables : les coûts opérationnels et d'entretien variables, en ce compris les tarifs de réseau variables s'ils sont jugés pertinents, le facteur d'efficacité ou, en cas de systèmes de stockage, la « round-trip efficiency »;
 - f) Pour une offre agrégée, la différence entre la capacité offerte et la somme de la capacité installée des différents points de livraison;
 - g) les frais de démarrage ou les coûts d'activation fixes en précisant le coût par démarrage ou activation, à l'exclusion des frais relatifs au combustible purement nécessaire au démarrage (en €/démarrage ou en €/activation), complété, le cas échéant, par une indication du type et de la quantité de combustible purement nécessaire au démarrage (en GJ/démarrage).

Pour chaque investissement, les données suivantes doivent à tout le moins être fournies : les dépenses d'investissement totales, les dépenses de financement, en ce compris le coût moyen pondéré du capital, la durée de vie économique de l'investissement, la motivation relative à la pertinence pour la fourniture du service, l'année de réalisation de l'investissement et le coût annualisé qui en découle.

Les dépenses d'investissements non récurrentes éligibles pour le calcul du « missing-money » de l'unité de marché de capacité, ou unités s'il s'agit de capacités liées, sont les dépenses d'investissement initiales et non récurrentes qui sont commandées à partir de la première décision en application de l'article 7*undecies*, § 6 de la loi électricité et

De vormvereisten voor deze aanvraag worden door de commissie opgemaakt en ter beschikking gesteld op de website van de commissie ten laatste op 31 maart van het jaar van de veiling. Deze aanvraag omvat minstens volgende elementen :

- 1° identificatie van de eenheid in de capaciteitsmarkt, of eenheden indien het gekoppelde capaciteiten betreft, zoals bepaald in de werkingsregels, en de veiling waarop de aanvraag van toepassing is;
- 2° een nauwkeurige inschatting en beschrijving, of beschrijving van de desgevallende afwezigheid, van volgende kostencomponenten met betrekking tot de eenheid in de capaciteitsmarkt, of eenheden indien het gekoppelde capaciteiten betreft, voor de periode van capaciteitslevering waarop de aanvraag van toepassing is :
 - a) opgesplitst in voorkomend geval per leveringspunt, jaarlijkse vaste operationele en onderhoudskosten (in €/jaar), inclusief verdere specificatie van vaste nettarieven en de activatiekosten voor de beschikbaarheidstests gevraagd door Elia zoals bepaald in de werkingsregels indien deze relevant geacht worden, aangevuld met, indien van toepassing, de hypothesen met betrekking tot minstens het aantal uren tijdens dewelke de eenheid (eenheden) geactiveerd is (zijn) en het aantal starts of activiteiten waarop deze inschattingen gebaseerd zijn, alsook de relatie tussen de vaste kosten en enerzijds het aantal activiteiten en anderzijds het aantal draaiuren;
 - b) vaste kosten gerelateerd aan het beheer van een portfolio van leveringspunten relevant voor het opereren in de energiemarkt (in €/jaar) door de betrokken eenheid in de capaciteitsmarkt, tijdens de periode van capaciteitslevering waarop de aanvraag van toepassing is;
 - c) opgesplitst in voorkomend geval per leveringspunt, recurrenente investeringskosten op jaarbasis die niet rechtstreeks verband houden met een verlenging van de technische levensduur van de installatie of met een verhoging van het nominale referentievermogen, in voorkomend geval met inbegrip van de provisies voor grote onderhoudswerken aan installaties die niet noodzakelijk elk jaar gebeuren (in €/jaar), aangevuld met, indien van toepassing, de hypothesen met betrekking tot minstens het aantal uren tijdens dewelke de eenheid (eenheden) geactiveerd is (zijn) en aantal starts of activiteiten waarop deze inschattingen gebaseerd zijn, alsook de relatie tussen de vaste kosten en enerzijds het aantal activiteiten en anderzijds het aantal draaiuren;
 - d) opgesplitst in voorkomend geval per leveringspunt, geannualiseerde niet-recurrenente investeringskosten relevant voor het leveren van de dienst met de betrokken eenheid in de capaciteitsmarkt, of eenheden indien het gekoppelde capaciteiten betreft, tijdens de periode van capaciteitslevering waarop de aanvraag van toepassing is (in €/jaar);
 - e) variabele kosten voor het aanbieden van energie (in €/MWh), inclusief verdere specificatie van, indien van toepassing, ten minste volgende elementen die in deze variabele kosten inbegrepen zijn : variabele operationele en onderhoudskosten inclusief variabele nettarieven indien deze relevant geacht worden, efficiëntiefactor of in geval van opslagsystemen, round trip efficiëntie;
 - f) Voor een geaggregeerde offerte, het verschil tussen de aangeboden capaciteit en de som van de geïnstalleerde capaciteit van de verschillende leveringspunten;
 - g) Opstartkosten of vaste activatiekosten door specificatie van de kost per start of activatie exclusief kosten gerelateerd aan de louter voor de opstart noodzakelijke brandstof (in €/start of €/activatie), aangevuld met, indien van toepassing, indicatie van het type en de hoeveelheid louter voor de opstart noodzakelijke brandstof (in GJ/start).

Voor elke investering dienen minstens de volgende gegevens te worden aangeleverd : totale investeringskost, financieringskost inclusief gewogen gemiddelde kapitaalkost, economische levensduur van de investering, motivatie m.b.t. de relevantie voor het leveren van de dienst, realisatiejaar van de investering en geannualiseerde kost die daaruit voortvloeit.

De in aanmerking komende niet-recurrenente investeringskosten voor het berekenen van de 'missing-money' van de eenheid in de capaciteitsmarkt, of eenheden indien het gekoppelde capaciteiten betreft, zijn de initiële en niet terugkerende investeringsuitgaven die worden besteld vanaf de eerste beslissing in toepassing van artikel 7*undecies*, § 6

qui sont effectuées au plus tard le jour précédant le premier jour de la période de fourniture de capacité.

- 3° le cas échéant, une estimation et une description précises des revenus (en €/an) en ce qui concerne l'unité de marché de capacité, ou unités s'il s'agit de capacités liées, pour la période de fourniture de capacité à laquelle s'applique la demande, autres que les rentes inframarginales annuelles et les revenus nets de la fourniture de services d'équilibrage visés au paragraphe 8, 3° et 4°, tels que par exemple, mais pas nécessairement limités aux revenus liés à la vapeur et/ou à la chaleur;
- 4° le cas échéant, une estimation précise des restrictions opérationnelles liées à l'exploitation qui ont un impact sur la fourniture du service avec l'unité de marché de capacité concernée, ou unités s'il s'agit de capacités liées, et une description de l'impact de ces restrictions sur les revenus, pendant la période de fourniture de capacité à laquelle s'applique la demande, telles que par exemple, mais pas nécessairement limitées aux : restrictions d'énergie, restrictions d'activation, moments de maintenance prévus, restrictions « must run »;
- 5° une estimation et un calcul précis du « missing-money » (en €/MW/an) de l'unité de marché de capacité concernée, ou unités s'il s'agit de capacités liées, pour la période de fourniture de capacité à laquelle s'applique la demande.

Les composants délivrés par le demandeur de dérogation visés au point 2° à 4° pour soutenir sa demande, doivent être spécifiques à l'unité de marché de capacité concernée, ou unités s'il s'agit de capacités liées.

§ 3. Le gestionnaire de réseau contrôle l'exhaustivité de la demande et il informe le demandeur de dérogation par voie électronique du résultat de son contrôle d'exhaustivité dans les dix jours ouvrables suivant la réception de la demande. En cas de demande incomplète, le demandeur de dérogation a la possibilité de compléter les informations manquantes. Si le demandeur de dérogation n'a pas complété sa demande dans les cinq jours ouvrables suivant la notification des résultats du contrôle d'exhaustivité par le gestionnaire de réseau, la demande est déclarée irrecevable par le gestionnaire de réseau.

Le gestionnaire de réseau informe le demandeur de dérogation du résultat du contrôle de la recevabilité.

§ 4. Le gestionnaire de réseau transmet les demandes considérées comme recevables, par voie électronique, à la commission, avec mention du numéro d'identification unique venant de la procédure de préqualification, au plus tard deux jours ouvrables suivant la date d'introduction ultime du dossier de préqualification telle mentionnée à l'article 7undecies, paragraphe 8, dernier alinéa, de la loi du 29 avril 1999.

§ 5. La commission évalue le bien-fondé de chaque demande de dérogation recevable qui est liée à une unité de marché de capacité, ou unités s'il s'agit de capacités liées.

À cet effet, la commission évalue l'acceptabilité des composants de coûts, des revenus et l'impact des restrictions visées au paragraphe 2, 2° à 4° inclus. Dans le cadre de cette évaluation, la commission peut demander un avis à un expert indépendant, dont l'expert indépendant visé à l'article 17, § 1^{er}.

Pour tous les composants de coûts, revenus et l'impact des restrictions visées au paragraphe 2, 2° à 4° inclus, que la commission évalue comme inacceptable, la commission fixe une estimation alternative. Si la commission est d'avis que des informations complémentaires sont souhaitables pour son évaluation, elle peut inviter le demandeur de dérogation à faire valoir ses observations dans un délai de 10 jours ouvrables suivant la réception de la demande d'informations complémentaires. Dans un même délai, la commission peut inviter le demandeur de dérogation à une audition pour expliquer sa demande.

§ 6. La commission transmet le résultat de son évaluation visée au paragraphe 5, par voie électronique, au gestionnaire de réseau, au plus tard trente-cinq jours ouvrables suivant la réception du dossier visé au § 4. Sur la base de ces informations, le gestionnaire de réseau calcule le « missing-money » attendu tel que décrit aux paragraphes 7 et 8.

§ 7. Le gestionnaire de réseau fournit à la commission, par voie électronique, le « missing-money » attendu qu'il a calculé, au plus tard vingt-cinq jours ouvrables suivant la réception des résultats de l'évaluation de la commission visée au paragraphe 5.

van de Elektriciteitswet en die ten laatste de dag voorafgaand aan de eerste dag van de periode van capaciteitslevering worden uitgevoerd.

- 3° indien van toepassing, een nauwkeurige inschatting en beschrijving van de inkomsten (in €/jaar) met betrekking tot de eenheid in de capaciteitsmarkt, of eenheden indien het gekoppelde capaciteiten betreft, voor de periode van capaciteitslevering waarop de aanvraag van toepassing is, andere dan jaarlijkse inframarginale inkomsten en netto opbrengsten van de levering van balanceringsdiensten bedoeld in paragraaf 8, 3° en 4°, zoals bijvoorbeeld maar niet noodzakelijk beperkt tot stoom en/of warmte-gerelateerde inkomsten;
- 4° indien van toepassing, een nauwkeurige inschatting van de operationele beperkingen gelinkt aan de uitbating die een invloed hebben op het leveren van de dienst met de betrokken eenheid in de capaciteitsmarkt, of eenheden indien het gekoppelde capaciteiten betreft, en een beschrijving van de impact van die beperkingen op de inkomsten, tijdens de periode van capaciteitslevering waarop de aanvraag van toepassing is, zoals bijvoorbeeld en maar niet noodzakelijk beperkt tot : energiebeperkingen, activatiebeperkingen, geplande onderhoudsmomenten, must run beperkingen;
- 5° een nauwkeurige inschatting en berekening van het "missing-money" (in €/MW/jaar) van de eenheid in de capaciteitsmarkt, of eenheden indien het gekoppelde capaciteiten betreft voor de periode van capaciteitslevering waarop de aanvraag van toepassing is.

De componenten aangeleverd door de derogatieaanvrager bedoeld in punt 2° tot 4° ter ondersteuning van zijn aanvraag dienen specifiek te zijn aan de betrokken eenheid in de capaciteitsmarkt, of eenheden indien het gekoppelde capaciteiten betreft.

§ 3. De netbeheerder controleert de volledigheid van de aanvraag en informeert de derogatieaanvrager op elektronische wijze over het resultaat van haar volledigheidscntrole, binnen tien werkdagen na ontvangst van de aanvraag. In geval van een onvolledige aanvraag, heeft de derogatieaanvrager de mogelijkheid om de ontbrekende informatie aan te vullen. Indien de derogatieaanvrager zijn aanvraag niet binnen vijf werkdagen na notificatie van de resultaten van de volledigheidscntrole door de netbeheerder heeft vervolledigd, wordt de aanvraag onontvankelijk verklaard door de netbeheerder.

De netbeheerder informeert de derogatieaanvrager van het resultaat van de ontvankelijkheidscontrole.

§ 4. De netbeheerder maakt de als ontvankelijk beschouwde aanvragen op elektronische wijze over aan de commissie, met vermelding van het uniek identificatienummer afkomstig van de prekwificatieprocedure, uiterlijk twee werkdagen na de uiterste indieningsdatum van het prekwificatiedossier, zoals bepaald in artikel 7undecies, paragraaf 8, laatste lid van de wet van 29 april 1999.

§ 5. De commissie beoordeelt de gegrondheid van elke ontvankelijke derogatieaanvraag die gerelateerd is aan een eenheid in de capaciteitsmarkt, of eenheden indien het gekoppelde capaciteiten betreft.

Te dien einde, beoordeelt de commissie de aanvaardbaarheid van de kostencomponenten, de inkomsten en de impact van de beperkingen bedoeld in paragraaf 2, 2° tot en met 4°. In het kader van die beoordeling kan de commissie een advies vragen van een onafhankelijke deskundige, waaronder de onafhankelijke deskundige bedoeld in artikel 17, § 1.

Voor alle kostencomponenten, inkomsten en impact van de beperkingen bedoeld in paragraaf 2, 2° tot en met 4° die de commissie als onaanvaardbaar beoordeelt, bepaalt de commissie een alternatieve inschatting. Indien de commissie van oordeel is dat aanvullende informatie wenselijk is voor haar beoordeling, kan zij de derogatieaanvrager uitnodigen om zijn opmerkingen te laten gelden binnen een termijn van 10 werkdagen binnen ontvangst van het verzoek tot aanvullende informatie. De commissie kan, binnen eenzelfde termijn, de derogatieaanvrager tot een hoorzitting uitnodigen om zijn aanvraag toe te lichten.

§ 6. De commissie maakt het resultaat van haar beoordeling bedoeld in paragraaf 5 op elektronische wijze over aan de netbeheerder, ten laatste vijftiendertig werkdagen na de ontvangst van het dossier bedoeld in § 4. Op basis van deze informatie berekent de netbeheerder het verwachte "missing-money", zoals beschreven in paragrafen 7 en 8.

§ 7. De netbeheerder bezorgt aan de commissie op elektronische wijze het door hem berekende verwachte "missing-money", ten laatste vijftiendertig werkdagen na ontvangst van de resultaten van beoordeling van de commissie bedoeld in paragraaf 5.

Ce calcul du « missing money » attendu se fait sur la base :

- 1° des composants de coûts fixes et variables, des dépenses d'investissements et des revenus autres que ceux du marché de l'énergie ou du marché des services auxiliaires, visés au paragraphe 2, 2°, 3°, conformément au résultat de l'évaluation visée au paragraphe 5;
- 2° du facteur de réduction de l'unité de marché de capacité, ou unités s'il s'agit de capacités liées, tel que déterminé dans la préqualification pour la mise aux enchères concernée;
- 3° d'une estimation des rentes inframarginales annuelles (en €/MW/an), sur la base :
 - a) d'une simulation du marché de l'électricité tel que visé à l'article 12;
 - b) du scénario de référence visé à l'article 4, paragraphe 7, lié à la mise aux enchères à laquelle s'applique la demande;
 - c) des revenus de la médiane (P50), limités au niveau du prix d'exercice, ou éventuellement au prix du marché indiqué motivé pour l'unité de marché de capacité sans un programme journalier ou des unités, s'il s'agit de capacités liées, applicable dans la période de fourniture visée par la mise aux enchères, telle que visée à l'article 26, diminués par les coûts variables et les coûts de démarrage ou les coûts d'activation fixes pour l'offre d'énergie, et compte tenu d'autres restrictions opérationnelles liées à l'exploitation visées respectivement au paragraphe 2, 2° et 4°, conformément au résultat de l'évaluation visée au paragraphe 5;
- 4° d'une estimation des revenus nets de la fourniture de services d'équilibrage (en €/MW/an) :
 - a) évaluée sur la base de la technologie à laquelle appartient l'unité de marché de capacité, ou unités s'il s'agit de capacités liées, à laquelle s'applique la demande;
 - b) correspondant aux coûts historiques moyens des réservations par le gestionnaire de réseau des services d'équilibrage, sur la base des trente-six derniers mois;
 - c) tenant compte des coûts, y inclus les coûts d'opportunités, liés à la fourniture de ces services d'équilibrage, afin d'éviter des doubles comptages entre les revenus inframarginaux sur le marché de l'énergie et les revenus de la fourniture des services d'équilibrage.

§ 8. Le gestionnaire de réseau calcule le « missing-money » attendu comme suit :

- 1° la somme des composants de coûts et des dépenses d'investissement visés au paragraphe 2, 2°, conformément au résultat de l'évaluation visée au paragraphe 5, divisée par la puissance nominale de référence la plus récente de l'unité de marché de capacité concernée, ou par la somme des puissances nominales de référence les plus récentes des unités concernées s'il s'agit de capacités liées;
- 2° diminué par les rentes visées au paragraphe 7, 3°;
- 3° diminué par les revenus visés au paragraphe 7, 4°;
- 4° diminué par les revenus visés au paragraphe 2, 3°, conformément au résultat de l'évaluation visée au paragraphe 7, divisés par la puissance nominale de référence la plus récente de l'unité de marché de capacité concernée, ou par la somme des puissances nominales de référence les plus récentes des unités liées concernées s'il s'agit de capacités liées;
- 5° le résultat total est divisé par le facteur de réduction visé au paragraphe 7, 2°.

§ 9. Les recettes attendues sont évaluées conformément à l'article 6(9) de la méthodologie telle que visée à l'article 23, alinéa 5 du Règlement (UE) 2019/943 dès que la méthode conformément à l'article 6(9)(a) iii pour l'étude conformément à l'article 7bis, § 1^{er}, de la loi du 29 avril 1999 est disponible et mise en œuvre, après d'éventuelles adaptations nécessaires afin d'appliquer la méthode dans le contexte spécifique des dérogations au prix maximum intermédiaire.

§ 10. La commission prend une décision en ce qui concerne le bien-fondé de chaque demande de dérogation recevable qui est liée à une unité de marché de capacité, ou unités s'il s'agit de capacités liées.

Deze berekening van het verwachte "missing-money" gebeurt op basis van :

- 1° de vaste en variabele kostencomponenten, de investeringskosten en de andere inkomsten dan deze uit de energiemarkt of de markt voor ondersteunende diensten bedoeld in paragraaf 2, 2°, 3°, overeenkomstig het resultaat van de beoordeling bedoeld paragraaf 5;
- 2° de reductiefactor van de eenheid in de capaciteitsmarkt, of eenheden indien het gekoppelde capaciteiten betreft, zoals vastgesteld in de prekwificatie voor de betrokken veiling;
- 3° een raming van de jaarlijkse inframarginale inkomsten (in €/MW/jaar), op basis van :
 - a) een simulatie van de elektriciteitsmarkt zoals bedoeld in artikel 12;
 - b) het referentiescenario bedoeld in artikel 4, paragraaf 7, gerelateerd aan de veiling waarop de aanvraag van toepassing is;
 - c) de mediaan (P50) inkomsten, gelimiteerd tot het niveau van de uitoefenprijs, of eventueel tot de gemotiveerde aangegeven marktprijs voor de eenheid in de capaciteitsmarkt zonder een dagelijks programma of eenheden, indien het gekoppelde capaciteiten betreft, van toepassing in de door de veiling beoogde leveringsperiode zoals bedoeld in artikel 26, verminderd met de variabele kosten en de opstartkosten of vaste activatiekosten voor het aanbieden van energie, en rekening houdend met andere operationele beperkingen gelinkt aan de uitbating bedoeld in respectievelijk paragraaf 2, 2° en 4°, overeenkomstig het resultaat van de beoordeling bedoeld in paragraaf 5;
- 4° een raming van de netto opbrengsten van de levering van balanceringsdiensten (in €/MW/jaar) :
 - a) geëvalueerd op basis van de technologie waartoe de eenheid in de capaciteitsmarkt, of eenheden indien het gekoppelde capaciteiten, waarop de aanvraag van toepassing is, behoort;
 - b) overeenkomend met de gemiddelde historische kosten van de reserveringen door de netbeheerder van de balanceringsdiensten, op basis van de afgelopen zesendertig maanden;
 - c) rekening houdend met de kosten, inclusief de opportuniteitskosten, die verband houden met de levering van deze balanceringsdiensten, teneinde dubbelstellingen tussen inframarginale inkomsten op de energiemarkt en opbrengsten van de levering van balanceringsdiensten te vermijden.

§ 8. De netbeheerder berekent het verwachte "missing-money", als volgt :

- 1° de som van de vaste kostencomponenten en investeringskosten bedoeld in paragraaf 2, 2°, overeenkomstig het resultaat van de beoordeling bedoeld in paragraaf 5, gedeeld door het meest recent nominaal referentievermogen van de betreffende eenheid in de capaciteitsmarkt, of door de som van de meest recente nominale referentievermogens van de betreffende eenheden indien het gekoppelde capaciteiten betreft;
- 2° verminderd met de inkomsten bedoeld in paragraaf 7, 3°;
- 3° verminderd met de opbrengsten bedoeld in paragraaf 7, 4°;
- 4° verminderd met de inkomsten bedoeld in paragraaf 2, 3°, overeenkomstig het resultaat van de beoordeling bedoeld in paragraaf 7, gedeeld door het meest recent nominaal referentievermogen van de betreffende eenheid in de capaciteitsmarkt, of door de som van de meest recente nominale referentievermogens van de betreffende gekoppelde eenheden indien het gekoppelde capaciteiten betreft;
- 5° het totale resultaat wordt gedeeld door de reductiefactor bedoeld in paragraaf 7, 2°.

§ 9. De verwachte inkomsten worden ingeschat overeenkomstig artikel 6(9) van de methodologie zoals bedoeld in artikel 23, lid 5 van Verordening (EU) 2019/943 van zodra de methode overeenkomstig artikel 6(9)(a) iii voor de studie overeenkomstig artikel 7bis, § 1 van de wet van 29 april 1999 beschikbaar en geïmplementeerd is, na eventuele noodzakelijke aanpassingen om de methode toe te passen binnen de specifieke context van de derogaties van de intermediaire maximumprijs.

§ 10. De commissie neemt een beslissing met betrekking tot de gegrondheid van elke ontvankelijke derogatieaanvraag die gerelateerd is aan een eenheid in de capaciteitsmarkt, of eenheden indien het gekoppelde capaciteiten betreft.

§ 11. La commission accepte la dérogation au prix maximum intermédiaire si le niveau attendu du « missing-money » de l'unité de marché de capacité, ou unités s'il s'agit de capacités liées, calculé par conformément au § 8, est supérieur au prix maximum intermédiaire lié à la mise aux enchères à laquelle s'applique la demande, fixé par le ministre dans la décision visée à l'article 7undecies, paragraphe 6, de la loi du 29 avril 1999.

§ 12. La commission transmet sa décision au demandeur de dérogation et au gestionnaire de réseau, par lettre recommandée à la poste avec accusé de réception, au plus tard cinq jours ouvrables suivant la réception du calcul par le gestionnaire de réseau du « missing-money » attendu, conformément au § 8.

§ 13. Si la demande concerne une unité de marché de capacité, ou unités s'il s'agit de capacités liées, qui est (sont) classée(s) par la commission dans une catégorie de capacité associée à un contrat de capacité pour plus d'une seule période de fourniture de capacité conformément à l'arrêté royal fixant les seuils d'investissement et les critères pour les dépenses d'investissement éligibles, déterminé conformément à l'article 7undecies, § 9, de la loi du 29 avril 1999, la demande est rejetée par la commission.

§ 14. Si la demande est acceptée par la commission, le demandeur de dérogation a le droit de soumettre des offres, pour l'unité de marché de capacité reprise dans la demande, ou unités s'il s'agit de capacités liées, dans la mise aux enchères à laquelle s'applique la demande, qui sont limités au « missing-money » mentionné au § 2, 5°.

§ 15. Si la demande est rejetée par la commission sur une autre base que § 13, le demandeur de dérogation qui souhaite encore introduire une offre dans la mise aux enchères qui est supérieure au prix maximum intermédiaire déterminé par le ministre dans la décision visée à l'article 7undecies, paragraphe 6, de la loi du 29 avril 1999, doit introduire un recours conformément aux articles 29bis et 29quater de la loi du 29 avril 1999. La déclaration dans laquelle le demandeur de dérogation confirme qu'il introduira un tel recours doit être transmise au gestionnaire de réseau et à la commission au plus tard deux jours ouvrables avant la date d'introduction ultime des offres visée à l'article 7undecies, § 10. La transmission de la déclaration donne le demandeur de dérogation le droit de soumettre des offres, pour l'unité de marché de capacité reprise dans la demande, ou unités s'il s'agit de capacités liées, dans la mise aux enchères à laquelle s'applique la demande, qui sont limités au « missing-money » mentionné au § 2, 5°.

§ 16. S'il n'a pas été introduit de recours en temps utile conformément aux articles 29bis et 29quater de la loi du 29 avril 1999, ou s'il a été introduit un recours en temps utile conformément aux articles 29bis et 29quater de la loi du 29 avril 1999, au plus tard dix jours ouvrables suivant la notification de la décision passée en force de chose jugée confirmant le rejet de la demande par la commission, le gestionnaire de réseau adapte de manière unilatérale le contrat de capacité concerné, en réduisant la rémunération de la capacité pour la transaction qui résulte de l'offre retenu en ce qui concerne l'unité de marché de capacité, ou offres retenus en ce qui concerne les unités s'il s'agit de capacités liées, dans la mise aux enchères à laquelle s'applique la demande, au niveau du prix maximum intermédiaire lié à la mise aux enchères à laquelle s'applique la demande, fixé par le ministre dans la décision visée à l'article 7undecies, paragraphe 6, de la loi du 29 avril 1999.

§ 17. La réduction mentionnée à l'alinéa précédent ne déroge pas au résultat de la mise aux enchères et elle ne donne aucun droit au fournisseur de capacité de mettre fin à un contrat de capacité.

CHAPITRE 8. — Prix de référence et prix d'exercice

Art. 23. § 1^{er}. Pour une unité du marché de capacité, le prix de référence et le prix d'exercice d'une capacité contractée s'appliquent dans l'obligation de remboursement visée à l'article 7undecies, § 11 de la loi du 29 avril 1999 pour tout moment de la période de fourniture de capacité.

§ 2. L'obligation de remboursement s'entend en euro par heure (€/h).

§ 3. Les modalités de l'obligation de remboursement sont établies dans les règles de fonctionnement et sont décrites plus en détail dans le contrat de capacité.

§ 4. L'obligation de remboursement est déterminée par transaction d'une unité dans le marché de capacité.

§ 11. De commissie aanvaardt de aanvraag voor derogatie van de intermediaire maximumprijs enkel indien het verwachte niveau van het "missing-money" van de eenheid in de capaciteitsmarkt, of eenheden indien het gekoppelde capaciteiten betreft, berekend overeenkomstig § 8, hoger is dan de intermediaire maximumprijs gerelateerd aan de veiling waarop de aanvraag van toepassing is, vastgesteld door de minister in de beslissing bedoeld in artikel 7undecies, paragraaf 6 van de wet van 29 april 1999.

§ 12. De commissie maakt haar beslissing over aan de derogatieaanvrager en de netbeheerder, per aangetekend schrijven tegen ontvangstbewijs, ten laatste vijf werkdagen na ontvangst van de berekening door de netbeheerder van het verwachte "missing-money" overeenkomstig § 8.

§ 13. Indien de aanvraag betrekking heeft op een eenheid in de capaciteitsmarkt, of eenheden indien het gekoppelde capaciteiten betreft, die geklasseerd is (zijn) door de commissie in een capaciteitscategorie geassocieerd aan een capaciteitscontract voor meer dan één enkele periode van capaciteitslevering overeenkomstig het Koninklijk Besluit tot vaststelling van de investeringsdrempels en de criteria voor de in aanmerking komende investeringskosten, vastgesteld overeenkomstig artikel 7undecies, § 9 van de wet van 29 april 1999, wordt de aanvraag door de commissie verworpen.

§ 14. Indien de aanvraag wordt aanvaard door de commissie, heeft de derogatieaanvrager het recht om voor de in de aanvraag opgenomen eenheid in de capaciteitsmarkt, of eenheden indien het gekoppelde capaciteiten betreft, biedingen in te dienen in de veiling waarop de aanvraag van toepassing is, die gelimiteerd zijn tot het missing-money vermeld in § 2, 5°.

§ 15. Indien de aanvraag wordt verworpen door de commissie op een andere grondslag dan § 13, dient de derogatieaanvrager die alsnog een bieding wenst in te dienen in de veiling die hoger is dan de intermediaire maximumprijs, vastgesteld door de minister in de beslissing bedoeld in artikel 7undecies, paragraaf 6 van de wet van 29 april 1999, beroep in te stellen overeenkomstig de artikelen 29bis en 29quater van de wet van 29 april 1999. De verklaring waarin de derogatieaanvrager bevestigt dat hij dergelijk beroep zal instellen, dient te worden overgemaakt aan de netbeheerder en de commissie uiterlijk twee werkdagen voor de uiterste indieningsdatum van de biedingen bedoeld in artikel 7undecies, § 10. De indiening van de verklaring geeft de derogatieaanvrager het recht om voor de in de aanvraag opgenomen eenheid in de capaciteitsmarkt, of eenheden indien het gekoppelde capaciteiten betreft, biedingen in te dienen in de veiling waarop de aanvraag van toepassing is, die gelimiteerd zijn tot het missing-money vermeld in § 2, 5°.

§ 16. Indien niet tijdig beroep werd ingesteld overeenkomstig de artikelen 29bis en 29quater van de wet van 29 april 1999, of indien tijdig beroep werd ingesteld overeenkomstig de artikelen 29bis en 29quater van de wet van 29 april 1999, uiterlijk tien werkdagen na betekening van de in kracht van gewijsde getreden beslissing waarbij de verwerping van de aanvraag door de commissie wordt bevestigd, past de netbeheerder eenzijdig het betrokken capaciteitscontract aan, door de capaciteitsvergoeding voor de transactie die voortvloeit uit de weerhouden bieding met betrekking tot de eenheid in de capaciteitsmarkt, of weerhouden biedingen met betrekking tot de eenheden indien het gekoppelde capaciteiten betreft, in de veiling waarop de aanvraag van toepassing is, te reduceren tot het niveau van de intermediaire maximumprijs gerelateerd aan de veiling waarop de aanvraag van toepassing is, vastgesteld door de minister in de beslissing bedoeld in artikel 7undecies, paragraaf 6 van de wet van 29 april 1999.

§ 17. De reductie vermeld in voorgaand lid doet geen afbreuk aan het resultaat van de veiling en geeft geen enkel recht aan de capaciteitsleverancier om een capaciteitscontract te beëindigen.

HOOFDSTUK 8. — Referentieprij en uitoefenprijs

Art. 23. § 1. Voor een eenheid in de capaciteitsmarkt gelden de referentieprij en de uitoefenprijs in de terugbetalingsverplichting bedoeld in artikel 7undecies, § 11, van de wet van 29 april 1999, voor elk ogenblik van de periode van capaciteitslevering.

§ 2. De terugbetalingsverplichting wordt uitgedrukt in euro per uur (€/h).

§ 3. De modaliteiten van de terugbetalingsverplichting worden in de werkingsregels bepaald en worden meer gedetailleerd beschreven in het capaciteitscontract.

§ 4. De terugbetalingsverplichting wordt bepaald per transactie van een eenheid in de capaciteitsmarkt.

§ 5. Les unités du marché de capacité (partiellement ou entièrement) indisponibles sont exemptées à raison de l'indisponibilité justifiée d'obligation de remboursement à hauteur de leur indisponibilité comme déterminée selon les règles de fonctionnement :

- 1° L'indisponibilité concernée doit être communiquée au gestionnaire du réseau avant la détection des moments pendant lesquels le monitoring de la disponibilité des unités du marché de capacité a lieu suivant les règles de fonctionnement.
- 2° Un ratio de disponibilité est défini par la proportion de la capacité disponible au sens de l'obligation de disponibilité visée à l'article 7undecies, § 11 de la loi du 29 avril 1999 par rapport à la capacité contractée totale (comme définie dans les règles de fonctionnement), calculée par unité.

§ 6. L'obligation de remboursement résulte de la multiplication de:

- la différence positive entre le prix de référence visé aux articles 24 et 25 et le prix d'exercice visé à l'article 26 de l'heure considérée;
- par la capacité contractée pour cette même heure;
- par le ratio de disponibilité d'une unité du marché de capacité à une heure considérée correspondant à la prise en compte des indisponibilités programmées ou non de l'unité du marché de capacité dans l'obligation de remboursement.

§ 7. Pour les unités du marché de capacité avec contrainte(s) énergétique(s), l'obligation de remboursement sur la transaction ou les transactions de l'unité du marché de capacité avec contrainte(s) énergétique(s) s'applique pour toute heure considérée dans la période de fourniture de capacité pour laquelle un calcul de capacité disponible prouvée est considéré selon les règles de fonctionnement.

§ 8. Pour les unités du marché de capacité avec contrainte(s) énergétique(s), la capacité contractée divisée par le facteur de réduction de la transaction se substitue à la capacité contractée dans l'obligation de remboursement du § 6°.

§ 9. Les obligations de remboursement liées à des transactions du marché primaire ou du marché secondaire pour lesquelles les périodes de transaction concernent une ou plusieurs périodes de fourniture complètes (comme défini dans les règles de fonctionnement) pendant une période de fourniture de capacité font l'objet d'un mécanisme de limitation des pertes ("Stop-Loss"). Cela signifie que l'obligation de remboursement d'une telle transaction ne peut être supérieure à la somme des rémunérations de capacité de la transaction concernée (comme défini dans les règles de fonctionnement) pour cette unité du marché de capacité sur cette même période de fourniture de capacité.

§ 10. Après la première mise aux enchères au printemps 2022, et après tous les deux ans, la Direction générale de l'Énergie effectue une analyse technico-économique qui examine les offres et le résultat des enchères. L'effet de l'obligation de remboursement y sera spécifiquement examiné. La Direction générale de l'Énergie soumet l'analyse à une consultation publique. L'analyse et le rapport de consultation sont soumis par la DG Énergie pour avis à la commission et au gestionnaire de réseau, qui transmettent leur avis au ministre de l'Énergie dans les trente jours suivant réception de l'analyse et du rapport de consultation.

Art. 24. Le prix de référence d'une unité du marché de capacité est observé pour chaque heure de l'obligation de remboursement dans le couplage unique journalier tel que décrit à l'article 25 et s'entend en euros par MWh pour une période considérée.

Art. 25. § 1^{er}. Le prix de référence appliqué dans le calcul de l'obligation de remboursement d'une unité du marché de capacité est observé dans le prix du couplage unique journalier du NEMO choisi opérant en Belgique dans le marché de l'électricité sur l'horizon des produits définis dans le couplage unique journalier.

§ 2. Les modalités du prix de référence relatives entre autres aux choix, modification, remplacement en cas de données manquantes ou de cessation de l'activité du NEMO choisi sont établies dans les règles de fonctionnement.

§ 3. Le prix de référence qui est appliqué pour les capacités étrangères indirectes est déterminé selon les règles fixés dans l'Arrêté Royal relatif à l'établissement des critères de recevabilité visés à l'article 7undecies, § 8, alinéa 1^{er}, 3°, de la loi du 29 avril 1999 relative à l'organisation du marché de l'électricité, en ce qui concerne des conditions et modalités auxquelles les détenteurs de capacité étrangère indirecte peuvent participer à la procédure de préqualification dans le cadre du mécanisme de rémunération de capacité et suit les principes de § 1 et § 2 appliqués sur l'État membre européen limitrophe en question.

§ 5. De eenheden in de capaciteitsmarkt die (gedeeltelijk of volledig) onbeschikbaar zijn, zijn vrijgesteld van de terugbetalingsverplichting wegens gerechtvaardigde onbeschikbaarheid, in verhouding met hun onbeschikbaarheid zoals bepaald door de werkingsregels :

- 1° De betreffende onbeschikbaarheid moet aan de netbeheerder worden meegedeeld voorafgaand aan de detectie van de ogenblikken waarop de monitoring van de beschikbaarheid van de eenheden in de capaciteitsmarkt, zoals bepaald in de werkingsregels, plaatsvindt.
- 2° Een beschikbaarheidsratio wordt gedefinieerd door de verhouding van de beschikbare capaciteit in de zin van de beschikbaarheidsverplichting bedoeld in artikel 7undecies, § 11, van de wet van 29 april 1999 tegenover de totale gecontracteerde capaciteit (zoals gedefinieerd in de werkingsregels), berekend per eenheid.

§ 6. De terugbetalingsverplichting is het resultaat van de vermenigvuldiging van :

- het positieve verschil tussen de referentieprijz bedoeld in artikelen 24 en 25 en de uitoefenprijz bedoeld in artikel 26 voor het gegeven uur;
- met de gecontracteerde capaciteit voor datzelfde uur;
- met de beschikbaarheidsratio van een eenheid in de capaciteitsmarkt op een gegeven uur die overeenkomt met de verrekking in de terugbetalingsverplichting van de al dan niet geplande onbeschikbaarheden van de eenheid in de capaciteitsmarkt.

§ 7. Voor de eenheden in de capaciteitsmarkt met energiebeperking(en) is de terugbetalingsverplichting voor de transactie of transacties van de eenheid in de capaciteitsmarkt met energiebeperking(en) van toepassing op elk gegeven uur in de periode van capaciteitslevering waarvoor een berekening van de bewezen beschikbare capaciteit in aanmerking wordt genomen volgens de werkingsregels.

§ 8. Voor de eenheden in de capaciteitsmarkt met energiebeperking(en) vervangt de gecontracteerde capaciteit, gedeeld door de reductiefactor van de transactie, de gecontracteerde capaciteit in de terugbetalingsverplichting van § 6°.

§ 9. De terugbetalingsverplichtingen die verband houden met transacties op de primaire markt of op de secundaire markt waarvoor de transactieperiodes één of meerdere volledige leveringsperiodes betreft (zoals gedefinieerd in de werkingsregels) gedurende een periode van capaciteitslevering zijn het voorwerp van een mechanisme dat de verliezen beperkt ("Stop-Loss"). Dit betekent dat de terugbetalingsverplichting van een dergelijke transactie niet hoger kan zijn dan de som van de capaciteitsvergoedingen van de betrokken transactie (zoals gedefinieerd in de werkingsregels) voor die eenheid in de capaciteitsmarkt gedurende dezelfde periode van capaciteitslevering.

§ 10. De Algemene Directie Energie voert na de eerste veiling in het voorjaar van 2022, en nadien elke twee jaar, een techno-economische analyse uit die de biedingen en de uitslag van de veiling onderzoekt. Hierin zal in het bijzonder het effect van de terugbetalingsverplichting onderzocht worden. De Algemene Directie Energie legt de analyse ter openbare raadpleging voor. De analyse en het consultatieverslag worden door de AD Energie voor advies voorgelegd aan de commissie en de netbeheerder, die hun advies aan de Minister van Energie bezorgen binnen dertig dagen na ontvangst van de analyse en het consultatieverslag.

Art. 24. De referentieprijz van een eenheid in de capaciteitsmarkt wordt waargenomen voor elk uur van de terugbetalingsverplichting in de eenvormige day-aheadkoppeling zoals beschreven in artikel 25 en wordt uitgedrukt in euro per MWh voor een gegeven periode.

Art. 25. § 1. De referentieprijz die wordt toegepast bij de berekening van de terugbetalingsverplichting van een eenheid in de capaciteitsmarkt wordt waargenomen in de prijs van de eenvormige day-aheadkoppeling van de gekozen NEMO die in België actief is op de elektriciteitsmarkt voor de gedefinieerde producten in eenvormige day-aheadkoppeling.

§ 2. De modaliteiten van de referentieprijz met betrekking tot onder meer de keuze, wijziging, vervanging in geval van ontbrekende gegevens of beëindiging van de activiteit van de gekozen NEMO worden in de werkingsregels vastgelegd.

§ 3. De referentieprijz die wordt toegepast voor onrechtstreekse buitenlandse capaciteit wordt vastgesteld volgens de bepalingen in het Koninklijk Besluit tot vaststelling van de ontvankelijkheidscriteria bedoeld in artikel 7undecies, § 8, eerste lid, 3°, van de wet van 29 april 1999 betreffende de organisatie van de elektriciteitsmarkt, wat betreft de voorwaarden en modaliteiten waaronder houders van onrechtstreekse buitenlandse capaciteit kunnen deelnemen aan de prekwalficatieprocedure in het kader van het capaciteitsvergoedingsmechanisme en volgt de principes uit § 1 en § 2 toegepast op de desbetreffende aangrenzende Europese Lidstaat.

Art. 26. § 1^{er}. Un prix d'exercice s'applique pour le calcul de l'obligation de remboursement à toutes les transactions contractées la même année.

§ 2. Pour les capacités contractées couvrant plus d'une période de fourniture de capacité, le prix d'exercice est mis à jour dès la deuxième période de fourniture de capacité sur base d'un index de l'évolution du prix de l'énergie électrique belge dont les modalités de calcul sont définies dans les Règles de fonctionnement et/ou dans le contrat de capacité.

§ 3. Le prix d'exercice d'une unité de marché de capacité sans programme journalier pour la période considérée est la valeur maximale entre le prix d'exercice de la capacité contractée et le prix de marché déclaré. Le prix de marché déclaré sur cette période considérée est égal au prix sur le couplage unique journalier au-dessus duquel le fournisseur de capacité a déclaré que l'unité du marché de capacité livrerait de l'énergie dans le marché d'énergie, conformément aux règles de fonctionnement. Les règles de fonctionnement prévoient, via les règles en matière de monitoring de la disponibilité des capacités, les stimulants nécessaires pour obtenir une reproduction correcte du prix du marché indiqué.

Art. 27. § 1^{er}. La méthodologie de calibration du prix d'exercice consiste à définir une mise à jour du niveau du prix d'exercice dans une plage prédéfinie, garantissant qu'un volume de capacité raisonnable est offert dans le couplage unique journalier et sélectionné dans le couplage unique journalier ceci avant d'avoir atteint le prix d'exercice. Pour évaluer ce niveau de prix d'exercice, une fenêtre roulante sur les prix historiques du couplage journalier unique est utilisée et complétée par des considérations supplémentaires du marché de l'énergie.

La méthodologie consiste en:

En première étape, collecter les courbes historiques horaires d'offres élastiques (MW; €/MWh) et de demandes élastiques (MW; €/MWh) qui reprennent l'ensemble des offres soumis dans le marché de couplage unique journalier de tous les NEMOs des trois périodes hivernales précédentes, exceptés les offres en deçà ou égaux au prix de zéro et ceux au prix maximal autorisé. Tous les types offres soumis sont considérés dans la mesure des possibilités techniques de traitement de ceux-ci.

Avant d'utiliser de telles données, en deuxième étape, un pré-filtrage pertinent est effectué pour être cohérent avec les moments les plus pertinents de l'adéquation et pour s'y focaliser. Seules les heures de pointe hebdomadaires des trois périodes hivernales précédentes sont utilisées.

En troisième étape, une compilation de ces données est effectuée pour construire une courbe agrégée cumulant les courbes d'offres et de demandes triées par niveau de prix pour chacune des heures de pointe sur les trois périodes hivernales, indiquant la participation de capacités au couplage journalier unique (exprimée en volume) en fonction du niveau de prix.

En quatrième étape, une courbe moyenne des courbes agrégées est construite par période hivernale.

En cinquième étape, la courbe moyenne sur la période hivernale est normalisée sur la base du volume total moyen horaire de la période hivernale.

Le volume total moyen horaire sur la période hivernale considérée est le point ayant la puissance la plus élevée observée sur la courbe moyenne sur la période hivernale.

En sixième étape, la courbe de calibration du prix d'exercice est construite sur la base d'une moyenne pondérée des courbes moyennes des périodes hivernales précédentes. La moyenne pondérée se fait sur la base du volume total moyen horaire de chacune des courbes moyennes.

§ 2. Le prix d'exercice calibré est sélectionné sur la courbe de calibration, à un point situé entre un minimum de 75 pourcent et maximum de 85 pourcent.

Le prix d'exercice choisi prend en ordre de considérations:

- 1° les couts variables des unités avec programme journalier dans le marché de telle sorte que ceux-ci se trouvent en deçà du prix d'exercice choisi et sont déterminés sur base de la simulation du marché de l'électricité visée à l'article 12;
- 2° la forme de la courbe de calibration;
- 3° les évolutions du marché de l'énergie;
- 4° la stabilité du prix d'exercice au cours du temps;

Art. 26. § 1. Er wordt een uitoefenprijs toegepast voor de berekening van de terugbetalingsverplichting voor alle transacties die in hetzelfde jaar worden gecontracteerd.

§ 2. Voor gecontracteerde capaciteiten die meer dan één periode van capaciteitslevering bestrijken, wordt de uitoefenprijs vanaf de tweede periode van capaciteitslevering geactualiseerd op basis van een index van de evolutie van de Belgische elektriciteitsprijs, waarvoor de modaliteiten betreffende de berekening in de werkingsregels en/of het capaciteitscontract gedefinieerd zijn.

§ 3. De uitoefenprijs van een eenheid in de capaciteitsmarkt zonder dagelijks programma voor de beschouwde periode is de maximale waarde tussen de uitoefenprijs van de gecontracteerde capaciteit en de aangegeven marktprijs. De aangegeven marktprijs voor de beschouwde periode is gelijk aan de prijs op de eenvoudige day-aheadkoppeling waarboven de capaciteitsleverancier heeft aangegeven dat de eenheid in de capaciteitsmarkt de energie aan de energiemarkt zou leveren, in overeenstemming met de werkingsregels. De werkingsregels voorzien via regels inzake de monitoring op de beschikbaarheid van de capaciteiten evenzeer in de nodige stimulansen om een correcte weergave te bekomen van de aangegeven marktprijs.

Art. 27. § 1. De methodologie voor de kalibratie van de uitoefenprijs bestaat erin om een actualisering van het niveau van de uitoefenprijs te bepalen binnen een vooraf bepaald spectrum, waarbij ervoor wordt gezorgd dat in de eenvoudige day-aheadkoppeling een redelijk capaciteitsvolume wordt aangeboden en in de eenvoudige day-aheadkoppeling wordt gekozen vooraleer de uitoefenprijs bereikt is. Om dit niveau van de uitoefenprijs te beoordelen, gebruikt men een glijdend venster op de historische prijzen van de eenvoudige day-aheadkoppeling, aangevuld met bijkomende overwegingen met betrekking tot de energiemarkt.

De methodologie bestaat uit :

Als eerste stap, het verzamelen van de historische uurcurven van het elastische aanbod (MW; €/MWh) en de elastische vraag (MW; €/MWh) die het geheel weergeven van alle biedingen ingediend op de eenvoudige day-aheadkoppelingsmarkt van alle NEMO's in de drie voorafgaande winterperiodes, met uitzondering van de biedingen onder of gelijk aan de nulprijs en van de biedingen aan de toegelaten maximumprijzen. Alle types ingediende biedingen worden in aanmerking genomen voor zover men deze technisch kan verwerken.

Vooraleer dergelijke gegevens te gebruiken, wordt in de tweede stap een relevante voorfiltering toegepast, om coherent te zijn met en te focussen op de relevantste ogenblikken met betrekking tot de bevoorradingszekerheid. Alleen de wekelijkse piekuren van de drie vorige winterperiodes worden gebruikt.

Als derde stap compileert men deze gegevens om een geaggregeerde curve op te stellen die de vraag- en de aanbodcurven cumuleert per prijsniveau voor elk piek uur van de drie winterperiodes, waarbij de deelname van de capaciteiten in de eenvoudige day-aheadkoppeling (uitgedrukt in volume) als functie van het prijsniveau wordt weergegeven.

Als vierde stap stelt men per winterperiode een gemiddelde curve van de geaggregeerde curven op.

Als vijfde stap normaliseert men de gemiddelde curve voor de winterperiode op basis van het gemiddelde totale uurvolume van de winterperiode.

Het totale uurvolume over de beschouwde winterperiode is het punt met het hoogst waargenomen vermogen op de gemiddelde curve voor de winterperiode.

Als zesde stap stelt men de kalibratiecurve van de uitoefenprijs op, op basis van een gewogen gemiddelde van de gemiddelde curven van de vorige winterperiodes. Het gewogen gemiddelde is gebaseerd op het gemiddelde totale uurvolume van elk van de gemiddelde curven.

§ 2. De gekalibreerde uitoefenprijs wordt geselecteerd op de kalibratiecurve, op een punt tussen een minimum van 75 procent en een maximum van 85 procent.

De gekozen uitoefenprijs houdt rekening met de volgende overwegingen :

- 1° de variabele kosten van de eenheden met dagelijks programma op de markt, zodanig dat zij onder de gekozen uitoefenprijs liggen en bepaald zijn op basis van de simulatie van de elektriciteitsmarkt bedoeld in artikel 12;
- 2° de vorm van de kalibratiecurve;
- 3° de evoluties van de energiemarkt;
- 4° de stabiliteit van de uitoefenprijs in de tijd;

5° une chance raisonnable que le prix d'exercice soit atteint par le prix de référence.

CHAPITRE 9. — *Dispositions finales*

Art. 28. A titre transitoire, pour la première enchère il peut être dévié du calendrier déterminé dans les chapitres 2 jusqu'à 6 de cet arrêté, pour autant que cela n'implique pas de déviations au calendrier déterminé dans l'article 7undecies de la loi du 29 avril 1999.

Art. 29. Le présent arrêté entre en vigueur le jour de sa publication au *Moniteur belge*.

Art. 30. Le ministre qui a l'Energie dans ses attributions est chargé de l'exécution du présent arrêté.

Donné à Bruxelles, le 28 avril 2021.

PHILIPPE

Par le Roi :

La Ministre de l'Energie,
T. VAN DER STRAETEN

5° een redelijke kans dat de uitoefenprijs door de referentieprijs wordt bereikt.

HOOFDSTUK 9. — *Slotbepalingen*

Art. 28. Bij wijze van overgangsmaatregel kan voor de eerste veiling afgeweken worden van de in de in hoofdstukken 2 tot en met 6 van dit besluit vooropgestelde kalender, voor zover hiermee niet wordt afgeweken van de kalender bepaald in artikel 7undecies van de wet van 29 april 1999.

Art. 29. Dit besluit treedt in werking de dag waarop het in het *Belgisch Staatsblad* wordt bekendgemaakt.

Art. 30. De minister bevoegd voor Energie is belast met de uitvoering van dit besluit.

Gegeven te Brussel, 28 april 2021.

FILIP

Van Koningswege :
De Minister van Energie,
T. VAN DER STRAETEN

SERVICE PUBLIC FEDERAL
DE PROGRAMMATION POLITIQUE SCIENTIFIQUE

[C – 2021/31162]

18 AVRIL 2021. — Arrêté royal portant fixation
des cadres linguistiques du Musée royal de l'Afrique centrale

PHILIPPE, Roi des Belges,
A tous, présents et à venir, Salut.

Vu les lois sur l'emploi des langues en matière administrative, coordonnées le 18 juillet 1966, l'article 43, modifié en dernier lieu par la loi du 4 avril 2006;

Vu l'arrêté royal du 18 mai 1928 portant constitution en établissement scientifique du Musée royal de l'Afrique centrale, modifié par l'arrêté royal du 24 juillet 2008;

Vu l'arrêté royal du 10 novembre 2009 déterminant, en vue de l'application de l'article 43 des lois sur l'emploi des langues en matière administrative, coordonnées le 18 juillet 1966, les emplois des agents des établissements scientifiques fédéraux relevant du Ministre qui a la Politique scientifique dans ses attributions et qui constituent un même degré de la hiérarchie;

Considérant que le plan de personnel du Musée royal de l'Afrique centrale le 20 juillet 2018 a été approuvé par la Secrétaire d'Etat à la Politique scientifique, en ce compris le personnel rémunéré via le budget "ressources propres" de cet établissement;

Considérant qu'il a été satisfait aux prescriptions de l'article 54, alinéa 2, des lois précitées;

Vu l'avis n° 53.025 du 29 janvier 2021 de la Commission permanente de Contrôle Linguistique;

Sur la proposition du Ministre de l'Economie et du Travail et du Secrétaire d'Etat chargé de la Politique scientifique,

Nous avons arrêté et arrêtons :

Article 1^{er}. Les emplois de chaque degré de la hiérarchie figurant au plan de personnel du Musée royal de l'Afrique centrale sont répartis entre le cadre français et le cadre néerlandais dans les proportions figurant au tableau ci-après.

PROGRAMMATORISCHE
FEDERALE OVERHEIDSDIENST WETENSCHAPSBELEID

[C – 2021/31162]

18 APRIL 2021. — Koninklijk besluit tot vaststelling
van de taalkaders van het Koninklijk Museum voor Midden-Afrika

FILIP, Koning der Belgen,
Aan allen die nu zijn en hierna wezen zullen, Onze Groet.

Gelet op de wetten op het gebruik van de talen in bestuurszaken, gecoördineerd op 18 juli 1966, artikel 43, laatstelijk gewijzigd bij de wet van 4 april 2006;

Gelet op het koninklijk besluit van 18 mei 1928 houdende oprichting als wetenschappelijke instelling van het Koninklijk Museum voor Midden-Afrika, gewijzigd bij het koninklijk besluit van 24 juli 2008;

Gelet op het koninklijk besluit van 10 november 2009 tot vaststelling, met het oog op de toepassing van artikel 43 van de wetten op het gebruik van de talen in bestuurszaken, gecoördineerd op 18 juli 1966, van de betrekkingen van de ambtenaren van de federale wetenschappelijke instellingen die ressorteren onder de Minister tot wiens bevoegdheid het Wetenschapsbeleid behoort en die eenzelfde trap van de hiërarchie vormen;

Overwegende dat het personeelsplan van het Koninklijk Museum voor Midden-Afrika goedgekeurd werd op 20 juli 2018 door de Staatssecretaris voor Wetenschapsbeleid, hierbij inbegrepen het personeel bezoldigd via de begroting "eigen middelen" van deze instelling;

Overwegende dat voldaan werd aan de voorschriften van artikel 54, tweede lid, van de voornoemde wetten;

Gelet op het advies nr. 53.025 van 29 januari 2021 van de Vaste Commissie voor Taaltoezicht;

Op de voordracht van de Minister van Economie en Werk en de Staatssecretaris belast met Wetenschapsbeleid,

Hebben Wij besloten en besluiten Wij :

Artikel 1. De betrekkingen van elke trap van de hiërarchie die in het personeelsplan van het Koninklijk Museum voor Midden-Afrika zijn opgenomen, worden verdeeld tussen het Franse en het Nederlandse kader volgens de verhoudingen vermeld in de hierna volgende tabel.