

Consultation publique

sur le projet d'Arrêté royal du 28 avril 2021 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



SPF Economie, P.M.E., Classes moyennes et Energie



.be




SPF Economie, P.M.E., Classes moyennes et Energie

Rue du Progrès 50

1210 Bruxelles

N° d'entreprise : 0314.595.348

 0800 120 33 (numéro gratuit)

 facebook.com/SPFEco

 [@SPFEconomie](https://twitter.com/SPFEconomie)

 linkedin.com/company/fod-economie (page bilingue)

 instagram.com/spfecoco

 youtube.com/user/SPFEconomie

 <https://economie.fgov.be>

Éditrice responsable :

Séverine Waterbley

Présidente du Comité de direction

Rue du Progrès 50

1210 Bruxelles

Version internet

1. Contexte et procédure de consultation

Suite à l'avant-projet de loi modifiant la loi du 29 avril 1999 relative à l'organisation du marché de l'électricité (« LDD3 ») et à l'évaluation sollicitée par le conseil des Ministres du 28 avril 2023 en vue des prochaines enchères Y-4 et Y-1 d'octobre 2024, des propositions de modifications ont été apportées à l'arrêté royal l'AR du 28 avril 2021 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 ("arrêté royal méthodologie") en fonction des compétences respectives d'Elia, de la CREG et du SPF Economie conformément à l'article 7 undecies §2 de la loi du 29 avril 1999 (Tableau 1).

Tableau 1: Pouvoir de proposition des chapitres de l'AR du 28 avril 2021 selon les compétences de la CREG, d'Elia et du SPF Economie

AR du 28 avril 2021	Concernant	Compétence
Chapitre 2 (Art 2-5)	Détermination du scénario de référence et des valeurs intermédiaires pour calculer la quantité de capacité à acheter et les paramètres des enchères	CREG
Chapitre 3 (Art 6-7)	Rapport du gestionnaire de réseau	Elia
Chapitre 4 (Art 8-11)	Paramètres qui déterminent la quantité de capacité à acheter	CREG
Chapitre 5 (Art 12-14)	Facteurs de réduction	Elia
Chapitre 6 (Art 15-20)	Prix maximum intermédiaire	Elia
Chapitre 7 (Art 21-22)	Dérogation au prix maximum intermédiaire	SPF
Chapitre 8 (Art 23-27)	Prix de référence et prix d'exercice	Elia

La consultation publique conjointe est ouverte du 05/02 au 23/02 à 17h. Les acteurs du marché et les parties prenantes sont ainsi invités à envoyer leurs commentaires à l'adresse e2-emes@economie.fgov.be.

Si le répondant à la consultation estime que sa réponse contient des informations confidentielles, ces informations doivent être marquées de manière précise et sans ambiguïté comme confidentielles dans sa réponse. La réponse doit également indiquer les raisons de la confidentialité, ainsi que les dommages ou préjudices éventuels qui pourraient résulter, selon le répondant, de la publication des informations confidentielles.

Le SPF Economie, Elia et la CREG attirent également l'attention des acteurs du marché sur la consultation publique organisée par la CREG et menée en parallèle avec la présente consultation, sur un projet de proposition d'arrêté royal modifiant l'arrêté royal du 4 juin 2021 fixant les seuils d'investissements, les critères d'éligibilité des coûts d'investissement et la procédure de classement des capacités dans le cadre du mécanisme de rémunération de capacité.

1.1. Modifications découlant de l'introduction d'une enchère organisée deux ans avant la période de fourniture et incidence sur le volume réservé

Ces modifications proposées sont une conséquence de l'avant-projet de loi modifiant la loi du 29 avril 1999 relative à l'organisation du marché de l'électricité (« LDD3 »).

D'une part, le texte de l'arrêté royal méthodologie est adapté pour couvrir systématiquement, chaque fois que nécessaire, les trois mises aux enchères (Y-4, Y-2 et Y-1) organisées pour chaque période de fourniture de capacité (voy. les art. 9, § 1^{er} et 11, § 2).

D'autre part, un paragraphe 5 est ajouté à l'article 11, décrivant la méthode d'affectation du volume réservé.

Actuellement, un volume correspondant à la capacité nécessaire, en moyenne, pour couvrir la demande de pointe attendue pendant moins de 200 heures est déduit du volume à contracter lors de l'enchère Y-4 et réservé pour l'enchère Y-1. Ce dispositif repose sur l'hypothèse que les capacités de pointe destinées à couvrir ce type de demande, tels que la *demand response*, n'étaient en mesure de participer qu'à l'enchère Y-1. Or, il est apparu, lors des premières enchères, que la participation de certaines de ces capacités à une enchère se déroulant plus d'un an avant la période de fourniture était possible, voire nécessaire.

Ce constat nécessite une révision du système actuel qui pourrait mener à une contractualisation trop faible en Y-4 et à l'impossibilité de contracter le volume souhaité en Y-1. Ceci s'explique par le fait que les offres non retenues en Y-4 pour des capacités dont le développement requiert plus d'un an ne seront plus formulées lors de l'enchère Y-1.

La LDD3 prévoit à cet effet d'adapter le mécanisme du volume réservé en permettant l'affectation d'une partie de ce volume aux enchères Y-4 et/ou Y-2, selon les modalités définies par le Roi.

Le dispositif ajouté à l'article 11, § 5, de l'arrêté royal méthodologie vise, en Y-4, à ne plus réserver pour l'enchère Y-1 que la moitié du volume correspondant aux 200 heures, et à attribuer l'autre moitié de ce volume consécutivement aux enchères Y-4 et Y-2. Cette répartition se fait sur la base du volume offert en vue d'obtenir un contrat d'un an par des capacités qui n'étaient pas tenues de se préqualifier (jusqu'à concurrence de cette autre moitié du volume correspondant aux 200 heures).

Une actualisation du volume correspondant aux 200 heures est réalisée préalablement à l'enchère Y-2. Le solde obtenu après déduction du volume ajouté à la courbe de demande Y-4 est ensuite comparé au volume préalablement reporté à l'enchère Y-1. Si celui-ci est supérieur, pour assurer une certaine prévisibilité, le volume reporté à l'enchère Y-1 n'est pas adapté. Le montant résiduel représente la limite dans laquelle le volume offert en vue d'un contrat d'un an par des capacités qui n'étaient pas tenues de se préqualifier peut être ajouté à la courbe de demande de l'enchère Y-2.

Si celui-ci est inférieur, il est affecté à part égale entre l'enchère Y-2 et l'enchère Y-1 pour ne pas restreindre le choix de l'enchère tout en ne dépassant pas le volume correspondant aux 200 heures.

1.2. Modifications relatives à la détermination de la capacité d'entrée maximum

Actuellement, la détermination de la capacité d'entrée maximum figure à l'article 14 de l'arrêté royal méthodologie ; il s'agit d'un copier-coller de l'article 26.7 du règlement européen (EU) 2019/943.

Toutefois, il convient de constater que la capacité d'entrée maximum à chaque frontière est reprise actuellement dans la partie du rapport de calibration du gestionnaire du réseau relative aux paramètres avec lesquels le volume de la capacité à prévoir est déterminé ; cette partie sert de base à la rédaction, par la CREG, de la proposition de volume à contracter, visée à l'article 7*undecies*, § 4, de la loi électricité. En d'autres termes, la capacité d'entrée maximale intervenant dans la détermination du volume à contracter dans l'enchère, elle relève du pouvoir de proposition de la CREG. La détermination de la capacité d'entrée maximale figure de toute façon à une mauvaise place dans l'arrêté royal méthodologie, puisque l'article 14 figure dans le chapitre relatif aux facteurs de réduction.

Il est donc proposé de faire remonter cette disposition dans un nouvel article (article 6*bis*) à insérer dans le chapitre 3 traitant du rapport du gestionnaire du réseau. Des modifications ponctuelles

sont également apportées : d'une part, il est mentionné que le gestionnaire du réseau calcule, et non « détermine », la capacité d'entrée maximale ; d'autre part, il est précisé que la contribution d'une zone de réglage est déterminée « pour une heure de pénurie simulée spécifique » (§§ 4 et 5), ce qui correspond à ce qui est déjà mentionné au paragraphe 1^{er}, et est conforme à la Méthodologie de ACER.

En parallèle, il est proposé d'abroger l'article 14.

1.3. Modification du calendrier

Dans la foulée des modifications prévues par l'avant-projet de loi modifiant la loi du 29 avril 1999 relative à l'organisation du marché de l'électricité, il est proposé d'adapter légèrement le calendrier des opérations – ceci essentiellement afin de donner le temps nécessaire à la DG Energie pour examiner la proposition de la CREG de scénario de référence et de valeurs intermédiaires comme illustré au Tableau 2.

Tableau 2: modification du calendrier des opérations CRM

Date	Opérations
Mars-Juillet	Consultation publique concernant les scénarios et les paramètres par Elia
30 août	Proposition du scénario de référence et des valeurs intermédiaires par la CREG
Septembre	Avis de la DG énergie du SPF Economie sur la proposition du régulateur
30 Septembre	AM sur le scénario de référence et des valeurs intermédiaires
1 ^{er} décembre	Rapport de calibration d'Elia
7 février	Proposition de courbe de demande par le régulateur
21 février	Avis sur les autres paramètres par le régulateur
1 ^{er} mars	Avis sur la proposition de courbe de demande du régulateur par le SPF Economie
31 mars	AM donnant instruction de l'enchère

1.4. Modifications relatives à la détermination du plafond de prix intermédiaire (IPC)

La détermination de l'IPC est basée sur un calcul des valeurs FOM et VOM pour différentes technologies. Sur la base des études récentes réalisées par ENTRAS et Compass Lexecon, il est proposé de mentionner les principaux éléments qui composent les coûts déterminant l'IPC. En outre, une équivalence est recherchée à la fois pour les coûts et les revenus utilisés dans la détermination de l'IPC, ce qui conduit à une plus grande précision dans les catégories de coûts.

1.5. Modifications relatives à la dérogation à l'IPC

- Afin de clarifier la consistance entre la procédure de demande de dérogation à l'IPC et l'évaluation de l'IPC, la proposition prévoit que les demandes de dérogations à l'IPC soient basées sur la liste exhaustive des catégories de coûts reprises pour la détermination de l'IPC. Cette liste est complétée explicitement par les catégories de coûts additionnels pertinentes spécifiques à la procédure de dérogation. Il s'agit, tout d'abord, des coûts d'investissements non-récurrents et ensuite d'une nouvelle catégorie

de coût, spécifique aux demandes de dérogation à l'IPC, à savoir le coût de location du site à un tiers.

- La proposition établit la durée de vie économique de chaque investissement à 5 ans. Toutefois, la CREG a la possibilité de revoir à la baisse cette durée sur la base de tout élément externe, telle qu'une limitation sur les émissions de CO₂, invoqué par le demandeur qui limiterait la durée de vie économique de l'investissement. Conformément au projet de proposition d'arrêté royal modifiant l'arrêté royal du 4 juin 2021 fixant les seuils d'investissements, les critères d'éligibilité des coûts d'investissement et la procédure de classement des capacités dans le cadre du mécanisme de rémunération de capacité, cette durée de vie économique sert de référence pour la durée d'amortissement considérée lors de la détermination de la durée des contrats pluriannuels attribués aux capacités existantes dépassant un certain seuil d'investissement.

L'objectif est d'assurer aux propriétaires de capacités une durée contractuelle similaire à la durée d'amortissement de leur investissement. L'étude de Compass Lexecon a envisagé deux solutions :

1. Une durée de 3 ans pour l'ensemble des investissements
2. Une durée d'amortissement évaluée sur base du nombre de démarrage établi par Elia et le nombre de démarrages additionnels résultant de l'investissement.

Les acteurs du marché ont exprimé que la période de 3 ans était trop courte tandis que la deuxième solution présentait une complexité excessive et ne garantissait pas que la durée de vie ainsi établie reflète leur propre estimation de la durée d'amortissement nécessaire. La proposition a donc retenu une durée de 5 ans pour l'ensemble des investissements, sauf les exceptions liées à des circonstances externes.

- Les modifications découlent des suggestions figurant dans l'étude de Compass Lexecon.
- Le projet d'arrêté royal portant les conditions et modalités de participation par les détenteurs de capacité étrangère indirecte à la procédure de pré-enchère et à la procédure de préqualification organisées dans le cadre du mécanisme de rémunération de capacité (AR X-border) prévoit qu'en cas de sélection d'une offre pour capacité étrangère indirecte lors de la pré-enchère, l'offre sélectionnée est réputée avoir été introduite lors de la mise aux enchères correspondante ; en d'autres termes, il ne peut pas y avoir de différence entre l'offre soumise lors de la pré-enchère et l'offre soumise dans l'enchère principale. Toutefois, si le détenteur de capacité étrangère indirecte tablait sur l'octroi d'une dérogation à l'IPC et que sa demande est rejetée par la CREG, l'offre devra être adaptée pour tenir compte de cet élément. Dès lors, à moins que le détenteur de capacité ne notifie son intention d'introduire un recours à la Cour de marchés contre la décision de la CREG (conformément au § 13 de l'article 22), Elia devra adapter le prix de l'offre à l'IPC.
- Enfin, la proposition prévoit également l'introduction d'un mécanisme de contrôle ex-post. Le texte proposé avait déjà été soumis à consultation publique par le SPF au cours du premier trimestre 2023. Ce texte n'avait pas été repris dans l'arrêté royal du 4 juillet 2023 modifiant l'arrêté royal méthodologie dans la mesure où la section de législation du Conseil d'Etat avait estimé que le mécanisme ne disposait pas d'une base légale suffisante. Vu le projet d'adaptation de la loi électricité à cette fin dans le cadre de la LDD3, le texte est ici réintroduit. A l'époque, cette disposition avait été soumise à consultation accompagnée de la justification suivante :

« Dans le cadre de l'enchère T-4, les demandes de dérogation se basent sur des prévisions à cinq ans. Certains éléments déterminants pour l'octroi d'une demande de dérogation ne sont donc pas encore connus avec certitude. Ceux-ci peuvent porter sur le besoin de réaliser un « major overhaul », la perception d'un revenu « autre » (par

exemple, un revenu issu de la vente de chaleur) ou l'effectivité d'une augmentation de coûts anticipée.

Dans le cadre de l'enchère T-4, une demande de dérogation à l'IPC peut être liée à un besoin d'investissement récurrent justifié par un nombre restant d'heures de fonctionnement ou de démarrages insuffisant pour que la CMU puisse assurer ses obligations sur la période de fourniture de capacité d'un an. Le besoin en dépenses d'investissement est basé sur des hypothèses de l'opérateur de la CMU relatives à ses heures de fonctionnement ou ses démarrages, et donc aux conditions de marché jusqu'à la fourniture du service CRM. Il y a donc un risque que les conditions de marché conduisent à un nombre d'heures de fonctionnement ou un nombre de démarrages inférieur à la prévision de l'opérateur, ce qui ne justifie plus le besoin d'investissement et donc un réel risque d'octroyer une dérogation non justifiée.

L'incertitude sur les autres revenus peut amener le demandeur à les déclarer nuls ; de même, il peut tenir compte d'une augmentation de coût possible.

Sur base de ce constat, il est proposé d'introduire, dans l'article 22 de l'Arrêté Royal Méthodologie, la possibilité pour la CREG de réaliser, fin de T-1, un contrôle de la réalisation de l'investissement, de la perception d'« autres revenus » (par exemple, un revenu issu de la vente de chaleur) et de l'effectivité d'une augmentation de coûts anticipée. Les raisons de ce contrôle seront objectives : il s'agira uniquement pour la CREG de constater la survenance ou non d'un fait bien déterminé, déjà identifié dans la décision ex-ante. L'acteur du marché sera ainsi en mesure d'estimer, au moment où il recevra sa décision, s'il sera soumis à un contrôle ex-post.

Si l'annuité de l'investissement ex-post, les nouveaux « autres revenus » et/ou le rejet d'une augmentation de coût non effectif conduisent à un missing money inférieur au prix maximum intermédiaire, la dérogation pourra être retirée. »

2. Projet d'AR

CHAPITRE 1er. - Définitions

Article 1er.§ 1er. 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° " règles de fonctionnement " : les règles visées à l'article 7undecies, § 12 de la loi du 29 avril 1999;

2° " 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° " 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;

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, [de stockage et de flexibilité de la demande](#) 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° [2 " programme journalier " : le programme, exprimé en MW, de production ou de consommation d'une unité du marché de capacité, et donné sur une base quart-horaire et imposé

par le contrat type relatif au responsable de la programmation conformément au code de bonne conduite pour l'électricité visé à l'article 11, § 2, de la loi du 29 avril 1999 ;]2

16° " heures de pointes " : les heures à partir de 08.00 (HEC) à 20.00 (HEC) de chaque jour, exclus les weekends et les jours fériés belges;

17° " couplage unique journalier " : le couplage unique journalier tel que défini dans 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;

20° " volume cible " : le volume requis afin de satisfaire au niveau de sécurité d'approvisionnement, visé à l'article 7undecies, § 7, alinéas 1er 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 recouverte 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° [1 "rentes inframarginales annuelles" : la différence entre les revenus du marché de l'énergie et les coûts variables ;]1

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.

(1)<AR 2022-01-27/04, art. 1, 003; En vigueur : 01-02-2022>

(2)<AR 2023-07-04/07, art. 1, 004; En vigueur : 10-08-2023>

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. § 1er. 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. § 1er. 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, 1er 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.

§ 6. Sur la base du rapport de consultation, et en particulier des informations ayant trait à l'article 5, § 2, 1° et 2°, 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 15-30 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. § 1er. 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 visées à l'article 10, § 4;

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, visé à l'article 11, § 2, 1°;

[1 3° le coût moyen pondéré du capital, ci-après " WACC ", correspondant à la somme du rendement minimal et d'une prime de risque, à prendre en compte pour calculer le coût brut d'un nouvel entrant, conformément au 1°, et le coût net d'un nouvel entrant, conformément à l'article 10, § 6. Cette prime de risque peut être différenciée par technologie de référence et en fonction de la durée de vie économique de l'investissement.

Pour la mise aux enchères qui se déroulera en 2022, les valeurs suivantes sont utilisées :

a) rendement minimal : 5,53 % pour toutes les technologies ;

b) prime de risque : comme déterminé en annexe 2 au présent arrêté pour les technologies reprises dans la liste des technologies de référence visées à l'article 10, § 4.]1

§ 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. [1 ...]1

§ 3. Les valeurs intermédiaires sont fixées au plus tard le 15-30 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.

(1)<AR 2022-01-27/04, art. 2, 003; En vigueur : 01-02-2022>

Art. 5. § 1er. 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° 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° 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° le type de capacité supplémentaire visé à l'article 6, § 1er;

4° 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° 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, § 1er.

§ 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. § 1er. 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° 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;

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, § 1er, 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 7undecies, § 3 de la loi du 29 avril 1999 au plus tard le 15 novembre^{1^{er}} décembre de l'année précédant les enchères, conformément à l'article 7undecies, § 3, troisième alinéa de la loi du 29 avril 1999.

Le 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 Etat membre européen limitrophe, la capacité d'entrée maximale disponible pour la participation de capacités étrangères indirectes, visée à l'article 14 selon les modalités prévues à l'article 6bis;

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 :a

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 le-a-détermination-du prix de référence conformément au Chapitre 8;

4° une proposition pour le prix d'exercice conformément au Chapitre 8;

5° le-une proposition de 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. 6bis. § 1^{er}. § 2- Le gestionnaire du réseau détermine-calcule la capacité d'entrée maximale disponible pour la participation de capacités étrangères indirectes 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.

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

§ 3. 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. Elle est soit basée sur les flux, soit basé sur la capacité nette de transfert avec la zone de réglage belge.

§ 4. La contribution d'une zone de réglage dans une approche fondée sur les flux incluant la zone de réglage belge et pour une heure de pénurie simulée 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.

§ 5. 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 de pénurie simulée 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.

Art. 7. Au plus tard le 21^{er} février de l'année de l'enchère, conformément à l'article 7undecies, § 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. § 1er. La commission soumet au Ministre, au plus tard le 4^{er}-7 février de l'année des enchères, conformément à l'article 7undecies, § 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 7undecies, § 7, de la loi du 29 avril 1999, assure que la norme de fiabilité soit atteinte dans-pendant 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, calculé- conformément à l'article 11, § 5.

§ 2. Au plus tard le 1^{er} mars de chaque année, conformément à l'article 7undecies, § 5, de la loi du 29 avril 1999, la Direction générale de l'Energie 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 7undecies, § 6, de la loi du 29 avril 1999.

Art. 9. § 1er. 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 7undecies, § 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 et deux 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-selon 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 1er;

b) une droite horizontale égale au prix maximum;

2° pour les mises aux enchères quatre ans et deux 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.§ 1er. 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~~ correspondante 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. [1 La méthode pour déterminer le coût brut de différentes technologies, visées à l'article 4, est basée sur la méthodologie de l'article 23, alinéa 6, du Règlement (UE) 2019/943, approuvée conformément à l'article 27, du Règlement (UE) 2019/943, et suit les deux étapes décrites ci-dessous :]1 [1 ...]1

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;

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 [1 cinq ans, ou à la demande du ministre,]1 sur la base des dernières informations disponibles.

§ 6. [1 Les rentes inframarginales annuelles estimées de chaque technologie de référence]1 sont exprimées en €/MW/an et sont calculées, avec une périodicité annuelle, [1 sur leur durée de vie]1 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 [1 moyenne]1 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 [1 et sont actualisées en utilisant le coût moyen du capital déterminé conformément à l'article 4, § 1er, 3]1.

[1 ...]1

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'Energie 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 § 10. Le coût net d'un nouvel entrant et le prix maximum sont corrigés par l'évolution attendue de l'indice des prix à la consommation entre, d'une part, l'année de référence qui a été utilisée pour évaluer les revenus et les coûts et, d'autre part, la période de fourniture pour laquelle la courbe de demande est déterminée, sur la base des données du Bureau fédéral du Plan.]2

(1)<AR 2022-01-27/04, art. 3, 003; En vigueur : 01-02-2022>

(2)<AR 2023-07-04/07, art. 2, 004; En vigueur : 10-08-2023>

Art. 11. § 1er. 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~~ six 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 les mises aux enchères quatre ans et deux 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.~~

6° pour les mises aux enchères quatre ans et deux ans avant la période de fourniture de capacité, un volume correspondant à la somme de la capacité d'entrée maximale disponible pour chaque zone de réglage directement reliée électriquement interconnectée à la Belgique chaque État membre européen limitrophe est déduit.

§ 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 la Direction générale de l'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 la Direction générale de 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 la Direction générale de 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 réqualification 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. Lors de l'enchère se déroulant quatre ans avant la période de fourniture de capacité, la commission calcule le volume à réserver, correspondant à cinquante pour-cent de la capacité nécessaire pour couvrir, en moyenne, la capacité de pointe totale pendant moins de 200 heures de fonctionnement par an. Ce volume est réservé à l'enchère se déroulant un an avant la période de fourniture de capacité.

Lors de l'enchère se déroulant deux ans avant la période de fourniture de capacité, la commission calcule le volume résiduel, à savoir la capacité nécessaire pour couvrir, en moyenne, la capacité de pointe totale pendant moins de 200 heures de fonctionnement par an, diminuée du volume des capacités qui, lors de l'enchère se déroulant quatre ans avant la période de fourniture de capacité concernée, se sont préqualifiées sans y être tenues et y ont introduit une offre en vue de l'obtention d'un contrat de capacité couvrant une période de fourniture de capacité, et qui ne sont pas des capacités non prouvées. Si, pour une même période de fourniture de capacité, le volume réservé calculé par la commission lors de l'enchère quatre ans avant la période de fourniture de capacité est supérieur au volume résiduel, la commission adapte le volume à réserver en le fixant à cinquante pour-cent du volume résiduel.

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.

CHAPITRE 5. - Facteurs de réduction

Art. 12. § 1er. 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. § 1er. 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 terrestres, 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.

§ 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. § 1er. 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.§ 1er. 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 visé à l'article 20, en tenant compte de l'estimation des coûts visée à l'article 18 [1 , de l'estimation des revenus visés à l'article 19, ainsi que de l'estimation du rendement minimum auquel s'ajoute la prime de risque, visés à l'article 19bis]1.

(1)<AR 2022-01-27/04, art. 4, 003; En vigueur : 01-02-2022>

Art. 17.§ 1er. 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 jugées 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, si 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 et dans la mesure où, pour une cette technologie, l'étude n'établit pas, sur la base d'éléments objectifs, que la nature de celle-ci rend l'estimation des coûts impossible. cette technologie rend impossible d'effectuer une estimation des coûts. 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, – dans la mesure où cela est pertinent, au moins les éléments nécessaires pour déterminer les coûts suivants sont fournis :

1° les dépenses d'investissements récurrentes annualisées, en utilisant le coût moyen pondéré du capital spécifique à la technologie et à la durée de vie économique de l'investissement définis à l'article 19bis, § 3, non directement liées à une prolongation de la durée de vie technique de l'installation en fin de vie 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 [1 ~~et~~ la durée de vie économique associée à ces dépenses d'investissements est établie conformément à l'article 22, §8]1;

2° les coûts fixes annuels directs de l'installation (en €/MW/an) :

a) Coûts généraux :

- Coûts d'assurance ;

- Coûts des taxes locales ;

- Coûts administratifs sur site liés à l'activité de production hors frais de personnel ;

b) Coûts liés réseau gazier :

- Coût capacité « Exit » dans le cas du gaz ;

- Coût de la flexibilité intra journalière hors coût de balancing ;

c) Coûts liés à l'électricité

- Coûts liés au « stand-by » estimé pour une année : coûts de l'électricité, coûts des certificats verts et certificats de cogénération, coûts d'accès variables ;

- Coûts fixes liés au réseau d'électricité : coût de connexion et coût d'accès ;

d) Coûts de maintenance récurrente/normale hors frais de personnel ;

e) Coûts opérationnels hors frais de personnel ;

f) Coûts de mise en conformité :

- Mise en conformité en matière de santé et de sécurité ;

- Cyber-sécurité ;

- Coûts environnementaux ;

- Certification et audits ;

g) Coûts de personnel sur site hors frais généraux (gestion de l'installation, maintenance et personnel administratif sur site) ;

3° les coûts fixes annuels généraux estimés à 25% des frais de personnel local du point 2°, g). Les coûts généraux couvrent les coûts suivants : Direction générale, Contrôle de gestion, Services financier, Ressources humaines, Systèmes d'information, Services généraux et immobilier, Achats, Services juridiques, Stratégie et Regulatory/Public Affairs ;

4° Coûts fixes de personnel liés à la gestion d'un portefeuille de points de livraison opérant sur le marché de l'énergie Day Ahead et à la fourniture de services auxiliaire, y compris les coûts liés au dispatch, aux nominations vers le transporteur et à la vérification des positions et des transactions Day Ahead. Sont explicitement exclus les coûts du trading et d'optimisation intraday, du trading à terme et de l'optimisation du portefeuille au-delà de l'horizon Day Ahead ;

5° les coûts variables directs de l'installation, autres que des coûts de carburants et des coûts de CO2 visés aux points 6° et 7° du présent paragraphe (en €/MWh) :

a) Coûts variables opérationnels ;

b) Coûts variables de maintenance normale ;

c) Coûts variables du tarif du réseau d'électricité liée à l'injection ;

d) Coûts variables du tarif exit du réseau gazier ;

e) Réduction de coût « stand-by » lorsque l'installation produit :

- Coûts de l'électricité ;

- Coûts des certificats verts et certificats de cogénération ;

- Coûts d'accès variables sur l'année ;

8° Coûts de démarrage et d'activation moyen :

a) Combustible utilisé pour le démarrage (MWh/démarrage) ;

b) Combustible utilisé pour le démarrage ;

c) Coûts de démarrage hors combustible et hors provision pour entretien majeur (€/démarrage) ;

d) Provision pour entretien majeur (€/démarrage).

2° les coûts fixes annuels opérationnels et de maintenance (en €/MW/an);

~~3° les coûts variables opérationnels et de maintenance (en €/MWh).~~

(1)<AR 2022-01-27/04, art. 5, 003; En vigueur : 01-02-2022>

Art. 18.§ 1er. 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, § 1er, le gestionnaire du réseau évalue, sur base de l'étude visée à l'article 17 et dans la mesure ou cela est pertinent, 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, [2 en utilisant le coût moyen pondéré du capital spécifique à la technologie définis à l'article 19bis, § 3, et à la durée de vie économique de l'investissement]2 ~~{1, ainsi que la durée de vie économique de ces investissements,}1~~ non directement liées à une prolongation de la durée de vie technique de l'installation en fin de vie 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. La durée de vie économique associée à ces dépenses d'investissements est établie conformément à l'article 22, § 8 ;

~~2° les coûts fixes annuels directs de l'installation (en €/MW/an) :~~

a) Coûts généraux :

- Coûts d'assurance ;
- Coûts des taxes locales ;
- Coûts administratifs sur site liés à l'activité de production hors frais de personnel ;

b) Coûts liés réseau gazier :

- Coût capacité « Exit » dans le cas du gaz ;
- Coût de la flexibilité intra journalière hors coût de balancing ;

c) Coûts liés à l'électricité

- Coûts liés au « stand-by » estimé pour une année : Coûts de l'électricité, coûts des certificats verts et certificats de cogénération, coûts d'accès variables ;
- Coûts fixes liés au réseau d'électricité : Coût de connexion et coût d'accès ;

d) Coûts de maintenance récurrente/normale hors frais de personnel

e) Coûts opérationnels hors frais de personnel ;

f) Coûts de mise en conformité :

- Mise en conformité en matière de santé et de sécurité ;
- Cyber-sécurité ;
- Coûts environnementaux ;
- Certification et audits ;

g) Coûts de personnel sur site hors frais généraux (gestion de l'installation, maintenance et personnel administratif sur site)

3° les coûts fixes annuels généraux estimés à 25% des frais de personnel local du point 2°, g). Les coûts généraux couvrent les coûts suivants : Direction générale, Contrôle de gestion, Services financier, Ressources humaines, Systèmes d'information, Services généraux et immobilier, Achats, Services juridiques, Stratégie et Regulatory/Public Affairs.

4° les coûts fixes de personnel liés à la gestion d'un portefeuille de points de livraison opérant sur le marché de l'énergie Day Ahead et à la fourniture de services auxiliaire, y compris les coûts liés au dispatch, aux nominations vers le transporteur et à la vérification des positions et des transactions Day Ahead. Sont explicitement exclus les coûts du trading et d'optimisation intraday, du trading à terme et de l'optimisation du portefeuille au-delà de l'horizon Day Ahead.

~~2° les coûts fixes annuels opérationnels et de maintenance (en €/MW/an);~~

~~53° les coûts variables opérationnels et de maintenance directs de l'installation~~, autre que des coûts de carburants et des coûts de CO2 visés aux points 46° et 75° du présent paragraphe (en €/MWh);

- a) Coûts variables opérationnels ;
- b) Coûts variables de maintenance normale ;
- c) Coûts variables du tarif du réseau d'électricité liée à l'injection ;
- d) Coûts variables du tarif exit du réseau gazier ;
- e) Réduction de coût « stand-by » lorsque l'installation produit :
 - Coûts de l'électricité ;
 - Coûts des certificats verts et certificats de cogénération ;
 - Coûts d'accès variables sur l'année ;

46° les coûts de carburants (en €/MWh);

75° les coûts de CO2 (en €/tCO2);

8° les frais de démarrage ou les coûts d'activation ,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) , en distinguant d'une part, les provisions pour assurer le remboursement des dépenses d'investissement et des coûts fixes d'exploitation et de maintenance et, d'autre part, les coûts spécifiques par démarrage ou activation, complété, le cas échéant, par une indication du type et de la quantité de combustible purement nécessaire au démarrage (en MWh/démarrage) :

96° 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.

(1)<AR 2022-01-27/04, art. 6, 003; En vigueur : 01-02-2022>

(2)<AR 2023-07-04/07, art. 3, 004; En vigueur : 10-08-2023>

Art. 19.§ 1er. 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 à l'exception des revenus à terme, intraday et d'équilibrage (en €/MW/an);

2° les revenus nets obtenus grâce à la fourniture de services d'équilibrage (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;

3° [1 correspond aux rentes inframarginales annuelles moyennes, tenant compte [2 de l'impact de l'obligation de remboursement visée]2 à l'article 26 et des coûts variables tels que déterminés dans l'estimation des composants de coûts visés à l'article 18, § 2, 3° à 5°.]1

§ 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.

(1)<AR 2022-01-27/04, art. 7, 003; En vigueur : 01-02-2022>

(2)<AR 2023-07-04/07, art. 4, 004; En vigueur : 10-08-2023>

Art. 19bis. [1 § 1. Pour chaque technologie figurant sur la liste restreinte des technologies existantes visée à l'article 18, § 1, le gestionnaire de réseau applique une prime de risque en tenant compte de l'article 6, alinéa 9, de la méthodologie visée à l'article 23, alinéa 5, du règlement (UE) 2019/943. La valeur de la prime de risque à appliquer par le gestionnaire de réseau tient compte, en plus du rendement minimum, des risques associés aux dépenses d'investissements tels que déterminés au § 2, 1° et 2° compte tenu de la durée de vie économique qui leur est associée conformément aux primes de risque se trouvant à l'annexe 1, étant entendu que cette prime de risque est appréciée, dans les limites de l'annexe 1, par le gestionnaire de réseau en fonction de l'ampleur des investissements engagés et de la durée de vie économique associée à ceux-ci.

§ 2. Pour chaque technologie envisagée, il convient d'appliquer au moins les principes suivants pour déterminer la prime de risque:

1° la prime de risque augmente avec le risque que le scénario de référence utilisé pour la simulation des rentes inframarginales s'écarte de la réalité à laquelle la technologie est exposée. Ce risque est pris en compte dès la définition des éléments de coût dont la durée de vie économique est égale ou supérieure à trois ans, tels que visés à l'article 18, § 2, 1°.

2° la prime de risque augmente avec la non-normalité de la distribution simulée des revenus et le risque à la baisse auquel la technologie est soumise, compte tenu notamment du coût marginal de la technologie et du cadre du marché considéré.

§ 3. Pour chaque technologie figurant sur la liste restreinte des technologies existantes visée à l'article 18, § 1, le gestionnaire de réseau détermine le coût moyen pondéré du capital conformément aux étapes suivantes :

1° le rendement minimum déterminé par le ministre dans le cadre des valeurs intermédiaires visées à l'article 4, § 3 ;

2° Plus la prime de risque spécifique à la technologie, visé au paragraphe 1er .

§ 4. Les estimations de la prime de risque et du coût moyen pondéré du capital, visées respectivement au paragraphe 1er et au paragraphe 2 sont mises à jour, à tout le moins, tous les cinq ans.]1

(1)<Inséré par AR 2022-01-27/04, art. 8, 003; En vigueur : 01-02-2022>

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° [2 Les coûts calculés comme la somme :

a) des coûts d'investissement récurrents annualisés visés à l'article 18, § 2, 1° ;

b) des coûts fixes d'exploitation et de maintenance visés à l'article 18, § 2, 2° ;

c) des coûts fixes annuels généraux visés à l'article 18, § 2, 3° ;

d) des coûts fixes de personnel liés à la gestion d'un portefeuille visés à l'article 18, § 2, 4° ;

ee) et, pour les technologies à coût variable élevé, du coût d'activation visé à l'article 18, § 2, 96° ;]2

2° [1 ...]1

3° [1 ...]1

4° Diminué par les rentes visées à l'article 19, § 1, 1° ;

5° Diminué par les revenus [2 nets]2 visés à l'article 19, § 1, 2° ;

6° Le résultat total est divisé par le facteur de réduction visé à l'article 13;

7° [2 Ce dernier résultat est corrigé par l'évolution attendue de l'indice des prix à la consommation entre, d'une part, l'année de référence qui a été utilisée pour évaluer les revenus et les coûts et, d'autre part, la période de fourniture pour laquelle le " missing-money " est calculé, sur la base des données du Bureau fédéral du Plan.]2

(1)<AR 2022-01-27/04, art. 9, 003; En vigueur : 01-02-2022>

(2)<AR 2023-07-04/07, art. 5, 004; En vigueur : 10-08-2023>

CHAPITRE 7. - Dérogation au prix maximum intermédiaire

Art. 21.§ 1er. 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 public, 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, § 1er, 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;

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.

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 une offre a été retenu dans la mise aux enchères à laquelle s'applique la demande.

A 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, § 1er.

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.

§ 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 7undecies, 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 [1 rentes inframarginales annuelles moyennes]¹, 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;

[1 5° le rendement supplémentaire requis établi en tenant compte de l'article 6, paragraphe 9, de la méthodologie visée à l'article 23, paragraphe 5, du Règlement Electricité (UE) 2019/943, comme déterminé en annexe [2 1]² au présent arrêté.

6° le rendement total requis, basée sur la somme de :

a) le coût moyen pondéré du capital déterminé à 5,53%;

b) le taux de rendement supplémentaire requis spécifique à la technologie visé à 5°. La détermination de ce rendement supplémentaire requis tient compte de la durée de vie économique des investissements conformément au paragraphe 2, 2°.¹

§ 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 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. [1 Ce résultat est multiplié par le facteur 1 plus le rendement total requis visé au paragraphe 8, 6°]¹;

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°.

§ 10. [1 ...]¹

§ 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.

(1)<AR 2021-07-04/01, art. 1, 002; En vigueur : 07-07-2021>

(2)<AR 2022-01-27/04, art. 10, 003; En vigueur : 01-02-2022>

Art. 22.§ 1er. Un détenteur de capacité est autorisé à demander, pour chaque mise aux enchères après 2021 à laquelle il souhaite participer, une dérogation au prix maximum intermédiaire visé à l'article 15, par unité de marché de capacité, ou unités s'il s'agit de capacités liées, selon la procédure décrite dans le présent article.

Dans ce cadre, le gestionnaire du réseau publie, au plus tard le 31 mars de l'année de la mise aux enchères, 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, § 1er, reprend les hypothèses relatives aux coûts marginaux qui sont prises en compte pour le calcul des rentes inframarginales annuelles.

§ 2. Le demandeur de dérogation introduit auprès de la commission, par voie électronique, au plus tard le 30 avril de l'année de la mise aux enchères, au maximum une demande de dérogation par unité de marché de capacité, ou par unités s'il s'agit de capacités liées.

Au plus tard le 31 mars de l'année de la mise aux enchères, la commission publie sur son site internet les conditions formelles et matérielles auxquelles la demande de dérogation doit se conformer, dans le respect des éléments énumérés à l'alinéa 3.

La demande de dérogation 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 les unités s'il s'agit de capacités liées, pour la période de fourniture de capacité à laquelle s'applique la demande, pour autant que ces coûts ne sont pas des coûts échus pour le propriétaire de l'unité de marché de capacité, ou les unités s'il s'agit de capacités liées :

~~–a) scindés le cas échéant par point de livraison, les catégories de coûts définies à l'article 18, §2, 1° à 9° les coûts fixes annuels opérationnels et de maintenance (en €/an) mais à l'exclusion des coûts fixes visés au point c) déjà repris dans une demande de dérogation antérieure acceptée, 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 de portefeuille pour que l'unité de marché de capacité concernée puisse opérer sur le marché de l'énergie (en €/an) 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 en utilisant le coût moyen pondéré du capital spécifique à la technologie et à la durée de vie économique de chaque investissement définis à l'article 19bis, § 3, 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 dépenses d'investissement pour les entretiens majeurs des installations qui n'ont pas forcément lieu chaque année mais à l'exclusion des coûts fixes visés au point a) déjà repris dans une demande de dérogation antérieure acceptée, ou dans la demande de dérogation pour la mise aux enchères considérée (en €/an), complétées, le cas échéant, par les hypothèses relatives au moins :~~

~~–au nombre d'heures de chaque année pendant lesquelles l'unité (les unités) a (ont) été activée(s) depuis le dernier investissement équivalent à celui repris dans la demande de dérogation ;~~

~~–au nombre d'heures de chaque année pendant lesquelles l'unité (les unités) sera (seront) activée(s) jusqu'à l'exécution de l'investissement repris dans la demande de dérogation ;~~

~~— au nombre d'heures de chaque année pendant lesquelles l'unité (les unités) sera (seront) activée(s) jusqu'à l'exécution du prochain investissement équivalent;~~

~~–et au nombre de démarrages ou d'activations sur lesquels ces estimations sont basées, ainsi que, en vue d'estimer la durée de vie économique de l'investissement, la relation entre la durée de vie technique de l'investissement et, d'une part, le nombre d'activations, et d'autre part, le nombre d'heures de fonctionnement, ainsi que tout autre élément qui limiterait la durée de vie économique de l'investissement;~~

~~–bd) scindées le cas échéant par point de livraison, les dépenses d'investissements non récurrentes annualisées en utilisant le coût moyen pondéré du capital spécifique à la technologie et à la durée de vie économique de chaque investissement définis à l'article 19bis, § 3, 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 à l'exclusion des coûts fixes visés au point a) déjà repris dans une demande de dérogation antérieure acceptée ou dans la demande de dérogation de la mise aux enchères considérée (en €/an), complétées, le cas échéant, par les hypothèses relatives au moins :~~

~~–au nombre d'heures de chaque année pendant lesquelles l'unité (les unités) a (ont) été activée(s) depuis le dernier investissement équivalent à celui repris dans la demande de dérogation ;~~

~~–au nombre d'heures de chaque année pendant lesquelles l'unité (les unités) sera (seront) activée(s) jusqu'à l'exécution de l'investissement repris dans la demande de dérogation ;~~

~~— au nombre d'heures de chaque année pendant lesquelles l'unité (les unités) sera (seront) activée(s) jusqu'à l'exécution du prochain investissement équivalent;~~

~~–et au nombre de démarrages ou d'activations sur lesquels ces estimations sont basées, ainsi que, en vue d'estimer la durée de vie économique de l'investissement, la relation entre la durée de vie technique de l'investissement et, d'une part, le nombre d'activations, et d'autre part, le nombre d'heures de fonctionnement, ainsi que tout autre élément externe qui limiterait la durée de vie économique de l'investissement;~~

~~–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";~~

c) scindées le cas échéant par point de livraison, le cas échéant, les coûts de location du site à un tiers (en €/an)

d) 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) , en distinguant d'une part, les provisions pour assurer le remboursement des dépenses d'investissement et des coûts fixes d'exploitation et de maintenance et, d'autre part, les coûts spécifiques par démarrage ou 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, le coût moyen pondéré du capital tel que défini au paragraphe 8, alinéa 2, 4°, la justification de tout élément qui limiterait la durée de vie économique de l'investissement~~la durée de vie économique de l'investissement telle que définie au paragraphe 8,~~ 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 éligibles pour le calcul du " missing-money " de l'unité de marché de capacité, ou des 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.

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 sans y être nécessairement limités, les revenus liés à la vapeur et/ou à la chaleur ou les revenus liés à la fourniture du service de reconstitution;

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 de la rente inframarginale annuelle à l'exception des revenus à terme, intraday et d'équilibrage;

6° une estimation des revenus nets obtenus grâce à la fourniture de services d'équilibrage ;:

7° 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 éléments communiqués par le demandeur de dérogation visés à l'alinéa 3, 2° à 6°, à l'appui de sa demande, sont spécifiques à l'unité de marché de capacité concernée, ou unités s'il s'agit de capacités liées. Si le demandeur n'est pas en mesure de les fournir pour l'unité de marché de capacité considérée, il transmet à la commission toute information permettant à cette dernière d'évaluer le bien-fondé de ses estimations.

Les éléments visés à l'alinéa 3, 2° à 6° sont justifiés par le demandeur de dérogation dans le respect des conditions formelles et matérielles établies par la commission conformément au paragraphe 2, alinéa 2. Un historique des éléments fournis à l'alinéa 3, 2° à 6°, est fourni par le demandeur conformément aux conditions formelles et matérielles précitées.

Les éléments visés à l'alinéa 3, 2° à 6° sont exprimés en euros de l'année de référence prise en compte à l'article 20 pour l'évaluation des revenus. L'estimation visée à l'alinéa 3, 7° est corrigée par l'évolution attendue de l'indice des prix à la consommation entre, d'une part, l'année de référence qui a été utilisée pour évaluer les revenus et les coûts et, d'autre part, la période de fourniture de capacité pour laquelle le « missing-money » est calculé.

§ 3. La commission vérifie le caractère complet de la demande et informe le demandeur de dérogation par voie électronique du résultat de son contrôle dans les dix jours ouvrables suivant la réception de la demande. Si la demande est jugée incomplète, le demandeur de dérogation a la possibilité de compléter sa demande dans les cinq jours ouvrables suivant la notification du résultat de la vérification précitée. A défaut pour le demandeur d'apporter le complément d'information dans le délai requis, la commission peut déclarer la demande irrecevable, après avoir entendu le demandeur assisté de son conseil, ou l'avoir à tout le moins dûment convoqué. La convocation à l'audition et la décision de la commission sont adressées au demandeur par courrier recommandé [ou électronique] avec accusé de réception.

§ 4.

§ 5. La commission évalue le bien-fondé de chaque demande de dérogation recevable.

A cet effet, la commission évalue l'acceptabilité des composants de coûts, des revenus et de l'impact des restrictions visés au paragraphe 2, 2° à 4° inclus, en ce compris leur caractère suffisamment justifié. Dans le cadre de cette évaluation, la commission peut demander l'avis -d'un expert indépendant, qui peut être l'expert indépendant visé à l'article 17, § 1er.

Si la commission est d'avis que des informations complémentaires sont nécessaires pour son évaluation, elle invite le demandeur de dérogation à lui transmettre ces informations dans un délai de cinq jours ouvrables suivant la réception de la demande d'informations complémentaires. La commission peut également inviter le demandeur de dérogation à lui transmettre, dans un délai identique, une mise à jour du « missing-money » repris dans sa demande de dérogation, si elle estime que les éléments visés au paragraphe 2, alinéa 3, 2° à 7°, communiqués par le demandeur à l'appui de sa demande, ne respectent pas les conditions formelles et matérielles établies par la commission conformément au paragraphe 2, alinéa 2.

Pour tout composant de coûts, revenu ou impact des restrictions visés au paragraphe 2, 2° à 4° inclus, que la commission considère comme inacceptable ou non suffisamment justifié par le demandeur, la commission fixe une estimation alternative.

§ 6. La commission transmet au gestionnaire du réseau, par voie électronique, le résultat de son évaluation visée au paragraphe 5, -relative aux coûts variables, aux coûts de démarrage, aux coûts fixes d'activation et à l'impact sur les revenus des restrictions opérationnelles, au plus tard trente jours ouvrables suivant la date ultime d'introduction des demandes de dérogation.

§ 7. Le gestionnaire du réseau fournit par voie électronique à la commission, au plus tard vingt-cinq jours ouvrables suivant la réception des résultats de l'évaluation de la commission visée au paragraphe 5, les éléments suivants qu'il a calculés:

1° la rente inframarginale annuelle moyenne attendue pour l'année de fourniture, ~~le nombre d'heures de fonctionnement, le nombre de démarrages correspondants et les MWh produits correspondants~~;

2° les revenus nets attendus de la fourniture de services d'équilibrage et, le cas échéant, les revenus du service de reconstitution.

Le calcul de la rente inframarginale annuelle moyenne attendue pour l'année de fourniture en euros de l'année de référence prise en compte à l'article 20 pour l'évaluation des revenus (en €/MW/an) se fait sur la base :

1° d'une simulation du marché de l'électricité tel que visée à l'article 12;

2° du scénario de référence visé à l'article 4, paragraphe 7, lié à la mise aux enchères à laquelle s'applique la demande;

3° du « dispatch » économique de l'unité de marché de capacité, ou des unités s'il s'agit de capacités liées, en tenant compte des coûts variables et des coûts de démarrage ou des coûts d'activation fixes liés à l'offre d'énergie ;

4° des revenus annuels moyens résultant du « dispatch » économique de l'unité de marché de capacité, ou des unités s'il s'agit de capacités liées, limités au niveau du prix d'exercice, ou éventuellement du prix de marché déclaré pour une unité de marché de capacité sans programme journalier ou des unités, s'il s'agit de capacités liées, tel que visé à l'article 26, § 3, tenant compte de l'impact de l'obligation de remboursement au prix d'exercice applicable visé à l'article 26, diminués des coûts variables et des coûts de démarrage (hors provision pour investissement) ou des coûts d'activation fixes pour l'offre d'énergie, et compte tenu des 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.

L'estimation des revenus nets attendus de la fourniture de services d'équilibrage en euros de l'année de référence prise en compte à l'article 20 pour l'évaluation des revenus (en €/MW/an) est réalisée sur la base des principes suivants :

1° les revenus nets sont évalués 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;

2° les revenus nets correspondent aux coûts historiques moyens des réservations versés par le gestionnaire du réseau des services d'équilibrage, sur la base des trente-six derniers mois;

3° les revenus nets tiennent compte des coûts, en ce compris les coûts d'opportunités, liés à la fourniture de ces services d'équilibrage, afin d'éviter des doubles comptages entre les [1 rentes inframarginales annuelles]¹ sur le marché de l'énergie et les revenus de la fourniture des services d'équilibrage.

L'estimation des revenus de service de reconstitution en euros de l'année de référence prise en compte à l'article 20 pour l'évaluation des revenus (en €/MW/an) est réalisée sur la base des revenus correspondant aux coûts historiques moyens des réservations versés par le gestionnaire du réseau de service de reconstitution spécifique à l'unité de marché de capacité, ou aux unités s'il s'agit de capacités liées, sur la base des trente-six derniers mois.

§ 8. La durée de vie économique de chaque investissement est fixée à 5 ans. Toutefois, la commission a la possibilité de revoir à la baisse cette durée évaluée la durée de vie économique de chaque investissement sur la base :

1° de la relation entre la durée de vie technique de l'investissement et, d'une part, le nombre de démarrages ou d'activations et, d'autre part, le nombre d'heures de fonctionnement ;

2° de l'estimation du nombre d'heures de fonctionnement et du nombre de démarrages ou d'activations sur la période de fourniture, communiquée par le gestionnaire du réseau ;

3° de tout autre élément externe, telle que une limitation sur les émissions de CO₂, invoqué par le demandeur qui limiterait la durée de vie économique de l'investissement.

Pour chaque investissement, la commission évalue les coûts d'investissement annualisés sur la base :

1° des dépenses d'investissement pertinentes pour la fourniture du service ;

2° de la durée de vie économique de l'investissement ;

3° de la prime de risque, compte tenu de l'article 6, alinéa 9 de la méthodologie telle que visée à l'article 23, alinéa 5, du règlement (UE) 2019/943 sur l'électricité, tel que stipulé dans l'annexe 1 au présent arrêté. La valeur de cette prime de risque à appliquer par la commission tient compte, en plus du rendement minimum, des risques associés à chaque dépense d'investissement tels que déterminés à l'article 19bis, § 2, 1° et 2° compte tenu de la durée de vie économique qui leur est associée conformément aux primes de risque se trouvant à l'annexe 1, étant entendu que cette

prime de risque est appréciée, dans les limites de l'annexe 1, par la commission en fonction de l'ampleur de l'investissement engagé et de la durée de vie économique associée à celui-ci ;

4° du coût moyen pondéré du capital pour chaque dépense d'investissement, basé sur la somme :

a) du rendement minimum déterminé par le ministre dans le cadre des valeurs intermédiaires, tel que visé à l'article 4, § 3 ;

b) augmenté de la prime de risque spécifique à la technologie visé à l'alinéa 3. La détermination de cette prime de risque tient compte de la durée de vie économique de l'investissement, conformément à l'article 19bis, § 2, 2°.]¹

§ 9. La commission calcule le " missing-money " attendu comme suit :

1° la somme :

a) des composants de coûts;

b) de chaque dépense d'investissement annualisée conformément au résultat de l'évaluation visée au paragraphe 8, 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, alinéa 1er, 1° ;

3° diminué par les revenus visés au paragraphe 7, alinéa 1er, 2° ;

4° diminué par les revenus visés au paragraphe 2, 3°, à l'exception des revenus du service de reconstitution, 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 de l'unité de marché de capacité, ou des unités s'il s'agit de capacités liées, tel que déterminé dans la préqualification pour la mise aux enchères concernée ;

6° le résultat est corrigé par l'évolution attendue de l'indice des prix à la consommation entre, d'une part, l'année de référence qui a été utilisée pour évaluer les revenus et les coûts et, d'autre part, la période de fourniture pour laquelle le « missing-money » est calculé.

§ 9. [1 ...]¹

§ 10. La commission prend une décision sur le bien-fondé de chaque demande de dérogation recevable.

§ 11. La commission accepte la demande 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 paragraphe 8, est supérieur au prix maximum intermédiaire fixé pour la mise aux enchères à laquelle s'applique la demande, conformément à l'article 7undecies, § 6, de la loi du 29 avril 1999.

Si le niveau attendu du " missing-money " est inférieur ou égal au prix maximum intermédiaire, la commission rejette la demande.

En outre, la commission rejette la demande de dérogation si celle-ci concerne une unité de marché de capacité, ou des unités s'il s'agit de capacités liées, qui, pour la mise aux enchères considérée, est (sont) classée(s) par la commission dans une catégorie de capacité associée à un contrat de capacité couvrant plus d'une période de fourniture de capacité, conformément à l'arrêté royal du 4 juin 2021 fixant les seuils d'investissement, les critères d'éligibilité des coûts d'investissement et la procédure de classement.

Au plus tard le 25 août précédant la mise aux enchères, la commission transmet au demandeur de dérogation son projet de décision. Le demandeur de dérogation dispose de dix jours ouvrables pour faire valoir ses observations.

La décision finale est notifiée au demandeur et au gestionnaire du réseau par courrier électronique avec accusé de réception ou par courrier recommandé au plus tard le 25 septembre précédant la mise aux enchères à laquelle s'applique la demande de dérogation.

§ 12. Si la demande de dérogation est acceptée par la commission, le demandeur est autorisé à soumettre, lors de la mise aux enchères à laquelle s'applique la demande, une ou des offre(s) supérieure(s) au prix maximum intermédiaire, pour l'unité du marché de capacité reprise dans la demande, ou les unités s'il s'agit de capacités liées, mais limités au " missing-money " repris dans la demande de dérogation conformément au paragraphe 2, alinéa 2, 7°.

§ 12/1. Si, s'agissant d'une unité du marché de capacité dont l'offre a été sélectionnée dans le cadre de la pré-enchère organisée conformément à l'arrêté royal du [•] relatif portant les conditions et modalités de participation par les détenteurs de capacité étrangère indirecte à la procédure de pré-enchère et à la procédure de préqualification organisées dans le cadre du mécanisme de rémunération de capacité –la demande est rejetée par la commission et que le demandeur de dérogation ne fait pas application du paragraphe 13, le gestionnaire du réseau adapte automatiquement l'offre au montant du prix maximum intermédiaire. :

§ 13. Si la demande est rejetée par la commission pour un motif autre que celui visé au paragraphe 11, alinéa 2, le demandeur de dérogation est néanmoins autorisé à soumettre, pour cette unité du marché de capacité, ou ces unités s'il s'agit de capacités liées, lors de la mise aux enchères à laquelle s'applique la demande, une ou des offre(s) supérieure(s) au prix maximum intermédiaire mais limitée au " missing-money " repris dans la demande de dérogation, conformément au paragraphe 2, alinéa 2, 7°, à condition de transmettre au gestionnaire du réseau et à la commission, au plus tard deux jours ouvrables avant la date ultime de soumission des offres visée à l'article 7undecies, § 10, de la loi du 29 avril 1999, une déclaration dans laquelle le demandeur de dérogation s'engage à introduire contre la décision de la commission un recours auprès de la Cour des marchés, conformément aux articles 29bis et 29quater de la loi du 29 avril 1999. Dès le recours introduit, le demandeur de dérogation en avertit le gestionnaire du réseau et la commission.

§ 14. Si, suite au rejet de la demande de dérogation par la commission et à l'introduction d'une déclaration visée au paragraphe 13, une offre soumise pour l'unité du marché de capacité, ou des offres pour les unités du marché de capacité s'il s'agit de capacités liées, a (ont) été sélectionnée(s) lors de la mise aux enchères à laquelle s'applique la demande, mais que le demandeur de dérogation n'a pas introduit, dans le délai fixé à l'article 29quater de la loi du 29 avril 1999, un recours à la Cour des marchés contre la décision de la commission, le gestionnaire du réseau adapte unilatéralement cette offre, ou ces offres s'il s'agit de capacités liées, en lui (leur) appliquant le prix maximum intermédiaire. Le cas échéant, il transmet à la commission une version adaptée du rapport d'enchères.

§ 15. Si, suite au rejet de la demande de dérogation par la commission, à la déclaration visée au paragraphe 13 et à la sélection d'une offre pour l'unité du marché de capacité, ou des offres pour les unités du marché de capacité s'il s'agit de capacités liées, un recours a été introduit dans le délai fixé à l'article 29quater de la loi du 29 avril 1999, contre la décision de la commission, mais est rejeté par la Cour des marchés, le gestionnaire du réseau adapte unilatéralement, au plus tard dix jours ouvrables suivant la notification, par la commission, de la décision de la Cour des marchés passée en force de chose jugée, le contrat de capacité concerné, en réduisant la rémunération de capacité pour la transaction qui résulte de l'offre sélectionnée, ou des offres sélectionnées s'il s'agit de capacités liées, au niveau du prix maximum intermédiaire lié à la mise aux enchères à laquelle s'applique la demande. Cette adaptation vaut à partir du premier jour de la période de fourniture de capacité.

§ 16. La réduction de la rémunération de capacité mentionnée au paragraphe 15 ne porte nullement atteinte au résultat de la mise aux enchères et ne donne aucun droit au fournisseur de capacité de mettre fin au contrat de capacité.

§ 17. Postérieurement à la sélection d'une offre pour une unité du marché de capacité, ou des offres pour des unités du marché de capacité s'il s'agit de capacités liées, lors d'une mise aux enchères organisée quatre ans avant la période de fourniture de capacité et pour laquelle la demande de dérogation s'applique, et à la conclusion du contrat de capacité pour cette transaction,

la commission est chargée de vérifier la pertinence des éléments identifiés comme déterminants lors de l'octroi de la dérogation.

Elle utilise dans ce cadre les pouvoirs qui lui sont reconnus par l'article 26, § 1^{er}ter, de la loi du 29 avril 1999.

Sur la base de ses constatations, la commission est autorisée à retirer la dérogation si :

1° la non-réalisation des investissements envisagés initialement ou la réduction du montant de ces investissements; et/ou

2° une augmentation des perspectives de revenus visés au paragraphe 2, alinéa 3, 3°, par rapport au budget initial, résultant uniquement ou essentiellement de choix posés par le demandeur postérieurement à l'octroi de la dérogation,

conduit (conduisent) à un « missing money » attendu inférieur au prix maximum intermédiaire lié à la mise aux enchères à laquelle s'appliquait la demande de dérogation.

La commission prend sa décision au plus tard le dernier jour du cinquième mois suivant le début de la première période de fourniture de capacité couverte par le contrat de capacité, après avoir entendu le fournisseur de capacité assisté le cas échéant de son conseil, ou l'avoir à tout le moins dûment convoqué. La convocation à l'audition et la décision de la commission sont adressées au fournisseur de capacité par courrier recommandé [ou électronique] avec accusé de réception. La commission enjoint au gestionnaire du réseau d'adapter le contrat de capacité en réduisant la rémunération de capacité pour la transaction considérée au niveau du prix maximum intermédiaire lié à la mise aux enchères à laquelle s'appliquait la demande de dérogation.

(1)<AR 2022-01-27/04, art. 11, 003; En vigueur : 01-02-2022>

CHAPITRE 8. - Prix de référence et prix d'exercice

Art. 23. § 1er. 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-MTU(€/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.

§ 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. Les unités sur le marché de capacité sans programme journalier qui sont partiellement actives sont partiellement exemptées de l'obligation de remboursement en raison d'une activation partielle justifiée, définie par le ratio d'activation tel que déterminé par les règles de fonctionnement.

§ 76. 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-la MTU considérée;

- par la capacité contractée pour cette même heure-MTU;

- par le minimum de le ratio de disponibilité et le ratio d'activation d'une unité du marché de capacité à une heure-MTU considérée correspondant à la prise en compte des indisponibilités programmées ou non de l'unité du marché de capacité dans l'obligation de remboursement et le ratio d'activation correspond à la pris en compte de l'activation partielle de l'unité sur le marché des capacités.

§ 78. 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-MTU considérée dans la période de fourniture de capacité pour laquelle un calcul de capacité disponible prouvée est considéré selon les règles de fonctionnement.

§ 89. 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°.

§ 910. 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.

§ 119. Après la première mise aux enchères au printemps 2022, et après tous les deux ans, la Direction générale de l'Energie 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'Energie soumet l'analyse à une consultation publique. L'analyse et le rapport de consultation sont soumis par la DG Energie pour avis à la commission et au gestionnaire de réseau, qui transmettent leur avis au ministre de l'Energie 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 MTU 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. § 1er. 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 1er, 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 appliquées sur l'Etat membre européen limitrophe en question.

Art. 26. § 1er. Un prix d'exercice s'applique pour le calcul de l'obligation de remboursement à toutes les transactions contractées la même année.

§ 2. [1 Le prix d'exercice est actualisé mensuellement durant la période de fourniture de capacité sur base de l'évolution du prix de l'énergie électrique belge. Les modalités de calcul de cette actualisation sont définies dans les Règles de fonctionnement.]1

§ 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.

(1)<AR 2023-07-04/07, art. 7, 004; En vigueur : 10-08-2023>

Art. 27.§ 1er. 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, [1 exceptées les offres en deçà ou égales au prix de zéro et celles au prix maximal autorisé. Tous les types d'offres]1 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 [1 , en considérant les impacts liés au mécanisme d'actualisation visé à l'article 26, § 2]1;

5° une chance raisonnable que le prix d'exercice soit atteint par le prix de référence.

(1)<AR 2023-07-04/07, art. 8, 004; En vigueur : 10-08-2023>

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.