

# Consultation publique

## Direction générale Energie & Elia

### 20/09/2021 – 08/10/2021

#### Procédure

L'intégration de la méthodologie actualisée de l'EVA, développée initialement par le Professeur Boudt et publiée sur le [site d'Elia](#), affecte les trois aspects suivants de "l'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 et les conditions liées 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 » (ci-après " l'arrêté royal du 28 avril 2021 ") :

1. Détermination du CONE net dans le cadre des paramètres permettant de déterminer le volume à acheter (chapitres 2 et 4).
2. Calibration de la limite de prix intermédiaire (chapitre 6).
3. Dérogations au plafond de prix intermédiaire (chapitre 7).

Conformément à l'article 7undecies, §2, alinéa 1 de [la loi sur l'électricité<sup>1</sup>](#), le régulateur a formulé une proposition de modification de la méthodologie relative à la détermination du CONE net dans le cadre des paramètres de détermination du volume à acheter. Une [consultation publique<sup>2</sup>](#) à ce sujet sera organisée par le régulateur en même temps que la présente consultation.

Le gestionnaire de réseau, qui est tenu de soumettre une proposition et d'organiser une consultation publique en ce qui concerne la calibration de la limite de prix intermédiaire, et la DG Energie, qui est tenue d'organiser une consultation en ce qui concerne les dérogations relatives au plafond de prix intermédiaire, en application respectivement de l'article 7 undecies §2, deuxième et troisième alinéas, ont décidé d'organiser conjointement la consultation publique sur leurs propositions.

#### Calibration de la limite de prix intermédiaire et dérogation(s) à la limite de prix intermédiaire

Les changements proposés pour l'adaptation de l'arrêté royal du 28 avril 2021 conformément à la méthodologie développée par le Professeur Boudt s'appliquent dans le cadre de la calibration du plafond de prix intermédiaire et des processus de dérogations à celui-ci. Ces adaptations s'appuient sur la méthodologie déjà mise en œuvre pour le processus de dérogation (ex-post) au plafond de prix intermédiaire de l'enchère de 2021 conformément à l'article 21 de l'arrêté royal du 28 avril 2021.

Pour rappel, l'adaptation de cette méthodologie EVA a été réalisée à partir de l'étude du Professeur Boudt publiée en 2021. Cette étude et la méthodologie qui en découle ont par ailleurs déjà fait l'objet d'une consultation publique réalisée dans le cadre de l'étude d'Adéquation et de Flexibilité publiée

---

<sup>1</sup> [http://www.ejustice.just.fgov.be/cgi\\_loi/change\\_lg.pl?language=fr&la=F&cn=1999042942&table\\_name=loi](http://www.ejustice.just.fgov.be/cgi_loi/change_lg.pl?language=fr&la=F&cn=1999042942&table_name=loi)

<sup>2</sup> <https://www.creg.be/fr/consultations>

par Elia en 2021<sup>3</sup>. Enfin, comme déjà exposé au préalable, l'adaptation de l'arrêté royal du 28 avril 2021 pour la partie relative à la dérogation à la limite de prix intermédiaire (ex-post, article 21) a également fait l'objet d'une consultation publique<sup>4</sup> portant notamment sur les valeurs à considérer pour les primes de risque à appliquer dans le cadre de la dérogation à la limite de prix intermédiaire.

Comme expliqué plus en détails dans l'étude du Professeur Boudt, l'estimation des recettes des différentes technologies pour lesquelles une évaluation de la viabilité économique est réalisée doit se baser sur une simulation des recettes attendues de celles-ci mais elle doit également tenir compte de l'aversion au risque des investisseurs lorsque ceux-ci prennent leur décision d'investissement (sur base notamment de ces mêmes recettes). En effet, la simple considération des recettes attendues par ces technologies ne capture pas cette aversion au risque largement reconnue dans la littérature académique financière. Ces risques liés aux investissements sur le marché de l'énergie se matérialisent principalement sous 2 formes:

- Sous la forme d'un risque de distribution des revenus : les recettes du marché de l'énergie simulées pour déterminer la viabilité économique d'un investissement sont susceptibles de ne pas suivre une distribution normale, menant à un risque à la baisse de celles-ci. Ce risque varie en outre en fonction de la place de la technologie considérée dans le merit order.
- Sous la forme d'un risque de modèle : la probabilité existe également que le scénario de référence unique utilisé pour la simulation des rentes inframarginales de la technologie en question diffère de la réalité économique se trouvant derrière la décision de l'investisseur. En outre, ce risque de modèle varie également en fonction de la durée de vie économique du projet d'investissement en question. Plus la durée de vie économique de celui-ci est importante, plus l'investisseur fait face à des incertitudes (changements de politique énergétique, évolution du mix énergétique, ...), ce qui augmente le risque inhérent au projet d'investissement.

Dans cette optique, la méthodologie du Professeur Boudt recommande l'ajout d'un taux de rendement supplémentaire par technologie (ladite "prime de risque") venant s'ajouter au coût moyen pondéré du capital ("WACC") déjà considéré dans le cadre du processus d'évaluation de la viabilité économique des technologies visées. Cette approche a déjà été appliquée dans le cadre de l'étude d'adéquation et de flexibilité réalisée par Elia et publiée en juin 2021. Cette méthodologie ayant déjà fait l'objet d'une adaptation pour le processus de dérogation ex-post à la limite de prix intermédiaire, il est naturel de l'étendre aux contextes spécifiques du plafond de prix intermédiaire et de la dérogation à celui-ci (ex-ante).

Premièrement, Elia applique, pour chaque technologie de la liste restreinte des technologies de référence considérée dans le cadre de la calibration de la limite de prix intermédiaire<sup>5</sup>, une prime de risque dans le cadre de sa proposition de limite de prix intermédiaire qui fait partie des éléments du rapport de calibration. Il semble par ailleurs opportun de pointer le fait que la calibration de cette prime de risque par technologie s'inscrit dans le même cadre que celui ayant entouré la détermination de cette prime de risque pour chaque technologie pour le processus de dérogation à la limite de prix

---

<sup>3</sup> [https://www.elia.be/en/public-consultation/20201030\\_public-consultation-on-the-methodology-the-basis-data-and-scenarios-used](https://www.elia.be/en/public-consultation/20201030_public-consultation-on-the-methodology-the-basis-data-and-scenarios-used)

<sup>4</sup> <https://economie.fgov.be/sites/default/files/Files/Energy/Ontwerp-KB-wijziging-KB-28042021-verwachte-inkomsten.pdf>

<sup>5</sup> Pour rappel, cette liste des technologies dites 'de référence' a fait l'objet d'une proposition d'Elia consultée publiquement. Celle-ci est disponible via le lien suivant : <https://www.elia.be/en/public-consultation/20210520-public-consultation-on-the-scenarios-sensitivities-and-data-for-the-crm-parameter>

intermédiaire (ex-post) qui a également fait l'objet d'une consultation publique en juillet 2021<sup>6</sup> comme mentionné déjà ci-dessus. En effet, dans les 2 cas, plusieurs paramètres s'appliquent de manière semblable :

- Ces 2 processus s'inscrivent dans un contexte de CRM ;
- Les primes proposées le sont pour des capacités ne pouvant viser que des contrats de capacité d'une durée d'un an ;
- La prime de risque proposée est influencée, dans les 2 cas, par le fait que la durée de vie économique associée aux investissements considérés soit supérieure à 3 ans ou pas.

Il n'y a donc à priori pas de raison méthodologique de dévier des primes de risque proposées par technologie (en fonction de la durée de vie économique associée aux investissements effectués par technologie) dans le cadre du processus de dérogation (ex-post) à la limite de prix intermédiaire déjà publiées dans le cadre de l'adaptation de l'arrêté royal du 28 avril 2021 datant de juillet 2021.

Deuxièmement, pour ce qui a trait à l'application de la prime de risque par technologie pour chaque demande de dérogation, la calibration de la prime de risque est appliquée par Elia sur base de la liste des primes de risque publiée en annexe de l'adaptation de l'arrêté royal du 28 avril 2021 datant de juillet 2021. Cette prime de risque est en effet considérée dans le cadre du calcul du missing-money sur la base des informations fournies dans le dossier de dérogation (avec une attention particulière portée sur la durée de vie économique). A nouveau, il n'y a pas de raison méthodologique de dévier de ces valeurs déjà publiées au préalable.

Pour une explication des valeurs établies, nous nous référons aux "[Principes généraux pour la calibration de la prime de risque dans le contexte de la dérogation IPC](#)" tels que proposés lors de la consultation du 11/06/2021 au 25/06/2021<sup>7</sup>.

---

<sup>6</sup> L'ensemble des contributions à cette consultation publique ainsi que les modifications de l'arrêté royal qui en ont découlé sont disponibles via le lien suivant : [Contexte du mécanisme de rémunération de capacité | SPF Economie \(fgov.be\)](#)

Modifications proposées à l'arrêté royal de 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

**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 ainsi que de l'estimation des recettes et de l'estimation du rendement total requis visées aux articles 19 et 19 bis. et de l'estimation des revenus visées à l'article 19.

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 qu'il juge pertinentes pour la détermination du prix maximal intermédiaire. Une technologie est jugée pertinente pour la détermination du prix maximum intermédiaire si elle peut raisonnablement être disponible pour la période de fourniture de capacité visée afin de contribuer réellement à la sécurité d'approvisionnement, elle est susceptible d'être l'une des technologies les moins rentables et si elle est conforme aux limites relatives aux émissions de CO<sub>2</sub> visées à l'article 22, alinéa 4 du Règlement (UE) 2019/943 et à toute autre limite légale. L'étude de l'expert indépendant est mise à jour en cas d'évolutions significatives du marché ou des conditions technologiques et au moins tous les trois ans.

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

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

Art. 18. § 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, 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 ainsi que la durée de vie économique de ces investissements, non directement liées à une prolongation de la durée de vie technique de l'installation ou à une augmentation de la puissance de référence nominale (en €/MW/an), y compris les coûts nécessaires pour les entretiens majeurs des installations qui n'ont pas forcément lieu chaque année, le cas échéant;

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

3° les coûts variables opérationnels et de maintenance, autre que des coûts de carburants et des coûts de CO2 visés aux points 4° et 5° du présent paragraphe (en €/MWh);

4° les coûts de carburants (en €/MWh);

5° les coûts de CO2 (en €/tCO2);

6° les coûts d'activation liés aux tests de disponibilité (en €/MWh) prévus dans les règles de fonctionnement visées par l'article 7undecies, § 12 de la loi du 29 avril 1999.

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

Art. 19. § 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 (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° correspond ~~aux revenus de~~ aux revenus inframarginaux annuels moyens la médiane (P50), tenant en compte le niveau du prix d'exercice applicable visé à l'article 26, diminué par les coûts variables tels que déterminés dans l'estimation des composants de coûts visée à l'article 18, § 2, 3° à 5°. ~~Les recettes attendues sont évaluées conformément à l'article 6(9) de la méthodologie telle que visée à l'article 23, alinéa 5 du Règlement (UE) 2019/943 dès que la méthode conformément à l'article 6(9)(a) iii pour l'étude conformément à l'article 7bis, § 1er, de la loi du 29 avril 1999 est disponible et mise en oeuvre, après d'éventuelles adaptations nécessaires afin d'appliquer la méthode dans le contexte spécifique du prix maximum intermédiaire.~~

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

1° est évaluée pour chaque technologie qui est incluse dans la liste réduite des technologies éligibles visé à l'article 18 § 1;

2° correspond avec les coûts historiques moyens des réservations par le gestionnaire du réseau pour les services destinés au réglage de l'équilibre, sur la base des trente-six derniers mois;

3° tient compte des coûts, y inclus les coûts d'opportunités, liés à la participation à ces services auxiliaires, afin d'éviter des doubles comptages entre les rentes inframarginales et les revenus nets obtenus grâce à la fourniture de services d'équilibrage.

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

Art. 19bis §1. Pour chaque technologie figurant sur la liste restreinte des technologies existantes visée à l'article 18, § 1, le gestionnaire de réseau détermine un rendement supplémentaire requis en tenant compte de l'article 6, paragraphe 9, de la méthodologie visée à l'article 23, paragraphe 5, du règlement (UE) 2019/943. Le gestionnaire de réseau peut commander une étude à cet effet à un expert indépendant dans le domaine financier.

§2. Pour chaque technologie envisagée, il convient d'appliquer au moins les principes suivants pour déterminer le rendement supplémentaire requis :

1° Le rendement supplémentaire requis 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° Le rendement supplémentaire requis 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, paragraphe 1, le gestionnaire de réseau détermine le rendement total requis conformément aux étapes suivantes :

1° Le coût moyen pondéré du capital déterminé par le Ministre dans le cadre des valeurs intermédiaires visées à l'article 4, § 3 ;

2° Plus le rendement supplémentaire requis spécifique à la technologie, visé à l'article 19bis, § 1er.

§4. Les estimations du rendement supplémentaire requis et du rendement total requis, visées respectivement à l'article 19bis, § 1 et § 2, sont mises à jour annuellement.

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

1° Les coûts calculés comme la somme des coûts d'investissement récurrents visés à l'article 18, § 2, 1°, des coûts fixes d'exploitation et de maintenance visés à l'article 18, § 2, 2° et, pour les technologies à coût variable élevé, du coût d'activation visé à l'article 18, § 2, 6°. Ce résultat est multiplié par le facteur 1 plus le rendement total exigé visé à l'article 19bis § 3 ;

~~Dépenses d'investissements visés à l'article 18, § 2, 1° ;~~

~~-2° Augmenté par les coûts visés à l'article 18, § 2, 2° ;~~

~~-3° Augmenté, pour les technologies avec un coût variable élevé, par le coût d'activation visés à l'article 18, § 2, 6° ;~~

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

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

64° Le résultat total est divisé par le facteur de réduction visé à l'article 13;

75° Le résultat final est augmenté d'une marge d'incertitude de 5%.

## **CHAPITRE 7. - Dérogation au prix maximum intermédiaire**

Art. 21. : *[pas de modification]*

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

Dans ce cadre, le gestionnaire de réseau publie, au plus tard le 31 mars, un tableau qui, pour chaque technologie installée dans la zone de réglage belge pour laquelle un facteur de réduction est calculé conformément à l'article 13, § 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 tard vingt jours ouvrables avant la date d'introduction ultime du dossier de préqualification mentionnée à l'article 7undecies, § 8, dernier alinéa, de la loi du 29 avril 1999.

Les conditions de forme de cette demande sont établies par la commission et mises à disposition sur le site Internet de la commission au plus tard le 31 mars de l'année de la mise aux enchères. Cette demande comprend au moins les éléments suivants :

1° l'identification de l'unité de marché de capacité, ou unités s'il s'agit de capacités liées, telle que définie dans les règles de fonctionnement, et la mise aux enchères à laquelle s'applique la demande;

2° une estimation et une description précises, ou une description de l'absence, le cas échéant, des composants de coûts suivants en ce qui concerne l'unité de marché de capacité, ou unités s'il s'agit de capacités liées, pour la période de fourniture de capacité à laquelle s'applique la demande :

a) scindés le cas échéant par point de livraison, les coûts fixes annuels opérationnels et de maintenance (en €/an), en ce compris la spécification supplémentaire de tarifs de réseau fixes et des coûts d'activation pour les tests de disponibilité demandés par Elia tels que définis dans les règles de fonctionnement si ceux-ci sont jugés pertinents, complétés, le cas échéant, par les hypothèses relatives au moins au nombre d'heures pendant lesquelles l'unité (les unités) a (ont) été activée(s) et au nombre de démarrages ou d'activations sur lesquels ces estimations sont basées, ainsi que la relation entre les coûts fixes et, d'une part, le nombre d'activations et, d'autre part, le nombre d'heures de fonctionnement;

b) les coûts fixes liés à la gestion d'un portefeuille de points de livraison pertinents pour opérer sur le marché de l'énergie (en €/an) par l'unité de marché de capacité concernée, pendant la période de fourniture de capacité à laquelle s'applique la demande;

c) scindées le cas échéant par point de livraison, les dépenses d'investissements récurrentes annualisées non directement liées à une prolongation de la durée de vie technique de l'installation ou à une augmentation de la puissance de référence nominale, y compris, le cas échéant, les provisions pour les entretiens majeurs des installations qui n'ont pas forcément lieu chaque année (en €/an), complétées, le cas échéant, par les hypothèses relatives au moins au nombre d'heures pendant

lesquelles l'unité (les unités) a (ont) été activée(s) et au nombre de démarrages ou d'activations sur lesquels ces estimations sont basées, ainsi que la relation entre les coûts fixes et, d'une part, le nombre d'activations et, d'autre part, le nombre d'heures de fonctionnement;

d) scindées le cas échéant par point de livraison, les dépenses d'investissements non récurrentes annualisées pertinentes pour la fourniture du service avec l'unité de marché de capacité concernée, ou unités s'il s'agit de capacités liées, pendant la période de fourniture de capacité à laquelle s'applique la demande (en €/an);

e) les coûts variables pour l'offre d'énergie (en €/MWh), en ce compris la spécification supplémentaire, le cas échéant, des éléments suivants au moins qui sont inclus dans ces coûts variables : les coûts opérationnels et d'entretien variables, en ce compris les tarifs de réseau variables s'ils sont jugés pertinents, le facteur d'efficacité ou, en cas de systèmes de stockage, la " round-trip efficiency ";

f) Pour une offre agrégée, la différence entre la capacité offerte et la somme de la capacité installée des différents points de livraison;

g) les frais de démarrage ou les coûts d'activation fixes en précisant le coût par démarrage ou activation, à l'exclusion des frais relatifs au combustible purement nécessaire au démarrage (en €/démarrage ou en €/activation), complété, le cas échéant, par une indication du type et de la quantité de combustible purement nécessaire au démarrage (en GJ/démarrage).

Pour chaque investissement, les données suivantes doivent à tout le moins être fournies : les dépenses d'investissement totales, les dépenses de financement, en ce compris le coût moyen pondéré du capital, la durée de vie économique de l'investissement, la motivation relative à la pertinence pour la fourniture du service, l'année de réalisation de l'investissement et le coût annualisé qui en découle.

Les dépenses d'investissements non récurrentes éligibles pour le calcul du " missing-money " de l'unité de marché de capacité, ou unités s'il s'agit de capacités liées, sont les dépenses d'investissement initiales et non récurrentes qui sont commandées à partir de la première décision en application de l'article 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 dix jours ouvrables suivant la réception de la demande. En cas de demande incomplète, le demandeur de dérogation a la possibilité de compléter les informations manquantes. Si le demandeur de dérogation n'a pas complété sa demande dans les cinq jours ouvrables suivant la notification des résultats du contrôle d'exhaustivité par le gestionnaire de réseau, la demande est déclarée irrecevable par le gestionnaire de réseau.

Le gestionnaire de réseau informe le demandeur de dérogation du résultat du contrôle de la recevabilité.

§ 4. Le gestionnaire de réseau transmet les demandes considérées comme recevables, par voie électronique, à la commission, avec mention du numéro d'identification unique venant de la procédure de préqualification, au plus tard deux jours ouvrables suivant la date d'introduction ultime du dossier de préqualification telle mentionnée à l'article 7undecies, paragraphe 8, dernier alinéa, de la loi du 29 avril 1999.

§ 5. La commission évalue le bien-fondé de chaque demande de dérogation recevable qui est liée à une unité de marché de capacité, ou unités s'il s'agit de capacités liées.

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. Si la commission est d'avis que des informations complémentaires sont souhaitables pour son évaluation, elle peut inviter le demandeur de dérogation à faire valoir ses observations dans un délai de 10 jours ouvrables suivant la réception de la demande d'informations complémentaires. Dans un même délai, la commission peut inviter le demandeur de dérogation à une audition pour expliquer sa demande.

§ 6. La commission transmet le résultat de son évaluation visée au paragraphe 5, par voie électronique, au gestionnaire de réseau, au plus tard trente-cinq jours ouvrables suivant la réception du dossier visé au § 4. Sur la base de ces informations, le gestionnaire de réseau calcule le " missing-money " attendu tel que décrit aux paragraphes 7 et 8.

§ 7. Le gestionnaire de réseau fournit à la commission, par voie électronique, le " missing-money " attendu qu'il a calculé, au plus tard vingt-cinq jours ouvrables suivant la réception des résultats de l'évaluation de la commission visée au paragraphe 5.

Ce calcul du " missing money " attendu se fait sur la base :

1° des composants de coûts fixes et variables, des dépenses d'investissements et des revenus autres que ceux du marché de l'énergie ou du marché des services auxiliaires, visés au paragraphe 2, 2°, 3°, conformément au résultat de l'évaluation visée au paragraphe 5;

2° du facteur de réduction de l'unité de marché de capacité, ou unités s'il s'agit de capacités liées, tel que déterminé dans la préqualification pour la mise aux enchères concernée;

3° d'une estimation des rentes inframarginales annuelles (en €/MW/an), sur la base :

a) d'une simulation du marché de l'électricité tel que visé à l'article 12;

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

c) de revenus inframarginaux annuels moyens ~~s-revenus de la médiane (P50)~~, limités au niveau du prix d'exercice, ou éventuellement au prix du marché indiqué motivé pour l'unité de marché de capacité sans un programme journalier ou des unités, s'il s'agit de capacités liées, applicable dans la période de fourniture visée par la mise aux enchères, telle que visée à l'article 26, diminués par les coûts variables et les coûts de démarrage ou les coûts d'activation fixes pour l'offre d'énergie, et compte tenu d'autres restrictions opérationnelles liées à l'exploitation visées respectivement au paragraphe 2, 2° et 4°, conformément au résultat de l'évaluation visée au paragraphe 5;

4° d'une estimation des revenus nets de la fourniture de services d'équilibrage (en €/MW/an) :

a) évaluée sur la base de la technologie à laquelle appartient l'unité de marché de capacité, ou unités s'il s'agit de capacités liées, à laquelle s'applique la demande;

b) correspondant aux coûts historiques moyens des réservations par le gestionnaire de réseau des services d'équilibrage, sur la base des trente-six derniers mois;

c) tenant compte des coûts, y inclus les coûts d'opportunités, liés à la fourniture de ces services d'équilibrage, afin d'éviter des doubles comptages entre les revenus inframarginaux sur le marché de l'énergie et les revenus de la fourniture des services d'équilibrage.

5° le rendement supplémentaire requis, compte tenu de l'article 6, paragraphe 9 de la méthodologie telle que visée à l'article 23, paragraphe 5 du règlement (UE) 2019/943 sur l'électricité, tel que stipulé dans l'annexe au présent arrêté.

6° le rendement total requis, basé sur la somme :

a) le coût moyen pondéré du capital déterminé par le Ministre dans le cadre des valeurs intermédiaires, tel que visé à l'article 4, § 3 ;

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

§ 8. Le gestionnaire de réseau calcule le " missing-money " attendu comme suit :

1° la somme des composants de coûts et des dépenses d'investissement visés au paragraphe 2, 2°, conformément au résultat de l'évaluation visée au paragraphe 5, divisée par la puissance nominale de référence la plus récente de l'unité de marché de capacité concernée, ou par la somme des puissances nominales de référence les plus récentes des unités concernées s'il s'agit de capacités liées; Ce résultat est multiplié par le facteur 1 plus le rendement total exigé visé à l'article § 7, 6°.

2° diminué par les rentes visées au paragraphe 7, 3° ;

3° diminué par les revenus visés au paragraphe 7, 4° ;

4° diminué par les revenus visés au paragraphe 2, 3°, conformément au résultat de l'évaluation visée au paragraphe 7, divisés par la puissance nominale de référence la plus récente de l'unité de marché

de capacité concernée, ou par la somme des puissances nominales de référence les plus récentes des unités liées concernées s'il s'agit de capacités liées;

5° le résultat total est divisé par le facteur de réduction visé au paragraphe 7, 2°.

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

§ 10. La commission prend une décision en ce qui concerne le bien-fondé de chaque demande de dérogation recevable qui est liée à une unité de marché de capacité, ou unités s'il s'agit de capacités liées.

§ 11. La commission accepte la dérogation au prix maximum intermédiaire si le niveau attendu du " missing-money " de l'unité de marché de capacité, ou unités s'il s'agit de capacités liées, calculé par conformément au § 8, est supérieur au prix maximum intermédiaire lié à la mise aux enchères à laquelle s'applique la demande, fixé par le ministre dans la décision visée à l'article 7undecies, paragraphe 6, de la loi du 29 avril 1999.

§ 12. La commission transmet sa décision au demandeur de dérogation et au gestionnaire de réseau, par lettre recommandée à la poste avec accusé de réception, au plus tard cinq jours ouvrables suivant la réception du calcul par le gestionnaire de réseau du " missing-money " attendu, conformément au § 8.

§ 13. Si la demande concerne une unité de marché de capacité, ou unités s'il s'agit de capacités liées, qui est (sont) classée(s) par la commission dans une catégorie de capacité associée à un contrat de capacité pour plus d'une seule période de fourniture de capacité conformément à l'arrêté royal fixant les seuils d'investissement et les critères pour les dépenses d'investissement éligibles, déterminé conformément à l'article 7undecies, § 9, de la loi du 29 avril 1999, la demande est rejetée par la commission.

§ 14. Si la demande est acceptée par la commission, le demandeur de dérogation a le droit de soumettre des offres, pour l'unité de marché de capacité reprise dans la demande, ou unités s'il s'agit de capacités liées, dans la mise aux enchères à laquelle s'applique la demande, qui sont limités au " missing-money " mentionné au § 2, 5°.

§ 15. Si la demande est rejetée par la commission sur une autre base que § 13, le demandeur de dérogation qui souhaite encore introduire une offre dans la mise aux enchères qui est supérieure au prix maximum intermédiaire déterminé par le ministre dans la décision visée à l'article 7undecies, paragraphe 6, de la loi du 29 avril 1999, doit introduire un recours conformément aux articles 29bis et 29quater de la loi du 29 avril 1999. La déclaration dans laquelle le demandeur de dérogation confirme qu'il introduira un tel recours doit être transmise au gestionnaire de réseau et à la commission au plus tard deux jours ouvrables avant la date d'introduction ultime des offres visée à l'article 7undecies, § 10. La transmission de la déclaration donne le demandeur de dérogation le droit de soumettre des offres, pour l'unité de marché de capacité reprise dans la demande, ou unités s'il s'agit de capacités liées, dans la mise aux enchères à laquelle s'applique la demande, qui sont limités au " missing-money " mentionné au § 2, 5°.

§ 16. S'il n'a pas été introduit de recours en temps utile conformément aux articles 29bis et 29quater de la loi du 29 avril 1999, ou s'il a été introduit un recours en temps utile conformément aux articles

29bis et 29quater de la loi du 29 avril 1999, au plus tard dix jours ouvrables suivant la notification de la décision passée en force de chose jugée confirmant le rejet de la demande par la commission, le gestionnaire de réseau adapte de manière unilatérale le contrat de capacité concerné, en réduisant la rémunération de la capacité pour la transaction qui résulte de l'offre retenu en ce qui concerne l'unité de marché de capacité, ou offres retenus en ce qui concerne les unités s'il s'agit de capacités liées, dans la mise aux enchères à laquelle s'applique la demande, au niveau du prix maximum intermédiaire lié à la mise aux enchères à laquelle s'applique la demande, fixé par le ministre dans la décision visée à l'article 7undecies, paragraphe 6, de la loi du 29 avril 1999.

§ 17. La réduction mentionnée à l'alinéa précédent ne déroge pas au résultat de la mise aux enchères et elle ne donne aucun droit au fournisseur de capacité de mettre fin à un contrat de capacité.