

PROJET DE PROPOSITION 22/11/2019

ONTWERPVOORSTEL 22/11/2019

Projet de proposition d'arrêté royal fixant la méthodologie de calcul de capacité et des paramètres pour les enchères dans le cadre du mécanisme de rémunération de capacité

Ontwerpvoorstel van koninklijk besluit tot vaststelling van de methodologie voor capaciteitsberekening en parameters voor de veilingen in het kader van het capaciteitsvergoedingsmechanisme



Vu la loi du 29 avril 1999 relative à l'organisation du marché de l'électricité, l'article *7undecies*, § 2, inséré par la loi du 22 avril 2019

Gelet op de wet van 29 april 1999 betreffende de organisatie van de elektriciteitsmarkt, artikel *7undecies*, § 2, ingevoegd door de wet van 22 april 2019

Table des matières/inhoudstafel

Rapport au Roi

Cadre légal.....	3
Description générale du CRM	4
Définitions.....	5
Scénario	5
Facteurs de réduction.....	5
Prix maximum intermédiaire	6
Prix d'exercice/de référence.....	7
Conditions générales et entrée en vigueur.....	8

Verslag aan de Koning

Wettelijk kader.....	9
Algemene beschrijving van het CRM	10
Definities.....	11
Scenario	11
Reductiefactoren.....	11
Intermediaire maximumprijs	12
Uitoefenprijs/referentieprijs	13
Algemene voorwaarden en inwerkingtreding.....	14
Arrêté royal fixant la méthodologie de calcul de capacité et des paramètres pour les enchères dans le cadre du mécanisme de rémunération de capacité.....	15
Koninklijk besluit tot vaststelling van de methodologie voor capaciteitsberekening en parameters voor de veilingen in het kader van het capaciteitsvergoedingsmechanisme.....	15



Rapport au Roi

Cadre légal

Sire,

Le 22 avril 2019, la loi modifiant la loi du 29 avril 1999 relative à l'organisation du marché de l'électricité¹ aux fins de la mise en place d'un mécanisme de rémunération de capacité a été promulguée. L'élaboration d'un tel mécanisme se concrétise au travers de plusieurs arrêtés royaux et règles de fonctionnement.

La présente proposition d'arrêté royal exécute l'article 7undecies, §2 de la Loi électricité et définit la méthodologie pour calculer la capacité et les paramètres nécessaires aux mises aux enchères. Cette méthodologie est également utilisée afin de déterminer d'autres paramètres pertinents dans le cadre du mécanisme de rémunération de capacité (CRM) basé sur des options de fiabilité. Il stipule ce qui suit :

« § 2. Sur la base d'une méthode fixée par le Roi, sur proposition du gestionnaire du réseau, formulée après consultation des acteurs du marché et après avis de la commission, le gestionnaire du réseau établit, après consultation des acteurs du marché notamment sur les hypothèses de base, les deux rapports suivants : [...] »

La présente proposition d'arrêté royal établit donc la méthodologie générale, à appliquer par le gestionnaire du réseau de transport (GRT), en vue d'établir, sur base annuelle, des rapports définissant la capacité et les paramètres nécessaires aux mises aux enchères ainsi que de déterminer les autres paramètres pertinents dans le cadre du CRM. Les valeurs faisant suite aux calculs basés sur la méthodologie sont déterminées par arrêté ministériel après deux rapports du GRT, établis après consultation publique et avis de la Commission et de la DG Énergie, tel que stipulé à l'article 7undecies, §2, pénultième alinéa de la Loi électricité:

« Au plus tard le 31 mars de chaque année, sur la base des rapports et des avis visés aux alinéas 1er et 4, afin d'assurer le niveau de sécurité d'approvisionnement requis conformément au paragraphe 3, après concertation en Conseil des ministres, le ministre donne instruction au gestionnaire du réseau d'organiser les mises aux enchères pour les périodes de fourniture de capacité considérées, fixe les paramètres nécessaires à leur organisation et détermine le volume minimal à réservé pour la mise aux enchères organisée un an avant la période de fourniture de capacité. Ce volume minimal à réservé est au moins égal à la capacité nécessaire, en moyenne, pour couvrir la capacité de pointe totale pendant moins de 200 heures de fonctionnement par an, augmentée de la marge d'incertitude prévue dans le calcul du volume initial effectué par le gestionnaire du réseau dans le rapport visé au 1° de l'alinéa 1er. »

Les paramètres auxquels se réfère la Loi électricité et dont la méthodologie est décrite dans le présent arrêté royal, concernent dans la pratique une série d'aspects importants en matière de volume et de prix, à prendre en compte pour



la mise aux enchères annuelle, et plus particulièrement : les facteurs de réduction, le prix d'exercice, le prix de référence et le prix maximum intermédiaire. Ces paramètres doivent être calculés ou déterminés sur la base d'un ensemble d'hypothèses cohérentes incluant des paramètres relatifs à la consommation, à l'offre et à la capacité d'interconnexion au niveau belge et sur d'autres marchés pertinents. Une combinaison cohérente d'hypothèses constitue un « scénario ». Afin de garantir la cohérence entre les différents aspects de la méthodologie dans le cadre du CRM, et de clarifier ce qui sera considéré comme un scénario, il est également nécessaire de prévoir, dans le présent arrêté royal, des spécifications relatives à la détermination d'un scénario.

Comme dans tout acte réglementaire, certaines définitions générales s'appliquent et sont clarifiées dans l'Arrêté Royal. Après une courte introduction générale sur le CRM, tous ces aspects seront brièvement décrits dans le présent Rapport au Roi.

Description générale du CRM

Un mécanisme de rémunération de capacité est un mécanisme de marché mis en place pour garantir l'adéquation des ressources dans la zone de réglage belge et partant la sécurité d'approvisionnement du pays en octroyant une certaine rémunération de capacité en échange de la mise à disposition d'une capacité pendant une période de fourniture de capacité prédéterminée. L'octroi d'une rémunération résulte d'une mise aux enchères concurrentielle, sur base annuelle, pour une future période de fourniture de capacité donnée. Les mises aux enchères ont lieu suffisamment de temps avant le début de la période de fourniture de capacité en question, à savoir quatre ans et un an avant celle-ci, afin de permettre à toutes les technologies ainsi qu'aux capacités existantes et additionnelles de participer au CRM. Les technologies peuvent participer selon leur contribution prévue à l'adéquation des ressources, qui est déterminée par l'application de facteurs de réduction. Le mécanisme s'applique à l'ensemble du marché, ce qui signifie qu'il rémunère toute la capacité nécessaire pour couvrir la demande prévue, garantissant ainsi la norme de fiabilité, soit le niveau prédéterminé de sécurité d'approvisionnement du pays.

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

Tous les détails des mises aux enchères, les règles, les spécifications, les droits et obligations des parties contractuelles sont basés sur la Loi électricité, ainsi que sur les règles de fonctionnement adoptées par une décision du Régulateur fédéral (la CREG) et une série d'arrêtés royaux. Le présent arrêté royal a pour objet un aspect de cet ensemble de règles, à savoir la méthodologie pour définir la capacité et les paramètres nécessaires pour la mise aux enchères annuelle ainsi que d'autres paramètres pertinents du CRM.



Définitions

Pour la compréhension globale de l'arrêté royal, une série d'aspects spécifiques sont définis. Ces définitions complètent celles adoptées dans d'autres documents juridiques ou régulatoires comme la Loi électricité et la législation européenne.

Scénario

Le point de départ de tout calcul visant à déterminer les futurs besoins de capacité et d'autres paramètres est le scénario. Ce dernier combine une multitude d'hypothèses et de valeurs pour le calcul de ces éléments, dont les paramètres relatifs à la consommation, à l'offre et à la capacité d'interconnexion. Le scénario a un impact conséquent sur les résultats. Il ne doit pas seulement chercher à refléter l'éventuel état futur du système, il doit également viser les situations pour lesquelles l'État belge veut se couvrir et assurer sa sécurité d'approvisionnement. La détermination des contours du scénario à employer est un choix politique prédominant.

Certaines indications générales concernant le scénario sont donc comprises dans le présent arrêté royal, mais sans figer les paramètres d'entrée car ceux-ci sont susceptibles d'évoluer au fil de temps, conformément à d'autres processus au niveau européen et national, tout en prenant en compte les résultats des consultations publiques précédentes relatives à ces paramètres.

Le CRM étant considéré comme le filet de sécurité essentiel à la sécurité d'approvisionnement de la Belgique, il est proposé d'ajouter au scénario central, conforme au scénario utilisé pour l'évaluation européenne de l'adéquation des ressources réalisée par ENTSO-E visé à l'article 23, § 5, b) du règlement (UE) 2019/943 du Parlement Européen et du Conseil du 5 juin 2019 sur le marché intérieur de l'électricité, certaines sensibilités nationales pour couvrir les événements à faible probabilité et à grand impact, comme cela a été réalisé pour la détermination du volume de la réserve stratégique.

Facteurs de réduction

Toutes les technologies peuvent participer au CRM, dans le respect des critères d'éligibilité. Cependant, toutes les technologies ne contribuent pas de la même manière à l'adéquation des ressources. En effet, les technologies de production, de stockage d'électricité et de participation active de la demande possèdent toutes des niveaux de disponibilités différents liés aux arrêts fortuits, aux conditions climatiques, à des contraintes techniques, etc. Afin de garantir des conditions de concurrence équitables, ces différents niveaux de disponibilité sont pris en compte dans le CRM par le biais de facteurs de réduction.

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

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



Afin de déterminer ces facteurs de réduction avant chaque mise aux enchères, il convient de suivre une méthodologie telle qu'établie dans le présent arrêté royal. L'objectif prédominant du CRM est de garantir la sécurité d'approvisionnement de la Belgique. La contribution des différentes technologies à cet objectif doit donc être calculée aux moments déterminants pour la sécurité d'approvisionnement. Ces moments sont déterminés par les « situations de quasi-pénurie », qui sont les heures pendant lesquelles la Belgique se trouve en situation de pénurie ou durant lesquelles toute consommation supplémentaire mènerait à une situation de pénurie. Les heures de quasi-pénurie sont définies grâce à des outils de modélisation (similaires à ceux utilisés dans le cadre de l'évaluation de l'adéquation des ressources au niveau européen et national référencée à l'article 23 du règlement (UE) 2019/943 du Parlement Européen et du Conseil du 5 juin 2019 sur le marché intérieur de l'électricité) sur la base du scénario décrit ci-dessus pour la détermination des paramètres du CRM.

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

Pour les interconnexions, dans l'attente de l'adoption des méthodologies, propositions ou décisions pertinentes dans le cadre du 'Clean Energy Package', la contribution se base sur les résultats de modélisation et tient compte de la manière dont les échanges transfrontaliers sont incorporés au modèle (grâce à une approche fondée sur les flux ou sur la capacité de transfert nette). La capacité maximale qu'un candidat CRM pré-qualifié peut offrir lors de la mise aux enchères s'appelle son volume éligible, défini comme la puissance de référence nominale de la capacité multipliée par le facteur de réduction applicable.

Prix maximum intermédiaire

Afin de garantir que le CRM soit conçu de façon à minimiser les coûts globaux conformément à l'article 7undecies, §1 (alinéa 3) de la Loi électricité, une mesure importante consiste en l'implémentation d'un prix maximum, équivalant au niveau maximum de rémunération de capacité que certains détenteurs de capacité peuvent percevoir (indépendamment du clearing potentiel de la mise aux enchères à un niveau plus élevé).

Ainsi, les profits aléatoires et l'abus de marché sont limités. Deux prix maximaux sont prévus : (i) un prix maximum global applicable à toutes les unités du marché de capacité pour toutes les durées de contrat de capacité (soit le prix maximum payé lors de l'enchère) et (ii) un prix maximum intermédiaire, inférieur au prix maximum global et applicable uniquement à un certain groupe de détenteurs de capacité bien défini et identifié de manière non discriminatoire.

Le prix maximum intermédiaire s'applique aux capacités éligibles (et qui seront sélectionnés en cas de résultat positif lors de la mise aux enchères) pour les contrats d'un an. On opère ainsi une distinction entre les capacités nécessitant très peu d'investissements voire aucun (contrats d'un an) et celles exigeant des investissements conséquents (avec



possibilité de contrats de plus d'un an). Procéder de la sorte est raisonnable, acceptable et approprié. En effet, autrement, des capacités ne nécessitant pas d'investissements conséquents pourraient percevoir, lors des mises aux enchères du CRM, des rentes inframarginales allouées de façon disproportionnée.

Ce prix maximum intermédiaire représente donc le prix d'offre maximum que les capacités éligibles pour les contrats d'un an peuvent offrir et la rémunération maximale qu'elles peuvent percevoir. Afin de déterminer le niveau de ce prix maximum intermédiaire, la méthodologie décrite dans le présent arrêté royal se base sur une calibration annuelle du « missing money » estimé de la technologie la moins performante à l'heure actuelle sur le marché. Le « missing money » (qui est en substance ce que les détenteurs de capacité sont censés offrir à la mise aux enchères) est calculé comme la somme des coûts d'exploitation et de maintenance annuels fixes, du total des dépenses d'investissement annualisé sur la durée de vie économique de la capacité et des coûts variables à court terme, moins les revenus du marché de l'énergie et des revenus issus des services auxiliaires prévus, déterminés par les résultats de la modélisation du marché de l'électricité. La méthodologie pour la détermination du niveau du prix maximum intermédiaire est alignée avec la définition des seuils d'investissement distinguant différentes catégories de capacité et des coûts éligibles considérés pour ces seuils conformément à l'arrêté royal visé à l'article 7undecies, §5 (dernier alinéa) de la Loi électricité.

Prix d'exercice/de référence

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

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

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

Afin d'impacter, via l'obligation de remboursement, uniquement les revenus réellement perçus et de ne pas amplifier inutilement les risques supportés par les fournisseurs de capacité (et par conséquent le prix des offres soumises et le coût global du mécanisme), il faut s'assurer que ces revenus aient réellement été perçus par les fournisseurs de capacité. À cet égard, les capacités contractées dans le cadre d'indisponibilité planifiée et non planifiée sont exemptées de l'obligation de remboursement pendant ces périodes d'indisponibilité. À noter que celle-ci ne les libère pas de toute autre obligation ou pénalité dans le cadre du CRM. Aussi, afin de ne pas inutilement gonfler les risques des fournisseurs de capacité et par conséquent les prix offerts (voire limiter leurs possibilités de participer) et de rendre possible le fait



que le signal de prix donné par le CRM permettait d'abandonner, à terme, le CRM si la rentabilité dans le marché d'énergie permettait de garantir l'adéquation des ressources, un mécanisme d'arrêt des pertes ('Stop-Loss') est prévu. Étant donné que le niveau du prix d'exercice sera calibré chaque année avant chaque mise aux enchères et qu'il sera intégré dans les contrats attribués à la suite de la mise aux enchères de l'année en question, une méthodologie robuste et cohérente est nécessaire pour cette calibration. Le niveau du prix d'exercice devrait tenir compte de plusieurs considérations et objectifs importants : la neutralité technologique, l'ouverture à un maximum des technologies la limitation du coût global du CRM et la prévention de revenus aléatoires, le respect du principe de l'option de fiabilité, la limitation de l'interférence avec le marché de l'énergie et de la complexité globale du mécanisme, et la garantie de sa faisabilité. La méthodologie mise en avant respecte ces objectifs et considérations de manière équilibrée. La méthodologie avancée dans le présent arrêté royal prévoit de calibrer un prix d'exercice unique pour toutes les capacités contractées, mais permet aussi aux capacités sans programme journalier de le substituer par leur propre coût marginal d'activation déclaré si celui-ci dépasse le prix d'exercice unique prévu. Cette approche permet aux capacités avec des coûts marginaux d'activation élevés (par exemple plusieurs technologies de gestion de la demande) de participer au CRM sans création de risques supplémentaires par l'obligation de remboursement.

Pour déterminer le prix d'exercice unique, la méthodologie prévue dans cet arrêté royal évalue les courbes historiques de l'offre et de la demande journalières et détermine le prix d'exercice à un niveau qui garantit qu'une part suffisamment importante des offres ait un prix inférieur au prix d'exercice. Le prix d'exercice défini chaque année doit être suffisamment stable, mais doit également tenir compte des évolutions du marché de l'énergie.

Conditions générales et entrée en vigueur

La présente proposition d'arrêté royal fournit les détails nécessaires à propos des sujets qui y sont traités afin que l'Etat belge puisse le considérer dans le cadre de la notification vers la Commission européenne pour la procédure de notification des aides d'état pour l'ensemble du CRM.



Verslag aan de Koning

Wettelijk kader

Sire,

Op 22 april 2019 werd de wet tot wijziging van de wet van 29 april 1999 betreffende de organisatie van de elektriciteitsmarkt² met het oog op de invoering van een capaciteitsvergoedingsmechanisme afgekondigd. De ontwikkeling van een dergelijk mechanisme wordt uitgevoerd door middel van verschillende koninklijke besluiten en werkingsregels.

Dit voorstel voor een koninklijk besluit geeft uitvoering aan artikel 7undecies, §2 van de elektriciteitswet en bepaalt de methodologie voor de berekening van de capaciteit en de parameters die nodig zijn voor de veilingen. Deze methodologie wordt ook gebruikt om andere relevante parameters voor het capaciteitsvergoedingsmechanisme (CRM) te bepalen op basis van betrouwbaarheidsopties. Er staat het volgende in:

“§ 2. Op basis van een methode die wordt vastgesteld door de Koning, op voorstel van de netbeheerder, opgesteld na raadpleging van de marktspelers en na advies van de commissie, stelt de netbeheerder, na raadpleging van de marktspelers over met name de basishypotheses, de twee volgende verslagen op: [...]”

Dit voorstel voor een koninklijk besluit legt dus de algemene methodologie vast die de transmissienetbeheerder (TNB) moet toepassen om jaarlijks rapporten op te stellen die de capaciteit en de parameters definiëren die nodig zijn voor de veilingen en om de andere relevante parameters in het kader van het CRM te bepalen. De waarden die voortkomen uit de berekeningen op basis van de methodologie worden vastgelegd bij ministerieel besluit na twee verslagen van de TNB, opgesteld na openbare raadpleging en de adviezen van de Commissie en het DG Energie, zoals bepaald in artikel 7undecies, §2, voorlaatste lid van de Elektriciteitswet:

“Uiterlijk op 31 maart van elk jaar, op basis van de verslagen en de adviezen bedoeld in het eerste en het vierde lid, met het oog op het verzekeren van het vereiste niveau aan bevoorradingssekerheid zoals bepaald in paragraaf 3, na overleg in de Ministerraad, geeft de minister instructie aan de netbeheerder om de veilingen te organiseren voor de onderzochte perioden van capaciteitslevering, stelt de parameters vast die nodig zijn voor hun organisatie en bepaalt het minimaal te reserveren volume voor de veiling die één jaar voor de periode van capaciteitslevering georganiseerd wordt. Dit minimaal te reserveren volume is minstens gelijk aan de capaciteit die gemiddeld minder dan 200 draaiuren heeft per jaar teneinde de totale piekcapaciteit af te dekken, vermeerderd met de onzekerheidsmarge vervat in de initiële volumeberekening uitgevoerd door de netbeheerder in het verslag bedoeld in het eerste lid, 1°.”

² Verder in dit Verslag wordt naar de wet van 29 april 1999 betreffende de organisatie van de elektriciteitsmarkt verwezen als de “Elektriciteitswet”.



De parameters waarnaar de Elektriciteitswet verwijst en waarvan de methodologie in dit koninklijk besluit wordt beschreven, hebben in de praktijk betrekking op een aantal belangrijke aspecten op het vlak van volume en prijs, waarmee bij de jaarlijkse veiling rekening moet worden gehouden, en meer in het bijzonder: reductiefactoren, de uitoefenprijs, de referentieprijs en de intermediaire maximumprijs. Deze parameters moeten worden berekend of bepaald op basis van een reeks consistente veronderstellingen, waaronder parameters met betrekking tot het verbruik, het aanbod en de interconnectiecapaciteit op Belgisch niveau en op andere relevante markten. Een consistente combinatie van veronderstellingen is een "scenario". Om de samenhang tussen de verschillende aspecten van de methodologie in het kader van het CRM te waarborgen en om te verduidelijken wat als een scenario zal worden beschouwd, is het noodzakelijk dat in dit koninklijk besluit ook de bijzonderheden met betrekking tot de vaststelling van een scenario moeten worden opgenomen.

Zoals in elke regelgeving zijn bepaalde algemene definities van toepassing en worden deze verduidelijkt in het Koninklijk Besluit. Na een korte algemene inleiding over het CRM worden al deze aspecten kort beschreven in dit verslag aan de Koning.

Algemene beschrijving van het CRM

Een capaciteitsvergoedingsmechanisme is een marktmechanisme dat is opgezet om de toereikendheid van de middelen in de Belgische regelzone en dus de bevoorradingssekerheid van het land te garanderen door een bepaalde capaciteitsvergoeding toe te kennen in ruil voor het ter beschikking stellen van capaciteit gedurende een vooraf bepaalde periode van capaciteitslevering. De toekenning van een vergoeding vloeit voort uit een concurrerende veiling, op jaarbasis, voor een gegeven toekomstige periode van capaciteitslevering. De veilingen vinden lang genoeg vóór het begin van de desbetreffende periode van capaciteitslevering plaats, dat wil zeggen vier jaar en een jaar voor het begin van de desbetreffende periode van capaciteitslevering, om alle technologieën alsook bestaande en bijkomende capaciteit in staat te stellen deel te nemen aan het CRM. Technologieën kunnen deelnemen op basis van hun verwachte bijdrage aan de toereikendheid van de middelen, die wordt bepaald door de toepassing van reductiefactoren. Het mechanisme is van toepassing op de gehele markt, wat betekent dat het alle capaciteit vergoedt die nodig is om aan de verwachte vraag te voldoen, waardoor de betrouwbaarheidsnorm, d.w.z. het vooraf bepaalde niveau van bevoorradingssekerheid van het land, wordt gewaarborgd.

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

Alle details van de veilingen, de regels, de specificaties, de rechten en plichten van de contractuele partijen zijn gebaseerd op de Elektriciteitswet, alsook op de werkingsregels die bij besluit van de Federale Regulator (de CREG) en een reeks koninklijke besluiten zijn aangenomen. Dit koninklijk besluit heeft tot doel één aspect van dit geheel van regels te behandelen, namelijk de methodologie voor het bepalen van de capaciteit en de parameters die nodig zijn voor de jaarlijkse veiling en andere relevante CRM-parameters.



Definities

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

Scenario

Het uitgangspunt voor elke berekening om de toekomstige capaciteitsbehoefte en andere parameters te bepalen is het scenario. Dit laatste combineert een veelvoud aan veronderstellingen en waarden voor de berekening van deze elementen, met inbegrip van parameters met betrekking tot het verbruik, het aanbod en de interconnectiecapaciteit. Het scenario heeft een belangrijke invloed op de resultaten. Het moet niet alleen de mogelijke toekomstige toestand van het systeem weergeven, maar ook de situaties aanpakken waarvoor de Belgische staat zich wil indekken en de bevoorradingsszekerheid wil waarborgen. Het bepalen van de contouren van de te gebruiken scenario's is een overheersende politieke keuze.

In dit koninklijk besluit zijn dus enkele algemene indicaties betreffende het scenario opgenomen, maar zonder de inputparameters te bevriezen, aangezien deze in de loop van de tijd kunnen evolueren, in overeenstemming met andere processen op Europees en nationaal niveau, waarbij rekening wordt gehouden met de resultaten van eerdere openbare raadplegingen over deze parameters.

Aangezien het CRM wordt beschouwd als het essentiële vangnet voor de bevoorradingsszekerheid van België, wordt voorgesteld om aan het centrale scenario, in overeenstemming met het scenario dat gebruikt wordt voor de Europese beoordeling van de toereikendheid van de middelen door ENTSO-E, zoals bedoeld in artikel 23, § 5, b), van de Verordening (EU) nr. 2019/943 van het Europees Parlement en van de Raad van 5 juni 2019 betreffende de interne elektriciteitsmarkt, bepaalde nationale gevoeligheden toe te voegen om rekening te kunnen houden met gebeurtenissen met een lage waarschijnlijkheid en een grote impact, zoals ook werd gedaan voor de bepaling van het volume van de strategische reserve.

Reductiefactoren

Alle technologieën kunnen deelnemen aan het CRM, in overeenstemming met de criteria om in aanmerking te komen. Niet alle technologieën dragen echter op dezelfde wijze bij tot de toereikendheid van de middelen. De technologieën voor de productie, de opslag van elektriciteit en de actieve deelname van de vraagzijde hebben immers allemaal verschillende niveaus van beschikbaarheid die verband houden met toevallige stilleggingen, klimatologische omstandigheden, technische beperkingen, enz. Om gelijke mededingingsvooraarden te kunnen garanderen, wordt in het CRM rekening gehouden met deze verschillende niveaus van beschikbaarheid door middel van reductiefactoren.

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

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



Om deze reductiefactoren voor elke veiling te bepalen, moet een methode zoals beschreven in dit koninklijk besluit worden gevolgd. Het hoofddoel van het CRM is het garanderen van de bevoorradingsszekerheid in België. De bijdrage van de verschillende technologieën aan deze doelstelling moet daarom worden berekend op de beslissende momenten voor de voorzieningszekerheid. Deze momenten worden bepaald door de "situaties van bijna-schaarste", d.w.z. de uren waarop België zich in een situatie van schaarste bevindt of waarin elk meerverbruik tot een situatie van schaarste zou leiden. De uren van bijna-schaarste worden gedefinieerd met behulp van modelleringsprogramma's (vergelijkbaar met de programma's die worden gebruikt in de context van de beoordeling van de toereikendheid van de middelen op Europees en nationaal niveau als bedoeld in artikel 23 van Verordening (EU) nr. 2019/943 van het Europees Parlement en van de Raad van 5 juni 2019 betreffende de interne elektriciteitsmarkt) op basis van het hierboven beschreven scenario voor het bepalen van de parameters van het CRM.

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

Voor interconnecties wordt de bijdrage, in afwachting van de vaststelling van relevante methoden, voorstellen of besluiten in het kader van het "Clean Energy Package", gebaseerd op de resultaten van de modellering en wordt rekening gehouden met de wijze waarop de grensoverschrijdende uitwisselingen in het model worden geïntegreerd (door middel van een op stroom of nettransmissiecapaciteit gebaseerde aanpak). De maximale capaciteit die een vooraf gekwalificeerde CRM-kandidaat op een veiling kan aanbieden, wordt het in aanmerking komende volume genoemd, gedefinieerd als het nominale referentievermogen van de capaciteit vermenigvuldigd met de toepasselijke reductiefactor.

Intermediaire maximumprijs

Om ervoor te zorgen dat het CRM wordt ontworpen om de totale kosten te minimaliseren overeenkomstig artikel 7undicies, §1, lid 3, van de Elektriciteitswet, is een belangrijke maatregel de invoering van een maximumprijs, gelijk aan de maximale capaciteitsvergoeding die sommige capaciteitshouders kunnen ontvangen (ongeacht de mogelijke clearing van de veiling op een hoger prijsniveau).

De willekeurige winsten en het marktmisbruik zijn dus beperkt. Er zijn twee maximumprijzen voorzien: i) een globale maximumprijs die van toepassing is op alle eenheden in de capaciteitsmarkt voor alle perioden van het capaciteitscontract (d.w.z. de maximumprijs die op de veiling wordt betaald) en ii) een intermediaire maximumprijs die lager is dan de globale maximumprijs en die alleen van toepassing is op een bepaalde welomschreven groep van capaciteitshouders en die op niet-discriminerende wijze wordt vastgesteld.

De intermediaire maximumprijs is van toepassing op de in aanmerking komende capaciteiten (die bij een positief resultaat op de veiling zullen worden geselecteerd) voor de contracten van één jaar. Er wordt dus een onderscheid gemaakt tussen capaciteiten die weinig of geen investeringen vergen (eenjarige contracten) en capaciteiten die aanzienlijke investeringen vereisen (met de mogelijkheid van contracten met een looptijd van meer dan een jaar). Als volgt



te werk gaan is redelijk, aanvaardbaar en gepast. Anders zouden capaciteiten die geen aanzienlijke investeringen vereisen, tijdens CRM-veilingen onevenredig hoge inframarginale inkomsten kunnen ontvangen.

Deze intermediaire maximumprijs is dus de maximale biedprijs die de in aanmerking komende capaciteiten voor eenjarige contracten kunnen bieden en de maximale vergoeding die zij kunnen ontvangen. Om het niveau van deze intermediaire maximumprijs te bepalen, wordt de in dit koninklijk besluit beschreven methodologie gebaseerd op een jaarlijkse kalibratie van het geschatte "missing money" van de minst efficiënte technologie die momenteel op de markt is. Het "missing money" (dat is in wezen wat van de capaciteitshouders wordt verwacht om te bieden) wordt berekend als de som van de vaste jaarlijkse exploitatie- en onderhoudskosten, de totale jaarlijkse investeringsuitgaven over de economische levensduur van de capaciteit en de variabele kosten op korte termijn, verminderd met de inkomsten uit de energiemarkt en de verwachte inkomsten uit de ondersteunende diensten, bepaald door de resultaten van de modellering van de elektriciteitsmarkt. De methode voor het bepalen van het niveau van de intermediaire maximumprijs is in overeenstemming met de definitie van investeringsdrempels, waarbij een onderscheid wordt gemaakt tussen verschillende categorieën van capaciteit en de in aanmerking komende kosten die voor deze drempels in aanmerking komen overeenkomstig het koninklijk besluit bedoeld in artikel 7undecies, §5 (laatste lid) van de Elektriciteitswet.

Uitoefenprijs/referentieprijs

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

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

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

Om via de terugbetalingsverplichting alleen de daadwerkelijk ontvangen inkomsten te beïnvloeden en de risico's voor de capaciteitsleveranciers (en dus de prijs van de ingediende offertes en de totale kosten van het mechanisme) niet onnodig te vergroten, moet men zich verzekeren van het feit dat deze inkomsten daadwerkelijk door de capaciteitsaanbieders zijn ontvangen. In dit verband is de capaciteit die in het kader van de geplande en ongeplande onbeschikbaarheid is gecontracteerd, vrijgesteld van de verplichting tot terugbetaling tijdens deze perioden van onbeschikbaarheid. Opgemerkt dient te worden dat dit hen niet ontslaat van enige andere verplichting of penaliteit in het kader van



het CRM. Om de risico's van de capaciteitsleveranciers en dus ook de aangeboden prijzen niet onnodig op te blazen (of zelfs hun mogelijkheden tot deelname te beperken) en om de mogelijkheid te voorzien dat het prijsignalen van het CRM het mogelijk maakt om op termijn het CRM te stoppen als de rentabiliteit van de energiemarkt het mogelijk maakt om de toereikendheid van de middelen te garanderen, wordt er een stop-loss-mechanisme voorzien.

Aangezien het niveau van de uitoefenprijs elk jaar voor elke veiling zal worden gekalibreerd en zal worden opgenomen in de contracten die na de veiling voor dat jaar worden gegund, is een robuuste en consistente methodologie vereist voor deze kalibratie. Het niveau van de uitoefenprijs moet rekening houden met een aantal belangrijke overwegingen en doelstellingen: de neutraliteit van de technologie, de openstelling voor een maximaal aantal technologieën, de beperking van de totale kosten van het CRM en het voorkomen van willekeurige inkomsten, de naleving van het beginsel van de betrouwbaarheidsoptie, de beperking van de interferentie met de energiemarkt en de algemene complexiteit van het mechanisme, en de waarborging van de haalbaarheid ervan. De voorgestelde methodologie eerbiedigt deze doelstellingen en overwegingen op evenwichtige wijze. De in dit koninklijk besluit voorgestelde methodologie voorziet in één enkele uitoefenprijs voor alle gecontracteerde capaciteiten, maar laat ook toe dat capaciteiten zonder dagelijks programma deze kunnen vervangen door hun eigen aangegeven marginale activeringskosten indien deze hoger zijn dan de unieke voorziene uitoefenprijs. Deze aanpak maakt het mogelijk dat capaciteiten met hoge marginale activeringskosten (bv. verschillende technologieën voor vraagbeheer) kunnen deelnemen aan het CRM zonder extra risico's te creëren door de terugbetalingsverplichting.

Om de unieke uitoefenprijs te bepalen, evalueert de in dit koninklijk besluit voorziene methodologie de historische curven van vraag en aanbod per dag en bepaalt de uitoefenprijs op een niveau dat ervoor zorgt dat een voldoende groot deel van de biedingen een prijs onder de uitoefenprijs heeft. De jaarlijks vastgestelde uitoefenprijs moet voldoende stabiel zijn, maar moet ook rekening houden met de ontwikkelingen op de energiemarkt.

Algemene voorwaarden en inwerkingtreding

Dit voorstel voor een koninklijk besluit bevat de nodige details over de onderwerpen die erin worden behandeld, zodat de Belgische staat het in aanmerking kan nemen in het kader van de aanmelding bij de Europese Commissie met het oog op de procedure voor de aanmelding van staatssteun voor het gehele CRM.



**Arrêté royal fixant la méthodologie de calcul de
capacité et des paramètres pour les enchères
dans le cadre du mécanisme de rémunération de
capacité**

**Koninklijk besluit tot vaststelling van de metho-
dologie voor capaciteitsberekening en parame-
ters voor de veilingen in het kader van het capa-
citeitsvergoedingsmechanisme**



<p>ROYAUME DE BELGIQUE</p> <p>SERVICE PUBLIC FÉDÉRAL</p> <p>ÉCONOMIE, P.M.E.,</p> <p>CLASSES MOYENNES ET ÉNERGIE</p> <p>ARRÊTE ROYAL FIXANT LA METHODOLOGIE DE CALCUL DE CAPACITE ET DES PARAMETRES NECESSAIRES POUR LES ENCHERES DANS LE CADRE DU MECANISME DE REMUNERATION DE CAPA-CITE</p> <p>PHILIPPE, Roi des Belges,</p> <p>A tous, présents et à venir, Salut.</p> <p>Vu la Constitution, l'article 108 ;</p> <p>Vu la loi du 29 avril 1999 relative à l'organisation du marché de l'électricité, l'article <i>7undecies</i>, § 2, inséré par la loi du 22 avril 2019 ;</p> <p>Vu le règlement (UE) 2019/943 du Parlement Européen et du Conseil du 5 juin 2019 sur le marché intérieur de l'électricité ;</p> <p>Vu la consultation des acteurs de marché organisée par le gestionnaire du réseau du 13 septembre 2019 au 30 octobre 2019 ;</p> <p>Vu la proposition du gestionnaire du réseau du [...] ;</p> <p>Vu l'avis de la Commission de Régulation de l'Electricité et du Gaz du [...] ;</p>	<p>KONINKRIJK BELGIE</p> <p>FEDERALE OVERHEIDSDIENST</p> <p>ECONOMIE, K.M.O.,</p> <p>MIDDENSTAND EN ENERGIE</p> <p>KONINKLIJK BESLUIT TOT VASTSTELLING VAN DE METHODOLOGIE VOOR CAPACITEITSBEREKENING EN PARAMETERS VOOR DE VEILINGEN IN HET KADER VAN HET CAPACITEITSVERGOEDINGSMECHANISME</p> <p>FILIP, Koning der Belgen,</p> <p>Aan allen die nu zijn en hierna wezen zullen, Onze Groet.</p> <p>Gelet op de Grondwet, artikel 108;</p> <p>Gelet op de wet van 29 april 1999 betreffende de organisatie van de elektriciteitsmarkt, artikel <i>7undecies</i>, § 2, ingevoegd door de wet van 22 april 2019;</p> <p>Gelet op de verordening (EU) 2019/943 van het Europees Parlement en de Raad van 5 juni 2019 betreffende de interne markt voor elektriciteit;</p> <p>Gelet op de raadpleging van de marktdeelnemers die de netbeheerder van 13 september 2019 tot 30 oktober 2019 heeft georganiseerd;</p> <p>Gelet op het voorstel van de netbeheerder van [...] ;</p> <p>Gelet op het advies van de Commissie voor de Regulering van de Elektriciteit en het Gas van [...] ;</p>
--	---



Vu l'avis de l'Inspecteur des Finances, donné le [date];	Gelet op het advies van de Inspecteur van Financiën, bezorgd op [datum];
Vu l'accord de la Ministre du Budget, donné le [date];	Gelet op het akkoord van de Minister van Begroting, bezorgd op [datum];
Vu l'analyse d'impact de la réglementation donnée le [date] ;	Gelet op de impactanalyse van de reglementering, bezorgd op [datum];
Vu l'avis du Conseil d'Etat [...] donné le... (date), en application de l'article 84, § 1 ^{er} , alinéa 1 ^{er} , 2 ^o , des lois sur le Conseil d'Etat, coordonnées le 12 janvier 1973 ;	Gelet op het advies van de Raad van State [...], bezorgd op ... (datum), in toepassing van artikel 84, § 1, lid 1, 2 ^o , van de Gecoördineerde wetten op de Raad van State van 12 januari 1973;
Sur proposition de la ministre de l'Energie,	Op de voordracht van de Minister van Energie,
NOUS AVONS ARRÊTE ET ARRÊTONS :	HEBBEN WIJ BESLOTEN EN BESLUITEN WIJ:
Chapitre 1er Définitions	Hoofdstuk 1 Definities
Art. 1. Les définitions contenues dans l'article 2 de la loi du 29 avril 1999 relative à l'organisation du marché de l'électricité s'appliquent au présent arrêté.	Art. 1. De definities in artikel 2 van de wet van 29 april 1999 betreffende de organisatie van de elektriciteitsmarkt zijn van toepassing op dit besluit.
Art. 2. Pour l'application du présent arrêté, il faut entendre par : 1° « loi du 29 avril 1999 » : la loi du 29 avril 1999 relative à l'organisation du marché de l'électricité ; 2° « règles de fonctionnement » : les règles visées à l'article 7undecies, § 8 de la loi du 29 avril 1999 ; 3° « contrepartie contractuelle » : la contrepartie désignée en exécution de l'article 7quaterdecies, § 1 de la loi du 29 avril 1999 ;	Art. 2. Voor de toepassing van dit besluit dient te worden verstaan onder: 1° "wet van 29 april 1999": de wet van 29 april 1999 betreffende de organisatie van de elektriciteitsmarkt; 2° "werkingsregels": de regels bedoeld in artikel 7undecies, § 8, van de wet van 29 april 1999; 3° "contractuele tegenpartij": de tegenpartij aangewezen in toepassing van artikel 7quaterdecies, § 1, van de wet van 29 april 1999;



<p>4° « unité du marché de capacité » : une capacité (« unité individuelle ») ou plusieurs capacités associées (« unité agrégée ») dans le cadre du mécanisme de rémunération de capacité, utilisées afin de fournir le service. Dans le contexte des capacités non prouvées, appelée une « unité du marché de capacité virtuelle » ;</p> <p>5° « unité du marché de capacité avec contrainte(s) énergétique(s) » : une unité du marché de capacité affectée par une limite journalière d'heures pendant lesquelles elle est capable de livrer de l'énergie ;</p> <p>6° « candidat CRM » : le détenteur de capacité qui a entamé la procédure de préqualification ;</p> <p>7° « candidat CRM préqualifié » : le détenteur de capacité qui est autorisé à participer à une mise aux enchères suite à la préqualification d'une ou plusieurs unités du marché de capacité ;</p> <p>8° « service » : les obligations contractuelles d'une capacité visées dans le contrat de capacité ;</p> <p>9° « contrat de capacité » : le contrat signé entre le fournisseur de capacité et la contrepartie contractuelle conformément à l'article 7undecies, § 7, al. 1 de la loi du 29 avril 1999 ;</p> <p>10° « capacité » : la puissance associée à un point de livraison ;</p> <p>11° « 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 ;</p> <p>12° « durée du contrat de capacité » : le nombre de périodes de fourniture de capacité consécutives stipulé dans le contrat de capacité ;</p>	<p>4° "eenheid in de capaciteitsmarkt": een capaciteit ("individuele eenheid") of meerdere gegroepeerde capaciteiten ("geaggregeerde eenheid") in het kader van het capaciteitsvergoedingsmechanisme, gebruikt om de dienst te leveren. In de context van niet-bewezen capaciteiten, een "virtuele eenheid in de capaciteitsmarkt" genoemd;</p> <p>5° "eenheid in de capaciteitsmarkt met energetische beperking(en)": een eenheid in de capaciteitsmarkt met een dagelijkse limiet van uren waarin ze energie kan leveren;</p> <p>6° "CRM-kandidaat": de capaciteitshouder die de prekwalificatieprocedure heeft aangevat;</p> <p>7° "geprekwalificeerde CRM-kandidaat": de capaciteitshouder die gemachtigd is om deel te nemen aan een veiling volgend op de prekwalificatie van één of meer eenheden in de capaciteitsmarkt;</p> <p>8° "dienst": de contractuele verplichtingen van een capaciteit zoals bedoeld in het capaciteitscontract;</p> <p>9° "capaciteitscontract": het tussen de capaciteitsleverancier en de contractuele tegenpartij ondertekende contract in overeenstemming met artikel 7undecies, § 7, lid 1, van de wet van 29 april 1999;</p> <p>10° "capaciteit": het aan een leveringspunt verbonden vermogen;</p> <p>11° "gecontracteerde capaciteit": de capaciteit van een eenheid in de capaciteitsmarkt die het voorwerp is geweest van een transactie op de primaire of de secundaire markt;</p> <p>12° "duur van het capaciteitscontract": het aantal opeenvolgende perioden van capaciteitslevering zoals bepaald in het capaciteitscontract;</p>
--	---



13° « marché primaire » : le marché sur lequel les obligations découlant du service sont créées suite à une mise aux enchères et la signature d'un contrat de capacité ;	13° "primaire markt": de markt waarop de verplichtingen die uit de dienst voortvloeien gecreëerd worden, ten gevolge van een veiling en de ondertekening van een capaciteitscontract;
14° « marché secondaire » : le marché sur lequel les obligations découlant du service font l'objet d'une transaction entre un vendeur et un acheteur d'une obligation, conformément aux règles de fonctionnement ;	14° "secundaire markt": de markt waarop de verplichtingen die uit de dienst voortvloeien het voorwerp zijn van een transactie tussen een verkoper en een koper van een verplichting, in overeenstemming met de werkingsregels;
15° « transaction » : un accord sur les obligations découlant du service conclu entre un fournisseur de capacité et la contrepartie contractuelle dans le marché primaire ou secondaire, à une date de transaction, identifié par un numéro de transaction, lié à un volume déterminé et qui couvre une période de transaction ;	15° "transactie": een akkoord over de verplichtingen die uit de dienst voortvloeien, afgesloten tussen een capaciteitsleverancier en de contractuele tegenpartij op de primaire of secundaire markt, op een transactiedatum, geïdentificeerd door een transactienummer, gekoppeld aan een bepaald volume, en dat een transactieperiode bestrijkt;
16° « puissance de référence nominale » : la capacité maximale d'une capacité susceptible d'être offerte dans le mécanisme de rémunération de capacité ;	16° "nominaal referentievermogen": de maximale capaciteit van een capaciteit die in het capaciteitsvergoedingsmechanisme kan worden aangeboden;
17° « 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 ;	17° "aggregatie": een functie van een natuurlijke persoon of rechtspersoon die de belasting of de opgewekte elektriciteit van verschillende afnemers voor de verkoop, koop of veiling op een elektriciteitsmarkt combineert;
18° « situation de quasi-pénurie » : les périodes durant lesquelles la charge ne peut pas être couverte par l'ensemble des moyens de production, tenant compte des possibilités d'importation et de l'énergie disponible sur le marché, ou les périodes durant lesquelles la charge ne pourrait pas être couverte en cas de demande additionnelle ;	18° "situatie van bijna-schaarste": de perioden waarin de elektriciteitsvraag niet kan worden gedeckt door het geheel van de productiemiddelen, rekening houdend met de importmogelijkheden en de op de markt beschikbare energie, of de perioden waarin de elektriciteitsvraag niet zou kunnen worden gedeckt in het geval van bijkomende vraag;
19° « offre » : offre faite par un candidat CRM pré-qualifié dans le cadre de la mise aux enchères ;	19° "bod": bod van een geprekwalificeerde CRM-kandidaat in het kader van de veiling;



<p>20° « point de livraison » : point sur un réseau d'électricité ou au sein des installations électriques d'un utilisateur de réseau, au niveau duquel le service est fourni, associé à un ou plusieurs équipements de mesure conformes aux standards établis par le gestionnaire du réseau ;</p> <p>21° « prix maximum » : le prix maximal qui peut être offert pour une offre et la rémunération maximale qui peut être obtenue pour une offre ;</p> <p>22° « programme journalier » : le programme de production d'une unité du marché de capacité (en MW) donné sur une base quart-horaire, fourni au gestionnaire du réseau sur le couplage unique journalier et mis à jour conformément aux règles du contrat CIPU ;</p> <p>23° « contrat CIPU » : le contrat de coordination de l'appel des unités de production conclu avec le gestionnaire du réseau, ou tout autre (ensemble de) contrat(s) régulé(s) destiné(s) à remplacer le contrat CIPU, conformément aux dispositions de l'article 377 du Règlement Technique Fédéral ;</p> <p>24° « période de transaction » : période, définie par une date ou période de début et de fin, pendant laquelle le service est fourni suite à une transaction ;</p> <p>25° « heures de pointes » : les heures à partir de 08.00 (HEC) à 20.00 (HEC) de chaque jour, exclus les weekends.</p>	<p>20° "leveringspunt": een punt op een elektriciteitsnet of binnen de elektrische installaties van een netgebruiker waar de dienst wordt geleverd, verbonden aan een of meer meettoestellen die aan de door de netbeheerder bepaalde normen voldoen;</p> <p>21° "maximumprijs": de maximale prijs die voor een bod kan worden aangeboden en de maximale vergoeding die voor een bod kan worden verkregen;</p> <p>22° "dagelijks programma": het productieprogramma van een eenheid in de capaciteitsmarkt (in MW), gegeven op kwartierbasis, dat binnen day-aheadtijdsbestek aan de netbeheerder wordt verstrekt en dat wordt geactualiseerd conform de regels van het CIPU-contract;</p> <p>23° "CIPU-contract": het met de netbeheerder afgesloten contract voor de coördinatie van de inschakeling van de productie-eenheden, of elk ander (geheel van) gereguleerde contract(en) ter vervanging van het CIPU-contract, in overeenstemming met de bepalingen van artikel 377 van het Federaal Technisch Reglement;</p> <p>24° "transactieperiode": periode, gedefinieerd door een begin- en een einddatum of -periode, waarin de dienst wordt geleverd als gevolg van een transactie;</p> <p>25° "piekuren": de uren van 08.00 u. (CET) tot 20.00 u. (CET) van elke dag, met uitzondering van de weekends.</p>
Chapitre 2 Scénario	Hoofdstuk 2 Scenario
Art. 3. Le gestionnaire du réseau établit le prix maximal intermédiaire et les facteurs de réduction	Art. 3. De netbeheerder bepaalt de intermediaire maximumprijs en de reductiefactoren bedoeld in



<p>visés à l'article 7undecies, § 2, 2° de la loi du 29 avril 1999 sur la base d'un scénario de référence.</p>	<p>artikel 7undecies, § 2, 2°, van de wet van 29 april 1999 op basis van een referentiescenario.</p>
<p>Art. 4. § 1er. Pour la détermination du scénario de référence, il est tenu compte des paramètres relatifs à la consommation d'électricité, à la production d'électricité, au stockage, à la participation active de la demande et à la capacité d'interconnexion pour au minimum la zone de réglage belge et les zones de réglage qui lui sont directement reliées électriquement.</p> <p>§ 2. Ces paramètres proviennent du plus récent scénario de référence visé à l'article 23, § 5, b) du règlement (UE) 2019/943 du Parlement Européen et du Conseil du 5 juin 2019 sur le marché intérieur de l'électricité.</p> <p>§ 3. Le gestionnaire du réseau met à jour le scénario de référence sur la base des données et des publications pertinentes les plus récentes.</p> <p>§ 4. Le scénario de référence est adapté par le gestionnaire du réseau sur base de sensibilités permettant de tenir compte d'événements à haut impact mais de faible probabilité. La sélection desdits événements se fait conformément à la recommandation de la Direction générale de l'Energie, établie sur base d'une proposition du gestionnaire du réseau soumise préalablement à consultation publique visée à l'article 5 et à l'avis de la Commission.</p> <p>§ 5. Le gestionnaire du réseau s'assure que le scénario de référence, adapté conformément au § 3 et § 4, réponde aux critères de sécurité d'approvisionnement requis conformément à l'article 7undecies, § 3 de la loi du 29 avril 1999 en ajoutant de la capacité supplémentaire à la zone de réglage belge :</p>	<p>Art. 4. § 1. Bij de bepaling van het referentiescenario wordt rekening gehouden met parameters met betrekking tot het elektriciteitsverbruik, de elektriciteitsproductie, de opslag, de actieve deelname van de vraagzijde en de interconnectiecapaciteit voor ten minste de Belgische regelzone en de regelzones die er rechtstreeks elektrisch mee verbonden zijn.</p> <p>§ 2. Deze parameters zijn afkomstig uit het recentste referentiescenario bedoeld in artikel 23, § 5, b), van de verordening (EU) 2019/943 van het Europees Parlement en de Raad van 5 juni 2019 betreffende de interne markt voor elektriciteit.</p> <p>§ 3. De netbeheerder actualiseert het referentiescenario op basis van de recentste relevante gegevens en publicaties.</p> <p>§ 4. De netbeheerder past het referentiescenario aan op basis van gevoeligheden die het mogelijk maken om rekening te houden met gebeurtenissen met een grote impact maar een geringe waarschijnlijkheid. De selectie van deze gebeurtenissen gebeurt in overeenstemming met de aanbeveling van de Algemene Directie Energie, opgesteld op basis van een voorstel van de netbeheerder dat voorafgaand aan zowel de openbare raadpleging bedoeld in artikel 5 als aan het advies van de Commissie wordt onderworpen.</p> <p>§ 5. De netbeheerder verzekert zich ervan dat het referentiescenario, aangepast in overeenstemming met § 3 en § 4, beantwoordt aan de criteria voor de bevoorradingssekerheid die worden gesteld door artikel 7undecies, § 3, van de wet van 29 april 1999 door aan de Belgische regelzone bijkomende capaciteit toe te voegen:</p>



<p>1° provenant de types présélectionnés lors de la consultation publique visée à l'article 5 ;</p> <p>2° de manière itérative sur base d'une boucle d'optimisation économique.</p> <p>§ 6. Le scénario de référence adapté conformément aux § 3, § 4 et § 5 est utilisé pour la détermination du volume de capacité nécessaire visé par l'article 7undecies, § 2, alinéa 1 de la loi du 29 avril 1999, des facteurs de réduction visés par l'article 7undecies, § 2, alinéa 2 de la loi du 29 avril 1999, et du seuil de participation de la capacité transfrontalière visé par l'article 7undecies, § 4, alinéa 3 de la loi du 29 avril 1999.</p> <p>§ 7. Pour la détermination des rentes inframarginales annuelles gagnées sur le marché de l'énergie, nécessaires à la calibration du coût d'un nouvel entrant et du plafond de prix intermédiaire, ainsi que des paramètres de prix de la courbe de demande, visés par l'article 7undecies, § 2, 2° de la loi du 29 avril 1999, le scénario de référence adapté conformément aux § 3, § 4 et § 5 est utilisé en prenant en compte les hypothèses du scénario cité au § 2 en ce qui concerne la capacité d'interconnexion ainsi que la production d'électricité, le stockage et la participation active de la demande dans les zones de réglage qui sont directement reliées électriquement à la zone de réglage belge.</p>	<p>1° afkomstig van types die tijdens de openbare raadpleging bedoeld in artikel 5 voorgeselecteerd werden;</p> <p>2° op een iteratieve manier op basis van een economische optimalisatielus.</p> <p>§ 6. Het referentiescenario, aangepast in overeenstemming met § 3, § 4 en § 5, wordt gebruikt voor de bepaling van het in artikel 7undecies, § 2, lid 1, van de wet van 29 april 1999 bedoelde noodzakelijke capaciteitsvolume, de in artikel 7undecies, § 2, lid 2, van de wet van 29 april 1999 bedoelde reductiefactoren, en de in artikel 7undecies, § 4, lid 3, van de wet van 29 april 1999 bedoelde drempel voor de deelname van de grensoverschrijdende capaciteit.</p> <p>§ 7. Voor de bepaling van de jaarlijkse inframarginale inkomsten verdient op de energemarkt, die nodig zijn voor de kalibratie van de kostprijs van een nieuwe deelnemer en van de intermediaire maximumprijs, zowel als voor de bepaling van de prijs gerelateerde parameters van de vraagcurve, bedoeld in artikel 7undecies, § 2, 2°, van de wet van 29 april 1999, wordt het volgens § 3, § 4 en § 5 aangepaste referentiescenario gebruikt, rekening houdend met de hypothesen van het in § 2 genoemde scenario inzake de interconnectiecapaciteit en de elektriciteitsproductie, de opslag en de actieve deelname van de vraag in de regelzones die rechtstreeks elektrisch met de Belgische regelzone verbonden zijn.</p>
<p>Art. 5. § 1er. La consultation publique sur les hypothèses de base est organisée par le gestionnaire du réseau conformément à l'article 7undecies, § 2, alinéa 1^{er} de la loi du 29 avril 1999 durant une période de minimum un mois.</p> <p>Le gestionnaire du réseau avertit notamment la Direction générale de l'Energie, la Commission et les acteurs de marché de la tenue de cette consultation.</p>	<p>Art. 5. § 1. De openbare raadpleging over de basishypothesen wordt door de netbeheerder georganiseerd in overeenstemming met artikel 7undecies, § 2, lid 1, van de wet van 29 april 1999 gedurende een periode van ten minste een maand.</p> <p>De netbeheerder informeert met name de Algemene Directie Energie, de Commissie en de marktdeelnemers over het houden van deze raapleging.</p>



<p>§ 2. La consultation publique porte au moins sur :</p> <p>1° les paramètres visés à l'article 4, § 1^{er} pour la zone de réglage belge ainsi que sur les adaptations de ces paramètres visés à l'article 4, § 3 pour les zones de réglage qui sont directement reliées électriquement à la zone de réglage belge ;</p> <p>2° les sensibilités visées à l'article 4, § 4 ;</p> <p>3° le type de capacité supplémentaire visé à l'article 4, § 5, 1°.</p>	<p>§ 2. De openbare raadpleging heeft ten minste betrekking op:</p> <p>1° de parameters bedoeld in artikel 4, § 1 voor de Belgische regelzone en de aanpassingen van deze parameters bedoeld in artikel 4, § 3 voor de regelzones die rechtstreeks elektrisch met de Belgische regelzone verbonden zijn;</p> <p>2° de gevoeligheden bedoeld in artikel 4, § 4;</p> <p>3° het type bijkomende capaciteit bedoeld in artikel 4, § 5, 1°.</p>
<p>Chapitre 3</p> <p>Facteurs de réduction</p> <p>Art. 6. § 1er. Le gestionnaire du réseau réalise une simulation du marché de l'électricité sur la base du scénario de référence visé à l'article 4 § 1 et § 2 et adapté conformément à l'article 4 § 3, § 4 et § 5.</p> <p>§ 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 du Parlement Européen et du Conseil du 5 juin 2019 sur le marché intérieur de l'électricité, sous réserve que cette méthodologie ait été adoptée au moment de la simulation.</p> <p>§ 3. La simulation applique les exigences décrites dans la méthodologie visée au §2, dans la mesure où elles sont implémentées dans le rapport d'évaluation de l'adéquation des ressources européennes le plus récent publié par ENTSO-E au moment de réaliser le calcul des facteurs de réduction.</p> <p>§ 4. La simulation fournit la répartition horaire de la production par technologie ainsi que la position</p>	<p>Hoofdstuk 3</p> <p>Reductiefactoren</p> <p>Art. 6. § 1. De netbeheerder voert een simulatie van de elektriciteitsmarkt uit op basis van het referentiescenario bedoeld in artikel 4 § 1 en § 2 en aangepast in overeenstemming met artikel 4 § 3, § 4 en § 5.</p> <p>§ 2. De simulatie is gebaseerd op de relevante delen van de methodologie voor de Europese beoordeling van de toereikendheid van de elektriciteitsvoorziening bedoeld in artikel 23 van de verordening (EU) 2019/943 van het Europees Parlement en de Raad van 5 juni 2019 betreffende de interne markt voor elektriciteit, op voorwaarde dat deze methodologie op het ogenblik van de simulatie werd aangenomen.</p> <p>§ 3. De simulatie past de eisen toe die worden beschreven in de methodologie bedoeld in § 2, voor zover ze geïmplementeerd zijn in het meest recente verslag van de Europese beoordeling van de toereikendheid van de elektriciteitsvoorziening, zoals gepubliceerd door ENTSO-E op het ogenblik van de berekening van de reductiefactoren.</p> <p>§ 4. De simulatie geeft de verdeling per uur weer van de productie per technologie evenals de netto positie van de Belgische regelzone en, ten</p>



nette de la zone de réglage belge et, à minima, de l'ensemble des zones de réglage qui lui sont directement reliées électriquement.	minste, van het geheel van de regelzones die rechtstreeks elektrisch met de Belgische regelzone verbonden zijn.
<p>Art. 7. § 1er. Pour la détermination des facteurs de réduction, les technologies susceptibles de participer au mécanisme de rémunération de capacité sont classées dans l'une des catégories suivantes :</p> <p>1° les catégories d'agrégation : cette classe inclut la réponse du marché y compris la participation active de la demande, les technologies de stockage à petite échelle et les générateurs de secours ; elle est également accessible par choix à toutes les technologies sans programme journalier ;</p> <p>2° les technologies thermiques avec programme journalier : cette classe inclut 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, présents dans la zone de réglage belge, ainsi que les centrales nucléaires et les centrales à charbon, présentes sur l'ensemble des zones de réglage qui sont directement reliées électriquement à la zone de réglage belge ;</p> <p>3° les technologies à énergie limitée avec programme journalier : cette classe inclut les technologies de stockage à grande échelle ainsi que les installations de pompage-turbinage ;</p> <p>4° les technologies dépendantes des conditions climatiques : cette classe inclut les éoliennes terrestre, les éoliennes en mer, les installations à l'énergie solaire et les centrales hydraulique au fil de l'eau, avec programme journalier ainsi que celles sans programme journalier qui ont fait le choix de ne pas participer à une catégorie d'agrégation visée à l'article 7, § 1, 1° ;</p>	<p>Art. 7. § 1. Voor de bepaling van de reductiefactoren worden de technologieën die aan het capaciteitsvergoedingsmechanisme kunnen deelnemen in een van de volgende categorieën ingedeeld:</p> <p>1° de aggregatiecategorieën: deze klasse omvat de marktrespons, met inbegrip van de actieve deelname van de vraagzijde, de kleinschalige opslagtechnologieën en de noodgeneratoren; ze is ook naar keuze toegankelijk voor alle technologieën zonder dagelijks programma;</p> <p>2° de thermische technologieën met dagelijks programma: deze klasse omvat de stoom- en gasturbines, de gasturbines, de turbojets, de autonome gasmotoren, de autonome dieselmotoren, de centrales met warmtekrachtkoppeling, de biomassa-centrales en de afvalverbrandingsinstallaties die in de Belgische regelzone aanwezig zijn en de kerncentrales en de steenkoolcentrales die aanwezig zijn in het geheel van de regelzones die rechtstreeks elektrisch met de Belgische regelzone verbonden zijn;</p> <p>3° de technologieën met beperkte energie met dagelijks programma: deze klasse omvat de grootschalige opslagtechnologieën en de pompopslaginstallaties;</p> <p>4° van de weersomstandigheden afhankelijke technologieën: deze klasse omvat de windturbines op het land, de windturbines op zee, de zonne-energie installaties en de waterkrachtcentrales op waterlopen met dagelijks programma, en evenals de technologieën zonder dagelijks programma die ervoor hebben gekozen om niet deel te nemen aan een aggregatiecategorie bedoeld in artikel 7, § 1, 1°;</p>



<p>5° les technologies thermiques sans programme journalier connectées au réseau de distribution ou à un réseau fermé de distribution: cette catégorie inclut 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 7, § 1, 1°.</p>	<p>5° de thermische technologieën zonder dagelijks programma die aangesloten zijn op het distributienet of op een gesloten distributienet: deze categorie omvat de centrales met warmtekrachtkoppeling die biomassa gebruiken, de biomassacentrales, de afvalverbrandingsinstallaties en de centrales met warmtekrachtkoppeling op basis van gas die ervoor hebben gekozen om niet deel te nemen aan een aggregatiecategorie bedoeld in artikel 7, § 1, 1°.</p>
<p>§ 2. Pour les catégories d'agrégation, les données d'entrée de la simulation sont d'abord divisées en catégories d'agrégation, 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 7undecies, § 2, 2° de la loi du 29 avril 1999. 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 quasi-pénurie 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 6.</p>	<p>§ 2. Voor de aggregatiecategorieën worden de invoergegevens van de simulatie eerst verdeeld in aggregatiecategorieën, vertegenwoordigd door verschillende overeenkomsten inzake dienstverleningsniveau op basis van beperkingen met betrekking tot de activeringsduur of van elke andere technische beperking die wordt gedefinieerd in het verslag bedoeld in artikel 7undecies, § 2, 2°, van de wet van 29 april 1999. De reductiefactoren van elke overeenkomst inzake dienstverleningsniveau worden bepaald door de verwachte gemiddelde bijdrage van elke overeenkomst inzake dienstverleningsniveau tijdens situaties van bijna-schaarste te delen door het geaggregeerde nominale referentievermogen van elke overeenkomst inzake dienstverleningsniveau. De gemiddelde bijdrage wordt bepaald op basis van de simulatie bedoeld in artikel 6.</p>
<p>§ 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.</p>	<p>§ 3. De reductiefactoren van de thermische technologieën met dagelijks programma worden voor elke technologie bepaald door de verhouding onverwachte stilstanden, gebaseerd op historische gegevens en uitgedrukt in procent, af te trekken van 100 procent.</p>
<p>§ 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 quasi-pénurie par la puissance de réfé-</p>	<p>§ 4. De reductiefactoren van de technologieën met beperkte energie met dagelijks programma worden bepaald door de verwachte gemiddelde bijdrage van deze technologieën tijdens situaties van bijna-schaarste te delen door het geaggregeerde nominale referentievermogen van de toepasselijke technologie. De gemiddelde bijdrage</p>



<p>rence nominale agrégée de la technologie applicable. La contribution moyenne est déterminée sur la base de la simulation visée à l'article 6.</p>	<p>wordt bepaald op basis van de simulatie bedoeld in artikel 6.</p>
<p>§ 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 quasi-pénurie 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 6.</p>	<p>§ 5. De reductiefactoren van de technologieën die afhankelijk zijn van de weersomstandigheden worden bepaald door de verwachte gemiddelde bijdrage van deze technologieën tijdens de situaties van bijna-schaarste te delen door het geaggregeerde nominale referentievermogen van de toepasselijke technologie. De gemiddelde bijdrage wordt bepaald op basis van de simulatie bedoeld in artikel 6.</p>
<p>§ 6. Les facteurs de réduction des technologies thermiques sans programme journalier connectées au réseau de distribution ou à un réseau fermé de distribution sont déterminés en divisant la contribution moyenne attendue de ces technologies pendant les situations de quasi-pénurie par la puissance de référence nominale agrégée. La contribution moyenne est déterminée sur la base de la simulation visée à l'article 6. Les facteurs de réduction des technologies thermiques sans programme journalier connectées au réseau de distribution ou à un réseau fermé de distribution 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 connectées au réseau de distribution ou à un réseau fermé de distribution pendant les situations de quasi-pénurie 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 6.</p>	<p>§ 6. De reductiefactoren van de thermische technologieën zonder dagelijks programma die aangesloten zijn op het distributienet of op een gesloten distributienet worden bepaald door de verwachte gemiddelde bijdrage van deze technologieën tijdens de situaties van bijna-schaarste te delen door het geaggregeerde nominale referentievermogen. De gemiddelde bijdrage wordt bepaald op basis van de simulatie bedoeld in artikel 6. De reductiefactoren van de thermische technologieën zonder dagelijks programma die aangesloten zijn op het distributienet of op een gesloten distributienet worden bepaald op basis van de beschikbare meetgegevens. Indien de netbeheerder deze vereiste meetgegevens ontoereikend acht, worden de reductiefactoren bepaald door de maximale bijdrage van de thermische technologieën zonder dagelijks programma die aangesloten zijn op het distributienet of op een gesloten distributienet tijdens de situaties van bijna-schaarste op basis van de beschikbare gegevens te delen door het geaggregeerde nominale referentievermogen. De maximale bijdrage wordt bepaald op basis van de simulatie bedoeld in artikel 6.</p>
<p>Art. 8. § 1er. Le seuil de participation de la capacité transfrontalière d'une zone de réglage est défini par le gestionnaire du réseau, pour chaque zone de réglage directement reliée électriquement à la zone de réglage belge, en conformité</p>	<p>Art. 8. § 1. De drempel voor de deelname van grensoverschrijdende capaciteit in een regelzone wordt door de netbeheerder bepaald voor elke regelzone die rechtstreeks elektrisch met de Belgische regelzone verbonden is, in overeenstemming</p>



<p>avec l'article 26 du règlement (UE) 2019/943 du Parlement Européen et du Conseil du 5 juin 2019 sur le marché intérieur de l'électricité.</p>	<p>met artikel 26 van de verordening (EU) 2019/943 van het Europees Parlement en de Raad van 5 juni 2019 betreffende de interne markt voor elektriciteit.</p>
<p>§ 2. Dans l'attente de l'adoption des méthodologies, propositions ou décisions pertinentes permettant l'application de l'article 26 du règlement (UE) 2019/943 du Parlement Européen et du Conseil du 5 juin 2019 sur le marché intérieur de l'électricité, 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 quasi-pénurie sur la base des résultats de la simulation visée à l'article 6.</p>	<p>§ 2. In afwachting van de aanname van de relevante methodologieën, voorstellen of besluiten die de toepassing mogelijk maken van artikel 26 van de verordening (EU) 2019/943 van het Europees Parlement en de Raad van 5 juni 2019 betreffende de interne markt voor elektriciteit, wordt de bijdrage van elke regelzone die rechtstreeks elektrisch met België verbonden is, bepaald door de bijdrage van deze zones tijdens de situaties van bijna-schaarste, op basis van de resultaten van de simulatie bedoeld in artikel 6.</p>
<p>§ 3. Le seuil de participation de la capacité transfrontalière est exprimé en puissance [MW].</p>	<p>§ 3. De drempel voor de deelname van de grensoverschrijdende capaciteit wordt uitgedrukt in vermogen [MW].</p>
<p>§ 4. Le seuil de participation de la capacité transfrontalière 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.</p>	<p>§ 4. De drempel van de deelname van de grensoverschrijdende capaciteit van een regelzone houdt rekening met de manier waarop de grensoverschrijdende uitwisselingen op de markt worden gemodelleerd. Hij is gebaseerd op ofwel de stromen, ofwel de netto transfeercapaciteit met de Belgische regelzone.</p>
<p>§ 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 :</p>	<p>§ 5. De bijdrage van een regelzone in een stroomgebaseerde aanpak die de Belgische regelzone omvat en voor een specifiek uur:</p>
<p>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</p>	<p>1° wordt voor de regelzones in een exportsituatie bepaald door de netto positie van de Belgische regelzone, vermenigvuldigd met de verhouding tussen de netto positie van de regelzone in een exportsituatie en de som van de netto posities van het geheel van de regelzones in een exportsituatie; en</p>
<p>2° pour les zones de réglage en situation d'importation, est nulle.</p>	<p>2° is nul voor de regelzones in een importsituatie.</p>



<p>§ 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 :</p> <p>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 ;</p> <p>2° est nulle dans le cas contraire.</p>	<p>§ 6. De bijdrage van een regelzone in een nettransmissiecapaciteitsbenadering met de Belgische regelzone en voor een specifiek uur:</p> <p>1° wordt bepaald door de commerciële uitwisseling als die commerciële uitwisseling van de buitenlandse regelzone naar de Belgische regelzone gaat;</p> <p>2° is in het andere geval nul.</p>
<p>Chapitre 4</p> <p>Prix maximum intermédiaire</p>	<p>Hoofdstuk 4</p> <p>Intermediaire maximumprijs</p>
<p>Art. 9. Le prix maximum intermédiaire est le prix maximum qui s'applique aux offres pour une unité du marché de capacité avec une catégorie de capacité liée à un contrat de capacité pour une période de fourniture de capacité d'un an.</p>	<p>Art. 9. De intermediaire maximumprijs is de maximumprijs die van toepassing is op de biedingen voor een eenheid in de capaciteitsmarkt met een capaciteitscategorie verbonden aan een capaciteitscontract voor een periode van capaciteitslevering van één jaar.</p>
<p>Art. 10. § 1er. Le prix maximum intermédiaire est égal au « missing-money » de la technologie ayant le « missing-money » le plus élevé parmi les technologies visées à l'article 12, §1.</p> <p>§ 2. Le « missing-money » est calculé pour chaque technologie visée à l'article 12, § 1 selon la formule indiquée à l'article 14, en tenant compte de l'estimation des coûts et de l'estimation des revenus visées aux articles 12 et 13.</p>	<p>Art. 10. § 1. De intermediaire maximumprijs is gelijk aan het "missing-money" van de technologie met het hoogste "missing-money" van de categorieën bedoeld in artikel 12, § 1.</p> <p>§ 2. Het "missing-money" wordt voor elke categorie bedoeld in artikel 12, § 1 berekend volgens de in artikel 14 vermelde formule, rekening houdend met de raming van de kosten en de raming van de opbrengsten bedoeld in artikelen 12 en 13.</p>
<p>Art. 11. § 1er. En concertation avec la Commission, le gestionnaire du réseau fait réaliser par un expert indépendant une étude examinant les technologies existantes pertinentes pour la détermination du prix maximal intermédiaire. 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.</p>	<p>Art. 11. § 1. De netbeheerder laat in overleg met de Commissie een onafhankelijke deskundige een studie uitvoeren die de bestaande technologieën onderzoekt die relevant zijn voor de bepaling van de intermediaire maximumprijs. De studie van de onafhankelijke deskundige wordt geactualiseerd in het geval van significante evoluties van de markt of van de technologische omstandigheden, en ten minste om de drie jaar.</p>



<p>§ 2. L'étude de l'expert indépendant contient une liste de technologies existantes jugées pertinentes pour la détermination du prix maximum intermédiaire. Pour chaque technologie existante comprise dans l'étude, les éléments nécessaires pour déterminer les coûts suivants sont fournis :</p> <p>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;</p> <p>2° les coûts fixes annuels opérationnels et de maintenance (en €/MW/an) ;</p> <p>3° les coûts variables opérationnels et de maintenance (en €/MWh).</p>	<p>§ 2. De studie van de onafhankelijke deskundige bevat een lijst van bestaande technologieën die relevant worden geacht voor de bepaling van de intermediaire maximumprijs. Voor elke in de studie opgenomen bestaande technologie worden de elementen verstrekt die nodig zijn om de volgende kosten te bepalen:</p> <p>1° de recurrente investeringskosten op jaarbasis die niet rechtstreeks verband houden met een verlenging van de technische levensduur van de installatie of met een verhoging van het nominale referentievermogen (in €/MW/jaar), in voorkomend geval met inbegrip van de noodzakelijke kosten van grote onderhoudswerken aan installaties die niet noodzakelijk elk jaar gebeuren;</p> <p>2° de jaarlijkse vaste operationele en onderhoudskosten (in €/MW/jaar);</p> <p>3° de variabele operationele en onderhoudskosten (in €/MWh).</p>
<p>Art. 12. §1er. Le gestionnaire du réseau détermine, sur base de l'étude visée à l'article 11, après consultation publique, une liste réduite de technologies existantes qui seront considérées pour la détermination du prix maximal intermédiaire.</p> <p>§2. Pour chaque technologie visée à l'article 12, §1, le gestionnaire du réseau évalue, sur base de l'étude visée à l'article 11, les éléments de coûts suivants pour la période de fourniture de capacité à laquelle se réfère le prix maximum intermédiaire:</p> <p>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</p>	<p>Art. 12. § 1. De netbeheerder stelt op basis van de studie bedoeld in artikel 11, na openbare raadpleging, een beperkte lijst op van bestaande technologieën die in aanmerking genomen zullen worden voor de bepaling van de intermediaire maximumprijs.</p> <p>§ 2. Voor elke technologie bedoeld in artikel 12, § 1, beoordeelt de netbeheerder op basis van de studie bedoeld in artikel 11 de volgende kosten-elementen voor de periode van capaciteitslevering waarop de intermediaire maximumprijs betrekking heeft:</p> <p>1° de recurrente investeringskosten op jaarbasis die niet rechtstreeks verband houden met een verlenging van de technische levensduur van de installatie of met een verhoging van het nominale referentievermogen (in €/MW/jaar), in voorkomend geval met inbegrip van de noodzakelijke</p>



<p>des installations qui n'ont pas forcément lieu chaque année, le cas échéant;</p> <p>2° les coûts fixes annuels opérationnels et de maintenance (en €/MW/an) ;</p> <p>3° les coûts variables opérationnels et de maintenance (en €/MWh) ;</p> <p>4° les coûts de carburants (en €/MWh) ;</p> <p>5° les coûts de CO₂ (en €/tCO₂) ;</p> <p>6° les coûts d'activation liés aux tests de disponibilité (en €/MWh) prévus dans les règles de fonctionnement visées par l'article 7undecies, § 8 de la loi du 29 avril 1999;</p> <p>§3. L'estimation des éléments de coûts est mise à jour annuellement.</p>	<p>kosten van grote onderhoudswerken aan installaties die niet noodzakelijk elk jaar gebeuren;</p> <p>2° de jaarlijkse vaste operationele en onderhoudskosten (in €/MW/jaar);</p> <p>3° de variabele operationele en onderhoudskosten (in €/MWh);</p> <p>4° de brandstofkosten (in €/MWh);</p> <p>5° de CO₂-kosten (in €/tCO₂);</p> <p>6° de activeringkosten voor de beschikbaarheidstests (in €/MWh) voorzien in de werkingsregels bedoeld in artikel 7undecies, § 8, van de wet van 29 april 1999;</p> <p>§ 3. De raming van de kostenelementen wordt jaarlijks geactualiseerd.</p>
<p>Art. 13. § 1er. Pour chaque technologie visée à l'article 12, § 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:</p> <p>1° les rentes inframarginales annuels gagnés sur le marché de l'énergie (en €/MW/an) ;</p> <p>2° les revenus nets du marché des services auxiliaires d'équilibrage (en €/MW/an).</p> <p>§ 2. Les rentes inframarginales annuels gagnés sur le marché de l'énergie :</p> <p>1° sont déterminés sur base d'une simulation du marché de l'électricité;</p> <p>2° prennent en compte le scénario de référence visé à l'article 4, § 5 ;</p> <p>3° correspondent aux revenus P50, tenant en compte le niveau du prix d'exercice applicable visé à l'article 18, diminué par les coûts variables tels</p>	<p>Art. 13. § 1. Voor elke technologie bedoeld in artikel 12, § 1, beoordeelt de netbeheerder de volgende opbrengstcomponenten voor de periode van capaciteitslevering waarop de intermediaire maximumprijs betrekking heeft:</p> <p>1° de jaarlijkse inframarginale inkomsten die op de energemarkt worden verdiend (in €/MW/jaar);</p> <p>2° de netto opbrengsten van de markt van de ondersteunende balanceringsdiensten (in €/MW/jaar).</p> <p>§ 2. De jaarlijkse inframarginale inkomsten die op de energemarkt worden verdiend:</p> <p>1° worden bepaald op basis van een simulatie van de elektriciteitsmarkt;</p> <p>2° houden rekening met het referentiescenario bedoeld in artikel 4, § 5;</p> <p>3° komen overeen met de P50 opbrengsten, rekening houdend met het niveau van de toepasselijke uitoefenprijs bedoeld in artikel 18, verminderd</p>



<p>que déterminés dans l'estimation des composants de coûts visée à l'article 12, § 2, 3° à 5°.</p> <p>§ 3. Les revenus nets du marché des services auxiliaires d'équilibrage :</p> <p>1° correspondent 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 ;</p> <p>2° sont diminués par les coûts liés à la livraison de ces services auxiliaires destinés au réglage de l'équilibre, y compris le coût « must-run » ;</p> <p>3° prennent en compte les coûts d'opportunités liés à la participation à ces services auxiliaires.</p> <p>§ 4. L'estimation des composants de revenus est mise à jour annuellement.</p>	<p>met de variabele kosten zoals bepaald in de raming van de kostencomponenten bedoeld in artikel 12, § 2, 3° tot 5°.</p> <p>§ 3. De netto opbrengsten van de markt van de ondersteunende balanceringsdiensten:</p> <p>1° komen overeen met de gemiddelde historische kosten van de reserveringen door de netbeheerder van de voor de regeling van het evenwicht bestemde diensten, op basis van de afgelopen zesendertig maanden;</p> <p>2° worden verminderd met de kosten die verband houden met de levering van deze voor de regeling van het evenwicht bestemde diensten, met inbegrip van de "must-run" kosten;</p> <p>3° houden rekening met de opportunitiekskosten die verband houden met de deelname aan deze ondersteunende diensten.</p> <p>§ 4. De raming van de opbrengstcomponenten wordt jaarlijks geactualiseerd.</p>
<p>Art. 14. § 1er. Pour chaque technologie existante, le gestionnaire du réseau calcule le « missing-money » selon les étapes suivantes :</p> <p>1° 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 €/an), y compris les couts nécessaires pour les entretiens majeurs des installations qui n'ont pas forcément lieu chaque année visés à l'article 12, § 2, 1° ;</p> <p>2° Augmenté par les coûts fixes annuels opérationnels et de maintenance visés à l'article 12, § 2, 2° ;</p> <p>3° Augmenté, pour les technologies avec un coût variable élevé, par les coûts d'activation liés aux</p>	<p>Art. 14. § 1. Voor elke bestaande technologie berekent de netbeheerder het "missing-money", overeenkomstig de volgende stappen:</p> <p>1° De recurrente investeringskosten op jaarbasis die niet rechtstreeks verband houden met een verlenging van de technische levensduur van de installatie of met een verhoging van het nominale referentievermogen (in €/jaar), met inbegrip van de noodzakelijke kosten van grote onderhoudswerken aan installaties die niet noodzakelijk elk jaar gebeuren bedoeld in artikel 12, § 2, 1°;</p> <p>2° Vermeerderd met de jaarlijkse vaste operationele en onderhoudskosten bedoeld in artikel 12, § 2, 2°;</p> <p>3° Vermeerderd, voor de technologieën met hoge variabele kosten, met de activeringskosten die verband houden met de beschikbaarheidstests</p>



<p>tests de disponibilité prévus dans les règles de fonctionnement visés à l'article 12, § 2, 6° ;</p> <p>4° Diminué par les rentes inframarginales annuels gagnés sur le marché de l'énergie visés à l'article 13, § 1, 1° ;</p> <p>5° Diminué par les revenus nets du marché des services auxiliaires d'équilibrage visés à l'article 13, § 1, 2° ; et</p> <p>6° Le résultat total est augmenté avec une marge d'incertitude de 5%.</p> <p>§ 2. Le calcul de « missing-money » est mis à jour annuellement.</p>	<p>voorzien in de werkingsregels bedoeld in artikel 12, § 2, 6°;</p> <p>4° Verminderd met de jaarlijkse inframarginale inkomsten die op de energiemarkt worden verdiend bedoeld in artikel 13, § 1, 1°;</p> <p>5° Verminderd met de netto opbrengsten van de markt van de ondersteunende balanceringsdiensten bedoeld in artikel 13, § 1, 2°; en</p> <p>6° Het totale resultaat wordt vermeerderd met een onzekerheidsmarge van 5%.</p> <p>§ 2. De berekening van het "missing-money" wordt jaarlijks geactualiseerd.</p>
<p>Chapitre 5</p> <p>Prix de référence et prix d'exercice</p> <p>Art. 15. § 1er. L'obligation de remboursement visée à l'article 7undecies, § 7 de la loi du 29 avril 1999 est calculée par le gestionnaire de réseau, pour une unité du marché de capacité, pour tout moment de la période de fourniture de capacité auquel cette unité du marché de capacité est soumise à une capacité contractée.</p> <p>§ 2. L'obligation de remboursement s'entend en euro par heure (€/h).</p> <p>§ 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.</p> <p>§ 4. L'obligation de remboursement s'entend pour chacune des transactions du marché primaire et du marché secondaire d'une unité de marché de capacité.</p> <p>§ 5. Les unités du marché de capacité (partiellement ou entièrement) indisponibles sont exemptées de l'obligation de remboursement.</p>	<p>Hoofdstuk 5</p> <p>Referentieprijs en uitoefenprijs</p> <p>Art. 15. § 1. De terugbetalingsverplichting bedoeld in artikel 7undecies, § 7, van de wet van 29 april 1999 wordt door de netbeheerder berekend, voor een eenheid in de capaciteitsmarkt, voor elk ogenblik van de periode van capaciteitslevering waarop die eenheid in de capaciteitsmarkt onderworpen is aan een gecontracteerde capaciteit.</p> <p>§ 2. De terugbetalingsverplichting wordt uitgedrukt in euro per uur (€/h).</p> <p>§ 3. De modaliteiten van de terugbetalingsverplichting zijn in de werkingsregels bepaald en worden meer gedetailleerd beschreven in het capaciteitscontract.</p> <p>§ 4. De terugbetalingsverplichting geldt voor elke transactie van een eenheid in de capaciteitsmarkt op de primaire markt en op de secundaire markt.</p> <p>§ 5. De eenheden in de capaciteitsmarkt die (gedeeltelijk of volledig) onbeschikbaar zijn, zijn vrijgesteld van de terugbetalingsverplichting wegens</p>



<p>tées à raison de l'indisponibilité justifiée d'obligation de remboursement à hauteur de leur indisponibilité comme déterminée selon les règles de fonctionnement.</p>	<p>gerechtvaardigde onbeschikbaarheid, in verhouding met hun onbeschikbaarheid zoals bepaald door de werkingsregels.</p>
<p>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.</p>	<p>1° De betreffende onbeschikbaarheid moet aan de netbeheerder worden meegedeeld voorafgaand aan de detectie van de ogenblikken waarop de monitoring van de beschikbaarheid van de eenheden in de capaciteitsmarkt, zoals bepaald in de werkingsregels, plaatsvindt.</p>
<p>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, § 7 de la loi du 29 avril 1999 par rapport à la capacité contractée totale (comme définie dans les règles de fonctionnement), calculée par unité par quart d'heure.</p>	<p>2° Een beschikbaarheidsratio wordt gedefinieerd door de verhouding van de beschikbare capaciteit in de zin van de beschikbaarheidsverplichting bedoeld in artikel 7undecies, § 7, van de wet van 29 april 1999 tegenover de totale gecontracteerde capaciteit (zoals gedefinieerd in de werkingsregels), berekend per eenheid per kwartier.</p>
<p>§ 6. L'obligation de remboursement résulte de la multiplication de:</p>	<p>§ 6. De terugbetalingsverplichting is het resultaat van de vermenigvuldiging van:</p>
<ul style="list-style-type: none"> - la différence positive entre le prix de référence visé aux articles 16 et 17 et le prix d'exercice visé à l'article 18 de l'heure considérée ; - par la capacité contractée pour cette même heure ; - par le ratio de disponibilité d'une unité du marché de capacité à une heure considérée correspondant à la prise en compte des indisponibilités programmées ou non de l'unité du marché de capacité dans l'obligation de remboursement. 	<ul style="list-style-type: none"> - het positieve verschil tussen de referentieprijs bedoeld in artikelen 16 en 17 en de uitoefenprijs bedoeld in artikel 18 voor het gegeven uur; - met de gecontracteerde capaciteit voor datzelfde uur; - met de beschikbaarheidsratio van een eenheid in de capaciteitsmarkt op een gegeven uur die overeenkomt met de verrekening in de terugbetalingsverplichting van de al dan niet geplande onbeschikbaarheden van de eenheid in de capaciteitsmarkt.
<p>§ 7. Pour les unités avec contrainte(s) énergétique(s), l'obligation de remboursement sur la transaction ou les transactions de l'unité du marché de capacité s'applique pour toute heure considérée dans la période de transaction pour laquelle un calcul de capacité disponible prouvée est considéré selon les règles de fonctionnement.</p>	<p>§ 7. Voor de eenheden met (een) energetische beperking(en) is de terugbetalingsverplichting voor de transactie of transacties van de eenheid in de capaciteitsmarkt van toepassing op elk gegeven uur in de transactieperiode waarvoor een berekening van de bewezen beschikbare capaciteit in</p>



<p>§ 8. Pour les unités 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° de l'article 15.</p> <p>§ 9. Les obligations de remboursement liées à des transactions du marché primaire sur une période de fourniture de capacité font l'objet d'un mécanisme d'arrêt des pertes ('Stop-Loss') correspondant à la somme des rémunérations de capacité des transactions du marché primaire pour cette unité du marché de capacité sur cette même période de fourniture de capacité.</p>	<p>aanmerking wordt genomen volgens de werkingsregels.</p> <p>§ 8. Voor de eenheden met (een) energetische beperking(en) vervangt de gecontracteerde capaciteit, gedeeld door de reductiefactor van de transactie, de gecontracteerde capaciteit in de terugbetalingsverplichting van § 6 van artikel 15.</p> <p>§ 9. De terugbetalingsverplichtingen die verband houden met transacties op de primaire markt gedurende een periode van capaciteitslevering zijn het voorwerp van een mechanisme dat de verliezen beperkt ("Stop-Loss"), dat overeenkomt met de som van de capaciteitsvergoedingen van de transacties op de primaire markt voor die eenheid in de capaciteitsmarkt gedurende dezelfde periode van capaciteitslevering.</p>
<p>Art. 16. Le prix de référence d'une unité du marché de capacité est observé pour chaque heure de l'obligation de remboursement dans le couplage unique journalier tel que décrit à l'article 17 et s'entend en euros par MWh pour une période considérée.</p>	<p>Art. 16. De referentieprijs van een eenheid in de capaciteitsmarkt wordt waargenomen voor elk uur van de terugbetalingsverplichting in de eenvormige day-aheadkoppeling zoals beschreven in artikel 17 en wordt uitgedrukt in euro per MWh voor een gegeven periode.</p>
<p>Art.17. § 1er. Durant la procédure de préqualification, le fournisseur de capacité d'une unité du marché de capacité ou le candidat CRM préqualifié choisit pour chacune de ses unités du marché de capacité un NEMO opérant en Belgique dans le marché de l'électricité sur l'horizon des produits définis dans le couplage unique journalier.</p> <p>§ 2. 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.</p> <p>§ 3. Les modalités du prix de référence sont établies dans les règles de fonctionnement.</p>	<p>Art.17. § 1. Tijdens de prekwalificatieprocedure kiest de capaciteitsleverancier van een eenheid in de capaciteitsmarkt of de geprekwalificeerde CRM-kandidaat voor elk van zijn enheden in de capaciteitsmarkt een NEMO die in België actief is op de elektriciteitsmarkt voor de gedefinieerde producten in de eenvormige day-aheadkoppeling.</p> <p>§ 2. De referentieprijs die wordt toegepast bij de berekening van de terugbetalingsverplichting van een eenheid in de capaciteitsmarkt wordt waargenomen in de prijs van de eenvormige day-aheadkoppeling van de gekozen NEMO.</p> <p>§ 3. De modaliteiten van de referentieprijs worden in de werkingsregels vastgelegd.</p>



<p>Art. 18. § 1er. Un prix d'exercice s'applique pour le calcul de l'obligation de remboursement à toutes les transactions du marché primaire contractées à la même date.</p> <p>1° Pour les capacités contractées couvrant plus d'une période de fourniture de capacité, le prix d'exercice n'est pas mis à jour pendant la durée du contrat de capacité.</p> <p>§ 2. Un prix d'exercice individuel s'applique pour le calcul de l'obligation de remboursement d'une transaction du marché secondaire.</p> <p>1° Conformément aux modalités du marché secondaire qui sont établies dans les règles de fonctionnement, le prix d'exercice est déterminé dans la notification de la transaction de marché secondaire et correspond au prix d'exercice initial de la transaction d'une unité du marché de capacité initiale se libérant de la capacité de marché secondaire.</p> <p>2° Le prix d'exercice n'est pas mis à jour pendant la période de transaction.</p> <p>§ 3. Le prix de marché déclaré d'une unité de marché de capacité sans programme journalier se substitue au prix d'exercice si ce premier est plus élevé que le prix d'exercice sur la période considérée. Ce prix de marché déclaré 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.</p>	<p>Art. 18. § 1. Er wordt een uitoefenprijs toegepast voor de berekening van de terugbetalingsverplichting voor alle transacties op de primaire markt die op dezelfde datum worden gecontracteerd.</p> <p>1° De uitoefenprijs van gecontracteerde capaciteit die meer dan één periode van capaciteitslevering bestrijkt, wordt tijdens de duur van het capaciteitscontract niet geactualiseerd.</p> <p>§ 2. Men past een individuele uitoefenprijs toe voor de berekening van de terugbetalingsverplichting voor een transactie op de secundaire markt.</p> <p>1° In overeenstemming met de modaliteiten van de secundaire markt die in de werkingsregels opgenomen zijn, wordt de uitoefenprijs bepaald in de kennisgeving van de transactie op de secundaire markt en komt deze prijs overeen met de initiële uitoefenprijs van de transactie van een initiele eenheid in de capaciteitsmarkt die zich ontdeut van de capaciteit op de secundaire markt.</p> <p>2° De uitoefenprijs wordt tijdens de transactieperiode niet geactualiseerd.</p> <p>§ 3. De aangegeven marktprijs van een eenheid in de capaciteitsmarkt zonder dagelijks programma vervangt de uitoefenprijs als deze prijs in de beschouwde periode hoger is dan de uitoefenprijs. Deze aangegeven marktprijs is gelijk aan de prijs op de eenvormige day-aheadkoppeling waarboven de capaciteitsleverancier heeft aangegeven dat de eenheid in de capaciteitsmarkt de energie aan de energiemarkt zou leveren, in overeenstemming met de werkingsregels.</p>
<p>Art. 19. § 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 pré-définie, 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.</p>	<p>Art. 19. § 1. De methodologie voor de kalibratie van de uitoefenprijs bestaat erin om een actualisering van het niveau van de uitoefenprijs te bepalen binnen een vooraf bepaald spectrum, waarbij ervoor wordt gezorgd dat in de eenvormige day-aheadkoppeling een redelijk capaciteitsvolume wordt aangeboden en in de eenvormige day-</p>



<p>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.</p>	<p>aheadkoppeling wordt gekozen vooraleer de uit-oefenprijs bereikt is. Om dit niveau van de uitoe-fenprijs te beoordelen, gebruikt men een glijdend venster op de historische prijzen van de eenvormige day-aheadkoppeling, aangevuld met bijkomende overwegingen met betrekking tot de energiemarkt.</p>
<p>La méthodologie consiste en:</p>	<p>De methodologie bestaat uit:</p>
<p>En première étape, collecter les courbes historiques horaires d'offres élastiques (MW ; €/MWh) et de demandes élastiques (MW ; €/MWh) qui reprennent l'ensemble des ordres soumis dans tous les marchés de couplage unique journalier des NEMO des trois périodes hivernales précédentes, exceptés les ordres en deçà ou égaux au prix de zéro et ceux au prix maximal autorisé. Tous les types ordres soumis sont considérés dans la mesure des possibilités techniques de traitement de ceux-ci.</p>	<p>Als eerste stap, het verzamelen van de historische uurcurven van het elastische aanbod (MW; €/MWh) en de elastische vraag (MW; €/MWh) die het geheel weergeven van alle biedingen ingediend op alle eenvormige day-aheadkoppelingsmarkten van de NEMO's in de drie voorafgaande winterperioden, met uitzondering van de biedingen onder of gelijk aan de nulprijs en van de biedingen aan de toegelaten maximumprijs. Alle types ingediende biedingen worden in aanmerking genomen voor zover men deze technisch kan verwerken.</p>
<p>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.</p>	<p>Vooraleer dergelijke gegevens te gebruiken, wordt in de tweede stap een relevante voorfiltering toegepast, om coherent te zijn met en te focussen op de relevantste ogenblikken met betrekking tot de bevoorradingsszekerheid. Alleen de wekelijkse piekuren van de drie vorige winterperioden worden gebruikt.</p>
<p>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.</p>	<p>Als derde stap compileert men deze gegevens om een geaggregeerde curve op te stellen die de vraag- en de aanbodcurven cumuleert per prijsniveau voor elk piekuur van de drie winterperioden, waarbij de deelname van de capaciteiten in de eenvormige day-aheadkoppeling (uitgedrukt in volume) als functie van het prijsniveau wordt weergegeven.</p>
<p>En quatrième étape, une courbe moyenne des courbes agrégées est construite par période hivernale.</p>	<p>Als vierde stap stelt men per winterperiode een gemiddelde curve van de geaggregeerde curven op.</p>



<p>En cinquième étape, la courbe moyenne sur la période hivernale est normalisée sur la base du volume total moyen horaire de la période hivernale.</p> <p>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.</p> <p>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.</p> <p>§ 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.</p> <p>Le prix d'exercice choisi prend en ordre de considérations:</p> <ul style="list-style-type: none"> 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 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. 	<p>Als vijfde stap normaliseert men de gemiddelde curve voor de winterperiode op basis van het gemiddelde totale uurvolume van de winterperiode.</p> <p>Het totale uurvolume over de beschouwde winterperiode is het punt met het hoogst waargenomen vermogen op de gemiddelde curve voor de winterperiode.</p> <p>Als zesde stap stelt men de kalibratiecurve van de uitoefenprijs op, op basis van een gewogen gemiddelde van de gemiddelde curven van de vorige winterperioden. Het gewogen gemiddelde is gebaseerd op het gemiddelde totale uurvolume van elk van de gemiddelde curven.</p> <p>§ 2. De gekalibreerde uitoefenprijs wordt geselecteerd op de kalibratiecurve, op een punt tussen een minimum van 75 procent en een maximum van 85 procent.</p> <p>De gekozen uitoefenprijs houdt rekening met de volgende overwegingen:</p> <ul style="list-style-type: none"> 1° de variabele kosten van de eenheden met daagelijks programma op de markt, zodanig dat zij onder de gekozen uitoefenprijs liggen 2° de vorm van de kalibratiecurve 3° de evoluties van de energiemarkt 4° de stabiliteit van de uitoefenprijs in de tijd.
<p>Chapitre 6</p> <p>Dispositions finales</p>	<p>Hoofdstuk 6</p> <p>Slotbepalingen</p>
<p>Art. 20. Le présent arrêté entre en vigueur le [...].</p> <p>Art. 21. Le ministre est chargé de l'exécution du présent arrêté. Donné à [...], le [...].</p>	<p>Art. 20. Dit besluit treedt in werking op [...].</p> <p>Art. 21. De minister is belast met de uitvoering van dit besluit. Gegeven te [...], op [...].</p>



Par le Roi,
La Ministre de l'Energie,

M. C. MARGHEM

Van Koningswege,
De Minister van Energie,

M. C. MARGHEM

