DÉCISION (UE) 2022/639 DE LA COMMISSION

du 27 août 2021

concernant le régime d'aides SA.54915 — 2020/C (ex 2019/N) Belgique — Mécanisme de rémunération de la capacité

[notifiée sous le numéro C(2021) 6431]

(Texte présentant de l'intérêt pour l'EEE)

(Le texte en langue anglaise est le seul faisant foi.)

LA COMMISSION EUROPÉENNE,

vu le traité sur le fonctionnement de l'Union européenne (ci-après le «traité» ou «TFUE»), et notamment son article 108, paragraphe 2, premier alinéa,

vu l'accord sur l'Espace économique européen, et notamment son article 62, paragraphe 1, point a),

après avoir invité les parties intéressées à présenter leurs observations conformément aux dispositions précitées ([1]), et vu ces observations,

considérant ce qui suit:

1. PROCÉDURE

(1) À l'issue d'une procédure de prénotification, par lettre du 19 décembre 2019, le Royaume de Belgique a notifié à la Commission, conformément à l'article 108, paragraphe 3, du traité sur le fonctionnement de l'Union européenne, son mécanisme de rémunération de la capacité à l'échelle du marché (ci-après la «mesure» ou le «MRC»).

(2) Par lettre du 21 septembre 2020, la Commission a informé la Belgique de sa décision d'ouvrir la procédure prévue à l'article 108, paragraphe 2, du TFUE, à l'encontre de cette mesure.

(3) La décision de la Commission d'ouvrir la procédure (ci-après la «décision d'ouvrir la procédure») a été publiée au *Journal officiel de l'Union européenne* ([2]). La Commission a invité les parties intéressées à présenter leurs observations.

(4) Par lettre du 22 octobre 2020, la Belgique a présenté ses observations sur la décision d'ouvrir la procédure. La Commission a en outre reçu des observations de 15 parties intéressées. Ces observations ont été communiquées à la Belgique, qui a eu la possibilité de les commenter. La Belgique a présenté ses observations par lettre du 24 décembre 2020.

(5) Le 9 juillet 2021, la Belgique a accepté, à titre exceptionnel, de renoncer à ses droits découlant de l'article 342 du TFUE, en liaison avec l'article 3 du règlement n° 1/1958 ([3]), et de voir la présente décision adoptée et notifiée en anglais.

([1]) JO C 346 du 16.10.2020, p. 27.
([2]) Voir note de bas de page n° 1.
([3]) Règlement n° 1 portant fixation du régime linguistique de la Communauté économique européenne (JO 17 du 6.10.1958, p. 385).

2. DESCRIPTION DÉTAILLÉE DE LA MESURE

2.1. Résumé de la mesure

(6) La Belgique estime qu'elle sera confrontée à un problème d'adéquation des capacités de production d'électricité à partir de 2025, résultant principalement de sa décision d'éliminer progressivement toutes les capacités nucléaires sur la période 2022-2025 et du démantèlement des capacités de production d'énergie thermique en Belgique et dans ses pays voisins.

(7) L'objectif de la mesure est donc de garantir que la capacité de production d'électricité est suffisante et que cette production répond à la demande d'électricité prévue.

(8) Dans le cadre du MRC, les bénéficiaires seraient sélectionnés au moyen d'une procédure de mise en concurrence et seraient rémunérés pour leur disponibilité. Ce soutien prendrait la forme d'un paiement de capacité pendant la durée du contrat de capacité. En contrepartie, les adjudicataires donneraient leur disponibilité pour répondre à la demande du gestionnaire du réseau de transport (ci-après le «GRT») lors des situations de forte sollicitation susceptibles de survenir.

(9) La Belgique a fixé ses objectifs nationaux de décarbonation dans son plan national en matière d'énergie et de climat (ci-après le «PNEC») ([4]). D'après ce PNEC, la part des sources d'énergie renouvelables dans la consommation d'électricité belge devrait passer de 17 % en 2017 à au moins 40,4 % en 2030. Pour atteindre ces objectifs, il sera nécessaire d'intégrer d'importantes sources d'énergie renouvelables (ci-après les «SER»), telles que l'éolien et le solaire, dont le caractère intermittent peut compromettre l'adéquation et la sécurité de l'approvisionnement.

(10) Bien que le développement des SER ne soit pas son objectif principal, la conception du MRC poursuit des objectifs ambitieux consistant à augmenter la part des SER dans le bouquet énergétique belge et sert de complément aux mesures prévoyant la poursuite du développement de nouvelles SER intermittentes.

2.2. Base juridique et dispositions gouvernementales

(11) La base juridique de la mesure est la loi sur l'électricité du 29 avril 1999 relative à l'organisation du marché de l'électricité belge (ci-après la «loi sur l'électricité»), qui a été modifiée par les lois ([5]) publiées le 16 mai 2019 et le 19 mars 2021 au *Moniteur belge*.

(12) En outre, des arrêtés royaux ([6]) et les règles de fonctionnement du MRC belge ([7]) ont été élaborés pour préciser les modalités du MRC:

1) l'arrêté royal du 28 avril 2021 fixant la méthode de calcul du volume de la capacité et des paramètres des enchères dans le cadre du mécanisme de rémunération de capacité ([8]);

([4]) https://ec.europa.eu/energy/en/content/national-energy-and-climate-plans-necps-belgium

([5]) Loi du 22 avril 2019 instituant un mécanisme de rémunération de capacité *(loi modifiant la loi du 29 avril 1999 relative à l'organisation du marché de l'électricité portant la mise en place d'un mécanisme de rémunération de capacité)* (ci-après la «loi sur le MRC») et la loi du 15 mars 2021 modifiant la loi du 22 avril 2019 *(loi modifiant la loi du 29 avril 1999 relative à l'organisation du marché de l'électricité et modifiant la loi du 22 avril 2019 modifiant la loi du 29 avril 1999 relative à l'organisation du marché de l'électricité portant la mise en place d'un mécanisme de rémunération de capacité) (ci-après la «loi modifiée sur le MRC»)*.

([6]) Ces textes peuvent être consultés sur le site web du ministère de l'énergie: https://economie.fgov.be/fr/themes/energie/securite-dapprovisionnement/mecanisme-de-remuneration-de

([7]) La première proposition a ensuite été présentée à l'autorité de régulation nationale le 13 novembre 2020. À l'issue de discussions entre le GRT et l'autorité de régulation, le GRT a soumis une nouvelle proposition à l'autorité de régulation le 30 avril 2021. L'autorité de régulation a lancé une consultation publique supplémentaire entre le 30 avril et le 7 mai 2021 sur les modifications qu'elle jugeait nécessaire d'apporter à la proposition du GRT. Les règles de fonctionnement du MRC belge ont ensuite été fixées par l'autorité de régulation par une décision adoptée le 14 mai 2021 et approuvées par l'arrêté royal du 30 mai 2021.

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

2) l'arrêté royal du 21 mai 2021 sur les critères d'admissibilité relatifs au cumul des aides et au seuil de participation minimal ([9]);

3) l'arrêté royal du 4 juin 2021 sur les seuils d'investissement et les coûts admissibles ([10]);

4) le projet d'arrêté royal sur l'établissement des conditions auxquelles les détenteurs de capacités étrangères peuvent participer au MRC ([11]); et

5) l'arrêté royal du 30 mai 2021 sur les modalités du contrôle ([12]).

(13) En août 2020, Elia, le GRT belge, a lancé une consultation publique sur les règles de fonctionnement du MRC belge ([13]).

2.3. **Adéquation des capacités de production en Belgique**

2.3.1. *Norme de fiabilité*

(14) L'objectif principal du MRC proposé est de garantir la sécurité de l'approvisionnement, telle qu'elle est définie par une norme de fiabilité.

(15) Tel qu'il a été notifié en 2019, le critère de fiabilité en Belgique a été défini comme un critère à deux volets, la prévision de perte de charge (Loss of Load Expectation, ci-après la «LOLE»): le nombre prévu d'heures pendant lesquelles la charge et les besoins en matière de réserves d'exploitation ne pourront pas être couverts par l'ensemble des moyens de production à disposition du réseau électrique belge, en tenant également compte de la participation active de la demande, du stockage et des interconnexions, n'excédant pas 3 heures pour une année statistiquement normale. Comme deuxième critère, la LOLE doit rester inférieure à 20 heures pour une année statistiquement anormale (LOLE95) ([14]). Ces valeurs sont également inscrites dans la loi sur l'électricité.

(16) La norme de fiabilité est une expression de l'estimation du coût que les consommateurs consentiraient à payer pour éviter les interruptions de leur approvisionnement en électricité (Value of Lost Load, ci-après le «VOLL») et le coût estimé de l'introduction d'une nouvelle capacité en Belgique (Cost of New Entry, ci-après le «CONE»).

(17) L'article 23, paragraphe 6, du règlement (UE) 2019/943 du Parlement européen et du Conseil du 5 juin 2019 sur le marché intérieur de l'électricité ([15]) (ci-après le «règlement sur l'électricité») prévoit l'établissement d'une méthode au niveau de l'Union pour calculer le VOLL, le CONE et la norme de fiabilité.

(18) Le 2 octobre 2020, l'Agence de l'Union européenne pour la coopération des régulateurs de l'énergie (ACER) a approuvé une méthode pour calculer le VOLL (la «méthode VOLL»), le CONE (la «méthode CONE») et la norme de fiabilité (la «méthode RS»). Ces trois méthodes sont désignées collectivement par l'expression «méthode VOLL/CONE/RS ([16])».

(19) Le 7 juin 2021, la Belgique a présenté le calcul du nouveau VOLL, du CONE et de la norme de fiabilité, conformément à la méthode VOLL/CONE/RS.

([9]) *Arrêté royal du 21 mai 2021 relatif à l'établissement des critères de recevabilité visés à l'article 7undecies, § 8, alinéa 1er, 1° et 2°, de la loi du 29 avril 1999 relative à l'organisation du marché de l'électricité, en ce qui concerne les conditions dans lesquelles les détenteurs de capacité bénéficiant ou ayant bénéficié de mesures de soutien ont le droit ou l'obligation de participer à la procédure de préqualification et en ce qui concerne le seuil minimal, en MW.*

([10]) *Arrêté royal du 4 juin 2021 fixant les seuils d'investissements, les critères d'éligibilité des coûts d'investissement et la procédure de classement.*

([11]) Projet d'arrêté royal relatif à l'établissement des conditions auxquelles les détenteurs de capacités étrangères directes et indirectes peuvent participer à la procédure de préqualification dans le cadre du mécanisme de rémunération de capacité. Au moment de l'adoption de la présente décision, cet arrêté royal n'a pas encore été adopté.

([12]) *Arrêté royal du 30 mai 2021 déterminant des modalités du contrôle du bon fonctionnement du mécanisme de rémunération de capacité par la commission de régulation de l'électricité et du gaz.*

([13]) Voir: https://www.elia.be/fr/consultations-publiques/20200828_public-consultation-crm-functioning-rules

([14]) La LOLE95 fait référence à une norme relative au 95e centile selon laquelle, lors de conditions extrêmes dont la probabilité est de 5 % (c'est-à-dire lors d'un hiver très froid qui a lieu une fois tous les 20 ans), la LOLE doit être inférieure à la norme donnée, qui est, dans le cas de la Belgique, de 20 heures.

([15]) JO L 158 du 14.6.2019, p. 54.

([16]) Décision de l'ACER du 2 octobre 2020 relative à la méthode de calcul du coût de l'énergie non distribuée, du coût qu'un nouvel entrant doit couvrir et de la norme de fiabilité: https://www.acer.europa.eu/Official_documents/Acts_of_the_Agency/Individual%20decisions%20Annexes/ACER%20Decision%20No%2023-2020_Annexes/ACER%20Decision%2023-2020%20on%20VOLL%20CONE%20RS%20-%20Annex%20I.pdf

(20) Le 28 mai 2021, l'autorité belge de régulation du secteur de l'énergie (Commission de régulation de l'électricité et du gaz, ci-après la «CREG») a soumis au ministre de l'énergie sa proposition de norme de fiabilité pour le territoire belge. La norme de fiabilité proposée par la CREG était de 2 heures et 43 minutes.

(21) Dans son avis du 2 juin 2021, la direction générale de l'énergie du service public fédéral Économie (le «SPF Économie») a recommandé d'arrondir la norme de fiabilité à 3 heures afin d'assurer la cohérence avec les études antérieures sur l'adéquation des ressources nationales et européennes, de se conformer à la pratique qui veut que les normes de fiabilité soient exprimées en heures arrondies comme dans les pays voisins et de tenir compte du fait que le déficit non négligeable constaté pour la Belgique sera comblé grâce à un bouquet énergétique et non grâce à une seule technologie de référence.

(22) Conformément au projet d'arrêté royal relatif à la détermination de la norme de fiabilité et à l'approbation des valeurs des coûts du VOLL et du CONE, la nouvelle norme de fiabilité est fixée à 3 heures.

(23) Le projet d'arrêté royal approuve également l'estimation unique du coût du VOLL, sur la base de la valeur fixée par la direction générale de l'énergie du SPF Économie en collaboration avec le Bureau fédéral du plan, et du CONE, sur la base des technologies de participation active de la demande ([17]).

(24) Le VOLL sera fixé à 16 033 EUR/MWh et le CONE sera fixé à 45 EUR/kW/an.

(25) Le VOLL a été calculé à l'aide d'une méthode de triangulation qui tenait compte de la fonction de production et d'une enquête sur la disposition à payer menée par la CREG. Selon les autorités belges, l'enquête menée par la CREG n'était pas solide, car, entre autres, le seul scénario proposé (correspondant à une température inférieure à +5 °C) n'était pas représentatif de la plupart des scénarios de pénurie. Par conséquent, le poids accordé aux résultats de l'enquête pour estimer le VOLL était limité.

(26) Conformément à la loi sur l'électricité, les calculs relatifs au MRC seront effectués sur la base de la norme de fiabilité en vigueur le 15 septembre de l'année précédant la mise aux enchères.

(27) Compte tenu du calendrier serré à respecter, la Belgique a calculé le volume à acquérir lors des enchères Y-4 et Y-1, prévues pour octobre 2021 et 2024, respectivement, sur la base de l'ancienne norme de fiabilité, sous réserve de son engagement d'ajuster les volumes, si nécessaire, au cas où la nouvelle norme de fiabilité et l'évaluation de l'adéquation feraient apparaître des besoins nettement inférieurs en matière de capacité.

(28) La Belgique s'est également engagée à mettre à jour le VOLL sur la base d'une nouvelle enquête concernant la disposition à payer, conformément à la méthode CONE/VOLL/RS et, si nécessaire, à établir une nouvelle norme de fiabilité avant septembre 2022, en vue d'utiliser la nouvelle norme de fiabilité pour déterminer le volume à acquérir au plus tard pour la mise aux enchères de 2023.

2.3.2. *Évaluation de l'adéquation*

(29) Selon les autorités belges, la Belgique sera confrontée à un problème d'adéquation à partir de 2025, résultant principalement de la sortie progressive du nucléaire prévue entre 2022 et 2025, et le démantèlement des capacités de production d'énergie thermique dans les pays voisins devrait encore aggraver ce phénomène. Ce problème d'adéquation a été mis en lumière au moyen d'une étude nationale sur l'adéquation des ressources envisageant plusieurs scénarios.

(30) L'étude nationale sur l'adéquation couvrant la période 2020-2030, publiée par le gestionnaire du réseau de transport belge Elia en juin 2019 (l'«étude sur l'adéquation et la flexibilité de 2019») ([18]), a mis en lumière la nécessité systématique de disposer de nouvelles capacités d'au moins 3,9 GW dans le scénario «EU-HiLo» (High impact - low probability) (forte incidence - faible probabilité au niveau de l'Union européenne), dès l'hiver 2025-2026. Ce scénario tient compte de l'électricité importée et présume que plusieurs centrales nucléaires françaises pourraient être indisponibles (en plus des périodes d'indisponibilité considérées comme «normales»). Le même scénario a été utilisé dans le cadre de l'évaluation du volume des réserves stratégiques ([19]). Le scénario de base au niveau de l'Union européenne («EU-base») ([20]) révèle qu'une pénurie de 2,4 GW sera enregistrée si la capacité thermique existante du réseau est maintenue (voir figures 4 à 18 de l'étude sur l'adéquation et la flexibilité de 2019).

([17]) La valeur précédente du VOLL en Belgique était de 23,3 EUR/kWh et la valeur estimée du CONE était de 65 EUR/kW/an.

([18]) https://www.elia.be/fr/actualites/communiques-de-presse/2019/06/20190628_press-release-adequacy-and-flexibility-study-for-belgium-2020-2030

([19]) Voir décision C(2018) 589 final relative à l'aide d'État SA.48648 (2017/NN) — Belgique — réserve stratégique.

([20]) Le scénario «EU-base» tient compte des dernières politiques connues de tous les pays européens modélisés (évolutions des secteurs du nucléaire et du charbon, construction prévue de nouvelles installations pour la production de gaz, évolutions de la participation active de la demande et du stockage, mécanismes de capacité, approche fondée sur les flux, règles prévues dans le train de mesures sur l'énergie propre, développement prévu du réseau, etc.).

(31) Les résultats de l'étude sur l'adéquation et la flexibilité de 2019 montrent, dans le scénario EU-HiLo, que, sans intervention, la LOLE atteindrait 10,5 heures en 2025, dépassant ainsi largement la norme de fiabilité nationale en ce qui concerne la sécurité d'approvisionnement. L'indicateur LOLE95 s'élèverait même à 84 heures. Le tableau suivant montre les résultats de la LOLE, tels qu'ils ont été présentés dans l'étude nationale sur l'adéquation pour le scénario EU-HiLo et pour le scénario de base au niveau de l'UE:

Tableau 1

Résultats de la LOLE pour la Belgique dans le cadre de l'étude sur l'adéquation et la flexibilité

	2025		2028		2030	
	EU-base	**EU-HiLo**	**EU-base**	**EU-HiLo**	**EU-base**	**EU-HiLo**
LOLE restante sur le marché (heures)	9,4	10,5	6	6,9	6	6,2
LOLE95 restante sur le marché (heures)	89	84	63	76	43	51

Source: étude sur l'adéquation et la flexibilité de 2019

(32) Le 11 juillet 2019, la CREG a publié une analyse de l'étude sur l'adéquation et la flexibilité de 2019 ([21]). Dans cette analyse, la CREG a notamment remis en question l'utilisation du scénario EU-HiLo en tant que scénario principal. Selon la CREG, il convient d'améliorer la méthode d'évaluation de la rentabilité des capacités existantes et des nouvelles capacités et de tenir compte de l'ensemble des réserves d'équilibrage disponibles en Belgique et à l'étranger.

(33) En novembre 2019, le réseau européen des gestionnaires de réseaux de transport (ci-après le «REGRT-E») a publié ses prévisions relatives à l'adéquation à moyen terme pour 2019 (Mid-Term Adequacy Forecast 2019, ci-après les «prévisions MAF 2019») ([22]) qui font apparaître les résultats suivants pour la Belgique à l'horizon 2025:

Tableau 2

Niveaux de LOLE pour la Belgique dans le cadre des prévisions MAF 2019

	Scénario de base — 2025	**Sensibilité «faibles émissions de carbone» ([23]) — 2025**
LOLE moyenne	1,09 heure	1,61 heure
LOLE95	3,15 heures	-

Source: prévisions «Mid-term Adequacy Forecast - 2019» du REGRT-E

(34) Néanmoins, selon la Belgique, les prévisions MAF 2019 du REGRT-E ne présentent pas les résultats de la LOLE pour la Belgique avec suffisamment de précision, car elles supposent que 2,5 GW supplémentaires seront disponibles ([24]), ce qui n'est, en réalité, pas garanti.

(35) Dans son rapport final d'avril 2020 ([25]), le Forum pentalatéral de l'énergie ([26]) (PLEF) a présenté les résultats suivants pour la Belgique à l'horizon 2025:

([21]) https://www.creg.be/fr/publications/etude-f1957

([22]) https://eepublicdownloads.blob.core.windows.net/public-cdn-container/clean-documents/sdc-documents/MAF/2019/MAF%202019%20Appendix%201%20-%20Detailed%20Results%2C%20Sensitivities%20and%20Input%20Data.pdf

([23]) On tient compte d'une sensibilité relative à l'«arrêt progressif des centrales à charbon». Au total, environ 23,6 GW de capacités de production ont été supprimés du scénario de base pour 2025, principalement en réduisant les capacités de lignite et de houille.

([24]) Selon la Belgique, l'étude prévoyait une production thermique de 2,5 GW et le choix de la technologie était arbitraire.

([25]) https://www.benelux.int/files/4515/8998/1576/PENTAreport_FINAL.pdf

([26]) Le Forum pentalatéral de l'énergie est le cadre de la coopération régionale en Europe centrale et occidentale entre l'Allemagne, l'Autriche, la Belgique, la France, le Luxembourg, les Pays-Bas et la Suisse.

Tableau 3

Niveaux de LOLE pour la Belgique dans le cadre de l'évaluation générale de l'adéquation de 2020 du PLEF

	Scénario de base — 2025 ([27])	**Sensibilité «faible part de gaz» — 2025** ([28])	**Sensibilité «faible part de nucléaire/CNT en Suisse»** ([29])
LOLE moyenne	3,3 heures	8,1 heures	4,6 heures

Source: «évaluation de l'adéquation des capacités de production — Avril 2020 — Rapport final» du Forum pentalatéral de l'énergie

(36) En novembre 2020, le REGRT-E a publié ses prévisions MAF 2020. Dans le scénario de base pour 2025, les résultats des prévisions MAF 2020 montrent une LOLE moyenne de 0,4 heure, répondant ainsi au critère d'adéquation défini par la loi pour la Belgique, qui correspond à une LOLE de 3 heures.

(37) Cependant, dans les observations des pays figurant en annexe des prévisions MAF 2020, la Belgique a indiqué que: «Les prévisions MAF 2020 prévoient une quantité importante de capacités "nouvellement construites", réparties dans un grand nombre de pays. Il convient de noter qu'en règle générale, il n'est pas certain que ces capacités finiront par se concrétiser en 2025, d'où la nécessité d'interpréter avec prudence ces hypothèses et les résultats qui en découlent, tels que présentés dans les prévisions MAF 2020. En outre, la Belgique fait partie depuis plusieurs années de la région dans laquelle le couplage des marchés fondé sur les flux a déjà été mis en œuvre. Alors qu'un modèle de simulation fondé sur les flux a été mis au point et mis en œuvre par Elia, par exemple dans l'étude de 2019 d'Elia, et a également été utilisé dans l'étude sur l'évaluation de l'adéquation des capacités de production de 2020 du PLEF, cette approche n'est pas encore utilisée dans [ladite] étude MAF 2020».

(38) Dans leur notification, les autorités belges ont indiqué que la méthode et les données sont harmonisées au niveau européen de sorte que l'étude sur l'adéquation et la flexibilité de 2019 soit conforme aux prévisions MAF 2019.

(39) Conformément à l'article 23, paragraphe 3, du règlement sur l'électricité, il convient que le REGRT-E élabore une méthode à utiliser pour l'évaluation de l'adéquation des ressources à l'échelle européenne (ERAA) et pour toute évaluation de l'adéquation des ressources à l'échelle nationale (NRAA) (voir article 24 du règlement sur l'électricité). Cette méthode devrait être approuvée par l'ACER.

(40) Le 2 octobre 2020, l'ACER a approuvé la méthode pour l'évaluation de l'adéquation des ressources à l'échelle européenne (la «méthode ERAA») ([30]).

(41) Le 30 juin 2021, Elia a publié une nouvelle étude sur l'adéquation et la flexibilité pour la période 2022-2032 (l'«étude sur l'adéquation et la flexibilité de 2021»).

(42) Conformément à la méthode ERAA, Elia a intégré les éléments de la méthode ERAA exposés ci-dessous dans le cadre de l'étude sur l'adéquation et la flexibilité de 2021:

a) les années climatiques: Elia a choisi de mettre en œuvre la première option décrite dans la méthode ERAA, à savoir s'appuyer sur une meilleure prévision des projections climatiques futures;

b) l'évaluation de la viabilité économique: Elia a mis au point une méthode pour calculer la viabilité économique des différents actifs du réseau électrique, conformément à la méthode ERAA;

([27]) Comme dans les prévisions MAF 2019, «pour 2025, on suppose donc dans cette étude qu'il est nécessaire qu'une nouvelle capacité de 2,5 GW soit fournie dans le cadre du MRC en 2025 afin d'atteindre les objectifs d'adéquation de la Belgique».

([28]) «Dans le cadre de la sensibilité "faible part de gaz" du PLEF pour la Belgique, la nouvelle capacité présumée de 2,5 GW a été supprimée du "scénario de base" du PLEF»; «Les capacités gazières belges et françaises sont respectivement inférieures de 2,5 GW et de 2,2 GW à celles du scénario de base. Pour l'Autriche (capacité gazière inférieure de 1,2 GW), les Pays-Bas (capacité gazière inférieure de 1,6 GW) et le Luxembourg (capacité gazière inférieure de 0,1 GW), l'impact est modéré».

([29]) «Dans le cadre de la sensibilité "faible part de nucléaire/CNT en Suisse", la capacité nucléaire est inférieure de 1 700 MW en France et de 1 190 MW en Suisse. Pour tous les autres pays, la capacité installée reste inchangée par rapport au scénario de base. En outre, les capacités nettes de transfert (CNT) entre la Suisse et les zones voisines sont réduites afin de tenir compte de l'augmentation des flux non planifiés à travers la Suisse en raison du fait que la Suisse pourrait ne pas être incluse dans le couplage des marchés fondé sur les flux (FBMC) en 2025».

([30]) Décision de l'ACER sur la méthode ERAA: https://www.acer.europa.eu/Official_documents/Acts_of_the_Agency/Individual%20decisions%20Annexes/ACER%20Decision%20No%2024-2020_Annexes/ACER%20Decision%2024-2020%20on%20ERAA%20-%20Annex%20I.pdf

c) l'approche fondée sur les flux: le cadre de modélisation d'Elia intègre toutes les adoptions connues et prévues de la conception du marché dans la méthode de calcul de la capacité fondée sur les flux, comme l'extension de la région à la région Core, le «couplage hybride avancé», ou les règles relatives à la marge minimale encore disponible (minRAM) introduites par le règlement sur l'électricité;

d) la flexibilité: l'étude comprend à la fois le calcul des besoins en flexibilité et des moyens de flexibilité du système global et une évaluation du dimensionnement des réserves de stabilisation de la fréquence et des réserves de restauration de la fréquence pour chaque année cible afin de refléter les réserves nécessaires pour couvrir les déséquilibres, conformément aux exigences juridiques qui sont modélisées dans les simulations d'adéquation. En outre, l'énergie éolienne en mer présente des caractéristiques de flexibilité avancées et les technologies «power-to-x» (conversion de l'électricité en d'autres vecteurs) figurent parmi les nouvelles technologies. Enfin, une attention particulière est accordée aux répercussions de l'intégration de la deuxième vague du développement des capacités de production d'énergie éolienne en mer et des plateformes d'équilibrage transfrontalières;

e) l'intégration sectorielle: en ce qui concerne le couplage sectoriel, les interfaces entre le réseau électrique et différents secteurs tels que les secteurs du transport, du chauffage et du gaz sont prises en considération grâce à l'inclusion d'hypothèses portant sur les véhicules électriques, les pompes à chaleur et les capacités de production des centrales thermiques à gaz, respectivement. Afin d'appréhender les implications de l'utilisation de l'électricité pour produire de l'hydrogène dans la modélisation utilisée dans [ladite] étude, les électrolyseurs ont été ajoutés dans la catégorie des sources (flexibles) de consommation d'électricité en Belgique et à l'étranger. En outre, une attention particulière a été accordée à la numérisation de la surconsommation en électricité des secteurs des transports et de la production de chaleur;

f) une période de dix ans: l'étude est basée sur une période de dix ans (2022-2032). Afin de réduire le nombre de simulations et de calculs, toutes les sensibilités et tous les scénarios n'ont pas été simulés pour toutes ces années: certaines années clés ont été étudiées plus en profondeur. Un grand nombre de sensibilités ont été appliquées en Belgique et à l'étranger afin d'appréhender et de comprendre les implications de la modification de certaines hypothèses. À titre de comparaison, l'ERAA de 2021 ne devrait simuler que les années 2025 et 2030;

g) les variantes avec et sans mécanismes de capacité: conformément au règlement sur l'électricité et à la méthode ERAA, Elia a inclus des scénarios comprenant et excluant les mécanismes de capacité à l'échelle du marché en Europe.

(43) Les autorités belges ont fait valoir que les principales exigences méthodologiques prévues dans la méthode ERAA ont été mises en œuvre dans le cadre de cette étude.

(44) Conformément au règlement sur l'électricité, les NRAA doivent inclure les scénarios centraux de référence. Ces scénarios comprennent, entre autres, une évaluation de la viabilité économique des actifs de production. La méthode ERAA précise en outre que deux scénarios centraux de référence doivent être définis, l'un comprenant les mécanismes de capacité au niveau européen et l'autre n'incluant pas ces mécanismes de capacité.

(45) Par conséquent, dans l'étude sur l'adéquation et la flexibilité de 2021, deux scénarios centraux ont été explorés:

a) «EU-BASE»: il correspond à un scénario qui tient compte des mécanismes de capacité à l'échelle du marché déjà approuvés en France, en Grande-Bretagne, en Pologne, en Italie et en Irlande et qui suppose que ceux-ci seront en place jusqu'à la fin de la période couverte par cette étude;

b) «EU-noCRM»: il correspond à un scénario qui exclut les revenus tirés des mécanismes de capacité à l'échelle du marché, en supposant ainsi qu'il n'existe aucun mécanisme de capacité à l'échelle du marché en Europe.

(46) L'étude sur l'adéquation et la flexibilité de 2021 tient compte de la contribution de toutes les ressources, y compris les possibilités existantes et futures pour la production, le stockage d'énergie, l'intégration sectorielle, la participation active de la demande, l'importation et l'exportation et leur contribution à une gestion souple du système.

(47) Les autorités belges ont fait valoir que la modélisation des prix d'équilibre maximaux effectuée dans le cadre de l'étude sur l'adéquation et la flexibilité de 2021 tient compte de toutes les dispositions juridiques applicables, telles que la limite de prix maximale actuellement en vigueur, la règle des 60 % ([31]) énoncée dans le règlement (UE) 2015/1222 de la Commission du 24 juillet 2015 établissant une ligne directrice relative à l'allocation de la capacité et à la gestion de la congestion ([32]) et la décision n° 04/2017 de l'ACER du 14 novembre 2017.

([31]) La décision n° 04/2017 de l'ACER du 14 novembre 2017 prévoit que, dans le cas où le prix d'équilibre dépasse 60 % du prix d'équilibre maximal harmonisé pour le couplage unique journalier dans au moins une unité de temps du marché dans une journée dans une seule zone de dépôt des offres ou dans plusieurs zones de dépôts des offres, le prix d'équilibre maximal harmonisé est majoré de 1 000 EUR/MWh.

([32]) JO L 197 du 25.7.2015, p. 24.

(48) L'étude sur l'adéquation et la flexibilité de 2021 modélise l'augmentation automatique du prix d'équilibre maximal à partir de 2025. D'après les autorités belges, il est plus que probable qu'aucune perte de charge ne sera subie avant 2025; par conséquent, aucune augmentation du prix d'équilibre maximal n'est modélisée avant 2025. Toutefois, selon les autorités belges, même si le plafond de prix venait à augmenter, la modélisation montre que les résultats de l'évaluation de la viabilité économique pour 2025 resteraient les mêmes (voir figure 3-72 de l'étude sur l'adéquation et la flexibilité de 2021). La Belgique s'est engagée à veiller à ce que la nouvelle étude sur l'adéquation, qui doit être publiée au plus tard en juin 2023, tienne pleinement compte de la méthode relative aux augmentations dynamiques des prix à partir du début de la période de simulation.

(49) Selon l'étude sur l'adéquation et la flexibilité de 2021, à partir de 2025, une fois la sortie du nucléaire achevée, la Belgique devra faire face à un besoin structurel de nouvelles capacités. Ce besoin s'élèvera à 2 GW en 2025 dans le scénario central «EU-BASE» et augmentera progressivement pour atteindre 3,9 GW d'ici à 2032. L'augmentation des besoins est liée à la hausse prévue de la consommation d'électricité et à la réduction des importations pendant les périodes de pénurie en Belgique.

(50) L'étude sur l'adéquation et la flexibilité de 2021 prévoit que seule une part très faible des nouvelles capacités sera viable via le marché «energy-only» d'ici à 2025.

(51) Par conséquent, les autorités belges estiment que, si aucune action n'est entreprise, la Belgique sera confrontée à un problème d'adéquation des ressources à partir de 2025.

(52) L'étude sur l'adéquation et la flexibilité de 2021 est la plus récente et demeure, à ce jour, l'avis le plus pertinent sur la nécessité du MRC.

2.3.3. *Défaillances du marché*

(53) La Belgique a recensé un certain nombre de défaillances du marché qui entravent le bon fonctionnement, la sécurité, l'abordabilité et la durabilité du marché de l'électricité.

(54) Une première défaillance du marché découle de différents facteurs qui font obstacle à l'envoi de signaux de prix efficaces et de l'interdiction que les prix de l'énergie atteignent le VOLL, ainsi que d'autres imperfections de la conception du marché.

(55) La combinaison de ces défaillances du marché et des mesures réglementaires associées est susceptible d'«atténuer» les signaux de prix sur les marchés de l'électricité, de sorte que les prix n'atteignent pas un niveau «efficace» en période de pénurie. Il en résulte un déficit chronique de revenus pour les exploitants de centrales et les opérateurs de participation active de la demande si bien que leur capacité à récupérer leurs coûts fixes et variables en est affectée, phénomène communément appelé le «missing money», qui empêche les forces du marché d'atteindre le niveau d'adéquation requis.

(56) En théorie, on pourrait remédier à l'impossibilité pour les consommateurs de choisir le niveau de fiabilité souhaité sur un marché «energy-only», en laissant les prix atteindre un niveau réglementaire reflétant le prix auquel les consommateurs ne seraient plus disposés à payer pour l'énergie et en autorisant les producteurs à percevoir des rentes de rareté. Cependant, en raison de la faible participation active de la demande, il est difficile de déterminer le VOLL réel et les pics de prix soulèvent des problèmes d'acceptabilité politique.

(57) Selon les autorités belges, une deuxième défaillance du marché résulte de l'aversion au risque manifestée par les investisseurs dans un contexte de volatilité accrue et de forte incertitude réglementaire. La pénétration croissante des sources d'énergie renouvelables intermittentes rend les prix plus volatils et augmente l'incertitude quant à la possibilité pour les technologies conventionnelles de récupérer leurs coûts fixes sur le marché de l'électricité. Selon la Belgique, le fait d'apporter de légères modifications aux conditions associées au degré d'introduction des SER, par exemple, les objectifs concernant l'énergie solaire, l'éolien terrestre et l'éolien en mer, pourrait fortement influencer les revenus générés par les technologies de production conventionnelles. Le problème du «missing money» s'aggrave à mesure que la capacité intermittente augmente. Par conséquent, selon les autorités belges, cela augmente le risque économique lié aux investissements dans les technologies de production conventionnelles flexibles. En outre, selon la Belgique, les prix de l'énergie couvrent en général une période inférieure à trois ans, ce qui laisse peu de temps aux investisseurs pour constituer un dossier d'investissement. En outre, selon les autorités belges, même si les marchés à terme pouvaient s'adapter aux changements progressifs de l'offre et de la demande, ils ne seraient pas en mesure d'offrir une protection en cas de choc structurel important, tel que la sortie progressive du nucléaire prévue en Belgique.

(58) Troisièmement, la fiabilité des réseaux électriques présente certains aspects d'intérêt public. En effet, les investissements visant à garantir un niveau plus élevé de sécurité d'approvisionnement profitent à tous, alors que, comme expliqué précédemment, il est impossible que le gestionnaire de réseau déconnecte, de manière sélective, la majeure partie des consommateurs finaux individuels sur la base de leur disposition à payer. Ainsi, les producteurs recevront probablement des incitations sous-optimales à investir dans les capacités de production, ce qui, en fin de compte, se traduira par des niveaux sous-optimaux de fiabilité du système.

(59) Selon les autorités belges, ces questions prennent une forme particulière en Belgique, dans la mesure où le marché belge est un marché relativement petit et fortement interconnecté et qu'il est donc également affecté par des risques d'approvisionnement analogues émanant des marchés de l'électricité voisins. Par conséquent, selon les autorités belges, l'adéquation de la Belgique est fortement influencée par la situation sur les marchés de l'électricité voisins.

(60) En 2018, la Commission a approuvé la mise en œuvre d'une réserve stratégique pour la Belgique jusqu'au 31 mars 2022 ([33]). L'objectif de la réserve stratégique est de répondre aux pics de la demande pendant les périodes hivernales lorsque le marché n'y parvient pas, en maintenant hors marché un certain nombre des capacités de production et de participation active de la demande existantes en tant que système de secours, qui ne seront activées que lorsque les ressources d'équilibrage seront épuisées.

2.3.4. *Réformes du marché*

(61) Le 25 novembre 2019, la Commission a reçu un plan de mise en œuvre ([34]) de la part du ministère belge de l'énergie préparé conformément à l'article 20, paragraphe 3, du règlement sur l'électricité, qui exige que les États membres qui ont recensé des difficultés d'adéquation établissent, dans un plan de mise en œuvre, des mesures visant à éliminer les distorsions réglementaires ou les carences du marché sur leurs marchés. Après une consultation publique, la Commission a adopté le 30 avril 2020 un avis sur le plan de mise en œuvre de la Belgique, conformément à l'article 20, paragraphe 5, du règlement sur l'électricité ([35]). La Belgique a adopté et présenté à la Commission une version finale de son plan de mise en œuvre ([36]).

(62) En ce qui concerne les marchés d'équilibrage, la Belgique a introduit une «composante alpha» dans son mécanisme de tarification du déséquilibre. Il s'agit d'une composante supplémentaire de la tarification du déséquilibre qui est imposée aux responsables d'équilibre afin de renforcer les signaux prix en temps réel lorsque le déséquilibre du système se creuse dans la zone de contrôle belge. Dans son avis, la Commission invite la Belgique à examiner si cette fonction de valorisation de la rareté devrait s'appliquer non seulement aux responsables d'équilibre, mais aussi aux fournisseurs de services d'équilibrage. Cela pourrait soutenir la sécurité d'approvisionnement en veillant à ce que le même prix s'applique aux responsables d'équilibre et aux fournisseurs de services d'équilibrage pour l'énergie produite/consommée, étant donné qu'une différenciation des prix peut conduire à un arbitrage inefficient de la part des acteurs du marché. La Commission considère également que la fonction de valorisation de la rareté devrait être déclenchée par la rareté des réserves dans le système et qu'elle devrait être calibrée de manière à augmenter les prix de l'énergie d'équilibrage jusqu'au VOLL lorsque le système a épuisé ses réserves. La Commission a invité la Belgique à envisager de modifier son régime de valorisation de la rareté au plus tard d'ici au 1er janvier 2022. De plus, la Belgique met actuellement en œuvre la compensation des déséquilibres et se prépare à rejoindre les plateformes d'équilibrage de l'UE pour l'aFRR (réserve de restauration de la fréquence avec activation automatique) et les mFRR (réserves de restauration de la fréquence avec activation manuelle) qui devraient être en place respectivement d'ici la fin 2021 et 2022. En outre, la Belgique a pris les engagements suivants concernant l'acquisition de services d'équilibrage et de services auxiliaires:

a) au plus tard en juillet 2020, les réserves de stabilisation de la fréquence (FCR) devaient faire l'objet d'achats sur une base journalière et exclusivement via la plateforme régionale;

b) au plus tard en juillet 2020, l'aFRR devait faire l'objet d'achats sur une base journalière et la participation au marché est ouverte à toutes les technologies, tous les acteurs et tous les niveaux de tension. L'énergie d'équilibrage activée est rémunérée au prix marginal dès que le niveau de liquidité est suffisant;

c) depuis février 2020, les mFRR sont dimensionnées sur une base journalière et l'énergie d'équilibrage activée est rémunérée au prix marginal.

(63) Dans le rapport annuel présenté par la Belgique en juillet 2021, il est confirmé que ces mesures ont été mises en œuvre entre-temps.

([33]) Voir décision C(2018) 589 final relative à l'aide d'État SA.48648 (2017/NN) — Belgique — Réserve stratégique.
([34]) https://ec.europa.eu/energy/consultations/consultation-belgiums-market-reform-plan_fr
([35]) Avis C(2020) 2654 final de la Commission. https://ec.europa.eu/energy/topics/markets-and-consumers/capacity-mechanisms_fr
([36]) https://economie.fgov.be/sites/default/files/Files/Energy/Belgian-electricity-market-Final-implementation-plan-CRM-22062020.pdf

(64) En Belgique, la participation active de la demande peut prendre part aux marchés de gros de l'électricité (y compris les échéances journalières et infrajournalières) ainsi qu'au marché d'équilibrage et est traitée de la même manière que les autres acteurs du marché et fournisseurs de services d'équilibrage. La participation active de la demande peut être représentée soit individuellement, soit par l'intermédiaire d'agrégateurs. Pour faciliter davantage la participation active de la demande, la Belgique s'est engagée, dans le cadre de son plan de mise en œuvre (présenté en 2019), à déployer des compteurs intelligents à des rythmes différents pour chacune de ses régions:

a) Flandre ([37]):

1) en 2023 au plus tard, 33 % des clients disposeront d'un compteur intelligent,

2) en 2028 au plus tard, 66 % des clients disposeront d'un compteur intelligent,

3) en 2034 au plus tard, 100 % des clients disposeront d'un compteur intelligent;

b) Wallonie:

1) le déploiement systématique de compteurs intelligents interviendra au plus tard le 1er janvier 2023: i) pour les consommateurs résidentiels en défaut de paiement, ii) lorsque le compteur doit être changé, iii) pour les nouveaux raccordements au réseau, iv) lorsque le consommateur le demande,

2) au plus tard le 31 décembre 2029, on comptera 80 % de compteurs intelligents installés pour i) les consommateurs dont la consommation est égale ou supérieure à 6 000 kWh; les prosommateurs, lorsque la puissance électrique nette développable est égale ou supérieure à 5 kWe; iii) les points de recharge ouverts au public;

c) Région de Bruxelles-Capitale: le déploiement de compteurs intelligents a lieu i) lorsque les compteurs doivent être changés ou ii) pour les nouveaux raccordements au réseau.

(65) En 2020, le niveau d'interconnexion électrique était de 21 % en Belgique. Compte tenu des projets déjà programmés (voir plan de développement fédéral 2020-2030 ([38])), le niveau d'interconnexion électrique belge atteindra environ 30 % d'ici à 2030 ([39]). Les renforcements suivants du réseau belge sont devenus opérationnels récemment ou le deviendront dans les années à venir:

a) ALEGrO: le projet d'intérêt commun (PIC) ALEGrO, une interconnexion d'une capacité de 1 GW entre la Belgique et l'Allemagne, a été mis en service en 2020 ([40]);

b) NEMO: le projet d'intérêt commun NEMO, une interconnexion de 1 GW entre la Belgique et le Royaume-Uni, est opérationnel depuis 2019;

c) BRABO: le projet d'intérêt commun BRABO porte sur un renforcement du réseau électrique belge destiné, entre autres, à augmenter la capacité d'importation depuis les Pays-Bas.

2.4. **Bénéficiaires**

2.4.1. *Admissibilité*

(66) Le MRC sera ouvert à toutes les capacités pouvant contribuer à l'adéquation des ressources, qu'il s'agisse de capacités existantes ou nouvelles, du stockage et de la participation active de la demande. L'agrégation des capacités, y compris celles provenant de différentes technologies, sera autorisée.

(67) La participation des capacités étrangères sera également autorisée. Les règles sont décrites plus en détail dans la section 2.10.

(68) Les bénéficiaires du MRC seront les fournisseurs de capacité sélectionnés dans le cadre de la procédure de mise en concurrence.

([37]) En 2020, le gouvernement flamand a décidé d'accélérer le déploiement des compteurs intelligents, avec pour objectif de remplacer 80 % de l'ensemble des compteurs d'énergie des ménages flamands d'ici à la fin de 2024. En outre, dans l'arrêté modifié relatif à l'énergie du 17 juillet 2020, le gouvernement flamand s'est fixé pour ambition de remplacer tous les compteurs traditionnels en Flandre par des compteurs d'énergie numériques d'ici au 1er juillet 2029.

([38]) https://www.elia.be/fr/infrastructure-et-projets/plans-investissements/plan-de-developpement-federal-2020-2030.

([39]) Ces pourcentages sont basés sur les définitions utilisées par le groupe d'experts relatif aux objectifs d'interconnexion électrique (ITEG), c'est-à-dire que le niveau d'interconnexion est égal aux importations totales divisées par la capacité de production totale, les importations totales correspondant au «flux d'énergie maximal que les actifs transfrontaliers peuvent transmettre conformément aux critères de sécurité du système».

([40]) À la fin de 2020, l'interconnexion ALEGrO entre la Belgique et l'Allemagne a été achevée, permettant des échanges d'électricité entre les deux pays. Depuis novembre 2020, cette interconnexion est mise à la disposition d'activités commerciales.

2.4.2. *Seuil de participation minimal*

(69) Le seuil de participation minimal a été fixé à 1 MW, notamment pour les raisons suivantes:

a) l'alignement sur le marché d'équilibrage;

b) cette valeur est le résultat d'un dialogue continu avec les acteurs du marché, notamment de plusieurs consultations publiques formelles;

c) le fait de passer en dessous de la limite de 1 MW implique que de nombreuses petites capacités devront entamer le processus obligatoire de préqualification dans le cadre du MRC et supporter les coûts y afférents, même si elles n'ont pas l'intention de participer à la mise aux enchères du MRC;

d) le fait de passer en dessous du seuil de 1 MW augmente aussi considérablement la charge administrative.

(70) L'arrêté royal sur les critères d'admissibilité relatifs au cumul des aides et au seuil de participation minimal prévoit d'évaluer le niveau du seuil de participation minimal pendant la durée du MRC, au moins tous les cinq ans.

(71) Les règles relatives à l'agrégation permettent aux plus petits fournisseurs de capacité n'atteignant pas le seuil minimal requis de participer au mécanisme.

2.4.3. *Agrégation*

(72) Plusieurs fournisseurs de capacité peuvent choisir de s'agréger en une seule unité du marché de capacité d'au moins 1 MW sans limitation de taille maximale. La seule restriction est que les points de livraison auxquels les programmes journaliers des marchés de l'énergie s'appliquent (généralement les points de livraison actuels d'une taille supérieure à 25 MW) ne peuvent pas faire partie d'un portefeuille agrégé. L'agrégation est autorisée pour toutes les technologies. En outre, la réaffectation des composantes au sein d'une unité du marché de capacité agrégée (ci-après «CMU») est autorisée afin de faire preuve de davantage de souplesse à l'égard des agrégateurs et d'encourager leur participation au processus de mise aux enchères.

(73) Les règles relatives à l'agrégation feront l'objet d'examens périodiques et seront modifiées si les autorités belges le jugent nécessaire, afin de s'assurer que les règles relatives à l'agrégation ne constituent pas un obstacle à la participation aux enchères.

2.4.4. *Capacité non prouvée*

(74) Une catégorie spécifique intitulée «capacité non prouvée» est prévue dans le mécanisme. Elle est définie comme une capacité qui, au début du processus de préqualification des enchères Y-4, ne peut être associée à un point de livraison et ne peut donc pas respecter les exigences de préqualification relatives au point de livraison. Cette catégorie est ouverte à toutes les technologies et vise à encourager la participation des capacités qui pourraient déjà rencontrer davantage de difficultés à atteindre le niveau de maturité standard requis dans le cadre des enchères Y-4. Les capacités non prouvées représentent des projets moins matures, par exemple, lorsque le point de livraison n'est pas encore connu, ou lorsqu'aucun plan d'exécution n'est disponible pour le projet et que le projet ne gagnera en maturité que pendant la période de préfourniture. Les autorités belges ont expliqué que le concept de «capacité non prouvée» a été introduit à la demande du marché et qu'il pourrait être particulièrement utile pour les agrégateurs/fournisseurs de participation active de la demande qui estiment être en mesure de trouver une telle capacité au cours de la période de préfourniture, mais qui, par exemple, doivent encore achever des accords avec des sites demandeurs ou envisagent plusieurs clients potentiels. Les capacités non prouvées ne devraient être proposées qu'aux enchères Y-4. Cette catégorie ne peut être classée que dans la catégorie de capacité standard des contrats d'un an (voir considérants 138 et 145).

(75) Afin de limiter le risque posé par le fait de dépendre de projets moins matures pour la sécurité du système, la capacité totale qui peut être acceptée dans cette catégorie est limitée à 200 MW pour la première enchère. La loi sur l'électricité prévoit qu'une décision soit prise concernant cette capacité totale maximale pour chaque enchère. Le seuil pourrait encore évoluer dans le temps en cas de retour d'expérience positif.

2.4.5. *Réduction de puissance («de-rating»)*

2.4.5.1. Règles générales

(76) Le MRC est ouvert à tous les détenteurs de capacité en fonction de leur taux de disponibilité et de leur contribution à l'objectif d'adéquation des ressources. En effet, les CMU ne sont pas censées être disponibles 100 % du temps à 100 % de leur puissance de référence en raison, par exemple, des conditions météorologiques, des cycles de maintenance et des pannes.

(77) C'est pourquoi un facteur de réduction est calculé pour chaque technologie afin d'évaluer sa fiabilité et sa contribution à la sécurité d'approvisionnement pendant des périodes particulièrement importantes du point de vue de l'adéquation (appelées les «situations de pénurie simulées»). Ainsi, les détenteurs de capacité ne peuvent participer qu'à la mise aux enchères et ne peuvent donc prétendre qu'à des contrats de capacité à hauteur de leur capacité affectée d'un facteur de réduction ([41]).

(78) La méthode de calcul de ces paramètres de réduction diffère selon la technologie et est décrite plus en détail dans l'arrêté royal, qui définit la méthode de calcul du volume de la capacité et des paramètres des enchères. Elle dépendra de la catégorie de la capacité:

a) les facteurs de réduction des technologies thermiques avec un programme journalier sont déterminés sur la base d'une analyse statistique, à partir de données historiques, en soustrayant le taux d'arrêt fortuit, car ce paramètre est considéré comme étant indépendant des conditions climatiques;

b) les facteurs de réduction des technologies thermiques sans programme journalier sont déterminés par des mesures. Si les mesures sont jugées insuffisantes, elles sont simulées en divisant la contribution moyenne attendue de ces technologies pendant les situations de pénurie simulées par la puissance de référence nominale agrégée de la technologie;

c) les facteurs de réduction des technologies dépendantes des conditions climatiques avec un programme journalier et des technologies dépendantes des conditions climatiques sans programme journalier qui n'ont pas choisi un accord de niveau de service [voir point e) ci-dessous] seront déterminées en divisant la contribution moyenne connexe de ces technologies pendant les situations de pénurie simulées par la puissance de référence nominale agrégée de la technologie applicable;

d) les facteurs de réduction des technologies à énergie limitée avec un programme journalier seront déterminés en divisant la contribution moyenne attendue de ces technologies pendant les situations de pénurie simulées par la puissance de référence nominale agrégée;

e) pour les accords de niveau de service (SLA) (ils sont destinés en général à la participation active de la demande et au stockage à petite échelle, mais ils sont également accessibles à toutes les technologies ne disposant pas d'un programme journalier, y compris les SER): le facteur de réduction est associé à chaque SLA choisi par la CMU elle-même lors du processus de préqualification (et il correspond à la valeur fixée dans le contrat de capacité) en fonction des contraintes énergétiques sélectionnées. Cela permet aux technologies ne disposant pas d'un programme journalier de déterminer elles-mêmes quel SLA est le plus adapté à leurs contraintes techniques, plutôt que de leur imposer un SLA prédéfini. En outre, un agrégateur peut choisir le SLA qui correspond le mieux à son portefeuille.

(79) Le 4 mai 2021, la Belgique a fourni des facteurs de réduction actualisés, qui sont indiqués dans le tableau ci-dessous:

Tableau 4

Facteurs de réduction

Accord de niveau de service (SLA)		
Disponibilité/durée [h]	SLA	Stockage à grande échelle
1 h	11 %	11 %
2 h	19 %	19 %
3 h	28 %	28 %
4 h	36 %	36 %
6 h	52 %	52 %
8 h	65 %	65 %

Technologies thermiques avec un programme journalier	
Sous-catégorie	**Facteur de réduction**
Turbines à gaz à cycle combiné (TGCC)	91 %
Turbines à gaz à circuit ouvert (TGCO)	90 %
Turbojets	96 %

([41]) Les fournisseurs de capacité n'ont droit qu'à des contrats de capacité à hauteur de leur volume admissible, qui correspond à leur puissance de référence (en tenant compte des volumes d'opt-out) multipliée par le facteur de réduction.

Moteurs à gaz	95 %
Moteurs diesel	93 %
Installations de production combinée de chaleur et d'électricité (PCCE ou centrales de cogénération)	93 %
Centrales à biomasse	93 %
Installations d'incinération des déchets	93 %
Centrales nucléaires	96 %
Centrales à charbon	90 %
Technologies à énergie limitée avec un programme journalier	
Disponibilité/durée [h]	**Facteur de réduction**
1	11 %
2	19 %
3	28 %
4	36 %
5-6	52 %
7-8	65 %
Technologies dépendantes des conditions climatiques	
Sous-catégorie	**Facteur de réduction**
Éoliennes en mer	15 %
Éoliennes terrestres	6 %
Installations d'énergie solaire	4 %
Centrales hydrauliques au fil de l'eau	34 %
Technologies thermiques sans programme journalier	
Sous-catégorie	**Facteur de réduction**
Technologies thermiques agrégées	62 %

Source: notification ([42])

(80) Les règles relatives à la réduction de puissance peuvent être réexaminées chaque année et modifiées si nécessaire. En particulier, le GRT procédera à des consultations au sujet de la liste des technologies actuelles existant sur le marché. S'il reçoit des commentaires indiquant qu'un nouveau type de technologie ne figure pas dans la liste, il pourra toujours en tenir compte lors de la calibration annuelle des facteurs de réduction. Par conséquent, si nécessaire, les facteurs de réduction et les technologies seront mis à jour et révisés chaque année.

2.4.6. Règles applicables à la participation transfrontalière

(81) En ce qui concerne la participation transfrontalière, la capacité d'entrée maximale disponible pour la participation de capacités étrangères indirectes dans une zone de contrôle est définie par le gestionnaire de réseau pour chaque zone de marché directement reliée électriquement à la zone de contrôle belge, conformément à l'article 26 du règlement sur l'électricité.

(82) Dans l'attente de l'adoption des stratégies, propositions ou décisions pertinentes mettant en œuvre l'article 26 du règlement sur l'électricité, la contribution de chaque zone de marché directement reliée à la Belgique est déterminée par la contribution de ces zones pendant les situations de pénurie simulées, comme décrit à la section 2.10.1.

([42]) Ce document est également disponible à l'adresse suivante: CRM-bijlage-reductiefactoren-veiling-10-2021.pdf (fgov.be)

2.4.7. *Règles applicables aux capacités non prouvées*

(83) Pour garantir des conditions de concurrence équitables avec les autres capacités contractées lors de l'enchère Y-4, Elia utilisera les facteurs de réduction connus au moment de l'enchère Y-4 comme paramètre d'entrée pour le processus de préqualification standard des capacités non prouvées (étant donné que le processus de préqualification standard associé à ces capacités peut être organisé jusqu'à 24 mois après l'enchère Y-4).

2.5. **Processus de mise aux enchères et règles de tarification**

2.5.1. *Fréquence des enchères*

(84) Selon la notification, le GRT organisera des mises aux enchères dans le cadre du MRC en fonction du niveau de ressources de capacité requises pour garantir un niveau approprié d'adéquation des ressources pour atteindre la norme de fiabilité.

(85) Une mise aux enchères de capacité est organisée chaque année, pour une fourniture quatre ans plus tard («enchères Y-4»). Une autre mise aux enchères est organisée un an avant la période de fourniture visée par la mise aux enchères principale («enchères Y-1»). La première mise aux enchères Y-4 devrait être organisée en 2021, tandis que la première mise aux enchères Y-1 devrait avoir lieu en 2024.

2.5.2. *Détermination du volume devant être mis aux enchères*

(86) Dans une version antérieure de la loi sur l'électricité, l'article 7 *undecies*, paragraphe 2, prévoyait que la méthode définissant les paramètres déterminant la quantité de capacité à acheter soit proposée par le GRT. En vertu du règlement sur l'électricité, applicable depuis le 1er janvier 2020, l'État membre approuve le volume devant être mis aux enchères sur la base d'une proposition de l'autorité de régulation CREG. Le comité MRC (SPF Économie, CREG, Elia et le cabinet du ministre de l'énergie) a donc décidé, dès 2019, que la CREG élaborerait une proposition concernant la méthode définissant les paramètres qui déterminent le volume à acquérir lors des enchères. Les considérants suivants donnent davantage de précisions sur la chronologie des événements.

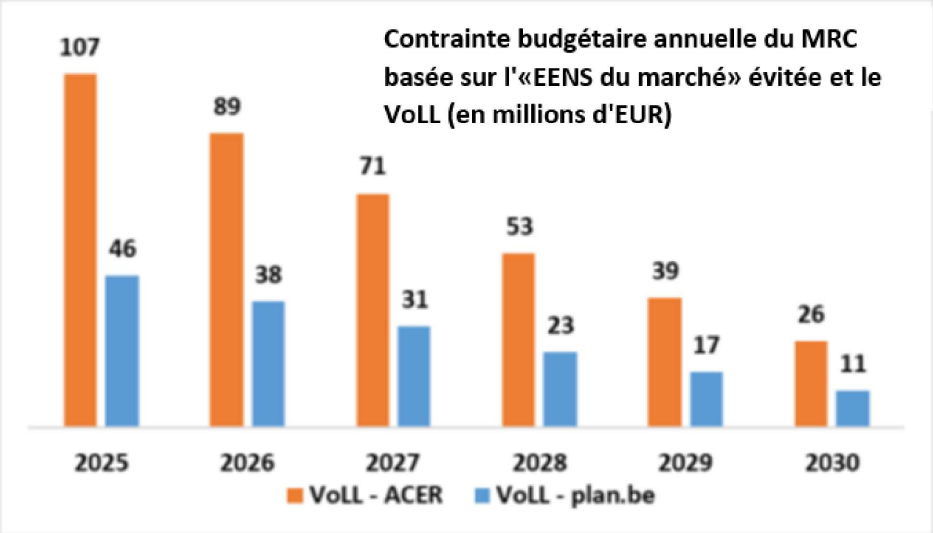
(87) Le 22 novembre 2019, Elia a élaboré un projet de proposition d'arrêté royal fixant la méthode de calcul des paramètres des enchères (tels que les facteurs de réduction, les prix d'exercice et de référence, le plafond de prix intermédiaire), notamment le processus consistant à déterminer le scénario à retenir en vue de définir la capacité nécessaire ([43]). Le 6 décembre 2019, la CREG a adopté un avis ([44]) sur la proposition d'Elia, dans lequel elle explique notamment que l'utilisation du scénario EU-HiLo pour déterminer la capacité à acquérir n'est pas appropriée ([45]) et n'est pas conforme à l'article 24, paragraphe 1, du règlement sur l'électricité.

(88) Le 18 mars 2020, la CREG a soumis un projet de proposition 2064 pour déterminer le volume de capacité à acquérir au ministre belge de l'énergie. Le projet de proposition a été largement inspiré par la note (Z)2024 de la CREG, qui a été présentée au ministre le 20 décembre 2019 à la suite d'une consultation publique ([46]). La CREG a adopté la proposition finale le 24 mars 2020 ([47]). La proposition:

a) obtient une contrainte budgétaire dans laquelle le coût du MRC doit être inférieur au coût pour le consommateur en raison de l'énergie non livrée attendue (EENS) ([48]) qui est évitée par un MRC. Le coût du MRC est le coût de la capacité demandée pour respecter la norme de fiabilité. Le coût attendu de l'énergie non fournie est l'EENS multipliée par la disposition à payer de clients qui involontairement ne reçoivent pas cette énergie (VOLL). En

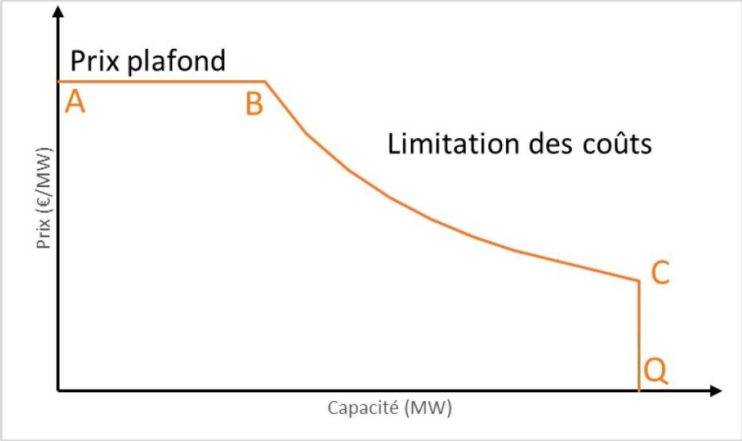
([43]) https://www.creg.be/sites/default/files/assets/Publications/Advices/A2030Annex1.pdf
([44]) https://www.creg.be/fr/publications/avis-a2030
([45]) «L'utilisation d'un scénario Hi-Lo, dans lequel les événements extrêmes sont supposés être l'hypothèse de base, peut difficilement être considérée comme correspondant à une "année statistiquement normale". Au contraire, le scénario Hi-Lo implique par définition une situation exceptionnelle. La CREG ne nie pas que des situations extrêmes peuvent effectivement se produire, mais celles-ci doivent être incluses avec leur probabilité dans une situation probabiliste. Les analyses de sécurité d'approvisionnement d'Elia sur la base d'un scénario Hi-Lo impliquent au contraire un calcul d'un[e] LOLE moyen[ne] avec une hypothèse de base statistiquement anormale (c'est-à-dire de "faible probabilité")».
([46]) https://www.creg.be/fr/publications/note-z2024
([47]) https://www.creg.be/fr/publications/proposition-e2064
([48]) Prévision d'énergie non desservie: prévision de la demande annuelle qui ne peut pas être couverte par les ressources disponibles sur le marché de l'énergie, exprimée en MWh.

cas de risque de sécurité d'approvisionnement, ce VOLL représente le coût d'une non-fourniture d'énergie annoncée à l'avance. En utilisant les valeurs du VOLL provenant du Bureau fédéral du plan ([49]) et d'une étude menée par l'ACER ([50]), la CREG a obtenu la contrainte budgétaire suivante:



Source: proposition (E)2064 du 24 mars 2020 de la CREG

b) obtient la courbe de la demande suivante, où le volume ciblé devant être mis aux enchères est C-Q ([51]):



Source: proposition (E)2064 du 24 mars 2020 de la CREG

(89) Compte tenu des résultats de la consultation publique sur la note 2024 de la CREG, le ministère belge de l'énergie a conclu que la méthode proposée par la CREG (en particulier la contrainte budgétaire) n'offrait pas de garanties suffisantes que l'objectif du MRC, à savoir «garantir le niveau de sécurité d'approvisionnement requis», soit atteint conformément aux critères définis par la loi.

(90) Par conséquent, le ministère belge de l'énergie a mis au point une méthode alternative pour définir les paramètres déterminant la quantité de capacité achetée dans le cadre du mécanisme de capacité, en tenant compte de la proposition d'arrêté royal d'Elia mentionnée au considérant 87 et de la proposition de la CREG mentionnée au considérant 88. Une consultation publique a été organisée sur cette méthode adaptée du 23 au 27 mars 2020. Conformément à la loi modifiée sur le MRC, l'article 7 *undecies*, paragraphe 2, modifié de la loi sur l'électricité

([49]) https://www.plan.be/admin/uploaded/201403170843050.WP_1403.pdf
([50]) https://extranet.acer.europa.eu/en/Electricity/Infrastructure_and_network%20development/Infrastructure/Documents/CEPA%20study%20on%20the%20Value%20of%20Lost%20Load%20in%20the%20electricity%20supply.pdf
([51]) D'autres éléments de la proposition de la CREG peuvent être consultés à l'adresse suivante: https://www.creg.be/fr/publications/proposition-e2064

prévoit que les paramètres définissant le volume à acquérir sont définis par un arrêté royal, sur la base d'une proposition de l'autorité de régulation. L'arrêté royal final a été publié au *Moniteur belge* le 30 avril 2021, après approbation de la loi modifiée sur le MRC ([52]). Les considérants 91 à 99 décrivent la procédure telle qu'elle est prévue dans ledit arrêté royal final.

(91) Chaque année, la quantité de capacité requise pour satisfaire à la norme de fiabilité au cours d'une année de fourniture future spécifique (c'est-à-dire le «volume cible») sera déterminée sur la base d'une proposition de l'autorité de régulation. L'autorité de régulation prépare sa proposition en tenant compte des données fournies par le GRT, mais ces données sont également calculées par le GRT sur la base d'un scénario et de valeurs intermédiaires proposés par l'autorité de régulation et déterminés par le ministre. Le volume cible est déterminé sur la base de la norme de fiabilité définie par la loi, qui correspond à une certaine valeur de LOLE. Un scénario est calibré pour faire en sorte que ce critère soit rempli. Une fois le scénario calibré, une simulation de marché est effectuée et elle permet de déterminer les situations de pénurie simulées. Le volume cible est alors calculé comme la somme de la charge moyenne pendant les situations de pénurie simulées et des besoins d'équilibrage, auxquels on soustrait l'EENS moyenne pendant les situations de pénurie simulées.

(92) Le scénario mentionné au considérant 91 sera l'un des scénarios centraux de référence utilisés pour cerner le problème d'adéquation des ressources, sur la base de la dernière ERAA ([53]) ou de la dernière NRAA ([54]), et sera mis à jour avec les dernières informations disponibles ([55]). Le processus consistant à fixer la quantité de capacité définitive à acquérir doit également respecter les dispositions pertinentes du règlement sur l'électricité.

(93) L'arrêté royal prévoit la procédure suivante afin d'établir le scénario de référence. Comme contribution à la décision du ministre de l'énergie, le GRT belge publiera une recommandation, à la suite d'une consultation publique avec les acteurs du marché, sur les données et les hypothèses. Par la suite, l'autorité de régulation établira une proposition sur le scénario de référence, en tenant compte de la méthode prévue dans l'arrêté royal. Enfin, le SPF Économie publiera un avis sur cette proposition. La décision finale concernant le choix du scénario relève de la responsabilité du ministre de l'énergie.

(94) Un plafond de prix global fixé pour les enchères détermine la rémunération maximale qui peut être perçue par une offre lors des enchères du MRC et s'applique à toutes les catégories de capacité. En limitant la rémunération maximale qui peut être perçue, le plafond de prix global des enchères limite la possibilité pour les soumissionnaires d'abuser de leur pouvoir sur le marché en soumettant des offres inappropriées. Le plafond de prix global des enchères est calculé en multipliant le coût net d'un nouvel entrant ([56]) par le facteur X. La valeur du facteur de correction X tient compte des incertitudes liées à l'estimation du coût net d'un nouvel entrant, tant au niveau de la variabilité des coûts bruts d'un nouvel entrant associés à différentes technologies qu'au niveau de la détermination des rentes inframarginales annuelles sur le marché de l'énergie et les revenus nets sur le marché des services auxiliaires d'équilibrage. Le plafond de prix global de la première enchère est égal à 75 EUR/kW/an, ce qui correspond au coût net d'un nouvel entrant multiplié par un facteur de correction de 1,50 ([57]).

(95) La courbe de la demande pour les enchères Y-4 a été construite au moyen de 3 points, comme illustré dans la figure ci-dessous:

([52]) https://economie.fgov.be/fr/themes/energie/securite-dapprovisionnement/mecanisme-de-remuneration-de

([53]) Article 23 du règlement sur l'électricité.

([54]) Article 24 du règlement sur l'électricité.

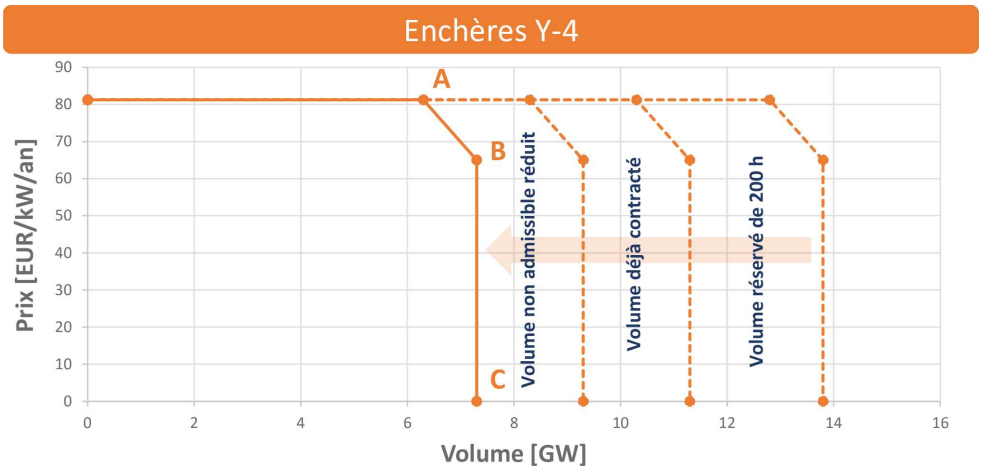
([55]) Le scénario de référence utilisé pour la première calibration de la courbe de la demande est décrit au considérant 287.

([56]) Le coût net d'un nouvel entrant correspond aux revenus que le meilleur nouvel entrant, c'est-à-dire la meilleure technologie, devrait gagner sur le marché de capacité pour compenser son «missing money» sur le marché de l'énergie pendant un an. Le «missing-money» est calculé en soustrayant les revenus du marché et les revenus tirés des services auxiliaires du coût brut d'un nouvel entrant.

([57]) L'autorité de régulation, la CREG, a organisé une consultation publique du 1er au 13 juillet 2020 sur une proposition incluant les valeurs du CONE pour une liste réduite de technologies de référence, du coût moyen pondéré du capital (WACC) et du facteur de correction X [voir considérant 99, point b)].

Figure 1

Estimation indicative de la courbe de la demande des enchères Y-4



Source: notification

a) En ordonnées, le point B correspond au coût net d'un nouvel entrant ([58]). En abscisses, le point B correspond au volume cible (tenant compte de la charge moyenne pendant les situations de pénurie simulées, des réserves d'équilibrage, de l'énergie moyenne non desservie pendant les situations de pénurie simulées, du volume non admissible affecté d'un facteur de réduction, du volume déjà contracté et de la réservation d'une partie du volume pour l'enchère Y-1 comme décrit au considérant 98).

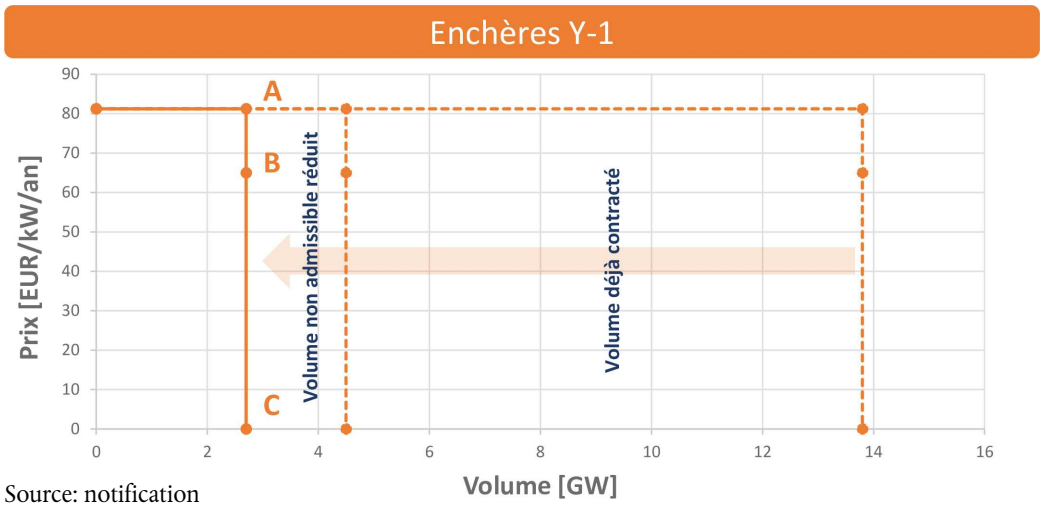
b) Le point C correspond, en ordonnées, à 0 et, en abscisses, au volume cible.

c) Le point A correspond, en ordonnées, au plafond de prix global des enchères. En abscisses, le point A correspond à un volume spécifique qui est calculé de la même manière que le volume au point B [voir considérant 95, point a)], mais en utilisant une LOLE différente ($LOLE_A$). La $LOLE_A$ correspond à la norme de fiabilité (c'est-à-dire la LOLE de référence) multipliée par le facteur de correction X (voir considérant 94).

(96) La courbe de la demande pour les enchères Y-1 est déterminée à partir des mêmes points B et C que pour les enchères Y-4, mais le volume cible est ajusté pour tenir compte de la capacité déjà contractée lors des enchères Y-4 correspondant à la même période de fourniture. Le point A correspond, en ordonnées, au plafond de prix global des enchères et, en abscisses, au volume cible.

Figure 2

Estimation indicative de la courbe de la demande des enchères Y-1



Source: notification

([58]) On tient compte des TGCC, des TGCO et des générateurs diesel figurant dans la liste réduite des technologies de référence et on utilise des valeurs moyennes pour le coût brut d'un nouvel entrant, les revenus du marché de l'énergie et les revenus tirés des services auxiliaires.

(97) Les autorités belges estiment que la forme des courbes de demande respecte deux principes:

a) garantir la sécurité de l'approvisionnement: cela signifie qu'une fois que les enchères Y-4 et Y-1 sont terminées, la norme de fiabilité devrait être respectée, sinon le MRC n'atteindrait pas son objectif. Étant donné que le point B correspond au volume requis pour satisfaire à la norme de fiabilité, il convient de veiller à ce qu'au moins ce volume soit contracté. Étant donné qu'il est encore possible, après les enchères Y-4, de contracter des capacités supplémentaires lors des enchères Y-1, la courbe entre le point A et le point B en Y-4 pourrait être inclinée, permettant de contracter moins que le montant calibré pour le point B lors de ces enchères Y-4. Cependant, le fait de contracter un volume inférieur à celui associé au point B lors des enchères Y-1 ne garantirait pas le respect de la norme de fiabilité. Cela explique pourquoi la courbe est verticale entre le point A et le point B pour les enchères Y-1; et

b) veiller à ce que le mécanisme soit proportionné et à moindre coût: cela signifie que, globalement, le volume à acquérir ne doit pas dépasser le volume requis pour satisfaire à la norme de fiabilité, faute de quoi le coût total du mécanisme s'en trouverait gonflé. Cela explique pourquoi la courbe de la demande est verticale entre le point B et le point d'intersection avec l'axe des abscisses, aussi bien pour les enchères Y-4 que pour les enchères Y-1.

(98) Conformément à la loi sur l'électricité, un volume de capacité minimal doit être réservé aux enchères Y-1 et déduit du volume cible des enchères Y-4. Ce volume 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. Conformément à l'arrêté royal fixant la méthode de calcul du volume de la capacité et des paramètres des enchères dans le cadre du mécanisme de rémunération de capacité, la capacité nécessaire pour couvrir la capacité de pointe totale pendant moins de 200 heures de fonctionnement par an en moyenne, est déterminée, pour chaque bloc de 100 MW, par le nombre d'heures moyen nécessaire pour respecter le critère de la sécurité d'approvisionnement sur la base de la courbe de durée de la demande («load duration curve»). Il s'agit des heures dont une certaine capacité a besoin pour couvrir la consommation maximale d'électricité. L'estimation de la courbe de la demande a abouti à la réservation d'environ 2,5 GW pour l'enchère Y-1 prévue en 2024. Selon la Belgique, la décision de réserver une partie du volume à acquérir pour le processus de mise aux enchères Y-1 reflète sa volonté de souligner la neutralité technique et l'ouverture technique du mécanisme. Cette mesure encourage la participation des fournisseurs de participation active de la demande, car il pourrait être plus difficile pour ces capacités de planifier leur disponibilité longtemps à l'avance, ce qui pourrait entraver leur participation aux enchères Y-4. Malgré ce transfert du volume de capacité aux enchères Y-1, tous les détenteurs de capacité sont autorisés à participer aux enchères Y-4 et Y-1 pour une certaine période de fourniture.

(99) Anticipation de la mise en œuvre du projet final d'arrêté royal:

a) Elia a organisé une consultation publique sur les scénarios, les sensibilités et les données pour le calcul des paramètres de l'enchère Y-4 dans le cadre du MRC pour la période de fourniture 2025-2026. La consultation publique a eu lieu du 5 mai 2020 au 5 juin 2020 ([59]). La consultation lancée par Elia portait sur les données des prévisions MAF 2019 du REGRT-E, mises à jour sur la base des dernières informations disponibles provenant de sources publiques, et sur les sensibilités à inclure dans le scénario de référence qui peuvent avoir une incidence sur la sécurité d'approvisionnement de la Belgique, conformément à l'arrêté royal (voir considérant 93). Après la consultation publique, Elia a recommandé d'intégrer, dans le scénario de référence, une sensibilité «faible demande» et une sensibilité correspondant au scénario EU-HiLo ([60]) (voir considérant 30). Le 10 juillet 2020, la CREG a, par la suite, adopté une proposition de scénario de référence ([61]), dans laquelle elle réitère notamment ses critiques à l'encontre de la recommandation d'Elia visant à inclure une sensibilité comprenant une réduction de la disponibilité du parc nucléaire français équivalant à 4 centrales (voir considérant 87), en mettant également l'accent sur le mécanisme de capacité existant en France pour assurer l'adéquation et le risque d'une hausse de la capacité à acquérir. Cependant, peu de temps après, la direction générale de l'énergie du SPF Économie a adopté un avis destiné au ministre de l'énergie ([62]), dans lequel elle recommande d'intégrer dans le scénario de référence une modification de la demande attendue, celle-ci ayant chuté suite aux répercussions de la pandémie de COVID-19. L'avis mentionnait également l'indisponibilité d'autres centrales nucléaires en France. Par conséquent, la direction générale de l'énergie du SPF Économie a rejeté la plupart des critiques formulées par la CREG, mais a tout de même invité Elia à revoir son analyse à la lumière des actions entreprises par le PLEF (voir considérant 35);

([59]) https://www.elia.be/fr/consultations-publiques/20200505_consultation-publique-sur-les-scenarios-les-sensibilites-et-les-donnees-pour-le-calcul-des-parametres-de-lenchere

([60]) «2.2.1. Disponibilité des centrales nucléaires françaises — La première sensibilité est conforme à l'étude sur l'adéquation et la flexibilité portant sur la période de dix ans 2020-2030 (Elia, 2019) et est présentée au point 2.6.8. Elle inclut une réduction de la disponibilité du parc nucléaire équivalant à quatre centrales lors des périodes hivernales.»

([61]) https://www.creg.be/fr/publications/proposition-c2105

([62]) https://economie.fgov.be/sites/default/files/Files/Energy/avis-dg-energie-projet-proposition-2105-signed.pdf

b) la CREG a organisé une consultation publique entre le 1er et le 13 juillet 2020 sur une proposition relative aux valeurs du coût brut d'un nouvel entrant, du coût moyen pondéré du capital (WACC) et du facteur de correction X ([63]). Le ministre de l'énergie prend chaque année des décisions sur la base de la proposition de la CREG, mais il a la possibilité de s'en écarter.

(100) La courbe de la demande pour l'enchère Y-4 d'octobre 2021 est fondée sur le scénario central des prévisions MAF 2019, qui comprend des données actualisées et des corrections fondées sur l'«évaluation de l'adéquation des capacités de production» menée par le PLEF et publiée en avril 2020 (voir également considérants 287 à 289).

(101) L'étude sur l'adéquation et la flexibilité de 2021 utilise le scénario central des prévisions MAF 2020, qui est complété par les derniers ensembles de données disponibles pour chaque pays, collectés au sein du REGRT-E, et par des informations publiques ou des études nationales actualisées pour d'autres pays. Selon la Belgique, le fait d'utiliser la même source (les prévisions MAF) comme ensemble de données pour les évaluations de l'adéquation des ressources et la calibration de la courbe de la demande permet d'assurer la cohérence.

(102) La Belgique a précisé que la sensibilité utilisée dans les calculs de la courbe de la demande pour la première enchère concernant l'indisponibilité des capacités nucléaires françaises (conformément à l'«évaluation de l'adéquation des capacités de production» menée par le PLEF) a également été modélisée dans l'étude sur l'adéquation et la flexibilité de 2021.

(103) Le volume estimé à acquérir lors des premières enchères Y-4 et Y-1 s'élève à environ 9,5 GW. Le volume global est défini pour chaque enchère et est basé sur la méthode décrite dans la section 2.5.2. Dans la courbe de la demande pour l'enchère Y-4, les autorités belges ont mis de côté un volume important pour l'enchère Y-1, veillant à ce qu'une nouvelle calibration soit effectuée à une date plus proche de l'année de fourniture et évitant qu'une capacité trop importante ne soit mise aux enchères lors de la première enchère Y-4. Cette réserve importante pour les enchères Y-1 permet aux autorités belges de faire face aux légers écarts dus à de nouvelles données d'entrée et à des améliorations méthodologiques, mais elle garantit également que les technologies nouvelles et innovantes disposent de nombreuses possibilités de participation, ce qui assure en pratique la neutralité technologique de la mesure.

(104) Dans l'ensemble, environ 54 % de la consommation de pointe moyenne pendant les situations de pénurie fera l'objet de contrats lors de la mise aux enchères Y-4 en 2021, ce qui réduira le volume visé à ce qui est strictement nécessaire.

(105) La Belgique s'est engagée à recouper et à ajuster, si nécessaire, les volumes à acquérir lors des enchères T-4 en 2023 et lors des enchères T-1 en 2026 avec les résultats de la NRAA de 2023.

2.5.3. *Phase de préqualification*

(106) Une procédure de préqualification obligatoire s'applique à tous les détenteurs d'une capacité de production supérieure à 1 MW. Néanmoins, les capacités préqualifiées ne sont pas obligées de participer au processus de mise en concurrence (possibilité de non-participation ou «opt-out»). Pour faciliter cette préqualification obligatoire, un processus de préqualification accéléré est prévu pour permettre aux détenteurs de capacités de satisfaire à l'obligation de préqualification avec un minimum d'efforts (seul un minimum d'informations est demandé, comme un numéro d'identification, le type de point de livraison et la capacité totale installée): pour les détenteurs de capacité ayant terminé un processus de préqualification accéléré, on considère automatiquement que ces capacités ne participeront pas au processus de mise en concurrence («opt-out»).

(107) Les exigences de préqualification comprennent une limite d'émissions: les fournisseurs de capacité qui dépassent la limite d'émissions indiquée ci-dessous ne peuvent pas participer à la mise aux enchères de capacités:

a) pour les capacités dont la production a débuté le 4 juillet 2019 ou après cette date, une limite d'émissions de 550 g de CO_2 issu de carburant fossile par kWh d'électricité s'applique;

b) les capacités dont la production a débuté avant le 4 juillet 2019 ne peuvent émettre plus de 550 g de CO_2 issu de carburant fossile par kWh d'électricité ou plus de 350 kg de CO_2 issu de carburant fossile en moyenne par an et par kWe installé.

([63]) https://www.creg.be/fr/consultations-publiques/consultation-publique-relative-au-projet-de-proposition-2086-relative-au

(108) En outre, dans le cadre du processus de préqualification, les candidats doivent fournir une garantie financière provisoire afin d'être autorisés à participer à l'enchère. Cette garantie financière provisoire devient effective lorsque la CMU est sélectionnée lors des enchères. Si le fournisseur de capacité, après avoir été sélectionné lors de la mise aux enchères, ne respecte pas ses obligations contractuelles ou s'il n'est pas disposé à signer le contrat de capacité, des pénalités financières seront appliquées dans le cadre du processus de contrôle de préfourniture. Le cocontractant a le droit de réclamer une garantie financière au cas où ces pénalités resteraient impayées. Au moment de la préqualification, le montant de la garantie financière provisoire sera de 20 000 EUR/MW pour les CMU virtuelles et additionnelles et de 10 000 EUR/MW pour les CMU existantes, en fonction du volume admissible de la CMU (étant donné que la capacité contractée n'est pas encore connue et en veillant à ce que la garantie financière soit proportionnelle à la taille du projet et au risque que cela implique pour le système en cas de non-fourniture). Si la capacité finale contractée de la CMU est inférieure à son volume admissible, le montant de la garantie financière est diminué de la différence positive entre le volume admissible et la capacité contractée, multipliée par 20 000 EUR (pour les CMU virtuelles et additionnelles) ou 10 000 EUR (pour les CMU existantes).

(109) En outre, les parties souhaitant introduire des demandes de préqualification pour de nouvelles installations (pour un contrat de capacité de 15 ans) alimentées par des combustibles fossiles doivent reconnaître que l'obtention d'un contrat de capacité ne les exempte pas de l'obligation de respecter la législation et les objectifs actuels et futurs établis par l'Union européenne et/ou la Belgique visant à réduire les émissions de gaz à effet de serre. En outre, elles doivent reconnaître que l'obtention d'un contrat de capacité les engage à contribuer à l'élaboration de politiques visant à atteindre ces objectifs. À cette fin, elles doivent inclure une déclaration écrite dans laquelle elles s'engagent à:

a) étudier la faisabilité technique et économique de la réduction des émissions de gaz à effet de serre, conformément à la législation et aux objectifs européens et belges pertinents, de l'installation concernée d'ici au 31 décembre 2026;

b) établir, d'ici au 31 décembre 2027, un plan de réduction des émissions indiquant la manière dont elles contribueront à la transition vers la neutralité climatique en 2050 et établissant des objectifs intermédiaires pour les années 2035 et 2045; et

c) parvenir à des émissions nulles ou négatives d'ici à 2050. Les parties impliquées dans l'établissement d'un plan de réduction des émissions peuvent décider de réaliser cette étude conjointement.

(110) La conformité avec les exigences énoncées dans le considérant 109 doit être démontrée à la direction générale de l'énergie du SPF Économie.

2.5.4. *Caractéristiques spécifiques de la conception des enchères*

2.5.4.1. Règle de tarification

(111) Le mécanisme d'enchères concurrentielles a recours à des enchères scellées où les soumissionnaires soumettent des offres de manière anonyme et le marché est ensuite équilibré en un seul tour. Selon les autorités belges, en ne fournissant pas d'informations au marché lors de l'équilibrage du marché et en ne permettant pas aux soumissionnaires de mettre à jour leurs offres, le modèle des enchères scellées limite les risques d'abus de pouvoir de marché. Elles indiquent également qu'avec la procédure des enchères scellées, contrairement aux enchères descendantes, les soumissionnaires ne sont pas bloqués pendant une période durant (généralement) entre 2 et 3 jours lors de laquelle ils doivent être disponibles pour réagir aux informations qui sont mises à leur disposition pour la procédure de mise aux enchères. Le processus de mise aux enchères, moins complexe et moins long, pourrait réduire davantage les obstacles à l'entrée sur le marché, ce qui est particulièrement important pour les nouveaux acteurs et les petits acteurs, ainsi que pour les acteurs de la participation active à la demande dont l'activité principale n'est pas le marché de l'énergie.

(112) Tous les adjudicataires se verront attribuer une rémunération de capacité, sur la base de la règle de la tarification au prix de l'offre («pay-as-bid») pour toutes les enchères couvrant au moins les deux premières périodes de fourniture (enchères Y-4 et Y-1 pour les périodes de fourniture commençant en novembre 2025 et novembre 2026). En d'autres termes, les fournisseurs de capacité retenus recevront le montant de leur offre comme rémunération de capacité.

(113) Après la présentation au Parlement d'un rapport d'évaluation, la règle de la rémunération au prix marginal («pay-as-cleared») pourrait s'appliquer aux enchères concernant des périodes de fourniture ultérieures. En vertu de la règle «pay-as-cleared», la rémunération de la capacité est égale au prix de l'offre la plus chère qui a été sélectionnée (dans la limite du plafond de prix intermédiaire, voir section 2.5.4.2).

(114) Les autorités belges estiment que la situation d'adéquation en Belgique à l'horizon 2025 nécessitera de nouvelles capacités (voir considérant 29). Par conséquent, les détenteurs de capacités présentant des structures de coûts très hétérogènes seront probablement en concurrence lors des premières enchères du MRC. Dès lors, les autorités belges craignent que certains fournisseurs de capacité puissent bénéficier de rentes inframarginales élevées dans le cadre du MRC et donc de profits inattendus si la règle de tarification «pay-as-cleared» est appliquée. Selon la Belgique, en théorie, dans le cas où les informations circuleraient parfaitement, lorsque les participants au marché peuvent anticiper le futur prix d'équilibre du marché dans le cadre de la procédure «pay-as-cleared», une règle de tarification «pay-as-bid» aboutirait au même résultat, puisque les soumissionnaires sont incités à enchérir à ce prix d'équilibre anticipé. Dans la pratique, toutefois, un certain degré d'incertitude et d'imprévisibilité, entourant le prix du marché «pay-as-cleared» potentiel, est inévitablement associé aux premières enchères du MRC. Ainsi, dans le cadre de la règle de tarification «pay-as-bid», les acteurs du marché peuvent agir de manière plus prudente pour éviter le risque de ne pas être sélectionnés et, par conséquent, la procédure «pay-as-bid» peut conduire à un résultat moins coûteux.

(115) Toutefois, la Belgique considère que l'avantage des enchères «pay-as-bid» sur le plan du rapport coût-efficacité pourrait diminuer avec le temps, non seulement parce que le besoin de nouvelles capacités pourrait disparaître, mais aussi parce que l'organisation d'enchères «pay-as-bid» périodiques permet aux participants au marché de mieux anticiper le prix d'équilibre du marché de référence, ce qui se traduit par une courbe d'offre «plate». En outre, si la question du «missing money» venait à disparaître à moyen ou à long terme, la procédure «pay-as-bid» pourrait empêcher le prix de tendre vers zéro, puisque les fournisseurs de capacité ne sont pas incités à faire une offre à zéro en vertu de la règle de tarification «pay-as-bid».

(116) La Belgique estime qu'après les mises aux enchères ultérieures, la règle de tarification «pay-as-cleared» pourrait devenir la meilleure solution en vue de stimuler la concurrence, de fournir un signal de prix transparent et de permettre que les rémunérations de capacité tendent vers zéro lorsque le niveau des capacités fournies est adéquat pour répondre au niveau des capacités demandées. Une caractéristique importante de la règle de tarification «pay-as-cleared» réside dans le fait que le comportement rationnel des soumissionnaires est de présenter des offres correspondant aux coûts réels. En outre, comme la procédure de tarification «pay-as-cleared» fournit un signal de prix transparent au marché, cette information peut être particulièrement précieuse pour les petites unités et les nouveaux acteurs du marché, car elle peut leur donner une meilleure idée des conditions de marché actuelles et futures attendues, ce qui encourage la participation au fil du temps. En outre, la règle de tarification «pay-as-cleared» facilite les accords contractuels, en particulier pour les agrégations. Par conséquent, la Belgique prévoira une procédure permettant de passer à la règle de tarification «pay-as-cleared» lorsqu'il sera démontré qu'il est avantageux de le faire.

2.5.4.2. Plafond de prix intermédiaire

(117) Comme décrit en détail dans la section 2.6, une CMU qui nécessite des investissements importants peut demander un contrat de capacité pluriannuel. Pour l'instant, cette règle ne s'applique pas à la participation des capacités étrangères indirectes, qui ne peuvent recevoir qu'un contrat d'un an (voir considérants 143 et 144). Selon les autorités belges, les CMU dans la catégorie des contrats d'un an doivent couvrir des coûts d'investissement réduits ou nuls (sinon elles pourraient prétendre à un contrat pluriannuel). Par conséquent, il est prévu d'appliquer un plafond de prix intermédiaire aux CMU dans la catégorie des contrats d'un an, afin de prévenir la survenue de profits inattendus. Cette règle s'appliquera également aux contrats attribués aux capacités étrangères indirectes (voir section 2.10.1 pour plus de précisions).

(118) Les CMU dans la catégorie des contrats d'un an ne seront pas autorisées à soumettre des offres à un prix supérieur au plafond de prix intermédiaire. En outre, même en vertu de la règle «pay-as-cleared» (voir considérant 113), ces CMU ne recevraient pas de paiements de capacité supérieurs au plafond de prix intermédiaire.

(119) Selon les autorités belges, le plafond de prix intermédiaire empêchera également les acteurs du marché se trouvant en position dominante sur le marché de faire le choix stratégique de mettre à l'arrêt ou de fermer des capacités existantes, ce qui aurait pour effet de retirer des capacités du marché et d'influer sur le prix d'équilibre du marché. En limitant les rémunérations maximales qui peuvent être perçues par les capacités dans la catégorie de capacité des contrats d'un an (notamment les actifs existants), le plafond de prix intermédiaire limiterait le risque qu'elles bénéficient de rentes inframarginales excessives.

(120) Les autorités belges indiquent, d'une part, que le plafond de prix intermédiaire devrait être suffisamment bas pour prévenir la survenue de profits inattendus, mais, d'autre part, qu'il ne devrait pas être trop bas au point d'empêcher les investisseurs d'obtenir des rendements normaux, voire d'empêcher les CMU de participer aux enchères du MRC et de créer un signal de sortie non désiré.

(121) La méthode décrite dans l'arrêté royal fixant la méthode de calcul des paramètres des enchères dans le cadre du mécanisme de rémunération de capacité indique que le plafond de prix intermédiaire se base sur une calibration du «missing money» estimé de la technologie la moins performante à l'heure actuelle sur le marché, en tenant compte des coûts et des revenus.

(122) Les coûts suivants sont pris en compte:

a) les coûts d'exploitation et de maintenance annuels fixes;

b) les coûts de maintenance non annuels annualisés (à l'exception des coûts liés à une augmentation de la capacité ou à une prolongation de la durée de vie d'une installation);

c) les coûts d'activation pour un test de disponibilité.

(123) Ces composants de coûts sont divisés par les facteurs de réduction applicables, étant donné que le plafond de prix intermédiaire s'applique à l'enchère dans laquelle les prix sont exprimés en MW affectés d'un facteur de réduction («MW réduits»). Les autorités belges ont fourni les données présentées dans le tableau 5 ci-dessous ([64]).

Tableau 5

Coûts annuels totaux pour une liste réduite de technologies existantes ([65])

	Coûts d'exploitation et de maintenance annuels fixes [EUR/kW/an]			Coûts d'activation pour un test de disponibilité [EUR/kW/an]	Facteur de réduction ([66])
	FAIBLES	MOYENS	ÉLEVÉS		
TGCC	29	30	41	0	91 %
TGCO	19	19	40	0	90 %
Turbojet	23	29	29	0	96 %
Réponse du marché	5	10	15	0,18	36 %

Source: notification

(124) Les revenus annuels suivants sont pris en compte:

a) les rentes inframarginales annuelles perçues sur le marché de l'électricité;

b) les revenus nets annuels obtenus grâce à la fourniture de services d'équilibrage.

(125) Les autorités belges ont fourni les données présentées dans le tableau 6 ci-dessous:

([64]) Elia a organisé une consultation publique sur les scénarios, les sensibilités et les données pour le calcul des paramètres de l'enchère Y-4 dans le cadre du MRC pour la période de fourniture 2025-2026 [voir considérant 99, point a)].

([65]) Ces chiffres sont tirés du rapport de calibration d'Elia. Disponible à l'adresse suivante: https://www.elia.be/-/media/project/elia/elia-site/users-group/crm-implementation/documents/20201204_dy2025—y-4-auction—calibration-report_fr.pdf

([66]) Étant donné que le facteur de réduction appliqué aux «technologies thermiques à stockage à grande échelle» varie entre 85 et 95 %, un facteur de réduction d'au moins 90 % est appliqué aux technologies *TGCC*, *TGCO* et *Turbojet*. Pour les technologies de la *réponse du marché*, le facteur de réduction prend la forme d'une moyenne pour tenir compte du large éventail de possibilités offertes par les technologies de la *réponse du marché*.

Tableau 6

Revenus annuels totaux pour une liste réduite de technologies existantes ([67])

	Revenus annuels totaux [EUR/kW/an] ([68])		
	FAIBLES	MOYENS	ÉLEVÉS
TGCC	5	11	20
TGCO	10,2	12,6	15,5
Turbojet	19,3	23,2	27
Réponse du marché	14,3	17,1	20

Source: notification

(126) Enfin, le «missing money» est calculé en soustrayant les revenus annuels des coûts annuels. Une marge d'incertitude de 5 % est ajoutée au nombre obtenu, afin de tenir compte des incertitudes générales qui sont associées à une estimation du «missing money», d'autant plus que la calibration du plafond de prix intermédiaire nécessite la généralisation des coûts et des recettes pour chaque technologie et que cette estimation est déterminée jusqu'à plusieurs années avant la période de fourniture concernée.

(127) Les autorités belges ont fourni les données présentées dans le tableau 7. Les différents «niveaux» de la valeur du «missing money» sont classés de la manière suivante: le niveau 1 tient compte de coûts faibles et de revenus élevés; le niveau 2 tient compte de coûts faibles et de revenus moyens; le niveau 3 tient compte de coûts faibles et de revenus faibles; le niveau 4 tient compte de coûts moyens et de revenus élevés; le niveau 5 tient compte de coûts moyens et de revenus moyens; le niveau 6 tient compte de coûts moyens et de revenus faibles.

Tableau 7

Valeurs du «missing money» pour une liste réduite de technologies existantes ([69])

«Missing money» [EUR/kW réduit/an]	Niveau 1	Niveau 2	Niveau 3	Niveau 4	Niveau 5	Niveau 6
TGCC	10,4	20,8	27,7	11,5	21,9	28,8
TGCO	4,1	7,5	10,3	4,1	7,5	10,3
Turbojet	0	0	4	2,2	6,4	10,6
Réponse du marché	0	0	0	0	0	0

Source: notification

([67]) Ces chiffres sont tirés du rapport de calibration d'Elia. Disponible à l'adresse suivante: https://www.elia.be/-/media/project/elia/elia-site/users-group/crm-implementation/documents/20201204_dy2025—y-4-auction—calibration-report_fr.pdf

([68]) Il convient de noter que seuls les frais de réservation des mFRR inférieurs à 10 EUR/MW/h sont pris en compte dans la valeur moyenne globale, car on considère que les prix supérieurs à ce seuil représentent des périodes présentant des problèmes d'adéquation et ne sont donc pas représentatifs pour cette analyse. Les valeurs FAIBLES/MOYENS/ÉLEVÉS correspondent à 60/75/90 % de la valeur moyenne globale, pour tenir compte des coûts variables associés à la réservation des mFRR, comme les coûts de présentation des offres. Afin d'éviter les doubles comptages et de ne tenir compte que des revenus nets, les revenus nets obtenus grâce à la fourniture de services d'équilibrage liés à la fréquence ont été examinés dans la mesure suivante: les revenus tirés des réserves FCR ne sont pas pris en compte, car les batteries sont susceptibles de devenir la technologie dominante pour fournir des réserves FCR. La technologie des batteries n'est pas prise en compte pour la calibration du plafond de prix intermédiaire, car on considère qu'elles pourraient tirer d'importants bénéfices de la fourniture d'une réserve FCR. Les revenus tirés de l'aFRR ne sont pas pris en compte, car on suppose que les technologies qui fournissent une aFRR procèdent à un arbitrage entre la fourniture d'une aFRR et la vente d'énergie. Par conséquent, on suppose que les frais de réservation de l'aFRR ne représentent pas un revenu net s'ajoutant aux rentes inframarginales perçues sur le marché de l'énergie. Les revenus tirés des mFRR sont considérés comme pertinents pour les technologies turbojet (supposées fournir les produits standards de mFRR) et les technologies de la réponse du marché (supposées fournir les produits flexibles de mFRR), car, en règle générale, elles fournissent actuellement ces services sur le marché. Plus précisément, les revenus des technologies turbojet et des technologies de la réponse du marché sont déterminés au moyen d'un pourcentage des frais de réservation moyens des mFRR ou des rentes inframarginales perçues sur le marché de l'énergie, selon celui des deux qui conduit à la valeur la plus élevée.

([69]) Ces chiffres sont tirés du rapport de calibration d'Elia. Disponible à l'adresse suivante: https://www.elia.be/-/media/project/elia/elia-site/users-group/crm-implementation/documents/20201204_dy2025—y-4-auction—calibration-report_fr.pdf

(128) Sur la base de la contribution et des données fournies par Elia ainsi que de l'avis de l'autorité de régulation sur ces données, les autorités belges ont fixé le plafond de prix intermédiaire pour la première enchère, à savoir l'enchère Y-4 associée à la période de fourniture allant de novembre 2025 à octobre 2026, à 20 EUR/kW réduit/an.

(129) Lors de la procédure formelle d'examen, la Belgique a mis en place un mécanisme permettant l'octroi d'une dérogation individuelle à l'application du plafond de prix intermédiaire ([70]).

(130) Le mécanisme de dérogation a été introduit dans l'arrêté royal fixant la méthode de calcul du volume de la capacité et des paramètres des enchères dans le cadre du MRC. Le mécanisme de dérogation s'applique aussi bien aux capacités nationales qu'aux capacités transfrontalières indirectes.

(131) Conformément à l'arrêté royal, pour la première enchère, en raison du délai limité entre la conception du mécanisme de dérogation et la préparation de la première enchère, la dérogation sera accordée ex post, c'est-à-dire après la clôture de l'enchère. La Belgique a expliqué que les bénéficiaires potentiels demanderont une dérogation avant les enchères et soumettront toutes les informations pertinentes avant les enchères. Tous les critères et toutes les règles en matière de dérogation seront établis de manière transparente avant les enchères. La dérogation ne dépendra pas des offres soumises par un participant à une enchère. Enfin, s'il est conclu ex post que certaines unités ne remplissent pas les conditions requises pour bénéficier d'une dérogation et que leurs paiements sont réduits, cela n'affecte pas les résultats (contrat, paiement et quantité attribuée) des autres unités ayant participé à l'enchère.

2.5.4.3. Règles concernant le processus de «clearing» (résolution des enchères)

(132) Les enchères de capacité devraient être résolues en sélectionnant la combinaison d'offres qui développe au maximum le bien-être social, en tenant compte de la courbe de la demande (établie de manière administrative) et de la courbe de l'offre (en agrégeant les différentes offres des détenteurs de capacité) et en tenant compte des composantes de volume et de prix des différentes offres. Dans ce contexte, le bien-être social est calculé comme la somme du surplus du consommateur (surplus pour la société résultant de la satisfaction des besoins en matière de sécurité d'approvisionnement à un prix inférieur au prix que les consommateurs seraient disposés à payer pour la capacité, tel que défini par la courbe de la demande) et du surplus du producteur (surplus pour les fournisseurs de capacité résultant de la sélection de leurs offres à un prix supérieur au prix de l'offre).

(133) Si plusieurs solutions de clearing (c'est-à-dire une combinaison d'offres) sont équivalentes du point de vue de la maximisation de l'excédent économique, la solution rejetant le moins de CO_2 est sélectionnée. Si deux solutions sont équivalentes à la fois du point de vue de la maximisation de l'excédent économique et des émissions moyennes pondérées de CO_2, la solution dont la durée moyenne pondérée du contrat est la plus faible est sélectionnée dans le but de limiter le «verrouillage» sur plusieurs années ([71]).

(134) L'algorithme d'enchère tiendra également compte des contraintes de réseau, de sorte qu'il rejettera certaines combinaisons d'offres qui, ensemble, ne sont pas réalisables sur le réseau. L'ensemble des contraintes de réseau liées au réseau du GRT qui s'appliqueront lors de la résolution des enchères seront déterminées avant la clôture des enchères et seront dues à des considérations liées à la sécurité du système ou au manque d'espace physique.

2.6. **Durée du contrat**

(135) Selon les autorités belges, une durée de contrat de capacité plus longue permet au fournisseur de capacité d'obtenir un financement à long terme afin d'étaler les coûts d'investissement sur une période plus longue. Cela pourrait réduire la rémunération de capacité requise par an et contribuer à garantir qu'un nouveau projet est compétitif par rapport aux projets existants sur le marché. La possibilité que de nouveaux concurrents entrent sur le marché à un prix compétitif est également cruciale pour garder sous contrôle le pouvoir de marché des fournisseurs de capacité existants.

([70]) Une méthode pour obtenir une dérogation individuelle a fait l'objet d'une consultation publique menée en février 2021.

([71]) Les fournisseurs de capacité sont tenus de soumettre des informations sur les émissions de CO_2 de leurs CMU au cours du processus de préqualification. Les règles de fonctionnement du MRC belge (voir section 18.1.17) fournissent des lignes directrices pour calculer les émissions spécifiques et annuelles, sur la base de l'avis n° 22/2019 de l'ACER.

(136) Cependant, une durée plus longue du contrat de capacité peut également «verrouiller» une technologie sur le marché de l'énergie pendant une période plus longue. Par conséquent, l'État belge a opté pour différentes catégories de capacité (1 an, jusqu'à 3, 8 et 15 ans). Par conséquent, les nouveaux investissements ne bénéficient pas immédiatement d'un contrat de capacité pour la période maximale (15 ans), ce qui permet d'éviter que le futur marché de l'énergie soit verrouillé pour les nouvelles technologies (qui sont potentiellement plus respectueuses de l'environnement).

(137) Dans la proposition d'arrêté royal du 12 décembre 2019 ([72]) de la CREG, les coûts admissibles sont définis comme suit: «les dépenses d'investissement initiales et non récurrentes, commandées à partir de la date de la publication des résultats de la mise aux enchères au cours de laquelle l'offre relative à cette capacité est retenue et réalisées au plus tard le jour précédant le premier jour de la période de fourniture de capacité, nécessaires à la construction et/ou à la fourniture des éléments techniques physiques essentiels de la capacité, et aux fins d'offrir au marché belge de la capacité additionnelle dès la première période de fourniture de capacité couverte par le contrat de capacité». Pour les capacités existantes, les dépenses ayant pour effet d'offrir de la capacité additionnelle sont les dépenses suivantes: i) les dépenses rendues nécessaires pour permettre à la capacité de se mettre en conformité avec les normes environnementales, et permettant ainsi de la maintenir dans le marché; ii) les dépenses nécessaires pour augmenter la puissance installée de la capacité ou la durée de vie technique de l'installation; et iii) pour les capacités étrangères directes, les dépenses nécessaires au raccordement de l'unité à un réseau relevant de la zone de contrôle belge (voir section 2.10.2).

(138) La proposition d'arrêté royal prévoit les seuils présentés dans le tableau 8. Ces seuils d'investissement ont été calculés de manière à ce que les coûts d'investissement annualisés moyens estimés soient égaux entre les différentes catégories de capacité liées à des contrats de capacité dont la durée maximale est de 15, 8 ou 3 ans. La CREG proposera de mettre à jour les seuils d'investissement lorsque cela est nécessaire et au moins tous les trois ans ([73]). Les seuils tiennent compte de la capacité installée plutôt que de la capacité affectée d'un facteur de réduction. D'après la Belgique, dans le cas où les seuils d'investissement tiendraient compte de la capacité offerte par la CMU affectée d'un facteur de réduction au lieu de la capacité installée, les capacités avec un facteur de réduction élevé atteindraient plus facilement les seuils d'investissement fixés pour les contrats pluriannuels, ce qui serait contraire à l'objectif du MRC.

Tableau 8

Seuils d'investissement fixés pour les contrats de rémunération de capacité à long terme

Durée du contrat	Seuils proposés par la CREG	Nouvelle proposition du gouvernement belge
Années	***EUR/kW***	***EUR/kW***
15	600	360
8	400	239
3	177	106

Source: SPF Économie

(139) La CREG contrôlera les coûts d'investissement afin de veiller, ex ante et ex post, après la soumission de l'unité, à ce que chaque fournisseur de capacité soit classé dans la catégorie de capacité adéquate. En particulier, le fournisseur de capacité doit fournir un dossier d'investissement ex post, que l'autorité de régulation peut utiliser pour son contrôle ex post du classement d'une capacité dans une catégorie de capacité. Si l'analyse ex post révèle que les critères de coût n'ont pas été respectés (en appliquant une marge de tolérance limitée pour tenir compte des petites incertitudes), les conditions contractuelles pourraient être révisées (par exemple, la CMU pourrait être reclassée dans la catégorie de contrat appropriée). En outre, si le dossier d'investissement ex post n'est pas fourni (dans les délais), il est également possible que l'autorité de régulation reclasse la CMU dans la catégorie de capacité d'un an.

(140) Conformément à la proposition initiale, une catégorie de contrat est également attribuée aux offres agrégées. Si une offre agrégée est composée de capacités correspondant à différentes catégories de contrat, l'offre agrégée sera classée dans la catégorie de contrat attribuée à la capacité correspondant à la durée de contrat la plus faible.

([72]) https://www.creg.be/fr/publications/proposition-c1907

([73]) Les seuils d'investissement sont fixés par un arrêté royal, sur la base d'une proposition de l'autorité de régulation (article 6, paragraphe 2, de l'arrêté royal publié).

(141) Cette proposition a été révisée à la suite de la procédure formelle d'examen. Conformément à l'arrêté royal fixant les seuils d'investissement, les critères d'éligibilité des coûts d'investissement et la procédure de classement, chaque capacité composant une offre agrégée fait l'objet d'un classement dans une catégorie de capacité. Sur la base du classement des capacités, la CREG détermine, le cas échéant, les différentes combinaisons de classement des capacités et associe chaque combinaison à une puissance nominale de référence maximale correspondant à la somme des puissances nominales de référence des capacités composant l'offre agrégée classées dans une catégorie de capacité égale ou supérieure à la catégorie de capacité donnée. Le gestionnaire de l'offre agrégée choisit, sur cette base, la catégorie de capacité applicable à l'offre agrégée.

(142) À la suite de la procédure formelle d'examen, la Belgique a également modifié les dispositions de l'arrêté royal concernant les coûts d'investissement admissibles. L'arrêté royal modifié indique que seuls les coûts permettant à la capacité de se mettre en conformité avec de futures normes de l'Union seront admissibles au titre du MRC.

(143) D'après les autorités belges, il ne peut être envisagé d'octroyer des contrats pluriannuels aux capacités étrangères, étant donné que, sur le long terme, il n'est pas toujours possible de garantir une capacité d'entrée suffisante. La capacité d'entrée ne dépend pas seulement du niveau et de la disponibilité de l'interconnexion, mais aussi du risque de forte sollicitation simultanée sur le réseau et sur les réseaux des pays voisins. Ce dernier risque peut varier considérablement dans le temps, en fonction de l'adéquation et de la situation du marché dans d'autres pays.

(144) Les autorités belges se sont toutefois engagées à réexaminer la possibilité d'octroyer des contrats pluriannuels aux capacités étrangères. Le premier réexamen sera effectué d'ici au 15 janvier 2023, puis tous les deux ans. Si le réexamen montre que les risques liés au niveau et à la disponibilité de l'interconnexion et que le risque de forte sollicitation simultanée sur les réseaux sont atténués de manière adéquate, de sorte que l'octroi de contrats de plus d'un an à des capacités étrangères indirectes n'entraîne pas de risques déraisonnables pour l'adéquation, des contrats pluriannuels pourraient être accordés aux capacités étrangères.

(145) Enfin, les capacités non prouvées ne peuvent prétendre qu'à des contrats de capacité d'un an, car il leur est difficile de justifier des coûts précis, ce qui leur permettrait d'être classées dans l'une des catégories de contrats pluriannuels (voir section 2.4.4).

2.7. **Obligations**

2.7.1. *Options de fiabilité*

(146) Le mécanisme de capacité mis en place par la Belgique prévoit l'achat, par le cocontractant, de la capacité auprès des fournisseurs de capacité sous la forme d'options de fiabilité. Les fournisseurs de capacité qui sont sélectionnés au terme d'une mise aux enchères vendent les options de fiabilité à l'acheteur central contre une rémunération de capacité fixe. Lorsque le prix de référence est supérieur à un niveau prédéfini, à savoir le prix d'exercice, le fournisseur de capacité est tenu de rembourser la différence entre le prix de référence et le prix d'exercice à l'acheteur central, calculée sur la base des volumes de capacité contractés.

(147) En conséquence, les revenus du fournisseur de capacité sur le marché «energy-only» sont plafonnés au prix d'exercice, mais les fournisseurs de capacité recevront une rémunération de capacité fixe et certaine en contrepartie. En d'autres termes, les fournisseurs de capacité renoncent à percevoir une partie de leurs rentes de rareté incertaines pour recevoir en contrepartie une rémunération de capacité certaine, ce qui réduit considérablement le risque de volatilité des revenus et donc les risques liés à l'investissement à réaliser. L'objectif des options de fiabilité est double. En premier lieu, l'obligation de remboursement limite les possibilités de réaliser des profits inattendus et, en second lieu, elle incite les CMU à être disponibles au cours des périodes pertinentes du point de vue de la sécurité d'approvisionnement.

2.7.2. *Prix de référence*

(148) La Belgique a choisi le prix du marché journalier comme prix de référence. Selon la Belgique, ses principaux avantages sont les suivants:

a) le prix du marché journalier constitue le signal de marché le plus pertinent en ce qui concerne les questions d'adéquation, car la plupart des facteurs influant sur la position des acteurs sur le marché sont intégrés dans la planification et les prévisions de la production;

b) le prix du marché journalier constitue un signal fort et représente le marché au comptant le plus important et le plus liquide, en raison de sa granularité et de la grande précision des hypothèses, ce qui se reflète dans les volumes échangés;

c) après l'appariement journalier dans le système belge, tous les responsables en matière d'équilibrage doivent être équilibrés (nomination journalière à 15 h 00) et, à ce moment précis, le marché est réglé. De cette façon, le prix du marché journalier est la dernière possibilité, dans le calendrier de développement des produits d'électricité, de croiser la totalité des demandes et des offres restantes après le marché à terme et avant que des besoins de flexibilité ne se fassent sentir sur les marchés intrajournalier et d'équilibrage;

d) en raison de sa position temporelle sur les marchés au comptant, il devrait permettre à toutes les technologies (y compris les capacités lentes) de réagir.

(149) La Belgique a expliqué que la méthode de calcul du prix de référence peut être revue à l'avenir pour s'assurer qu'elle envoie le signal de prix le plus adéquat, une fois que la maturité des autres marchés au comptant augmentera pour atteindre un niveau proche du marché journalier. En particulier, les prix du marché intrajournalier peuvent être à nouveau pris en compte dès lors que le niveau de liquidité est suffisant et qu'il est constant.

(150) La Belgique a opté pour un prix d'exercice unique, assorti de quelques corrections, afin de garantir l'ouverture technologique du système et de limiter les profits inattendus lors de la calibration. Selon les autorités belges, ces corrections sont nécessaires pour limiter les risques que l'application d'un prix d'exercice unique pourrait avoir sur la participation de certaines technologies au MRC. En particulier, l'absence de ces corrections pourrait nuire aux technologies dont le coût marginal à court terme est supérieur au prix d'exercice.

(151) Comme prévu à l'article 7 *undecies*, paragraphe 2, de la loi sur l'électricité, le paramètre relatif au prix d'exercice sera fixé chaque année par un arrêté ministériel au plus tard le 31 mars de l'année en question (tant pour les enchères Y-4 que pour les enchères Y-1) et sur la base de la méthode établie dans l'arrêté royal fixant les paramètres des enchères.

(152) Elle sera basée sur une analyse des courbes agrégées indiquant la partie élastique du volume de réaction du marché observé en fonction du prix du marché journalier pondéré sur une période de trois ans pour les périodes pertinentes de ces trois années (pendant les jours de semaine en période hivernale). La méthode indique que le prix d'exercice calibré doit être choisi dans la fourchette correspondant à [75 %; 85 %] du volume de réaction élastique par rapport au prix du marché qui y réagit et en tenant compte d'un certain nombre de principes directeurs:

a) premier critère: les coûts marginaux à court terme des technologies avec un programme journalier devraient être couverts par le prix d'exercice choisi;

b) deuxième critère: la calibration du prix d'exercice tient compte de la forme de la courbe de calibration;

c) troisième critère: la calibration du prix d'exercice tient compte des évolutions du marché de l'énergie;

d) quatrième critère: la stabilité du prix d'exercice au cours du temps; et

e) cinquième critère: une chance raisonnable que le prix d'exercice soit atteint par le prix de référence.

(153) Dans le cadre de l'évaluation du premier critère, ce critère est examiné à la lumière des résultats et des hypothèses utilisés dans l'étude sur l'adéquation et la flexibilité de 2019, notamment dans les sections 2.9.3 et 2.9.4. Le calcul de ces coûts marginaux à court terme repose sur plusieurs estimations: une estimation des prix des combustibles, une estimation de l'évolution potentielle du prix du CO_2 et une estimation de la performance («efficience») de plusieurs technologies prises en compte dans l'étude sur l'adéquation et la flexibilité de 2019 (dans ce cas, il s'agit de TGCC, de TGCO et de groupes électrogènes à diesel).

(154) La Belgique a proposé de limiter la fourchette indicative des prix d'exercice calibrés, basée sur les trois dernières périodes hivernales (hiver 2016/2017 à hiver 2018/2019), à [320; 500] EUR/MWh.

(155) Cela implique que le prix d'exercice peut évoluer dans le temps (mais reste fixe pendant la durée du contrat de capacité d'une CMU), conformément aux évolutions du marché de l'énergie, et que les contrats de capacité résultant d'une enchère ne prévoient pas nécessairement le même prix d'exercice que les contrats de capacité liés à une autre enchère. Dans tous les cas, les fournisseurs de capacité seront informés du prix d'exercice applicable avant chaque enchère, ce qui leur permettra de tenir compte de cette information dans leurs offres.

(156) En outre, la Belgique a choisi d'offrir aux CMU qui ne sont pas tenues de mettre en place un programme individuel (les fournisseurs de participation active de la demande et les agrégateurs entrent généralement dans cette catégorie) la possibilité de remplacer le prix d'exercice unique par leur prix de marché déclaré (c'est-à-dire leur coût marginal à court terme) dans le cadre de l'obligation de remboursement lorsque celui-ci est supérieur au prix d'exercice unique. En d'autres termes, ces CMU qui ne sont pas tenues de mettre en place un programme individuel (et donc les

fournisseurs de participation active de la demande) ne sont soumises à l'obligation de remboursement que dans le cas où le prix de référence dépasse leur prix de marché déclaré, qui représente le prix au-dessus duquel ces fournisseurs de capacité ont déclaré livrer de l'énergie dans le marché de l'énergie. En d'autres termes, dans le cas où la calibration du prix d'exercice unique aboutirait à un prix inférieur à leur coût d'activation, ces CMU ne seraient pas tenues de rembourser des revenus qui n'auraient pas été perçus sur le marché de l'énergie (dans le cas où le prix de référence dépasserait le prix d'exercice, mais serait inférieur à leur prix de marché déclaré). Cette mesure a été introduite après le processus de consultation publique afin d'apaiser les craintes des fournisseurs de participation active de la demande et d'autres parties qui, sans la mesure, redoutaient d'avoir plus de difficultés à participer, car ils pouvaient être soumis à une obligation de remboursement sans avoir été mobilisés et sans avoir perçu de revenus en premier lieu. Selon la Belgique, cette mesure assure également une ouverture technologique tout en limitant les profits inattendus. En particulier, selon les autorités, cet élément de conception devrait faciliter explicitement l'adhésion de la participation active de la demande au MRC et de toute autre technologie dont les coûts marginaux à court terme sont plus élevés.

(157) En outre, les CMU qui ne sont pas tenues de mettre en place un programme individuel peuvent décider de déclarer plusieurs prix journaliers comme prix de marché déclaré. Cette mesure est particulièrement pertinente pour les agrégateurs, qui peuvent avoir un portefeuille composé de CMU ayant des prix marginaux différents et reflétant leur courbe de coûts réels. Elle vise à éviter d'appliquer l'obligation de remboursement à une énergie qui n'a pas été vendue sur le marché et pour laquelle aucun revenu n'a été perçu.

2.7.3. *Remboursements*

2.7.3.1. Description

(158) Lorsque le prix de l'électricité sur le marché de gros journalier est supérieur au prix d'exercice, le fournisseur de capacité doit payer la différence entre le prix de référence et le prix d'exercice à Elia, calculée sur la base des volumes de capacité contractés. En conséquence, les revenus du fournisseur de capacité sur le marché «energy-only» sont plafonnés au prix d'exercice, mais les fournisseurs de capacité recevront une rémunération de capacité fixe et certaine en contrepartie.

(159) Le fournisseur de capacité sera soumis à l'obligation de remboursement, qu'il ait ou non vendu de l'électricité à des prix élevés pendant la période de règlement concernée.

(160) Il est important d'ajouter que l'option de fiabilité est conçue de telle sorte que les indisponibilités planifiées et non planifiées des actifs dûment notifiées à l'avance sont exemptées de cette obligation de remboursement dans la mesure de l'indisponibilité. En effet, l'obligation de remboursement vise à éviter les profits inattendus en remboursant les recettes imprévues perçues sur le marché de l'énergie. Cependant, en cas d'indisponibilités (planifiées ou non), aucune énergie n'est fournie. En conséquence, en cas d'indisponibilités (dûment notifiées), il est impossible pour le fournisseur de capacité de capter les recettes plus importantes générées dans le secteur de l'énergie et résultant du niveau élevé des prix et, par conséquent, aucune obligation de remboursement ne devrait être applicable dans ces circonstances.

(161) Les unités de participation active de la demande et les autres capacités qui ne sont pas tenues de mettre en place un programme journalier sont soumises à l'obligation de remboursement si le prix de référence est supérieur à leur prix de marché déclaré (voir considérant 156).

(162) Les autorités belges se sont engagées à effectuer une analyse technique et économique qui examinera les offres et les résultats des enchères, en mettant l'accent sur les effets de l'obligation de remboursement. L'analyse sera effectuée tous les deux ans, à compter de la clôture de la première mise aux enchères, au printemps 2022. Les résultats de l'analyse feront l'objet d'une consultation publique.

2.7.3.2. Mécanismes de limitation des pertes («stop loss»)

(163) La Belgique mettra également en œuvre un mécanisme de limitation des pertes pour l'obligation de remboursement (liée aux options de fiabilité) et pour les pénalités en cas d'indisponibilité, qui sont appliquées de manière cumulative (voir section 2.8.4).

(164) Ce mécanisme de limitation des pertes implique que le fournisseur de capacité, dans le cadre du MRC, ne devra jamais rembourser un montant supérieur à la valeur de sa rémunération de capacité annuelle. En d'autres termes, si la valeur du contrat est réduite à zéro, il n'y a aucune obligation de paiement (ni pour les options de fiabilité ni pour les paiements de disponibilité). Ce principe implique que des mesures utiles de limitation des risques seront mises en place en faveur du fournisseur de capacité, autorisant la soumission d'offres nulles dans le cas où le «missing money»

sur le marché de l'énergie serait réduit à zéro. En revanche, sans un tel mécanisme de limitation des pertes, le fournisseur de capacité risquerait d'être soumis à une obligation de remboursement et/ou à une pénalité, même dans le cas où il n'aurait pas de «missing money» et où la valeur du contrat de capacité serait de 0 EUR. Pour couvrir ce risque, un fournisseur de capacité ne ferait jamais une offre à 0 EUR/MW/an (même dans le cas où il n'aurait pas de «missing money») sans la mise en œuvre de ce mécanisme de limitation des pertes.

2.8. **Contrôle de la disponibilité, tests et pénalités**

2.8.1. *Contrôle de préfourniture*

(165) Pendant la période de préfourniture (c'est-à-dire la période qui suit la sélection d'une CMU lors de l'enchère, mais qui précède le début de la période de fourniture), les fournisseurs de capacité sélectionnés sont soumis à un ensemble d'exigences visant à garantir que leur capacité contractée sera disponible au début de la période de fourniture et qu'elle contribuera à la sécurité d'approvisionnement. Elles sont notamment destinées à atténuer le risque d'agiotage et à tenir compte de l'incertitude inhérente aux nouveaux investissements (par exemple, un retard dans les travaux de construction).

(166) Une garantie financière conditionnelle est nécessaire pour garantir l'exécution requise, dans les délais impartis, de toutes les obligations qui lui incombent en ce qui concerne les contrôles de préfourniture découlant du contrat de capacité et/ou des règles de fonctionnement du MRC et des règles du marché (voir considérant 108). Si un fournisseur de capacité ne respecte pas ses obligations pendant une période de préfourniture, la garantie financière peut être invoquée.

(167) Pour les CMU existantes, des tests de disponibilité préfourniture seront organisés et des pénalités leur seront appliquées en cas de non-conformité. En outre, pour les CMU additionnelles et virtuelles, des obligations supplémentaires et des exigences en matière de contrôle sont prévues entre les enchères Y-4 et la période de fourniture. Le contrôle de préfourniture de ces nouvelles capacités sera fondé sur la planification détaillée du projet fournie par le fournisseur de capacités. Si le fournisseur de capacité ne respecte pas les étapes prévues dans la planification du projet, entraînant un retard résiduel, des pénalités seront appliquées, y compris des pénalités financières (couvertes par la garantie financière), ou, dans certains cas, la capacité initialement contractée (et donc la rémunération de capacité par an) et/ou la durée du contrat de capacité (et donc le nombre d'années pendant lesquelles une rémunération de capacité sera perçue) seront réduites.

2.8.2. *Contrôle de la disponibilité*

(168) Le GRT belge assure la disponibilité de toutes les CMU contractées (en tenant compte du facteur de réduction) pour atteindre le niveau de sécurité d'approvisionnement visé. Étant donné que l'objectif principal du MRC est de garantir un niveau adéquat de capacité dans le système, le contrôle de la disponibilité a lieu pendant les périodes qui sont pertinentes du point de vue de la sécurité de l'approvisionnement. À cet égard, un déclencheur de contrôle de la disponibilité (Availability Monitoring Trigger ou AMT) est établi pour déterminer les moments pertinents du point de vue de l'adéquation et pendant lesquels le GRT contrôlera la disponibilité des CMU.

(169) L'AMT est basé sur le prix du marché journalier. Les raisons d'opter pour le prix du marché journalier sont les mêmes que pour l'obligation de remboursement, comme décrit dans la section 2.7.2. Pendant les moments AMT (c'est-à-dire les moments pendant lesquels le prix du marché journalier dépasse le prix AMT), le GRT peut vérifier si la capacité achetée est effectivement capable de répondre à un signal du marché journalier. Si la capacité n'atteint pas la capacité obligée ([74]) (sur la base des modalités et conditions du contrat de capacité et des règles de fonctionnement), la part de l'obligation qui n'était pas disponible est passible de pénalités, à moins que la CMU puisse couvrir la différence positive entre la capacité obligée et la capacité disponible ([75]) via le marché secondaire du MRC (voir section 2.9). En vendant des obligations sur le marché secondaire, le fournisseur de capacité peut réduire de manière efficace la capacité obligée pour éviter les écarts entre la capacité obligée et la capacité disponible et donc éviter les pénalités.

(170) Pour le calcul de la capacité obligée, une distinction est faite entre les actifs soumis à des contraintes énergétiques et ceux qui ne le sont pas, car ils contribuent à la sécurité d'approvisionnement de manière différente. Un actif soumis à des contraintes énergétiques (par exemple, les batteries, la participation active de la demande) ne peut être disponible que pendant un certain nombre d'heures consécutives, alors que ces restrictions ne s'appliquent pas aux actifs non soumis à des contraintes.

([74]) Le volume qu'une CMU est tenue de mettre à disposition lors des tests de disponibilité et du contrôle de la disponibilité.

([75]) La capacité de la CMU qui est effectivement disponible dans le cadre du mécanisme de contrôle de la disponibilité ou lors du test de disponibilité.

(171) Pour les actifs non soumis à des contraintes énergétiques (par exemple, les installations thermiques, les parcs éoliens), la durée du moment AMT (exprimée en nombre d'heures) n'affecte pas la capacité disponible. En moyenne, ces actifs devraient être en mesure de fournir au moins leur capacité affectée d'un facteur de réduction. Par conséquent, pour toute heure AMT pendant le contrat de capacité, la capacité obligée est égale à la capacité de l'actif affectée d'un facteur de réduction telle que déterminée pendant la phase de préqualification.

(172) Étant donné que les actifs soumis à des contraintes énergétiques (par exemple, les batteries, la participation active de la demande) ne peuvent être disponibles que pendant un certain nombre d'heures consécutives, ces CMU peuvent choisir un certain type d'accord de niveau de service pendant la phase de préqualification. Par conséquent, la capacité obligée est égale à leur capacité non affectée d'un facteur de réduction pour les heures comprises dans leurs contraintes énergétiques. La capacité obligée sera égale à 0 MW pour toute autre heure AMT au cours d'un même jour. La CMU conserve la liberté d'appeler ses actifs au cours de tout moment AMT d'un ensemble d'heures AMT qu'elle a choisi, à condition qu'elle ait livré au moins l'énergie prévue dans son SLA pour toutes les heures AMT d'une journée.

(173) Les fournisseurs de capacité tenus de mettre en place un programme journalier sur le marché de l'énergie sont présumés avoir une capacité disponible à chaque heure AMT correspondant à la puissance maximale (Pmax) disponible ([76]).

(174) D'autre part, il est plus difficile de connaître la disponibilité réelle des fournisseurs de capacité qui ne sont pas tenus de mettre en place un programme. Par conséquent, ces derniers fournisseurs de capacité sont toujours obligés de communiquer, avant la fermeture du marché journalier, un prix journalier au-dessus duquel ils seraient disposés à fournir de l'énergie au marché grâce à la CMU, en distribuant au minimum la capacité obligée, qui peut être supérieure au prix AMT. Si l'équilibrage du marché se fait en dessous de ce prix, l'unité est présumée disponible selon une déclaration (mais elle ne fournit pas d'énergie). En cas d'équilibrage du marché au-dessus du prix journalier déclaré, le GRT contrôlera la fourniture d'énergie. De cette façon, le contrôle n'impose pas la fourniture d'énergie pendant tous les moments AMT, mais seulement dans le cas où les conditions de marché sont favorables à la CMU (ce qui correspond au prix journalier déclaré).

(175) En outre, les fournisseurs de capacité qui ne sont pas tenus de mettre en place un programme peuvent, à titre facultatif, déclarer d'autres prix pour indiquer une fourniture sur d'autres marchés (marchés intrajournaliers ou d'équilibrage) et/ou pour des volumes plus faibles. Cette possibilité a pour but de refléter le fonctionnement du marché puisqu'une partie de l'énergie peut être vendue pratiquement en temps réel. Le GRT contrôlera la disponibilité en utilisant le prix qui correspond au moment où l'énergie a été fournie. Si le ou les prix déclarés ne sont jamais dépassés sur leur(s) marché(s) respectif(s), l'actif ne sera pas suffisamment visible sur le marché et sera par conséquent plus susceptible d'être soumis à des tests. Les règles de fonctionnement du MRC incluront un droit pour le GRT de demander un certain nombre de tests pendant une période de fourniture (voir section 2.8.3).

(176) Selon la Belgique, il y a deux principaux facteurs qui poussent les fournisseurs de capacité à déclarer des prix corrects pour leurs CMU, en ce qui concerne l'obligation de remboursement et le contrôle de la disponibilité:

a) l'appel efficace de la CMU en réponse à un prix déclaré contribue à la crédibilité de l'unité quant à sa capacité à répondre au marché. Comme indiqué précédemment, cela réduira les possibilités d'être soumis à des tests de disponibilité. Les coûts associés à ces tests sont supportés par les fournisseurs de capacité (voir considérant 181), ce qui les incite à afficher le niveau de disponibilité au moyen du mécanisme des prix déclarés;

b) pendant les heures AMT durant lesquelles une obligation de remboursement survient, l'appel de la CMU sera contrôlé sur la base des prix déclarés par le fournisseur de capacité. En d'autres termes, le GRT doit être capable de mesurer le volume communiqué à livrer ainsi que la marge à conserver. Par exemple, si une CMU a indiqué que, sur la base des prix du marché qui en résultent, elle distribuerait de l'énergie à 90 % de la capacité contractée, il convient de mesurer la fourniture de 90 % et la marge de 10 % par rapport à la limite technique. Le non-respect des volumes d'énergie à fournir ou de la marge qui a été communiquée entraînera des pénalités d'indisponibilité. Cela permet d'éviter les fausses déclarations de prix visant à contourner l'obligation de remboursement. En dehors des heures AMT avec une obligation de remboursement, ces contrôles ne seront pas effectués, car il n'y a pas de gain potentiel pour le fournisseur de capacité.

([76]) La puissance maximale (en MW) que le point de livraison peut injecter sur (ou prélever du) réseau Elia au cours d'un quart d'heure donné, compte tenu de toutes les restrictions techniques, opérationnelles, météorologiques ou autres restrictions connues au moment de la notification à Elia en même temps que le programme journalier, sans tenir compte de la participation du point de livraison à la fourniture de services d'équilibrage.

2.8.3. *Tests*

(177) Elia peut vérifier la disponibilité d'une CMU au moyen de tests de disponibilité non annoncés. Ces tests seront notifiés par Elia au fournisseur de capacité entre 15 heures CET et 15 h 30 CET au plus tard la veille du test de disponibilité, c'est-à-dire au moment même où l'identification des heures AMT est communiquée.

(178) Elia peut tester une CMU jusqu'à trois fois avec succès pendant la période hivernale et une fois avec succès en dehors de la période hivernale. En outre, Elia se réserve le droit de tester avec succès au maximum une fois la durée totale du SLA (le cas échéant). Elia n'effectuera pas de tests de disponibilité, au cours d'une période durant laquelle elle a été préalablement informée d'une indisponibilité planifiée de la CMU concernée, sur la (partie de la) capacité qui n'est pas disponible (c'est-à-dire que la capacité obligée est limitée aux capacités disponibles connues).

(179) Elia sélectionnera les CMU sur lesquelles effectuer les tests de disponibilité selon une procédure interne, qui ne sera pas divulguée publiquement. Néanmoins, Elia fonde sa procédure sur des critères tels que les suivants:

a) la quantité de disponibilité prouvée des CMU par rapport à toutes les autres CMU couvertes par un contrat de capacité pour la période de fourniture en cours;

b) les tests de disponibilité auxquels la CMU a précédemment échoué;

c) la capacité manquante lors d'un contrôle de la disponibilité;

d) les corrélations entre les productions de la CMU et les prix de marché déclarés.

(180) Lorsqu'Elia envoie une notification au fournisseur de capacité concernant le test de disponibilité ainsi que sa durée prévue (durée totale du SLA ou un quart d'heure), elle contient également son heure de début et de fin. Durant cette période, le fournisseur de capacité a la liberté de procéder à la fourniture d'énergie à sa convenance.

(181) Toute capacité manquante pendant cette période est passible d'une pénalité d'indisponibilité. Les coûts éventuels des tests de disponibilité sont supportés par le fournisseur de capacité.

2.8.4. *Pénalités*

(182) Toute capacité manquante, c'est-à-dire la différence positive entre la capacité obligée et la capacité disponible, pendant une heure AMT est passible d'une pénalité d'indisponibilité.

(183) Le montant total des pénalités d'indisponibilité qu'un fournisseur de capacité peut recevoir pour une CMU, pour une période de fourniture et pour une capacité manquante englobant une obligation du marché primaire ainsi que pour une obligation obtenue sur le marché secondaire avec une période de transaction qui couvre au minimum une période de fourniture complète, est limité aux prix des offres sélectionnées et attribuées lors des enchères pour la période de fourniture, multipliée par les capacités contractées lors des enchères.

(184) Le montant total des pénalités d'indisponibilité qu'un fournisseur de capacité peut recevoir pour une CMU, pour un mois et pour une capacité manquante résultant d'une obligation du marché primaire ainsi que pour une obligation obtenue sur le marché secondaire avec une période de transaction qui couvre au minimum une période de fourniture complète, est limité à 20 % des prix des offres sélectionnées et attribuées lors des enchères pour la période de fourniture, multiplié par les capacités contractées lors des enchères.

(185) S'il est établi qu'une capacité manquante est supérieure à 20 % de la capacité obligée au cours de trois moments AMT distincts et/ou de trois tests de disponibilité distincts pour la même CMU, Elia émet une révision à la baisse de la rémunération de capacité pour cette CMU, proportionnellement à la capacité manquante maximale établie au cours de cette période. Le fournisseur de capacité conserve toutefois une obligation de disponibilité et s'expose toujours à d'éventuelles pénalités d'indisponibilité pour cette CMU, comme dans le contrat de capacité initial. La valeur totale du contrat n'est pas modifiée. La rémunération de la capacité initiale est rétablie après que la CMU a fourni avec succès sa capacité obligée, correspondant à la capacité contractée et au SLA du contrat principal, pendant trois moments AMT ou trois tests de disponibilité consécutifs.

(186) Dans le cas où la CMU a fait l'objet d'une révision à la baisse de la rémunération de capacité pendant deux périodes de fourniture consécutives et qu'elle a à chaque fois échoué à rétablir la rémunération de la capacité initiale dans les 12 semaines suivant chaque révision, la CMU perd la possibilité de rétablir la rémunération de la capacité initiale et tous les contrats de capacité s'appliquant aux périodes de fourniture commençant à partir de celle couverte par la première enchère Y-1 à venir, après l'application de la présente disposition, sont résiliés.

2.9. **Marché secondaire**

(187) La Belgique mettra en place un marché secondaire pour fournir aux fournisseurs de capacité un mécanisme leur permettant d'améliorer leur gestion des risques dans le cadre du MRC. En effet, si un fournisseur de capacité est confronté à une disponibilité plus faible que prévu (inférieure à sa capacité obligée calculée conformément aux règles du marché), il a la possibilité de couvrir la différence positive entre sa capacité obligée contractuelle et sa capacité disponible sur le marché secondaire, sans être soumis à une pénalité d'indisponibilité. En cas de transactions sur le marché secondaire, un transfert complet des obligations, y compris le prix d'exercice prévu par l'obligation initiale, est effectué.

(188) Le marché secondaire sera mis en œuvre au moins un an avant le début de la première période de fourniture. Les modalités du mécanisme du marché secondaire sont décrites dans les règles de fonctionnement du MRC.

2.10. **Participation des capacités transfrontalières**

(189) La Belgique autorisera les capacités étrangères situées dans un État membre qui dispose d'un raccordement direct au réseau de la Belgique à participer à la première fourniture. Les modalités sont énoncées dans un arrêté royal ([77]). Selon la Belgique, étant donné que les méthodes, les règles communes et les modalités énoncées à l'article 26, paragraphe 11, du règlement sur l'électricité n'ont été approuvées qu'en décembre 2020 ([78]) et que les GRT n'ont pas encore été en mesure de conclure les accords nécessaires, il n'a pas été possible d'organiser la participation transfrontalière dès la première enchère Y-4. D'après les autorités belges, elle sera mise en place dès que possible. Entre-temps, un volume a été réservé pour l'enchère Y-1, garantissant la participation des capacités transfrontalières dès la première année de fourniture, c'est-à-dire en 2025.

(190) La participation sera ouverte à toutes les technologies. Elle distingue deux types de capacité étrangère: directe et indirecte.

2.10.1. *Participation des capacités étrangères indirectes*

(191) Les capacités étrangères indirectes sont des capacités situées dans des États membres voisins. Pour chacun des États membres voisins, une préenchère est organisée. Compte tenu de la capacité limitée sur les interconnexions, l'objectif de la préenchère est d'assurer une préqualification efficace, puisqu'il s'agit d'une condition préalable à la mise aux enchères principale. Chaque préenchère débutera au plus tard le 1er juin et sera organisée par le GRT conformément à l'instruction donnée par le ministre visée à l'article 7 *undecies*, paragraphe 6, de la loi sur l'électricité et ses modalités seront précisées par un État membre voisin. Dans son instruction, le ministre peut décider, le cas échéant, qu'il n'y a pas lieu d'organiser une préenchère avec un État membre voisin. Les paramètres de la préenchère sont les mêmes que ceux de l'enchère correspondante. Toutefois, le prix de référence pour chaque État membre voisin reflète le prix qui aurait été obtenu par le fournisseur de capacité étrangère indirecte sur les marchés de l'électricité gérés par le NEMO ([79]) désigné par la capacité étrangère indirecte.

(192) Chaque année, le GRT détermine la capacité d'entrée maximale disponible pour la participation de capacités étrangères indirectes de chaque État membre voisin, sur la base de la recommandation du centre de coordination régional visé à l'article 26, paragraphe 7, du règlement sur l'électricité, conformément à la méthode approuvée par l'ACER visée à l'article 26, paragraphe 11, point a), du règlement sur l'électricité.

(193) Dans l'attente de l'adoption des stratégies, propositions ou décisions pertinentes mettant en œuvre l'article 26 du règlement sur l'électricité, la contribution de chaque zone de marché directement reliée à la Belgique est déterminée par la contribution de ces zones pendant les situations de pénurie simulées, sur la base d'une ERAA ou d'une NRAA.

([77]) Projet d'arrêté royal relatif à l'établissement des conditions auxquelles les détenteurs de capacités étrangères directes et indirectes peuvent participer à la procédure de préqualification dans le cadre du mécanisme de rémunération de capacité.

([78]) Voir décision nº 36/2020 de l'ACER du 22 décembre 2020 sur les spécifications techniques relatives à la participation transfrontalière dans les mécanismes de capacité.

([79]) «Opérateur désigné du marché de l'électricité (NEMO)», une entité désignée pour l'autorité compétente pour exécuter des tâches en lien avec le couplage unique journalier ou le couplage unique infrajournalier (voir article 2 du règlement sur l'électricité).

(194) D'autres conditions régissant la participation transfrontalière sont prévues dans la décision n° 36/2020 de l'ACER sur les spécifications techniques relatives à la participation transfrontalière aux mécanismes de capacité.

(195) Si une ligne CNT est modélisée entre la Belgique et une autre zone de marché directement reliée électriquement à celle-ci, alors:

a) pour chaque situation de pénurie simulée:

1) si la zone de marché exporte vers la Belgique, sa contribution correspond aux échanges simulés sur le marché,

2) si la zone de marché importe depuis la Belgique, sa contribution est nulle;

b) la capacité d'entrée maximale d'une zone de marché est définie comme étant égale à la contribution moyenne pendant les situations de pénurie simulées.

(196) Si un domaine basé sur les flux est défini dans la simulation qui intègre la Belgique, alors:

a) tout d'abord, on procède à un contrôle de la position nette de la Belgique pour les situations de pénurie simulées:

1) si la position nette de la Belgique est positive, la contribution des autres zones de marché dans le domaine basé sur les flux est nulle,

2) si la position nette de la Belgique est négative, on procède à un contrôle de la position nette des autres zones de marché:

— si la position nette des autres zones de marché est négative, la contribution de cette zone de marché est nulle,

— pour toutes les zones de marché ayant une position nette positive, on calcule la moyenne pondérée des positions nettes des différentes zones de marché afin d'atteindre le niveau de la position nette de la Belgique;

b) la capacité d'entrée maximale d'une zone de marché est définie comme étant égale à sa contribution moyenne pendant les situations de pénurie simulées.

(197) Les capacités étrangères indirectes souhaitant soumettre une offre lors de la préenchère fournissent au GRT des informations sur le volume de capacité proposé après application du facteur de réduction, le prix proposé et les émissions de CO_2 de la capacité concernée.

(198) La capacité étrangère indirecte dont l'offre est retenue à l'issue de la préenchère dépose un dossier de préqualification. L'évaluation du dossier de préqualification sera menée par le GRT voisin en coopération avec Elia, conformément aux règles énoncées dans les méthodes visées à l'article 26, paragraphe 11, point f), du règlement sur l'électricité et, le cas échéant, conformément à l'accord conclu entre les GRT.

2.10.2. *Participation des capacités étrangères directes situées dans un État membre voisin disposant d'un raccordement direct au réseau belge et n'étant pas raccordées au réseau de cet États membre voisin*

(199) Selon les autorités belges, les capacités étrangères directes sont des capacités situées dans un État membre voisin, mais disposant d'un raccordement direct et exclusif au réseau belge et n'étant pas raccordées au réseau de cet État membre voisin.

(200) La capacité doit également être située dans un État membre voisin avec lequel la Belgique a conclu un accord sur la participation des capacités étrangères directes au MRC, garantissant que:

(a) la participation de toute capacité étrangère directe dépend d'une déclaration effectuée par l'État membre voisin dans lequel la capacité est située, indiquant que la capacité en question satisfait à un certain nombre d'exigences techniques, organisationnelles et financières définies dans l'accord et que toutes les autorisations nécessaires pour la capacité en question ont été délivrées régulièrement et inconditionnellement, ou le seront dans un délai raisonnable;

(b) la participation de toute capacité étrangère directe dépend d'une déclaration effectuée par l'État membre voisin dans lequel la capacité est située, indiquant que cette participation n'entraîne pas de problèmes graves en matière de sécurité d'approvisionnement dans l'État membre voisin ou ne le prive pas des infrastructures nécessaires pour traiter de manière adéquate les problèmes de congestion connus.

(201) Conformément à l'article 21, paragraphe 2, du règlement sur l'électricité, entre octobre et décembre 2019, la Belgique a organisé une consultation avec les États membres voisins.

2.10.3. *Recettes tirées de la congestion*

(202) L'attribution des recettes résultant de l'allocation de tickets transfrontaliers, soit les droits d'accès permettant aux fournisseurs de capacité étrangers de participer au MRC belge, est entièrement régie par l'article 26, paragraphe 9, du règlement sur l'électricité.

(203) La Belgique a indiqué que les recettes tirées de la congestion seront utilisées aux fins prévues à l'article 19, paragraphe 2, du règlement sur l'électricité, comme énoncé à l'article 26, paragraphe 9, dudit règlement.

(204) La Belgique a confirmé qu'elle se conformera à la décision n° 36/2020 de l'ACER qui, entre autres, définit la méthode de partage des recettes résultant de l'allocation de la capacité d'entrée.

2.11. **Cumul**

(205) Conformément à l'article 3 de l'arrêté royal sur les critères d'admissibilité relatifs au cumul des aides et au seuil de participation minimal, les capacités qui bénéficient déjà d'une aide au fonctionnement sont exclues de la phase de préqualification. Les capacités qui bénéficient de cette aide peuvent participer à la phase de préqualification à condition de renoncer à l'aide si un contrat leur est attribué dans le cadre du mécanisme de capacité. Un formulaire confirmant cet engagement de renonciation est publié par le ministère de l'énergie. En outre, les capacités s'engagent à ne pas demander d'autres aides au fonctionnement pendant la période durant laquelle elles font l'objet d'un contrat de capacité lorsqu'elles présentent une demande pour la phase de préqualification.

2.12. **Budget et mécanisme de financement**

2.12.1. *Budget*

(206) Le coût précis de la mesure sera déterminé par les enchères. Selon l'estimation des coûts la plus récente soumise par les autorités belges, qui a été réalisée en janvier 2021 par la société de conseil Haulogy, mandatée par les autorités belges, le coût global de la mesure peut être estimé entre 238 et 253 millions d'EUR par an.

2.12.2. *Financement de la mesure*

(207) Le Parlement belge a adopté une résolution le 16 juillet 2020 ([80]) indiquant que les coûts du MRC seront financés sur la base d'une «obligation de service public» au moyen des tarifs de réseau appliqués par Elia.

(208) Les autorités belges indiquent que le MRC est financé par des taxes parafiscales ou par des taxes à la charge d'un bénéficiaire. Conformément à l'article 12, paragraphe 1, de la loi sur l'électricité, le raccordement, l'utilisation des infrastructures et des systèmes électriques et, le cas échéant, les services auxiliaires fournis par le gestionnaire du réseau font l'objet de tarifs pour la gestion du réseau de transport et des réseaux ayant une fonction de transport. En outre, conformément à l'article 12, paragraphe 13, de la loi sur l'électricité, le gestionnaire du réseau communique, dans les plus brefs délais, aux utilisateurs de son réseau les tarifs qu'il doit appliquer et les met à la disposition de toutes les personnes qui en font la demande.

([80]) https://www.dekamer.be/kvvcr/showpage.cfm?section=/none&leftmenu=no&language=fr&cfm=/site/wwwcfm/flwb/flwbn.cfm?lang=F&legislat=55&dossierID=1220

(209) Conformément à l'article 12, paragraphe 5, point 11, de la loi sur l'électricité, les coûts nets des missions de service public imposées par [cette] loi, sont pris en compte dans les tarifs de manière transparente et non discriminatoire, conformément aux dispositions législatives et réglementaires applicables.

(210) Conformément à l'article 4, paragraphe 2, de l'arrêté adopté par la CREG le 28 juin 2018 sur la base de l'article 12 de la loi sur l'électricité ([81]) et qui détermine les tarifs de réseau pour la période 2020-2030, les tarifs de réseau sont les prix dus par un utilisateur du réseau au gestionnaire du réseau. Conformément à l'article 4, paragraphe 7, du même arrêté, la structure tarifaire générale distingue les tarifs de transport, qui couvrent le revenu total du gestionnaire du réseau, et les tarifs pour les obligations de service public. L'article 6 de l'arrêté prévoit que les tarifs pour les obligations de service public compensent les coûts nets des obligations de service public, y compris les coûts de gestion et les charges financières, imposées au gestionnaire du réseau et pour lesquelles la loi, le décret ou l'ordonnance, ou leurs arrêtés d'exécution, n'ont pas prévu de mécanisme spécifique de compensation, par le biais d'une surcharge ou d'un autre prélèvement, en contrepartie de la performance du réseau.

(211) Sur cette base, le GRT soumettra chaque année à la CREG, pour approbation, une proposition de tarif pour l'obligation de service public, accompagnée d'un budget comprenant une prévision de tous les coûts (rémunération de capacité, frais de gestion et de développement du GRT) et revenus du MRC pour l'année suivante. Le tarif proposé pour l'obligation de service public tiendra également compte du solde reporté de l'exercice précédent.

(212) À la fin de l'année, le GRT soumettra un rapport tarifaire à la CREG pour approbation, établissant les coûts et les revenus réels de l'exercice précédent et les revenus résultant de l'application du tarif. Après avoir vérifié l'exactitude des données et le caractère raisonnable des coûts de gestion et de développement du MRC supportés par le GRT, la CREG déterminera le solde à reporter.

(213) Toutes les recettes liées au MRC seront utilisées pour couvrir les coûts inclus dans le tarif pour l'obligation de service public, sans préjudice de l'article 26, paragraphe 9, du règlement sur l'électricité.

(214) Le tarif est appliqué uniformément, en EUR/MWh, à tous les consommateurs (directement, au consommateur raccordé au réseau de transport, ou indirectement, par l'intermédiaire du gestionnaire du réseau de distribution et des fournisseurs, pour les consommateurs raccordés au réseau de distribution).

(215) Les modalités spécifiques de financement du MRC seront appliquées au plus tôt en janvier 2025, comme le prévoit l'article 7 *undecies*, paragraphe 15, de la loi sur l'électricité.

(216) Conformément à la résolution du Parlement, à partir de 2029, au plus tard, le tarif sera dû sur la base de la puissance de pointe en fonction du déploiement des compteurs intelligents dans les régions. Par conséquent, d'ici à la fin de 2023 au plus tard, le gouvernement procédera à une analyse du déploiement attendu des compteurs intelligents.

2.13. **Durée**

(217) La Belgique a demandé à ce que le MRC soit approuvé pour la durée maximale autorisée de 10 ans ([82]), à compter de la date de la première mise aux enchères.

(218) La Belgique s'est engagée à introduire dans la loi sur l'électricité que, si aucun nouveau contrat de capacité n'a été conclu pendant trois années consécutives, conformément à l'article 7 *undecies*, paragraphe 11, de la loi sur l'électricité, aucune nouvelle mise aux enchères ne sera organisée à partir de l'année suivante dans le cadre du MRC.

([81]) https://www.creg.be/sites/default/files/assets/Publications/Decisions/Z1109-10FR.pdf
([82]) Voir article 21, paragraphe 8, du règlement sur l'électricité.

2.14. **Transparence de l'aide et entreprises en difficulté ou faisant l'objet d'une injonction de récupération non exécutée**

(219) La Belgique a affirmé qu'elle respectera les exigences de la communication sur la transparence ([83]).

(220) La Belgique s'est engagée à suspendre l'octroi et/ou le versement de toute aide au titre du régime d'aide notifié à toute entreprise ayant bénéficié d'une aide antérieure illégale déclarée incompatible par une décision de la Commission.

(221) La Belgique a fait valoir qu'aucune aide ne sera accordée aux bénéficiaires en difficulté ([84]).

2.15. **Motifs justifiant l'ouverture de la procédure**

(222) La Commission avait des doutes quant à la compatibilité de certains aspects de cette mesure avec le marché intérieur.

(223) Sur la base des informations disponibles et des éléments décrits dans la décision d'ouvrir la procédure, la Commission a demandé des éclaircissements et des observations, sur les points suivants:

a) la nécessité de la mesure:

— si le problème d'adéquation des ressources a été défini de façon suffisante et a été analysé et quantifié correctement par les autorités belges;

b) le caractère approprié de la mesure:

— si les règles d'admissibilité pour accéder aux contrats pluriannuels garantissent l'égalité des chances pour toutes les technologies, en particulier pour celles dont les coûts d'investissement et les facteurs de réduction sont élevés;

c) la proportionnalité de la mesure:

— si le volume à acquérir lors de la mise aux enchères est proportionné pour atteindre l'objectif de la sécurité d'approvisionnement;

d) la prévention des effets négatifs sur la concurrence et les échanges:

— si la mesure a permis de prévenir de tels effets puisque les capacités étrangères indirectes pourront uniquement faire l'objet de contrats d'un an et seront soumises au plafond de prix intermédiaire;

— si la mesure ne réduit pas les incitations à investir dans les capacités d'interconnexion.

(224) La Commission avait également des doutes quant à la conformité de la mesure avec les dispositions intrinsèquement liées du droit de l'Union, à savoir les articles 22 et 24 du règlement sur l'électricité.

3. **OBSERVATIONS DES PARTIES INTÉRESSÉES**

(225) La présente section résume les observations reçues par la Commission, au cours la période de consultation, de la part de 15 parties intéressées, en particulier de parties prenantes actives dans le secteur de l'énergie ainsi que d'associations professionnelles et d'organisations non gouvernementales. Des observations ont également été reçues de la part d'un pays voisin et de son GRT.

3.1. **Nécessité de la mesure**

(226) Les différentes parties prenantes ont présenté leurs observations sur la démonstration du caractère nécessaire du MRC et sur le calcul du volume pour les enchères, abordant parfois ces deux questions.

([83]) Communication de la Commission modifiant les communications de la Commission concernant respectivement les lignes directrices de l'Union européenne pour l'application des règles relatives aux aides d'État dans le cadre du déploiement rapide des réseaux de communication à haut débit, les lignes directrices concernant les aides d'État à finalité régionale pour la période 2014-2020, les aides d'État en faveur des œuvres cinématographiques et autres œuvres audiovisuelles, les lignes directrices relatives aux aides d'État visant à promouvoir les investissements en faveur du financement des risques et les lignes directrices sur les aides d'État aux aéroports et aux compagnies aériennes (JO C 198 du 27.6.2014, p. 30).

([84]) Au sens des lignes directrices concernant les aides d'État au sauvetage et à la restructuration d'entreprises en difficulté autres que les établissements financiers (JO C 249 du 31.7.2014, p. 1).

(227) Quatre parties intéressées ont contesté le fait que la nécessité de ce mécanisme ait été suffisamment démontrée. En revanche, trois autres parties intéressées ont confirmé la nécessité du mécanisme et ont souligné l'urgence de sa mise en œuvre.

(228) Trois parties intéressées ont indiqué que le recours au scénario EU-HiLo ne semble pas approprié pour déterminer l'ampleur du problème d'adéquation des ressources, car il risque de surestimer ce problème et de fausser le marché de l'électricité.

(229) Quatre parties intéressées ont souligné que la récente méthode ERAA et la méthode VOLL/CONE/RS s'appliquent pleinement au MRC belge proposé.

(230) Cinq parties intéressées ont affirmé que les études antérieures sur l'adéquation utilisées pour démontrer le caractère nécessaire du MRC sont incompatibles avec la méthode ERAA, en particulier les aspects suivants:

a) conformément à la méthode ERAA, la base de données climatiques doit être limitée à 30 années historiques alors que la Belgique s'est basée sur 35 années historiques;

b) les études ne tiennent pas suffisamment compte des résultats attendus du plan de mise en œuvre et/ou de l'utilisation des revenus attendus du marché au lieu des revenus médians;

c) les études ne tiennent pas compte de la fonction de valorisation de la rareté attendue ni de l'absence de plafond de prix, ce qui serait contraire à l'article 20, paragraphe 3, point c), et à l'article 23, paragraphe 5, point e), du règlement sur l'électricité;

d) un déploiement accéléré des compteurs intelligents et le développement du secteur de l'énergie éolienne en mer devraient être pris en considération dans la NRAA, comme le recommande la Commission européenne dans son avis sur le plan de mise en œuvre belge. L'analyse de la nécessité d'un MRC doit également tenir compte de la règle minRAM de 70 %.

(231) Une partie intéressée a affirmé que la Belgique ne peut pas organiser la première mise aux enchères en 2021 sur la base d'une NRAA obsolète et non conforme. Selon elle, la mise en œuvre du MRC devrait même être suspendue jusqu'à la publication de l'ERAA.

(232) Quatre parties intéressées ont souligné que la norme de fiabilité utilisée par la Belgique pour démontrer le caractère nécessaire d'un MRC et/ou pour calculer le volume pour la première enchère n'est pas conforme à la méthode requise par le règlement sur l'électricité.

(233) Une partie intéressée a affirmé que la cohérence devrait être garantie entre les procédures, les méthodes, les données et les scénarios qui, d'une part, sont utilisés pour démontrer le caractère nécessaire d'un MRC et, d'autre part, sont utilisés pour déterminer le volume requis devant être mis aux enchères dans le cadre de ce MRC.

(234) Une autre partie intéressée a souligné que la norme de fiabilité et la méthode pour définir le VOLL et le CONE pourraient changer entre la mise aux enchères initiale T-4 et les mises aux enchères ultérieures, ce qui pourrait aboutir à une autre définition du volume.

3.2. **Caractère approprié de la mesure**

3.2.1. *Choix de l'instrument*

(235) Trois parties intéressées estiment qu'une réserve stratégique pourrait apporter une réponse plus appropriée au problème d'adéquation constaté qu'un MRC à l'échelle du marché. Certaines parties ont déclaré que la possibilité de créer une réserve stratégique n'a pas été évaluée.

3.2.2. *Ouverture de la mesure à tous les fournisseurs de capacité concernés*

(236) Une partie intéressée a proposé de créer une enchère T-2 afin d'éviter un surapprovisionnement lors de l'enchère T-4, sur la base d'hypothèses excessivement prudentes, ainsi que de prendre en compte une norme de fiabilité modifiée sur la base de la méthode de l'ACER.

(237) Une partie intéressée a également affirmé que les détenteurs de capacité qui remplissent les conditions de participation [tels que les installations de PCCE d'une capacité supérieure à 1 MW] ne sont pas autorisés à participer si, au cours d'une période donnée, ils bénéficient d'aides au fonctionnement par l'intermédiaire de certificats verts (GSC) et/ou de certificats de cogénération (PCCE).

3.3. **Effet incitatif**

3.3.1. *Coûts d'investissement admissibles*

(238) Une partie intéressée a fait remarquer que les dépenses permettant à la capacité de se mettre en conformité avec les normes environnementales prévues à l'article 3, paragraphe 2, point 1), du projet d'arrêté royal sur les seuils d'investissement, ne devraient pas être admissibles à des contrats de plus longue durée.

3.4. **Proportionnalité**

3.4.1. *Volume à acquérir*

(239) Selon une partie intéressée, les paramètres déterminant le volume de capacité à acquérir lors de la mise aux enchères devraient être approuvés sur la base d'une proposition de l'autorité de régulation. La même partie intéressée a fait valoir qu'une proposition de l'autorité de régulation ne peut être modifiée et que l'État membre peut uniquement la rejeter et demander une nouvelle proposition.

3.4.2. *Mécanisme de financement*

(240) Une partie intéressée a affirmé que les actifs de stockage devraient être exemptés de l'obligation de service public de financer le MRC. L'exemption devrait inclure le stockage en amont et en aval du compteur.

(241) Une autre partie a fait valoir que le mécanisme de financement peut avoir une influence sur le volume de capacité du MRC. Par exemple, le fait de lier les taxes destinées à financer le MRC à la consommation d'électricité lors des périodes de pics de la demande pourrait être considéré comme une incitation pour les parties concernées à réduire leur consommation lors des périodes de pics de la demande, ce qui réduirait le besoin de capacité à mettre aux enchères.

3.5. **Prévention des effets non désirés sur la concurrence et les échanges**

3.5.1. *Ouverture de la mesure à tous les fournisseurs de capacité concernés*

3.5.1.1. Agrégation

(242) Deux parties intéressées ont affirmé que les règles d'admissibilité actuelles applicables aux contrats pluriannuels entravent l'agrégation, et plus précisément la règle selon laquelle l'actif ayant la durée de contrat la plus courte dans un portefeuille agrégé détermine la durée de contrat pour l'ensemble du portefeuille.

(243) Deux autres parties intéressées ont fait valoir que le seuil fixé pour l'agrégation individuelle devrait être adapté. Actuellement, le projet de règles de fonctionnement du MRC prévoit que les capacités tenues de mettre en place un programme journalier ne peuvent pas faire partie d'une CMU agrégée.

(244) Une partie intéressée a déclaré que la participation via l'agrégation est impossible pour les installations d'une puissance supérieure à 25 MW. La partie intéressée souhaiterait donc que ce seuil soit fixé à 75 MW.

3.5.1.2. Seuils d'investissement

(245) Trois parties intéressées ont fait valoir que le niveau des seuils d'investissement fixés pour les contrats pluriannuels n'est pas conforme à l'évolution récente du marché et ne respecte donc pas la neutralité technologique et entraînera une discrimination entre certaines classes de technologies (les TGCC et les TGCO de classes H/HL par rapport aux TGCC et TGCO de classe F) et entre les capacités existantes et nouvelles.

(246) Une partie a fait valoir que les investissements qui créent de la flexibilité ou augmentent la capacité affectée d'un facteur de réduction sans augmenter la capacité installée devraient également être considérés comme des coûts admissibles. D'après cette partie intéressée, les investissements dans les soumissionnaires, dans l'extension du réservoir d'énergie d'une batterie existante ou dans les capacités de stockage pour les processus industriels seraient donc exclus des contrats pluriannuels.

3.5.1.3. Facteurs de réduction

(247) Deux parties intéressées ont affirmé que, par rapport aux mécanismes de capacité des pays voisins, comme la France ou le Royaume-Uni, les facteurs de réduction belges risquent de pénaliser fortement des technologies telles que le stockage, la participation active de la demande ou les énergies renouvelables.

(248) Une partie intéressée a fait valoir que les facteurs de réduction envisagés par le MRC belge, publiés dans la décision d'ouvrir la procédure, créent des obstacles considérables à l'accès au marché pour le stockage en particulier et pour les fournisseurs de capacités à énergie limitée en général.

3.5.1.4. Obligation de remboursement

(249) Deux parties intéressées ont affirmé que les obligations de remboursement prévues dans les contrats de capacité établissaient une discrimination entre les unités du marché de capacité avec un programme complet («full schedule») et sans programme complet («non-full schedule») et violaient le principe du «prix d'exercice unique».

(250) Selon une partie intéressée, le mécanisme de l'«obligation de remboursement» est discriminatoire à l'égard des exploitants de capacités avec un programme complet, car il ne tient pas compte des activités de couverture de ces exploitants, par l'intermédiaire desquelles ils vendent à l'avance une grande partie de leur volume prévu sur les marchés à terme, ce qui les expose au risque de devoir rembourser des recettes qu'ils n'ont pas perçues. En revanche, les exploitants sans programme complet disposent effectivement d'une grande souplesse pour déclarer les prix de marché individuels qui servent de prix d'exercice, ce qui limite le risque de devoir rembourser les recettes non perçues et offre également des possibilités de se soustraire à l'obligation de remboursement.

(251) Une autre partie a fait valoir que l'obligation de remboursement opère une discrimination entre les CMU avec un programme complet et celles sans programme complet, d'une part, en raison de l'absence de dérogation à l'obligation de remboursement pour les capacités qui ont déjà été vendues sur les marchés à terme (et qui ne bénéficient pas des prix de pénurie) et, d'autre part, en raison de l'introduction du «prix de marché déclaré» pour les CMU qui ne se soumettent pas à des programmes complets, ce qui introduit, en pratique, des prix d'exercice multiples.

3.5.1.5. Plafond de prix intermédiaire

(252) Une partie intéressée redoutait que l'introduction d'un plafond de prix intermédiaire ne fausse la concurrence lors de la mise aux enchères, car certaines capacités existantes nécessitant des investissements pour rester économiquement rentables risquent de ne pas avoir la garantie de récupérer leur «missing money» et peuvent être contraintes de quitter le marché.

(253) Selon une partie intéressée, il existe un «écart substantiel en matière d'investissement» entre le seuil d'investissement fixé pour les contrats de trois ans, qui est actuellement de 177 EUR/kW, et le plafond de prix intermédiaire, qui devrait se situer entre 21 et 31 EUR/kW selon les prévisions actuelles, ce qui entraîne une discrimination à l'égard des capacités existantes nécessitant des investissements qui peuvent également avoir un «missing money» important.

3.5.1.6. Capacités transfrontalières directes

(254) Deux parties intéressées ont déclaré que le fait de prévoir la possibilité d'une participation transfrontalière directe pourrait avoir des effets négatifs non désirés sur la concurrence et les échanges entre États membres.

(255) Selon ces parties intéressées, la participation transfrontalière directe pourrait réduire les incitations à investir dans les capacités d'interconnexion. En outre, la mesure peut compromettre le couplage des marchés, car le MRC pourrait conduire à une situation dans laquelle les fournisseurs de capacité cherchent à accéder au marché le plus attractif avec lequel ils disposent d'un raccordement direct et exclusif. De plus, la mesure devrait également tenir compte de la mesure dans laquelle l'interconnexion pourrait remédier à tout éventuel problème d'adéquation des capacités de production.

3.6. **Conformité avec le règlement sur l'électricité**

3.6.1. *Interprétation de l'article 24, paragraphe 1*

(256) Conformément à l'article 24, paragraphe 1, du règlement sur l'électricité, les États membres peuvent inclure, dans leur évaluation de l'adéquation, des sensibilités liées aux «particularités de la demande et de l'offre d'électricité à l'échelle nationale». Dans la décision d'ouvrir la procédure, la Commission a fait part de ses doutes quant à la conformité du MRC avec l'article 24, paragraphe 1, étant donné que l'étude belge sur l'adéquation et la flexibilité de 2019 a utilisé le scénario EU-HiLo, reposant sur des hypothèses concernant l'approvisionnement en électricité de la France. Cinq parties intéressées ont critiqué l'interprétation faite par la Commission de l'article 24, paragraphe 1, du règlement sur l'électricité, estimant qu'elle était trop restrictive.

(257) Ces parties intéressées ont fait valoir que la méthode ERAA confirme que les NRAA doivent avoir une portée régionale et peuvent inclure des sensibilités additionnelles. Elle ne précise ni ne limite la nature de ces sensibilités additionnelles. Comme indiqué à l'article 3, paragraphe 6, de ladite méthode, ces sensibilités peuvent couvrir un large éventail de variations d'hypothèses sur l'ensemble de la zone géographique considérée, y compris les différentes hypothèses relatives aux données d'entrée comme les capacités installées.

(258) Une partie intéressée a fait remarquer que les lignes directrices concernant les aides d'État à la protection de l'environnement et à l'énergie pour la période 2014-2020 ([85]) (ci-après, les «LDAEE») confirment aussi expressément que l'évaluation de l'adéquation des ressources devrait tenir compte de l'«*appréciation de l'incidence de sources d'énergie irrégulières, y compris en provenance de systèmes voisins*».

3.6.2. *Élimination administrative progressive*

(259) Deux parties intéressées ont souligné qu'il n'existe aucune disposition prévoyant l'élimination progressive du MRC dans les actes législatifs/réglementaires.

3.7. **Autres observations**

3.7.1. *Durabilité*

(260) Deux parties intéressées ont affirmé que la part importante des capacités réservées au gaz dans le cadre du MRC n'est pas compatible avec les objectifs de décarbonation de l'Union et de suppression progressive des subventions aux combustibles fossiles, conformément au pacte vert pour l'Europe, aux LDAEE et au soutien du gouvernement fédéral belge en faveur de la neutralité climatique d'ici à 2050.

3.7.2. *Sortie progressive du nucléaire*

(261) Une partie intéressée a souligné que la Belgique envisage de conserver 2 GW d'énergie nucléaire si le rapport d'évaluation des premières enchères de capacité révèle un problème inattendu de sécurité d'approvisionnement. Selon cette partie, cela soulève plusieurs questions sur le caractère nécessaire et la conception du MRC.

3.7.3. *Durée*

(262) Une partie intéressée a souligné que la manière dont les contrats à long terme sont attribués devrait tenir compte de la diminution de l'ampleur du problème d'adéquation au cours de l'année et éviter tout effet de «verrouillage».

(263) Une partie intéressée a évoqué la possibilité que la durée des contrats (15 ans) dépasse la durée de la mesure (10 ans), ce qui, selon elle, serait contraire au caractère temporaire de la mesure.

4. **OBSERVATIONS DE LA BELGIQUE**

(264) La présente section résume les observations communiquées par la Belgique le 22 octobre 2020 concernant la décision d'ouvrir la procédure, ainsi que celles qu'elle a communiquées le 24 décembre 2020 concernant les observations des tiers. Elle comprend également les informations actualisées soumises par la Belgique le 28 janvier 2021, le 1er mars 2021, les 13 et 27 avril 2021, les 4, 5, 19 et 26 mai 2021 et le 17 août 2021.

([85]) JO C 200 du 28.6.2014, p. 1, tel que corrigé par le rectificatif adopté par la Commission au JO C 290 du 10.8.2016, p. 11. Le 2 juillet 2020, la Commission a adopté une communication prorogeant les LDAEE jusqu'au 31 décembre 2021 et les modifiant. Voir communication C(2020) 4355 final.

4.1. **Nécessité de la mesure**

(265) Selon la Belgique, son analyse, étayée par le point de vue du GRT, démontre que, en raison de la fermeture progressive des capacités nucléaires entre 2022 et 2025, qui représentent actuellement plus de la moitié de la capacité de production d'énergie thermique en Belgique, l'absence du MRC nuirait à la sécurité de l'approvisionnement en électricité de la Belgique. Plusieurs autres études réalisées dans le courant des années 2017 à 2020 par des universitaires, des instituts technologiques et le Bureau fédéral du plan confirment également ce besoin, indépendamment de l'analyse du GRT.

(266) La Belgique a indiqué que non seulement le scénario HiLo, mais aussi le scénario de base au niveau de l'UE révélaient un problème important en matière de sécurité d'approvisionnement, à savoir une LOLE plus de trois fois supérieure à son critère de LOLE défini par la loi, ce qui justifie la nécessité d'une intervention au moyen d'un MRC.

(267) La Belgique a souligné que la méthode sur laquelle une ERAA/NRAA devrait se fonder n'a été approuvée par l'ACER que le 2 octobre 2020. La méthode de l'ACER comprend des changements importants et prévoit donc une mise en œuvre progressive, c'est-à-dire que la première ERAA, qui sera publiée à la fin de 2021, n'inclura que certains aspects de la méthode de l'ACER. Le REGRT-E prévoit que la méthode ERAA sera pleinement mise en œuvre d'ici à 2023.

(268) La Belgique a fait valoir qu'on ne pouvait pas s'attendre à ce qu'elle applique pleinement la méthode de l'ACER prévue pour l'ERAA et la NRAA dans les études antérieures, car la méthode n'était pas encore connue au moment de leur rédaction. Néanmoins, la Belgique a souligné que de nombreux éléments importants découlant de la méthode étaient déjà mis en œuvre avant son approbation, par exemple l'évaluation de la viabilité économique, la modélisation fondée sur les flux, la modélisation probabiliste et les évolutions observées dans d'autres pays.

(269) La Belgique a contesté l'affirmation selon laquelle la mise en œuvre du MRC devrait être suspendue jusqu'à la publication de l'ERAA. Selon la Belgique, les États membres peuvent également procéder à des évaluations nationales complémentaires et évaluer la nécessité d'un MRC sur la base de ces NRAA et ils ne peuvent attendre la mise en œuvre complète d'une ERAA (prévue en 2023).

(270) En ce qui concerne la norme de fiabilité, la Belgique a souligné que la méthode permettant de calculer le VOLL et le CONE et la méthode permettant de déterminer la norme de fiabilité n'ont été publiées par l'ACER que le 2 octobre 2020. Il n'est donc pas possible, pour des raisons de temps, de mettre le MRC en pause pendant qu'une nouvelle norme de fiabilité est définie. En outre, l'État membre aura la responsabilité finale de fixer le niveau de sécurité d'approvisionnement souhaité.

(271) En ce qui concerne les années climatiques utilisées dans les études nationales sur l'adéquation, la Belgique a expliqué que, en l'absence de méthode publiée, ces études utilisent la même base de données climatiques que celle utilisée dans les prévisions MAF, par souci de cohérence.

(272) En ce qui concerne les revenus du marché, la Belgique a indiqué que, dans les études nationales sur l'adéquation existantes antérieures à 2019, les revenus attendus sont modélisés en utilisant la médiane des revenus de toutes les années simulées. Cette approche, quoique simplifiée, peut être considérée comme le reflet des revenus attendus, tenant compte des risques de prix, ce qui constitue un élément pertinent selon la méthode de l'ACER.

(273) Pour ce qui est des plafonds de prix et de la modélisation de l'ensemble du marché de façon générale, la Belgique a expliqué que la méthode utilisée dans les études nationales sur l'adéquation est identique à celle utilisée au niveau européen (REGRT-E, PLEF). Elle est considérée comme la meilleure approche possible, reflétant la conception du marché européen, y compris les plafonds des offres techniques en vigueur prévus par les NEMO.

(274) En ce qui concerne la fonction de valorisation de la rareté, comme indiqué dans le plan de mise en œuvre belge actualisé, la Belgique examine dans quelle mesure une telle initiative pourrait être prévue. La Belgique a expliqué que l'autorité réglementaire nationale (ARN) et le GRT entreprennent une étude à cet égard.

(275) La Belgique a noté que l'étude sur l'adéquation et la flexibilité de 2019 utilisait déjà les meilleures projections disponibles concernant le déploiement de la flexibilité et de l'éolien en mer, conformément au plan national en matière d'énergie et de climat, et appliquait la règle minRAM de 70 %. Dans le scénario de base, on considère que cette règle est respectée par tous les pays européens dans les délais.

(276) En ce qui concerne la question de l'adéquation, la Belgique a fait valoir que, s'il est vrai que les études montrent une fluctuation du besoin de capacité spécifiquement calculé, il n'en reste pas moins que le besoin de capacité estimé pour 2025 nécessite une intervention qui est également axée sur les nouvelles capacités.

(277) L'étude la plus récente sur l'adéquation et la flexibilité indique que le besoin de capacité augmentera entre 2025 et 2032.

4.2. **Caractère approprié de la mesure**

4.2.1. *Choix de l'instrument*

(278) La Belgique ne partage pas l'avis de certaines parties intéressées, selon lequel une réserve stratégique serait préférable à un MRC à l'échelle du marché.

(279) La Belgique a fait référence à l'étude sur l'adéquation et la flexibilité de 2019, qui examine un scénario marché «energy-only» (EO) + réserve stratégique et un scénario marché «energy-only» + MRC. Cette étude a conclu que dans le scénario marché «energy-only» + réserve stratégique, le critère de sécurité d'approvisionnement ne serait pas respecté.

4.2.2. *Ouverture de la mesure à tous les fournisseurs de capacité concernés*

(280) En ce qui concerne l'enchère T-2, la Belgique a expliqué que, comme c'est le cas dans d'autres États membres dotés d'un MRC, la tenue d'une enchère T-4 et d'une enchère T-1 permet à toutes les technologies, ayant des délais de réalisation plus longs ou plus courts, de participer au mécanisme et permet à l'État membre d'avoir une assurance relative qu'un volume suffisant peut être acheté pour garantir la sécurité d'approvisionnement au cours de l'année de fourniture. Répartir les volumes entre l'enchère T-1 et l'enchère T-2 risque de réduire excessivement la concurrence dans le cadre de ces enchères.

(281) En ce qui concerne l'utilisation de la capacité installée pour calculer le seuil d'investissement, la Belgique a fait valoir que l'attribution de contrats pluriannuels aux CMU qui contribuent davantage à la sécurité d'approvisionnement est conforme à l'objectif commun du MRC.

(282) Selon la Belgique, si, au lieu de la capacité installée, la capacité affectée d'un facteur de réduction offerte par la CMU devait être prise en compte pour calculer le seuil d'investissement, les capacités avec un facteur de réduction élevé atteindraient plus facilement le seuil d'investissement fixé pour les contrats pluriannuels. Cela leur donnerait un avantage par rapport aux autres alors qu'elles fournissent le même service.

(283) En ce qui concerne l'inadmissibilité des fournisseurs de capacité bénéficiant d'autres mesures de soutien à participer au MRC, la Belgique a souligné que le fait de permettre aux capacités de cogénération de bénéficier des deux mécanismes créerait un risque de surcompensation de ces capacités, ce qui créerait également un avantage concurrentiel déloyal dans le cadre des enchères du MRC.

4.3. **Effet incitatif**

4.3.1. *Coûts d'investissement admissibles*

(284) En ce qui concerne l'observation selon laquelle les dépenses permettant à la capacité de se mettre en conformité avec les normes environnementales ne devraient pas être admissibles à des contrats de plus longue durée, la Belgique a précisé que cette proposition vise à assurer l'égalité de traitement entre les nouvelles capacités et les capacités existantes en ce qui concerne le classement des capacités dans la catégorie des contrats de plus longue durée.

4.4. **Proportionnalité de la mesure**

4.4.1. *Volume à acquérir*

(285) Selon la Belgique, le choix de la calibration du volume du MRC (scénario de référence) pour la première enchère a été fait sur la base de l'avis du SPF Économie. Dans cet avis, le SPF envisage une réduction de la disponibilité du parc nucléaire français qui est moins importante que celle recommandée par le GRT (et moins importante que dans le scénario de dimensionnement qui a été utilisé ces dernières années pour déterminer la taille de la réserve stratégique belge).

(286) La Belgique a fait valoir que son niveau d'interconnexion élevé et sa dépendance à l'égard des importations constituent une particularité de l'offre d'électricité à l'échelle nationale. Elle a également fait valoir que l'inclusion d'une indisponibilité des capacités nucléaires françaises est la seule sensibilité prise en considération, même si la Belgique estime qu'il existe divers autres risques dans les pays voisins (par exemple, une accélération de l'élimination progressive du charbon, des retards dans la mise en service des infrastructures de réseau ou de nouvelles capacités).

(287) La Belgique a indiqué que l'article 4 du projet d'arrêté royal concernant la méthode déterminant le scénario de référence pour chaque enchère régit le choix du scénario de référence. Pour chaque enchère, le scénario de référence est établi sur la base des trois étapes décrites ci-dessous et soumis à la consultation publique:

a) choix des scénarios/sensibilités à partir de la dernière ERAA et/ou NRAA;

— pour la première enchère (2021), le scénario des prévisions MAF 2019 a été retenu (dernière étude européenne disponible ayant fait l'objet d'une consultation au niveau européen);

b) mise à jour des données et des hypothèses à partir des sources disponibles les plus pertinentes;

— pour la première enchère (2021), les informations actualisées de l'évaluation de l'adéquation des capacités de production de 2020 du PLEF ([86]) ont été prises en compte;

c) choix des sensibilités additionnelles qui peuvent avoir des répercussions sur la sécurité d'approvisionnement de la Belgique;

— pour la première enchère (de 2021), l'équivalent de deux centrales nucléaires ont été supprimées en France, sur la base des différentes actions qui ont été entreprises dans le cadre de l'étude du PLEF pour s'aligner sur les observations historiques/prévisions concernant le parc nucléaire français, qui ne sont pas incluses aux points a) et b) ci-dessus, mais qui sont utilisées par le GRT français dans la NRAA française («Bilan prévisionnel 2019» ([87])).

(288) La Belgique a indiqué que dans l'évaluation de l'adéquation des capacités de production de 2020 du PLEF, une «sensibilité — faible part de nucléaire» est présentée pour imiter le scénario de base retenu par le GRT français pour ses évaluations de l'adéquation. Cette sensibilité estime que d'autres capacités nucléaires, équivalant à 1 700 MW, seront indisponibles.

(289) La Belgique a fait valoir que la sensibilité choisie pour le MRC correspond aux données et aux hypothèses du scénario de base de la NRAA française. Il devrait donc également être considéré comme le scénario de base le plus approprié pour la Belgique, car cette mise à jour est conforme aux données et aux hypothèses provenant des sources disponibles les plus pertinentes. Il ne convient donc pas de le qualifier de scénario «HiLo-case», mais de scénario de base plausible.

(290) En ce qui concerne l'affirmation selon laquelle les paramètres déterminant le volume de la capacité acquise lors de la mise aux enchères devraient être approuvés sur la base d'une proposition de l'autorité de régulation, la Belgique a indiqué qu'une modification de la loi sur le MRC a été préparée dans ce sens. En attendant l'approbation formelle de cette modification, le règlement sur l'électricité est d'ores et déjà respecté, autrement dit, l'autorité de régulation a publié sa proposition concernant la méthode visant à déterminer les paramètres de volume en mars 2020 et elle rédigera une proposition au plus tard en février 2021 concernant la courbe de la demande de la première enchère.

(291) La loi modifiée sur le MRC a été publiée le 19 mars 2021. L'arrêté royal fixant la méthode utilisée pour déterminer les paramètres relatifs au volume a été publié le 30 avril 2021. La CREG a présenté une proposition concernant les paramètres relatifs au volume le 30 avril 2021. Un arrêté ministériel prévoyant des instructions pour l'enchère T-4 pour l'année de fourniture 2025 a été publié le 30 avril 2021.

(292) La Belgique a fait valoir que le raisonnement selon lequel un État membre ne serait pas en mesure de s'écarter d'une proposition de l'autorité de régulation est une affirmation pour laquelle il n'existe aucune base juridique dans le règlement sur l'électricité et qui serait en contradiction avec la responsabilité de l'État membre en matière de sécurité d'approvisionnement.

4.4.2. *Mécanisme de financement*

(293) La Belgique a expliqué que, pour le moment, il n'y a pas suffisamment de compteurs intelligents installés en Belgique pour permettre la mise en place d'un mécanisme de financement fondé sur la consommation en période de pointe. La loi sur le MRC a été modifiée de manière à ce qu'un tel modèle puisse être introduit en 2025. La Belgique a également expliqué qu'elle réexaminerait cette question en 2023, lorsqu'un rapport sur le déploiement des compteurs intelligents sera publié.

([86]) https://www.elia.be/fr/actualites/communiques-de-presse/2020/05/20200520_third-regional-generation-adequacy-assessment-report
([87]) https://assets.rte-france.com/prod/public/2020-06/bp2019_synthegse_12_1_0.pdf

(294) En ce qui concerne l'affirmation selon laquelle les actifs de stockage devraient être exemptés de l'obligation de service public de financer le MRC, la Belgique a expliqué qu'elle se rapporte à une question plus large, concernant les tarifs et les taxes appliqués au stockage de l'électricité. À cet égard, la Belgique a confirmé qu'elle appliquerait les orientations et les règles prévues dans le train de mesures sur l'énergie propre [par exemple, la directive (UE) 2019/944 du Parlement européen] et les exonérations prévues dans la directive sur la taxation de l'énergie (directive 2003/96/CE du Conseil du 27 octobre 2003).

4.5. **Prévention des effets négatifs sur la concurrence et les échanges**

4.5.1. *Ouverture de la mesure à tous les fournisseurs de capacité concernés*

4.5.1.1. Agrégation

(295) En ce qui concerne l'affirmation selon laquelle les règles d'admissibilité actuelles applicables aux contrats pluriannuels entravent l'agrégation, et plus précisément la règle selon laquelle l'actif ayant la durée de contrat la plus faible dans un portefeuille agrégé détermine la durée du contrat pour l'ensemble du portefeuille, la Belgique a indiqué que le projet d'arrêté royal et les règles de fonctionnement seront modifiés pour permettre aux capacités ayant une durée de contrat plus longue qui souhaitent s'agréger de choisir un contrat de plus longue durée.

(296) Ces modifications ont été introduites dans l'arrêté royal fixant les seuils d'investissement, les critères d'éligibilité des coûts d'investissement et la procédure de classement ainsi que dans les règles de fonctionnement du MRC.

(297) En ce qui concerne l'interdiction pour les capacités tenues de mettre en place un programme journalier de s'agréger, la Belgique a déclaré qu'il ne semble pas approprié à ce stade de modifier cet élément de conception; toutefois, elle demandera à ce que cette interdiction soit réexaminée régulièrement dans les évaluations du MRC, afin de permettre des modifications, le cas échéant. Selon la Belgique, les unités appartenant à cette catégorie ont toujours été soumises à des procédures de coordination spéciales et devraient continuer d'être soumises à ces procédures. Ces procédures comprennent une obligation de mettre en place un programme journalier comprenant un nombre précis de MW, une coordination stricte dans la planification des indisponibilités et des obligations de mettre la capacité à disposition, pour l'équilibrage, par exemple. Cette méthode garantit une exploitation du réseau en temps réel et bien coordonnée. Considérer ces unités d'un point de vue individuel permet d'élaborer des prévisions adéquates des flux et de gérer les contraintes spécifiques le plus efficacement possible, alors que dans un groupe agrégé, ce point de vue serait «brouillé», ce qui rendrait l'exploitation du réseau moins simple et moins efficace.

(298) En outre, la conception du MRC a été ajustée pour les capacités entrant dans l'une ou l'autre catégorie et le contrôle de la disponibilité est adapté à leur contexte sur le marché de l'énergie. Tout écart par rapport à cette distinction existante pourrait conduire à une conception plus complexe et potentiellement moins robuste à divers égards. Par exemple, il est difficile d'envisager la manière dont l'obligation de remboursement s'appliquerait à une telle CMU, car les deux parties de la CMU agrégée pourraient relever de régimes différents.

4.5.1.2. Seuils d'investissement

(299) En ce qui concerne les seuils d'investissement déterminant l'accès à des contrats à plus long terme, la Belgique a déclaré qu'elle analysera plus attentivement les différents éléments et communiquera à la Commission européenne la solution qu'elle envisagera.

(300) Le 11 juin 2021, la Belgique a publié un arrêté royal qui tient compte des remarques formulées par les parties intéressées concernant les seuils d'investissement.

(301) En ce qui concerne l'affirmation selon laquelle les investissements qui créent de la flexibilité ou augmentent la capacité affectée d'un facteur de réduction sans augmenter la capacité installée devraient également être considérés comme des coûts admissibles, la Belgique a déclaré que, comme le MRC est un marché de capacité et non un marché de l'énergie, elle s'écarte de l'hypothèse selon laquelle seuls les investissements qui maintiennent ou augmentent la capacité sont admissibles. Par exemple: i) pour la participation active de la demande, les investissements qui permettent une augmentation de la capacité installée [qui correspond à la différence entre la consommation maximale (puissance maximale) et la puissance minimale (unsheddable margin ou marge non dissociable)] sont admissibles pour obtenir un contrat de plus longue durée; et ii) pour les unités thermiques, les investissements destinés à augmenter la fiabilité et donc la réduction de la puissance ne sont pas admissibles, de la même manière qu'ils ne le sont pas dans le cas de la participation active de la demande.

(302) La Belgique a souligné que, bien que ces coûts ne soient pas admissibles pour obtenir un contrat de plus longue durée, ils peuvent être intégrés dans le prix de l'offre de la capacité.

4.5.1.3. Facteurs de réduction

(303) En ce qui concerne les facteurs de réduction, la Belgique a déclaré que le fait que les facteurs de réduction soient, à première vue, «plus faibles» peut être expliqué par le fait que les réductions de la puissance des technologies à énergie limitée sont plus faibles lorsque leur part dans le système/pays augmente. En effet, lorsque la part de ces technologies est importante, leur contribution ne se limite pas aux situations de pénurie. La Belgique détient la part la plus élevée de ressources à énergie limitée par rapport aux autres pays dotés d'un MRC et cette part augmentera encore selon le scénario de référence du MRC (30 % en 2025, contre moins de 10 % en France, au Royaume-Uni ou en Irlande). Cette tendance, à savoir que plus la part des ressources à énergie limitée est élevée, plus le facteur de réduction est faible, est également confirmée dans d'autres pays/zones, comme l'Irlande ou le Royaume-Uni.

(304) La Belgique a également expliqué qu'un avis de l'autorité de régulation est attendu sur les facteurs de réduction proposés et que le GRT a organisé une réunion spécifique du groupe de travail sur cette question pour toutes les parties intéressées au début du mois de janvier 2021.

(305) La décision ministérielle donnant les instructions pour la mise aux enchères Y-4 pour l'année de fourniture 2025, publiée le 30 avril 2021, comprenait un ensemble de facteurs de réduction actualisés, y compris des facteurs de réduction plus élevés pour les capacités à énergie limitée, compte tenu de leur durée maximale de fourniture.

4.5.1.4. Obligation de remboursement

(306) En ce qui concerne l'obligation de remboursement, la Belgique a expliqué que la conception du prix d'exercice a fait l'objet de nombreuses discussions au sein du groupe de travail sur le MRC. La solution obtenue vise à trouver un équilibre entre deux considérations:

a) d'une part, l'obligation de remboursement est une caractéristique fondamentale du MRC belge, fondée sur des options de fiabilité, et les fournisseurs de capacité devraient avoir une chance réelle d'être exposés au prix d'exercice dans le contexte d'une forte hausse des prix, afin de prévenir la survenue de profits inattendus;

b) d'autre part, les capacités ne devraient pas être exclues du MRC dans le cas où elles ne s'activent qu'à un prix de marché supérieur au niveau du prix d'exercice.

4.5.1.5. Plafond de prix intermédiaire pour les capacités nationales

(307) Pour ce qui est du plafond de prix intermédiaire, la Belgique a indiqué qu'elle étudiait la possibilité d'introduire un mécanisme de dérogation.

(308) L'arrêté royal publié le 30 avril 2021 prévoit une procédure et un mécanisme de dérogation pour les parties qui peuvent démontrer que leur «missing money» est supérieur à ce qui peut être récupéré grâce au plafond de prix intermédiaire.

4.5.2. *Recettes tirées de la congestion*

(309) Selon la Belgique, la répartition et l'utilisation des rentes résultant de l'allocation de tickets transfrontaliers pour participer au MRC sont tout à fait conformes aux règles établies par le règlement sur l'électricité, en particulier l'article 26, paragraphe 9.

(310) La Belgique a déclaré que la ou les ARN prennent des décisions concernant la répartition des recettes entre les GRT. L'utilisation des recettes tirées de la congestion par le GRT belge est régie par la méthode tarifaire qui prévoit que le revenu total couvre les coûts nécessaires à la poursuite des activités régulées.

(311) La Belgique a indiqué que, lorsque les recettes sont partagées avec des GRT voisins, le règlement sur l'électricité régit l'utilisation de ces recettes.

(312) La Belgique a confirmé qu'elle se conformera à la décision n° 36/2020 de l'ACER qui, entre autres, définit la méthode de partage des recettes résultant de l'allocation de la capacité d'entrée.

4.5.3. *Plafond de prix intermédiaire pour les capacités étrangères*

(313) La Belgique a indiqué que le fait que les capacités étrangères directes soient limitées à des contrats d'un an semble être justifié, car il n'est pas possible de garantir qu'il restera suffisamment de tickets transfrontaliers pour une zone frontalière spécifique sur toute la durée d'un contrat pluriannuel.

(314) La Belgique indique que si l'application générale du plafond de prix intermédiaire aux capacités étrangères indirectes a pour effet de décourager les participants de prendre part au MRC, des modifications de la conception notifiée peuvent être envisagées (comme la prévision d'un mécanisme d'octroi de dérogations).

(315) Le mécanisme de dérogation mentionné au considérant 308 s'applique également aux capacités étrangères indirectes.

4.5.4. *Capacités transfrontalières directes*

(316) La Belgique a indiqué qu'une modification de la loi sur le MRC a été préparée. Elle prévoit que la conclusion d'un accord entre la Belgique et l'État membre sur le territoire duquel la capacité est située soit une condition préalable à la participation des capacités étrangères directes. Cet accord devrait, d'une part, garantir à la Belgique que les conditions techniques, organisationnelles et financières seront respectées par le détenteur de la capacité et, d'autre part, garantir à l'État membre d'accueil que cette participation ne portera pas préjudice à sa sécurité d'approvisionnement ou à sa gestion de la congestion.

(317) La loi sur le MRC, intégrant cette modification, a été publiée le 19 mars 2021.

4.6. **Conformité avec le règlement sur l'électricité**

4.6.1. *Interprétation de l'article 24, paragraphe 1*

(318) La Belgique a déclaré que les études disponibles sur l'adéquation des ressources comprennent des sensibilités sur les capacités étrangères. La Belgique estime que cette inclusion est tout à fait conforme au règlement sur l'électricité, étant donné qu'une forte dépendance à l'égard des importations doit précisément être considérée comme une «particularité de la demande et de l'offre d'électricité à l'échelle nationale», comme indiqué à l'article 24, paragraphe 1, du règlement sur l'électricité. Cette observation est appuyée par le fait que la NRAA doit avoir une portée régionale.

4.6.2. *Élimination administrative progressive*

(319) En ce qui concerne la clause sur l'élimination administrative progressive, la Belgique a fait valoir que, compte tenu de la conception du MRC, les contrats peuvent et devraient tendre vers une rémunération nulle.

(320) Comme indiqué au considérant 218, la Belgique s'est engagée à introduire dans la loi sur l'électricité une disposition précisant que si aucun nouveau contrat de capacité n'a été conclu pendant trois années consécutives, conformément à l'article 7 *undecies*, paragraphe 11, de la loi sur l'électricité, aucune nouvelle mise aux enchères ne sera organisée à partir de l'année suivante dans le cadre du MRC.

4.7. **Autres observations**

4.7.1. *Durabilité*

(321) La Belgique a expliqué que le MRC est conçu pour être technologiquement neutre et qu'il ne réserve aucune capacité aux unités alimentées au gaz. En outre, de nombreux choix ont été faits au niveau de la conception pour garantir des conditions de concurrence équitables et pour promouvoir activement la participation de technologies innovantes, telles que la participation active de la demande et d'autres formes de flexibilité. Par exemple, la conception prévoit la réservation d'une quantité importante de capacité pour la mise aux enchères T-1, ce qui permettra aux technologies ayant des délais de réalisation plus courts, comme la participation active de la demande ou les batteries, de participer à la mise aux enchères. Le volume est estimé à plus de 1,5 GW, avec une disponibilité de 100 %, ce qui correspond à plus de 3 ou 4 GW après application des facteurs de réduction. Par rapport à d'autres pays européens, cette part réservée à l'enchère T-1 est nettement plus élevée, c'est-à-dire que pour l'année de fourniture 2018/2019, le Royaume-Uni a réservé 2,5 GW pour l'enchère T-1, contre 48,6 GW pour l'enchère T-4. Dans le mécanisme de capacité irlandais, il est prévu que 2 à 5 % des besoins de capacité soient réservés pour la mise aux enchères Y-1.

(322) Comme indiqué au considérant 109, les nouvelles installations alimentées par des combustibles fossiles, qui pourront bénéficier de contrats de 15 ans, seront tenues de respecter les objectifs fixés par l'Union européenne et/ou la Belgique visant à réduire les émissions de gaz à effet de serre afin d'atteindre la neutralité climatique d'ici à 2050.

(323) En outre, la Belgique a fait valoir qu'elle a créé un climat propice au développement des technologies dites «à énergie limitée» (par exemple, grâce à la possibilité de participer aux marchés des services auxiliaires ou grâce à un mécanisme de transfert d'énergie). Cela s'est traduit par une part élevée de participation active de la demande, une tendance qui va encore s'accentuer avec l'ajout de capacités de stockage et de participation active de la demande supplémentaires dans le système, prévu à l'horizon 2025.

(324) Enfin, la Belgique a actuellement un niveau d'interconnexion électrique d'environ 24 %, qui devrait augmenter pour atteindre 33 % d'ici à 2030.

4.7.2. *Sortie progressive du nucléaire*

(325) La Belgique a fait valoir que la notification reste fondée sur l'abandon progressif et total du nucléaire. Elle a également expliqué que toute proposition d'ajustements, faisant suite à une évaluation qui sera menée au plus tard à la fin du mois de novembre 2021, sera notifiée.

4.7.3. *Durée*

(326) La Belgique a fait valoir que la principale raison pour laquelle les contrats à long terme ont été introduits est donc de créer des conditions de concurrence équitables entre les capacités existantes, rénovées et nouvelles. Le souci de garantir ces conditions de concurrence équitables vaut aussi bien pour la première enchère que pour les suivantes.

(327) En ce qui concerne la durée des contrats (15 ans) et le caractère temporaire de la mesure (10 ans), la Belgique a noté qu'il convient de faire une distinction entre la durée des contrats, d'une part, et l'organisation autorisée des enchères, d'autre part.

5. **APPRÉCIATION DE LA MESURE**

5.1. **Aide d'État au sens de l'article 107, paragraphe 1, du TFUE**

(328) Dans la décision d'ouvrir la procédure, la Commission a conclu à titre provisoire que la mesure constituait une aide d'État au sens de l'article 107, paragraphe 1, du TFUE. Ni la Belgique ni aucune partie intéressée n'ont mis en doute cette conclusion.

(329) L'article 107, paragraphe 1, du TFUE définit les aides d'État comme étant «les aides accordées par les États ou au moyen de ressources d'État sous quelque forme que ce soit».

(330) Les aides d'État relevant de l'article 107, paragraphe 1, du TFUE sont incompatibles avec le marché intérieur si elles «faussent ou […] menacent de fausser la concurrence en favorisant certaines entreprises ou certaines productions […], dans la mesure où elles affectent les échanges entre États membres».

(331) Les paragraphes 2 et 3 de l'article 107 du TFUE énumèrent les circonstances particulières dans lesquelles les aides sont ou peuvent néanmoins être considérées comme compatibles avec le marché intérieur. L'appréciation de la Commission quant à la question de savoir si l'une de ces circonstances s'applique en l'espèce est exposée à la section 5.3.

5.1.1. *Imputabilité à l'État et financement au moyen de ressources d'État*

(332) Pour que des mesures soient qualifiées d'aides d'État au sens de l'article 107, paragraphe 1, du TFUE, elles doivent a) être imputables à l'État et b) impliquer des ressources d'État. Cette dernière condition signifie que l'aide doit être accordée directement par l'État ou par un organisme public ou privé désigné ou institué par l'État ([88]). Comme expliqué dans la section 2.2, le MRC a été mis en place par la loi fédérale, adoptée le 22 avril 2019, modifiant la loi fédérale sur l'électricité du 29 avril 1999 relative à l'organisation du marché belge de l'électricité (législation

([88]) Arrêt de la Cour de justice du 22 mars 1977, Steinike & Weinlig/Allemagne, 78/76, Rec. p. 595, point 21; arrêt de la Cour du 13 mars 2001, PreussenElektra, C-379/98, Rec. p. I-2099, point 58; arrêt de la Cour du 15 mai 2019, Achema e.a., C-706/17, points 47 et suivants.

primaire). Plusieurs dispositions de mise en œuvre de ce mécanisme de capacité sont prévues dans le droit dérivé, comme les arrêtés royaux, les arrêtés ministériels et les règles de marché et contrats approuvés par les autorités réglementaires. L'ensemble de ce droit dérivé tire sa base juridique de la loi fédérale sur l'électricité mentionnée ci-dessus. Par conséquent, la mesure est imputable à l'État belge.

(333) Dans la décision d'ouvrir la procédure, la Commission a conclu à titre provisoire que le MRC est financé par des ressources d'État. La Belgique n'a pas contesté cette interprétation.

(334) Avec le mécanisme de financement décrit dans la section 2.12.2, l'État belge crée un système dans lequel les coûts exposés par le GRT en raison du MRC sont entièrement compensés par les tarifs du réseau, qui présentent les caractéristiques d'une taxe parafiscale. En effet, l'État établit par la loi une surtaxe sur la consommation d'électricité par le biais des tarifs de réseau (voir considérants 208 et 209). D'une part, la loi sur l'électricité prévoit que le GRT est obligé de percevoir ces tarifs directement auprès des utilisateurs du réseau (voir considérant 208). D'autre part, les utilisateurs du réseau auxquels les tarifs sont appliqués sont tenus de la payer (voir considérant 210). En outre, ainsi qu'il a été souligné au considérant 208, les tarifs de réseau obligatoires proviennent de l'État dans le sens où celui-ci ne s'est pas borné à rendre obligatoire, pour un groupe de personnes privées, une contribution qui a été introduite et gérée par une association de ces personnes privées, comme dans la jurisprudence, en particulier les arrêts Pearle ([89]) et Doux Élevage ([90]) . Par conséquent, conformément à l'arrêt de la Cour de justice dans l'affaire Allemagne/Commission européenne, les tarifs de réseau constituent une taxe imposée par la loi ([91]).

(335) Par conséquent, la Commission considère que le MRC est financé par des ressources d'État, à savoir le produit d'une taxe parafiscale imposée par l'État qui est géré et alloué selon les dispositions prévues dans la législation. En effet, si le droit national exige qu'une taxe soit répercutée sur un groupe de personnes donné, la taxe est obligatoire et les fonds collectés sont donc des ressources d'État ([92]).

5.1.2. *Avantage économique conféré à certaines entreprises ou à certaines productions (avantage sélectif)*

(336) Un avantage, au sens de l'article 107, paragraphe 1, du TFUE, correspond à tout avantage économique qu'une entreprise n'aurait pas obtenu dans des conditions normales de marché, c'est-à-dire sans l'intervention de l'État ([93]).

(337) Les adjudicataires des enchères du MRC reçoivent, par le biais du MRC, une rémunération qu'ils ne recevraient pas s'ils continuaient à opérer sur le marché de l'électricité dans des conditions économiques normales, en vendant uniquement de l'électricité et des services auxiliaires. La mesure confère donc un avantage économique aux entreprises qui ont été retenues lors des enchères du MRC. Cet avantage est sélectif en ce qu'il ne favorise que certaines entreprises, à savoir les adjudicataires des enchères du MRC, qui se trouvent dans une situation factuelle et juridique comparable à celle d'autres fournisseurs de capacité qui soit ne pouvaient pas participer, soit n'ont pas participé aux enchères du MRC, ou qui y ont participé, mais n'ont pas été retenus.

(338) En outre, la mesure n'a conféré un avantage sélectif qu'à certaines entreprises susceptibles de contribuer à résoudre le problème d'adéquation constaté, car il est interdit aux capacités inférieures à 1 MW (voir considérant 69) de participer directement au MRC (c'est-à-dire sans agrégation, voir considérant 72), même si elles sont également en mesure de contribuer à réduire le problème d'adéquation constaté. À l'avenir, l'existence d'un seuil minimal pour participer au MRC, même s'il est réduit (considérant 70), continuera à exclure certaines capacités de participer directement (c'est-à-dire sans agrégation) au MRC. En outre, les capacités étrangères situées dans des États membres non limitrophes seront exclues du MRC (voir considérant 199). Par conséquent, de ce point de vue également, la mesure confère un avantage sélectif.

([89]) Arrêt de la Cour du 15 juillet 2004, Pearle e.a., C-345/02, ECLI:EU:C:2004:448.
([90]) Arrêt de la Cour du 30 mai 2013, Doux Élevage et Coopérative agricole UKL-ARREE, C-677/11, ECLI:EU:C:2013:348.
([91]) Arrêt de la Cour du 28 mars 2019, République fédérale d'Allemagne/Commission européenne, C-405/16 P, ECLI:EU:C:2019:268, point 68.
([92]) Voir arrêt de la Cour du 28 mars 2019, République fédérale d'Allemagne/Commission européenne, C-405/16 P, ECLI:EU:C:2019:268, points 68 à 72; arrêt de la Cour du 15 mai 2019, Achema e.a., C-706/17, ECLI:EU:C:2019:407, point 57; et arrêt du Tribunal du 20 septembre 2019, FVE Holýšov I e.a./Commission, T-217/17, ECLI:EU:T:2019:633, point 111.
([93]) Arrêt de la Cour de justice du 11 juillet 1996, SFEI e.a., C-39/94, ECLI:EU:C:1996:285, point 60; arrêt de la Cour de justice du 29 avril 1999, Espagne/Commission, C-342/96, ECLI:EU:C:1999:210, point 41.

5.1.3. *Distorsion de la concurrence et des échanges dans l'UE*

(339) La mesure risque de fausser la concurrence et de nuire aux échanges dans le marché intérieur. La production d'électricité ainsi que les marchés de gros et de détail de l'électricité sont des activités ouvertes à la concurrence dans toute l'Union européenne ([94]). Dès lors, tout avantage conféré au moyen de ressources d'État à une entreprise de ce secteur est susceptible d'affecter les échanges dans l'Union et de fausser la concurrence.

5.1.4. *Conclusion relative à l'appréciation au regard de l'article 107, paragraphe 1, du TFUE*

(340) La mesure considérée constitue donc une aide d'État au sens de l'article 107, paragraphe 1, du TFUE.

5.2. **Légalité de l'aide**

(341) En notifiant la mesure avant de la mettre à exécution, les autorités belges ont satisfait à l'obligation qui leur incombait en vertu de l'article 108, paragraphe 3, du TFUE.

5.3. **Compatibilité de la mesure avec le marché intérieur**

(342) La Commission a évalué la mesure notifiée sur la base de l'article 107, paragraphe 3, point c), du TFUE et des dispositions pertinentes des LDAEE. En particulier, elle a évalué la mesure au regard de la section 3.9 des LDAEE ([95]), qui fixe des conditions spécifiques pour les aides en faveur de l'adéquation des capacités de production.

(343) L'article 107, paragraphe 3, point c), du TFUE prévoit que la Commission peut déclarer «les aides destinées à faciliter le développement de certaines activités ou de certaines régions économiques, quand elles n'altèrent pas les conditions des échanges dans une mesure contraire à l'intérêt commun» comme étant compatibles. Par conséquent, les aides compatibles au titre de cette disposition du traité doivent contribuer au développement de certaines activités économiques. En outre, l'aide ne doit pas fausser la concurrence d'une manière contraire à l'intérêt commun.

5.3.1. *Contribution au développement d'une activité économique*

(344) En vertu de l'article 107, paragraphe 3, point c), du TFUE, la mesure doit contribuer au développement de certaines activités économiques ([96]).

(345) La mesure notifiée soutient le développement de l'activité économique dans le secteur de l'électricité en stimulant directement des investissements suffisants dans les capacités nouvelles et existantes de production, de stockage et de participation active de la demande afin de garantir la sécurité de l'approvisionnement en électricité. Indirectement, on peut s'attendre à ce que la sécurité de l'approvisionnement en électricité soutenue par la mesure stimule l'activité économique de manière plus générale, puisque la sécurité de l'approvisionnement en électricité procure des avantages à diverses activités économiques qui dépendent d'un apport d'électricité.

(346) Le régime notifié contribue au développement d'une activité économique, comme l'exige l'article 107, paragraphe 3, point c), du TFUE.

5.3.2. *Facilitation d'une activité économique et effet incitatif*

(347) Une aide a un effet incitatif si elle incite le bénéficiaire à modifier son comportement de manière à ce qu'il développe certaines activités économiques visées par l'aide et que ce changement de comportement ne se produirait pas en l'absence d'aide ([97]). Des orientations plus spécifiques relatives à l'interprétation de ce critère sont présentées au point 227, en liaison avec la section 3.2.4 des LDAEE.

([94]) Voir règlement sur l'électricité et directive (UE) 2019/944 du Parlement européen et du Conseil du 5 juin 2019 concernant des règles communes pour le marché intérieur de l'électricité et modifiant la directive 2012/27/UE (JO L 158 du 14.6.2019, p. 125).

([95]) Au point 16 des LDAEE, la phrase suivante a été ajoutée dans la communication C(2020) 4355 final: «Les présentes lignes directrices s'appliquent toutefois aux entreprises qui n'étaient pas en difficulté au 31 décembre 2019, mais qui sont devenues des entreprises en difficulté au cours de la période allant du 1er janvier 2020 au 30 juin 2021».

([96]) Arrêt de la Cour du 22 septembre 2020, Autriche/Commission, C-594/18 P, EU:C:2020:742, points 20 et 24.

([97]) Voir, dans ce sens, points 49 et 144 des LDAEE.

(348) La Belgique a fourni une évaluation de l'adéquation des capacités de production montrant que, dans un scénario contre-factuel en l'absence de mesure, l'adéquation des capacités de production aurait atteint des niveaux critiques en 2025, comme indiqué au considérant 49. En d'autres termes, sans la mesure, les fournisseurs de capacité n'auraient pas fourni la capacité disponible nécessaire pour respecter la norme de fiabilité fixée par la Belgique aux fins de la fourniture d'énergie en période de forte sollicitation. Comme expliqué au considérant 227, certaines parties intéressées ont confirmé la nécessité du MRC et souligné l'urgence de sa mise en œuvre.

(349) Selon l'étude sur l'adéquation et la flexibilité de 2021, seule une part très faible des capacités supplémentaires sera viable via le marché «energy-only» d'ici à 2025 (considérant 50).

(350) La mesure incite donc les nouvelles capacités à entrer sur le marché. Elle incite les acteurs du marché, nouveaux et existants, à contribuer à l'objectif de sécurité de l'approvisionnement.

(351) En outre, conformément au point 52 des LDAEE, l'aide est octroyée au moyen d'une procédure de mise en concurrence. Le processus de mise aux enchères décrit à la section 2.5 est non discriminatoire et ouvert à tous les types de capacité.

(352) En outre, l'obligation de remboursement décrite à la section 2.7.3 génère une incitation financière en faveur d'une capacité disponible en période de pénurie. En outre, la Belgique a instauré des procédures permettant de contrôler la disponibilité avant et durant la période de fourniture (voir sections 2.8.1 et 2.8.2) et a prévu des tests et des sanctions appropriés (décrits dans les sections 2.8.3 et 2.8.4) pour garantir le respect de l'obligation de disponibilité.

(353) Enfin, la Commission approuve les observations communiquées par une partie intéressée soulignant que les investissements nécessaires pour permettre à la capacité de se mettre en conformité avec les normes environnementales déjà adoptées ne devraient pas être admissibles à des contrats de plus longue durée, conformément au point 53 des LDAEE (voir considérant 238).

(354) Par conséquent, la Commission accueille favorablement la modification de l'arrêté royal fixant les seuils d'investissement, les critères d'éligibilité des coûts d'investissement et la procédure de classement. L'arrêté royal modifié indique que seuls les coûts permettant à la capacité de se mettre en conformité avec de futures normes de l'Union seront admissibles au titre du MRC (voir considérant 142).

(355) La Commission estime que la mesure a un effet incitatif qui modifie le comportement de son bénéficiaire de manière à ce qu'il développe certaines activités économiques visées par l'aide.

5.3.3. *Conformité avec d'autres dispositions du droit de l'Union*

(356) Une aide d'État qui viole des dispositions ou des principes généraux du droit de l'Union ne peut être déclarée compatible ([98]).

(357) Si une mesure d'aide d'État (y compris son mode de financement, s'il existe un lien d'affectation contraignant entre le financement et cette aide) comporte des aspects indissolublement liés à son objet qui enfreignent d'autres dispositions du droit de l'Union, cette violation pourrait influer sur l'appréciation de sa compatibilité ([99]). En l'espèce, ce problème pourrait se poser au regard des articles 30 et 110 du TFUE, ainsi que de certaines dispositions du règlement sur l'électricité. La Commission doit donc vérifier si certains aspects du MRC sont susceptibles d'enfreindre le droit de l'Union et, dans l'affirmative, si ces aspects sont indissolublement liés à l'objet de l'aide au titre du MRC.

5.3.3.1. Conformité avec les articles 30 et 110 du traité

(358) Dans la décision d'ouvrir la procédure, la Commission estimait, à titre préliminaire, que le mécanisme de financement des mesures d'aide notifiées n'introduit aucune restriction susceptible d'enfreindre l'article 30 ou l'article 110 du TFUE. La Commission n'a reçu aucune observation contestant ce point de vue.

([98]) Arrêt de la Cour du 22 septembre 2020, Autriche/Commission, C-594/18 P, EU:C:2020:742, point 44.

([99]) Voir considérant 25 de la décision de la Commission relative à l'aide d'État SA.40029 (2014/N) «Reintroduction of the winding-up scheme, compensation scheme, Model I and Model II — H1 2015» (réintroduction du système de liquidation, du régime d'indemnisation, du modèle I et du modèle II — H1 2015), JO C 136 du 24.4.2015, p. 4; voir considérant 29 de la décision de la Commission relative à l'aide d'État SA.42215 (2015/N) «Prolongation of the Greek financial support measures (Article 2 law 3723/2008)» [prolongation des mesures de soutien financier mises en place en Grèce (article 2 de la loi n° 3723/2008)], JO C 277 du 21.8.2015, p. 11.

(359) Comme indiqué au point 29 des LDAEE, si une aide d'État ou les modalités dont elle est assortie (notamment son mode de financement, lorsqu'il fait partie intégrante de l'aide), entraînent de manière indissociable une violation du droit de l'Union, l'aide ne saurait être déclarée compatible avec le marché intérieur. Dans le domaine de l'énergie, toute taxe dont l'objectif est de financer une mesure d'aide d'État doit être conforme notamment aux articles 30 et 110 du TFUE. La Commission a donc vérifié si le mécanisme de financement des mesures d'aide notifiées est conforme aux articles 30 et 110 du TFUE.

(360) Comme expliqué au considérant 334, l'État belge crée un système dans lequel les coûts exposés par le GRT en raison du MRC sont entièrement compensés par les tarifs du réseau, qui présentent les caractéristiques d'une taxe parafiscale. Comme expliqué au considérant 214, le tarif est appliqué uniformément, en EUR/MWh, à tous les consommateurs. La Commission considère toutefois que ces tarifs s'apparentent fortement à une taxe sur l'électricité consommée.

(361) S'agissant des articles 30 et 110 du TFUE, en vertu d'une jurisprudence constante, le droit de l'Union ne restreint pas, en l'état actuel de son évolution, la liberté de chaque État membre d'établir un système de taxation différenciée pour certains produits, même similaires au sens de l'article 110, premier alinéa, du TFUE, en fonction de critères objectifs, tels que la nature des matières premières utilisées ou les procédés de production appliqués. De telles différenciations ne sont toutefois compatibles avec le droit de l'Union que si elles poursuivent des objectifs compatibles, eux aussi, avec le droit de l'Union et si leurs modalités sont de nature à éviter toute forme de discrimination, directe ou indirecte, à l'égard des importations en provenance des autres États membres, ou de protection en faveur de productions nationales concurrentes ([100]).

(362) Comme il est expliqué à la section 2.10, conformément au règlement sur l'électricité, la Belgique autorisera les capacités étrangères situées dans un État membre qui dispose d'un raccordement direct au réseau de la Belgique à participer au MRC à compter de la première période de fourniture, à savoir à compter de 2025.

(363) Étant donné que la mesure est ouverte aux capacités transfrontalières, la Commission conclut que le mécanisme de financement des mesures d'aide notifiées n'introduit aucune restriction contraire à l'article 30 ou à l'article 110 du TFUE.

5.3.3.2. Conformité avec le règlement sur l'électricité

Conformité avec l'article 20 du règlement sur l'électricité

(364) Conformément à l'article 20, paragraphe 1, du règlement sur l'électricité, les États membres contrôlent l'adéquation des ressources sur leur territoire sur la base de l'ERAA visée à l'article 23. Aux fins de compléter l'ERAA, les États membres peuvent également procéder à des NRAA en application de l'article 24.

(365) La Commission note que le REGRT-E n'a pas encore satisfait à l'obligation qui lui incombe en vertu de l'article 23 du règlement sur l'électricité de présenter une ERAA. Par conséquent, le problème de l'adéquation des ressources en Belgique a été relevé uniquement sur la base de la NRAA. La comparaison entre la NRAA et l'ERAA, conformément à l'article 24, paragraphe 3, du règlement sur l'électricité, qui vise à repérer les éventuelles divergences entre les deux évaluations, n'a pas pu être effectuée. Comme le prévoit l'article 24, paragraphe 1, du règlement sur l'électricité, la NRAA devrait également être fondée sur la méthode convenue pour l'ERAA, visée à l'article 23 du règlement sur l'électricité.

(366) Le 25 juin 2021, Elia a publié une nouvelle étude sur l'adéquation des ressources basée sur la méthode ERAA. L'étude sur l'adéquation et la flexibilité de 2021 met en lumière un problème d'adéquation des ressources pour la Belgique à partir de 2025.

(367) Avant d'introduire des mécanismes de capacité, les États membres sont tenus de recenser les distorsions réglementaires ou défaillances du marché ayant causé le problème d'adéquation des ressources ou y ayant contribué. Les États membres sont tenus d'adopter des mesures visant à éliminer les distorsions recensées et de publier un calendrier pour leur mise en œuvre (article 20, paragraphe 2, du règlement sur l'électricité).

(368) Comme décrit à la section 2.3.4, la Belgique a élaboré et publié un plan de mise en œuvre définissant des mesures visant à éliminer les distorsions réglementaires ou les défaillances du marché sur le marché belge de l'électricité.

([100]) Arrêt de la Cour du 2 avril 1998, Outokumpu, C-213/96, Rec. p. I-1777, point 30.

(369) Sur la base du plan de mise en œuvre, les autorités belges se sont engagées à procéder à plusieurs réformes du marché, notamment en vue de renforcer les marchés d'équilibrage (voir considérant 62), de faciliter la participation active de la demande (voir considérant 64) et d'augmenter la capacité d'interconnexion (voir considérant 65).

(370) La Belgique s'est engagée à publier le plan et à contrôler son application, à publier les résultats de ce contrôle dans un rapport annuel et à le soumettre à la Commission européenne. Enfin, la Belgique s'est engagée à suivre le plan de mise en œuvre après que la difficulté d'adéquation des ressources recensée a été résolue.

(371) Après une consultation publique, la Commission a adopté le 30 avril 2020 un avis sur le plan de mise en œuvre de la Belgique, conformément à l'article 20, paragraphe 5, du règlement sur l'électricité ([101]). Dans son avis, la Commission a estimé que la Belgique devrait encore améliorer le fonctionnement de ses marchés d'équilibrage en modifiant son régime de valorisation de la rareté en envisageant également d'appliquer la fonction de valorisation de la rareté aux fournisseurs de services d'équilibrage, comme mentionné au considérant 62, mais elle a également reconnu que plusieurs améliorations ont été récemment mises en œuvre ou seront mises en œuvre à l'avenir. Comme indiqué au considérant 62, la Belgique a introduit une «composante alpha» dans son mécanisme de tarification du déséquilibre, a mis en œuvre la compensation des déséquilibres et se prépare à rejoindre la plateforme d'équilibrage de l'Union pour les aFRR et mFRR. En ce qui concerne la participation active de la demande, la Commission a estimé, dans son avis, que la Belgique devrait poursuivre le déploiement de compteurs intelligents dotés des fonctionnalités nécessaires pour faciliter l'adoption d'une participation active de la demande fondée sur les prix. Comme indiqué au considérant 64, la Belgique s'est engagée à poursuivre le déploiement des compteurs intelligents à l'avenir. Ces mesures sont suffisantes pour éliminer les distorsions réglementaires ou les défaillances du marché qui sont recensées dans le plan de mise en œuvre de la Belgique, conformément à l'article 20, paragraphe 5, du règlement sur l'électricité.

(372) La mesure est conforme à l'article 20 du règlement sur l'électricité.

Conformité avec l'article 21 du règlement sur l'électricité

(373) Conformément à l'article 21, paragraphe 1, du règlement sur l'électricité, pour résoudre les difficultés résiduelles d'adéquation des ressources, les États membres peuvent, uniquement en dernier recours, introduire un mécanisme de capacité, qui est notamment soumis aux conditions énoncées dans l'article 21, paragraphes 2 à 8.

(374) Conformément à l'article 21, paragraphe 2, du règlement sur l'électricité, entre octobre et décembre 2019, la Belgique a réalisé une étude des effets de son mécanisme sur les États membres voisins en consultant ses États membres voisins.

(375) Conformément à l'article 21, paragraphe 3, du règlement sur l'électricité, les États membres évaluent si un mécanisme de capacité sous forme de réserve stratégique est en mesure de résoudre les difficultés d'adéquation des ressources.

(376) Comme indiqué au considérant 60, la Belgique dispose actuellement d'une réserve stratégique qui sera en place jusqu'au 31 mars 2022. L'objectif de la réserve stratégique est de répondre aux pics de la demande pendant les périodes hivernales lorsque le marché n'y parvient pas, en maintenant hors marché un certain nombre des capacités de production et de participation active de la demande existantes en tant que système de secours, qui ne seront activées que lorsque les ressources d'équilibrage seront épuisées.

(377) Comme expliqué dans le rapport final de l'enquête sectorielle sur les mécanismes de capacité ([102]), lorsque des préoccupations à long terme en matière d'adéquation sont identifiées, le mécanisme de capacité le plus approprié pour résoudre le problème est probablement un système à l'échelle du marché fondé sur le volume. Comme il est expliqué plus en détail dans le même rapport, une réserve stratégique ne résoudrait pas le problème d'investissement mis en évidence pour les nouvelles installations. En revanche, les mécanismes de capacité à l'échelle du marché peuvent être plus efficaces pour encourager les investissements afin de répondre aux problèmes d'adéquation à plus long terme.

(378) Étant donné que l'étude sur l'adéquation et la flexibilité de 2021 a mis en lumière le besoin structurel de nouvelles capacités (voir considérants 49 et 50), la Commission estime qu'un mécanisme de capacité sous forme de réserve stratégique ne serait pas en mesure de résoudre le problème d'adéquation des ressources constaté en Belgique à partir de 2025.

([101]) Avis C(2020) 2654 final de la Commission. https://ec.europa.eu/energy/topics/markets-and-consumers/capacity-mechanisms_fr.
([102]) Rapport final de l'enquête sectorielle sur les mécanismes de capacité, SWD(2016) 385 final.

(379) Conformément à l'article 20, paragraphe 3, du règlement sur l'électricité, les États membres n'introduisent pas de mécanismes de capacité avant que la Commission ait émis un avis, visé à l'article 20, paragraphe 5, sur le plan de mise en œuvre visé à l'article 20, paragraphe 3, dudit règlement.

(380) Comme décrit au considérant 371, la Commission a adopté un avis sur le plan de mise en œuvre de la Belgique le 30 avril 2020. La Belgique a entamé les préparatifs de la première enchère Y-4, mais n'a pas encore introduit le MRC.

(381) Conformément à l'article 21, paragraphe 7, du règlement sur l'électricité, qui prévoit une disposition autorisant l'élimination administrative progressive et efficace d'un mécanisme de capacité lorsqu'aucun nouveau contrat n'est conclu pendant trois années consécutives, la Belgique a introduit une disposition prévoyant qu'aucune nouvelle enchère ne sera organisée dans le cadre du MRC si aucun nouveau contrat de capacité n'a été conclu pendant trois années consécutives, conformément à l'article 7 *undecies*, paragraphe 11, de la loi sur l'électricité (voir considérant 218).

(382) Comme décrit au considérant 217, la Belgique demande une autorisation d'aide d'État pour une période de 10 ans, c'est-à-dire pour la période maximale prescrite par l'article 21, paragraphe 8, du règlement sur l'électricité.

(383) Enfin, la Belgique s'est engagée à appliquer le plan de mise en œuvre visé à l'article 20, paragraphe 3, du règlement sur l'électricité après l'introduction du mécanisme de capacité, comme l'exige l'article 21, paragraphe 8, dudit règlement.

(384) La Commission conclut que la mesure est conforme à l'article 21 du règlement sur l'électricité.

Conformité avec l'article 22 du règlement sur l'électricité

(385) L'article 22, paragraphe 1, du règlement sur l'électricité définit les principes de conception spécifiques que tout mécanisme de capacité doit respecter. Conformément à cet article, un mécanisme de capacité: i) est temporaire; ii) ne crée pas de distorsions inutiles du marché et ne limite pas les échanges entre zones; iii) ne dépasse pas ce qui est nécessaire pour traiter les difficultés d'adéquation des ressources; iv) sélectionne des fournisseurs de capacité au moyen d'une procédure transparente, non discriminatoire et concurrentielle; v) fournit des incitations pour que les fournisseurs de capacité soient disponibles lors des périodes où une forte sollicitation du système est attendue; vi) garantit que la rémunération soit déterminée à l'aide d'un processus concurrentiel; vii) expose les conditions techniques nécessaires pour la participation des fournisseurs de capacité en amont de la procédure de sélection; viii) est ouvert à la participation de toutes les ressources qui sont en mesure de fournir les performances techniques nécessaires, y compris le stockage d'énergie et la participation active de la demande; et ix) applique des pénalités appropriées aux fournisseurs de capacité lorsqu'ils ne sont pas disponibles aux périodes de forte sollicitation du système.

(386) Dans la décision d'ouvrir la procédure, la Commission a émis des doutes quant à la conformité de la mesure avec l'article 22, paragraphe 1, point c), du règlement sur l'électricité, qui prévoit qu'un mécanisme de capacité ne devrait pas dépasser ce qui est nécessaire pour traiter les difficultés d'adéquation des ressources.

(387) Le MRC notifié est temporaire, comme il est expliqué au considérant 385.

(388) Le MRC est conçu de façon à limiter l'incidence des mesures nécessaires pour atteindre les objectifs stratégiques et pour prévenir les distorsions inutiles du marché de l'électricité. Le MRC est ouvert à tous les producteurs existants et nouveaux, aux opérateurs de participation active de la demande et aux opérateurs de stockage. Le MRC est également ouvert aux capacités transfrontalières. De plus, la conception du MRC comprend plusieurs mesures spécifiquement adoptées pour prévenir les abus de pouvoir de marché, par exemple, des options de fiabilité, des plafonds de prix et un processus d'enchères concurrentielles (voir sections 2.5 et 2.7). En outre, l'ouverture de la mesure aux nouvelles capacités et la disponibilité des contrats à long terme devraient garantir que les positions dominantes existantes ne sont pas indûment renforcées (voir considérants 66 et 117).

(389) Pour ce qui est de la condition selon laquelle le MRC ne devrait pas dépasser ce qui est nécessaire pour traiter les difficultés d'adéquation des ressources, les paramètres déterminant le volume de la capacité à acquérir dans le cadre du MRC ont été approuvés par la Belgique sur proposition de l'autorité de régulation, conformément à l'article 25, paragraphe 4, du règlement sur l'électricité (voir considérants 88 et 290).

(390) Comme indiqué au considérant 92, le processus visant à déterminer définitivement le volume de la capacité à acquérir doit respecter les dispositions pertinentes du règlement sur l'électricité. Afin de déterminer le volume à acquérir lors de la première enchère Y-4 pour la période de fourniture 2025-2026, la Belgique a eu recours au scénario des prévisions MAF 2019, mis à jour sur la base des informations actualisées de l'évaluation du PLEF de 2020. La Belgique a précisé que les mêmes sensibilités relatives à l'indisponibilité des capacités nucléaires françaises ont été utilisées dans l'étude sur l'adéquation et la flexibilité de 2021 dans le scénario «EU-BASE» (considérant 102).

(391) En outre, comme indiqué au considérant 103, les autorités belges ont mis de côté un volume important pour les enchères Y-1, veillant à ce qu'une nouvelle calibration de la courbe de la demande soit effectuée à une date plus proche de l'année de fourniture et évitant qu'une capacité trop importante ne soit mise aux enchères lors de la première enchère Y-4. Cette réserve importante constituée pour les enchères Y-1 permet aux autorités belges de faire face à de légères variations résultant de l'introduction de nouvelles données d'entrée et d'améliorations méthodologiques.

(392) La Commission remarque que seulement environ 54 % de la consommation de pointe moyenne pendant les situations de pénurie fera l'objet de contrats lors de la mise aux enchères Y-4 en 2021 (voir considérant 104).

(393) La Commission remarque également que la norme de fiabilité détermine le volume de la capacité mise aux enchères sur le marché de capacité et que la nouvelle norme de fiabilité, calculée selon la méthode RS, ne s'écarte pas de l'ancienne norme de fiabilité (considérant 22).

(394) Comme indiqué aux considérants 28 et 105, la Belgique s'est engagée, si nécessaire, à établir une nouvelle norme de fiabilité avant septembre 2022, en vue d'utiliser cette nouvelle norme de fiabilité pour déterminer le volume à acquérir au plus tard pour la mise aux enchères de 2023. La Belgique s'est également engagée à recouper et à ajuster, si nécessaire, les volumes à acquérir lors les enchères T-4 de 2023 et lors des enchères T-1 de 2026 avec les résultats de la NRAA de 2023. La Commission invite les autorités belges à consulter l'ACER lorsqu'elles mettent à jour la norme de fiabilité et la NRAA, afin de mieux comprendre les décisions connexes de l'ACER mentionnées aux considérants 18 et 40.

(395) Compte tenu de ce qui précède, et notamment des observations supplémentaires fournies par la Belgique au cours de la procédure formelle d'examen, la Commission estime que le MRC ne dépasse pas ce qui est nécessaire pour traiter les difficultés d'adéquation des ressources.

(396) Sur la base des règles de fonctionnement du MRC belge, la capacité sera acquise au moyen d'une procédure transparente, non discriminatoire et concurrentielle.

(397) Le MRC fournit des incitations pour que les fournisseurs de capacité soient disponibles lors des périodes où une forte sollicitation du système est attendue (voir considérants 182 à 186).

(398) En outre, la rémunération est déterminée à l'aide d'une procédure de mise en concurrence et le processus de mise aux enchères décrit à la section 2.5 est non discriminatoire et ouvert à tous les types de capacité.

(399) La Belgique expose les conditions techniques nécessaires pour la participation des fournisseurs de capacité en amont de la procédure de sélection. Ces conditions sont fixées dans les règles de fonctionnement du MRC belge (voir considérant 12).

(400) Le MRC sera ouvert à toutes les capacités qui sont en mesure de contribuer à l'adéquation des ressources. Il sera technologiquement neutre et sera notamment ouvert aux capacités existantes et nouvelles, au stockage et à la participation active de la demande. Le MRC sera également ouvert aux capacités transfrontalières.

(401) Enfin, comme expliqué au considérant 182, le MRC prévoit des pénalités en cas d'indisponibilité lors de périodes de forte sollicitation du système.

(402) Par conséquent, la Commission conclut que les exigences énoncées dans l'article 22, paragraphe 1, du règlement sur l'électricité sont satisfaites.

(403) En outre, conformément à l'article 22, paragraphe 3, du règlement sur l'électricité, les mécanismes de capacité: i) sont conçus de manière à garantir que le prix payé pour la disponibilité tende automatiquement vers zéro lorsque le niveau des capacités fournies devrait être adéquat pour répondre au niveau des capacités demandées; ii) ne rémunèrent les ressources participantes que pour leur disponibilité; et iii) garantissent que les obligations de capacité sont transférables entre les fournisseurs de capacité admissibles.

(404) La mesure notifiée est un mécanisme à l'échelle du marché neutre sur le plan technologique, dans le cadre duquel tous les fournisseurs de capacité admissibles sont en concurrence dans une seule mise aux enchères de capacité afin de découvrir le prix durable le plus bas auquel la capacité nécessaire peut être fournie. La nature concurrentielle des enchères devrait faire tendre les prix vers zéro si l'offre est suffisante pour répondre à la demande.

(405) Comme expliqué au considérant 8, la redevance de capacité versée aux fournisseurs de capacité disposant d'une option de fiabilité consiste en un paiement fixe visant à ce que la capacité contractée reste disponible pendant les éventuelles périodes de pénurie. Par conséquent, elle rétribue la disponibilité de la capacité et n'inclut aucune rétribution pour la quantité d'électricité que les fournisseurs de capacité offriront sur le marché.

(406) Comme décrit au considérant 187, la Belgique mettra en place un marché secondaire pour fournir aux fournisseurs de capacité un mécanisme leur permettant d'améliorer leur gestion des risques dans le cadre du MRC. Dans le cas de transactions sur le marché secondaire, un transfert complet des obligations sera assuré.

(407) Par conséquent, la Commission conclut que les exigences énoncées à l'article 22, paragraphe 2, du règlement sur l'électricité sont satisfaites.

(408) Enfin, l'article 22, paragraphe 4, du règlement sur l'électricité établit des exigences concernant les limites en matière d'émissions de CO_2.

(409) Comme expliqué au considérant 107, les exigences de préqualification comprennent une limite d'émissions: les fournisseurs de capacité qui dépassent les limites d'émissions suivantes ne peuvent pas participer à la mise aux enchères de capacités:

a) les capacités dont la production a débuté le 4 juillet 2019 ou après cette date sont soumises à une limite d'émissions de 550 g de CO_2 issu de carburant fossile par kWh d'électricité;

b) les capacités dont la production a débuté avant le 4 juillet 2019 sont soumises à une limite d'émissions de 550 g de CO_2 issu de carburant fossile par kWh d'électricité et une limite de 350 kg de CO_2 issu de carburant fossile en moyenne par an et par kWe installé.

(410) La Commission conclut que la mesure est conforme à l'article 22 du règlement sur l'électricité.

Conformité avec l'article 24 du règlement sur l'électricité

(411) Conformément à l'article 24, paragraphe 1, du règlement sur l'électricité, les NRAA ont une portée régionale et sont fondées sur la méthode visée à l'article 23, paragraphe 3, dudit règlement, en particulier sur l'article 23, paragraphe 5, points b) à m).

(412) À cet égard, la Commission remarque que l'étude la plus récente sur l'adéquation pour la Belgique, à savoir l'étude sur l'adéquation et la flexibilité de 2021, a une portée régionale et est fondée sur la méthode visée à l'article 23, paragraphe 3.

(413) Conformément à l'article 12, paragraphe 1, de la décision de l'ACER, la méthode ERAA sera pleinement mise en œuvre d'ici à la fin de 2023. Par conséquent, la décision de l'ACER prévoit une mise en œuvre progressive de la méthode ERAA, sur la base d'une feuille de route décrivant la phase de mise en œuvre énoncée à l'article 11, paragraphe 8, de la décision de l'ACER.

(414) Bien que la méthode ERAA ait été approuvée peu de temps avant que la Belgique ne mène l'étude sur l'adéquation et la flexibilité de 2021, cette étude a intégré divers éléments de la méthode ERAA décrits au considérant 42.

(415) La Commission remarque toutefois que l'étude sur l'adéquation et la flexibilité de 2021 ne modélise l'augmentation automatique du prix d'équilibre maximal qu'à partir de 2025. Néanmoins, comme le démontre la Belgique, même si l'augmentation automatique du prix d'équilibre maximal commençait à partir de 2022, les résultats de l'évaluation de la viabilité économique pour 2025 ne changeraient pas. En outre, la Belgique s'est engagée à veiller à ce que la nouvelle étude sur l'adéquation, qui doit être publiée au plus tard en juin 2023, tienne pleinement compte de la méthode relative aux augmentations des prix dynamiques à partir du début de la période de simulation (voir considérant 48).

(416) L'étude sur l'adéquation et la flexibilité de 2021 est fondée sur des scénarios centraux de référence appropriés, conformément à l'article 24, paragraphe 1, du règlement sur l'électricité (voir considérant 45).

(417) Conformément à l'article 24, paragraphe 1, point a), du règlement sur l'électricité, les États membres peuvent inclure, dans leur évaluation de l'adéquation, des sensibilités liées aux particularités de la demande et de l'offre d'électricité à l'échelle nationale.

(418) Dans la décision d'ouvrir la procédure, la Commission a émis des doutes quant à la conformité du MRC avec l'article 24, paragraphe 1, du règlement sur l'électricité, étant donné que l'étude sur l'adéquation et la flexibilité de 2019 a eu recours au scénario EU-HiLo, qui repose sur des hypothèses concernant l'offre d'électricité à l'étranger, c'est-à-dire l'indisponibilité d'autres centrales nucléaires françaises.

(419) Plusieurs parties intéressées ont critiqué l'interprétation faite par la Commission de l'article 24, paragraphe 1, du règlement sur l'électricité, estimant qu'elle est trop restrictive. Selon ces parties intéressées, la méthode ERAA confirme que les NRAA doivent avoir une portée régionale et peuvent inclure des sensibilités additionnelles. Elle ne précise ni ne limite la nature de ces sensibilités additionnelles. Comme indiqué à l'article 3, paragraphe 6, de ladite méthode, ces sensibilités peuvent couvrir un large éventail de variations d'hypothèses sur l'ensemble de la zone géographique considérée, y compris les différentes hypothèses relatives aux données d'entrée, telles que les capacités installées (voir considérants 256 à 258).

(420) La Belgique a fait valoir que son niveau d'interconnexion élevé et que sa dépendance à l'égard des importations constituent une particularité de l'offre d'électricité à l'échelle nationale (voir considérants 286 et 318).

(421) La Commission remarque que l'étude sur l'adéquation et la flexibilité de 2021 comprend des sensibilités concernant l'indisponibilité des capacités nucléaires françaises, qui sont conformes aux données utilisées par le GRT français dans la NRAA française (voir considérants 287 à 289).

(422) La Commission note que l'article 24, paragraphe 1, du règlement sur l'électricité et la méthode ERAA exigent que les NRAA aient une portée régionale et que l'article 3, paragraphe 6, de la méthode ERAA permet de compléter les scénarios centraux de référence par des scénarios et/ou des sensibilités supplémentaires. En outre, le point 224 a) des LDAEE exige que l'État membre fournisse une appréciation de l'incidence de sources d'énergie irrégulières, y compris en provenance de systèmes voisins.

(423) Compte tenu de ce qui précède, la Commission estime que l'article 24, paragraphe 1, point a), du règlement sur l'électricité n'interdit pas l'utilisation, dans les NRAA, de sensibilités supplémentaires relatives à l'offre d'électricité à l'étranger.

(424) Comme expliqué au considérant 365, la comparaison entre la NRAA et l'ERAA requise en vertu de l'article 24, paragraphe 3, n'a pas pu être effectuée, car le REGRT-E n'a pas soumis l'ERAA.

(425) La Commission conclut que la mesure est conforme à l'article 24 du règlement sur l'électricité.

Conformité avec l'article 25 du règlement sur l'électricité

(426) Conformément à l'article 25, paragraphe 1, du règlement sur l'électricité, lorsqu'ils appliquent des mécanismes de capacité, les États membres disposent d'une norme de fiabilité.

(427) Comme indiqué au considérant 22, la Belgique dispose d'une norme de fiabilité qui correspond à une LOLE de 3 heures.

(428) L'article 25, paragraphe 2, du règlement sur l'électricité prévoit que la norme de fiabilité est fixée par l'État membre ou par une autorité compétente désignée par l'État membre, sur proposition de l'autorité de régulation. La norme de fiabilité est basée sur la méthode visée à l'article 23, paragraphe 6.

(429) La norme de fiabilité a été fixée par l'arrêté royal relatif à la détermination de la norme de fiabilité et à l'approbation des valeurs des coûts du VOLL et du CONE, sur proposition de l'autorité de régulation (voir considérant 20). La norme de fiabilité fixée s'écarte légèrement de celle proposée par l'autorité de régulation pour les raisons exposées au considérant 21. L'article 25 du règlement sur l'électricité n'y fait toutefois pas obstacle.

(430) La Belgique a calculé la norme de fiabilité sur la base de la méthode énoncée à l'article 23, paragraphe 6.

(431) Conformément à l'article 25, paragraphe 3, du règlement sur l'électricité, la norme de fiabilité est calculée en utilisant au moins le VOLL et le CONE sur une période déterminée et est exprimée sous la forme d'une «prévision d'énergie non desservie» et d'une «prévision de perte de charge».

(432) Conformément à l'article 2, paragraphe 9, du règlement sur l'électricité, le VOLL est une estimation, en euros/MWh, du prix maximal de l'électricité que les consommateurs consentiraient à payer pour éviter une coupure.

(433) Comme indiqué au considérant 25, la CREG a mené une enquête sur la disposition à payer. Toutefois, compte tenu des limites de l'enquête, ses résultats pour établir une estimation unique du VOLL ne pouvaient être utilisés que dans une mesure limitée. La Belgique s'est engagée à mettre à jour le VOLL sur la base d'une nouvelle enquête sur la disposition à payer et, si nécessaire, à établir une nouvelle norme de fiabilité avant septembre 2022 (voir considérant 28).

(434) La Commission constate donc que la norme de fiabilité a été établie sur la base de l'estimation du VOLL et du CONE attendu (voir considérants 23 et 24), conformément à l'article 25, paragraphe 3, du règlement sur l'électricité.

(435) Conformément à l'article 25, paragraphe 4, du règlement sur l'électricité, lors de l'application des mécanismes de capacité, les paramètres déterminant le volume de la capacité prévus dans le mécanisme de capacité sont approuvés par l'État membre ou par une autorité compétente désignée par l'État membre, sur proposition de l'autorité de régulation.

(436) Comme expliqué aux considérants 86 et 290, la méthode déterminant les paramètres permettant de calculer le volume des achats dans le cadre du mécanisme de capacité a été proposée par la CREG.

(437) La Commission conclut que la mesure est conforme à l'article 25 du règlement sur l'électricité.

Conformité avec l'article 26 du règlement sur l'électricité

(438) Conformément à l'article 26, paragraphe 1, du règlement sur l'électricité, les mécanismes de capacité autres que les réserves stratégiques et, lorsque c'est techniquement faisable, les réserves stratégiques sont ouverts à la participation transfrontalière directe des fournisseurs de capacité situés dans un autre État membre sous réserve des conditions prévues audit article.

(439) L'article 26, paragraphe 2, du règlement sur l'électricité prévoit toutefois que les États membres peuvent exiger que les capacités étrangères soient situées dans un État membre qui dispose d'un raccordement direct au réseau de l'État membre appliquant le mécanisme de capacité.

(440) La Belgique autorisera les capacités étrangères situées dans un État membre qui dispose d'un raccordement direct au réseau de la Belgique à participer au MRC à compter de la première période de fourniture, à savoir à compter de 2025. Selon la Belgique, les méthodes, les règles communes et les modalités mentionnées à l'article 26, paragraphe 11, du règlement sur l'électricité n'ont été adoptées qu'en décembre 2020 et un délai raisonnable devrait être accordé pour leur mise en œuvre et les préparatifs nécessaires à la participation transfrontalière. Étant donné que les GRT n'ont pas encore été en mesure de conclure les accords nécessaires, il n'a pas été possible d'organiser la participation transfrontalière dès la première enchère Y-4. Néanmoins, selon les autorités belges, un volume a été réservé pour l'enchère Y-1, garantissant que les capacités transfrontalières auront encore la possibilité de participer et d'apporter leur contribution dès la première année de fourniture (voir considérant 189).

(441) Dans la décision d'ouvrir la procédure, la Commission a demandé des éclaircissements sur l'utilisation des recettes tirées de la congestion des capacités et sur la répartition de ces recettes entre les GRT.

(442) La Belgique a précisé que les recettes tirées de la congestion seront utilisées et réparties conformément aux règles énoncées dans le règlement sur l'électricité, notamment son article 26, paragraphe 9.

(443) En outre, la Belgique a confirmé qu'elle se conformera à la décision n° 36/2020 de l'ACER qui établit des spécifications techniques relatives à la participation transfrontalière dans les mécanismes de capacité, comprenant la méthode de partage des recettes résultant de l'allocation de la capacité d'entrée.

(444) La mesure est donc conforme à l'article 26 du règlement sur l'électricité.

5.3.3.3. Conclusion sur la conformité avec d'autres dispositions du droit de l'Union

(445) La mesure est conforme aux articles 30 et 110 du traité et au règlement sur l'électricité.

(446) La mesure notifiée n'enfreint donc pas les dispositions pertinentes du droit de l'Union.

5.3.4. *L'aide a été conçue de façon à limiter ses effets sur la concurrence et les échanges*

5.3.4.1. Nécessité d'une intervention de l'État

(447) Conformément à la sous-section 3.2.2 des LDAEE, l'État membre doit démontrer la nécessité de l'intervention de l'État et, en particulier, la nécessité de l'aide pour remédier à une défaillance du marché qui, sinon, ne serait pas corrigée.

(448) Dans la décision d'ouvrir la procédure, la Commission doute que le problème de l'adéquation des ressources ait été défini de façon suffisamment précise et qu'il ait été analysé et quantifié correctement par les autorités belges, notamment au regard des points 221 et 222 des LDAEE. Les doutes exprimés par la Commission étaient partagés par plusieurs parties intéressées qui ont également mis en doute la nécessité et/ou la dimension du MRC envisagé (voir considérants 227 à 234).

(449) Selon l'étude sur l'adéquation et la flexibilité de 2021, à partir de 2025, une fois la sortie du nucléaire achevée, la Belgique sera confrontée à un problème d'adéquation et devra faire face à un besoin structurel de nouvelles capacités. Ce besoin s'élèvera à 2 GW en 2025 dans le scénario central «EU-BASE» et augmentera progressivement pour atteindre 3,9 GW d'ici à 2032 (voir considérant 49). L'étude sur l'adéquation et la flexibilité de 2021 a été publiée en juin 2021 et s'appuie sur la méthode ERAA (voir point 221 des LDAEE).

(450) Maintenant que la méthode ERAA a été approuvée par l'ACER (voir considérant 40), les doutes exprimés par la Commission en ce qui concerne l'accent mis sur le scénario EU-HiLo dans l'étude sur l'adéquation et la flexibilité de 2019 ou l'absence de scénario contre-factuel approprié pour estimer l'ampleur du problème de l'adéquation des ressources dans les prévisions MAF 2019 pour la Belgique ne sont plus pertinents, puisque les différentes méthodes sont désormais unifiées dans une méthode commune, plus robuste, qui confirme l'existence d'un problème d'adéquation.

(451) Même si deux parties intéressées ont fait valoir que les études belges antérieures sur l'adéquation des ressources ne tenaient pas compte de la fonction de valorisation de la rareté attendue (considérant 230), une telle exigence n'existait pas au moment de leur rédaction. Conformément à l'avis de la Commission sur le plan de mise en œuvre de la Belgique, la Belgique est néanmoins invitée à envisager de modifier son régime de valorisation de la rareté en conséquence et au plus tard le 1er janvier 2022. À cet égard, la Commission prend note des travaux menés actuellement par l'autorité de régulation et le GRT concernant l'introduction de la fonction de détermination du prix de la pénurie pour l'équilibrage en Belgique.

(452) La Belgique a actuellement un niveau d'interconnexion électrique d'environ 24 %, qui devrait augmenter pour atteindre 33 % d'ici à 2030. Comme indiqué au considérant 323, la Belgique a également facilité le développement des technologies dites «à énergie limitée», par exemple grâce à la possibilité de participer aux marchés des services auxiliaires ou grâce à un mécanisme de transfert d'énergie. Cela s'est traduit par une part élevée de participation active de la demande.

(453) En outre, comme décrit à la section 2.3.4, les autorités belges se sont engagées à procéder à plusieurs réformes du marché, notamment en vue de renforcer les marchés d'équilibrage (voir considérant 62), de faciliter la participation active de la demande (voir considérant 64) et d'augmenter la capacité d'interconnexion (voir considérant 65).

(454) Malgré ces réformes, l'étude sur l'adéquation et la flexibilité de 2021 recense des risques en matière d'adéquation des ressources pour la Belgique, sur la base de la norme de fiabilité exposée au considérant 22. L'étude sur l'adéquation et la flexibilité de 2021 prévoit que seule une part très faible des nouvelles capacités sera viable via le marché «energy-only» d'ici à 2025.

(455) La Commission considère donc que la Belgique a démontré les raisons pour lesquelles le marché n'est pas encore en mesure de fournir les capacités adéquates en l'absence d'intervention, conformément au point 223 des LDAEE.

(456) Le point 224 des LDAEE exige que la Commission tienne compte de plusieurs appréciations qui doivent être fournies par l'État membre, concernant l'incidence de sources d'énergie irrégulières, la participation des acteurs de la demande, l'interconnexion ou tout autre élément à l'origine du problème d'adéquation des capacités de production ou l'aggravant.

(457) L'étude sur l'adéquation et la flexibilité de 2021 comprend toutes les évolutions du marché en cours et à venir ainsi que les objectifs stratégiques prévus les plus récents, tels qu'ils sont inscrits ou mentionnés dans le plan de mise en œuvre, concernant les quatre éléments mentionnés au point 224 des LDAEE.

(458) Comme expliqué au considérant 454, malgré ces réformes, l'étude sur l'adéquation et la flexibilité de 2021 recense des risques en matière d'adéquation des ressources pour la Belgique par rapport aux actions qui devraient être entreprises pour atteindre l'objectif de LOLE de 3 heures.

(459) La Commission estime que la mesure notifiée est nécessaire, conformément à la section 3.9.2 des LDAEE.

5.3.5. *Caractère approprié de la mesure*

(460) En règle générale, une mesure d'aide d'État est appropriée si elle est conçue de manière à remédier correctement aux défaillances du marché constatées. Les LDAEE précisent en outre aux points 225 et 226 que, dans le cadre des aides en faveur de l'adéquation des capacités de production, cela implique que les aides devraient rétribuer uniquement la disponibilité du service garantie par le producteur et que les mesures d'aide devraient être ouvertes et fournir des incitations adéquates aussi bien aux producteurs existants qu'aux producteurs futurs, ainsi qu'aux opérateurs utilisant des technologies substituables, telles que les solutions de participation active de la demande ou de stockage.

(461) Cette section analyse dans un premier temps si un MRC à l'échelle du marché est la solution la plus appropriée, parmi les différentes options disponibles, pour remédier au problème d'adéquation constaté (section 5.3.5.1 de la présente décision). Elle analyse ensuite si la conception spécifique du MRC est conforme aux exigences spécifiques des LDAEE mentionnées ci-dessus (section 5.3.5.2 de la présente décision).

5.3.5.1. Caractère approprié du MRC en tant qu'instrument

(462) Comme mentionné au considérant 235, certaines parties intéressées ont indiqué qu'une réserve stratégique pourrait apporter une réponse plus appropriée au problème d'adéquation constaté qu'un MRC à l'échelle du marché. De son côté, la Belgique a estimé qu'une réserve stratégique ne permettrait pas de remédier aux défaillances sous-jacentes du marché (voir considérants 278 et 279).

(463) Comme indiqué au considérant 60, la Belgique dispose actuellement d'une réserve stratégique qui sera en place jusqu'au 31 mars 2022. L'objectif de la réserve stratégique est de répondre aux pics de la demande pendant les périodes hivernales lorsque le marché n'y parvient pas, en maintenant hors marché un certain nombre des capacités de production et de participation active de la demande existantes en tant que système de secours, qui ne seront activées que lorsque les ressources d'équilibrage seront épuisées.

(464) Comme expliqué aux considérants 377 et 378, un MRC à l'échelle du marché, qui impliquerait un marché de capacité en complément du marché de l'énergie, semble être la solution la plus efficace pour assurer la sécurité d'approvisionnement en Belgique dans le cadre d'un changement structurel tel que l'arrêt progressif de la production nucléaire.

5.3.5.2. Caractère approprié de la conception spécifique du MRC

Rétribution uniquement de la disponibilité de la capacité

(465) Conformément au point 225 des LDAEE, il convient que la mesure rétribue uniquement la disponibilité du service.

(466) Dans la décision d'ouvrir la procédure, la Commission est parvenue à la conclusion préliminaire que la mesure rétribue uniquement la disponibilité de la capacité. Ni la Belgique ni aucune partie intéressée n'ont mis en doute la conclusion de la Commission.

(467) Le MRC rétribue la disponibilité de la capacité et n'inclut aucune rétribution pour la quantité d'électricité que les fournisseurs de capacité offriront sur le marché.

(468) La mesure est donc conforme au point 225 des LDAEE.

Ouverture de la mesure à tous les fournisseurs de capacité concernés

(469) Le point 226 des LDAEE indique que les mécanismes de capacité devraient i) être ouverts à différentes technologies, ii) tenir compte de la mesure dans laquelle les capacités d'interconnexion peuvent remédier au problème d'adéquation des capacités de production constaté; et iii) fournir des incitations adéquates aussi bien aux nouvelles capacités qu'aux capacités existantes.

(470) Comme indiqué au considérant 66, il est prévu que la mesure soit ouverte à toutes les capacités qui sont en mesure de contribuer à l'adéquation des ressources, qu'elle soit technologiquement neutre et qu'elle soit en particulier ouverte aux capacités existantes et nouvelles, au stockage et à la participation active de la demande. L'agrégation des capacités, y compris celles provenant de différentes technologies, sera autorisée. Toutes les technologies peuvent également participer à toutes les enchères (aussi bien aux enchères Y-4 qu'aux enchères Y-1) pour une période de fourniture.

(471) La Belgique a pris un certain nombre de mesures pour garantir la possibilité, pour toutes les technologies, de participer aux enchères. En particulier, la Commission prend note de la décision de réserver une partie du volume à acquérir pour les enchères Y-1 afin d'encourager la participation des fournisseurs de participation active de la demande. En outre, une catégorie spécifique intitulée «capacité non prouvée» (ouverte à toutes les technologies ne nécessitant pas de programmes journaliers ni de participation individuelle en raison de leur importance pour le système) est prévue lors des enchères Y-4 afin d'encourager la participation des capacités qui pourraient déjà rencontrer davantage de difficultés à atteindre le niveau de maturité standard requis dans le cadre des enchères Y-4 (voir considérants 83 et 98).

(472) En ce qui concerne les SER, les fournisseurs de capacités SER existantes et nouvelles sont autorisés à participer au MRC, sauf s'ils reçoivent une aide au fonctionnement par l'intermédiaire de régimes d'aides d'État spécifiques (voir considérant 205).

(473) À la suite de la décision d'ouvrir la procédure, une partie intéressée a fait valoir que les détenteurs de capacités qui remplissent les conditions de participation [tels que les installations de PCCE d'une capacité supérieure à 1 MW) ne sont pas autorisés à participer si, au cours d'une période donnée, ils bénéficient d'aides au fonctionnement par l'intermédiaire de certificats verts (GSC) et/ou de certificats de cogénération (PCCE) (voir considérant 237).

(474) La Commission estime que les certificats PCCE sont déjà conçus pour couvrir les frais indispensables incombant aux exploitants d'installations de PCCE et pour encourager la poursuite de leur activité. Pour éviter le cumul des aides et la surcompensation qui en résulte, les producteurs ne devraient pas bénéficier d'autres mesures de soutien, par exemple les régimes d'aide en faveur des SER ou de la PCCE qui suffisent déjà à couvrir les coûts d'exploitation de ces bénéficiaires, comme décrit au considérant 205.

(475) Comme indiqué au considérant 205, si ces exploitants ne bénéficient plus de l'aide au fonctionnement en faveur des SER/de la PCCE, ils auront alors le droit de participer au MRC.

(476) Les règles décrites au considérant 205 ne conduisent pas à l'exclusion de fournisseurs de capacité qui ne bénéficient pas de pareille aide.

(477) En ce qui concerne la participation transfrontalière, la participation de capacités transfrontalières situées dans un État membre qui disposent d'un raccordement direct au réseau de la Belgique sera autorisée à compter de la première période de fourniture (voir considérant 189).

(478) En outre, la participation de nouvelles capacités ou de capacités existantes qui nécessitent d'importantes dépenses en capital pour rester disponibles est rendue possible par l'octroi de contrats pluriannuels, à condition que l'on puisse démontrer qu'un niveau prédéfini de coûts d'investissement est nécessaire pour développer et construire ces nouvelles installations ou rénover les installations existantes (voir considérant 138).

(479) Les seuils d'investissement sont basés sur un ensemble de coûts d'investissement admissibles, tels que décrits au considérant 137. Ces seuils tiennent compte de la capacité installée nominale (soit la capacité maximale que l'unité doit exploiter) plutôt que de la capacité installée affectée d'un facteur de réduction (soit le taux de disponibilité prédéfini et la contribution à l'objectif d'adéquation des ressources).

(480) À cet égard, dans la décision d'ouvrir la procédure, la Commission a exprimé ses doutes quant à l'utilisation de la capacité installée nominale pour calculer les seuils d'investissement. Selon la Commission, cette caractéristique de conception est susceptible d'entraîner une discrimination à l'égard des technologies présentant des facteurs de réduction élevés, notamment les sources d'énergie renouvelables intermittentes solaires et éoliennes. La capacité installée affectée d'un facteur de réduction est la mesure qui reflète la contribution effective d'une technologie à la capacité totale et permettrait à toutes les technologies d'avoir les mêmes chances d'accéder à des contrats pluriannuels.

(481) Nonobstant les doutes initiaux, compte tenu de la situation actuelle du marché belge de l'électricité et de l'absence d'observations des parties intéressées sur ce point, la Commission ne dispose à l'heure actuelle d'aucun élément de preuve lui permettant de conclure que la conception du mécanisme entraînera en pratique une discrimination à l'égard de certaines technologies dans ce cas précis. En outre, la Belgique s'est engagée à réexaminer régulièrement les règles de fonctionnement du MRC pour s'assurer qu'elles ne conduisent pas à une éventuelle discrimination des technologies à la lumière des évolutions du marché.

(482) Comme indiqué au considérant 236, une partie intéressée a suggéré de créer une enchère T-2 afin d'éviter un surapprovisionnement lors de l'enchère T-4.

(483) À cet égard, la Belgique a expliqué qu'une enchère répartie sur deux périodes (T-4 et T-1) permettait déjà à toutes les technologies, ayant des délais de réalisation plus longs ou plus courts, de participer au mécanisme et à l'État membre d'avoir une assurance relative qu'un volume suffisant peut être acheté pour garantir la sécurité d'approvisionnement au cours de l'année de fourniture. En divisant encore les volumes de capacité et en ajoutant une enchère T-2, on risquerait de réduire excessivement la concurrence dans le cadre de ces enchères (voir considérant 280).

(484) La Commission considère que le choix des autorités d'acquérir des capacités par l'intermédiaire de deux enchères Y-4 et Y-1 est légitime.

(485) La Commission prend note de l'engagement des autorités à réexaminer régulièrement les règles de fonctionnement du MRC afin de s'assurer qu'elles ne conduisent pas à une éventuelle discrimination entre les technologies à la lumière des évolutions du marché.

(486) La limite d'émissions décrite au considérant 107 s'applique à toutes les technologies et constitue pour la Belgique un moyen de respecter les points 220 et 233 e) des LDAEE. Enfin, les nouvelles installations alimentées par des combustibles fossiles, qui pourront bénéficier de contrats de 15 ans, seront tenues de respecter les objectifs fixés par l'Union européenne et/ou la Belgique visant à réduire les émissions de gaz à effet de serre afin d'atteindre la neutralité climatique d'ici à 2050 (voir considérant 109).

(487) Partant, la Commission considère que l'aide est appropriée.

5.3.6. *Proportionnalité*

(488) Le montant de l'aide est proportionné s'il est limité au minimum nécessaire pour atteindre l'objectif poursuivi. Les LDAEE précisent cette exigence pour les mesures destinées à garantir l'adéquation des capacités de production aux points 228 à 231, qui visent à garantir que les bénéficiaires ne gagnent pas plus qu'un taux de rendement raisonnable et que les profits inattendus sont exclus.

5.3.6.1. Procédure de mise en concurrence

(489) Dans la décision d'ouvrir la procédure, la Commission a exprimé des inquiétudes quant à l'éventuelle discrimination à l'encontre des capacités présentant des facteurs de réduction élevés (énoncées aux considérants 480 et 481) et, par conséquent, quant à la procédure de mise en concurrence.

(490) Nonobstant les doutes qui apparaissent de prime abord, comme expliqué au considérant 485, la Commission ne dispose à l'heure actuelle d'aucun élément de preuve lui permettant de conclure que la conception du mécanisme entraînera en pratique une discrimination entre les différentes technologies dans ce cas précis et compromettra donc la procédure de mise en concurrence.

(491) La mesure notifiée est un mécanisme à l'échelle du marché neutre sur le plan technologique, dans le cadre duquel tous les fournisseurs de capacité admissibles sont en concurrence dans une seule mise aux enchères de capacité afin de découvrir le prix durable le plus bas auquel la capacité nécessaire peut être fournie. La nature concurrentielle des enchères devrait faire tendre les prix vers zéro si l'offre est suffisante pour répondre à la demande. Le processus est soumis à des critères transparents et non discriminatoires, y compris les critères d'admissibilité. La cause principale de l'inadmissibilité est le fait qu'un fournisseur de capacité bénéficie d'autres mesures de soutien qui entraîneraient un cumul et une éventuelle surcompensation. En ce qui concerne la durée des contrats, la plupart des fournisseurs de capacité n'ont droit qu'à des contrats de capacité d'un an. Les capacités nouvelles et rénovées, qui impliquent des coûts d'investissement élevés, peuvent faire l'objet de contrats de capacité plus longs afin de permettre à ces investisseurs d'obtenir le financement nécessaire (voir considérants 117 et 326).

(492) La conception d'un marché de capacité à l'échelle du marché reflète les résultats probables qu'un marché de l'énergie efficace pourrait donner. Les enchères seront organisées selon la procédure «pay-as-bid» pour les deux premières enchères (enchères Y-4 pour les deux premières années de fourniture) et selon la procédure «pay-as-clear» par la suite (voir considérants 112 et 113). Deux plafonds de prix différents sont inclus dans le MRC afin de prévenir la survenue de profits inattendus et de limiter les abus de pouvoir de marché: i) le plafond de prix global des enchères et ii) le plafond de prix intermédiaire (voir section 2.5.4.2). L'objectif des plafonds est d'atténuer le pouvoir de marché et donc de limiter le montant de l'aide à ce qui constitue une rémunération raisonnable pour la disponibilité du service.

(493) En conséquence, la Commission conclut que la mesure est conçue comme une procédure de mise en concurrence sur la base de critères clairs, transparents et non discriminatoires et qu'elle satisfait également à l'exigence visant à prévenir la survenue de profits inattendus.

5.3.6.2. Volume à acquérir

(494) Comme indiqué au considérant 223, dans la décision d'ouvrir la procédure, la Commission a exprimé des doutes quant à la possibilité que l'utilisation d'un scénario irréaliste pour calculer le volume dans le cadre du MRC conduise au financement de capacités inutiles.

(495) Une partie intéressée a fait valoir que le mécanisme de financement peut avoir une influence sur le volume de capacité du MRC. Par exemple, le fait de lier les taxes destinées à financer le MRC à la consommation d'électricité lors des périodes de pics de la demande pourrait être considéré comme une incitation pour les parties concernées à réduire leur consommation lors des périodes de pics de la demande, ce qui réduirait le besoin de capacité à mettre aux enchères (voir considérant 241).

(496) Comme l'a expliqué la Belgique (voir considérant 293), pour le moment, il n'y a pas suffisamment de compteurs intelligents installés en Belgique pour permettre la mise en place d'un mécanisme de financement fondé sur la consommation en période de pointe. La loi sur le MRC a été modifiée de manière à ce qu'un tel modèle puisse être introduit en 2025. La Belgique a également expliqué qu'elle réexaminerait le mécanisme de financement existant en 2023, lorsqu'un rapport sur le déploiement des compteurs intelligents sera publié.

(497) La Commission a également reçu des assurances de la part de la Belgique en ce qui concerne la méthode à utiliser pour déterminer la courbe de la demande pour la mise aux enchères, comme indiqué à la section 2.5.2. La Belgique a en outre confirmé qu'elle achèterait une quantité de capacité proportionnelle au problème d'adéquation actualisé et qu'elle adapterait la quantité à acquérir au fil du temps pour refléter les mises à jour de l'évaluation de l'adéquation et de la norme de fiabilité, tout en assurant le caractère concurrentiel des enchères. En particulier, la Belgique s'est engagée à ajuster les volumes, si nécessaire, pour tenir compte de l'évaluation de l'adéquation et de la norme de fiabilité actualisées, comme décrit précédemment. Compte tenu de ce qui précède et du raisonnement exposé aux considérants 395 et 400, la Commission estime que le MRC ne dépasse pas ce qui est nécessaire pour résoudre les problèmes d'adéquation.

5.3.6.3. Conclusion sur la proportionnalité

(498) La Commission parvient à la conclusion que la mesure est proportionnée.

5.3.7. *Distorsion de la concurrence et critère de mise en balance*

(499) Les effets négatifs du MRC sur la concurrence et les échanges sur le marché international de l'électricité doivent être suffisamment limités pour que l'équilibre général de la mesure soit positif. La Cour a précisé que pour apprécier si une mesure altère les conditions des échanges dans une mesure contraire à l'intérêt commun, la Commission doit mettre en balance les effets positifs de l'aide envisagée pour le développement des activités que celle-ci vise à soutenir et les effets négatifs que peut avoir cette aide sur le marché intérieur ([103]).

5.3.7.1. Effets positifs

(500) Du côté positif de la balance, la Commission constate que le régime a des effets positifs en ce qui concerne le maintien de la capacité existante sur le marché de l'électricité ou la création de nouvelles capacités et, partant, la sécurité d'approvisionnement en électricité. À cet égard, assurer la sécurité de l'approvisionnement est l'un des objectifs de la politique de l'Union dans le domaine de l'énergie, conformément à l'article 194 du TFUE.

([103]) Arrêt de la Cour du 22 septembre 2020, Autriche/Commission, C-594/18 P, ECLI:EU:C:2020:742, point 101.

(501) En outre, la Commission constate que les installations de production qui émettent plus de 550 g de CO_2 par kWh d'électricité ne peuvent pas faire l'objet d'un contrat au titre du MRC (voir considérant 107) et que les installations admissibles devront s'engager à atteindre la neutralité climatique d'ici à 2050. On peut donc conclure que le MRC accorde la préférence aux producteurs émettant peu de carbone, conformément au point 233 e) des LDAEE.

5.3.7.2. Effets négatifs

(502) Du côté négatif de la balance, le soutien apporté aux fournisseurs de capacité peut fausser la concurrence et les échanges sur le marché de l'électricité, y compris entre les entreprises bénéficiant du soutien et leurs concurrents dans le même secteur.

(503) Les LDAEE soulignent qu'il est nécessaire de prévenir les effets négatifs non désirés sur la concurrence et les échanges aux points 232 et 233, qui soulignent la nécessité d'une large participation au régime et de la prévention des effets qui sapent le marché, tels que le renforcement des positions dominantes ou une influence néfaste sur des décisions en matière d'investissement.

(504) La mesure est ouverte à tous les producteurs existants et nouveaux, aux opérateurs de participation active de la demande et aux opérateurs de stockage. La mesure est également ouverte aux capacités transfrontalières.

Ouverture aux agrégations de la demande et de l'offre

(505) Le point 232 a) des LDAEE indique que la mesure en faveur de l'adéquation des capacités de production devrait être ouverte à des agrégations potentielles de l'offre et de la demande.

(506) Comme mentionné au considérant 242, certaines parties intéressées ont indiqué que les règles d'admissibilité actuelles applicables aux contrats pluriannuels entravent l'agrégation, et plus précisément la règle selon laquelle l'actif ayant la durée de contrat la plus faible dans un portefeuille agrégé détermine la durée de contrat pour l'ensemble du portefeuille.

(507) La Commission reconnaît que les règles d'admissibilité actuelles applicables aux contrats pluriannuels peuvent entraver l'agrégation. Par conséquent, elle accueille favorablement la proposition de la Belgique visant à modifier l'arrêté royal fixant les seuils d'investissement, les critères d'éligibilité des coûts d'investissement et la procédure de classement (voir considérant 141). La modification prévoit que le gestionnaire de l'offre agrégée puisse choisir la catégorie de capacité applicable à l'offre agrégée.

(508) En ce qui concerne l'observation d'une partie intéressée relative aux obstacles à l'agrégation pour les actifs qui ne sont pas tenus de mettre en place un programme journalier (voir considérant 243), la Commission prend note des arguments présentés par la Belgique (considérants 297 et 298) et par la partie intéressée (considérant 243). Étant donné que les capacités tenues de mettre en place un programme journalier sont concernées par des procédures de coordination spéciales, la Commission estime que l'approche de la Belgique à l'égard de ces capacités est justifiée pour tenir compte de leurs particularités sur le marché de l'électricité. La Belgique procédera néanmoins à des évaluations régulières du MRC pour permettre des modifications, le cas échéant, notamment en ce qui concerne la possibilité pour les actifs tenus de mettre en place un programme journalier de s'agréger.

Seuils d'investissement

(509) En ce qui concerne les observations de certaines parties intéressées concernant le niveau des seuils d'investissement fixés pour les contrats pluriannuels et alléguant que ceux-ci peuvent conduire à une discrimination entre certaines classes de technologies, la Commission prend acte de l'engagement de la Belgique de mettre à jour ces seuils au cas où de nouveaux éléments, y compris les observations des parties intéressées, indiqueraient que cela s'avère nécessaire. Les nouveaux seuils d'investissement fixés pour les contrats pluriannuels, qui ont fait l'objet de la consultation publique, sont exposés au considérant 138. La CREG mettra à jour les seuils d'investissement lorsque cela semble nécessaire et au moins tous les trois ans. Par conséquent, la Commission n'a aucune raison de considérer que les nouveaux seuils fixés pour les contrats pluriannuels entraîneront une discrimination entre les technologies.

Facteurs de réduction

(510) Comme indiqué aux considérants 247 et 248, certaines parties intéressées ont fait valoir que les facteurs de réduction actuels risquent de pénaliser lourdement des technologies telles que le stockage, la participation active de la demande ou les énergies renouvelables.

(511) La Belgique a expliqué (voir considérant 303) que les facteurs de réduction des technologies à énergie limitée sont plus faibles lorsque leur part dans le système/pays augmente, d'où la différence entre les facteurs de réduction en Belgique, en France et au Royaume-Uni mentionnés par les parties intéressées. Néanmoins, pour tenir compte des préoccupations des parties intéressées, la Belgique a mis à jour les facteurs de réduction à la lumière de l'avis rendu par l'autorité de régulation et d'une réunion spécifique du groupe de travail sur cette question, réunissant toutes les parties intéressées, qui s'est tenue début janvier 2021. Les facteurs de réduction actualisés sont exposés au considérant 79. Par conséquent, la Commission n'a aucune raison de considérer que les facteurs de réduction révisés sont inappropriés.

Obligation de remboursement

(512) En ce qui concerne les observations de certaines parties intéressées selon lesquelles les mécanismes de l'obligation de remboursement sont discriminatoires à l'égard des exploitants de capacités avec un programme complet (considérants 250 et 251), la Belgique a fait valoir que le MRC trouve un équilibre entre l'inclusion de l'obligation de remboursement et la prévention de la discrimination à l'égard des capacités qui ne peuvent être activées qu'à un prix supérieur au prix d'exercice.

(513) La Commission note que les États membres qui disposent de mécanismes de capacité similaires à l'échelle du marché ont adopté des pratiques divergentes en ce qui concerne l'obligation de remboursement. La Commission constate également que le mécanisme de l'obligation de remboursement dans le cadre du MRC belge a été considérablement modifié et amélioré à la suite de consultations publiques.

(514) La Commission estime donc que le mécanisme de l'obligation de remboursement offre un bon compromis entre les deux objectifs concurrents visés au considérant 512.

Plafond de prix intermédiaire

(515) Dans la décision d'ouvrir la procédure, la Commission a exprimé des doutes quant au fait que l'introduction d'un plafond de prix intermédiaire pour les capacités dans la catégorie des contrats d'un an, sans possibilité de dérogation individuelle, pourrait exclure certains détenteurs de capacité du MRC. Ces doutes étaient partagés par certaines parties intéressées (voir considérant 252).

(516) En conséquence, la Commission se réjouit de l'engagement pris par la Belgique de mettre en place un mécanisme de dérogation. Le mécanisme de dérogation a fait l'objet d'une consultation publique et a été introduit dans l'arrêté royal fixant les seuils d'investissements et les critères d'éligibilité des coûts d'investissement. Le mécanisme de dérogation s'appliquera aussi bien aux capacités nationales qu'aux capacités transfrontalières indirectes (voir considérants 129 et 130).

(517) Comme indiqué au considérant 131, la dérogation pour la première enchère sera accordée ex post, c'est-à-dire après la clôture de l'enchère. Compte tenu des arguments avancés par la Belgique au considérant 131, la Commission estime que la dérogation ex post au plafond de prix intermédiaire fixé pour la première enchère est justifiée.

Conclusion sur l'ouverture de la mesure à toutes les technologies

(518) La mesure permet la participation de producteurs utilisant différentes technologies et d'opérateurs proposant des solutions aux qualités techniques équivalentes, conformément au point 232 a) des LDAEE.

Capacités transfrontalières

(519) Le point 232 b) des LDAEE prévoit des mesures de sauvegarde visant à garantir que les opérateurs d'autres États membres peuvent participer à une mesure.

(520) Dans la décision d'ouvrir la procédure, la Commission s'est montrée préoccupée par le fait que limiter l'admissibilité des capacités transfrontalières indirectes aux contrats d'un an, qui sont soumis au plafond de prix intermédiaire, pourrait décourager les opérateurs provenant d'autres États membres de participer au MRC.

(521) La Commission accepte les arguments avancés par la Belgique en ce qui concerne cette préoccupation. En particulier, sur le long terme, il n'est pas toujours possible de garantir une capacité d'entrée suffisante, car elle dépend de divers facteurs qui sont énoncés au considérant 143. La Commission se réjouit de l'engagement pris par la Belgique de réexaminer la possibilité pour les capacités étrangères de se voir octroyer des contrats pluriannuels (voir considérant 144).

(522) Comme mentionné au considérant 516, le mécanisme de dérogation au plafond de prix intermédiaire, introduit par la Belgique après la décision d'ouvrir la procédure, s'applique de la même manière aux capacités nationales et aux capacités transfrontalières indirectes.

(523) En ce qui concerne la participation transfrontalière directe au MRC, deux parties intéressées ont fait valoir que cette participation pourrait réduire les incitations à investir dans les capacités d'interconnexion et compromettre le couplage des marchés (considérants 254 et 255).

(524) Comme l'a expliqué la Belgique (voir considérant 316), des modifications ont été apportées à la loi sur le MRC pour répondre aux préoccupations exprimées par les parties intéressées. Selon les nouvelles règles, la conclusion d'un accord entre la Belgique et l'État membre sur le territoire duquel la capacité est située constituera une condition préalable à la participation des capacités transfrontalières directes au MRC.

Recettes tirées de la congestion

(525) Dans la décision d'ouvrir la procédure, la Commission a également demandé des éclaircissements sur l'utilisation des recettes tirées de la congestion des capacités et sur la répartition de ces recettes entre les GRT.

(526) La Belgique a précisé que les recettes tirées de la congestion seront utilisées et réparties conformément aux règles énoncées dans le règlement sur l'électricité, notamment son article 26, paragraphe 9.

(527) La Belgique a confirmé qu'elle se conformera à la décision n° 36/2020 de l'ACER qui, entre autres, définit la méthode de partage des recettes résultant de l'allocation de la capacité d'entrée (voir considérant 204).

Conclusion sur l'ouverture de la mesure aux capacités transfrontalières

(528) La Commission conclut que la mesure ne réduit pas les incitations à investir dans les capacités d'interconnexion ou le couplage des marchés, conformément aux points 233 a) et b) des LDAEE.

(529) En ce qui concerne le renforcement indu des positions dominantes sur le marché [point 233 d) des LDAEE], la conception du MRC comprend plusieurs mesures spécifiquement destinées à prévenir les abus de pouvoir de marché, par exemple des options de fiabilité, des plafonds de prix et un processus d'enchères concurrentielles (voir considérants 94, 111 et 147). En outre, l'ouverture de la mesure aux nouvelles capacités et la disponibilité des contrats à long terme devraient garantir que les positions dominantes existantes ne seront pas indûment renforcées.

(530) Enfin, en ce qui concerne la préférence accordée aux producteurs émettant peu de carbone lorsqu'ils offrent des paramètres techniques et économiques équivalents [point 233 e) des LDAEE], la Commission constate que la mesure est ouverte aux producteurs émettant peu de carbone. Toutefois, afin d'éviter le cumul d'aides et la surcompensation qui en résulte, les producteurs ne doivent pas être bénéficiaires d'autres mesures de soutien telles que celles décrites au considérant 205.

(531) La mesure est conforme à la section 3.9.6 des LDAEE.

5.3.7.3. Conclusion sur la distorsion de la concurrence et le critère de mise en balance

(532) La Commission conclut que la mesure a des effets positifs significatifs en termes de facilitation d'une activité économique, tout en assurant la sécurité d'approvisionnement et en n'entraînant aucune distorsion inutile de la concurrence et des échanges. Il s'ensuit que les effets positifs de l'aide l'emportent sur ses effets négatifs sur la concurrence et les échanges. Par conséquent, l'aide proposée facilite le développement de certaines activités économiques sans altérer les conditions des échanges dans une mesure contraire à l'intérêt commun, comme l'exige l'article 107, paragraphe 3, point c), du TFUE.

5.3.8. *Transparence de l'aide et entreprises en difficulté ou faisant l'objet d'une injonction de récupération non exécutée*

(533) La Belgique s'est engagée à appliquer les conditions de transparence énoncées à la section 3.2.7 des LDAEE dans la mesure où elles s'appliquent à l'aide octroyée dans le cadre du MRC (voir considérant 219).

(534) Conformément au point 16 des LDAEE, aucune aide ne sera octroyée à des entreprises en difficulté (voir considérant 221).

(535) Conformément au point 17 des LDAEE, dans le cadre du MRC, aucune aide ne peut être accordée aux entreprises faisant l'objet d'une injonction de récupération non exécutée, émise dans une décision antérieure de la Commission déclarant une aide illégale et incompatible avec le marché intérieur (voir considérant 220).

6. **CONCLUSION**

La mesure est compatible avec le marché intérieur en vertu de l'article 107, paragraphe 3, point c), du TFUE et des dispositions pertinentes des LDAEE.

A ADOPTÉ LA PRÉSENTE DÉCISION:

Article premier

L'aide prenant la forme du mécanisme de rémunération de la capacité, que le Royaume de Belgique envisage de mettre en œuvre, est compatible avec le marché intérieur en vertu de l'article 107, paragraphe 3, point c), du traité. Le régime d'aides est autorisé pendant une période maximale de 10 ans à compter de la première enchère.

Article 2

Le Royaume de Belgique est destinataire de la présente décision.

Dans le cas où la présente décision contiendrait des éléments confidentiels qui ne doivent pas être publiés, vous êtes invités à en informer la Commission dans un délai de quinze jours ouvrables à compter de la date de réception de la présente. Si la Commission ne reçoit aucune demande motivée à cet effet dans le délai prescrit, elle considérera que vous acceptez la publication du texte intégral de la décision. Votre demande, dans laquelle seront précisés les éléments concernés, doit être envoyée par courrier électronique à l'adresse suivante:

Commission européenne
Direction générale de la concurrence
Greffe des aides d'État
B-1049 Bruxelles
Stateaidgreffe@ec.europa.eu

Fait à Bruxelles, le 27 août 2021.

Par la Commission
Margrethe VESTAGER
Membre de la Commission